



ISSN: 1984-6266

Comportamento dos Custos Operacionais e Regulação por Incentivos: uma análise nos anos que precedem as Revisões Tarifárias no Brasil

Renato Fernandes.

*UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro
renatoconfernandes@gmail.com*

Marcelo Alvaro da Silva Macedo

*UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro
malvaro@facc.ufrj.br*

Adriano Rodrigues

*UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro
adriano@facc.ufrj.br*

Recebimento:

21/10/2021

Aprovação:

08/03/2022

**Editor responsável pela
aprovação do artigo:**

Dra. Luciana Klein

**Editor responsável pela edição do
artigo:**

Dra. Luciana Klein

Avaliado pelo sistema:

Double Blind Review

A reprodução dos artigos, total ou parcial,
pode ser feita desde que citada a fonte.

Resumo

Como os Custos Operacionais (CO) são utilizados nas Revisões Tarifárias Periódicas (RTP), pode existir uma oportunidade regulatória gerando incentivos para seu gerenciamento. Nesse contexto, este artigo tem como objetivo analisar o comportamento dos CO nos quatro anos que antecederam cada RTP, além disso, testar os anos base da RTP separadamente para empresas que tiveram benefício na revisão. Os principais resultados mostraram que no intervalo de quatro anos, nos dois anos que antecedem a (anos base da RTP) os CO são maiores pelo menos para as empresas que obtiveram benefícios na revisão tarifária. Assim sendo, pode-se concluir que existem indícios de que as distribuidoras podem estar gerenciando seus CO para obter benefícios regulatórios nas RTP.

Palavras-chave: Custos Operacionais. Regulação por Incentivos. Revisão Tarifária Periódica. Distribuidoras de Energia.



PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CONTABILIDADE
MESTRADO E DOUTORADO

DOI:

<http://dx.doi.org/10.5380/rcc.v14i2.83208>

BEHAVIOR OF OPERATING COSTS AND REGULATION BY INCENTIVES: AN ANALYSIS IN THE YEARS PRECEDING TARIFF REVIEWS IN BRAZIL

ABSTRACT

Since Operating Costs (OC) are used in Periodic Tariff Reviews (RTP), there may be a regulatory opportunity generating incentives for their management. In this context, this paper aims to analyze the behavior of OCs in the four years preceding each RTP, in addition to testing the RTP base years separately for companies that had a benefit in the revision. The main results showed that in the four-year interval, in the two years preceding the (RTP base years) the COs are higher at least for the companies that obtained benefits in the tariff revision. Therefore, it can be concluded that there are indications that utilities may be managing their CO to obtain regulatory benefits in the RTP.

Keywords: Operating Costs. Regulation by Incentives. Periodic Tariff Review. Energy Distributors.

1 Introdução

A busca por tarifas justas abrange vários segmentos do mercado, sobretudo os sob regulação pública, no qual em algumas situações a empresa regulada atua em segmento de monopólio natural. Segundo Averch e Johnson (1962) na literatura da época acerca das empresas sob regulação pública, já se verificava com frequência a preocupação das companhias reguladas em aumentar suas tarifas afim de maximizar seus lucros. Assim, de acordo com os autores, se deu início a discussão sobre o preço justo da tarifa, levando-se em consideração as relações entre os custos formadores da base tarifária.

Daí a preocupação das agências reguladoras em criar mecanismos que sejam capazes de atender as demandas de retorno de capital da regulada bem como dos preços baixos para os consumidores. No segmento energético, por exemplo, Spann (1974) indicava que os estudos acerca da regulamentação devem ir além da avaliação de que os mecanismos regulatórios alteravam ou não as tarifas ou produtos das empresas sob regulação. Mais do que isso, para se verificar se a regulação está sendo bem desempenhada, “deve-se incluir em seus cálculos de custo-benefício os custos de distorção de insumos quando a regulação da taxa de retorno é eficaz” (Spann, 1974, p. 50).

Assim, uma regulação bem desempenhada deve avaliar eventuais ineficiências no que tange aos custos das empresas nas quais ela supervisiona, já que muitas vezes estes custos são incorporados as tarifas. Dessa forma, as tarifas eficientemente fixadas resultam de uma regulamentação na qual essas são refletidas a partir dos seus custos (Jamasp, Nepal, & Timilsina, 2017).

Segundo Semolini (2014), a observação mundial acerca dos métodos de incentivo à redução de tarifa, demonstrou grande possibilidade para ganho de produtividade através dos Custos Operacionais (CO), fato pelo qual este item se tornou o foco da regulação por incentivo. A redução dos custos é uma característica importante no *price cap*, entretanto no longo prazo tal característica pode inviabilizar o negócio devido a vários motivos, tais como com investimentos em avanço tecnológicos, ciclos do negócio e alterações nas bases da economia. Assim a estabilidade nos preços que se submete a empresa regulada pode acabar falindo a mesma (Vogelsang, 2002).

A forma como as tarifas são estruturadas, trazem, em si, propriedades intrínsecas, garantindo a modicidade tarifária, e cobrindo tanto os custos não gerenciáveis - Parcela A, quanto os custos gerenciáveis - Parcela B (Brugni, Rodrigues, Cruz, & Szuster, 2012). Conforme relata Tancini (2013) fazem parte da Parcela A os custos que estão fora do controle da distribuidora, tendo esses componentes neutralidade nas tarifas, isto é, os custos desta parcela são inteiramente cobertos pelas tarifas.

A Parcela B, por sua vez, equivale à parte gerenciável da tarifa, portanto, é passível da discricionariedade dos gestores das distribuidoras, e apresenta, em sua formação, a cota de depreciação,

remuneração do investimento, os CO e outros elementos de custo. Especificamente aos CO, a Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica, que regula o setor elétrico no Brasil, busca incentivar a eficiência desses custos. Nesse cenário, vários mecanismos foram usados pela Aneel, tais como, utilizar empresa de referência (2003 a 2010) e implantar a metodologia de *Benchmarking* (2011 a 2018) (Semolini, 2014).

A Revisão Tarifária Periódica (RTP) tem sua previsão através dos contratos de concessão das companhias energéticas (Peano, 2005). O período entre uma RTP e outra é denominado de ciclo tarifário e ocorre, em média, a cada quatro anos. Dessa forma, no momento da ocorrência da RTP é que acontece o Reposicionamento Tarifário (RT), quando se estabelecem as tarifas suficientes para cobrir a remuneração dos ativos e dos Custos Operacionais (CO) (Oliveira, Oliveira, & Silva, 2003). Assim, é no RT que as tarifas são direcionadas a cobrir os CO considerados eficientes, bem como é o momento quando são remunerados os investimentos que foram realizados prudentemente (Peano, 2005).

É exatamente nessa questão que se debruça o presente estudo. Os CO são utilizados pela Aneel como base para as revisões tarifárias. Mais especificamente, para a definição do reposicionamento tarifário, gerado pela RTP, a Aneel leva em conta o valor médio dos CO dos dois anos anteriores à revisão tarifária (ANEEL, 2018a). Assim, num ciclo tarifário de quatro anos, tem-se dois anos que são utilizados como base para a RTP e outros dois anos que não são utilizados para esse fim pela agência reguladora. Logo, pode existir uma oportunidade na regulação que geraria incentivos às empresas para que os CO tivessem comportamentos distintos entre os anos base e não base da RTP. Assim, haveria incentivo para que as empresas, dentro de certos limites impostos pela regulação, aumentassem seus CO nos anos base da RTP para conseguir um melhor reposicionamento tarifário.

Portanto, estudar o comportamento dos CO nos anos que antecedem as RTPs é o que justifica este trabalho, visto que as variações nesses CO tendem a impactar o valor da tarifa arcada por cada consumidor. Neste sentido apresenta-se o problema de pesquisa deste trabalho, que é: qual a diferença no comportamento dos CO das distribuidoras nos anos base e não base da RTP?

Diante do exposto, o objetivo geral deste trabalho é analisar o comportamento dos CO nos quatro anos que antecederam cada RTP do último ciclo tarifário (quarto ciclo a partir de 2015). Mais especificamente buscou-se analisar o comportamento dos CO, que servem de base para as revisões tarifária periódicas, comparando os anos utilizados para fins de RTP com os anos que não são utilizados para fins de RTP, além de testar os anos utilizados para fins de RTP separadamente para as empresas que tiveram benefício na revisão tarifária.

2 Revisão de Literatura

2.1 A Evolução da Regulação Tarifária

De acordo com Vogelsang (2002), até o início da década de 1980, predominava no Reino Unido, as críticas à regulamentação tradicional, fazendo “ressurgir” a regulação por incentivo, enfraquecendo, de certa maneira, a regulação pública. No cenário brasileiro, Pires e Piccinini (1998), destacavam que no setor de energia, desenvolveram-se, basicamente, três mecanismos de tarifação, sendo elas: as tarifas com base nos custos do serviço ou na taxa de retorno, historicamente utilizada no Brasil; as tarifas pelo custo marginal; e o *price cap*.

