

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS - UFMG
FACULDADE DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS - FACE
CENTRO DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA EM ADMINISTRAÇÃO – CEPEAD

ESTIMATIVA DO CUSTO DE CAPITAL PELO MODELO DE DESCONTO DE
DIVIDENDOS: UMA APLICAÇÃO ÀS CONCESSIONÁRIAS DO SETOR DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL

Jorge Rodrigues de Araújo

BELO HORIZONTE

2020

Jorge Rodrigues de Araújo

ESTIMATIVA DO CUSTO DE CAPITAL PELO MODELO DE DESCONTO DE
DIVIDENDOS: UMA APLICAÇÃO ÀS CONCESSIONÁRIAS DO SETOR DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado no Centro de Especialização em Gestão Estratégica (CEGE) da Faculdade de Ciências Econômicas (FACE) da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Gestão Estratégica – ênfase em Finanças Empresariais.

Área de Concentração: Finanças Empresariais.

Professor Orientador: Robert Aldo Iquiapaza

BELO HORIZONTE

2020

Ficha catalográfica

A663e
2020

Araújo, Jorge Rodrigues de.

Estimativa do custo de capital pelo modelo de desconto de dividendos [manuscrito] : uma aplicação às concessionárias do setor de distribuição de energia elétrica do Brasil / Jorge Rodrigues de Araújo. – 2020.

1 v.: il.

Orientador: Robert Aldo Iquiapaza .

Monografia (especialização) – Universidade Federal de Minas Gerais, Centro de Pós-Graduação e Pesquisas em Administração. Inclui bibliografia.

1. Administração - Teses. I. Iquiapaza, Robert Aldo. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Centro de Pós-Graduação e Pesquisas em Administração. III. Título.

CDD: 658



Universidade Federal de Minas Gerais
Faculdade de Ciências Econômicas
Departamento de Ciências Administrativas
Centro de Pós-Graduação e Pesquisas em Administração
Curso de Especialização em Gestão Estratégica

ATA DA DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO do Senhor **JORGE RODRIGUES DE ARAÚJO**, REGISTRO Nº 2017753291. No dia 24/03/2020 às 16:00 horas, reuniu-se na Faculdade de Ciências Econômicas da Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, a Comissão Examinadora de Trabalho de Conclusão de Curso - TCC, indicada pela Coordenação do Curso de Especialização em Gestão Estratégica - CEGE, para julgar o Trabalho de Conclusão de Curso intitulado "ESTIMATIVA DO CUSTO DE CAPITAL PELO MODELO DE DESCONTO DE DIVIDENDOS: UMA APLICAÇÃO ÀS CONCESSIONÁRIAS DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL", requisito para a obtenção do Título de Especialista. Abrindo a sessão, o orientador e Presidente da Comissão, Professor Robert Aldo Iquiapaza Coaguila., após dar conhecimento aos presentes do teor das Normas Regulamentares de apresentação do TCC, passou a palavra ao aluno para apresentação de seu trabalho. Seguiu-se a arguição pelos examinadores, seguido das respostas do aluno. Logo após, a Comissão se reuniu sem a presença do aluno e do público, para avaliação do TCC, que foi considerado:

(x) APROVADO

() APROVAÇÃO CONDICIONADA A SATISFAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS CONSTANTES NO VERSO DESTA FOLHA, NO PRAZO FIXADO PELA BANCA EXAMINADORA - PRAZO MÁXIMO DE 60 (SESENTA) DIAS

O resultado final foi comunicado publicamente ao aluno pelo orientador e Presidente da Comissão. Nada mais havendo a tratar, o Senhor Presidente encerrou a reunião e lavrou a presente ATA, que será assinada por todos os membros participantes da Comissão Examinadora. Belo Horizonte, 24/03/2020.

Prof. Robert Aldo Iquiapaza Coaguila
(Orientador)

Profª. Simone Evangelista Fonseca

RESUMO

O objetivo deste trabalho é avaliar a aplicabilidade de um modelo alternativo para estimar o custo de capital das distribuidoras de energia elétrica atuantes no mercado brasileiro. Nesse contexto, uma variante do *Dividend Discount Model* é sugerida em contraponto à abordagem vigente, que tem o *Capital Asset Pricing Model* como parâmetro definido pela regulação. Como amostra, foram consideradas as distribuidoras que passaram pelo processo de revisão tarifária entre mar/18 e ago/19, sendo 15 empresas no total. Os resultados indicaram que, considerando o modelo atual, dez empresas (67% da amostra) tiveram uma remuneração (WACC Regulatório) definida abaixo da taxa de retorno exigida estimada pelo modelo de dividendos. Em oito dessas empresas, essa taxa seria aproximadamente 70% superior à praticada pela regulação. Nos outros dois casos, as magnitudes foram pontuais, com variação de 134,51% e 16,01% entre os resultados de cada modelo. Para os 33% restantes da amostra (cinco empresas), a situação foi inversa. No caso dessas concessionárias, a taxa de retorno exigida estimada pelo modelo alternativo ficou abaixo do WACC Regulatório (10,30% a.a., na média do grupo, frente 10,68% a.a.). Isso indica que a revisão tarifária dessas empresas ocorreu num momento de melhores condições do mercado (abr/19 a ago/19), condizente com a valorização observada para o índice Ibovespa no mesmo período. As variações identificadas ressaltam o caráter estático da metodologia vigente, que subdimensionou, na maioria dos casos analisados, o custo de capital dessas empresas. De forma geral, a partir dos resultados encontrados, conclui-se pela possibilidade de aprimoramento da prática regulatória, tendo-se como base as implicações trazidas pela adoção do modelo alternativo, como: (1) aproximação do cálculo a preceitos de decisão tipicamente financeiros, conforme critério de maximização do valor presente oriundo da metodologia de Fluxo de Caixa Descontado; (2) ajuste da percepção de risco/retorno às expectativas correntes de mercado, tendo em vista o momento em que a decisão precisa ser efetivamente tomada; e (3) assentamento da metodologia de cálculo em bases locais, abandonando-se a necessidade de utilização de dados do mercado americano como parâmetro. Considerando o uso do prêmio de risco para fins de estimativa do custo de capital, de forma a orientar decisões de investimento, a utilização de uma média de longo prazo de prêmios implícitos é, ao final, recomendada.

Palavras-Chave: setor elétrico; concessões de distribuição de energia elétrica; custo do capital; prêmio de risco implícito; *Dividend Discount Model*; *Capital Asset Pricing Model*.

ABSTRACT

The objective of this work is to evaluate the applicability of an alternative model to estimate the capital cost of electricity distributors operating in the Brazilian market. In this context, a variant of the Dividend Discount Model is suggested as a counterpoint to the current approach, which has the Capital Asset Pricing Model as a parameter defined by regulation. As a sample, distributors that went through the tariff review process between Mar/18 and Aug/19 were considered, 15 companies in total. The results indicated that, considering the current model, ten companies (67% of the sample) had a remuneration (Regulatory WACC) set below the required rate of return estimated by the dividend model. In eight of these companies, this rate would be approximately 70% higher than that practiced by regulation. In the other two cases, the magnitudes were punctual, with a variation of 134.51% and 16.01% between the results of each model. For the remaining 33% of the sample (five companies), the situation was reversed. In the case of these concessionaires, the required rate of return estimated by the alternative model was below the Regulatory WACC (10.30% p.a., on the group average, compared to 10.68% p.a.). This indicates that the tariff review of these companies occurred at a time of better market conditions (Apr/19 to Aug/19), consistent with the appreciation observed for the Ibovespa index in the same period. The variations identified highlight the static nature of the current methodology, which understated, in most of the cases analyzed, the cost of capital of these companies. In general, based on the results found, it is concluded that regulatory practice can be improved, based on the implications brought by the adoption of the alternative model, such as: (1) bringing the calculation closer to typically financial decision precepts, according to the criterion for maximizing the present value arising from the Discounted Cash Flow methodology; (2) adjustment of the risk/return perception to current market expectations, taking into account the moment in which the decision needs to be effectively taken; and (3) establishing the calculation methodology on local bases, abandoning the need to use data from the American market as a parameter. Considering the use of the risk premium for the purpose of estimating the cost of capital, in order to guide investment decisions, the use of a long-term average of implicit premiums is, in the end, recommended.

Key words: electric power sector; electricity distribution concessions; cost of capital; implicit risk premium; Dividend Discount Model; Capital Asset Pricing Model.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1:	Representação da Linha de Mercado de Títulos	30
Gráfico 1:	Evolução da estimativa do custo de capital de terceiros	56
Gráfico 2:	Evolução do IBOVESPA, em pontos, de jan/2018 a out/2019	61

LISTA DE TABELAS

Tabela 1:	Concessionárias do serviço de distribuição abrangidas pela amostra de pesquisa ..	43
Tabela 2:	Resultado da estimativa do custo de capital pela regulação (Modelo CAPM) ..	51
Tabela 3:	Quantidade de ativos da carteira representativa do mercado local para estimativa do prêmio de risco de mercado, por data de aniversário das concessões	53
Tabela 4:	Estimativa do prêmio implícito de mercado	54
Tabela 5:	Estimativa do coeficiente beta conforme equação de Minardi <i>et al.</i> (2007)	55
Tabela 6:	Estimativa do Custo de Capital Próprio – K_e	56
Tabela 7:	Estimativa do Custo de Capital de Terceiros – K_d	57
Tabela 8	Cálculo do custo médio ponderado de capital – WACC	57
Tabela 9:	Variação do WACC pelo Modelo Alternativo em relação ao Regulatório	58
Tabela 10:	Resultado comparativo entre as variáveis principais dos modelos (CAPM e DDM)	59
Tabela 11:	Fluxo de caixa de um investimento típico do setor – análise comparativa utilizando como taxa de desconto o WACC do modelo vigente (CAPM) e do modelo alternativo (DDM)	62

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APT	<i>Arbitrage Pricing Theory</i>
B3	Brasil, Bolsa e Balcão
BNDE	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAA	Custo Anual dos Ativos
CAIMI	Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Model</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMBEU	Comissão Mista Brasil-Estados Unidos para o Desenvolvimento Econômico
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
DDM	<i>Dividend Discount Model</i>
ELETRORBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EMBI+	<i>Emerging Markets Bonds Index Plus</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ER	Excedente Reativo
FFE	Fundo Federal de Eletrificação
G7	Grupo dos Sete (Alemanha, Canadá, EUA, França, Itália, Japão e Reino Unido)
GAF	Grau de Alavancagem Financeira
GAO	Grau de Alavancagem Operacional
GD	Geração Distribuída
IBOVESPA	Índice Bovespa
Kd	Custo do Capital de Terceiros
Ke	Custo do Capital Próprio
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
NOS	Operador Nacional do Sistema
OR	Outras Receitas
PDD	Plano de Desenvolvimento da Distribuição
PIE	Produtor Independente de Energia
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PND	Plano Nacional de Desenvolvimento
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
QRR	Quota de Reintegração Regulatória
RC	Remuneração do Capital
REN	Resolução Normativa
REVISE	Revisão Institucional do Setor Elétrico
RI	Receitas Irrecuperáveis

ROE	<i>Return on Equity</i>
RR	Receita Requerida
RTA	Reajuste Tarifário Anual
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SDAT	Sistemas de Distribuição de Alta Tensão
SDBT	Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão
SDMT	Sistemas de Distribuição de Média Tensão
SED	Subestações de Distribuição
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e Custódia
SML	<i>Security Market Line</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
UD	Ultrapassagem de Demanda
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO	12
1.2. JUSTIFICATIVA	14
1.3. OBJETIVOS	16
1.4. ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2. REFERENCIAL TEÓRICO	18
2.1. DESENVOLVIMENTO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL – BREVE HISTÓRICO	18
2.2. REGULAÇÃO ECONÔMICA DAS EMPRESAS CONCESSIONÁRIAS DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: A APLICAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL NA METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS	22
2.3. O CUSTO DE OPORTUNIDADE NAS DECISÕES DE INVESTIMENTO	25
2.3.1. <i>Modelo de Precificação de Ativos de Capital – CAPM</i>	27
2.3.2. <i>Modelo de Desconto de Dividendos – DDM</i>	35
3. METODOLOGIA DE PESQUISA	42
3.1. CARACTERIZAÇÃO DA PESQUISA	42
3.2. PROCEDIMENTOS DA PESQUISA	42
3.3. IDENTIFICAÇÃO E LEVANTAMENTO DAS VARIÁVEIS UTILIZADAS	44
3.3.1. <i>Variáveis do Modelo Regulatório – CAPM</i>	44
3.3.2. <i>Variáveis do Modelo Alternativo – DDM</i>	46
4. APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS	50
4.1. ESTIMATIVA DO CUSTO DE CAPITAL PELA REGULAÇÃO (CAPM)	50
4.2. ESTIMATIVA DO CUSTO DE CAPITAL PELO MODELO ALTERNATIVO (DDM)	52
4.3. COMPARAÇÃO ENTRE OS RESULTADOS DO MODELO ALTERNATIVO DE DIVIDENDOS DESCONTADOS E DO MODELO ATUAL	58
5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	65
REFERÊNCIAS	70

1. INTRODUÇÃO

1.1. Contextualização

Na visão econômica neoclássica, quando o mercado consegue gerar o máximo de produto ao menor nível de custos possível, ele está operando de forma eficiente. Essa eficiência, no entanto, ancora-se em alguns pressupostos básicos, como atuação racional dos agentes e informação completa e acessível a todos. Nas palavras de Silva e Meirelles (2010, p. 646):

“De posse de todas as informações necessárias, a interação desses agentes racionais, objetivando a satisfação de seus interesses e coordenada pelo sistema de preços, resultará em bem-estar para todos, configurando uma situação de equilíbrio geral, em que todos os mercados funcionam em competição perfeita”.

Em algumas situações, no entanto, observa-se que o mercado não consegue, por si só, se estruturar de forma eficiente – ou seja, estabelecer uma combinação ótima dos recursos produtivos existentes, com um preço e quantidade de equilíbrio. Nesses casos, configuram-se as chamadas *falhas de mercado*, sendo o monopólio natural uma delas. Este existiria quando, por razões estruturais de mercado, a atuação de apenas uma única firma se mostraria rentável, não havendo espaço para a obtenção de ganhos oriundos da competição – que, se houvesse ou fosse incentivada, teria efeitos deletérios para o mercado como um todo (MOSCA, 2006; VIEIRA, 2014).

De forma geral, a ocorrência de um monopólio natural é relacionada à possibilidade de que sejam percebidas *economias de escala*; ou seja, de que haja diminuição do custo médio total a partir do aumento da produção. Pela literatura microeconômica, as economias de escala decorrem da existência de altos custos fixos e baixos (ou mesmo inexistentes) custos variáveis, sendo os primeiros também considerados como uma barreira de entrada. Nesses casos, conforme Mankiw (2009), qualquer quantidade de produto seria produzida com menor custo por uma só empresa, visto que, havendo um maior número de empresas em atuação, haveria uma menor produção por empresa e, conseqüentemente, um custo total médio mais elevado. Além disso, percebe-se que as economias de escala surgem, com efeito, da necessidade de que uma grande quantidade de clientes seja atendida para que o negócio se torne economicamente viável.

Em resposta a essa falha de mercado, de forma a aproximar o mercado de uma competição perfeita, na qual o custo marginal se iguala à receita marginal, seria necessário que o governo interviesse, seja por meio da nacionalização, da regulamentação ou ainda do estabelecimento de políticas antitruste – em que pese a evolução do pensamento econômico, conforme Mosca (2006), ao destacar o questionamento de algumas escolas quanto à caracterização clássica de monopólio natural.

