



Revista Universo Contábil, ISSN 1809-3337
Blumenau, 2022, v. 18: e2022114, p. 01-20

doi:10.4270/ruc.2022114

Disponível em www.furb.br/universocontabil



CUSTO DE CAPITAL ESTIMADO PELA ANEEL E SEGUNDO A TEORIA FINANCEIRA PARA O SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: uma análise comparativa

ESTIMATED COST OF CAPITAL BY ANEEL AND ACCORDING TO FINANCIAL THEORY FOR THE ELECTRICITY DISTRIBUTION SECTOR: A comparative analysis

COSTO DE CAPITAL ESTIMADO POR ANEEL Y SEGÚN TEORÍA FINANCIERA PARA EL SECTOR DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA: un análisis comparativo

Recebido em: 28-03-2022

Avaliado em: 03-08-2022

Reformulado em: 20-07-2023

Aceito para publicação em: 21-07-2023

Publicado em: 31-01-2024

Editor Responsável: Tarcísio Pedro da Silva

Emilene Francisco Bueno¹
Andrei Aparecido de Albuquerque²
Flávio Leonel de Carvalho³

RESUMO

Este estudo teve como objetivo comparar o custo de capital obtido a partir da regulação da ANEEL, para aplicação nas revisões tarifárias do setor durante o triênio 2015-2017, com o custo de capital auferido pelas distribuidoras de energia elétrica, a partir de seis modelos alternativos de cálculo baseados na teoria financeira. Para isso, analisaram-se dados referentes a uma amostra 10 empresas de distribuição de energia elétrica de capital aberto que tiveram seus processos definitivos de revisão tarifária concluídos nesse triênio e, por meio do teste não paramétrico de Wilcoxon para amostra única, avaliou-se a hipótese de igualdade da mediana do custo do capital apurado conforme modelos indicados pela teoria financeira com o custo do capital determinado pela ANEEL. Como principal resultado, constatou-se que a remuneração determinada pela agência é, na maioria dos modelos analisados, superior ao custo do capital calculado. Desse modo, verifica-se que o custo de capital determinado pelo Estado está remunerando os investidores das concessionárias de distribuição de energia elétrica acima do custo de oportunidade do negócio calculado neste estudo, proporcionando uma maior atratividade para os investimentos, porém, onerando os consumidores.

Palavras-chave: Custo de Capital; Distribuidoras de Energia Elétrica; ANEEL; Revisão Tarifária.

¹ Mestre em Gestão de Organizações e Sistemas Públicos pela UFSCar (2018); Coordenadora de Contabilidade e Finanças e Contadora do Instituto Federal de São Paulo (IFSP), Campus Itapetininga; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6058-2223>; E-mail: emilene.ifsp@gmail.com

² Doutor em Administração pela Universidade de São Paulo (USP); Professor do Departamento de Engenharia de Produção do Centro de Ciências Exatas e de Tecnologia da Universidade Federal de São Carlos (UFSCar); ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2819-9993>; E-mail: andrei@dep.ufscar.br

³ Doutor em Engenharia de Produção pela Universidade de São Paulo (USP); Professor Associado do Departamento de Administração do Centro de Ciências em Gestão e Tecnologias da Universidade Federal de São Carlos (UFSCar); ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8488-9382>; E-mail: flavio@ufscar.br

ABSTRACT

This study aimed to compare the cost of capital obtained from the regulation of ANEEL (National Electric Energy Agency) for use in tariff reviews within the sector during the triennium 2015-2017 with the cost of capital earned by electric power distributors using six alternative calculation models based on financial theory. To achieve this, data from a sample of 10 publicly traded electricity distribution companies that had their definitive tariff review processes concluded during this triennium were analyzed. Through the non-parametric Wilcoxon signed-rank test for a single sample, the hypothesis of equality of the median cost of capital calculated using models indicated by financial theory with the cost of capital determined by ANEEL was evaluated. As a main result, it was found that the remuneration determined by the agency is, in most of the analyzed models, higher than the calculated cost of capital. Thus, the cost of capital determined by the State is remunerating investors of electricity distribution concessionaires above the opportunity cost of the business calculated in this study, providing greater attractiveness for investments, but burdening consumers.

Keywords: Cost of Capital; Electricity Distribution Companies; ANEEL; Tariff Review.

RESUMEN

Este estudio tuvo como objetivo comparar el costo de capital obtenido a partir de la regulación de la ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica), para su aplicación en las revisiones tarifarias del sector durante el trienio 2015-2017, con el costo de capital obtenido por las distribuidoras de energía eléctrica a partir de seis modelos alternativos de cálculo basados en la teoría financiera. Para lograr esto, se analizaron datos de una muestra de 10 empresas de distribución de energía eléctrica de capital abierto que completaron sus procesos definitivos de revisión tarifaria durante este trienio, y mediante la prueba no paramétrica de Wilcoxon para una muestra única, se evaluó la hipótesis de igualdad de la mediana del costo de capital calculado utilizando los modelos indicados por la teoría financiera con el costo de capital determinado por la ANEEL. Como resultado, se encontró que la remuneración determinada por la agencia es, en la mayoría de los modelos analizados, superior al costo de capital calculado. Luego, parece que el costo de capital determinado por el Estado está remunerando a los inversionistas de las concesionarias de distribución de energía eléctrica por encima del costo de oportunidad del negocio calculado en este estudio, brindando mayor atractivo para las inversiones, pero sobrecargando a los consumidores.

Palabras-clave: Costo de Capital; Distribuidoras de Energía Eléctrica; ANEEL; Revisión Tarifaria.

1 INTRODUÇÃO

A fixação de tarifas de energia elétrica no Brasil depende de atos regulatórios, visto que o setor de distribuição é considerado um monopólio natural, ou seja, sua estrutura física torna economicamente inviável a competição entre dois agentes em uma mesma área de concessão (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica [ABRADEE], 2016).

Assim, em suas concessões, o poder público deve proporcionar condições para que as concessionárias possam financiar a manutenção de suas atividades e obter retorno sobre o investimento (remuneração do capital), sem negligenciar a questão da modicidade tarifária, isto é, a aplicação de tarifas acessíveis aos usuários. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criada em 1996, é a responsável por fiscalizar a determinação das tarifas cobradas

pelas 114 distribuidoras de energia elétrica brasileiras, sendo 63 concessionárias, 38 permissionárias e 13 cooperativas de eletrização rural (ANEEL, 2017a).

A fim de adequar as tarifas praticadas ao longo da vigência dos contratos de concessão, as distribuidoras de energia elétrica são submetidas a processos de Revisão Tarifária Periódica (RTP), prevista na Lei das Concessões nº 8.987/1995, na qual são redefinidos o nível de eficiência dos custos operacionais e os parâmetros da remuneração dos investimentos das distribuidoras (ANEEL, 2016), sendo que, para este último, utiliza-se o Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC/WACC).

A apuração do WACC envolve uma série de dificuldades práticas principalmente pela obtenção do custo de capital próprio não ser possível de forma explícita, sendo necessário um método de cálculo (Damodaran, 2002). Diversos autores, entre eles Damodaran (2002), Assaf Neto (2003), Assaf Neto, Lima e Araújo (2008) e Sanvicente (2012), apontam por evidências empíricas que a apuração do custo de capital próprio no Brasil e em outros países emergentes é prejudicada pela alta volatilidade nas variáveis utilizadas no *Capital Asset Pricing Model* (CAPM – Modelo de Precificação de Ativos), desenvolvido por Sharpe (1964) e Lintner (1965), que é o modelo mais utilizado no mundo para apuração de custo de capital próprio. Para Coutinho e Oliveira (2002), o custo de capital é considerado uma variável chave na determinação das tarifas de energia elétrica e da remuneração dos investidores, significando que, qualquer erro na mensuração do índice pode gerar distorções, impacto social ou desestímulo aos investimentos no setor. Sanvicente (2012) e Carvalhaes, Albuquerque e Silva (2014) corroboram com essa visão de relevância do custo de capital e exploram apurações alternativas em concessões de serviços públicos brasileiras, porém ambos comparam apenas duas metodologias em seus respectivos estudos.

Considerando que o intuito do custo de capital é espelhar o custo de oportunidade de um negócio para guiar decisões de investimentos e que há na literatura uma série de evidências empíricas sobre a dificuldade de apuração, em especial do custo de capital próprio, em mercados emergentes (Assaf Neto, 2003; Assaf Neto, Lima, & Araújo, 2008, Sanvicente, 2012). E, conforme observam Carvalhaes et al. (2014), a agência reguladora de energia tem uma metodologia de apuração específica que não necessariamente equivale às alternativas apresentadas pela teoria financeira, esta pesquisa tem a seguinte questão norteadora: o custo de capital empregado pela ANEEL, na revisão tarifária do triênio 2015-2017, se mostra igual ao custo de capital das distribuidoras de energia elétrica apurado pela teoria de finanças apurado para o mesmo período?

A partir disso, o objetivo deste estudo foi comparar o custo de capital obtido a partir da regulação da ANEEL, utilizado nas revisões tarifárias do setor durante o triênio 2015-2017, com o custo de capital auferido pelas distribuidoras de energia elétrica, a partir de seis modelos alternativos de cálculo baseados na teoria financeira. Para isso, foram aplicadas seis metodologias alternativas de cálculo em uma amostra de 10 empresas de distribuição de energia elétrica de capital aberto, que tiveram seus processos definitivos de revisão tarifária concluídos durante o triênio 2015-2017. Reforça-se que este era o único triênio que continha empresas distribuidoras de energia elétrica que tiveram seus processos de revisão tarifária concluídos no momento da coleta de dados desta pesquisa.

