

V- 0738 - AVALIANDO O ÍNDICE DE VARIAÇÃO DOS PREÇOS COM ENERGIA ELÉTRICA PARA FINS DE REAJUSTE TARIFÁRIO DO SETOR DE ÁGUAS E ESGOTOS POR MODELO PARAMÉTRICO

Alexandro Barbosa⁽¹⁾

Doutor em Contabilidade e Finanças pela Universidad de Zaragoza (Espanha). Professor da Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN.

Walter Fernandes de Miranda Neto⁽²⁾

Mestre em engenharia sanitária – UFRN. Analista de Regulação em Saneamento Básico da ARSBAN.

Pedro Celestino Dantas Junior⁽³⁾

Mestre em engenharia sanitária – UFRN. Analista de Regulação em Saneamento Básico da ARSBAN.

José Jailson da Silva⁽⁴⁾

Doutor em contabilidade pelo Programa Multiinstitucional UNB/UFRN/UFPB. Professor da Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN.

Endereço⁽¹⁾: Rua Alberto Silva, 1366 - Lagoa Seca - Natal - RN - CEP: 59022-300 - Brasil - Tel: (84) 3221-3195 - e-mail: alexufrnet@gmail.com

RESUMO

Este artigo teve o objetivo de apresentar um modelo avaliativo de efeitos inflacionários ou deflacionários dos preços da energia elétrica para fins de reajuste tarifário dos serviços de águas e esgotos prestados no município do Natal, conforme a variabilidade dos preços da energia elétrica. O modelo em questão é capaz de lidar com a variação dos preços da energia elétrica consumida na prestação dos serviços de águas e esgotos, preenchendo importante lacuna na esfera técnico-científica e prática, especialmente no contexto da regulação discricionária. Quanto aos procedimentos metodológicos, o diagnóstico foi iniciado com a análise de conteúdo de 24 publicações regulatórias e concluindo com aplicações de testes de médias para amostras pareadas dos dados mensais de energia elétrica atribuída aos serviços prestados no município do Natal no período de abr/21 a ago/22, para identificar quais são os índices utilizados pelas diversas agências reguladoras e seus respectivos efeitos na captação dos processos inflacionários e deflacionários, como argumento para justificar a apresentação do prognóstico com base em proposta de modelagem paramétrica a ser utilizada. Os resultados revelam a utilização de índices de reajustes tarifários, que não captam os efeitos reais das variações dos preços dos kWh das energias elétricas consumidas e adquiridas nos mercados cativo e livre de energia por maioria das agências reguladoras, evidenciando potenciais injustiças tarifárias e justificando a aplicação de modelo paramétrico específico para tal fim.

PALAVRAS-CHAVE: Índice de variação de preços, Energia elétrica, Águas e Esgotos, Modelo paramétrico.

INTRODUÇÃO

A busca por eficiência energética é tema de preocupação notória entre as empresas industriais, principalmente no que se refere às reduções de custos, que possibilitem margens para aplicações de preços mais competitivos, entre outras questões como sinalizações aos diversos *stakeholders* sobre incentivos para consumo de energia limpa e para fins de sustentabilidade ambiental, social e de governança corporativa (ESG).

Por se tratarem de monopólios naturais, os serviços de águas e esgotos não podem ficar alheios à questão da eficiência energética na perspectiva de ESG e percebe-se que os prestadores de tais serviços estão cada vez mais preocupados com esta questão, principalmente pelo contexto da necessidade em se combinarem acessibilidade tarifária e necessidades de capital para o alcance das metas de universalização dos serviços, estabelecida pela Lei 11.445/07 (Atualizada pela Lei 14.026/20) para o ano 2033. Nesta direção, o setor de Águas e Esgotos está recorrendo a formas mais econômicas, eficientes e limpas para aquisições e/ou produção da energia elétrica que é consumida em seus sistemas produtivos.