No caso do setor de distribuição de energia elétrica, verifica-se que esse segmento econômico de infraestrutura, na condição de indústria de rede, se enquadra como um caso típico de monopólio natural. Ou seja, percebe-se a existência de altos custos fixos, considerados como uma barreira de entrada, e, em decorrência deles, a possibilidade de obtenção de economias de escala. Além disso, o incentivo à competição (implantação de múltiplas redes de distribuição num mesmo mercado) não se mostra racional e eficiente. Por essas razões, a saída é de fato a existência de apenas uma empresa exercendo a atividade de fornecimento num mesmo mercado (área de concessão), já que uma firma pode produzir para todo o mercado a um custo menor por unidade do que duas ou mais firmas. No caso brasileiro, não obstante a evolução da estrutura de mercado do segmento de distribuição de energia elétrica vista em Carneiro (2000), a opção para corrigir (ou minimizar) o poder econômico decorrente da firma monopolista tem sido a regulamentação – atualmente exercida pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

A regulação econômica aplicável ao segmento de distribuição de energia elétrica subdivide-se, de maneira geral, em modelos *por incentivo* e *pelo custo do serviço*. Observa-se, no entanto, mais recentemente, uma tendência à utilização da regulação por incentivos. O abandono dos modelos de custo do serviço, ou mesmo a adoção de híbridos (CASTRO *et al.*, 2017; MESQUITA, 2017), se deve, em suma, por não haver, em seu arcabouço, estímulo à obtenção de ganhos de eficiência, visto se basearem na garantia de remuneração da base de ativos. Na regulação por incentivo, ao contrário, os modelos dão margem para que as empresas busquem evoluir em termos de eficiência operacional, pois, ao estabelecerem receitas ou preços máximos, permitem que sejam auferidos ganhos de produtividade oriundos da redução de custos. Ademais, o mecanismo de *profit sharing* é frequentemente aplicado, obrigando a firma a compartilhar com os consumidores parte dos ganhos de produtividade obtidos (CASTRO *et al.*, 2017). No Brasil, o modelo econômico e financeiro escolhido para as concessões de serviço

público de energia elétrica é o da *regulação por incentivo*, com aplicação do regime de *price cap* (LEI Nº 9.427/1996).

Conforme informações da ANEEL, o ajuste tarifário dos agentes do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, ocorre por meio da Revisão Tarifária Periódica – RTP, levada a cabo, em média, a cada cinco anos. Nos anos em que não há RTP, ocorre o Reajuste Tarifário Anual – RTA, que, ao efetuar a correção da defasagem de preços oriunda das perdas inflacionárias, visa, justamente, manter o equilíbrio econômico da concessão estabelecido nos processos de revisão tarifária. É possível também que ocorra, a qualquer tempo, a pedido da distribuidora, a chamada Revisão Tarifária Extraordinária, quando for identificada a ocorrência de algum evento que provoque o desequilíbrio-econômico financeiro do contrato.

Na visão da agência, o equilíbrio econômico-financeiro resultante da RTP traduz-se na definição de uma receita que seja compatível com o retorno exigido pelo risco do negócio, observando-se ainda certos níveis de eficiência operacional e de prestação adequada do serviço. Dessa maneira, um dos componentes de significativa relevância desse processo concerne na determinação adequada do chamado *custo de capital*.

O custo de capital é a taxa de retorno exigida pela empresa para manter seu valor de mercado e atrair fundos (GITMAN, 2010). Está relacionado ao *custo de oportunidade* dos recursos, ou seja, o retorno que poderia ser obtido em uma alternativa diferente daquela que está sendo escolhida, com características semelhantes de risco. É, portanto, um conceito financeiro de extrema importância, ao balizar as decisões de investimento da empresa, dada sua estrutura de financiamento (proporção entre capital próprio e de terceiros).

1.2. Justificativa

No seu surgimento, a energia elétrica voltou-se para o desenvolvimento do setor produtivo, sendo primordial para o progresso e o desenvolvimento econômico. Hodiernamente, ela constitui item básico da vida contemporânea, posto que travestida de bem-estar. Por essa razão, atentar-se para as questões que tangenciam a sustentabilidade econômico-financeira das firmas

que operam nesse mercado é de grande relevância, haja vista sua natureza de *serviço público* – essencial à sociedade, portanto.

Quando os controles técnicos e/ou econômicos falham, o ônus da ineficácia recai sobre toda a sociedade. Um exemplo foi a necessidade de mudança nos hábitos de consumo imposta à população, em decorrência do racionamento ocorrido em 2001. Outro episódio refere-se ao aumento extraordinário de tarifas ocasionado em virtude da necessidade de socorro financeiro às distribuidoras nos anos de 2014 e 2015. Tratou-se de empréstimos para cobertura de gastos extras das empresas no período e cujo custo fora posteriormente repassado aos consumidores mediante reajuste de preço das tarifas. O socorro financeiro teve como causas principais a situação hidrológica desfavorável – o que obrigou o país a conviver por bastante tempo com a geração térmica (mais cara) – e também a exposição das empresas no mercado de curto prazo, com a disparada de preço e o atingimento do pico histórico do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.

Consoante essas questões, a motivação para executar este trabalho reside na necessidade de constante revisão e aprimoramento das regras de regulação aplicadas ao segmento de distribuição de energia elétrica, mormente no que se refere aos aspectos balizadores do equilíbrio econômico-financeiro das concessões. Nessa seara, propõe-se ao estudo do custo de capital, assim entendido como a taxa de retorno exigida para remunerar adequadamente os investimentos necessários para a manutenção e ampliação dos ativos de distribuição, conforme o risco específico do negócio. Tomando posições extremistas, tem-se que um nível de remuneração inadequado pode, por um lado, inviabilizar a concessão, e de outro, permitir lucros exorbitantes à firma monopolista, onerando desnecessariamente os consumidores.

Além disso, observa-se uma maior preocupação do próprio agente regulador quanto à saúde financeira das distribuidoras de energia elétrica, conforme Nota Técnica nº 111/2016, de 29 de junho de 2016. Reconhecendo a possível relação entre as dimensões econômico-financeira e operacional, e, dessa forma, com vistas a evitar a degradação do serviço regulado, a agência, focada na atuação preventiva, aprimorou seu modelo de fiscalização, sistematizando, com mais rigor, o monitoramento de diversos indicadores econômico-financeiros como endividamento, rentabilidade, eficiência, retorno ao acionista, dentre outros.

Diante dessas questões, tem-se como problemática norteadora do trabalho se seria possível aprimorar a metodologia de estimação do custo de capital das empresas do setor elétrico brasileiro. Ou seja, existem métodos alternativos robustos para estimar o custo de capital do setor de energia elétrica, notadamente das empresas concessionárias do serviço de distribuição?

1.3. Objetivos

O objetivo deste trabalho é avaliar a aplicabilidade de um modelo alternativo, o Modelo de Desconto de Dividendos (*DDM*, do inglês *Dividend Discount Model*), para estimar o custo de capital das distribuidoras de energia elétrica atuantes no mercado brasileiro, especialmente a parcela referente ao *custo de capital próprio*.

Como objetivos específicos, mencionam-se:

1. Estimar o custo de capital dessas empresas, tendo como base o DDM; e
2. Comparar os resultados da aplicação do DDM com a metodologia atualmente adotada.

Pela metodologia empregada atualmente, sabe-se que o Modelo de Precificação de Ativos de Capital (*CAPM*, do inglês *Capital Asset Pricing Model*) é o modelo utilizado como parâmetro. Não obstante sua aceitação e ampla utilização, a proposta é estimar o custo de capital próprio dos agentes concessionários pelo Modelo de Desconto de Dividendos (*DDM*).

Acredita-se que o cálculo pelo método de dividendos descontados se aproxime mais de uma típica decisão de investimento, refletindo as expectativas no momento em que ela precisa ser tomada (renovação ou reequilíbrio econômico-financeiro da concessão). Enquanto no CAPM recorre-se à extrapolação de valores médios históricos, no DDM, ao contrário, utiliza-se o preço corrente dos ativos, conforme prêmio de risco implícito.

1.4. Estrutura do Trabalho

A estrutura deste trabalho, além desta parte introdutória, encontra-se subdividida em outras quatro seções. A primeira delas contempla o referencial teórico da pesquisa, que se inicia com a apresentação de um breve histórico do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro. Em

seguida, discutem-se os aspectos da regulação econômica das concessionárias de distribuição de energia elétrica, com ênfase na aplicação do custo de capital enquanto componente da metodologia de cálculo das tarifas. O custo de oportunidade nas decisões de investimento é a razão de existir do item subsequente. É quando o conceito do custo médio ponderado de capital (*WACC*, do inglês *Weighted Average Cost of Capital*) é apresentado, bem como os fundamentos dos modelos de precificação de ativos utilizados no estudo (o CAPM e o DDM). Na seção seguinte, os aspectos metodológicos da pesquisa são colocados em evidência, delineando-se as fontes e os procedimentos para coleta e tratamento dos dados, assim como também a identificação e o levantamento das variáveis necessárias para simulação dos modelos. A penúltima seção se presta à apresentação e análise dos resultados. Na quarta e última seção, têm-se as conclusões e recomendações do estudo.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1. Desenvolvimento do Setor Elétrico no Brasil – Breve Histórico

O setor de energia elétrica brasileiro evoluiu da seguinte maneira: surge no final do século 19, a partir da atuação de empresas privadas estrangeiras, não havendo estatutos de regulação ou coordenação centralizada das atividades de fornecimento. Na década de 1930 é que os primeiros mecanismos de regulação são criados, dando início à fase de institucionalização. Nos anos 60, o setor vivencia seu período de crescimento, passando a ser monopólio estatal, com a compra ou expropriação das empresas estrangeiras – período que coincidiu, boa parte, com a ditadura militar brasileira (1964-1985). No início dos anos 90, com a predominância dos ideais econômicos neoliberais, um programa de desestatização é implementado, com novas orientações para a regulação por meio de mecanismos de mercado. Uma grave crise de abastecimento no começo dos anos 2000 expõe as fragilidades estruturais do setor e demanda sua reformulação, quando o *Novo Modelo do Setor Elétrico* é então instituído (CARNEIRO, 2000; CUBEROS, 2008; MERCEDES *et al.*, 2015; GRAÇA, 2018). As especificidades de cada fase são apresentadas a seguir, conforme detalhamento trazido por Graça (2018).

Como dito, o surgimento do setor ocorre por volta de 1880, de forma descentralizada, com domínio privado e fonte externa de capital. A regulamentação, por sua vez, tem início em 1934, com a decretação do Código de Águas, a partir de quando os potenciais hidrelétricos passaram a constituir patrimônio da União. Pelo referido código, somente poderiam operar novas concessões as empresas nacionais ou aquelas organizadas no Brasil, o que contribuiu para a nacionalização gradativa do setor. As primeiras medidas para se pensar o sistema de forma integrada também são adotadas, com a criação do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica – CNAEE no final da década de 1930. Nesse sentido, uma ação importante foi a *Missão Cooke* (1942-43). Constituída por um grupo de cooperação técnica entre Brasil e EUA essa missão apontou o setor elétrico como um gargalo para o crescimento industrial do país, recomendando, dentre outros, a estruturação de uma fonte de recursos de longo prazo para investimentos e uma maior interligação dos sistemas – até então isolados e oriundos da atuação das primeiras grandes empresas estabelecidas no país, notadamente Light e Amforp.

A partir de meados da década de 1940, tem-se o início de uma expansão mais acentuada do setor, demandada pela industrialização crescente. Dentre as ações impulsionadoras, podem ser citadas: a Comissão Mista Brasil-Estados Unidos para o Desenvolvimento Econômico – CMBEU (1952), que também apontou o setor elétrico como gargalo para o desenvolvimento nacional; a criação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico – BNDE; a criação do Fundo Federal de Eletrificação (FFE), facilitando o surgimento das elétricas estaduais e municipais, ao determinar repasse para empresas públicas desses entes criadas especificamente para essa finalidade; o *Plano de Metas* de Juscelino Kubitschek (1956), de viés desenvolvimentista e tendo o setor de energia como um dos cinco prioritários (os demais foram: transporte, alimentação, indústrias de base e educação); a criação do Ministério de Minas e Energia (MME), em 1960; a criação da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – a Eletrobrás (1962), vinculada ao MME e com atribuições amplas de coordenação e planejamento, bem como administração dos recursos financeiros destinados às obras de expansão do setor (antes sob a égide do BNDE).

O amadurecimento dessa nova estrutura organizacional e institucional precede a tomada de poder pelos militares. Durante o Regime Militar, o setor robusteceu significativamente. Houve a criação de diversas empresas públicas, que passaram a orientar o planejamento econômico e a sustentar a expansão do setor. Os grandes sistemas de transmissão foram desenvolvidos, bem como sofisticados sistemas de supervisão e controle, celebrando-se ainda, com o governo Paraguai, o tratado para construir e operar a usina de Itaipu (CUBEROS, 2008). Em termos de regulação econômica e tarifária, destaca-se a remuneração garantida de 10% a 12% para o capital investido (Lei nº 5.655/1971) e a equalização tarifária (Decreto-Lei nº 1.383/1974), que estabeleceu uma tarifa única de energia elétrica para todo o território nacional, para as mesmas classes de consumo. Com o lançamento do II PND (Plano Nacional de Desenvolvimento), houve um aumento na demanda de energia elétrica, que fora suportado, do lado da oferta, pelo investimento estatal – a meta era uma expansão da capacidade instalada de geração de 17.500 MW para 30.000 MW até o final dos anos 1980. Com o Segundo Choque do Petróleo, a estratégia de expansão fica prejudicada, posto que dependente do financiamento externo. Nesse momento, é estabelecida uma revisão tarifária (Decreto 83.940) determinando que a entrada em vigor das tarifas de serviços públicos passava a depender de análise pela Secretaria de Planejamento do governo. Isso deflagrou uma crise nas empresas do setor, já que os preços não eram capazes de garantir o nível legal de remuneração do capital. A crise institucional culmina

na exigência de uma reorganização desse segmento produtivo, sendo levada a cabo no início da década de 1990 sob bases neoliberais.

Diante da situação de crise, um dos marcos da *reestruturação* pretendida foi a Revisão Institucional do Setor Elétrico – REVERSE. O objetivo era tornar o setor mais competitivo, aperfeiçoando as diretrizes regulatórias, as formas de financiamento e de estabelecimento das tarifas. Outras modificações importantes foram implementadas pela Lei nº 8.631/1993, a saber: extinção da equalização tarifária da remuneração garantida; estabelecimento da obrigatoriedade de contratos de suprimento entre geradores e distribuidores; e implantação de duas faixas de tarifa de energia elétrica (geração e transmissão; e distribuição). Essa última mudança, em particular, seria, na visão da autora supracitada, o passo inicial do processo de desverticalização do setor nos diferentes segmentos (geração, transmissão, distribuição e comercialização). O Decreto 915, que permitia a criação de consórcios de geração hidrelétrica entre concessionários e autoprodutores, também é citado. Sua relevância reside na tentativa de que tais consórcios retomassem as obras então paralisadas por escassez de recursos públicos. Essas mudanças (dentre outras) forjaram então ambiente para o início do processo setorial de privatização.