Acerca da regulação pelo custo do serviço, essa era a forma mais utilizada na maioria dos países, tendo a seu favor o fato de ser eficaz no controle do poder do mercado, bem como por possibilitar um ambiente de segurança às empresas reguladas, no que tange a recompor seus custos. Essa metodologia permitia que a tarifa absorvesse todos os custos incorridos no processo, assegurando, assim, a rentabilidade da empresa

regulada. Todavia, com a garantia de cobertura dos seus custos, faltava à regulada motivação para reduzi-los ou até torná-los mais eficientes, o que proporcionou, no longo prazo, um aumento substancial nos custos, tendo como origem os gastos e investimentos operacionais (Sales, 2013).

Na direção de superar as desvantagens da regulação pelo custo do serviço, o método de regulação pelo princípio do custo marginal foi desenvolvido, fazendo com que os preços dos multiprodutos se aproximassem dos seus custos (Pires & Piccinini, 1998). No cerne da regulação pelo custo marginal, está a discriminação tarifária, isto é, os preços são determinados de forma diferente para cada categoria diferente de consumidor (Santos, 2012). Apesar disso, o seu aproveitamento apresentou grandes dificuldades na tarifação dos segmentos de infraestrutura, já que esses setores exigem consideráveis gastos em capital fixo. Outro fato dificultador da implementação, em plenitude, da regulação pelo custo marginal, consistiu, especialmente, em apresentar problemas na questão assimétrica informacional e deficiência produtiva (Pires & Piccinini, 1998).

Desse modo, diante do certo fracasso das demais formas regulatórias, a regulação por incentivos conseguiu captar e corrigir algumas imperfeições, como que, ajustando a regulação para resultados mais próximos dos almejados. Vogelsang (2002) destacou dois métodos de regulação por incentivos: o bayesiano, que associa a adoção de mecanismos regulatórios diante de probabilidades subjetivas; e o não bayesiano, que busca utilizar somente informações que possam ser verificadas, tais como as contábeis, sem particularmente depender do regulador (Vogelsang, 2002).

Nesse sentido, a metodologia regulatória através do incentivo mais utilizada passou a ser o *price cap*, que regula o limite do preço, apresentando-se como um *mixer* dos mecanismos não bayesianos e bayesianos (Beesley & Littlechild, 1989). Em linhas gerais, a premissa do *price cap* está na separação da tarifa energética elétrica do custo de fornecer essa energia (Vogelsang, 2002). Isto é, a tarifa de fornecimento é congelada por um período pré-determinado, sem se influenciar pelo avanço dos custos nesse período. Dessa maneira, caso a regulada, no período entre as revisões tarifárias, tenha tido algum ganho de produtividade, neste regime, o regulador não deve usar a informação obtida até a próxima revisão tarifária (Cowan, 2002).

No contexto brasileiro, Moritz (2001) destaca que a publicação da Lei n. 9.427/1996 consagrou o mecanismo regulatório baseado no *price cap*, tornando-o parte dos contratos das distribuidoras concessionárias, inclusive definindo regras de apropriação de ganhos de eficiência. Ademais, a redução dos custos é uma característica importante no *price cap*, entretanto, no longo prazo, ela pode inviabilizar o negócio, devido a motivos, como: não investimentos em avanços tecnológicos; ciclos do negócio; e alterações nas bases da economia. Nesse caso, a estabilidade nos preços a que se submete a empresa regulada pode levá-la à falência (Vogelsang, 2002). Outro ponto negativo a se destacar é que a regulação pelo limite de preço pode encorajar uma baixa no nível de qualidade, já que incentiva a redução dos custos (Cowan, 2002).

Resumidamente, ainda quanto à regulação por incentivo via *price cap*, observa-se que ela busca projetar para uma empresa em condição de monopólio de preços a uma taxa suficientemente atrativa em comparação a taxas que a mesma empresa obteria caso houvesse um mercado não monopolizado (Saintive & Chacur, 2006). Nesse contexto, a teoria da regulação por incentivos através do estabelecimento de um preço teto visa garantir uma tarifa que possa satisfazer à regulada com índices rentáveis atraentes e, ao mesmo tempo, através da utilização de fatores de ganho, estimular a produtividade eficiente, em prol do consumidor.

Por fim, ressalta-se que “o sucesso da regulação tarifária depende, fundamentalmente, da independência e autonomia do órgão regulador” (Pires & Piccinini, 1998, p. 54). Ainda segundo Pires e Piccinini (1998), apenas a regulação por incentivo não é suficiente para garantir a qualidade de serviço, cabe à reguladora utilizar-se de outros mecanismos tal.

2.2 Os Custos Operacionais na Revisão Tarifária

A preocupação com os custos operacionais atravessou e foi determinante em vários ciclos tarifários no Brasil, neste sentido, tratando especificamente das alterações nos ciclos relacionados ao CO observa-se várias mudanças.

Até o primeiro ciclo tarifário (2003 a 2006), as concessionárias tinham seus CO reajustados pelo IGPM. A definição das tarifas, tendo por base os custos reais de cada concessionária, acabou não incentivando a que essas companhias empregassem um nível maior de esforço na direção de diminuir seus custos (Semolini, 2014). Tal desincentivo foi motivado pelo fato de que a economia conquistada nos custos seria repassada apenas para os consumidores, fazendo com que a concessionária não fosse recompensada. No primeiro ciclo tarifário, a medida adota pela Aneel foi a utilização da metodologia denominada de Empresa de Referência para, dentre outras coisas, se determinar o nível dos CO (Semolini, 2014). Dessa maneira, era criada, hipoteticamente, uma empresa de referência, sendo nela baseado o nível de custo eficiente (Pimenta, 2007).

Já no segundo ciclo tarifário (2007 a 2010), ocorreu uma reavaliação dos CO, mais especificamente nas despesas com pessoal (Almeida & Couto, 2016). No contexto geral, no quesito Empresa de Referência, ocorreram diversas reformulações, dentre as quais a inserção da Análise de Consistência Global, trazendo uma segunda dimensão ao se definir os CO. A partir da definição dos parâmetros dos modelos de Empresa de Referência, através da Análise de Consistência Global verificava-se se os resultados refletiam as premissas teóricas aplicadas, cito o nível médio eficiente do setor distributivo de energia (Semolini, 2014).

No terceiro ciclo tarifário (2011 a 2014), a principal alteração foi a retirada do modelo de Empresa de Referência que, segundo a própria Aneel não foi bem entendido pela sociedade (Almeida & Couto, 2016). Dessa forma, ainda conforme Almeida e Couto (2016), no terceiro ciclo tarifário, teve início um processo de comparação entre as empresas de distribuição, denominado como mecanismo de benchmarking. Empresas reais e seus respectivos desempenhos são analisadas e, de acordo com os dados obtidos, elaboram-se metas para as concessionárias.

O quarto ciclo tarifário (pós 2015) trouxe algumas alterações, isto é, apesar de no modelo DEA os dados de entrada dos CO serem os mesmos do ciclo anterior, o valor deste componente sofreu um ajuste no índice salarial, visando refletir as diferenças das despesas de mão de obra em regiões distintas (Costa, Lanzer, Lopes, & Vilela, 2016). Atualmente, ao se definir os CO regulatórios, verificam-se os custos realizados pela distribuidora, o nivelamento de sua eficiência, bem como as peculiaridades das regiões de concessão. Nesse sentido, segundo esses resultados, atingiu-se o principal objetivo do *price cap*, utilizado pela Aneel, no intuito de incentivar que as reguladas busquem o máximo de eficiência.

Na metodologia de definição dos custos operacionais, a Aneel considera, na RTP, os “custos com Pessoal, Materiais, Serviço de Terceiros, Outros Custos Operacionais, Tributos e Seguros relativos à atividade de Distribuição e Comercialização de energia elétrica” (ANEEL, 2018b, p. 3). Conforme a Aneel (2017), os CO podem ser “associados às atividades de operação, manutenção, tarefas comerciais e administrativas, como os custos com leitura e entrega de faturas, vistoria de unidades consumidoras, podas de árvores, operação de subestações, combate às perdas, administração e contabilidade”. De acordo com Semolini (2014), no final do terceiro ciclo tarifário os CO representavam cerca de 60% da Parcela B da distribuidora, sendo composta esta parcela por despesas associadas a operações e manutenção, bem como a atividades relacionadas ao comércio e à administração da companhia.