O novo mercado de energia elétrica brasileiro foi concluído no ano 2004, que configurou o mercado em dois ambientes de contratação: 1ª) Regulada ou mercado cativo; e; 2ª) Livre ou mercado livre (Daglish et al., 2021).

Entre diversas políticas de redução de preços dos insumos com energia elétrica, os prestadores dos serviços de águas e esgotos teriam recorrido, ao longo dos anos, por alternativas diferentes do mercado cativo, entre elas, contratação por mercado livre ou geração própria (principalmente por usina solar).

No ano 2020, o prestador dos serviços de águas e esgotos no município do Natal, neste caso, a Companhia de Águas e Esgotos do Rio Grande do Norte – CAERN, que possui contrato de concessão em vigor até 2055 começou o processo de contratação pelo mercado livre e está avançando nesse sistema de contratação por etapas.

A Lei 11.445/07 estabelece o reajuste tarifário em intervalos de cada 12 meses e, para o município do Natal, tal reajuste é avaliado e aprovado pela Agência Reguladora de Serviços de Saneamento Básico do Município de Natal - ARSBAN, que utiliza o critério de cesta de índices para fins de cálculo do índice final de reajuste tarifário, que considera a parcela da Energia Elétrica indexada pelo índice de alteração tarifária publicado e homologado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Essa prática acompanha certo nível de convergência regulatória, pois, pelo menos outras 9 agências infranacionais procedem igualmente.

Neste sentido, este trabalho busca responder a seguinte problemática: COMO DEVE SER ESTRUTURADO UM MODELO PARAMÉTRICO PARA CAPTAR OS EFEITOS INFLACIONÁRIOS OU DEFLACIONÁRIOS DOS PREÇOS DA ENERGIA ELÉTRICA PARA FINS DE REAJUSTE TARIFÁRIO DOS SERVIÇOS PRESTADOS NO MUNICÍPIO DO NATAL?

As reformas no setor elétrico trouxeram condições de incerteza entre os preços e volumes de eletricidade disponível, destacando a necessidade de considerar a incerteza e seus vários impactos na perspectiva de diferentes entidades (Chawda et al., 2016), nesta mesma perspectiva, a volatilidade inerente ao mercado livre de energia brasileiro reflete em insegurança aos seus consumidores, ainda que seus preços tendam a serem mais baixos, que no mercado cativo (Daglish et al, 2021).

Entre 26 decisões regulatórias, envolvendo 21 diferentes agências reguladoras do setor tratam os efeitos das variações dos gastos com energia elétrica na composição do reajuste tarifário das prestadoras dos serviços de água e esgotos de forma diferentes, convergindo mais para a divulgação do índice de alteração tarifária divulgado pela ANEEL (9 aplicações), seguido pela utilização do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA (com 7 aplicações). Contudo, essas convergências de aplicações regulatórias podem representar injustiças tarifárias em desfavor dos consumidores ou dos prestadores.

A ARSBAN utiliza o índice de alteração tarifária homologado pela ANEEL na metodologia estruturada por composto índice, que define o percentual de reajuste tarifário a ser aplicado sobre os preços dos serviços de água e esgotos prestados no município do Natal, além disso, a CAERN está avançando na contratação de energia elétrica via mercado livre, que é mais sensível à questão da volatilidade dos preços. A volatilidade dos preços da energia adquirida neste ambiente de contratação pode não ser captada por um simples índice como ANEEL, IPCA ou por qualquer outro indicador econômico existente. Neste sentido, este trabalho tem como objetivo: APRESENTAR UM MODELO AVALIATIVO DE EFEITOS INFLACIONÁRIOS OU DEFLACIONÁRIOS DOS PREÇOS DA ENERGIA ELÉTRICA PARA FINS DE REAJUSTE TARIFÁRIO DOS SERVIÇOS PRESTADOS NO MUNICÍPIO DO NATAL, CONFORME A VARIABILIDADE DOS PREÇOS DA ENERGIA ELÉTRICA.