As bases do programa de desestatização foram lançadas em 1995, com a promulgação das Leis nº 8.987 e 9.074. A primeira, também conhecida como Lei Geral das Concessões, estabelecia, dentre outros, exigência de prazo determinado para a concessão e os critérios utilizados para a outorga. Já a segunda criou a figura jurídica do Produtor Independente de Energia (PIE), estabeleceu regras para o livre acesso ao sistema de transmissão e deu liberdade aos grandes consumidores para que escolhessem seus fornecedores de energia, no que foi denominado de Consumidor Livre. No ano seguinte, é instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL como órgão regulador do setor. E em 1997, é publicado o RE-SEB (recomendações da consultoria inglesa *Coopers & Lybrand* contratada pela Eletrobrás e pelo MME para auxílio no desenho institucional de um novo sistema), cujos pontos centrais, segundo a autora, eram “manter as funções políticas e de regulamentação nas mãos do governo e transferir ao setor privado a responsabilidade sobre operação e investimento”. Na linha das recomendações propostas, são criados o mercado atacadista de energia elétrica (MAE), visando estimular a competitividade das geradoras e comercializadoras de energia; e o Operador Nacional do Sistema – ONS, cuja missão principal era otimizar a operação do sistema. As funções da Eletrobrás são reduzidas (enquanto planejadora e controladora central) e o regime monopolista

é quebrado nos segmentos de geração e comercialização, permanecendo apenas para as concessões de distribuição e transmissão.

Entretanto, o crescimento da demanda acima do crescimento médio do PIB conjugado com uma baixa nos investimentos de expansão da capacidade instalada (oferta) e também devido a um regime hidrológico desfavorável faz com que o país entre em crise de racionamento em 2001. Em decorrência disso, a estrutura do setor é colocada em xeque e novamente repensada, tornando-se peça-chave na disputa política de 2002 – da qual Luis Inácio Lula da Silva saiu vencedor. Na esteira da crise, e em continuidade às discussões para uma (nova) reforma estrutural do setor elétrico, é lançado em 2003, pelo governo recém-eleito, o *Novo Modelo do Setor Elétrico* – também associado, no jargão do setor, conforme Cuberos (2008), à terminologia “Novíssimo Modelo” – cujas características principais serão detalhadas a seguir.

O Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico foi estruturado sob os pilares da garantia de segurança no suprimento de energia elétrica; da modicidade tarifária, que deveria ser alcançada pela contratação eficiente de energia (via leilões, na modalidade de menor tarifa); e da inserção social, a ser promovida pelos programas de universalização de atendimento (MME, 2003).

Em termos de estrutura organizacional, novos agentes institucionais foram criados, como a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, responsável pela elaboração de estudos de longo prazo e pelo planejamento da expansão do setor; a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, em substituição ao MAE, incorporando ainda novas funções como a contabilização e liquidação de diferenças contratuais no curto prazo e a administração dos contratos de compra e venda de energia; e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, com a missão de avaliar permanentemente a segurança de suprimento e, em caso de desequilíbrio, propor ações preventivas e/ou mitigadoras. A sistemática de despacho e controle da operação não foi alterada, permanecendo sob responsabilidade do ONS.

No que se referiu à comercialização, a novidade foi a criação de dois ambientes para a celebração dos contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada – ACR, exclusivo para geradoras (agente vendedor) e distribuidoras (agente comprador), onde a compra e venda é intermediada pela CCEE por meio de leilões; e o Ambiente de Contratação Livre – ACL, no qual as partes negociam livremente as condições de contratação, podendo nele operar geradores, comercializadores e consumidores livres.

Sobre os leilões, foram estruturados em duas modalidades (MME, 2003): os de energia existente e os de energia nova. No primeiro caso, a entrega do volume contratado ocorre em um prazo menor – geralmente um ano (A-1) – já que a energia produzida advém de usinas já em operação. A segunda modalidade refere-se à energia a ser produzida por empreendimentos ainda em fase de planejamento e/ou construção. Por isso, a entrega do volume contratado é de três ou cinco anos (leilões A-3 e A-5). Há ainda os leilões de ajuste, para a eventual necessidade de complementação, por parte das distribuidoras, do volume necessário para o atendimento ao mercado; e os leilões de reserva, onde contrata-se a produção energética de usinas que entrarão em operação apenas em caso de escassez da produção das usinas convencionais.

Em suma, percebe-se que a implantação do modelo marca a retomada, pelo setor público, das atividades de planejamento do setor, que voltaram a ser centralizadas. Ao mesmo tempo, a base liberalizante advinda da reestruturação ocorrida na década de 1990 foi mantida, como a desverticalização por negócio e a livre concorrência nos segmentos de geração e comercialização. Ademais, a atuação em dois ambientes distintos de contratação (ACR e ACL) trouxe mais transparência e segurança aos participantes do mercado. Como há antecedência na contratação, o resultado dos leilões torna-se ainda insumo relevante para o planejamento de médio e longo prazo pela EPE.

2.2. Regulação Econômica das empresas concessionárias do serviço de distribuição de energia elétrica: a aplicação do custo de capital na metodologia de cálculo das tarifas

Na qualidade de monopólio natural, o serviço de distribuição de energia elétrica é regulado. Até 1993, vigorou o modelo de custo pelo serviço, quando as tarifas eram uniformes para todo o território nacional (CARNEIRO, 2000; OLIVEIRA, 2014; MERCEDES *et al.*, 2015). Posteriormente, foi adotada a regulação por incentivos, por meio da implantação do modelo de preço teto (*price cap*). O objetivo da mudança “é replicar a ação que as forças de mercado teriam sobre firmas que atuam em monopólios naturais, de modo a simular o ambiente de um setor competitivo” (DOEGE e LAKOSKI, 2012, p. 55). Nesse modelo, então vigente, as tarifas são calculadas com base nos custos projetados, considerando uma taxa de retorno adequada ao risco do negócio traduzida pelo custo estimado de capital. O cálculo ocorre em períodos

preestabelecidos (nos processos de RTP), havendo ainda, anualmente, uma atualização dos preços visando a cobertura de perdas inflacionárias (processo de RTA). A cada revisão aplica-se também o denominado *Fator X*, utilizado para compartilhar com os consumidores os ganhos de eficiência e produtividade obtidos pela firma monopolista. Conforme explicitado por Oliveira (2014), importante destacar que, nesse regime, as características próprias de cada área de concessão são levadas em consideração para o cálculo justo das tarifas, como: o número de unidades consumidoras atendidas, a extensão de redes de distribuição, a variação observada no mercado de fornecimento e o portfólio de contratos de energia.

A regulamentação da metodologia de cálculo que normatiza e disciplina os processos de posicionamento tarifário das concessões de distribuição de energia elétrica é consolidada pela agência reguladora no manual de Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET (REN nº 435/2011), cujos pontos correlacionados ao objeto de pesquisa (qual seja, a determinação do custo de capital) serão discutidos a seguir. Para o estudo em profundidade de todos os itens componentes da metodologia de cálculo dos processos de RTP, todavia, recomenda-se a consulta do PRORET na íntegra.

O reposicionamento tarifário, conforme metodologia do procedimento de RTP, requer o cálculo da Receita Requerida – RR da concessionária, que é composta pela soma dos custos regulatórios. Esses custos são segregados em duas classes, de acordo com a relativa autonomia da concessionária quanto à gestão dos mesmos.

A chamada *Parcela A* compreende os custos concernentes às atividades de transmissão e geração de energia elétrica, inclusive geração própria, além dos encargos setoriais. Essa parcela é reconhecida como *não-gerenciável*, já que composta por custos que estão fora do escopo de atuação específica por parte das empresas, sendo, pois, autodeterminados.

Já a *Parcela B* incorpora os custos típicos do negócio e aqueles relacionados à gestão comercial dos clientes, sendo também definidos como *custos gerenciáveis*. São assim entendidos, porque, em última instância, refletem as decisões a cargo da empresa, como: remuneração de pessoal, contratação de fornecedores (material e serviço), investimentos na área de concessão, dentre outros.

Tanto é assim que, como salientado por Oliveira (2014), é possível que os custos declarados pela concessionária no momento da revisão tarifária não sejam integralmente reconhecidos pelo regulador. Isso porque são incorporados à tarifa somente os custos considerados como eficientes, aplicando-se, para isso, a metodologia de comparação entre concessionárias (Método de *Benchmarking*).

Observa-se, pois, que a estrutura regulatória não permite o repasse automático de custos aos consumidores, sendo incorporados à tarifa apenas aqueles considerados eficientes, de forma a incentivar os ganhos de produtividade por parte das distribuidoras – que podem, inclusive, auferir ganhos extraordinários, caso consigam operar com custos menores que aqueles considerados pela agência reguladora. A remuneração dos investimentos e a amortização do capital investido, por sua vez, são incluídas na tarifa.

O custo de capital, estimado pelo WACC da concessionária em processo de revisão, é considerado na composição da *Parcela B*, no momento em que é calculada a Remuneração do Capital – RC. Esta, por sua vez, é calculada conforme mostra a equação (1):

$$RC = (BRRl - RGR) \cdot r_{WACCpré} + RGR \cdot r_{rgr} + RC_{OE} \quad (1)$$

onde:

RC: Remuneração do Capital;

BRRl: Base de Remuneração Regulatória Líquida;

RGR: Saldo devedor da Reserva Global de Reversão – RGR;

$r_{WACCpré}$: Custo Médio Ponderado de Capital Real Antes dos Impostos;

r_{RGR} : Custo de capital da RGR, ponderado por destinação (PLpT e não PLpT); e

RC_{OE} : Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais.

A RC, somada à Quota de Reintegração Regulatória – QRR, que corresponde à depreciação e amortização dos investimentos realizados, e ao Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI, que se refere aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em *hardware*, *software*, veículos e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo, resulta no Custo Anual dos Ativos – CAA, como evidenciado pela equação (2):

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (2)$$

onde:

CAA: Custo Anual dos Ativos;

RC: Remuneração do capital, inclusive tributos e contribuições sobre a renda;

QRR: Quota de Reintegração Regulatória; e

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis.

Integra ainda o valor da *Parcela B* os custos operacionais (no qual também são consideradas as Receitas Irrecuperáveis – RI), subtraindo-se ainda (1) as receitas oriundas de atividades complementares e atípicas da concessão, denominadas de Outras Receitas – OR; (2) a receita obtida com Ultrapassagem de Demanda – UD; e (3) a receita obtida com o Excedente Reativo – ER . A equação (3) evidencia a composição final do cálculo da *Parcela B*:

$$VPB = (CAOM + CAA) \cdot (1 - P_m - MIQ) - OR - UD - ER \quad (3)$$

onde:

VPB: Valor da Parcela B;

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos;

P_m : Fator de Ajuste de Mercado;

MIQ: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade;

OR: Outras Receitas;

UD: Receita obtida com Ultrapassagem de Demanda; e

ER: Receita obtida com Excedente Reativo.

2.3. O custo de oportunidade nas decisões de investimento

Uma decisão racional de investimento, quando tomada, implica em um dado retorno esperado pelo detentor do capital que seja compatível com o risco assumido. No caso das empresas, decisões de investimento precisam ser tomadas a todo momento, de forma a criar valor. Para as concessionárias do serviço de distribuição de energia elétrica, isso não é diferente. E, no caso delas, uma atenção especial refere-se ao investimento em ativos de longo prazo. A esse respeito, Sanvicente (2012, p. 81) ressalta que o objetivo principal deva ser “a geração máxima de valor para os fornecedores de capital próprio”. É a visão externada por Rappaport (2001), segundo à

qual deveria ser retomada a preocupação quanto à criação de valor para o acionista como orientação fundamental para o gerenciamento das empresas, em que pese os conflitos eventual- aparentes com administradores, empregados, clientes e demais *stakeholders* da mesma.

Há diversos métodos aos quais os investidores recorrem para avaliar uma ou mais oportunidades de investimento. Entre as técnicas disponíveis, o critério de maximização do valor presente dos fluxos de caixa futuros projetados tem sido amplamente utilizado. Conforme Sanvicente (2012, p. 81), trata-se de um método já consagrado pela literatura de economia financeira, visto “permitir identificar corretamente se um dado investimento contribui para a maximização da riqueza do acionista”. Isso porque, nesse método, verifica-se o resultado líquido do investimento, ou seja, comparação do valor presente das entradas esperadas de caixa (receitas) com o valor presente das saídas exigidas de caixa (gastos). Sendo positivo, tem-se, assim, que o investimento cria valor.

Um valor presente líquido positivo, todavia, não é, por si só, condição suficiente para a definição de que um investimento seja realizado. Outra questão relevante é comparar a Taxa Interna de Retorno – TIR com o retorno mínimo aceitável (que varia, de acordo com o risco). Um investimento torna-se desejável, a partir do momento que sua TIR supera o retorno mínimo aceitável. Este, por sua vez, é senão o custo de oportunidade do capital que será aplicado. Por essa razão, como observado por Sanvicente (2012), estimar o custo de oportunidade do capital é uma tarefa essencial para a análise de viabilidade econômica de um investimento em ativos. O investimento será viável se o seu retorno cobrir, pelo menos, a expectativa mínima de ganho dos proprietários de capital (ASSAF NETO *et al.*, 2008).

Como, nas empresas em geral, os investimentos são financiados por mais de uma fonte de recursos (capital próprio e capital de terceiros), adota-se o WACC para o cálculo do custo de oportunidade. O cálculo do custo médio ponderado de capital revela, portanto, quanto custa para a empresa financiar suas atividades. Essa abordagem demonstra-se preferível porque, como ressaltado por Gitman (2010), o enfoque em apenas uma fonte de financiamento específica pode levar à escolha equivocada de projetos, pois desconsidera a interrelação do custo de capital global. O cálculo do WACC é evidenciado pela equação (4):

$$\text{WACC} = (D/A) \times k_d \times (1 - t) + (E/A) \times k_e \quad (4)$$

onde:

D: volume total de capital de terceiros;

E: volume total de capital próprio;

A: volume total de capital (D + E);

k_d : custo de capital de terceiros;

k_e : custo de capital próprio;

t: alíquota de imposto de renda de pessoa jurídica.

A determinação do WACC, todavia, não pode ser realizada de forma direta, uma vez que o custo do capital próprio (k_e) não é diretamente observável, ao mesmo tempo que não existe uma regra para determiná-lo com exatidão. Essa questão é reforçada por ASSAF NETO *et al.* (2008), segundo os quais as dificuldades na determinação do custo do capital próprio vêm justamente do fato de não haver uma maneira explícita de se indagar ao acionista qual a taxa mínima de remuneração exigida por ele para aplicação de seus fundos na empresa (aquisição de suas ações).

Na impossibilidade de aferição direta, o custo do capital próprio precisa, portanto, ser estimado, sendo uma questão bastante complexa em Finanças, já que os modelos criados para tal, ao avaliarem o prêmio de risco de mercado, divergem quanto à maneira pela qual o risco não diversificado é medido. Ao discorrer sobre essa questão, Damodaran (2010) destaca três abordagens gerais que são usadas para estimar o prêmio de risco de mercado: (1) pesquisas de mercado (perguntas diretas a investidores); (2) utilização de prêmios históricos, extrapolando-os para o futuro e (3) inferência de prêmios implícitos, com base no nível de preço corrente de mercado. Em termos teóricos, encontra-se maior respaldo os dois últimos enfoques, sendo o CAPM e o DDM os modelos mais testados dentro de cada alternativa, respectivamente. Os fundamentos, bem como as características de cada modelo serão discutidos nos subitens a seguir.

2.3.1. Modelo de Precificação de Ativos de Capital – CAPM

Um dos principais interesses da área de Finanças é tentar compreender a relação entre risco e retorno existente na alocação de recursos (investimentos). Para isso, diversos modelos surgiram na tentativa de qualificar esse *trade-off*. Segundo Damodaran (2001), não é nova a percepção

de que o risco importa. Porém, somente com o desenvolvimento da moderna teoria de carteira, é que os modelos migraram de vieses subjetivos para bases mais quantitativas, o que contribuiu para sua maior aceitação. É esse o contexto de formulação do CAPM. De acordo com Siqueira (*apud* PEREIRA, 2010, p. 18), na preocupação da academia de se “buscar uma estrutura conceitual e lógica que auxiliasse a tomada de decisão em condições de incerteza e risco”.