Esta pesquisa se justifica por comparar o custo de capital apurado pela ANEEL em um ciclo completo de revisão tarifária de distribuidoras de energia elétrica com aquele que seria obtido com a metodologia disponível na teoria financeira. Tal comparação não se observou na literatura prévia, mesmo em estudos que focaram em concessões públicas como Sanvicente (2012) e Carvalhaes et al. (2014). O tema é relevante pelo fato de que, com um índice de custo de capital sobrevalorizado, o Estado remunera o investidor acima do custo de oportunidade do negócio, proporcionando uma maior atratividade para os investimentos, porém onerando os consumidores. Já uma remuneração do capital não condizente com o custo de oportunidade e

risco, poderá desestimular investimentos no setor e afetar a segurança e o abastecimento elétrico.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Os estudos sobre estrutura de capital e custo de capital se propagaram a partir da década de 1950 com os estudos de Modigliani e Miller (1958, 1963). Inicialmente, acreditava-se que a forma como as empresas eram financiadas não era determinante para seu valor de mercado (Modigliani & Miller, 1958). Em obra posterior, no entanto, Modigliani e Miller (1963) reconheceram os benefícios fiscais decorrentes do endividamento, entendendo que a alavancagem poderia, enfim, impactar o valor das empresas. A partir desses estudos seminais, diversas teorias tentaram determinar uma metodologia de mensuração do custo do capital das empresas.

Dentre elas, o conhecido modelo de precificação de ativos (CAPM) proposto por Sharpe (1964) e Lintner (1965), que parte de três pressupostos básicos: a existência de um ativo, que seria livre de risco; a possibilidade de mensuração da rentabilidade de um portfólio de mercado, que seria formado por todos os ativos e na proporção que aparecem no mercado; e, por fim, a chance de se dimensionar o risco dos ativos comparando a sua variabilidade com a do mercado. Partindo dessas *proxies*, seria possível mensurar o custo de oportunidade de ativos financeiros, no entanto, não há consenso na literatura sobre a forma de realizar essa operação em relação aos dados de uma carteira de mercado e a existência ou não de ativos livres de risco. Ainda assim, o modelo CAPM continua sendo largamente empregado (Fama & French, 2007), tanto na academia como no mercado, inclusive por sua simplicidade teórica e prática.

Por sua vez, Rocha, Camacho e Fiuza (2006) apontam que questões aparentemente simples, como as definições sobre taxa livre de risco, prêmio de risco e periodicidade e intervalos de série, são ainda objeto de ampla discussão. Outras questões, como a aplicação do custo médio ponderado do capital (WACC) para países emergentes, a definição do índice de mercado (global ou local), a estimação do risco sistemático (beta), a adoção ou não do risco país e, inclusive, as particularidades inerentes a setores específicos, como o de eletricidade brasileiro, carecem de aprofundamento, de acordo com alguns autores (Assaf Neto et al., 2008; Sanvicente, 2012). Assim, visando o aprimoramento do modelo, e pretendendo atentar para as especificações dos países emergentes, diversos estudos sugerem adaptações ao modelo CAPM original (Godfrey & Espinosa, 1996; Lessard, 1996; Mariscal & Hargis, 1999; O'Brien, 1999; Pereiro, 2001; Damodaran, 2002; Pereiro, 2002; Assaf Neto et al., 2008; Sanvicente, 2012).

Godfrey e Espinosa (1996) argumentam que a determinação de taxas de descontos para investimentos em economias desenvolvidas não é tarefa fácil, e que adaptar o modelo CAPM para a análise do custo de oportunidade de investimentos em países emergentes é um desafio ainda maior. Sendo assim, propõem um modelo que supostamente poderia ser utilizado por empresas multinacionais para a determinação das taxas de desconto de investimentos em economias em desenvolvimento. Os autores afirmam que esses investimentos devem incluir outros riscos, como o político, maior nessas regiões; do negócio, que é mais volátil nessas economias; e o associado às moedas locais; e, assim, sugerem a inclusão de medidas para cada um desses riscos.

Lessard (1996) também alega que os investidores tendem a exigir um prêmio extra para realizar investimentos nas economias em desenvolvimento. No entanto, essa taxa adicional é, por vezes, arbitrária e pode penalizar e/ou inviabilizar investimentos nesses países ao não refletir o real nível de risco dos ativos. Dessa forma, o autor sugere a criação de um modelo híbrido, determinado pelo resultado da multiplicação do beta representativo do risco do ativo, pelo beta representativo do risco do país, ambos calculados com base na variabilidade em relação ao risco do mercado global. Além disso, por essa proposta deve-se acrescentar ao retorno mínimo, estabelecido pelo mercado global, uma rentabilidade incremental mínima

determinada pela expectativa de retorno do mercado local (país emergente), que funcionaria como uma espécie de prêmio pelo risco-país.

O'Brien (1999) tenta minimizar os problemas do tradicional CAPM e propõe o modelo denominado GCAPM. Para isso, utiliza como parâmetro para a taxa livre de risco uma taxa de rentabilidade, que denomina retorno de ativo livre de risco global, e substitui a taxa de rentabilidade de mercado por uma de mercado global. O beta, por sua vez, é calculado tendo por base a variabilidade do retorno do ativo comparada à variabilidade das taxas de rentabilidade do mercado global.

Nessa mesma linha, o modelo proposto por Mariscal e Hargis (1999) estabelece a taxa de desconto dos ativos, tendo por base variáveis locais e globais. Para isso, utiliza a taxa livre de risco dos Estados Unidos, o prêmio pelo risco país (local), com o beta do ativo calculado a partir do mercado local e multiplicado por um fator determinado pela relação entre os desvios padrões dos mercados local e global (EUA).

Pereiro (2001, 2002) argumenta, também, que a avaliação de empresas em economias emergentes requer maior cuidado, pois o modelo CAPM tradicional é de difícil aplicabilidade em mercados menos eficientes e, por conta disso, são necessários ajustes, consideradas as especificidades dessas regiões. Assim, propõe os modelos CAPM Local, (Pereiro, 2001) e CAPM Local Ajustado (Pereiro, 2002). O CAPM Local, conforme Cunha, Assaf Neto e Martins (2018), assume a existência de um mercado segmentado, que utiliza a taxa livre de risco global, adicionada a um prêmio de risco país, beta e prêmio de mercado local. Ou seja, com exceção da taxa livre de risco global, todas as demais variáveis são calculadas com base no mercado local. Desse modo, o prêmio pelo risco país pode ser mensurado em duplicidade, tanto por esse indicador, quanto pela taxa de retorno de mercado local. Pereiro (2001) argumenta que o risco país explica, em média, 40% do risco da variabilidade do mercado local e, por isso, o modelo CAPM Local necessita de ajustes. A questão da duplicidade na mensuração do risco é minimizada no modelo CAPM Local Ajustado, mas não totalmente enfrentada (Pereiro, 2002). Para isso, o autor propõe a inserção de um fator, cujo objetivo é diminuir o prêmio pelo risco de mercado, amenizando a duplicidade na mensuração do risco país.

O modelo de Damodaran (2002), por sua vez, busca adaptar o modelo CAPM tradicional para os mercados emergentes com o cálculo do beta da empresa, tendo por base a variabilidade do mercado local e adicionando uma medida de exposição das empresas ao risco país.

No cenário nacional, pode-se mencionar o trabalho de Assaf Neto et al. (2008), que propõe a utilização do modelo CAPM para determinação do capital próprio ajustado às necessidades do mercado brasileiro. Para isso, o modelo utiliza informações de países desenvolvidos (EUA) como *benchmark*, incorporando o prêmio pelo risco país e a volatilidade do mercado acionário brasileiro.

Sanvicente (2012, 2015) trata especificamente da avaliação do custo de capital de empresas brasileiras de setores monitorados por agências reguladoras, a exemplo da própria ANEEL e da Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT), e recomenda o uso de dados do mercado local em substituição de informações do mercado norte-americano (*benchmark*). Em setores regulados, como energia elétrica no Brasil, o custo de capital pode ser empregado para definir as tarifas aplicadas aos consumidores, como já mencionado. Entretanto, seu cálculo errôneo poderá superestimar o valor das tarifas, gerando ganhos às concessionárias de serviços públicos e perdas aos usuários, ou, ao contrário, subestimar os custos, beneficiando os usuários e comprometendo a rentabilidade e sustentabilidade financeira das companhias. Nesse contexto, verifica-se a grande importância de uma adequada mensuração do custo do capital, pois erros podem contribuir para as desigualdades sociais ou colocar o sistema elétrico em risco.

Especificamente sobre o custo de capital das distribuidoras de energia elétrica brasileiras, cabe destacar que, a fim de adequar as tarifas praticadas ao longo da vigência do contrato de concessão, essas companhias são submetidas a processos de Revisão Tarifária

Periódica (RTP), prevista na Lei das Concessões nº 8.987/1995, na qual são definidos o nível de eficiência dos custos operacionais e os parâmetros da remuneração dos investimentos das distribuidoras (ANEEL, 2016). Assim, a metodologia de estimação do custo médio ponderado de capital mostra-se fundamental para a determinação dos ajustes, pois é empregada como parâmetro para a remuneração dos investimentos das distribuidoras e faz parte dos custos embutidos nas tarifas cobradas dos usuários.

A RTP envolve uma série de metodologias que, em conjunto, resultarão num percentual de reposicionamento do valor das tarifas, para mais ou para menos, a cada distribuidora (ANEEL, 2016). Os processos instituídos pela ANEEL, no que tange aos aspectos metodológicos do custo de capital empregado nas revisões tarifárias, já foram objeto de estudo de diversos autores (Coutinho & Oliveira, 2002; Rocha et al., 2006; Barros, Matos, Matos, & Doege, 2012; Carvalhaes et al., 2014; Guimarães & Gonçalves, 2014).