No caso específico das distribuidoras, ao término desse mesmo ciclo, isto é, na RTP, as reduções de custos resultaram em ganhos de eficiência, os quais se tornaram benefícios repassados ao consumidor via revisão tarifária (Sales, 2013). Nesse cenário as agências reguladoras realizam os ajustes nos valores tarifários, utilizando-se do atendimento dos serviços de prestação de energia, considerando as mudanças na composição dos custos, ambiente da concessão, níveis das tarifas observados (benchmarking), estímulos à eficácia e por fim a modicidade tarifária (SEMOLINI, 2014).

Segundo Pint (1992), quando os ciclos regulatórios ocorrem em intervalos fixos, permite-se que as empresas agrupem suas distorções de capital e esforço em um único período, dando margem para que se manipule o preço regulado, por exemplo. Conclui o autor que, mesmo que os ciclos regulatórios fixos tragam bem-estar social e reduzam as incertezas, os principais ganhos vão para as empresas, considerando que os custos são medidos apenas para o ano de teste (PINT, 1992).

3 Formulação das Hipóteses

No processo tarifário o valor dos CO aprovados na última revisão tarifária com ajustes e o valor da Parcela B na última revisão tarifária têm como objetivo a identificação do tamanho relativo aos CO regulatórios que compuseram a Parcela B da revisão anterior. Logo, nesse cálculo, é necessário serem feitos ajustes e deduções, que devem ser inseridos na constituição da Parcela B, de forma a deduzir os ganhos de produtividade, as outras receitas e os outros ajustes de efeitos iguais (ANEEL, 2018b).

A receita de Parcela B ocorrida no Ano Teste é apurada através das tarifas de distribuição (ANEEL, 2018a). A definição do valor do CO eficiente é realizada por meio da comparação entre o intervalo de custos operacionais eficientes e os custos operacionais no ato da revisão, segundo a equação indicada pela Aneel (2018b, p. 5):

$$CO_{ef} = \min(\max(CO_{At}; LI); LS)$$

Onde:

CO_{ef} : valor dos custos operacionais regulatórios eficientes;

LS : limite superior dos custos operacionais regulatórios eficientes; e

LI : limite inferior dos custos operacionais regulatórios eficientes.

Ainda de acordo com a Aneel (2018b), “como regra geral, a meta será ajustada de tal forma que não implique uma trajetória que exceda uma variação de custos operacionais regulatórios superior a 5% a.a.” (p. 5), conforme o seguinte cálculo:

$$\Delta CO = \min\left(\left|\sqrt{\frac{CO_{ef}}{CO_{At}}} - 1\right|; 5\%\right)$$

$$CO_{meta} = CO_{At}(1 \pm \Delta CO)$$

Onde:

ΔCO : variação anual dos custos operacionais regulatórios; e

CO_{meta} : meta de custos operacionais ajustada ao limite máximo de variação anual.

No caso de a razão entre o custo definido na meta de custos operacionais, ajustada ao limite máximo de variação anual, e os custos operacionais reais for maior que 120%, a meta dos custos operacionais será ajustada, conforme equação apresentada a seguir (ANEEL, 2018a, p. 6).

$$CO'_{meta} = \frac{1,2 \cdot Opex_{m\u00e9dio} + CO_{meta}}{2}$$

Onde:

CO_{meta} : meta de custos operacionais regulat\u00f3rios com compartilhamento; e

$Opex_{m\u00e9dio}$: m\u00e9dia dos custos operacionais reais.

Assim sendo, o $Opex_{m\u00e9dio}$ ser\u00e1 calculado levando-se em conta o valor m\u00e9dio dos CO reais nos dois anos anteriores \u00e0 revis\u00e3o tarif\u00e1ria, considerando-se os dados dispon\u00edveis mais novos, os quais sofrem atualiza\u00e7\u00e3o monet\u00e1ria pelo IPCA at\u00e9 a data da revis\u00e3o. Por fim, na ocorr\u00eancia da revis\u00e3o tarif\u00e1ria, compara-se a meta regulat\u00f3ria \u00e0 cobertura de custos operacionais inseridos na tarifa da distribuidora, classificando-se esta como receita de CO (ANEEL, 2018a).

Os CO reconhecidos na tarifa s\u00e3o baseados na compara\u00e7\u00e3o de benchmarking, visando definir o n\u00edvel de efici\u00eancia desses custos. E assim, de acordo com esse n\u00edvel, \u00e9 que se estabelecem os intervalos dos CO regulat\u00f3rios, servindo de base para os valores que se estabelecer\u00e3o durante o ciclo tarif\u00e1rio. Posteriormente, esse intervalo de CO eficientes \u00e9 comparado com os CO cobertos inseridos na tarifa da distribuidora (ANEEL, 2018a).

Desse modo, quando o valor dos CO, que est\u00e3o na tarifa, estiver al\u00e9m do intervalo determinado pelo benchmarking, incorpora-se uma parcela dessa diferen\u00e7a no momento da RTP, e a parte remanescente ser\u00e1 base de c\u00e1lculo do Componente T do Fator X. Por conseguinte, essa trajet\u00f3ria, conforme descrita no par\u00e1grafo anterior, dever\u00e1 ser compat\u00edvel com a restri\u00e7\u00e3o de varia\u00e7\u00e3o de 5% a.a. Todavia, caso ela exceda essa varia\u00e7\u00e3o, a trajet\u00f3ria ser\u00e1 ajustada na dire\u00e7\u00e3o de atender tal limite (ANEEL, 2018a).

Por fim, a \u00faltima etapa desse processo dos CO compreende a aprecia\u00e7\u00e3o do pr\u00eamio de efici\u00eancia, isto \u00e9, quando a aplica\u00e7\u00e3o metodol\u00f3gica, apresentada anteriormente, resultar em uma meta de CO maior que 120% em compara\u00e7\u00e3o com os CO reais da distribuidora, o percentual excedente desse valor dever\u00e1 ser compartilhado, pela metade, com o consumidor. Nessa situa\u00e7\u00e3o, a meta de CO ser\u00e1 recalculada, considerando o compartilhamento do pr\u00eamio de efici\u00eancia (ANEEL, 2018a).

Por outro lado, no momento que a aplica\u00e7\u00e3o metodol\u00f3gica resultar na rela\u00e7\u00e3o entre a raz\u00e3o da meta de CO e os CO reais inferiores a 120%, n\u00e3o ser\u00e1 necess\u00e1rio o rec\u00e1lculo da trajet\u00f3ria para compartilhamento com o consumidor.

Importante ressaltar que, no regime *price cap*, utilizado atualmente, permite-se que sejam repassados para as tarifas todos os custos estimulados por eventos econ\u00f4micos, quer dizer, os custos que n\u00e3o est\u00e3o sob o controle e a previsibilidade das distribuidoras (Pires, 2000).

Portanto, observa-se que quanto maior os CO reais usados nos c\u00e1lculos da RTP em rela\u00e7\u00e3o a meta dos CO calculado pela Aneel, menor ser\u00e1 a possibilidade da exist\u00eancia do pr\u00eamio de efici\u00eancia.

Com base nesses elementos formulou-se as seguintes hip\u00f3teses de pesquisa:

H1: Os custos operacionais (CO) s\u00e3o maiores nos anos utilizados como base da RTP do que nos anos em que a Aneel n\u00e3o utiliza os mesmos para esse fim.

H2: Os custos operacionais (CO) s\u00e3o maiores nos anos utilizados como base da RTP nas empresas que obtiveram benef\u00edcio da revis\u00e3o tarif\u00e1ria do que nos anos em que a Aneel n\u00e3o utiliza os mesmos para esse fim.

A H1 é justificada pela oportunidade gerada pela regulação de que haja incentivos a um comportamento de aumento dos CO nos anos base da RTP, visando um melhor reposicionamento tarifário. Mesmo que existem mecanismos regulatórios limitadores da possibilidade de ações dessa natureza, os benefícios podem ser suficientemente grandes para gerar incentivo às empresas para esse comportamento.

Já em relação à H2, a justificativa está no fato de que esse aumento dos CO pode estar concentrado apenas nas empresas que tiveram algum benefício na revisão tarifário trazido pelos CO. Ou seja, o incentivo pode ser melhor identificado quando se analisa especificamente as empresas potencialmente beneficiadas por seus CO.

4 Metodologia

O período escolhido para análise das RTP foi delimitado entre os anos de 2015 até 2019. Fixou-se começar em 2015 por aquele ano marcar o início do quarto ciclo tarifário. Assim, como cada ciclo tarifário pode ter sua metodologia regulatória específica, entendeu-se que utilizar dados de outros períodos poderia “contaminar” os resultados apresentados. Quanto a finalizar com 2019, deve-se por ser o último ano com informações disponíveis no momento da coleta dos dados.