O modelo foi desenvolvido tendo como base os estudos precursores de Markowitz (1952) acerca da análise da relação risco-retorno de um portfólio. Em seus trabalhos, Markowitz demonstrou os benefícios da diversificação, ao perceber que a combinação de ativos de baixa correlação melhorava a relação risco-retorno de uma carteira de ativos. Assim, era possível montar portfólios com risco menor que o de cada ativo individualmente. O *portfólio eficiente* seria então aquele que obtivesse retorno máximo para um dado nível de risco; ou risco mínimo para uma dada classe de retorno.

Pelo CAPM, cujo desenvolvimento inicial é atribuído a Sharpe (1964), Lintner (1965) e Mossin (1966), o risco sistemático ou não diversificável do investimento é o único que deve ser recompensado, pois a premissa é a de que o investidor está totalmente diversificado; ou seja, não incorre em risco específico. Os pressupostos sob os quais o CAPM se ancora são sintetizados por Pinto (2008, p. 39), conforme enumerado a seguir:

- 1) o mercado está em equilíbrio, ou seja, oferta e demanda por ativos são idênticas;
- 2) os investidores têm expectativas homogêneas quanto ao risco, ao retorno e à covariância dos ativos, cuja distribuição dos retornos segue uma distribuição normal;
- 3) cada investidor mantém uma carteira de ativos diversificada, de acordo com o modelo de Markowitz;
- 4) os investidores têm aversão ao risco;
- 5) os investidores preferem carteiras com maior retorno no caso de escolherem entre duas carteiras de mesmo risco;
- 6) existe uma taxa livre de risco na economia, com a qual é possível emprestar e tomar recursos, sendo que a taxa é a mesma para todos os investidores;
- 7) a quantidade de ativos numa economia é fixa, sendo que os mesmos podem ser perfeitamente divididos e comercializados;

- 8) a informação está disponível sem custo e ao mesmo tempo para todos os investidores; e
- 9) não há impostos, regulamentações e restrições na venda a descoberto.

Consoante Gitman (2010), o risco total de uma empresa, tal como percebido pelos investidores no mercado, compõe-se de dois elementos: o *risco diversificável* e o *risco não-diversificável*. O primeiro, também conhecido como risco não-sistemático, como o próprio nome sugere, consiste na parcela do risco total que, justamente, pode ser eliminada por meio da diversificação. Ou seja, é o risco associado à probabilidade de ocorrência de eventos aleatórios, mas especificamente relacionados a uma empresa ou a um setor. Como exemplo, o autor menciona a possibilidade de ocorrência de greves, processos judiciais e atos regulatórios. Outros eventos como guerras, inflação e taxa de juros afetam, em regra, todas as empresas do mercado. Trata-se, pois, do risco não-diversificável, também conhecido como risco sistemático, sendo, portanto, o risco a que o mercado como um todo está sujeito. Representa, dessa forma, a parcela do risco total que não pode ser eliminada pela diversificação, posto que incidente sobre todas as empresas. Pelo CAPM, o retorno esperado relaciona-se, primordialmente, ao risco sistemático, visto que a parcela do risco total inerente ao investimento pode ser eliminada pela diversificação.

A mensuração do risco sistemático de um ativo é expressa, no modelo em tela, por meio do seu *coeficiente beta*. Este mede a sensibilidade do ativo frente à carteira de mercado. Supondo que os retornos dos títulos sejam linearmente relacionados às flutuações da carteira de mercado, o beta corresponderá ao coeficiente angular da reta de regressão linear entre os retornos do ativo e os retornos da carteira de mercado. Dessa forma, equação (5) apresenta como o modelo CAPM pode ser estruturado (GITMAN, 2010, p. 225):

$$r_j = R_F + [b_j \times (r_m - R_F)] \quad (5)$$

onde:

r_j = retorno exigido do ativo j ;

R_F = taxa de retorno livre de risco;

b_j = coeficiente beta ou índice de risco não diversificável do ativo j ;

r_m = retorno de mercado (carteira de mercado de ativos).

Assim colocado, percebe-se que o modelo pode ser dividido em duas partes: (1) a taxa de retorno livre de risco (R_F), que é o retorno exigido sobre um ativo livre de risco; e (2) o prêmio

pelo risco $[b_j \times (r_m - R_F)]$, sendo que a parte $(r_m - R_F)$ é chamada de prêmio pelo risco de mercado, visto representar o prêmio que o investidor precisa receber por aceitar o risco médio associado à carteira de mercado. O coeficiente beta de um ativo (b_j), por sua vez, mensura sua exposição a todo o risco de mercado.

Graficamente, o modelo é representado pela Linha de Mercado de Títulos (*SML*, do inglês *Security Market Line*), que indica o retorno exigido no mercado para cada nível de risco não diversificável (beta), e encontra-se representada na FIG. 1:

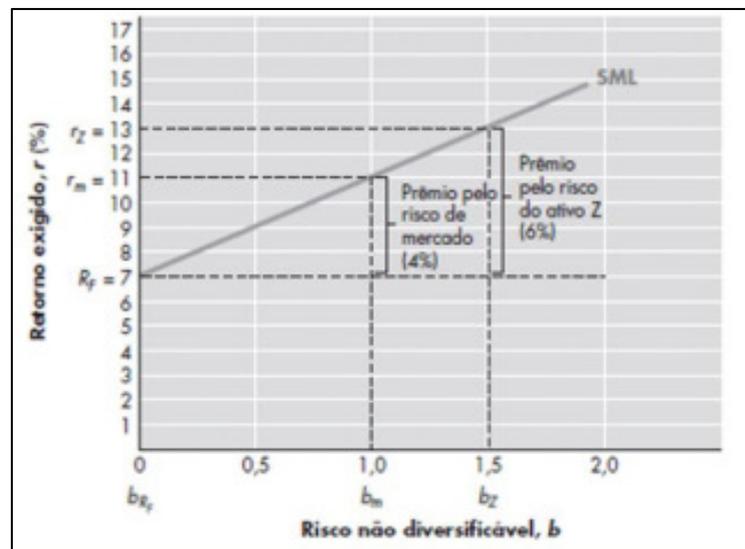


FIGURA 1 – Representação da Linha de Mercado de Títulos
Fonte: Gitman (2010, p. 227).

Todos os ativos que têm uma alocação eficiente estariam ajustados por essa reta, que contém todas as combinações possíveis do ativo livre de risco e da carteira de mercado. Pela análise da SML, fica evidente que quanto maior for o risco sistemático dado pelo beta, maior será o retorno exigido. Nota-se ainda que um ativo livre de risco possui beta igual a zero, uma vez que seu retorno esperado não tem relação alguma com o retorno de mercado. Já um ativo que possui risco igual ao risco da carteira de mercado teria o coeficiente beta igual a 1, implicando que o retorno esperado de ambos será exatamente igual. Nas palavras de Assaf Neto (2005, p. 366):

“O modelo CAPM exprime o risco sistemático de um ativo pelo seu coeficiente beta, identificado com o parâmetro angular na reta de regressão linear (reta característica). Admite-se que a carteira de mercado, por conter unicamente risco sistemático (o risco não sistemático foi todo eliminado pela diversificação), apresenta um beta igual a 1,0.”

O CAPM é constituído, em resumo, sobre a premissa de que a variância dos retornos é a medida de risco apropriada. Contudo, apenas parte dela é recompensada: aquela relacionada ao risco não-diversificável. Este risco é mensurado por meio da estimativa do coeficiente beta, o qual o modelo usa para relacionar os retornos esperados (DAMODARAN, 2001). Acerca desse coeficiente, cumpre ressaltar que, embora a abordagem convencional seja estimar betas com base em dados históricos de mercado, é também possível, em uma abordagem alternativa, estimá-los com base em *fundamentos*.

A abordagem convencional é tipicamente adotada para empresas de capital aberto há algum tempo – por haver dados disponíveis e em séries temporais suficientemente longas – sendo que o coeficiente é estimado pela regressão entre os retornos do ativo de risco em relação aos retornos de mercado. Na abordagem alternativa, o beta de uma empresa também pode ser estimado a partir de uma regressão, porém, segundo Damodaran (2007), considerando-se o conjunto de três variáveis (fundamentos): (1) o tipo de negócio no qual a empresa atua; (2) seu grau de alavancagem operacional (GAO); e (3) a alavancagem financeira (GAF) que adota.

Considerando, como discorrido anteriormente, que a função do coeficiente beta no modelo seja medir o risco de um ativo em relação ao mercado, levando-se em conta a variável *tipo de negócio*, tem-se que mais alto será o beta da empresa quanto mais sensível o negócio for em relação às condições macroeconômicas em geral (ciclo econômico). Assim, quanto ao tipo de negócio, espera-se que empresas cíclicas apresentem betas mais altos que aquelas relativamente imunes aos ciclos de negócios (DAMODARAN, 2007).

A alavancagem, por sua vez, resulta, conforme Gitman (2010, p. 468), do “uso de ativos ou fundos a custo fixo para multiplicar os retornos aos proprietários da empresa”. Ela pode decorrer, portanto, da existência de gastos fixos tanto relacionados ao ativo (investimentos) quanto ao passivo (financiamentos) da empresa. No primeiro caso, tem-se a alavancagem operacional e, no segundo, a alavancagem financeira; em consonância com a classificação descrita por Bruni e Famá (2008) quanto aos tipos de alavancagem e seu posicionamento respectivo no balanço patrimonial da empresa.

Afeito à estrutura de custos – ou seja, à proporção entre custos fixos e custos totais – o grau de alavancagem operacional representa o impacto que um aumento das vendas ocasionará no lucro operacional da empresa (OLIVEIRA e PEREZ JUNIOR, 2000). Por conseguinte, Damodaran

(2007) aponta que essa variância mais elevada nos lucros operacionais acarretará betas mais elevados para empresas com alavancagem operacional mais alta.

Já a alavancagem financeira relaciona-se à presença de custos financeiros fixos na estrutura de resultados da empresa, custos esses associados ao pagamento dos juros de dívida e de dividendos preferenciais (GITMAN, 2010). O grau de alavancagem financeira representa, desta feita, o impacto que uma variação no lucro operacional provocará no lucro líquido da empresa. Na constatação trazida por Damodaran (2007), mantidas as demais premissas, um aumento na alavancagem financeira eleva, dessa forma, o beta da empresa, posto que aumenta a variância nos lucros por ação, tornando o investimento mais arriscado.

Ao decompor o risco por meio dos fundamentos de negócio e alavancagem, pode-se perceber a razão pela qual as empresas têm betas mais altos, seja por operarem em negócios mais arriscados ou por usarem alavancagem financeira mais elevada em setores relativamente estáveis (DAMODARAN, 2007).

Na regulação aplicada às concessionárias do serviço de distribuição de energia elétrica, é utilizada, para a estimativa do custo do capital próprio, uma variante do CAPM. Como os dados de referência pertencem ao mercado americano (considerado mais estável e maduro), é adicionado pela agência, à equação padrão do modelo, um prêmio de risco soberano (r_B). A equação (6) resume essa estrutura de precificação:

$$r_P = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_B \quad (6)$$

onde:

r_P : custo de capital próprio;

r_f : taxa de retorno do ativo livre de risco;

β : beta do setor regulado;

r_m : taxa de retorno do mercado; e

r_B : prêmio de risco país.

Por ser estimado a partir da comparação de empresas congêneres norte-americanas atuantes no segmento de distribuição (predominantemente), o coeficiente beta é calculado de forma desalavancada e posteriormente ajustado à estrutura de capital e tributária das empresas

nacionais (beta alavancado). Isso porque, como visto anteriormente, a estrutura de capital reflete o grau de alavancagem financeira da empresa, afetando o seu beta (DAMODARAN, 2007). Como o risco financeiro assumido pelas empresas do mercado americano certamente diverge daquele observado para as empresas em comparação no mercado brasileiro, é preciso eliminar o efeito da alavancagem financeira refletido nesse coeficiente. Ao fazer isso, tem-se o beta desalavancado ou beta do ativo. A forma como essa desalavancagem é obtida foi determinada por Hamada (1972), conforme transparece a equação (7):

$$\beta_a = \beta_d (1 + (1-t)(D/PL)) \quad (7)$$

onde:

β_a : beta alavancado;

β_d : beta desalavancado;

t: alíquota de imposto de renda;

D: exigível total; e

PL: patrimônio líquido.

A utilização de uma variante do CAPM, a exemplo do que é adotado pela ANEEL, encontra respaldo em ASSAF NETO *et al.* (2008), na medida em que esses autores, ao avaliarem a aplicação do modelo CAPM no Brasil, concluíram pela recomendação de que o custo de capital dos investidores brasileiros seja apurado a partir do *benchmark* de uma economia mais estável (no caso, a americana), ao qual deve ser acrescido uma medida de risco-país.

Ao avaliarem o comportamento da série histórica da taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia – SELIC – que é, no caso brasileiro, a taxa de juro considerada como sem risco – os autores apontaram grande dispersão e baixo grau de correlação entre os valores (o que prejudica o uso dessas informações para projeções futuras).

Igualmente quanto ao cálculo do prêmio pelo risco de mercado, esses autores destacam alguns problemas, como a qualidade precária das informações, a existência de altas taxas de inflação em longos períodos e reduzidas em outros, a forte dispersão da rentabilidade da carteira de mercado em relação aos seus valores centrais (fragilizando o uso da média como indicativo de tendência) e a concentração de poucas ações na formação do índice de mercado, com restrita oferta de ações ordinárias. Essas características, segundo o estudo, prejudicam a confiabilidade

necessária dos parâmetros utilizados para a definição de comportamento futuro, impedindo a apuração do custo do capital próprio a partir dos fundamentos do mercado financeiro doméstico.

Nesse ponto, forçoso ressaltar que uma das principais críticas quanto aos testes de validade do modelo CAPM, originalmente apontada por Roll (1977), reside no fato de que a carteira de mercado, em teoria, deveria incluir todos os ativos negociados no mercado, mantidos em proporção ao seu valor de mercado (DAMODARAN, 2007). Na prática, entretanto, é feita uma aproximação por algum índice que se considere representativo dessa premissa. Alguns exemplos utilizados como *proxy* da carteira de mercado nos testes do modelo são o S&P500, nos EUA; e o IBOVESPA ou IBrX, no Brasil. Diante disso, a conclusão a que se chega é que não seria possível efetuar um teste definitivo do modelo, visto que a carteira de mercado proposta pelo CAPM contém ativos cujos retornos não são passíveis de observação (Levy e Roll *apud* NODA, 2013).

Em outra frente, Sanvicente (2015) pontua que a adição de um segundo fator de risco (prêmio pelo risco-país) ao CAPM, além de se constituir num procedimento inteiramente *ad hoc* dentro das premissas do modelo, torna-se desnecessária (e incorreta) quando se adota um índice doméstico para a finalidade de estimar o custo de capital próprio, justamente porque o risco-país já se encontra refletido no risco de mercado da carteira local (no estudo empírico realizado pelo autor, em apenas 8% da amostra o prêmio por risco-país não estava completamente refletido no comportamento do índice da carteira de mercado).

Ademais, Sanvicente (2015) demonstra-se contrário à adoção de um *benchmark* externo, argumentando que o mercado de capitais brasileiro já possui informações disponíveis, em termos de qualidade, quantidade e temporalidade; que a volatilidade (frequentemente usada como argumento) é comum a todo mercado acionário; e que a liquidez, se relevante, será devidamente precificada. Tendo em vista ainda a hipótese de mercado eficiente do modelo CAPM, os resultados obtidos para países desenvolvidos não podem, portanto, ser diretamente comparados aos de mercados emergentes.