O alcance do objetivo proposto e, consequentemente, a resposta à problemática definida neste estudo, poderá ajudar aos organismos reguladores, controle social e demais interessados na percepção mais coerente de justiça tarifária no momento dos reajustes anuais dos serviços de águas e esgotos.

MATERIAIS E MÉTODOS

Inicialmente foi realizada uma análise de conteúdo em 24 publicações regulatórias, que foram divulgadas e publicadas por 21 diferentes agências reguladoras¹ com o intuito de identificar os *modus operandi* de reconhecimento dos processos inflacionários ou deflacionários do gasto com energia elétrica. Para a análise quantitativa, foram utilizados os dados mensais de abr/21 a ago/22, fornecidos pela CAERN para o município do Natal sobre energia elétrica (mercado cativo e livre) adquirida (valores e kWh) e m³ faturados com água e esgotos.

Existe a possibilidade de estudar grupos experimentais de controle, cujos casos são pareados por características relevantes e que pertencem a um mesmo indivíduo, sendo assim, tais amostras não são independentes uma das outras em que, se conhecendo os resultados das primeiras variáveis de cada par, ajudaria a prever os resultados das segundas. Nestas circunstâncias, são possíveis os seguintes testes para este estudo: a) o *t-test-matched-pairs*, que recorre à suposição da população normal dos valores das variáveis que se testarão as diferenças e; b) O *Wilcoxon matched-pairs signed-rank*, teste não paramétrico (relaxa a suposição da normalidade) mais eficiente e especialmente útil nos casos em que o tamanho da amostra é muito pequeno para justificar a suposição de normalidade. (Blalock, 1960, p. 179-207). Neste sentido, tais testes foram utilizados na análise quantitativa desse trabalho.

O fenômeno estudado neste trabalho se aproxima da lógica descrita no parágrafo anterior, pois os resultados das Variações pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor – INPC, pelo Índice Geral de Preços do Mercado – IGP-M, pelo Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna – IGP-DI, dos preços por kWh da energia elétrica homologados pela ANEEL, do gasto com energia por m³ faturado, ajudariam a prever as demais variações de preços do kWh adquiridos no mercado cativo e livre de energia, estabelecendo a abordagem de análise emparelhada (ou relacionada). Como base no exposto, estabeleceu-se a seguinte hipótese de pesquisa:

H1: A APLICABILIDADE DOS *MODUS OPERANDI* DE DIVERSAS AGÊNCIAS REGULADORAS REPRODUZEM RESULTADOS PARA AS CAPTAÇÕES DOS EFEITOS INFLACIONÁRIOS OU DEFLACIONÁRIOS DOS GASTOS COM ENERGIA ELÉTRICA SIGNIFICATIVAMENTE DIFERENTES NOS PROCESSOS DE REAJUSTES TARIFÁRIOS.

Para executar os testes de médias mencionados foi utilizado o aplicativo estatístico *IBM SPSS Statistics 20*©. Os achados evidenciados até esse procedimento metodológico se referem à fase de diagnóstico. Neste sentido, o resultado obtido de não rejeição da hipótese justificaria a proposta de um modelo não paramétrico possível de ser utilizado para tal fim, representando a fase de prognóstico deste trabalho.

RESULTADOS

A análise de conteúdo apresentou os seguintes percentuais de práticas regulatórias para a captação dos efeitos inflacionários ou deflacionários dos gastos com energia elétrica nos processos de reajuste tarifário dos preços dos serviços de água e esgotos, a saber: 29% reconheceram o IPCA como base; 4% utilizaram o INPC; 4% aplicaram o IGP-M; 4% consideram o IGP-DI; 38% recorreram ao índice de alteração tarifária homologado pela ANEEL e; 13% empregaram o índice de variação dos valores dos kWh/m³. Além disso, não foi identificada nenhuma prática regulatória com aplicação de metodologia paramétrica para o ajuste inflacionário ou deflacionário dos gastos com energia elétrica, principalmente, que combine as aquisições via mercado cativo e mercado livre, o que representa uma lacuna prática a ser explorada como prognóstico explorado neste trabalho. Completando o diagnóstico, a tabela 1 apresenta os resultados dos testes de *Wilcoxon matched-pairs*