Coutinho e Oliveira (2002) propuseram uma metodologia a partir da Nota Técnica nº 097/2001, da SRE/ANEEL, que tratou da segunda revisão tarifária da Espírito Santo Centrais Elétricas S. A. (Escelsa), e serviu de subsídio para o 1º ciclo de RTP. Os autores partiram da discussão da fórmula geral de determinação da taxa de retorno e de cada um de seus componentes da referida NT, para propor possíveis ajustes e alternativas de modelos para o cálculo que resultasse em uma taxa de retorno adequada para as concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras.

Já Rocha et al. (2006), realizaram um estudo do cálculo do custo de capital durante o 2º ciclo de RTP, propondo ajustes a fim de aprimorar a metodologia adotada e alinhá-la às melhores práticas da teoria de finanças e economia de regulação. Por meio de ajustes nos parâmetros risco país, risco cambial, risco regulatório, estrutura de capital e capital de terceiros, obtiveram uma taxa de WACC mais elevada que a estimada pela agência.

Barros et al. (2012) estudaram o custo de capital regulado pela ANEEL para o ciclo entre 2011 e 2014, e constataram que este poderia ser maior que o estimado pela agência caso utilizassem séries uniformes no cálculo. As simulações realizadas convergiram, inclusive, com as expectativas do mercado para o período.

A pesquisa de Guimarães e Gonçalves (2014) enfatizou as alterações no cálculo do custo do capital próprio pela ANEEL para o 3º ciclo de RTP, no qual o risco regulatório deixou de ser considerado no cálculo, avaliando o impacto dessa alteração nas expectativas do mercado. Os resultados evidenciaram que a mudança provocou um aumento nas expectativas de retorno por parte dos investidores.

Carvalhaes et al. (2014), por sua vez, compararam o custo de capital estimado pela ANEEL com o de capital apurado, a partir do modelo representado por Assaf Neto (2003) para o período de 2010 e 2011. O resultado mostrou que o método utilizado reportou a possibilidade de o retorno financeiro aos investidores estar sendo subestimado, corroborando os argumentos de Rocha et al. (2006) sobre a necessidade de ajustes em alguns componentes do modelo regulatório.

Considerando a literatura revisada, não se encontrou nenhum trabalho que comparasse as taxas de custo de capital aplicadas pela ANEEL em um processo de revisão tarifária com aquele apurado a partir de outras formas de cálculo. Como há estudos que observaram divergências entre os cálculos para custo de capital da ANEEL e da teoria de finanças (Rocha et al. 2006; Carvalhaes et al., 2014), a hipótese a ser testada neste trabalho é se o custo de capital empregado pela ANEEL, na revisão tarifária do triênio 2015-2017, se mostra igual ao custo de capital das distribuidoras de energia elétrica apurado pela teoria de finanças apurado para o mesmo período.

3 METODOLOGIA

O objetivo deste estudo foi comparar o custo de capital obtido a partir da regulação da ANEEL, para aplicação nas revisões tarifárias do setor durante o triênio 2015-2017, com o custo de capital auferido pelas distribuidoras de energia elétrica, a partir de seis modelos alternativos de cálculo baseados na teoria financeira. Para isso, foram analisados dados referentes ao período de 2015 a 2017.

As principais fontes de informações utilizadas no presente estudo, serão detalhadas à medida que o cálculo de cada variável for apresentado. No entanto, como principais fontes de informações podem ser mencionadas as Demonstrações Financeiras publicadas pelas companhias; Damodaran (2018), que fornece informações como betas setoriais, prêmio de risco do mercado, dados setoriais e de mercado em geral; o Federal Reserve (2019) para obtenção de informações referentes à economia americana; o Global-Rates (2018), que permitiu a obtenção de informações sobre a inflação. Adicionalmente, foram considerados os relatórios publicados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nos anos de 2015, 2016 e 2017 (ANEEL, 2015, 2016, 2017a, 2017b).

3.1 População e amostra

A seleção da amostra partiu do levantamento das empresas distribuidoras de energia elétrica que tiveram seus processos de revisão tarifária concluídos de forma definitiva entre 2015 e 2017, totalizando 43 empresas. Salienta-se que este era o único triênio completo nas condições da pesquisa no momento da coleta de dados em 2018. Devido à disponibilidade de dados e à padronização das informações financeiras, a amostra se limitou às empresas de capital aberto listadas na B3 (a bolsa de valores brasileira) de onde os dados relativos às Demonstrações Financeiras das empresas foram coletados. Com isso, a amostra reduziu-se a 11 companhias, que juntas apresentaram uma participação média de 35% no total de unidades consumidoras entre as 63 distribuidoras e, de 37%, no consumo total de GWh no período escolhido (ABRADEE, 2018) A empresa Cia. Estadual de Distribuidora de Energia Elétrica (CEEE-D) foi excluída da amostra por apresentar o valor de Patrimônio Líquido negativo. Assim, a amostra final limitou-se a 10 distribuidoras, conforme a Tabela 1.

Tabela 1

Distribuidoras de energia elétrica utilizadas na amostra (maio/2018)

Distribuidoras	Homologação da RTP
AES Eletropaulo	04/07/2015
Centrais Elétricas do Pará S.A. (Celpa)	07/08/2015
Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	27/08/2015
CPFL Piratininga	23/10/2015
EDP Distribuição São Paulo	23/10/2015
Energisa Minas Gerais – Distribuidora de Energia. S.A. (EMG)	22/06/2016
EDP Distribuição Espírito Santo	07/08/2016
Light Serviços de Eletricidade S.A.	15/03/2017
Companhia Energética de Pernambuco (Celpe)	29/04/2017
Energisa Paraíba – Distribuidora de Energia S.A. (EPB)	28/08/2017

Fonte: Elaboração própria, com base nas informações de ANEEL (2017b).

3.2 Variáveis

Para melhor organização do trabalho, os modelos de custo de capital próprio utilizados são nomeados como K_{e1} , K_{e2} e K_{e3} , e os de custo de capital de terceiros, como K_{i1} e K_{i2} . Assim, através das combinações das variáveis desses custos de capital, são obtidos seis resultados dos custos médios ponderados de capital: $WACC_1$, $WACC_2$, $WACC_3$, $WACC_4$, $WACC_5$ e $WACC_6$.

CUSTO DE CAPITAL ESTIMADO PELA ANEEL E SEGUNDO A TEORIA FINANCEIRA PARA O SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA ANÁLISE COMPARATIVA

O primeiro modelo de determinação do capital próprio, K_{e1} , é baseado no modelo CAPM, conforme exposto por Assaf Neto et al. (2008), e seu uso justifica-se por ser amplamente utilizado no mercado. Os autores sugerem a apuração do custo de capital próprio baseada no *benchmark* de uma economia mais estável, incluindo informações referentes à taxa livre de risco, taxa de retorno de mercado e beta, sob o argumento de que estas devam ser mensuradas a partir de dados dos EUA, agregando-se ao modelo o risco país, e não da economia local por ser considerada de alta volatilidade.

Para o risco país ajustado, foram coletadas as estimativas divulgadas por Damodaran (2018), que compreendem o *spread* por risco *default* do país, multiplicado pela volatilidade média do mercado acionário sobre a do mercado de títulos públicos de países emergentes. A volatilidade adicional do mercado brasileiro pode ser determinada pela relação entre os desvios padrões da carteira de mercado de ações e do mercado de títulos de renda fixa (Assaf Neto et al., 2008). O modelo geral K_e pode ser representado conforme Equação 1:

$$K_e = R_f + \beta_l(R_m - R_f) + \alpha_{br} \quad (1)$$

onde K_e refere-se ao custo de capital próprio mensurado em conformidade com a proposta de Assaf Neto et al. (2008); R_f , à taxa de retorno do ativo livre de risco dos EUA; R_m , à taxa histórica de retorno da carteira de mercado dos EUA (*ex post*); e α_{br} , ao risco país.

Em relação ao β_l tem-se a Equação 2:

$$\beta_l = \beta_u[1 + (PO/PL)(1 - IR)] \quad (2)$$

Em que β_l refere-se ao beta alavancado da empresa, o qual inclui o risco econômico (β_u), o risco financeiro (P/PL) e o benefício fiscal decorrente do endividamento ($1 - IR$). Desse modo, o β_u trata-se do beta médio “desalavancado” de empresas do setor elétrico dos EUA, utilizado como *benchmark* para mensuração do risco do negócio; PO , do passivo oneroso; PL , refere-se ao patrimônio líquido; e IR , à alíquota de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido, aplicado às empresas brasileiras, cuja média é de 34%.

Para o cálculo do custo de capital próprio, todos os betas foram “realavancados” de acordo com a estrutura de capital das distribuidoras no mesmo período, e todos os resultados foram deflacionados pelos índices médios históricos da inflação americana medido pelo Índice de Preços ao Consumidor - IPC de 2015, 2016 e 2017.