Considerando essas questões, uma forma alternativa de se extrair o custo de oportunidade do capital seria pelos preços correntes de mercado da carteira local, já que corresponderiam aos valores descontados dos fluxos de caixa futuros esperados pelos investidores – ou seja, os

preços correntes refletiriam a taxa de retorno exigida (SANVICENTE, 2015). Essa abordagem, por prêmio implícito, é apresentada e discutida a seguir.

2.3.2. Modelo de Desconto de Dividendos – DDM

Devido às limitações dos modelos neoclássicos (como o CAPM), houve espaço para o ressurgimento de modelos de custo de capital implícito, desenvolvidos com base em premissas e expectativas futuras para determinação do custo de capital (PEREIRA, 2016). É a lógica contida no modelo de desconto de dividendos proposto por Gordon e Shapiro (1956). Segundo Damodaran (2001), ele se constitui no modelo básico para avaliar o patrimônio líquido, sendo que seus fundamentos residem no conceito de valor presente. Ou seja, a regra segundo a qual o valor de qualquer ativo é, senão, o valor presente dos fluxos de caixa esperados para esse ativo, que são descontados a uma taxa compatível com o seu risco.

Na compra de ações, sabe-se que os fluxos de caixa esperados pelo investidor são o recebimento de dividendos (durante o tempo em que mantiver o ativo em carteira) e um preço esperado ao final do período. Como os dividendos futuros determinam este preço esperado, sendo, portanto, o valor da ação correspondente ao valor presente dos dividendos em perpetuidade, a equação (8) sintetiza a representação geral do modelo (DAMODARAN, 2001, p. 239):

$$\text{Valor esperado da ação} = \sum_{t=1}^{t=\infty} \frac{DPS_t}{(1+r)^t} \quad (8)$$

onde:

DPS_t: dividendos esperados por ação no período *t*; e

r: taxa exigida de retorno sobre as ações.

Como se percebe, são dois os dados básicos de entrada para o modelo: (1) os dividendos esperados e (2) a taxa de retorno exigida sobre o patrimônio líquido. Para obter os dividendos esperados, todavia, requer-se o estabelecimento de hipóteses sobre a taxa de crescimento dos lucros e o índice de *payout* (proporção do lucro distribuída aos acionistas por meio de pagamentos de dividendos em dinheiro) praticados pela empresa.

Tendo em vista que as projeções dos dividendos não podem ser feitas até o infinito, várias versões do modelo, conforme registro em Damodaran (2001), têm sido desenvolvidas, tendo como base diferentes hipóteses sobre o crescimento futuro, como Modelo de Gordon; Modelo de Dois Estágios; Modelo H; e Modelo de Três Estágios.

No modelo de crescimento de Gordon, também conhecido como *Modelo de Gordon e Shapiro (1956)* – que, dentre as variantes do modelo genérico de desconto de dividendos, será aquela utilizada na consecução da etapa metodológica deste trabalho – conjuga-se o valor de uma ação à interrelação de três variáveis: (1) os dividendos esperados para o próximo período; (2) a taxa exigida de retorno da ação e (3) a taxa esperada de crescimento dos dividendos. A equação (9) sintetiza a formulação geral do modelo:

$$\text{Valor da ação} = \text{DPA}_1 / (\text{K}_e - g) \quad (9)$$

onde:

DPA_1 : Dividendos esperados no próximo ano;

K_e : Taxa de retorno exigida por investidores em ações; e

g : Taxa de crescimento em dividendos por tempo indeterminado.

Conforme Damodaran (2007), dentre as variáveis do modelo, a única que não pode ser diretamente aferida é o retorno sobre ações exigido (K_e), sendo que, ao solucioná-lo, tem-se o retorno previsto implícito sobre as ações. Se, desse valor, subtrai-se uma taxa livre de risco, obtém-se o prêmio pelo risco de ações implícito.

Como, pelas hipóteses do modelo, a premissa é a de que os dividendos crescem a uma taxa constante, sua formulação se ajusta melhor na avaliação de empresas que estejam crescendo a uma taxa estável (DAMODARAN, 2001). Uma taxa de crescimento estável, conforme o mesmo autor, indica que a empresa opera em certo estado de equilíbrio. Ou seja, que as demais medidas de performance de suas atividades, como os lucros, crescem à mesma taxa. Caso contrário, no longo prazo, haveria desequilíbrio, pois os dividendos excederiam os lucros; ou, se estes crescessem mais rapidamente, o índice de *payout* restaria prejudicado, visto que tenderia a zero.

Outro parâmetro defendido por Damodaran (2001) quanto à caracterização de uma taxa de crescimento estável é que ela não seja superior à taxa de crescimento da economia como um todo, já que, se assim fosse, estaria se assumindo que a empresa eventualmente poderia se tornar maior que a própria economia – o que não tem razoabilidade.

Pode-se dizer, portanto, que o modelo de crescimento de Gordon demonstra maior adequabilidade na avaliação de empresas crescendo a uma taxa comparável ou inferior à taxa nominal de crescimento da economia e que, além disso, apresentem regularidade no pagamento de dividendos em relação aos lucros (DAMODARAN, 2001).

Cabe ressaltar, conforme Noda (2013), que, a partir do Modelo de Gordon, outros modelos de custo de capital implícito surgiram, como aqueles desenvolvidos por Gebhardt *et al.* (2001) e Claus e Thomas (2001), nos quais são levados em consideração os lucros residuais; e Easton (2004) e Ohlson e Juettner-Nauroth (2005), que se baseiam no parâmetro de lucros anormais ou lucros econômicos. Esses modelos representam uma tentativa de sofisticação frente ao modelo de avaliação por dividendos, ao considerarem, em seus racionais, outras variáveis para a precificação de ativos, permitindo uma maior quantidade de ajustes ao modelo para casos diferentes de empresas (PEREIRA, 2016).

Na defesa do modelo de desconto de dividendos, entretanto, Damodaran (2007) afirma que a simplicidade e sua lógica intuitiva constituem os seus principais atrativos, justamente pelo fato dos dividendos serem o único fluxo de caixa da empresa que é tangível aos investidores. Dessa tangibilidade, seguindo o mesmo autor, advém uma segunda vantagem do modelo, qual seja: a necessidade de menos premissas para se prever dividendos do que outros fluxos de caixa, como o fluxo de caixa livre para o patrimônio líquido, por exemplo. Dessa forma, as estimativas em relação aos dividendos tendem a ser mais precisas, visto que, em alguns setores, estimar fluxos de caixa é algo de difícil execução.

Em complemento, argumenta-se ainda que “as avaliações baseadas em dividendos são menos voláteis ao longo do tempo do que aquelas baseadas em outros fluxos de caixa” (DAMODARAN, 2007, p. 116). Isso porque as empresas tendem a ajustar o pagamento de dividendos em níveis que suas operações sejam capazes de sustentar, mesmo com alguma volatilidade nos lucros. Por essa razão, os dividendos permanecem estáveis na maioria delas,

diferentemente dos demais fluxos de caixa, que oscilam conforme a variação nos lucros e com os reinvestimentos que a empresa decida realizar.

O modelo sofre alguns questionamentos, todavia. O primeiro é que ele somente pode ser utilizado para valorar empresas que efetivamente pagam dividendos. Uma segunda questão é que o modelo se mostra extremamente sensível à taxa de crescimento. Ao se estimar uma taxa inadequada, o valor esperado resultante pode caminhar para um número enganoso ou visivelmente absurdo, visto que “à medida que a taxa de crescimento converge para a taxa de desconto, o valor vai para o infinito” (DAMODARAN, 2001, p. 243). Um terceiro ponto é que há outras variáveis relevantes que impactam o valor esperado além dos dividendos (ativos intangíveis como marcas e patentes, por exemplo). Por essa razão, o modelo seria limitante, fornecendo uma estimativa muito conservadora do valor, por supostamente não considerar esses ativos.

Acerca dos questionamentos levantados, destaca-se, primeiramente, que grande parte dos princípios fundamentais que impulsionam a avaliação do fluxo de caixa descontado permeiam este modelo (DAMODARAN, 2007). Além disso, não é correta a visão convencional de que o modelo se restringe à avaliação de empresas que pagam dividendos. Conforme Damodaran (2001), é possível utilizá-lo para avaliar empresas que pagam pouco ou nenhum dividendo. Nesses casos, entretanto, o que deve ser feito é um ajuste no índice de *payout*, de forma a refletir as mudanças na taxa de crescimento esperada. Dessa forma, um valor razoável poderá ser obtido mesmo para empresas nessa condição.

Quanto à sensibilidade do modelo à taxa de crescimento, este é, com efeito, um ponto relevante no que concerne à sua utilização. Especificamente no que tange ao Modelo de Gordon, porém, desde que se atente às características anteriormente discutidas acerca dos parâmetros de uma taxa considerada estável, é improvável que o modelo resulte em valores enganosos ou absurdos. Ademais, tomando-se como base o modelo genérico, Damodaran (2001) afirma que há flexibilidade no modelo, permitindo o uso de taxas de desconto variáveis com o tempo, devido a mudanças esperadas nas taxas de juros ou na percepção de risco.

Da mesma forma, nada impede que ativos supostamente não abarcados pela noção de valor determinada pelo modelo (atrelada ao valor presente dos dividendos esperados) sejam avaliados

separadamente e somados ao final; adequação razoavelmente simples dentro do contexto do modelo (DAMODARAN, 2001).

Verifica-se, portanto, que os principais questionamentos sofridos pelo modelo podem ser contornados ou mitigados, em grande medida, pela sensibilidade do analista. Este, ao efetuar a estimativa de valor, deve estar atento, como em qualquer *valuation*, às premissas do modelo utilizado, conjugando-as às especificidades do ativo em análise, de forma que os ajustes necessários para simulação correta do modelo sejam, ao tempo certo, promovidos.

Em outro espectro, questiona-se ainda se o modelo não estaria em desuso, já que, conforme Bodie, Kane, Marcus (2015), o foco da maioria dos investidores presentes no mercado limita-se ao curto prazo, não se preocupando com o fluxo de longo prazo dos dividendos. No entanto, Ross *et al.* (2015) contrapõem este argumento, dizendo que o modelo genérico de desconto de dividendos de longo prazo se mantém até mesmo entre investidores cujo horizonte seja de curto prazo. Isso porque, para que um investidor desfaça sua posição mais cedo, é necessário que outro investidor esteja disposto a comprar, completando a transação. O preço que este segundo investidor estará disposto a pagar dependerá, dessa forma, dos dividendos projetados após a data de aquisição do ativo.

Quanto à consistência do modelo, alguns trabalhos podem ser citados, como os de Khorana, Moyer e Patel (1997); Fama e French (2002); e Sanvicente e Minardi (2006), aplicados, respectivamente, às ações dos países pertencentes ao G7, e aos mercados acionários norte-americano e brasileiro.

No primeiro caso, com exceção da França, as evidências sugeriram uma correlação positiva entre os retornos *ex post* e os retornos esperados com base nas projeções de crescimento utilizadas (estimada a partir dos dados mensais de projeções de lucros de analistas divulgadas pela I/B/E/S entre 1985 e 1996), indicando, portanto, que os prêmios realizados no período seguinte eram significativamente explicados pelo prêmios *ex ante*.

No segundo estudo, ao discutir três possíveis modelos para estimar o prêmio implícito de mercado, tendo como base de dados o índice S&P500 no período de 1872 a 2000, os autores argumentaram que: (1) as estimativas de prêmio produzidas pelos modelos de crescimento de dividendos e de lucros demonstraram-se mais realistas que a de prêmios históricos,

especialmente no período de 1951 a 2000; (2) o erro padrão, também no período de 1951 a 2000, foi menor (0,74% contra 2,43%); e (3) o grau de aversão ao risco agregado, medido pelo Índice de Sharpe, foi razoavelmente similar entre os períodos de 1872-1950 e 1951-2000; quase dobrando no caso dos prêmios históricos (o que pareceu pouco plausível de efetivamente ter ocorrido, visto que indicaria um contundente aumento do grau de aversão ao risco).

O terceiro trabalho baseia-se no modelo de crescimento de dividendos sugerido por Fama e French (2002), diferenciando-se deste, porém, na forma de cálculo da taxa de crescimento dos dividendos na perpetuidade. Como mencionado, é aplicado ao mercado brasileiro e tem como amostra os dados de ações no período de 1986 a 2005. Pelos resultados da pesquisa, constatou-se uma volatilidade menor da série de prêmios esperados em comparação com a de prêmios realizados, apontando-se uma diferença da ordem de 15,12% quanto ao cálculo da média.

Outra aplicação ao mercado brasileiro é vista em Alencar e Lopes (2008), na qual, para avaliar o efeito do grau de *disclosure* sobre o custo de capital de empresas com ações negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo (B3), os autores estimaram o custo do capital próprio como sendo função do lucro por ação esperado para os dois primeiros anos após a data de análise. Na análise de Camacho e Lemme (*apud* SANVICENTE e MINARDI, 2006), por sua vez, que buscou comparar metodologias de apuração do custo de capital na avaliação de projetos de companhias brasileiras no exterior, privilegiou-se a utilização do Modelo de Gordon propriamente dito.

Menciona-se ainda o trabalho de Carvalho e Sanvicente (2012), que, ao estimar o prêmio por risco da carteira de mercado local sob o enfoque de dividendos descontados, constatou não só significância estatística como também associação direta das variações desse prêmio com as métricas convencionais de precificação de ativos e risco (taxa de juros de CDI, prêmio por risco Brasil e prêmio por liquidez do mercado norte-americano).

Uma vantagem da abordagem por prêmios implícitos, segundo Damodaran (2007), é que ela é direcionada pelo mercado e é corrente, não exigindo o uso de dados históricos – ao contrário de modelos como o CAPM, que partem da premissa de que os retornos passados são bons indicadores de distribuições futuras de retorno. Assim sendo, o modelo de desconto de dividendos pode ser utilizado para estimar prêmios de ações em qualquer mercado.

O uso da abordagem *ex ante* para se proceder com a estimativa de prêmios por risco, é, no entanto, segundo Sanvicente (2012), recente no Brasil. Talvez por isso, não foram encontrados na literatura pátria estudos dessa vertente especificamente aplicados ao setor de distribuição de energia elétrica – como se pretende realizar neste trabalho. No plano internacional, um estudo que merece ser destacado é o de Elton e Gruber (*apud* SANVICENTE, 2012), no qual os métodos de fluxo de caixa descontado, o APT e o modelo de três fatores de Fama e French (1992), usados em trabalhos distintos para estimar o custo de capital de nove empresas de distribuição de energia elétrica e gás nos Estados Unidos, foram comparados. Destacou-se, pelo estudo, quanto ao método de fluxo de caixa descontado, a importância de se basear nas médias de referência, em detrimento das estimativas de uma única empresa – conforme metodologia seguida no presente trabalho.

3. METODOLOGIA DE PESQUISA

3.1. Caracterização da pesquisa

Conforme os conceitos apresentados por Gil (2002), quanto à natureza, esta pesquisa pode ser classificada como aplicada. Ou seja, busca-se testar a viabilidade prática da adoção de um modelo de desconto de dividendos para a avaliação do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, no que tange, especificamente, à estimativa do custo de capital.

No que se refere aos objetivos, a pesquisa é considerada descritiva. Isso porque há arcabouço teórico robusto acerca do objeto em estudo, utilizando-se o conhecimento já produzido como suporte para descrever as características do fenômeno em foco, bem como estabelecer relações entre as variáveis porventura trabalhadas (levantamento de dados e o porquê dos resultados).

Considerando o emprego da quantificação, tanto na coleta de informações, quanto no tratamento dos dados por meio de técnicas estatísticas, tem-se uma pesquisa eminentemente quantitativa, no que diz respeito à abordagem do problema.