¹ ARSBAN, ARISB-MG, AGERGS, AGER, AGESAN, AGERSA, ARSESP, ARSP, ADASA, ARESC-SC, AGRESE, AGERSA-BA, AGR, ARSETE, ARCE, ARES-PCJ, ARSAE, AGEPAR, ARSEC, AGEMS (AGEPAN) e ARPE.

signed-ranks, que foi escolhido e utilizado pelo fato de que a maioria das variações dos índices não se encaixaram na suposição da distribuição populacional normal, comprovando maior robustez do referido teste.

Tabela 1: Resultados dos testes de média para amostra emparelhada, índice acumulado e média das variações dos índices.

Hipótese Nula	Teste dos postos com sinais de Wilcoxon de amostras relacionadas			Índice
	Variáveis	Sig.	Decisão	Acum. Médio
A mediana das diferenças entre o IPCAIndex e o PCAIndex é igual a 0.	PCAIIndex IPCAIndex	0,000	REJEITAR a hipótese nula	1,3847 1,2990 1,1224 1,0726
A mediana das diferenças entre o IPCAIndex e o PCPIndex é igual a 0.	PCPIndex IPCAIndex	0,000	REJEITAR a hipótese nula	1,3101 1,2846 1,1224 1,0726
A mediana das diferenças entre o IPCAIndex e o PMLIndex é igual a 0.	PMLIndex IPCAIndex	0,959	"RETER" a hipótese nula	1,1024 1,0733 1,1224 1,0726
A mediana das diferenças entre o INPCIndex e o PCAIndex é igual a 0.	PCAIIndex INPCIndex	0,000	REJEITAR a hipótese nula	1,3847 1,2990 1,1264 1,0751
A mediana das diferenças entre o INPCIndex e o PCPIndex é igual a 0.	PCPIndex INPCIndex	0,000	REJEITAR a hipótese nula	1,3101 1,2846 1,1264 1,0751
A mediana das diferenças entre o INPCIndex e o PMLIndex é igual a 0.	PMLIndex INPCIndex	0,918	"RETER" a hipótese nula	1,1024 1,0733 1,1264 1,0751
A mediana das diferenças entre o IGPIndex e o PCAIndex é igual a 0.	PCAIIndex IGPIndex	0,000	REJEITAR a hipótese nula	1,3847 1,2990 1,1536 1,0921
A mediana das diferenças entre o IGPIndex e o PCPIndex é igual a 0.	PCPIndex IGPIndex	0,000	REJEITAR a hipótese nula	1,3101 1,2846 1,1536 1,0921
A mediana das diferenças entre o IGPIndex e o PMLIndex é igual a 0.	PMLIndex IGPIndex	0,501	"RETER" a hipótese nula	1,1024 1,0733 1,1536 1,0921
A mediana das diferenças entre o IGPDIIndex e o PCAIndex é igual a 0.	PCAIIndex IGPDIIndex	0,000	REJEITAR a hipótese nula	1,3847 1,2990 1,1394 1,0839
A mediana das diferenças entre o IGPDIIndex e o PCPIndex é igual a 0.	PCPIndex IGPDIIndex	0,000	REJEITAR a hipótese nula	1,3101 1,2846 1,1394 1,0839
A mediana das diferenças entre o IGPDIIndex e o PMLIndex é igual a 0.	PMLIndex IGPDIIndex	0,717	"RETER" a hipótese nula	1,1024 1,0733 1,1394 1,0839
A mediana das diferenças entre o ANEELIndex e o PCAIndex é igual a 0.	PCAIIndex ANEELIndex	0,002	REJEITAR a hipótese nula	1,3847 1,2990 1,3314 1,1569
A mediana das diferenças entre o ANEELIndex e o PCPIndex é igual a 0.	PCPIndex ANEELIndex	0,002	REJEITAR a hipótese nula	1,3101 1,2846 1,3314 1,1569
A mediana das diferenças entre o ANEELIndex e o PMLIndex é igual a 0.	PMLIndex ANEELIndex	0,015	REJEITAR a hipótese nula	1,1024 1,0733 1,3314 1,1569
A mediana das diferenças entre o GM3Index e o PCAIndex é igual a 0.	PCAIIndex GM3Index	0,000	REJEITAR a hipótese nula	1,3847 1,2990 1,0341 1,0110
A mediana das diferenças entre o GM3Index e o PCPIndex é igual a 0.	PCPIndex GM3Index	0,000	REJEITAR a hipótese nula	1,3101 1,2846 1,0341 1,0110
A mediana das diferenças entre o GM3Index e o PMLIndex é igual a 0.	PMLIndex GM3Index	0,039	REJEITAR a hipótese nula	1,1024 1,0733 1,0341 1,0110