Na Tabela 2 apresentam-se os parâmetros para a determinação de cada uma das variáveis utilizadas no cálculo do custo do capital próprio. O primeiro modelo (K_{e1}), como pode ser observado na Tabela 2, diferencia-se em relação ao segundo modelo de custo de capital próprio (K_{e2}) por esse ser determinado por uma variação no parâmetro referente ao prêmio de risco de mercado, utilizando para isso o retorno de mercado esperado (medida *ex ante*), ao invés das taxas de retorno históricas. Damodaran (2018) destaca que o problema com qualquer abordagem de prêmio histórico, mesmo com modificações, é que esta volta-se para o passado, quando o objetivo deve ser estimar um prêmio atualizado, com foco no futuro. Damodaran (2018) calcula o retorno esperado das ações da carteira de mercado da S&P 500 através de um modelo de desconto de dividendos, no qual se pressupõe que os dividendos crescem a uma taxa constante (Modelo de Gordon), obtendo assim o retorno esperado implícito em ações, deste subtrai a taxa livre de risco (T-Bonds) para resultar no prêmio de risco de mercado implícito (esperado). Os prêmios de retorno de mercado esperados, *Implied Equity Risk Premium* dos EUA, em taxas anuais, de 1960 em diante, e, também, em taxas mensais, de 2008 em diante, são publicados por Damodaran (2018). Assim, usando a técnica descrita por esse autor, tem-se o segundo modelo (K_{e2}), no qual o prêmio de retorno de mercado ($R_m - R_f$) é determinado pela diferença entre o retorno esperado de mercado e o retorno livre de risco.

Tabela 2*Parâmetros utilizados para a determinação do custo do capital próprio (K_e)*

K_e	Série	Fonte/Período	Cálculo	Ano	Valor
K_{e1} , K_{e2} e K_{e3}	Retorno do Ativo Livre de Risco US	10YUSTB: Taxa histórica 10 anos	Média simples	2015	5,16
				2016	5,03
				2017	4,29
K_{e1} , K_{e2} e K_{e3}	Beta US	S&P 500: Taxa histórica 5 anos	Média betas “desalavancados” empresas do setor elétrico US	2015	0,70
				2016	0,43
				2017	0,69
K_{e1} e K_{e3}	Retorno de Mercado US	S&P 500: Taxa histórica 10 anos	Média simples	2015	9,03
				2016	8,65
				2017	10,27
K_{e2}	Prêmio de Risco de Mercado US	S&P 500: Taxa esperada 10 anos	Média simples	2015	5,32
				2016	5,47
				2017	5,54
K_{e1} e K_{e2}	Risco País	Moody’s: Taxa histórica 10 anos	Spread risco default sobre T bonds + volatilidade do mercado brasileiro	2015	3,29
				2016	3,34
				2017	3,39
K_{e3}	Risco País	EMBI + Taxa histórica 10 anos	Média simples	2015	2,38
				2016	2,53
				2017	2,62
K_{e1} , K_{e2} e K_{e3}	Inflação Média Histórica US	Global-rates: Taxa histórica 10 anos	Média simples	2015	1,97
				2016	1,77
				2017	1,70

Fonte: Elaboração própria com base nas informações de ANEEL (2017b).

Para a determinação da terceira metodologia de cálculo do modelo CAPM (K_{e3}), optou-se por apurar o custo de capital próprio, utilizando-se uma variação do parâmetro referente ao risco país (α_{br}), qual seja, o índice EMBI+. Este é mensurado pelo banco norte-americano JP Morgan e avalia o comportamento dos títulos da dívida externa brasileira (Teixeira & Cunha, 2017). O *spread* do EMBI+ é o valor normalmente utilizado pelos investidores e o público em geral como medida do risco Brasil (Cunha, Rech, Pimenta, & Iara, 2014), sendo utilizado, também, na metodologia da ANEEL. As demais variáveis são as mesmas utilizadas no modelo K_{e1} , conforme a Tabela 2.

Para cálculo do custo do capital de terceiros (K_i), Assaf Neto et al. (2008) sugerem que este seja formado pela taxa *prime* do mercado financeiro norte-americano, acrescida do prêmio pelo risco país líquido do benefício fiscal. Esse modelo de cálculo é considerado *ex ante*, pois apura a expectativa de mercado quanto à capacidade de pagamento das empresas e, neste trabalho, será denominado modelo K_{i1} . A *prime rate US* se baseou nos dados divulgados pelo Federal Reserve (2018).

$$K_{i1} = \text{prime rate} + \alpha_{br} \quad (3)$$

Como forma de aumentar o escopo de resultados, apurou-se também o custo de capital de terceiros por meio do modelo *ex post*, ou seja, a partir de dados financeiros históricos das empresas. Esse cálculo é determinado pela razão entre as despesas financeiras líquidas da alíquota de tributos, de 34%, e o passivo oneroso da empresa. As despesas financeiras consideradas no cálculo do K_{i2} foram apenas aquelas mais específicas quanto à relação com o passivo oneroso, como, por exemplo, encargos da dívida, variação cambial e monetária da dívida, IOF, juros passivos e sobre debêntures. Para se chegar a estes valores, foram analisadas as notas explicativas das empresas.

$$K_{i2} = \frac{DF}{PO} * (1 - IR) \quad (4)$$

CUSTO DE CAPITAL ESTIMADO PELA ANEEL E SEGUNDO A TEORIA FINANCEIRA PARA O SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA ANÁLISE COMPARATIVA

Em que K_{i2} se refere ao custo do capital de terceiros líquidos do imposto de renda; DF , às despesas financeiras; PO , ao passivo oneroso; IR , à alíquota média de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido, que no Brasil é de 34%.

Na sequência, após determinar o custo do capital próprio (K_{e1} , K_{e2} e K_{e3}) e o do capital de terceiros (K_{i1} e K_{i2}) e, baseando-se no percentual de participação desses capitais na estrutura de financiamento das empresas, foi possível a determinação do custo médio ponderado do capital. Assim, tem-se:

$$WACC_1 = \frac{PL}{PO + PL} * K_{e1} + \frac{PO}{PO + PL} * K_{i1} \quad (5)$$

$$WACC_2 = \frac{PL}{PO + PL} * K_{e2} + \frac{PO}{PO + PL} * K_{i1} \quad (6)$$

$$WACC_3 = \frac{PL}{PO + PL} * K_{e3} + \frac{PO}{PO + PL} * K_{i1} \quad (7)$$

$$WACC_4 = \frac{PL}{PO + PL} * K_{e1} + \frac{PO}{PO + PL} * K_{i2} \quad (8)$$

$$WACC_5 = \frac{PL}{PO + PL} * K_{e2} + \frac{PO}{PO + PL} * K_{i2} \quad (9)$$

$$WACC_6 = \frac{PL}{PO + PL} * K_{e3} + \frac{PO}{PO + PL} * K_{i2} \quad (10)$$

Em que $WACC$ refere-se ao custo médio ponderado do capital, determinado pela ponderação entre a participação do passivo oneroso ($PO/(PO+PL)$) na estrutura de capital das concessionárias de energia elétrica e a participação do capital próprio ($PL/(PO+PL)$), sendo PO o passivo oneroso e PL , o patrimônio líquido. Observa-se que o $WACC$ foi calculado de seis diferentes modos, por meio da combinação de três formas de cálculo do capital próprio (K_{e1} , K_{e2} e K_{e3}) e dois critérios para o capital de terceiros (K_{i1} e K_{i2}).

Para o cálculo do custo do capital próprio, conforme Equação 1, foi necessária a determinação do beta alavancado de cada uma das empresas. Empregou-se, então, o beta “desalavancado” médio do setor de energia elétrica dos EUA como *benchmark* (β_u), e o alavancou, considerando o endividamento de cada uma das empresas, conforme Equação 2 e dados apresentados na Tabela 2. Todos os resultados foram deflacionados pelos índices médios históricos da inflação norte-americana, medidos pelo IPC Estados Unidos (Global-Rates, 2018), de 2015, 2016 e 2017. Para cálculo do K_{i1} empregou-se a *prime rate US* apurada, que foi de 4,39% (2006-2015), 3,94% (2007-2016) e 3,55% (2008-2017), conforme o Federal Reserve (2018). As estimativas de risco país ajustado são as mesmas utilizadas no cálculo do custo de capital próprio. O resultado do custo de capital de terceiros *ex ante* também foi deflacionado pelos índices médios da inflação norte-americana medidos pelo IPC Estados Unidos (Global-Rates, 2018), para apresentação das taxas em termos reais, possibilitando a comparação com os resultados da ANEEL.

Cabe ressaltar que, na prática regulatória de serviços públicos, utiliza-se usualmente a taxa de custo de capital real, pois a aplicação de uma taxa nominal à base de remuneração regulatória inflacionada pode levar a uma consideração dupla da inflação. Entretanto, a taxa de remuneração real não encontra respaldo nas práticas de mercado, pois relatórios financeiros são geralmente apresentados em termos nominais (Camacho, 2004).

Em relação ao custo do capital das distribuidoras determinado pela ANEEL, cabe destacar que as concessionárias de serviços elétricos podem repassar integralmente aos consumidores os valores pagos pela compra da energia elétrica – são os valores referentes aos encargos setoriais, denominados custos não gerenciais (parcela A). Os custos sob a gestão das concessionárias, incluindo a remuneração de capital, no entanto, não podem ser repassados na totalidade aos usuários, necessitando de regulamentação pela agência – são os custos gerenciáveis (parcela B). Essa regulamentação inclui a metodologia de cálculo do custo do

capital. Para isso, o marco regulatório estabelece a Base de Remuneração Regulatória líquida (BRRL) e o Custo Médio Ponderado do Capital estimado (WACC).

A metodologia vigente do custo de capital foi definida pela Resolução Normativa nº 648/2015, na qual se estabelece que a reavaliação do método utilizado ocorrerá a cada 6 anos, e o recálculo do índice fixado pela ANEEL, a partir da atualização da base de dados contábeis e financeiros envolvidos no cálculo, a cada 3 anos. Seguindo esse padrão, entre outras particularidades, a Nota Técnica SGT nº 22/2015, da ANEEL, estabelece que o cálculo do custo de capital pela agência reguladora se dá a partir da determinação de uma estrutura de capital ideal, obtida pela média aritmética da estrutura de capital de todas as distribuidoras de energia elétrica (ANEEL, 2015).