No que concerne aos procedimentos técnicos utilizados, a pesquisa apresenta caráter *ex-post facto*, já que busca verificar a existência de relação entre variáveis, sendo os dados coletados após a ocorrência dos eventos, posto que o fenômeno em análise já aconteceu – e sobre o qual, portanto, o pesquisador não possui influência direta.

3.2. Procedimentos da pesquisa

Segundo Stevenson (2001), um *universo* consiste em todos os elementos de um determinado conjunto de dados, enquanto uma *amostra* compõe-se de uma parcela do universo examinado, selecionada com base em critérios previamente definidos e permitindo, a partir dela, que sejam feitas inferências e/ou generalizações sobre o todo sem que seja necessário o exame de seus elementos individualmente.

Nesse sentido, tem-se como universo desta pesquisa as empresas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica atuantes no mercado brasileiro. A amostra, entretanto, constituiu-se de 15 (quinze) dessas empresas, que foram selecionadas pelos seguintes critérios: (1) ter passado pelo processo de RTP após 06/03/2018, data da última alteração do módulo do PRORET referente aos parâmetros de cálculo do custo de capital, conforme REN 807/2018; e (2) possuir dados de entrada disponíveis no momento em que as estimativas do custo de capital pelo modelo alternativo foram efetuadas (nov/19).

Com base nesses parâmetros, as estimativas do custo de capital foram então refeitas para cada uma das concessionárias abrangidas pela amostra da pesquisa, conforme listagem evidenciada na TAB. 1. Para isso, foram utilizados os preços correntes de mercado, de acordo com a data de aniversário da concessão. As variáveis relativas às demonstrações financeiras, todavia, como lucro líquido, patrimônio líquido, distribuição de dividendos, dentre outras exigidas para simulação do modelo alternativo, consideraram os dados consolidados do trimestre imediatamente anterior, como mostrado na mesma tabela.

TABELA 1
Concessionárias do serviço de distribuição abrangidas pela amostra de pesquisa

Concessionária	Processo	Data Aniversário	Demonstrações Financeiras
ENEL RJ	Revisão	15/03/2018	Dez/17
EMT	Revisão	08/04/2018	Mar/18
EMS	Revisão	08/04/2018	Mar/18
CPFL-PAULISTA	Revisão	08/04/2018	Mar/18
RGE SUL	Revisão	19/04/2018	Mar/18
COELBA	Revisão	22/04/2018	Mar/18
ESE	Revisão	22/04/2018	Mar/18
CEMIG-D	Revisão	28/05/2018	Mar/18
RGE	Revisão	19/06/2018	Mar/18
CELG-D	Revisão	22/10/2018	Set/18
ENEL CE	Revisão	22/04/2019	Mar/19
ELETROPAULO	Revisão	04/07/2019	Jun/19
CELPA	Revisão	07/08/2019	Jun/19
EDP ES	Revisão	07/08/2019	Jun/19
ELEKTRO	Revisão	27/08/2019	Jun/19

Fonte: Elaboração própria, tendo como base dados da Aneel.

Para a consecução do trabalho propriamente dito, avaliou-se, primeiramente, a metodologia estabelecida pela ANEEL para o cálculo do custo de capital das empresas concessionárias do

serviço público de distribuição de energia elétrica nos processos de RTP, no intuito de contraporla a um modelo alternativo. Com base em Sanvicente (2012), considerou-se como contraponto o Modelo de Crescimento de Gordon, cuja metodologia, como visto, remete aos modelos de fluxo de caixa descontado.

A escolha desse modelo recai no fato de suas características se ajustarem bem ao segmento de *utilities*, do qual as concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica fazem parte. Por atuarem em regime de monopólio, com preços regulados, a tendência é que essas empresas apresentem taxa de crescimento estável (compatível com a maturidade do setor), além de possuírem políticas bem estabelecidas de pagamento de dividendos; se adequando, portanto, às premissas do modelo escolhido.

Na prática, sabe-se, no entanto, que a volatilidade dos lucros é uma realidade empresarial, o que pode fazer com que a taxa de crescimento não seja constante ao longo do tempo, contrariando, em princípio, uma das premissas do modelo. A esse respeito, Damodaran (2007) esclarece que oscilações anuais na taxa de crescimento não contrariam, em caráter definitivo, a formulação do modelo – desde que a taxa média de crescimento seja próxima de uma taxa de crescimento estável. O autor aponta que, nesses casos, o modelo ainda assim se demonstrará adequado, visto que o impacto real dessas oscilações sobre o valor será pequeno, não havendo perda significativa quanto às generalidades do mesmo.

3.3. Identificação e levantamento das variáveis utilizadas

3.3.1. Variáveis do Modelo Regulatório – CAPM

A metodologia atualmente empregada para o cálculo do custo de capital dos agentes concessionários de serviço público de distribuição de energia elétrica encontra-se descrita no Submódulo 2.4 - Custo de Capital do Procedimento de Regulação de Regulação Tarifária – PRORET da ANEEL. Essa metodologia, apresentada por meio da Nota Técnica nº 297/2011-SER/ANEEL, de 26/10/2011, é resultado das discussões promovidas pela agência reguladora durante a Audiência Pública nº 40 – AP040/2010 e cujos parâmetros são delineados a seguir, conforme disposto pela REN 807/2018 (atualização mais recente da norma).

O modelo escolhido pela agência considera o cálculo do WACC, baseando-se no CAPM para a estimativa do custo do capital próprio. A estrutura de capital baseia-se em levantamento de dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, nos anos de 2011 a 2013, a partir de contas contábeis previamente determinadas.

Em termos de impostos, a ANEEL informa considerar no cálculo uma taxa de retorno justa líquida de impostos. No intuito de harmonizar o procedimento, tendo-se em vista a ocorrência de tratamentos fiscais distintos, a agência considera os seguintes ajustes: i. Juros sobre Capital de Terceiros são retirados do Lucro Bruto da distribuidora para cômputo do lucro tributável; ii. Os tributos pagos pela empresa são iguais ao IRPJ mais o CSLL: a. para as empresas situadas na área de atuação da SUDENE e SUDAM, as respectivas alíquotas de IRPJ e CSLL a serem consideradas são 6,25% e 9%, totalizando 15,25%; b. para as concessionárias cooperativas e autarquias municipais as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 0,00% (zero); c. para concessionárias com remuneração regulatória menor do que R\$ 240.000,00 as respectivas alíquotas de IRPJ e CSLL são 15% e 9%, totalizando 24%; d. para os demais casos, considera-se as alíquotas de 25% e 9%, totalizando 34%.

Como taxa livre de risco, utiliza-se o rendimento anual do bônus do governo dos EUA com vencimento de 10 anos. O parâmetro é obtido pela média aritmética dessa série histórica, considerando o período de 1º de outubro de 1984 a 30 de setembro de 2014.

No cálculo do prêmio por risco de mercado, considera-se como taxa de retorno de mercado a média aritmética do rendimento anual histórico do índice S&P500, que consiste num índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque. Tem-se, para essa série histórica, o mesmo período daquele utilizado para cálculo da taxa livre de risco (1º de outubro de 1984 a 30 de setembro de 2014).

A fim de se proceder ao cálculo dos betas, são escolhidas empresas norte-americanas do setor de energia elétrica que atuam predominantemente no segmento de distribuição. Ou seja, o coeficiente beta exigido pelo modelo é calculado por comparação. Para isso, apura-se o beta médio desalavancado dessas empresas, que, posteriormente, é ajustado ao contexto das distribuidoras no Brasil (beta alavancado).

Quanto ao cálculo do prêmio de risco país, utiliza-se a mediana da série histórica diária do índice *Emerging Markets Bonds Index Plus* divulgado pelo JP Morgan relativo ao Brasil (EMBI+Brazil), no período de 1º de outubro de 1999 a 30 de setembro de 2014.

Em relação ao custo de capital de terceiros, adota-se uma abordagem similar à do capital próprio. Em suma, trata-se de adicionar à taxa livre de risco os prêmios de risco adicionais exigidos para se emprestar recursos a uma concessionária de distribuição no Brasil. O custo do capital de terceiros é calculado então pelo método CAPM da dívida, conforme a seguinte expressão: $rd = rf + rC + rB$; onde: rf : taxa de retorno do ativo livre de risco; rC : prêmio de risco de crédito; e rB : prêmio de risco país.

No caso da taxa livre de risco e do prêmio por risco-país, tem-se os mesmos parâmetros descritos acima no que se refere à estimativa do custo do capital próprio. Quanto ao prêmio de risco de crédito, por sua vez, é estabelecido pela média das pontuações obtidas pelas empresas de distribuição brasileiras em relação à classificação na escala de *rating* de crédito global em moeda local da Moody's, no período de novembro de 1999 a outubro de 2014.

3.3.2. Variáveis do Modelo Alternativo – DDM

O levantamento e cálculo das variáveis exigidas pelo modelo alternativo apoia-se em Sanvicente (2012), sendo a sistemática apresentada pelo autor ajustada ao contexto do processo de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica (objeto de estudo desta pesquisa). Para extração dos dados, realizada em nov/19, procedeu-se com a coleta no banco de dados da Economática.

A primeira variável trabalhada refere-se à identificação da taxa de retorno da carteira de mercado (r_m). Para isso, é montado, em cada data de aniversário das concessões, um portfólio tão grande e representativo de ativos de risco do mercado local (ações negociadas na B3) quanto possível. Na montagem desse portfólio, os seguintes ajustes foram efetuados: (1) exclusão dos dados das empresas do setor financeiro (instituições financeiras, companhias de seguro, fundos fechados de investimento, etc.), conforme classificação econômica atribuída pela B3, haja vista a natureza de suas operações, o que determina um grau de endividamento muito superior ao das demais empresas (agrícolas, industriais, comerciais e de prestação de serviços); e (2) exclusão

dos dados das empresas com lucro líquido e/ou patrimônio líquido negativo, bem como das empresas cujas ações não tiveram cotação no período pesquisado (considerando-se a janela de tolerância aplicada de até três dias antes do último pregão), tendo em vista que os dados em quaisquer dessas condições inviabilizaria o cálculo de algumas das variáveis do modelo.

Uma vez construído o portfólio representativo do mercado local, são coletadas as seguintes informações para cada ativo de risco pertencente a essa carteira:

- P_0 – preço de fechamento do ativo de risco (ação negociada na B3), considerados três dias de tolerância (para trás), para o caso de não haver cotação no último pregão. As cotações são as da classe mais negociada de cada empresa, conforme o indicador de presença disponibilizado pela base Economática;
- Lucro por ação – lucro líquido acumulado no período de 12 meses até o trimestre imediatamente anterior ao da data de aniversário da concessão, com dados consolidados da empresa, dividido pelo número de ações nesse mesmo período;
- Valor patrimonial da ação – patrimônio líquido dividido pelo número de ações no trimestre imediatamente anterior ao da data de aniversário da concessão;
- Dividendo pago por ação – dividendos e juros sobre capital próprio distribuídos, por ação, no período de 12 meses até o trimestre imediatamente anterior ao da data de aniversário da concessão.

Na sequência, os dados levantados são utilizados para o cálculo das variáveis do modelo, iniciando-se pelo Retorno Sobre o Patrimônio Líquido (ROE, do inglês *Return on Equity*), taxa encontrada pela divisão entre o valor do lucro por ação e o valor patrimonial da ação. Também é calculado o índice de *payout* da empresa (dividendo por ação/lucro por ação), indicador, como visto, da proporção do lucro que é distribuída aos acionistas por meio de pagamentos de dividendos em dinheiro. Com base nessas duas informações, é calculada a taxa de crescimento sustentável, g , matematicamente expressa, conforme Damodaran (2007, p. 86), pela fórmula ‘ $ROE \times (1 - payout)$ ’ e que representa a velocidade esperada de crescimento dos lucros, quando não há modificação nas políticas de financiamento e dividendos da empresa.

Ao multiplicar a taxa de crescimento sustentável pelo valor do dividendo pago por ação, tem-se os dividendos esperados para o próximo período, onde ‘ $D_1 = \text{dividendo por ação} \times (1 + g)$ ’. Considerando-se a concepção do modelo alternativo, na qual o preço corrente de um ativo (P_0) corresponde ao valor presente de seus dividendos futuros (D_1) que crescem a uma taxa constante

(g), a taxa de retorno (k) do ativo de risco é encontrada solucionando-se a formulação matemática ' $k = D_1/P_0 + g$ '.

Uma vez estimada a taxa de retorno (k) de cada ativo de risco constante na carteira representativa do mercado local, uma média aritmética desses valores é calculada (por portfólio). Com base no resultado dessa média, tem-se então a estimativa do retorno esperado da carteira de mercado em cada RTP, de acordo com o vencimento respectivo da concessão. O prêmio de risco relacionado a essa carteira é calculado tendo como parâmetro da taxa livre de risco o título de renda fixa do tesouro americano USTB10, para o qual também foi considerado o retorno corrente, de acordo com a data de aniversário das concessões.

Uma outra variável importante refere-se ao cálculo dos *betas*, que, como visto, mede a sensibilidade do ativo em relação à carteira de mercado. A esse respeito, considerou-se o cálculo do beta por fundamentos, conforme trabalho de Minardi *et al.* (2007), que estimou, para o mercado brasileiro, a equação (10) abaixo:

$$\beta = 1,0523 + 0,0442 \times \text{GAF} + 0,1496 \times \text{GAO} - 0,1674 \times \text{EXP} \quad (10)$$

onde:

β : beta do ativo;

GAF: quociente entre dívidas financeiras líquidas e patrimônio líquido, como medida do grau de alavancagem financeira;

GAO: quociente entre ativos imobilizados e ativos totais, como medida do grau de alavancagem operacional;

EXP: quociente entre receitas de vendas no mercado externo e receitas totais, uma variável experimentada *ad hoc*, pois não era prevista originalmente pela teoria dos fundamentos de beta.

A escolha do beta por fundamentos se justifica, tendo em vista a possibilidade de aplicação do modelo para empresas de capital fechado, o que dispensa o procedimento adotado pela ANEEL que consiste em coletar betas a partir de empresas comparáveis de outros países. Ainda que a empresa possua ações negociadas em bolsa, Sanvicente (2012) aponta algumas situações que seriam impeditivas para aferição do coeficiente beta a partir de uma reta de regressão entre os retornos do índice de mercado e os retornos dessa ação, como séries disponíveis demasiadamente curtas (abertura recente do capital, por exemplo) e/ou baixa liquidez de

negociação, já que haveria poucas observações válidas. Ainda segundo o mesmo autor, o enfoque adotado pela agência reguladora não é desejável, visto que o risco sistemático medido pelo coeficiente beta apresenta fundamentos que podem ser incompatíveis com a realidade das empresas locais, como o nível tecnológico das empresas de referência, a política de endividamento e a própria regulação (como tende a ser o caso do serviço de distribuição de energia elétrica).

Quanto às variáveis exigidas para estimação dos betas, utilizou-se os dados da base Econômica para o cálculo dos graus de alavancagem operacional (GAO) e financeira (GAF); e, visto que as concessionárias de distribuição de energia elétrica não exportam seus serviços, a terceira variável foi anulada ($EXP = 0$). Ressalta-se que a equação estimada por Minardi *et al.* (2007) não pôde ser novamente testada ou atualizada, constituindo-se, portanto, numa limitação do presente estudo.

Para estimativa do custo do capital de terceiros, utilizou-se o enfoque adotado por Sanvicente (2012), que consistiu no somatório da taxa livre de risco, do prêmio por risco-país (EMBI+BR, calculado pelo banco J.P. Morgan) e do *spread* do BNDES. Da mesma forma, utilizou-se a cotação corrente de cada variável, de acordo com as datas de aniversário das concessões. Quanto à estrutura de capital para cálculo do WACC, manteve-se a proporção adotada pela ANEEL, baseada no levantamento de dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil.

4. APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

4.1. Estimativa do custo de capital pela regulação (CAPM)

Como visto na seção metodológica, o procedimento para o cálculo do custo de capital por parte da ANEEL consiste na aplicação do modelo CAPM para estimativa do custo do capital próprio, tendo como base os dados do mercado americano. À equação padrão do modelo, é adicionado pela agência reguladora um prêmio de risco soberano, no intuito de que o resultado reflita a realidade do mercado brasileiro.

Por se inserir na abordagem de prêmios *ex post*, o procedimento, como observado, leva em consideração o uso de longas séries históricas de dados (série de 30 anos para os cálculos da taxa livre de risco e do risco da carteira de mercado; e de 15 anos para a estimativa do risco-país), sobre às quais é extraído um valor médio.

Para estimativa da taxa livre de risco, foi calculada a média aritmética do rendimento anual do bônus do governo dos EUA com vencimento de 10 anos, obtendo-se o valor de 5,64% a.a. A mesma média foi aplicada ao rendimento anual histórico do índice S&P500, utilizado no cálculo do risco da carteira de mercado, resultando no valor de 13,20% a.a. Como prêmio de risco de mercado, registrou-se, portanto, o valor de 7,56% a.a.

Para o cálculo do coeficiente beta, utilizou-se uma amostra de empresas do mercado americano consideradas comparáveis pela regulação. Com base nelas, o beta médio (desalavancado) foi calculado, resultando em 0,43. Em seguida, o valor foi ajustado à estrutura de capital e tributária das empresas brasileiras, chegando-se a um índice de 0,70 (beta alavancado).

Quanto ao cálculo do prêmio de risco país (componente de risco adicionado ao modelo), adotou-se a mediana da série histórica diária do índice EMBI+Brazil, para a qual se obteve o valor de 2,62% a.a.

Considerando essas informações, a simulação pelo CAPM, de acordo com a variante do modelo adotada pela ANEEL, apresenta como resultado para a estimativa do custo do capital próprio uma taxa de 13,55% a.a. Pelos parâmetros da regulação, esse valor, portanto, corresponde à

taxa de retorno exigida pelos detentores de capital (acionistas) para investimento em ativos do segmento de distribuição no Brasil.

Em relação ao custo de capital de terceiros, o custo é estimado a partir do somatório da taxa de retorno do ativo livre de risco, do prêmio de risco país e de um prêmio de risco de crédito. Para as duas primeiras, tem-se os mesmos parâmetros descritos acima no que se refere à estimativa do custo do capital próprio, cujos resultados foram 5,64% a.a. e 2,62% a.a., respectivamente. Quanto ao prêmio de risco de crédito, este correspondeu à média de classificação das empresas de distribuição brasileiras na escala de *rating* de crédito global em moeda local da Moody's, numa série histórica de 15 anos, cujo valor foi uma taxa de 3,37% a.a. Com base nas três taxas encontradas, tem-se, portanto, para o custo de capital de terceiros, o valor de 11,62% a.a.

Tendo sido estimados o custo do capital próprio, bem como o de terceiros, o custo médio ponderado de capital (WACC) pode então ser calculado. Para isso, é considerada pela ANEEL uma proporção dívida/capital total de 48,76%, conforme estudo empírico conduzido pela própria agência quanto à estrutura de capital das distribuidoras brasileiras. Considerando uma alíquota de 34%, tem-se um WACC nominal depois de impostos de 10,68% a.a.

Tem-se, destarte, o custo de capital considerado pela ANEEL para aplicação nos processos de RTP das empresas concessionárias do serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil, cujos resultados encontram-se resumidos na TAB. 2.

TABELA 2
Resultado da estimativa do custo de capital pela regulação (Modelo CAPM)

Item/Parâmetro	Resultado/Valor
Taxa Livre de Risco	5,64%
Risco da carteira de Mercado	13,20%
Prêmio de Risco de Mercado	7,56%
Coeficiente beta	0,70
Prêmio de Risco País	2,62%
Custo Capital Próprio Nominal	13,55%
Custo Capital de Terceiros Nominal	11,62%
Estrutura de Capital	48,76%
WACC Nominal depois de Impostos	10,68%

Fonte: Elaboração própria, conforme dados de Aneel (2018).

De acordo com Aneel (2018), o WACC encontrado aplica-se a todos os processos de revisão tarifária das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica a serem realizados entre março de 2015 e dezembro de 2019 (ciclo tarifário de quatro anos). Ressalta-se, desse modo, o caráter estático da metodologia empregada pela agência reguladora, visto que a mesma taxa referente ao custo de capital (WACC Regulatório) é aplicada às concessionárias independentemente da data de aniversário da concessão, momento em que um novo equilíbrio econômico-financeiro é estabelecido.

4.2. Estimativa do custo de capital pelo modelo alternativo (DDM)

O contraponto à metodologia regulatória considerou o modelo de dividendos descontados, cujo procedimento, conforme explanado na seções anteriores, consistiu, para a estimativa do custo de capital próprio, seguir o chamado Modelo de Gordon, segundo o qual o valor intrínseco de uma ação (P_0) é dado pelo valor presente de seus dividendos futuros, que crescem a uma taxa constante.

Por essa abordagem, utilizou-se, para a data de aniversário de cada concessão, a construção de uma carteira representativa dos preços de mercado dos ativos de risco (ações cotadas na B3) para mensurar a taxa de retorno que os investidores estariam dispostos a aceitar nesses investimentos. Conforme estudo de Sanvicente e Minardi (2006, p. 10), as evidências sugerem que “os preços de ações do mercado brasileiro sejam sinais confiáveis das mudanças de expectativas e dos prêmios por risco exigidos”, o que leva os autores a serem críticos da metodologia atualmente empregada pela agência reguladora para o cálculo do preço de equilíbrio das concessões do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Isso porque, como visto, pela regulação econômica atual, o custo do capital próprio é estimado pelo CAPM, a partir de dados do mercado americano, adicionando-se, posteriormente, um prêmio pelo risco-país. Conforme achados de Sanvicente (2015), entretanto, essa prática, além de se constituir num procedimento inteiramente *ad hoc* dentro das premissas do modelo – segundo o qual haveria apenas um fator de risco – torna-se desnecessária (e incorreta) quando adotado um índice doméstico para a finalidade de estimar o custo de capital próprio, pois o risco-país já se encontra refletido no risco de mercado da carteira local.

Quanto à estimativa de custo do capital de terceiros, também foi proposta uma equação alternativa, cujas diferenças, em relação à metodologia regulatória, foram duas. A primeira referiu-se à utilização de taxas correntes, de acordo com o aniversário das concessões em análise, em detrimento do uso de médias históricas. O segundo aspecto foi quanto à utilização de uma taxa doméstica para a precificação do risco de crédito – no caso, o *spread* do BNDES – no lugar das escalas de *rating* das agências internacionais de classificação de risco.

A base de dados gerada para simulação do modelo alternativo contou com a constituição de 11 (onze) carteiras representativas do mercado local, conforme datas de aniversário dos processos de RTP identificados no procedimento de amostragem, e cujo tamanho médio para o cálculo da estimativa do risco de mercado foi de 148 (cento e quarenta e oito) empresas. A TAB. 3 evidencia a quantidade de ativos em cada carteira (ações), por data de aniversário:

TABELA 3
Quantidade de ativos da carteira representativa do mercado local para cálculo da estimativa do prêmio de risco de mercado, por data de aniversário das concessões

Data Aniversário	Qtde de ativos
15/03/18	140
08/04/18	141
19/04/18	141
22/04/18	143
28/05/18	143
19/06/18	139
22/10/18	147
22/04/19	154
04/07/19	166
07/08/19	159
27/08/19	160
MÉDIA	148

Fonte: Elaboração própria.

Os resultados do cálculo do risco da carteira de mercado (base anual) demonstraram um comportamento decrescente no período, quando saiu de 34,12% em mar/2018, para 12,76% em ago/2019, refletindo as condições correntes conforme o prêmio de ações implícito. Nesse intervalo, o risco médio apurado para a carteira de mercado foi de 20,17%. Para o cálculo do prêmio de risco dessa carteira, quando é descontada a taxa corrente do ativo livre de risco, foi considerado o rendimento do título de renda fixa do tesouro americano USTB10, conforme

descrito na seção metodológica. Observou-se certa oscilação no comportamento dessa variável, com um ponto de inflexão na data de aniversário de out/2018, quando atingiu o pico de 3,20%. Tratou-se de uma subida histórica na rentabilidade dos *treasuries* de 10 anos dos Estados Unidos, que haviam atingido esse patamar pela última vez em 2011. A escala na rentabilidade desses títulos pôde ser observada ao longo de 2018, tendo ocorrido em virtude de um maior endividamento do governo americano (esperado por causa do déficit de receita decorrente da reforma tributária aprovada no final do ano anterior), além de preocupações com a inflação (devido ao aumento dos preços das *commodities*) e apostas em novas altas de juros do *Federal Reserve* (o banco central dos EUA). Nesses termos, para o prêmio de risco da carteira de mercado, verificou-se também um comportamento decrescente (saindo de 31,3% para 11,29%), com média de 17,61%.

Os dados relativos a essas informações podem ser observados na TAB. 4. Os resultados se aproximaram daqueles encontrados por Sanvicente e Minardi (2006), quando os autores efetuaram uma análise da série histórica 1986-2005 de prêmios pelo risco de mercado estimados pelo modelo de dividendos descontados (20,01% e 16,71%, respectivamente).

TABELA 4
Estimativa do prêmio implícito de mercado

Data Aniversário	r_m	r_f	$(r_m - r_f)$
15/03/18	34,12%	2,83%	31,30%
08/04/18	24,52%	2,79%	21,73%
19/04/18	24,33%	2,91%	21,41%
22/04/18	24,04%	2,97%	21,07%
28/05/18	24,27%	2,90%	21,37%
19/06/18	24,22%	2,90%	21,33%
22/10/18	15,84%	3,20%	12,64%
22/04/19	12,72%	2,59%	10,13%
04/07/19	12,32%	1,95%	10,37%
07/08/19	12,77%	1,72%	11,05%
27/08/19	12,76%	1,47%	11,29%
MÉDIA	20,17%	2,57%	17,61%

Fonte: Elaboração própria.

O cálculo dos betas considerou a equação de Minardi *et al.* (2007) e resultou num coeficiente médio de 1,34 para as empresas do setor. Observa-se que a alavancagem financeira aumentou

significativamente a partir de out/2018, refletindo uma maior utilização de capital de terceiros (endividamento). Os resultados podem ser visualizados por meio da TAB. 5.

TABELA 5
Estimativa do coeficiente beta conforme equação de Minardi *et al.* (2007)

Data Aniversário	GAF_{médio do setor}	GAO_{médio do setor}	Beta
15/03/18	1,84	1,39	1,34
08/04/18	1,84	1,33	1,33
19/04/18	1,77	1,33	1,33
22/04/18	1,78	1,33	1,33
28/05/18	1,83	1,31	1,33
19/06/18	1,59	1,32	1,32
22/10/18	1,86	1,17	1,31
22/04/19	2,18	1,48	1,37
04/07/19	2,34	1,38	1,36
07/08/19	2,37	1,37	1,36
27/08/19	2,34	1,38	1,36
MÉDIA	1,98	1,34	1,34

Fonte: Elaboração própria.

Em princípio, os ativos desse segmento econômico tendem a ser vistos como menos arriscados que a média ($\beta < 1$), pois grande parte das empresas opera em mercados relativamente previsíveis e em regime de monopólio. Entretanto, Pinto (2008) já havia destacado que, não obstante as diversas metodologias empregadas (e por diferentes autores), o beta médio do setor elétrico brasileiro apresentava tendência de alta a partir de 2005, conforme o histórico de 0,854 no interstício 1995-2000; de 0,93 na série de 1995-2002 e de 1,11 no período de 2002-2007. O próprio autor, ao analisar individualmente as empresas com séries de betas mais longas disponíveis, encontrou valores próximos de 1,40 para Cesp PN e Light ON; e de 1,20 para Cemig PN.

De posse do levantamento dessas variáveis, procedeu-se então com a estimativa do custo do capital próprio (K_e), tendo como base a equação do CAPM. Os resultados indicam uma aversão ao risco decrescente por parte dos investidores, tendo em vista um retorno exigido de 44,81% em mar/2018 para 16,85% em ago/2019. O custo médio estimado para o capital próprio foi de 26,11%, de acordo com as informações consolidadas pela TAB. 6 adiante.

TABELA 6
Estimativa do Custo de Capital Próprio - K_e

Data Aniversário	r_f	Beta	$(r_m - r_f)$	K_e
15/03/18	2,83%	1,34	31,30%	44,81%
08/04/18	2,79%	1,33	21,73%	31,73%
19/04/18	2,91%	1,33	21,41%	31,39%
22/04/18	2,97%	1,33	21,07%	31,00%
28/05/18	2,90%	1,33	21,37%	31,29%
19/06/18	2,90%	1,32	21,33%	31,03%
22/10/18	3,20%	1,31	12,64%	19,75%
22/04/19	2,59%	1,37	10,13%	16,47%
04/07/19	1,95%	1,36	10,37%	16,08%
07/08/19	1,72%	1,36	11,05%	16,78%
27/08/19	1,47%	1,36	11,29%	16,85%
MÉDIA	2,57%	1,34	17,61%	26,11%

Fonte: Elaboração própria.

Na estimativa do custo de capital de terceiros, observou-se uma inflexão em jun/2018. Após atingir, nessa data, o pico de 7,57%, a variável passa a apresentar um comportamento decrescente, encerrando o período no patamar de 5,21% em ago/2019. O GRAF. 1 disposto a seguir demonstra com mais propriedade essa evolução, sendo que o detalhamento do valor de cada variável, de acordo com as datas de aniversário das concessões, pode ser visualizado na TAB. 7 apresentada na sequência.

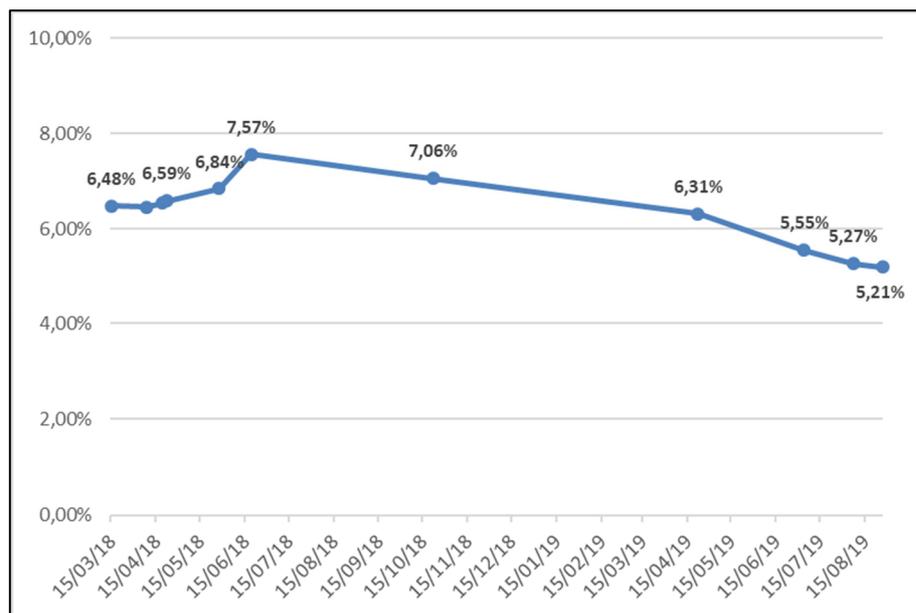


GRÁFICO 1 - Evolução da estimativa do custo de capital de terceiros.
 Fonte: Elaboração própria.