A partir da definição do período das RTP, foi necessário definir o período para coleta dos dados dos CO. Como a análise foi feita com base nos quatro anos anteriores à RTP, se uma empresa teve sua RTP em 2015, foram utilizadas as informações de 2011 a 2014. Assim, foram utilizadas informações de CO para o período de 2011 a 2018.

No que se refere a população da amostra, no período determinado por esta pesquisa ocorreram 88 RTP para as concessionárias distribuidoras de energia elétrica no Brasil. Todavia, ao se analisar as RTP de cada empresa, foram observados os primeiros limitadores desta pesquisa, qual seja: a falta de dados na nota técnica da RTP e na planilha Sparta (nome dado à planilha que elabora os cálculos tarifários); divergências entre os dados informados na nota técnica da RTP e a planilha Sparta (valores diferentes acerca da mesma RTP); e revisões que apenas prorrogavam a RTP anterior, ocorrida antes de 2015. Para o caso de divergências encontradas entre a nota técnica e a planilha Sparta, foram considerados os valores constantes na nota técnica.

Outro fator limitador remete aos dados que compuseram a análise deste trabalho e compõem as Demonstrações do Resultado de Exercícios – DRE regulatórias, retiradas da Central de Informações Econômico-Financeiras – CIEFSE, no *site* da Aneel. Sobre essa questão, há de se ressaltar que, durante a coleta das DRE regulatórias, não foi possível obter dados de algumas empresas. Isso, porque, para as RTP mais antigas, nem todas as demonstrações estavam disponíveis, principalmente as de 2011. Assim, por conta desses limitadores, das 88 RTP iniciais, restaram 52 RTP na amostra final.

No que tange à forma de coleta, de acordo com os dados do “Calendário e Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição”, local da *Web* onde ficam, no *site* da Aneel, os processos tarifários, foram baixados uma a uma as notas técnicas e planilhas Spartas. Da mesma forma, no *site* da Aneel através da Central de Informações Econômico-Financeiras do Setor Elétrico – CIEFSE, foram baixadas as demonstrações financeiras regulatórias de cada concessionária, neste caso balanços patrimoniais e demonstrações do exercício.

Para melhor visualização dos dados coletados, desenvolveu-se, então, a tabela 1, apresentada a seguir, relacionando as distribuidoras, o ano de cada respectiva revisão, os anos analisados e o impacto dos CO na revisão tarifária periódica.

Tabela 1 - Revisões tarifárias periódicas de 2015 a 2019

Agente (ano da RTP)	Período Analisado	Impacto dos CO na RTP	Agente (ano da RTP)	Período Analisado	Impacto dos CO na RTP
DMED (2015)	2011-2014	-0,14%	CELPE* (2017)	2013-2016	-0,14%
EDP SP (2015)	2011-2014	-0,04%	COOPERALIANÇA (2017)	2013-2016	-0,38%
CPFL PIRATININGA (2015)	2011-2014	-0,08%	DEMEI (2017)	2013-2016	-0,98%
CFLO (2016)	2012-2015	-0,47%	HIDROPAN (2017)	2013-2016	-0,81%
CHESP (2016)	2012-2015	-0,25%	SULGIPE (2017)	2013-2016	-0,79%
CNEE (2016)	2012-2015	-0,56%	UHENPAL (2017)	2013-2016	0,61%
COCEL (2016)	2012-2015	-0,35%	MUXENERGIA (2017)	2013-2016	-1,13%
CPFL JAGUARI (2016)	2012-2015	-0,21%	ELETROCAR (2017)	2013-2016	-1,28%
CPFL SANTA CRUZ (2016)	2012-2015	-0,78%	LIGHT (2017)	2013-2016	0,13%
CPFL SUL PAULISTA (2016)	2012-2015	-0,58%	CEA (2017)	2013-2016	13,26%
EDEVP (2016)	2012-2015	-0,47%	ESE (2018)	2014-2017	-0,94%
EEB* (2016)	2012-2015	-0,0065	COELBA (2018)	2014-2017	-0,01%
EFLUL (2016)	2012-2015	-0,25%	RGE (2018)	2014-2017	-0,05%
ELFSM (2016)	2012-2015	-0,42%	ENEL RJ (2018)	2014-2017	-0,06%
ESS (2016)	2012-2015	-0,31%	EMT (2018)	2014-2017	0,19%
ETO (2016)	2012-2015	-0,40%	CPFL PAULISTA (2018)	2014-2017	0,22%
FORCEL (2016)	2012-2015	-0,73%	CELG-D (2018)	2014-2017	0,25%
IENERGIA (2016)	2012-2015	-0,98%	CEMIG-D (2018)	2014-2017	0,35%
EDP ES (2016)	2012-2015	-0,10%	EMS (2018)	2014-2017	0,36%
EFLJC (2016)	2012-2015	-0,10%	ELETROPAULO (2019)	2015-2018	0,66%
CEB-DIS (2016)	2012-2015	0,12%	CPFL- PIRATININGA (2019)	2015-2018	0,04%
CPFL MOCOCA (2016)	2012-2015	-1,28%	ELEKTRO (2019)	2015-2018	-0,09%
CELESC-DIS (2016)	2012-2015	0,13%	EDP SP (2019)	2015-2018	-0,10%
COPEL-DIS (2016)	2012-2015	0,36%	CELPA (2019)	2015-2018	0,18%
CEEE (2016)	2012-2015	0,37%	EDP ES (2019)	2015-2018	0,19%
CPFL LESTE PAULISTA (2016)	2012-2015	-1,06%	ENEL CE (2019)	2015-2018	0,21%

Fonte: elaboração própria.

*Valores da Nota Técnica e da planilha Sparta divergentes, sendo utilizadas as informações apresentadas na Nota Técnica

A tabela anterior apresenta o “Agente”, que equivale ao concessionário distribuidor de energia; o “Ano da RTP”, no qual a revisão tarifária ocorreu; bem como o “Período Analisado”, que se refere aos anos utilizados para análise do comportamento dos CO. Além disso, tem-se o impacto dos CO na RTP, ou seja, o resultado dos CO na RTP. Assim, valores negativos são para empresas em que os valores de CO não geraram benefício na revisão tarifária. Já valores positivos mostram empresas cujo CO geraram benefício na revisão tarifária (maior reposicionamento tarifário). Essa informação foi utilizada para dividir os anos base da RTP entre empresas com e sem benefício na revisão tarifária.

As DRE Regulatórias utilizadas nesta pesquisa serviram de base para a análise dos dados, cabendo ressaltar que os CO utilizados pela Aneel durante o cálculo da média dos CO reais ($Opex_{\text{médio}}$) são extraídos do Balancete Mensal Padronizado (BMP) e do Relatório de Informações Trimestrais (RIT). Entretanto, esses balancetes e relatórios, até pouco tempo, estavam indisponíveis no site da Aneel, constituindo-se, assim, o terceiro limitador desta pesquisa, e explicando o uso das DRE Regulatórias. Apesar de recentemente, a agência reguladora ter criado a equipe de Gestão de Dados e Normatização Contábil, tendo como missão garantir a

qualidade das informações, apenas a partir de 2019, os BMP estão disponibilizados no *site*, bem como os dados dos RIT (ANEEL, 2019).

A formação dos CO, analisados neste trabalho, seguiu o critério do Submódulo 2.2 A, conforme os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) da Aneel, que têm caráter de norma e agregam os regulamentos que tratam dos mecanismos das tarifas. Isto é, os custos operacionais apresentados na análise se restringem aos de Pessoal, Materiais, Serviço de Terceiros, Tributos e Seguros relativos à atividade de Distribuição e Comercialização de energia elétrica.

Também faz parte da composição dos CO os Outros Custos Operacionais, composto de vários lançamentos, entretanto nas DRE regulatórias o nível de abertura não permite ver todos os lançamentos. Desse modo, optou-se por retirar do escopo desta pesquisa a rubrica Outros, já que as DRE regulatórias não apresentam abertura suficiente, constituindo, desse modo, o quarto limitador deste estudo. Assim, foram coletadas as contas patrimoniais e de resultado regulatórias e não as societárias, visto que, segundo a Aneel, estas últimas não refletem, de forma adequada, os ativos remuneráveis através da tarifa (Tancini, 2013).

Para fins de análise do comportamento dos CO, optou-se por usar dois valores: a Parcela B e os custos de pessoal, materiais e serviços de terceiros (PMP). O primeiro foi utilizado em uma análise mais ampla do comportamento dos CO, pois é onde os mesmos estão inseridos. A ideia foi fazer testes mais amplos sobre o impacto das possíveis diferenças de comportamento dos CO em anos base e não base da RTP. O segundo valor foi utilizado em uma análise mais restrita, pois essas contas representam a maior parcela (mais de 90%) dos CO.