Utilizando dados financeiros históricos das companhias, de 2011, 2012 e 2013, a ANEEL fixa, assim, um único índice de WACC vigente para o período de revisões tarifárias (ANEEL, 2015). Para o cálculo do custo de capital próprio, a agência considera premissas do mercado global como referência, porém com ajustes para o mercado local (ANEEL, 2015). Assim, o custo de capital próprio é dado pela taxa de retorno do ativo livre de risco, o beta, a taxa de retorno do mercado e o prêmio de risco soberano em relação ao mercado de referência. Para o custo de capital de terceiros, a metodologia vigente determina a taxa de retorno do ativo livre de risco, o prêmio de risco soberano em relação ao mercado de referência e o risco de crédito da empresa.

A Nota Técnica SGT n. 22/2015 (ANEEL, 2015) explicita, também, que, apesar da metodologia de custo de capital estabelecer uma taxa de retorno justa líquida de impostos, como é sabido que as empresas têm obrigação tributária de recolher os impostos IRPJ e CSLL sobre o lucro, gera-se a necessidade de majorar a taxa de retorno líquida de impostos de forma que, após o pagamento, o concessionário alcance o equilíbrio econômico-financeiro à taxa de retorno regulatória. Dessa forma, para aplicação na revisão tarifária, a ANEEL realiza um ajuste em seu custo de capital, incluindo ao resultado do WACC “depois de impostos” o percentual de impostos a serem pagos pelas concessionárias a título de IRPJ e CSLL, que pode chegar até 34%. Esse resultado a agência reguladora denomina WACC “antes de impostos”. A nota técnica menciona, ainda, que o adicional de receita para o pagamento dos impostos deve estar diretamente relacionado à real carga tributária incorrida que recai sobre a concessionária. A Tabela 3, a seguir, apresenta o WACC regulatório antes e depois de impostos.

Tabela 3

Custo médio ponderado do capital (regulatório) – determinado pela ANEEL

Custo Médio Ponderado do Capital (WACC)	Série
Antes de impostos	12,26%
Depois de impostos	8,09%

Fonte: Elaboração própria, com base nas informações de ANEEL (2017b).

O WACC real “depois de impostos” pode ser considerado a taxa de remuneração líquida de imposto destinada à remuneração do capital da distribuidora. Assim, tem-se, conforme Tabela 3, o percentual de 12,26% efetivamente aplicado ao cálculo da remuneração de capital das distribuidoras. Porém, conforme explicitado, a diferença no cálculo do custo de capital apresentado pela ANEEL pode levar a variações significativas quando comparado a taxas obtidas pelos modelos tradicionais, já que a taxa regulatória é majorada em até 34% (sendo o caso das 10 empresas utilizadas na amostra). Assim, julgou-se importante realizar a comparação em relação ao WACC “depois de impostos”, de 8,09%, visto que este é definido pela agência reguladora como uma taxa de retorno justa líquida de impostos, ou seja, que irá permanecer para a distribuidora após pagar suas despesas com os tributos diretos, satisfazendo o custo do risco do negócio.

Segundo Camacho (2004), o custo de capital “antes de impostos” não é comparável a *benchmarks* de mercado, entretanto, grande parte das agências reguladoras consideram o custo de capital dessa forma quando da determinação de seu cálculo para utilização no preço de tarifas de serviços públicos. Ainda, segundo o autor, a determinação do WACC “antes de impostos” pelas agências reguladoras considera a remuneração dos impostos devidos pelas concessionárias como parte do custo de capital e, dessa forma, o fluxo de caixa utilizado não inclui o pagamento de impostos.

Para análise dos dados será utilizada, primeiramente, a estatística descritiva com o objetivo de sumarizar e descrever os dados. Em seguida, serão realizados testes estatísticos não paramétricos para se testar a hipótese de pesquisa deste trabalho. A escolha do teste do tipo não paramétrico se justifica pelo pequeno número de dados dos grupos analisados. Segundo Leotti, Costa e Riboldi (2012), para amostras de tamanho menor ou igual a 10, recomenda-se não proceder ao teste de normalidade e aplicar diretamente a ferramenta não paramétrica de análise, em função da baixa performance dos testes de aderência à normalidade. Cabe salientar que os testes não paramétricos, também chamados de testes de livre distribuição, não exigem que as amostras venham de populações com distribuições normais ou qualquer distribuição particular, ao contrário dos testes paramétricos (Triola, 2008). Além disso, apesar do termo não paramétrico sugerir que os testes não se baseiam em um parâmetro, alguns deles utilizam a mediana para esse fim, como no caso desta pesquisa. O modelo escolhido, de postos sinalizados de Wilcoxon para uma amostra, consiste em um teste de verificação de afirmativa sobre a mediana de uma única população, ou seja, testa a hipótese nula de que uma única população tenha certo valor alegado de mediana. Assim, o teste de Wilcoxon terá como finalidade verificar se a mediana da amostra analisada θ é igual ao valor do custo do capital determinado em conformidade com a ANEEL θ_0 :

$$\begin{cases} H_0: \theta = \theta_0 \\ H_1: \theta \neq \theta_0 \end{cases}$$

Em que, θ refere-se à mediana da amostra analisada e θ_0 , ao custo do médio ponderado do capital determinado pela ANEEL conforme Tabela 3, que pode ser 12,36% ou de 8,09%.

4 RESULTADOS DA PESQUISA

Para atingir o objetivo do presente estudo, foram analisados os dados referentes ao custo médio ponderado do capital, determinado pelos modelos teóricos para os anos de 2015 a 2017 (análise descritiva). Na sequência, empregou-se o teste não paramétrico de Wilcoxon, de modo a comparar os índices determinados pela metodologia empregada pela ANEEL e os obtidos segundo indicações da teoria financeira.

4.1 Análise descritiva

Na Tabela 4 observa-se, pela estrutura de capital das empresas da amostra, que predomina o uso de capital de terceiros na maioria das empresas no período analisado, sendo que o passivo oneroso teve participação média de 58,25%, 57,34% e 61,16%, em 2015, 2016 e 2017, respectivamente. Esses resultados se assemelham aos obtidos para algumas empresas analisadas por Carvalhaes et al. (2014).

O índice médio do custo de capital determinado pelo modelo WACC₁, apresentado na Equação 7, foi de 7,02%, em 2015, 5,45%, em 2016 e, 7,75%, em 2017. Por essa metodologia, o maior custo médio ponderado de capital foi de 7,98%, apresentado pela empresa EDP Distribuidora São Paulo, em 2017. Percebe-se que o modelo de cálculo WACC₁ apresentou resultados próximos para todas as distribuidoras analisadas na amostra, sendo o ano de 2016 o

que apresentou os menores índices médios, provavelmente em decorrência do beta “desalavancado” utilizado ter sido mais baixo nesse período.