SENDO: IPCAIndex = Índice de variação no mês *i* medido pelo IPCA; INPCIndex = Índice de variação no mês *i* medido pelo INPC; IGPIndex = Índice de variação no mês *i* medido pelo IGP-M; IGPDIIndex = Índice de variação no mês *i* medido pelo IGP-DI; ANEELIndex = Índice de variação no mês *i* medido pelos percentuais de alterações tarifárias homologados pela ANEEL; GM3Index = Índice de variação no mês *i* medido pelos percentuais de variações dos gastos com energia elétrica por m3 faturado (R\$/m3); PCAIndex = Índice de variação no mês *i* medido pelos percentuais de variações dos R\$/kWh da energia elétrica consumida no ambiente de gestão (administrativo e comercial) e adquirida no mercado cativo; PCPIndex = Índice de variação no mês *i* medido pelos percentuais de variações dos R\$/kWh da energia elétrica consumida no ambiente produtivo e adquirida no mercado cativo; e; PMLIndex = Índice de variação no mês *i* medido pelos percentuais de variações dos R\$/kWh da energia elétrica consumida e adquirida no mercado livre.

Os resultados dos testes de média apresentados na tabela 1 sugerem diferenças significativas entre as variações nas comparações “par a par”, quando a decisão é REJEITAR a hipótese nula e igualdade entre as respectivas variações, nos casos em que as decisões sejam RETER a hipótese nula.

As variações medidas por PCAIndex, PCPIndex (ambos do mercado cativo) e PMLIndex (mercado livre) representam as variações reais dos preços por kWh obtidos para os serviços prestados no município do Natal. Sendo assim, somente se observa associações e similaridades comportamentais entre IPCAIndex, INPCIndex, IGPIndex e IGPDIIndex com PMLIndex, o que representa a inexistência de associações e similaridades com as variações de

preços praticados no mercado cativo, inclusive para comparações por pares com ANEELIndex (possivelmente explicada pela existência de contratos por demanda) e GM3Index (possivelmente explicada pelo efeito de escala na variação de volume, que não necessariamente representaria variação de preço).

Na fase do diagnóstico, ficou evidente a prática regulatória (38% dos documentos regulatórios) de aplicação dos percentuais homologados pela ANEEL, como mecanismo para a captação dos efeitos inflacionários ou deflacionários dos gastos com energia elétrica a ser utilizada no reconhecimento regulatório da composição do índice de reajuste tarifário dos preços dos serviços de água e esgotos. Contudo, os resultados demonstraram que, o percentual homologado pela ANEEL não se apresenta associado com as variações reais dos preços por kWh dos serviços prestados no município do Natal nas aquisições da CAERN via mercado cativo e livre, o que sugere não ser a prática regulatória mais assertiva. O mesmo aconteceu para indexação dos preços por m³ faturados. Estes fenômenos podem ser explicados por existência de contratos por demanda de kWh contratada e efeitos de escala, que reproduzem oscilações nos preços por kWh.