Como dito anteriormente, serão feitos testes para identificar diferenças do comportamento dos CO entre os anos em que a Aneel utiliza essa informação para a RTP e os anos que a agência reguladora não utiliza os CO com essa finalidade. Além disso, serão feitos para verificar se essa diferença está presente em todas as observações nos anos base da RTP ou apenas nos anos base para empresas que tiveram benefício na revisão tarifária. Ou seja, se o comportamento distinto dos CO acontece apenas em empresas em que os CO tiveram impacto positivo (vide tabela 1) no reposicionamento tarifário.

Para todas as análises, com o objetivo de tirar o efeito de tendência dos valores da Parcela B e do PMS, foram utilizados valores divididos pelo Resultado antes dos Custos Gerenciáveis (RaCG). Ou seja, os valores da Parcela B e do PMS estão divididos pelos valores do RaCG.

Para alcançar os objetivos traçados foram feitos testes de diferenças entre duas proporções para os valores agregados de todas as observações. Ou seja, foram comparados os valores agregados (considerando os valores de todas as observações juntos) de Parcela B/RaCG e PMS/RaCG para os anos base e não base da RTP. Além disso, para o caso dos anos base a análise também foi feita separando as empresas com benefício na revisão tarifária. O objetivo foi analisar se ao nível de 5% de significância os valores agregados (proporções de Parcela B e de PMS em relação ao RaCG) eram maiores nos anos base da RTP e nesses anos para empresas com benefício na revisão tarifária do que em anos não base.

Além disso, foram feitos testes de diferenças de médias para os dados de Parcela B/RaCG e PMS/RaCG de cada empresa. Nesse caso, as análises usaram os dados de cada observação e não os dados consolidados. A ideia foi testar se a média de Parcela B e de PMS, considerando um nível de significância de 5%, eram maiores nos anos base da RTP e nesses anos para empresas com benefício na revisão tarifária do que em anos não base.

Nesse caso, como obteve-se 52 RTP, tem-se 208 observações, sendo 104 para anos base e 104 para anos não base. Como obteve-se 17 RTP onde os CO tiveram impacto positivo na RTP, tem-se que das 104 observações de anos base da RTP, 34 eram provenientes dessas RTP em que a empresa teve CO gerando benefício na revisão tarifária.

Antes de fazer os testes de diferenças de média foi necessário analisar a normalidade dos dados, utilizando-se o teste de Kolmogorov-Smirnov. Como em praticamente todos os casos obteve-se que os dados não tinham distribuição que tendia a normalidade, utilizou-se o teste não paramétrico de Mann-Whitney.

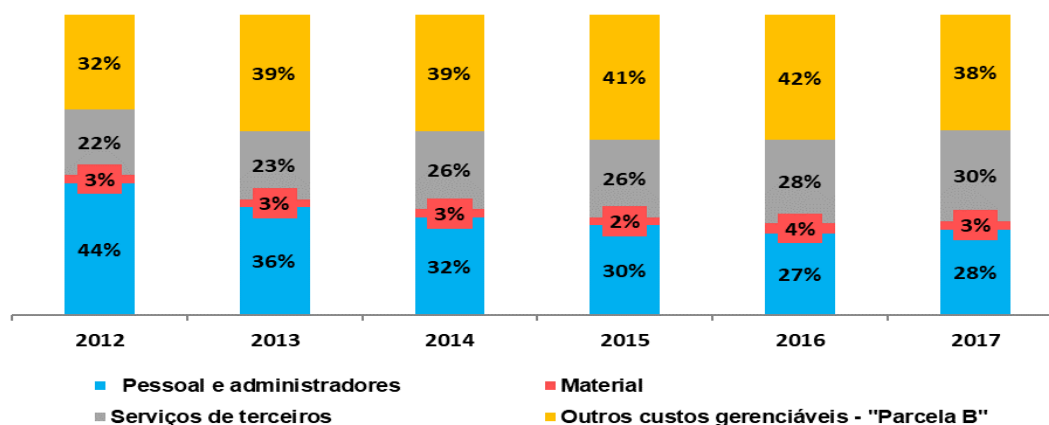
Assim sendo, para que H1 fosse confirmada era necessário que os resultados para os testes de proporções e de médias indicassem que ao nível de 5% de significância os valores da Parcela B e do PMS eram maiores nos anos base da RTP do que nos anos não base. Já para que H2 fosse confirmada era necessário que os resultados para os testes de proporções e de médias indicassem que ao nível de 5% de significância os valores da Parcela B e PMS eram maiores nos anos base da RTP para empresas que tiveram benefício na revisão tarifário do nos anos não base.

5 Resultados

Nesta seção, serão discutidos os resultados obtidos na utilização dos exames empíricos, iniciando pela apresentação das estatísticas descritivas das variáveis.

A seguir, na figura 1, são considerados os custos da Parcela B, separando os custos das contas de pessoal, material e serviços (PMS) dos demais custos da Parcela B. Decidiu-se pela apresentação dos valores apenas a partir de 2012, por conta das poucas observações disponíveis para o ano de 2011.

Figura 1 - Custos das Parcelas B



Fonte: elaboração própria.

Observa-se, conforme demonstrado na figura 1, a queda acentuada da participação dos custos com pessoal, cujo percentual, em 2012, era de 44%, chegando, em 2017, a apenas 28%. Por outro lado, os custos com serviços de terceiros aumentaram, de 22% em 2012, para 30% em 2017. Já os custos com material se mantiveram basicamente nos mesmos percentuais.

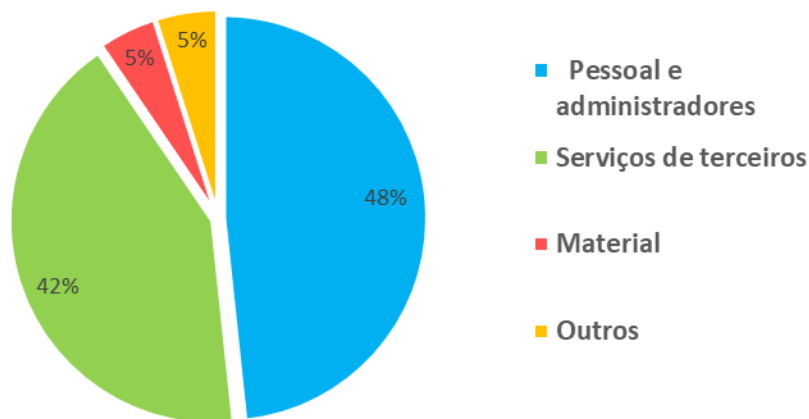
O crescimento dos custos com terceiros pode estar relacionado com a questão trazida por Tancini (Tancini, 2013, p. 29) ao identificar que, nas atividades submetidas a regulação, “o efeito moral pode induzir a realização de investimentos excessivos e superfaturados, terceirização demasiada, redução de atividades de manutenção, entre outros problemas.”

Nesse sentido, a pressão do regulador, pode fazer com que a empresa regulada por ele, atue de forma oposta aos seus interesses, aumentando, neste caso, em demasia, os gastos com serviços de terceiros em

determinado momento, antes da RTP. Ademais, deve-se considerar a flexibilidade maior em se contratar serviços de terceiros comparado à contratação de novos funcionários.

A figura 2 apresenta especificamente os dados dos CO, sendo unificados na conta outros CO que não sejam Pessoal, Materiais e Serviço de Terceiros (PMS).

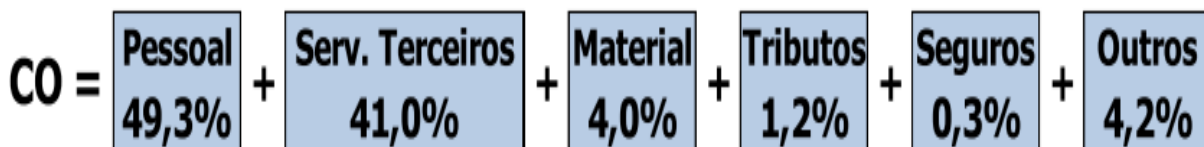
Figura 2 - Custos Operacionais 2012 a 2017



Fonte: elaboração própria.

Verifica-se, observando especificamente os CO apresentados no gráfico 8, que os gastos, do período 2012-2017, com pessoal e administradores equivalem 48% dos CO, seguidos pelos gastos com serviços de terceiros de 42% e, por fim, material e outros com 5% cada. Dessa forma, esta pesquisa apresentou resultados semelhantes aos encontrados por Semolini (2014), no período do terceiro ciclo tarifário, conforme se pode conferir na figura 3, a seguir.