Tabela 4
Resultados de WACC por ano e modelo

	P	K_{e1}	K_{e2}	K_{e3}	K_{i1}	K_{i1}	Wacc ₁	Wacc ₂	Wacc ₃	Wacc ₄	Wacc ₅	Wacc ₆
2015												
AES Eletropaulo	55,93	12,17	13,99	11,02	3,04	9,33	7,06	7,86	6,56	10,58	11,38	10,08
CELPA	47,71	11,01	12,59	10,01	3,04	4,44	7,21	8,04	6,69	7,88	8,70	7,35
Elektro	62,26	13,41	15,47	12,10	3,04	7,13	6,95	7,73	6,46	9,50	10,28	9,01
CPFL Piratininga	79,42	20,59	24,09	18,37	3,04	3,51	6,65	7,37	6,19	7,02	7,74	6,57
EDP São Paulo	46,95	10,92	12,49	9,93	3,04	7,03	7,22	8,05	6,70	9,10	9,93	8,57
EMG	64,27	13,89	16,05	12,53	3,04	5,70	6,92	7,69	6,43	8,63	9,40	8,14
EDP Espírito Santo	46,05	10,82	12,36	9,85	3,04	8,64	7,24	8,07	6,71	9,82	10,65	9,29
Light	71,17	16,07	18,66	14,43	3,04	11,99	6,80	7,54	6,32	13,17	13,92	12,69
CELPE	53,79	11,83	13,58	10,73	3,04	19,33	7,10	7,91	6,59	15,87	16,67	15,36
EPB	54,97	12,01	13,80	10,89	3,04	3,91	7,08	7,88	6,57	7,56	8,36	7,05
Média	58,25	13,27	15,31	11,99	3,04	8,10	7,02	7,81	6,52	9,91	10,70	9,41
Mediana	55,45	12,09	13,90	10,96	3,04	7,08	7,07	7,87	6,57	9,30	10,11	8,79
Desvio Padrão	11,01	3,04	3,65	2,66	0,00	4,75	0,19	0,23	0,17	2,73	2,73	2,73
2016												
AES Eletropaulo	54,83	8,50	9,91	7,88	2,98	11,39	5,48	6,11	5,20	10,08	10,72	9,80
CELPA	52,74	8,31	9,67	7,71	2,98	8,36	5,50	6,14	5,22	8,34	8,98	8,06
Elektro	57,76	8,80	10,29	8,14	2,98	7,74	5,44	6,07	5,16	8,19	8,81	7,91
CPFL Piratininga	82,58	15,35	18,58	13,93	2,98	4,40	5,14	5,70	4,89	6,31	6,87	6,06
EDP São Paulo	44,67	7,71	8,91	7,18	2,98	10,00	5,60	6,26	5,31	8,73	9,40	8,44
EMG	55,01	8,52	9,93	7,90	2,98	5,21	5,47	6,11	5,19	6,70	7,33	6,42
EDP Espírito Santo	47,37	7,89	9,14	7,34	2,98	8,93	5,57	6,22	5,28	8,38	9,04	8,09
Light	70,71	10,83	12,86	9,94	2,98	4,78	5,28	5,88	5,02	6,55	7,15	6,29
CELPE	58,55	8,89	10,40	8,22	2,98	14,38	5,43	6,06	5,16	12,10	12,73	11,83
EPB	49,18	8,02	9,30	7,46	2,98	3,71	5,55	6,20	5,26	5,90	6,55	5,62
Média	57,34	9,28	10,90	8,57	2,98	7,89	5,45	6,08	5,17	8,13	8,76	7,85
Mediana	54,92	8,51	9,92	7,89	2,98	8,05	5,48	6,11	5,20	8,27	8,90	7,99
Desvio Padrão	11,44	2,30	2,92	2,03	0,00	3,44	0,14	0,17	0,13	1,91	1,92	1,91
2017												
AES Eletropaulo	66,37	17,18	16,50	15,97	2,83	7,78	7,66	7,43	7,25	10,94	10,71	10,54
CELPA	52,60	13,56	13,04	12,65	2,83	7,72	7,91	7,67	7,48	10,49	10,24	10,05
Elektro	59,46	15,05	14,47	14,02	2,83	5,37	7,79	7,55	7,37	9,29	9,06	8,87
CPFL Piratininga	79,34	25,01	23,96	23,15	2,83	3,83	7,41	7,20	7,03	8,21	7,99	7,83
EDP São Paulo	49,19	12,96	12,48	12,10	2,83	5,65	7,98	7,73	7,54	9,37	9,12	8,93
EMG	59,85	15,16	14,57	14,11	2,83	3,08	7,78	7,54	7,36	7,93	7,69	7,51
EDP Espírito Santo	55,40	14,11	13,57	13,16	2,83	6,50	7,86	7,62	7,44	9,89	9,65	9,47
Light	72,22	19,81	19,00	18,38	2,83	5,98	7,55	7,32	7,15	9,82	9,60	9,42
CELPE	67,75	17,71	17,01	16,46	2,83	8,07	7,63	7,40	7,23	11,18	10,96	10,78
EPB	49,42	13,00	12,51	12,14	2,83	3,39	7,97	7,73	7,54	8,25	8,01	7,81
Média	61,16	16,36	15,71	15,21	2,83	5,74	7,75	7,52	7,34	9,54	9,30	9,12
Mediana	59,66	15,11	14,52	14,07	2,83	5,82	7,79	7,55	7,37	9,60	9,36	9,18
Desvio Padrão	10,09	3,77	3,60	3,46	0,00	1,84	0,19	0,18	0,17	1,15	1,15	1,15

O índice médio do custo de capital no modelo WACC₂ foi de 7,81%, 6,08% e 7,52%, em 2015, 2016 e 2017, respectivamente. A empresa EDP Distribuidora Espírito Santo apresentou, em 2015, um custo médio ponderado do capital de 8,07%, maior valor da amostra analisada. Por outro lado, o menor percentual, de 5,70%, foi apresentado pela CPFL Piratininga, em 2016. Assim como o WACC₁, não se observa grande variabilidade entre os WACC₂ calculados para as empresas da amostra, desvios padrão de 0,23, 0,17 e 0,18, em 2015, 2016 e 2017. Como no cálculo dos modelos WACC₂ e WACC₁ utilizou-se o prêmio de risco de mercado baseado em expectativas futuras, ao invés dos dados históricos, não se verificou muita diferença entre os resultados obtidos, já que os índices obtidos nesta pesquisa se mostraram não muito divergentes, com destaque para 2015, que apresentou as maiores diferenças.

O índice médio do custo médio ponderado de capital determinado pelo modelo WACC₃ foi de 7,34%, em 2017, 5,17%, em 2016 e, 6,52%, em 2015, sendo, em média, os resultados mais baixos entre todos os modelos empregados no trabalho. A CPFL Piratininga apresentou, em 2016, o menor índice, de 4,89%.

O índice médio do custo de capital no modelo WACC₄ foi de 9,54%, em 2017, 8,13%, em 2016 e, 9,91%, em 2015. Esses resultados são divergentes se comparados aos obtidos pelos modelos anteriores. Isso porque, com a utilização do K_i , a partir da abordagem *ex post*, os valores oscilam entre as empresas de acordo com a composição das despesas onerosas de cada uma delas.

O índice médio do custo de capital no modelo WACC₅ foi de 10,7%, em 2015, 8,76%, em 2016 e, 9,3%, em 2017. Esse modelo de cálculo apresentou os maiores custos médios ponderados de capital entre os seis modelos de WACC calculados, embora os valores sejam, em média, menores do que o WACC determinado pela ANEEL, de 12,36%. Por essa metodologia, a empresa CELPE, em 2015, apresentou um WACC de 16,67%.

Por fim, o índice médio do modelo WACC₆ foi 9,41%, em 2015, 7,85%, em 2016, e, 9,12%, em 2017. Aqui, o menor valor registrado foi de 5,62%, para a EPB em 2016, e o maior, de 15,36%, para a CELPE em 2015.

Observa-se na Tabela 4 que a maioria das empresas analisadas apresentam percentuais de custo médio ponderado do capital (WACC) inferiores ao custo do capital determinado pela ANEEL antes de impostos, que foi de 12,26%. Assim, somente as empresas Light e Celpe, quando empregados os modelos de cálculo do WACC₄, WACC₅ e WACC₆, para 2015, e a empresa Celpe, em 2016 (WACC₅), apresentaram custo médio ponderado do capital superior ao custo do capital determinado pela ANEEL antes de impostos. O WACC regulatório de 12,26% está, portanto, em média, 4,29 pontos percentuais acima dos WACCs calculados para as empresas no período analisado. Esse resultado é um forte indício de que os investidores estão sendo remunerados a percentuais superiores ao custo do capital mensurado por meio dos modelos CAPM praticados no mercado. Essa diversidade de valores obtidos vai de encontro aos argumentos de Camacho (2004) de que é necessário existir uma maneira mais precisa de apuração do custo de capital em empresas de setores sob regulação.

Pode-se dizer no geral que os WACCs obtidos nesta pesquisa são inferiores aos apurados por Carvalhaes et al. (2014), lembrando que utilizaram dados de dois anos apenas das cinco maiores distribuidoras de energia elétrica. No entanto, para se afirmar que o custo médio ponderado do capital da amostra analisada é igual, ou diferente, do custo do capital determinado pela ANEEL, será necessário testar se a localização (mediana) da amostra é igual aos valores específicos estabelecidos pela agência.

4.1 Análise não paramétrica

Na Tabela 5 apresentam-se os resultados dos testes de Wilcoxon aplicados aos seis modelos de cálculo do custo médio ponderado do capital (WACCs), para cada um dos anos analisados isoladamente, de 2015 a 2017. O objetivo do teste não paramétrico de Wilcoxon para amostra única, empregado neste estudo, é verificar se a mediana dos WACCs das empresas distribuidoras de energia elétrica é igual ao WACC regulado pela ANEEL. Desse modo, testa-se a hipótese nula de que o θ , mediana da amostra, é igual ao θ_0 , percentuais determinados pela ANEEL. Assim, de acordo com o teste de Wilcoxon, pode-se afirmar, com probabilidade de acerto de 95%, que um dado da população escolhido de forma aleatória em determinado ano deve estar contido no intervalo, estabelecido pelo intervalo de confiança apresentado na Tabela 5.

Tabela 5*Teste não paramétrico de Wilcoxon para amostra única*

2015	WACC₁	WACC₂	WACC₃	WACC₄	WACC₅	WACC₆
(Pseudo) Mediana	7,03	7,82	6,53	9,46	10,28	8,93
Intervalo de confiança	$6,88 \leq \theta \leq 7,16$	$7,64 \leq \theta \leq 7,98$	$6,39 \leq \theta \leq 6,64$	$8,10 \leq \theta \leq 11,88$	$8,88 \leq \theta \leq 12,69$	$7,60 \leq \theta \leq 11,39$
Limite Inferior	6,88	7,64	6,39	8,10	8,88	7,60
Limite Superior	7,16	7,98	6,64	11,88	12,69	11,39
p-value (H ₀ : $\theta=12,36\%$)	0,00	0,00	0,00	0,04	0,11	0,01
p-value (H ₀ : $\theta=8,09\%$)	0,00	0,00	0,00	0,05	0,01	0,23
2016						
(Pseudo) Mediana	5,47	6,11	5,19	8,19	8,80	7,91
Limites	$5,35 \leq \theta \leq 5,54$	$5,92 \leq \theta \leq 6,20$	$5,06 \leq \theta \leq 5,25$	$6,63 \leq \theta \leq 9,40$	$7,03 \leq \theta \leq 10,03$	$6,36 \leq \theta \leq 9,13$
Limite Inferior	5,35	5,92	5,06	6,63	7,24	6,36
Limite Superior	5,54	6,19	5,25	9,40	10,03	9,12
p-value (H ₀ : $\theta=12,36\%$)	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
p-value (H ₀ : $\theta=8,09\%$)	0,00	0,01	0,01	1,00	0,49	0,55
2017						
(Pseudo) Mediana	7,77	7,53	7,35	9,58	9,35	9,17
Limites	$7,61 \leq \theta \leq 7,89$	$7,37 \leq \theta \leq 7,67$	$7,20 \leq \theta \leq 7,48$	$8,75 \leq \theta \leq 10,42$	$8,53 \leq \theta \leq 10,18$	$8,34 \leq \theta \leq 10,01$
Limite Inferior	7,61	7,37	7,20	8,75	8,53	8,34
Limite Superior	7,89	7,67	7,48	10,42	10,18	10,01
p-value (H ₀ : $\theta=12,36\%$)	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
p-value (H ₀ : $\theta=8,09\%$)	0,00	0,01	0,01	0,01	0,03	0,03
2015-2017						
(Pseudo) Mediana	6,70	7,06	6,33	9,02	9,35	8,60
Limites	$6,34 \leq \theta \leq 7,26$	$6,83 \leq \theta \leq 7,60$	$5,94 \leq \theta \leq 6,83$	$8,30 \leq \theta \leq 9,78$	$8,70 \leq \theta \leq 10,08$	$7,95 \leq \theta \leq 9,35$
Limite Inferior	6,34	6,83	5,94	8,30	8,70	7,95
Limite Superior	7,26	7,60	6,83	9,78	10,08	9,35
p-value (H ₀ : $\theta=12,36\%$)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
p-value (H ₀ : $\theta=8,09\%$)	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,12