A segunda alternativa mais recorrente para o reconhecimento regulatório foi indexação pelo IPCA (29% dos documentos regulatórios), que somente estaria associado aos efeitos das variações dos preços do kWh adquirido no mercado livre de energia, esse comportamento foi o mesmo para variações indexado por INPC, IGP-DI e IGP-M.

Neste sentido, o diagnóstico se finaliza com a conclusão da hipótese H1 não poder ser rejeitada, pois as diferentes práticas regulatórias reproduzem reconhecimentos inflacionários ou deflacionários dos preços da energia elétrica de formas significativamente diferentes, justificando a aplicação de o modelo paramétrico sugerido no quadro 1 como prognóstico.

Quadro 1: Modelo paramétrico para cálculo do Índice de reajuste da parcela dos gastos com energia elétrica.

$IREE = \frac{TEE_{p1}}{TEE_{p0}} \quad (1)$	
$TEE_{p1} = (TPMC \times PCPIndexA) + (TAMC \times PCAIndexA) + (TPML \times PLPIndexA) + (TAML \times PLAIndexA) \quad (2)$	
$TEE_{p0} = TPMC + TAMC + TPML + TAML \quad (3)$	
Sendo: TEE_{p0} = Valor total dos gastos com energia elétrica realizados de 1...n a valores históricos (faturados pelo(s) prestador(es) de energia); TEE_{p1} = Valor total dos gastos com energia elétrica realizados de 1...n a valores atualizados da data-base inicial até a data base-final; $TPMC$ = Valor total dos gastos com energia elétrica no ambiente produtivo da prestação dos serviços no intervalo de tempo em análise, proveniente do mercado cativo; $TAMC$ = Valor total dos gastos com energia elétrica no ambiente administrativo da prestação dos serviços no intervalo de tempo em análise, proveniente do mercado cativo; $TPML$ = Valor total dos gastos com energia elétrica no ambiente produtivo da prestação dos serviços no intervalo de tempo em análise, proveniente do mercado livre; $TAML$ = Valor total dos gastos com energia elétrica no ambiente administrativo da prestação dos serviços no intervalo de tempo em análise, proveniente do mercado livre; $PCPIndexA$ = Índice de variação acumulada até o mês i medido pelos percentuais de variações dos R\$/kWh da energia elétrica consumida no ambiente produtivo, adquirida no mercado cativo; $PCAIndexA$ = Índice de variação acumulada até o mês i medido pelos percentuais de variações dos R\$/kWh da energia elétrica consumida no ambiente administrativo e comercial, adquirida no mercado cativo; $PLPIndexA$ = Índice de variação acumulada até o mês i medido pelos percentuais de variações dos R\$/kWh da energia elétrica consumida no ambiente produtivo, adquirida no mercado livre; e; $PLAIndexA$ = Índice de variação acumulada até o mês i medido pelos percentuais de variações dos R\$/kWh da energia elétrica consumida no ambiente administrativo e comercial, adquirida no mercado livre.	

Com a aplicação da metodologia, apresentada nas formulações matemáticas 1 a 3 (quadro 1), o índice referente à parcela dos gastos com energia elétrica seria de 1,2432 (24,32%), que reflete a inflação real do referido insumo produtivo. Neste sentido, conforme observado na tabela 1, o índice acumulado baseado nas alterações homologadas pela ANEEL de 1,3314 (33,14%) estaria superestimado, enquanto todos os demais reproduzem resultados subestimados, principalmente a variação por m³, que alcançaria o patamar de 1,0341 (3,41%), comprovando a discrepância entre os resultados das diferentes práticas regulatórias e supostas injustiças tarifárias nas cobranças dos serviços de águas e esgotos.