Figura 3 - Composição dos CO no terceiro ciclo tarifário segundo Semolini (2014)



Fonte: Semolini (2014)

Diante dos resultados apresentados observa-se que as métricas adotadas pela Aneel, por exemplo, o *price cap* e demais ferramentas de incentivo a eficiência, parecem ter surtido efeito. Pode-se dizer que, em geral, a regulação tarifária das concessionárias distribuidoras de energia brasileira tem se apresentado exitosa, sabendo-se que a tarifa é composta dos custos não gerenciáveis, Parcela A, e dos custos gerenciáveis, Parcela B.

Como dito anteriormente o foco do presente estudo é analisar o comportamento dos custos operacionais (CO), que servem de base para as revisões tarifária periódicas, comparando os anos utilizados para fins de RTP com os anos que não são utilizados para fins de RTP, além de testar os anos utilizados para fins de RTP separadamente para as empresas que tiveram benefício na revisão. Também como já explicitado

anteriormente, esses custos envolvem elementos da Parcela B, tais como pessoal, materiais, serviço de terceiros, tributos e seguros relativos à atividade de distribuição e comercialização de energia elétrica. Assim, decidiu-se por fazer duas análises, sendo uma mais ampla usando toda a Parcela B, onde os CO estão inseridos, e outra mais restrita usando apenas os custos de Pessoal, Materiais e Serviço de Terceiros (PMS) que são as principais contas do CO e representam quase 95% dos mesmos, conforme mostrado na figura 2.

A tabela 2 mostra os valores da Parcela B e do PMS totalizados para todas as 208 observações de 2011 a 2018, das quais 104 de anos base da RTP e 104 de anos não base da RTP de um total de 52 processos de revisão tarifária do período de 2015 a 2019 de 51 distribuidoras de energia elétrica.

Tabela 2 - Valores totais para os anos base e não base da RTP

Itens	Parcela B	PMS	Parcela B/RaCG	PMS/RaCG
Período Completo	R\$ 104.085.412,00	R\$ 62.740.707,00	80,46%	48,50%
Anos Base da RTP	R\$ 53.800.317,00	R\$ 32.633.901,00	83,39%	50,58%
Anos Base da RTP apenas para empresas com benefício na revisão	R\$ 36.664.431,00	R\$ 22.545.589,00	87,76%	53,96%
Anos não Base da RTP	R\$ 50.285.095,00	R\$ 30.106.806,00	77,54%	46,43%

Fonte: elaboração própria.

Os dados apresentados nas duas primeiras linhas da tabela 2 demonstram que, no período analisado, os valores da Parcela B e do PMS foram maiores nos anos em que Aneel utilizou essas rubricas na RTP do que nos anos não são base para o cálculo da RTP. Porém, essas diferenças nos montantes podem ter diversas razões, dentre elas o fato de, na maioria das vezes, os anos base dos CO na RTP são os dois últimos anos de cada distribuidora, portanto, se essas distribuidoras estiverem em evolução financeira, os custos juntamente com as receitas tendem a subir conforme o passar dos anos.

Para eliminar qualquer tendência os valores serão analisados também em termos relativos. Como o objetivo é analisar as diferenças de comportamento dos CO entre anos que servem de base para a RTP e anos que não servem de base para a RTP, toda a análise será conduzida com essa perspectiva. Como a Parcela A representa os custos não gerenciáveis, considerou-se como base para todas as análises o valor do resultante após a dedução da Parcela A, ou seja, o resultado antes dos custos gerenciáveis (RaCG). Esse foi o denominador utilizado para tirar o efeito de tendência.

Assim, os resultados das duas últimas colunas da tabela 2 mostram que para o período completo a Parcela B representa 80,46% do resultado antes dos custos gerenciáveis. Já o PMS representa 48,50% desse valor. Essas proporções deveriam se repetir tanto nos anos usados como base para a RTP quanto nos anos não utilizados. Mas o que se observa é que nos anos utilizados como base para a RTP tanto a parcela B quanto o PMS possuem valor relativos maiores. Isso é ainda mais forte quando analisamos os anos base da RTP considerando apenas os valores das empresas que tiveram benefício na revisão tarifária. Os percentuais de 87,76% e 53,96% são ainda maiores.

Em outras palavras, esse é o primeiro indício de que nos anos em que o CO é utilizado como base para a RTP, tanto a Parcela B quanto o PMS apresentam valores maiores do que em anos em que o CO não é utilizado como base para a RTP. Além disso, esses valores são ainda maiores quando se considera para os anos base da RTP somente as empresas com benefício na revisão tarifária. Isso conduz os resultados para a confirmação das hipóteses de pesquisa H1 e H2.

Para confirmar esse primeiro indício de comportamento distinto dos CO em anos base e não base da RTP utilizou-se um teste de diferença de duas proporções. O teste unicaudal foi feito entre as proporções dos

anos base da RTP e dos anos não base, tanto para a Parcela B quanto para o PMS. Também se fez o mesmo teste considerando para os anos base da RTP apenas as empresas com benefício na revisão tarifária.

Os resultados de todos os testes apresentaram p-valores $< 0,01$, mostrando que a hipótese alternativa de que a proporção nos anos base para RTP é maior que a proporção em anos não base pode ser aceita (não rejeitada) ao nível de 5% de significância. Isso foi confirmado tanto quando se considera todas as observações nos anos base da RTP quanto quando se considera apenas as observações que resultaram em benefício na revisão tarifária.

Isso confirma que ao nível de 5% de significância a proporção de parcela B e de PMS em anos em que a Aneel utiliza o CO como informação base para a RTP (83,39% e 50,58%) é superior à proporção em anos em que essa informação não é utilizada como base para a RTP (77,54% e 46,43%). Também está confirmado, ao nível de 5% de significância, que para as empresas que tiveram benefício na revisão tarifária que a proporção de parcela B e de PMS em anos em que a Aneel utiliza o CO como informação base para a RTP (87,76% e 53,96%) é superior à proporção em anos em que essa informação não é utilizada como base para a RTP (77,54% e 46,43%). Observa-se que os p-valores do segundo teste são menores do que os p-valores do primeiro teste, reforçando a ideia de que o comportamento distinto dos CO nos anos base da RTP é potencializado nas empresas que tiveram benefício na revisão tarifária.

Depois de analisar os dados agregados (para todas as observações juntas), passou-se para análise por empresa. Ou seja, ao invés de pegar os valores totais para todo o período, para os anos base e não base da RTP, a análise passou a ter foco nos valores individuais de cada empresa. Para tanto, o primeiro passo foi construir as variáveis Parcela B/RaCG e PMS/RaCG para cada uma das empresas em cada ano. Depois fez-se um teste de diferença de médias com os dados nos anos base e não base da RTP. A ideia é verificar se a média tanto da parcela B quanto do PMS é estatisticamente diferente entre esses anos. O mesmo procedimento foi feito ainda considerando nos anos base da RTP apenas as empresas com benefício na revisão tarifária. As tabelas 3 e 4 mostram os valores encontrados para esses testes, sendo a tabela 3 usando a divisão apenas entre os anos base e os anos não base da RTP e a tabela 4 dividindo ainda os anos não base para empresas com e sem benefício na revisão tarifária.

Tabela 3 - Valores por empresa para os anos base e não base da RTP

Itens	Parcela B/RaCG	PMS/RaCG
Valores para todas as observações		
Média	0,8704	0,5727
DP	0,8748	0,318
Valores para as observações nos anos base da RTP (grupo 1)		
Média	0,9373	0,5998
DP	1,1217	0,3279
p-valor normalidade (KS)	$< 0,01$	$< 0,01$
Rank médio	107,75	111,31
Valores para as observações nos anos não base da RTP (grupo 2)		
Média	0,8036	0,5457
DP	0,5205	0,307
p-valor normalidade (KS)	$< 0,01$	$< 0,01$
Rank médio	101,25	97,69
Resultado para teste de diferença de médias		
p-valor unicaudal teste dif médias (MW) – entre grupos 1 e 2	0,2175	0,0515

Fonte: elaboração própria.

Com base nos resultados da tabela 3 percebe-se que a média tanto da Parcela B quanto do PMS é maior nos anos base da RTP (0,9373 e 0,5998) do que em anos não base (0,8036 e 0,5457). Como em ambos os casos os dados não têm uma distribuição que tenda a normalidade ao nível de 5%, foi feito um teste não paramétrico de diferença de médias (teste de Mann-Whitney – MW). Os resultados mostram que apesar da superioridade das médias dos anos base da RTP essa diferença não é significativa ao nível de 5%, pois os dois p-valores são inferiores a esse nível de significância. Logo, aceita-se a hipótese nula de que as médias da Parcela B e do PMS sejam iguais nos anos base e não base da RTP.