Em relação a 2015, observa-se na Tabela 5 que as medianas dos $WACC_1$, $WACC_2$ e $WACC_3$, com um nível de confiança de 95%, deverão estar contidas em intervalos inferiores aos custos de capital regulatórios após impostos de 8,09%, e antes impostos de 12,36%. Desse modo, pode-se constatar que os custos de capital regulatórios estabelecidos pela ANEEL são superiores aos custos do capital dos três modelos inicialmente analisados. Em relação ao $WACC_4$, cujo intervalo varia de 8,10% a 11,88%, não abrangendo, desse modo, o custo de capital regulatório antes ou depois de impostos, não se pode afirmar que sejam diferentes de 12,36% ou 8,09%, pois os valores p apresentados foram de, respectivamente 0,04 e 0,05, não sendo, portanto, estatisticamente significativos ao nível de significância 1%. Por sua vez, o custo de capital estimado pelo quinto modelo apresenta um intervalo que abrange o custo regulatório de 12,36%. No entanto, o intervalo apresentado na estimativa ($8,88 \leq \theta \leq 12,69$) é superior ao custo do capital após impostos de 8,09%. Assim, é possível pontuar que o custo do capital regulatório após o IR foi inferior ao capital estimado pelo $WACC_5$. Em relação ao sexto modelo, os limites variam de 7,60% a 11,39%. Observa-se, empregando uma significância estatística de 1%, que o custo do capital estabelecido pela ANEEL antes dos impostos é superior ao estimado pelo quinto modelo. No entanto, em relação ao custo do capital depois dos impostos não se pode afirmar que as medianas sejam estatisticamente diferentes.

Para 2016 e 2017, observa-se na Tabela 5 que, pelo teste de Wilcoxon, e empregando um nível de significância de 1%, todos os modelos apresentaram valores medianos inferiores ao custo de capital regulatório estabelecido pela ANEEL antes de impostos de 12,36%. No entanto, não se pode afirmar que haja diferença significativa entre a mediana dos custos do capital estimados para os modelos 4, 5 e 6 e o custo do capital depois de impostos determinado pela ANEEL, de 8,09%, para 2017. Em relação a este ano, a um nível de significância de 1%, observa-se pela tabela que o custo do capital estimado pelo quarto modelo é superior, ao percentual de 8,09 estabelecido pela ANEEL, mesmo resultado para os modelos 5 e 6, mas a um nível de significância de 3%. Assim, como Rocha et al. (2006) e Carvalhaes et al. (2014), observa-se diferença entre o custo de capital estabelecido pela ANEEL e o obtido pela teoria financeira. Entretanto, os dois estudos anteriores encontraram custos de capital superiores ao modelo da ANEEL quando comparados aos modelos que empregaram baseados na teoria financeira, diferente do que se observou na presente pesquisa.

Por fim, analisaram-se os três anos do estudo de forma conjunta, de 2015 a 2017, para cada um dos modelos. Baseando-se no teste não paramétrico de Wilcoxon, é possível afirmar que todos os modelos analisados apresentaram uma mediana inferior ao custo de capital de 12,36% estabelecido pela ANEEL. Em relação ao custo do capital após impostos (8,09%), verifica-se que os modelos 1, 2 e 3 apresentaram uma mediana do custo médio ponderado do capital inferior a 8,09%. Resultados também divergentes de Rocha et al. (2006) e Carvalhaes et al. (2004). Em relação aos modelos 4 e 5, a um nível de significância de 1%, pode-se pontuar que o custo capital estimado foi superior ao custo de capital após impostos. O último modelo, $WACC_6$, apresenta um intervalo de confiança que varia de 7,95% a 9,35%, abrangendo, portanto, o custo determinado pela ANEEL de 8,09%. Observa-se um nível de significância de 12% e, portanto, não se pode rejeitar a hipótese nula de que a mediana da amostra é igual a 8,09%.

Em síntese, verifica-se que o índice regulatório praticado na remuneração dos investimentos das distribuidoras (12,26%) fica acima do custo médio ponderado de capital analisado pela ótica da teoria financeira na maioria das situações observadas. Além disso, o custo do capital após impostos de 8,09% foi superior ao custo estimado pelos modelos 1, 2 e 3. Esse resultado é coerente com as afirmações de Sanvicente (2012), para o qual o custo de capital próprio regulado pela ANEEL, indevidamente alto, não pode ser considerado insignificante, na medida em que as taxas valem para a determinação de receitas teto por períodos de vários anos.

Como causas identificadas para as variações do custo de capital estabelecido pela ANEEL destaca-se o beta “desalavancado” americano do setor elétrico, que, em 2016, registrou um valor abaixo da média de 0,69 utilizada pela agência. Assim, ao definir as taxas de custo de capital com grande antecedência, o regulador acaba não contemplando essas oscilações no cálculo. Outro fator

relevante é o período das séries utilizadas para o estabelecimento das taxas de retorno de mercado, o qual possivelmente influenciou os resultados mais elevados determinados pela agência. Além disso, a estrutura de capital “ideal” utilizada pela ANEEL foi de 48,76%, enquanto este trabalho apurou que o uso de capital de terceiros corresponde a 60%, em média. A Norma Técnica 95, de 2011, da ANEEL reconhece a diferença na participação de capital de terceiros entre pequenas e grandes empresas utilizadas no cálculo, mas reafirma o uso de média não ponderada, optando por não diferenciar as empresas em relação ao seu porte. Outro aspecto que influencia o custo do capital superestimado pela ANEEL é a utilização de séries com diferentes intervalos de tempo, que podem incorrer em inconsistências na fórmula do WACC. Quando se tem a conversão de valores nominais em valores reais, um problema adicional ocorre, pois é fundamental que as séries sejam construídas no mesmo intervalo de tempo ou que a taxa de inflação seja aproximadamente constante ao longo da série (Camacho, 2004). Assim, os resultados mostram que o cálculo do custo de capital pela ANEEL é impactado por diversos fatores e práticas, evidenciando a necessidade de revisões e ajustes nas metodologias adotadas para melhor refletir as condições reais do mercado no setor elétrico. Todas essas observações corroboram com argumentos de autores como Damodaran (2002) e Assaf Neto et al. (2008) sobre a dificuldade de apuração de custo de capital em mercados emergentes e, como Camacho (2004) e Sanvicente (2012), mais especificamente, sobre cômputo do custo de capital em setores regulados.

Ao se confrontar as taxas básicas de juros brasileiras e a inflação acumulada, verifica-se que a média de juros reais para o período de três anos foi em torno de 4,8%. É preciso destacar que todas as comparações são realizadas a partir das taxas de juros reais, ou seja, já livres da inflação acumulada. Assim, qualquer um dos seis modelos utilizados neste trabalho estaria remunerando, na média dos três anos, acima da taxa livre de risco brasileira. Considerando que se trata de um setor com baixo risco, pode-se considerar que as taxas instituídas pela ANEEL são satisfatórias para os investidores.

5 CONCLUSÃO

Para comparar os custos de capital regulatórios determinados em conformidade com a ANEEL e os apurados conforme a teoria financeira, empregou-se a análise não paramétrica. Primeiramente, utilizou-se o custo de capital regulatório “antes de impostos” divulgado pela ANEEL. Isso porque, o índice de 12,26% é o efetivamente aplicado no cálculo da remuneração de capital das distribuidoras. Porém, a diferença no cálculo do custo de capital apresentado pode levar a variações significativas quando comparada a taxas obtidas pelos modelos tradicionais, já que a taxa regulatória é majorada em até 34%. Assim, julgou-se importante realizar a comparação também em relação ao WACC “depois de impostos”, de 8,09%, visto que esse é definido pela agência reguladora como uma taxa de retorno justa líquida de impostos, ou seja, que irá permanecer para a distribuidora após o pagamento das despesas com os tributos diretos, satisfazendo o custo do risco do negócio.

Em seguida, foram realizados testes estatísticos não paramétricos para amostra única, por ano e por bloco de três anos para cada modelo. Os resultados indicaram que tanto o WACC regulatório “antes de impostos” quanto o WACC regulatório denominado “depois de impostos” são superiores aos resultados médios obtidos para o custo de capital das distribuidoras de energia elétrica para 2015 a 2017 na maioria das situações analisadas.