CONCLUSÕES

Este artigo teve o objetivo de apresentar um modelo avaliativo de efeitos inflacionários ou deflacionários dos preços da energia elétrica para fins de reajuste tarifário dos serviços prestados no município do Natal, conforme a variabilidade dos preços da energia elétrica, preenchendo a lacuna técnico-científica e prática para utilização nos reajustes tarifários, principalmente no âmbito da regulação discricionária.

Foram apresentadas as tendências regulatórias mais recorrentes para os efeitos dos processos inflacionários ou deflacionários nos gastos com energia elétrica, tais como: Uso do índice de variação dos preços por kWh calculados, conforme percentuais homologados pela ANEEL; e; Índices baseados no IPCA, IGP-M, IGP-DI e INPC. No entanto, este estudo sugere que, o índice baseado nas homologações da ANEEL não se associa com as variações reais dos preços por kWh da energia elétrica adquirida via mercado cativo e mercado livre, enquanto isso, os índices baseados no IPCA estariam captando a volatilidade dos preços observada no mercado livre.

Ainda que os índices acumulados baseados no IPCA, INPC, IGP-M e IGP-DI tenham apresentado resultados acumulados ligeiramente diferentes, suas respectivas variações mensais foram suficientemente próximas da volatilidade dos preços dos kWh adquiridos no mercado livre ao ponto de se observarem associações significativas nas comparações das médias emparelhadas. Contudo, ficaram distantes para se associarem, significativamente, com as variações reais dos preços do kWh das aquisições no mercado cativo.

Além do índice ANEEL, os índices calculados com base nos valores unitários dos gastos com energia por m³ faturados reproduziram variações mensais muito distantes das variações reais dos preços por kWh consumidos nos serviços de água e esgoto prestados em Natal, pois combinou a variação de preço com a variação de volumes, enviesando os resultados das variações mensais.

Como se pode observar, nenhum modelo analisado foi capaz de captar as variações reais dos preços do kWh consumidos nos serviços prestados e que mesclam as aquisições no mercado cativo com mercado livre, por este motivo, este trabalho propôs o modelo a ser aplicado com abordagem paramétrica, cuja utilização com os dados reais, fornecidos pela CAERN para os serviços prestados no município do Natal, resultaria no índice de 1,2432 (24,32%), evidenciando que, a utilização de único índice estaria causando potenciais desequilíbrios econômico-financeiros em desfavor dos usuários, quando se utiliza o índice ANEEL e em desfavor do prestador nas aplicações dos demais índices estudados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. BLALOCK, H. M. Social statistics. New York: McGraw-Hill, 1960.
2. BRASIL. Lei n. 11.445/2007, de 5 de janeiro. Estabelece diretrizes nacionais para o saneamento básico; altera as Leis ns. 6.766, de 19 de dezembro de 1979; 8.036, de 11 de maio de 1990; 8.666, de 21 de junho de 1993; 8.987, de 13 de fevereiro de 1995; revoga a Lei n. 6.528, de 11 de maio de 1978, e dá outras providências. Diário Oficial da União, n. 5, p. 3-7, 8 de janeiro de 2007.
3. _____.2020. Lei nº 14.026/2020, de 15 de julho de 2020. Atualiza o marco legal do saneamento básico. Diário Oficial da União, n. 135, Seção 1, p. 1, 16 de julho de 2020.
4. CHAWDA, Sandeep; BHAKAR, Rohit; MATHURIA, Parul. Uncertainty and risk management in electricity market: Challenges and opportunities. In: 2016 National Power Systems Conference (NPSC) (pp. 1–6), 2016. <https://doi.org/10.1109/NPSC.2016.7858971>.
5. DAGLISH, Toby; DE BRAGANÇA, G. G. Fiuza; OWEN, Sally; ROMANO, Teresa. Pricing effects of the electricity market reform in Brazil, Energy Economics, vol. 97, p. 105197, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105197>.