Esse resultado não confirma a hipótese H1 formulada anteriormente, além de não confirmar os indícios iniciais obtidos pelas diferenças das proporções dos valores totais.

Dando continuidade à análise, a tabela 4 mostra os resultados para os mesmos testes, porém aplicados dividindo a amostra em três grupos: observações nos anos base da RTP para empresas que tiveram benefício na revisão tarifária (grupo 1a), observações nos anos base da RTP para empresas que tiveram benefício na revisão tarifária (grupo 1b) e observações nos anos não base da RTP (grupo 2). Notem que o avanço dessa análise em relação à anterior é abrir a análise dos anos base em dois grupos. A ideia é procurar analisar a H2, buscando verificar se a diferença entre os anos base e não base não estaria apenas no grupo de empresas que tiveram benefício na revisão tarifária.

Tabela 4 - Valores por empresa para os anos base e não base da RTP para empresas com e sem benefício na RTP

Itens	Parcela B/RaCG	PMS/RaCG
Valores para as observações nos anos base da RTP para empresas com benefício da revisão (grupo 1a)		
Média	1,3585	0,7279
DP	1,8946	0,5039
p-valor normalidade (KS)	< 0,01	< 0,01
Valores para as observações nos anos base da RTP para empresas sem benefício na revisão (grupo 1b)		
Média	0,7328	0,5376
DP	0,1777	0,1643
p-valor normalidade (KS)	0,2	0,027
Valores para as observações nos anos não base da RTP (grupo 2)		
Média	0,8036	0,5457
DP	0,5205	0,307
p-valor normalidade (KS)	< 0,01	< 0,01
Resultado para teste de diferença de médias		
Rank médio – grupos 1a e 2	81,24 e 65,66	82,26 e 65,33
p-valor teste dif médias (MW) – entre grupos 1a e 2	0,0245	0,016
Rank médio – grupos 1b e 2	86,64 e 88,08	91,42 e 84,86
p-valor teste dif médias (MW) – entre grupos 1b e 2	0,4265	0,2

Fonte: elaboração própria.

Os resultados da tabela 4 mostram que as médias da Parcela B e do PMS só se mostram efetivamente maiores nos anos base da RTP do que para os anos não base para as empresas que tiveram benefício na revisão tarifária. Isso pode ser comprovado pela comparação dos valores dos grupos 1a e 2. O mesmo não é válido para os anos base da RTP para as empresas que não tiveram benefício. Isso é um indício de que a diferença de comportamento pode estar concentrada apenas nas empresas com benefício na revisão tarifária.

Como, de maneira geral, as variáveis nas amostras não mostram distribuição que tenda a normalidade (exceto para a Parcela B que apresenta p-valor $> 5\%$ para os anos base da RTP para empresas sem benefício na revisão tarifária), utilizou-se o teste não paramétrico de Mann-Whitney (MW) de diferença de médias.

Os resultados mostraram que, ao nível de 5% de significância, não existem diferenças significativas de médias para a comparação da Parcela B e do PMS entre os anos base para empresas sem benefício na revisão tarifária e os anos não base da RTP, pois em ambos os casos os p-valores (0,4265 e 0,2000) são superiores a 5%.

Porém, o mesmo não é observado quando da comparação entre os anos base da RTP para empresas com benefício na revisão tarifária e os anos não base da RTP. Tanto para a Parcela B quanto para o PMS tem-se p-valores (0,0245 e 0,0160) inferiores ao nível de significância de 5%. Além disso, observa-se que os ranks médios para o grupo 1a (anos base da RTP para empresas com benefício na revisão tarifária) são superiores aos ranks médios para o grupo 2 (anos não base da RTP) tanto para a Parcela B quanto para o PMS. Isso faz com que a hipótese alternativa de que os valores nos anos base da RTP para empresas com benefício na revisão tarifária são maiores do que aos valores nos anos não base seja aceita ao nível de 5% de significância, visto que os p-valores são inferiores a esse nível de significância.

Por conta disso, tem-se a confirmação da hipótese de pesquisa H2, que diz que nos anos base da RTP os valores dos CO para as empresas com benefício na revisão tarifária são maiores do que os valores dos CO nos anos não base.

Assim, os resultados obtidos nas análises só confirmam o comportamento distinto para os CO nos anos em que a Aneel utiliza esses valores para fins da RTP para o grupo de empresas que conseguiram ter benefício na revisão tarifária. Além disso, os resultados confirmam que essa mudança de comportamento é no sentido de aumento dos valores da Parcela B e do PMS.

6 Conclusão

A busca por aprimorar os mecanismos regulatórios, capazes de reduzir os custos que compõem a tarifa, permeia todo o desenvolvimento da regulação tarifária nas últimas décadas. Portanto, espera-se que as métricas adotadas pela Aneel, por exemplo, o *price cap* e demais ferramentas de incentivo a eficiência, tenham surtido efeito.

Nesse sentido, o presente estudo teve como objetivo analisar o comportamento dos CO, que servem de base para as revisões tarifária periódicas, comparando os anos utilizados para fins de RTP com os anos que não são utilizados para fins de RTP, além de testar os anos utilizados para fins de RTP separadamente para as empresas que tiveram benefício na revisão tarifária.

Assim, as hipóteses foram construídas no sentido de verificar se existe indícios de uma oportunidade na regulação que geraria incentivos às empresas para que os CO tivessem comportamentos distintos entre os anos que são utilizados pela Aneel para a RTP e os anos em que não são utilizados pela agência reguladora para esse fim.

A primeira hipótese foi construída, então, no sentido de que nos anos base da RTP os CO tendem a ser maiores do que nos anos não base da RTP, visando uma posição melhor no momento da revisão tarifária. Além disso, a segunda hipótese propõe de maneira alternativa que essa diferença só esteja presente nas empresas que tiveram benefício na revisão tarifária.

Para tanto, foram utilizados testes de diferenças de proporções e de médias para os valores da Parcela B, que contém os CO, e do PMS – custos de pessoal, materiais e serviços de terceiros, que representam as principais parcelas dos CO. Todas as análises utilizaram um nível de 5% de significância e consideraram as duas variáveis anteriores divididas pelos resultados antes dos custos gerenciáveis (RaCG).

Os resultados mostram para os testes de proporções dos valores totais (consolidados para todas as observações) da Parcela B e do PMS em relação ao resultado antes dos custos gerenciáveis (RaCG) nos anos base para RTP é maior que a proporção em anos não base. Isso foi confirmado tanto quando se considera todas as observações nos anos base da RTP quanto quando se considera apenas as observações que resultaram em benefício na revisão tarifária. Esse foi o primeiro resultado no sentido da confirmação das H1 e H2.

Depois foram feitos testes de diferenças de médias para os valores de cada observação (valores não agregados) da Parcela B e do PMS, ambos divididos pelo RaCG. Assim, a ideia era testar se existiam diferenças entre as médias de Parcela B e de PMS para os anos base e não base da RTP e especificamente para as empresas com benefício na revisão tarifária nos anos base da RTP.

O primeiro teste visou confirmar a H1 de que nos anos base da RTP os CO (testados pelos valores da Parcela B e do PMS) são em média maiores do que nos anos não base da RTP. Os resultados, apesar de mostrarem valores de Parcela B e de PMS superiores nos anos base, não confirmaram a hipótese de pesquisa, pois as diferenças encontradas não foram estatisticamente significativas ao nível de 5%. Com isso, apesar dos indícios anteriormente encontrados não se confirma a H1 do presente estudo.

Já o segundo teste visou confirmar a H2 de que nos anos base da RTP os CO (também usando os valores da Parcela B e do PMS) para as empresas que tiveram benefício na revisão tarifária são em média maiores do que nos anos não base. Ou seja, a ideia de H2 é mais restritiva do que de H1, pois procura testar a diferença de comportamento dos CO especificamente nos anos base da RTP apenas em empresas que tiveram benefício na revisão tarifária. Os resultados mostraram valores superiores, com diferenças significativas ao nível de 5%, tanto da Parcela B quanto do PMS para os anos base da RTP nas empresas que tiveram benefício na revisão tarifária em relação aos valores dos anos não base.

Tal constatação pode levar ao indício de que as distribuidoras podem estar gerenciando seus custos operacionais a fim de obter benefícios regulatórios. Sabe-se que as distribuidoras são incentivadas a diminuir seus custos em prol do prêmio de eficiência, que, de forma resumida, faz com que elas fiquem com metade do percentual que ultrapassar 120% da razão entre CO regulatórios ajustado (CO_{meta}) e os CO reais médios ($Opex_{médio}$). Entretanto, o achado desta pesquisa apresentou indícios da possibilidade de que a busca por um maior reposicionamento tarifário, a partir de ações que aumentassem o CO nos anos base da RTP, possa de ter se apresentado mais vantajoso para a distribuidora.