Assim, a taxa de retorno regulatória está, em geral, superestimada pelo regulador, ou seja, o Estado tem propiciado ao investidor uma rentabilidade superior ao custo de capital adequado, não condizente com o real custo de oportunidade do negócio e, conseqüentemente, causando uma indevida oneração aos consumidores. Essas divergências mostram que as premissas adotadas pela agência reguladora não estão condizentes com a realidade do setor.

Logo, o Estado deve atuar em prol do aperfeiçoamento das metodologias envolvidas no cálculo do custo de capital, a fim de garantir a confiabilidade dos resultados apurados. Assim, a depender da metodologia em vigor estabelecida pela agência reguladora, pode estar havendo, além de distorções no cálculo do custo do capital próprio, uma forma indireta de isenção do imposto de

renda e contribuição social. Considerando que o custo médio ponderado do capital é incluído nas tarifas, o benefício gerado aos investidores das concessionárias de energia elétrica pode sobretaxar os consumidores. Dado que as tarifas públicas têm peso significativo nos orçamentos familiares, sobretudo para as famílias de baixa renda, as consequências sociais do cálculo do custo de capital das concessionárias de distribuição de energia elétrica são relevantes.

O diferencial deste estudo em relação aos demais citados na revisão bibliográfica é o fato de não propor o recálculo do índice de WACC regulatório a partir de ajustes, mas realizar o cálculo do custo de capital de forma individualizada, a partir de diferentes modelos, a fim de testar a análise de sensibilidade dos resultados. O desenvolvimento da pesquisa, no entanto, encontrou algumas limitações, como a utilização apenas de empresas de capital aberto na amostra, reduzindo o escopo de análises. E, também, o uso de apenas uma vertente de cálculo do custo de capital, quando poderiam ser testados outros métodos reconhecidos na literatura financeira para contribuir com o propósito deste trabalho.

Sugere-se como contribuição para pesquisas futuras investigar o impacto que a inclusão da compensação dos tributos diretos de IRPJ e CSLL causa na receita final atribuída às distribuidoras de energia elétrica, e, conseqüentemente, nas tarifas alocadas.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica. (2015). **Nota Técnica nº 22/2015-SGT/ANEEL**. Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração dos investimentos efetuados pelas concessionárias de distribuição por ocasião da Revisão Tarifária Periódica. Brasília.
http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/023/resultado/nt_22_2015_sgt_custo_de_capital.pdf.
- Agência Nacional de Energia Elétrica. (2016). **Entendendo a tarifa**. 2016.
<http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa>
- Agência Nacional de Energia Elétrica. (2017a). **Contratos de concessão**. 2017a.
<http://www.aneel.gov.br/pt/contratos-g-t-d>
- Agência Nacional de Energia Elétrica. (2017b). Calendário e resultado dos processos tarifários de distribuição. 2017b. <http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>
- Assaf Neto, A. (2003). Contribuição ao estudo da avaliação de empresas no Brasil – uma aplicação prática. Tese de Livre Docência, Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, Brasil.
- Assaf Neto, A., Lima, F. G., & Araújo, A. M. P. de. (2008). Uma proposta metodológica para o cálculo do custo de capital no Brasil. *Revista de Administração*, 43(1), 72-83.
<https://doi.org/10.1590/S0080-21072008000100006>
- Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. (2016). Visão geral do setor. 2016.
<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>
- Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. (2018). Setor de distribuição. Planilhas de 1996 a 2018 (ref. 2017). <https://www.abradee.org.br/planilhas-de-1996-a-2018-ref-2017>
- Barros, R. B., Matos, R. de A., Matos, F. V. B. M., & Doege, R. (2012). Análise crítica do Custo Médio Ponderado de Capital regulatório instituído pela ANEEL para o 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódico das empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil. *Anais do Congresso Brasileiro de Custos - ABC*. São Leopoldo, RS, Brasil.
- Camacho, P. (2004). Custo de capital de indústrias reguladas no Brasil. *Revista do BNDES*, 11(21), 139-164.
- Carvalhoes, M. V., de Albuquerque, A. A., & da Silva, D. M. (2014). Comparação de duas metodologias de apuração do custo de capital das distribuidoras de energia elétrica brasileiras. *Revista Contabilidade e Controladoria*, 6(2), 106-127.
<http://dx.doi.org/10.5380/rcc.v6i2.35154>

- Coutinho, P., & Oliveira, A. (2002). Determinação da taxa de retorno adequada para concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil. *Relatório final de trabalho realizado para a SRE/Aneel*.
- Cunha, M. F., Rech, I.J., Pimenta, D.P., & Iara, R.N. (2014). Comparação do custo de capital do setor elétrico com base no modelo da ANEEL e do modelo com dados do mercado brasileiro. *Anais do 38º Encontro da Anpad*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- Cunha, M. F., Assaf, A., & Martins, E. (2018). Evidências empíricas das taxas de desconto na avaliação de empresas no Brasil. *Revista Contemporânea de Contabilidade*, 15(34), 21-41. <https://doi.org/10.5007/2175-8069.2018v15n34p21>
- Damodaran, A. (2002). *Investment valuation: Tools and techniques for determining the value of any asset*. New York: John Wiley & Sons.
- Damodaran, A. (2018). Levered and unlevered betas by industry. *Data Archives*. <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/betas.xls>
- Fama, E. F., & French, K. R. (2007). O modelo de precificação de ativos de capital: teoria e evidências. *Revista de Administração de Empresas*, 47(2), 103-118.
- Federal Reserve. (2019). Prime rate history. FedPrimeRate.com, 2018. Disponível em: http://www.fedprimerate.com/prime_rate_history-monthly.htm#current-monthly-prime-rate
- Global-Rates. (2018). *Inflação Estados Unidos - índice de preços ao consumidor (IPC)*. Recuperado de <https://pt.global-rates.com/estatisticas-economicas/inflacao/indice-de-precos-ao-consumidor/ipc/estados-unidos.aspx>
- Godfrey, S., & Espinosa, R. (1996). A practical approach to calculating costs of equity for investments in emerging markets. *Journal of Applied Corporate Finance*, 9(3), 80-90. <https://doi.org/10.1111/j.1745-6622.1996.tb00300.x>
- Gonçalves, E. D. L., & Guimarães, C. E. A. (2014). Risco regulatório e custo do capital próprio das distribuidoras de energia elétrica no Brasil. *FGV CERI*. <http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/handle/10438/18598>
- Leotti, V. B., Coster, R., & Riboldi, J. (2012). Normalidade de variáveis: métodos de verificação e comparação de alguns testes não-paramétricos por simulação. *Revista HCPA. Porto Alegre. Vol. 32, no. 2 (2012), p. 227-234*. <http://hdl.handle.net/10183/158102>
- Lessard, D. R. (1996). Incorporating country risk in the valuation of offshore projects. *Journal of Applied Corporate Finance*, 9(3), 52-63. <https://doi.org/10.1111/j.1745-6622.1996.tb00298.x>
- Lintner, J. (1965). The valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets. *The Review of Economics and Statistics*, 47(1), 13-37. <https://doi.org/10.2307/1924119>
- Mariscal, J., & Hargis, K. (1999). A long-term perspective on short-term risk. Goldman Sachs Portfolio Strategy. *October*, 26, 1-23.
- Modigliani, F., & Miller, M. (1958). The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment. *The American Economic Review*, 48(3), 261-297. <http://www.jstor.org/stable/1809766>
- Modigliani, F., & Miller, M. (1963). Corporate Income Taxes and the Cost of Capital: A Correction. *The American Economic Review*, 53(3), 433-443. <http://www.jstor.org/stable/1809167>
- O'Brien, T. J. (1999). The global CAPM and a firm's cost of capital in different currencies. *Journal of Applied Corporate Finance*, 12(3), 73-79. <https://doi.org/10.1111/j.1745-6622.1999.tb00032.x>
- Pereiro, L. E. (2001). The valuation of closely-held companies in Latin America. *Emerging Markets Review*, 2(4), 330-370. [https://doi.org/10.1016/S1566-0141\(01\)00024-3](https://doi.org/10.1016/S1566-0141(01)00024-3)
- Pereiro, L. E. (2002). *Valuation of companies in emerging markets: A practical approach* (Vol. 156). John Wiley & Sons.
- Rocha, K. M. C., Camacho, F. T., & Bragança, G. G. F. D. (2006). Custo de capital das concessionárias de distribuição de energia elétrica no processo de revisão tarifária: 2007-2009. Texto para discussão nº 1174. *IPEA*, Rio de Janeiro, 1-3 (?), 2006.

- Sanvicente, A. Z. (2012). Problemas de estimação de custo de capital de empresas concessionárias no Brasil: uma aplicação à regulamentação de concessões rodoviárias. *Revista de Administração*, 47(1), 81-95. <https://doi.org/10.5700/rausp1027>
- Sanvicente, A. Z. (2015). Relevância de prêmio por risco país no custo de capital das empresas. *Revista de Administração Contemporânea*, 19, 38-52. <https://doi.org/10.1590/1982-7849rac2015140097>
- Sharpe, W. F. (1964). Capital asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk. *The journal of finance*, 19(3), 425-442. <https://doi.org/10.1111/j.1540-6261.1964.tb02865.x>
- Teixeira, V. P. M., & Cunha, M. F. (2017). Aplicabilidade dos modelos CAPM Local, CAPM Local ajustado e CAPM ajustado híbrido ao mercado brasileiro. *Anais do 14º Congresso USP de Iniciação Científica em Contabilidade*. São Paulo, SP, Brasil.
- Triola, M. F. (2008). *Introdução à Estatística*. 10a. edição. Rio de Janeiro: LTC editora.