Cabe recordar que o processo regulatório acerca da RTP é extremamente complexo, cercado de fórmulas interdisciplinares, visando limitar a possibilidade de ajustes, que permitam aumentos desnecessários da tarifa. Especificamente no caso dos CO, pode-se citar, como mecanismos delimitadores, o *benchmarking*, a restrição de variação de 5% a.a, e o Componente T do Fator X, todos inseridos na planilha Sparta da Aneel, relativa a cada revisão. Por outro lado, a assimetria informacional se faz presente, a partir de que os valores dos CO reais, extraídos dos BMPs e fonte dos cálculos tarifários, são definidos a partir de informações das reguladas.

Para estudos futuros sugere-se que sejam aplicados modelos de análise para gerenciamento de informações contábeis, visando verificar, a partir desses modelos, a possibilidade de indícios de comportamento das empresas no sentido de aproveitamento dessa oportunidade regulatória que geraria incentivos ao gerenciamento dos custos operacionais em anos utilizados pela Aneel para a RTP.

Referências

Almeida, R. L. de, & Couto, T. C. (2016). *Análise dos componentes do fator x no modelo tarifário de energia elétrica no terceiro ciclo de revisão tarifária periódica*. Monografia de graduação em Engenharia de Energia - Curso de Graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, DF.

- ANEEL. (2017). Custos operacionais - distribuição. Retrieved August 8, 2019, from http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/custo-operacional/654800
- ANEEL. (2018a). A Tarifa de energia elétrica. Retrieved October 12, 2018, from <http://www.aneel.gov.br/tarifas>
- ANEEL. Resolução Normativa nº 806/2018, de 2018 - submódulo 2.2: custos operacionais e receitas irrecuperáveis (2018). Brasília. Retrieved from http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018806_Proret_Submod_2_2_v3.pdf
- ANEEL. (2019). Gestão de dados e normatização contábil. Retrieved July 7, 2019, from <http://www.aneel.gov.br/gestao-de-dados-e-normatizacao-contabil>
- Averch, H., & Johnson, L. (1962). Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint. *The American Economic Review*, 52(5), 1052–1069.
- Beesley, M. E., & Littlechild, S. C. (1989). The Regulation of Privatized Monopolies in the United Kingdom. *The RAND Journal of Economics*, 20(3), 454–472. <https://doi.org/10.2307/2555582>
- Brugni, T. V., Rodrigues, A., Cruz, C. F. da, & Szuster, N. (2012). IFRIC 12, ICPC 01 e Contabilidade Regulatória: Influências na Formação de Tarifas do Setor de Energia Elétrica. *Sociedade, Contabilidade e Gestão*, 104–119.
- Costa, M. A., Lanzer, E. A., Lopes, A. L. M., & Vilela, B. de A. (2016). Crítica do modelo de cálculo do custo eficiente das empresas brasileiras de distribuição de energia elétrica. *Revista Gestão & Tecnologia*, 16(3), 5–30. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Cowan, S. (2002). Price-cap regulation Price-cap regulation. *Swedish Economic Policy Review*, (January), 167–188.
- Jamasb, T., Nepal, R., & Timilsina, G. R. (2017). A Quarter Century Effort Yet to Come of Age: A Survey of Electricity Sector Reform in Developing Countries. *The Energy Journal*, 38(3), 195–234. Retrieved from <http://www.jstor.org/stable/44203649>
- Moritz, R. (2001). *Metodologia de cálculo e análise de revisão extraordinária das tarifas de energia elétrica: Um enfoque no equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão das distribuidoras*. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Produção - Programa de pós-graduação em engenharia de produção - Universidade Federal de Santa Catarina, SC. Retrieved from <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/79690/186664.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Oliveira, A. F. de, Oliveira, R. M. A. de, & Silva, C. A. T. (2003). *Custos controláveis e não controláveis na determinação das tarifas das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica - X CONGRESSO BRASILEIRO DE CUSTOS*. ES, Brasil, Guarapari.
- Peano, C. D. R. (2005). *Regulação tarifária do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil: uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela Aneel*. Dissertação do Mestrado em Energia - Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, SP.
- Pimenta, S. G. (2007). *Impacto da assimetria de informação na atuação de estrategistas e decisores nos procedimentos de revisão tarifária das distribuidoras de energia elétrica*. Dissertação de mestrado em Ciência da Informação - Programa de Pós- Graduação em Ciência da Informação do CID/UNB - Universidade de Brasília. DF.
- Pint, E. M. Price-cap versus rate-of-return regulation in a stochastic-cost model. *The RAND Journal of Economics*, v. 23, n. 4, p. 564–578, 1992.
- Pires, J. C. L. (2000). *Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro* ((Textos para Discussão, n. 76) No. 2000). Rio de Janeiro.
- Pires, J. C. L., & Piccinini, M. S. (1998). *Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: A experiência internacional e o caso brasileiro* ((Textos para Discussão, n. 64)). Rio de Janeiro. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Saintive, M. B., & Chacur, R. S. (2006). *A regulação tarifária e o comportamento dos preços - Documento de Trabalho nº 33*. www.portal.tcu.gov.br. Brasília. Retrieved from <https://portal.tcu.gov.br/biblioteca-digital/a-regulacao-tarifaria-e-o-comportamento-dos-precos-administrados.htm>
- Sales, C. J. D. (2013). Setor Elétrico Brasileiro: Planejamento de Longo Prazo. *Revista Interesse Nacional*, 36–46.
- Santos, C. M. (2012). A regulação tarifária do setor elétrico: uma análise metodológica. Retrieved January 25, 2019, from <https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/2111/1/CMSantos.pdf>
- Semolini, R. (2014). *Eficiência dos custos operacionais das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil*. Tese do Doutorado em Desenvolvimento Econômico - Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas, SP. Retrieved from <https://www.iaee.org/en/publications/proceedingsabstractpdf.aspx?id=12692>
- Spann, R. M. (1974). Rate of Return Regulation and Efficiency in Production: An Empirical Test of the Averch-Johnson Thesis. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, 5(1), 38–52. <https://doi.org/10.2307/3003091>
- Tancini, G. R. (2013). *Itens regulatórios : um estudo aplicado à regulamentação tarifária da energia elétrica no Brasil*. Dissertação do

Mestrado em Ciências - Departamento de Contabilidade e Atuária da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo; SP.

Vogelsang, I. (2002). Incentive regulation and competition in public utility markets: A 20-year perspective. *Journal of Regulatory Economics*, 22(1), 5–27. <https://doi.org/10.1023/A:1019992018453>

DADOS DOS AUTORES

Renato Fernandes

Mestre em Contabilidade. Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).
Av. Pasteur, 250 – Sala 250 – PPGCC/UFRJ – FACC/UFRJ – Urca, Rio de Janeiro/RJ – 22.290-240.
E-mail: renatocontfernandes@gmail.com

Marcelo Alvaro da Silva Macedo.

Doutor em Engenharia de Produção com Pós-Doutorado em Contabilidade e Controladoria.
Docente do Programa de Pós-Graduação em Ciências Contábeis da UFRJ.
Av. Pasteur, 250 – Sala 250 – PPGCC/UFRJ – FACC/UFRJ – Urca, Rio de Janeiro/RJ – 22.290-240
E-mail: malvaro@facc.ufrj.br

Adriano Rodrigues.

Doutor em Contabilidade e Controladoria pela USP.
Docente do Programa de Pós-Graduação em Ciências Contábeis da UFRJ.
Av. Pasteur, 250 – Sala 250 – PPGCC/UFRJ – FACC/UFRJ – Urca, Rio de Janeiro/RJ – 22.290-240.
E-mail: adriano@facc.ufrj.br

Contribuição dos Autores:

Contribuição	Renato Fernandes	Marcelo Alvaro da Silva Macedo.	Adriano Rodrigues
1. Concepção do assunto e tema da pesquisa	√	√	√
2. Definição do problema de pesquisa	√	√	√
3. Desenvolvimento das hipóteses e constructos da pesquisa (trabalhos teórico-empíricos)	√	√	√
4. Desenvolvimento das proposições teóricas (trabalhos teóricos os ensaios teóricos)	√		
5. Desenvolvimento da plataforma teórica	√		√
6. Delineamento dos procedimentos metodológicos	√	√	√
7. Processo de coleta de dados	√		
8. Análises estatísticas	√	√	
9. Análises e interpretações dos dados coletados	√	√	
10. Considerações finais ou conclusões da pesquisa	√	√	
11. Revisão crítica do manuscrito	√	√	√
12. Redação do manuscrito	√		