TABELA 7
Estimativa do Custo de Capital de Terceiros - K_d

Data Aniversário	rr	Risco País	Spread BNDES	K_d
15/03/18	2,83%	2,36%	1,30%	6,48%
08/04/18	2,79%	2,37%	1,30%	6,45%
19/04/18	2,91%	2,33%	1,30%	6,54%
22/04/18	2,97%	2,32%	1,30%	6,59%
28/05/18	2,90%	2,64%	1,30%	6,84%
19/06/18	2,90%	3,37%	1,30%	7,57%
22/10/18	3,20%	2,56%	1,30%	7,06%
22/04/19	2,59%	2,43%	1,30%	6,31%
04/07/19	1,95%	2,30%	1,30%	5,55%
07/08/19	1,72%	2,25%	1,30%	5,27%
27/08/19	1,47%	2,43%	1,30%	5,21%
MÉDIA	2,57%	2,49%	1,30%	6,35%

Fonte: Elaboração própria.

Tendo sido estimados tanto o custo para o patrimônio líquido, quanto o custo de capital de terceiros, o custo médio ponderado de capital das concessionárias do serviço de distribuição de energia elétrica, dado pelo WACC, pôde então ser calculado. No período trabalhado, o WACC nominal médio após impostos foi de 15,42%, tendo seguido, como as demais variáveis já apresentadas, comportamento decrescente no período avaliado. Os valores, por data de aniversário da concessão, são sintetizados na TAB. 8 abaixo:

TABELA 8
Cálculo do custo médio ponderado de capital – WACC

Data Aniversário	K_e	K_d	WACC¹
15/03/18	44,81%	6,48%	25,05%
08/04/18	31,73%	6,45%	18,34%
19/04/18	31,39%	6,54%	18,19%
22/04/18	31,00%	6,59%	18,00%
28/05/18	31,29%	6,84%	18,24%
19/06/18	31,03%	7,57%	18,34%
22/10/18	19,75%	7,06%	12,39%
22/04/19	16,47%	6,31%	10,47%
04/07/19	16,08%	5,55%	10,03%
07/08/19	16,78%	5,27%	10,30%
27/08/19	16,85%	5,21%	10,31%
MÉDIA	26,11%	6,35%	15,42%

¹Alíquota (t) de 34% considerada para o IRPJ.

Fonte: Elaboração própria.

4.3. Comparação entre os resultados do modelo alternativo de dividendos descontados e do modelo atual

O comparativo entre o modelo atual, utilizado pela agência reguladora, e o modelo de desconto de dividendos (modelo alternativo), conforme resultado de cada uma de suas variáveis principais, é sintetizado na TAB. 9.

TABELA 9
Resultado comparativo entre as variáveis principais dos modelos (CAPM e DDM)

Variável Calculada/Modelo	CAPM <i>Modelo Tradicional</i>	DDM¹ <i>Modelo Alternativo</i>
Estrutura de Capital	48,76%	48,76%
Taxa Livre de Risco	5,64%	2,57%
Prêmio de Risco de Mercado	7,56%	17,61%
Coeficiente beta	0,70	1,34
Prêmio de Risco-País	2,62%	2,49%
Custo Capital Próprio Nominal	13,55%	26,11%
Custo Capital de Terceiros Nominal	11,62%	6,35%
WACC Nominal depois de Impostos	10,68%	15,42%

¹Valores médios no período considerado.

Fonte: Elaboração própria.

A escolha da ANEEL para utilização do modelo CAPM para estimativa do custo do capital próprio é justificada pela autarquia federal por se constituir, consensualmente entre as melhores práticas regulatórias, num procedimento padronizado e de menor enfoque discricionário. A agência reconhece que o ideal, em termos de consistência conceitual, seria estimar um CAPM local. Contudo, abstém-se de fazê-lo, alegando que: (1) a qualidade e quantidade das informações disponíveis não o permitem, especialmente às relacionadas às empresas de distribuição de energia elétrica; (2) os mercados de capitais não são amadurecidos e a diversificação de ativos é limitada; (3) as séries de tempo não são suficientemente extensas; (4) os fortes desequilíbrios macroeconômicos geram altas volatilidades dos ativos financeiros; e (5) tem-se baixa liquidez em muitos casos. Por essa razão, a agência opta por utilizar dados do mercado americano (por ser mais desenvolvido) e ajustá-los às especificidades do mercado brasileiro em termos de risco, estrutura de capital e tributos.

O WACC regulatório, calculado conforme a metodologia adotada pela ANEEL, foi de 10,68%, sendo mais próximo, no modelo alternativo, dos resultados encontrados para o período entre abr/2019 e ago/2019. Como, pela metodologia da agência reguladora, o WACC é o mesmo para todas as concessionárias, independentemente da data de aniversário da concessão, já que calculado sobre dados históricos anteriores ao período em que é aplicado (processos de RTP de 2015 a 2019), a adoção do modelo alternativo certamente implicaria em valores distintos para o custo médio de capital das empresas. Considerando as concessionárias do serviço de distribuição que passaram pela RTP no período estudado, a variação, em relação ao WACC regulatório, é a que se deixa transparecer pela TAB. 10.

TABELA 10
Varição do WACC pelo Modelo Alternativo em relação ao WACC Regulatório

Concessionária	Data Aniversário	WACC_{Regulatório}	WACC_{Modelo Alternativo}	Varição
ENEL RJ	15/03/2018	10,68%	25,05%	134,51%
EMT	08/04/2018	10,68%	18,34%	71,68%
EMS	08/04/2018	10,68%	18,34%	71,68%
CPFL-PAULISTA	08/04/2018	10,68%	18,34%	71,68%
RGE SUL	19/04/2018	10,68%	18,19%	70,30%
COELBA	22/04/2018	10,68%	18,00%	68,57%
ESE	22/04/2018	10,68%	18,00%	68,57%
CEMIG-D	28/05/2018	10,68%	18,24%	70,75%
RGE	19/06/2018	10,68%	18,34%	71,70%
CELG-D	22/10/2018	10,68%	12,39%	16,01%
ENEL CE	22/04/2019	10,68%	10,47%	-1,97%
ELETROPAULO	04/07/2019	10,68%	10,03%	-6,13%
CELPA	07/08/2019	10,68%	10,30%	-3,60%
EDP ES	07/08/2019	10,68%	10,30%	-3,60%
ELEKTRO	27/08/2019	10,68%	10,31%	-3,46%
MÉDIA		10,68%	15,64%	46,45%

Fonte: Elaboração própria.

A partir desses dados, verifica-se que a aplicação da metodologia de cálculo do custo de capital, utilizando-se o prêmio de ações implícito para a estimativa do custo do capital próprio, resultou em variações importantes, quando comparada com o WACC regulatório. No geral, dez empresas (ou 67% da amostra) teriam, em seus processos de RTP, um WACC acima do regulatório; e cinco empresas (33% restantes) abaixo. O que se observa, porém, são graus distintos de variação, que poderiam ser agrupados, de forma geral, em quatro classes.

Na primeira classe, estaria a empresa ENER RJ, que, fazendo jus às condições correntes de mercado, teria um custo de capital à época mais que o dobro do WACC regulatório (variação de 134,51%). No segundo grupo, estariam as empresas EMT; EMS; CPFL-PAULISTA; RGE SUL; COELBA; ESE; CEMIG-D e RGE. Essas concessionárias, que tiveram suas revisões de abril a jun/2018, também teriam um custo de capital, conforme abordagem pelo prêmio implícito de mercado, superior ao WACC regulatório, com uma variação média, porém, de cerca de 70%. Na terceira classe, estaria a empresa CELG-D. O custo de capital dessa concessão, à época, ainda seria superior ao WACC regulatório, com uma diferença, todavia, menor, de apenas 16,01%. E por fim, no último agrupamento, estariam as empresas ENEL CE; ELETROPAULO; CELPA; EDP ES e ELEKTRO. No caso dessas empresas, a revisão tarifária ocorreu num momento de melhores condições do mercado (menor aversão ao risco por parte dos investidores), apresentando à época (abril a ago/2019), por essa razão, um custo de capital inferior ao WACC regulatório (10,30% a.a., na média do grupo, frente 10,68% a.a.). Foram, dessa forma, as taxas exigidas que mais se aproximaram do cálculo regulatório, conforme modelo tradicional de estimativa adotado pela ANEEL. Numa típica decisão financeira, somente os “investimentos” desse grupo deveriam ser aceitos, visto apresentarem uma taxa de retorno superior ao custo de oportunidade do capital.

Considerando os aspectos trazidos pela utilização do modelo de desconto de dividendos, eventuais diferenças na taxa justa de retorno do capital das concessões seriam esperadas, tanto entre as datas de aniversário em si, quanto frente àquela resultante do modelo regulatório. No primeiro caso, a variação é natural por decorrer justamente das condições correntes de mercado. Já no segundo, as diferenças refletem as próprias concepções dos modelos em comparação. Conforme Damodaran (2010), uma tendência ascendente (descendente) nos preços das ações faz com que o prêmio por risco histórico aumente (diminua), refletindo os retornos passados. Os prêmios implícitos, por sua vez, tendem a se mover na direção oposta, visto que os preços mais altos (baixos) das ações geralmente se traduzem em prêmios mais baixos (altos).

Observando no GRAF. 2 o comportamento do IBOVESPA de jan/2018 a out/2019, verifica-se de fato uma desvalorização do índice no segundo trimestre de 2018 (quando os prêmios implícitos refletiram valores mais altos), passando a operar abaixo do patamar imediatamente anterior (de 80.000 pontos). A retomada ocorre em out/2018, seguindo desde então uma tendência de alta e rompendo a marca histórica (de fechamento) de 100.000 pontos em jun/2019

(quando os prêmios implícitos refletiram valores mais baixos), permanecendo desde então nesse patamar.

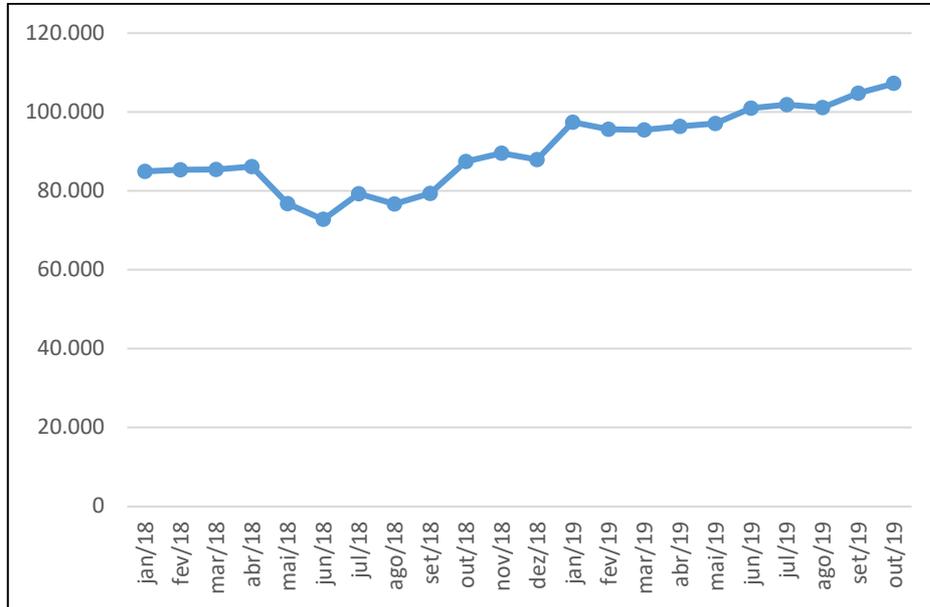


GRÁFICO 2 - Evolução do IBOVESPA, em pontos, de jan/2018 a out/2019.
Fonte: Elaboração própria com base nos dados do site *Investing.com*.

Outro aspecto que pode ter contribuído para a variação significativa entre o WACC regulatório e o estimado pelo modelo alternativo é o coeficiente beta. No modelo regulatório, o beta considerado é de 0,70. Ou seja, as empresas que operam nesse mercado são vistas como menos arriscadas que a média ($\beta < 1$). No modelo alternativo, porém, o beta por fundamentos, estimado a partir da equação de Minardi *et al.* (2007), resultou num índice médio de 1,34 – quase o dobro, portanto. Nesse patamar, as empresas do segmento de distribuição de energia elétrica, ao contrário, já seriam vistas como mais arriscadas que a média ($\beta > 1$), o que contrariaria a literatura acerca das suas condições usuais de mercado. Acredita-se que os patamares muito discrepantes verificados para o coeficiente beta tenham tido impacto relevante, no que tange à estimativa do custo de capital próprio em cada uma das abordagens. Em que pese as evidências encontradas em Pinto (2008) acerca da tendência de alta do beta médio do setor elétrico brasileiro, os dados trazidos por esse autor precisariam ser atualizados para um histórico mais recente, requerendo, pois, um estudo mais aprofundado sobre o comportamento dessa variável para que seus impactos em cada um dos modelos pudessem ser mais seguramente avaliados e discutidos nesta pesquisa.

Por fim, comenta-se o custo de capital de terceiros, que também se diferenciou em termos de patamar. Acompanhando as premissas do modelo alternativo utilizado para estimativa do custo de capital próprio, optou-se pelos valores correntes da taxa livre de risco e do risco-país, além de uma taxa doméstica para o risco de crédito (*spread* do BNDES). O resultado foi um custo médio de 6,35%, em detrimento de uma taxa de 11,62% considerada pela ANEEL.

Diante dos resultados encontrados, pode-se avaliar, dessa forma, o fluxo de caixa de um investimento típico do setor, utilizando, como taxas de desconto, para fins de mensuração do impacto financeiro, o custo de capital estimado pelo modelo vigente (CAPM), bem como pelo modelo alternativo (DDM). Para isso, considerou-se o exemplo prático trazido por Gazzi (2010, p. 65) referente à construção de uma subestação completa. A análise do Valor Presente Líquido – VPL, conforme TAB. 11 a seguir, evidencia que, tendo o WACC Regulatório como taxa de desconto (10,68% a.a.), o projeto demonstra-se viável (resultado de R\$ 508 mil). Tomando-se, por sua vez, o caso extremo da ENEL-RJ, cujo custo de capital fora estimado em 25,05% a.a. pelo modelo alternativo, o projeto já não seria economicamente viável, haja vista o resultado de R\$ -5.422 mil (VPL < 0). Anualmente, as concessionárias encaminham à Aneel o Plano de Desenvolvimento da Distribuição – PDD, apresentando os investimentos em Expansão, Melhoria e Renovação do sistema, conforme planejamento elétrico e energético das subestações de distribuição (SED) e dos sistemas de alta (SDAT), média (SDMT) e baixa tensão (SDBT). Em 2018, o montante desembolsado nessas obras foi de R\$ 14,07 bilhões (ANEEL, 2020).

TABELA 11

Fluxo de caixa de um investimento típico do setor – análise comparativa utilizando como taxa de desconto o WACC do modelo vigente (CAPM) e do modelo alternativo (DDM)

Fluxo de Caixa (R\$ Mil)	Ano							Valor Residual	
	0	1	2	3	4	5	6		7
Investimento	-2.747	-13.736	-2.747						
Benefícios Totais				3.310	3.338	3.485	3.615	3.689	16.707
<i>Benefícios Técnicos (custos evitados)</i>				1.268	1.296	1.443	1.573	1.647	7.992
<i>Depreciação</i>				574	574	574	574	574	2.451
<i>Receita Gerada</i>				1.468	1.468	1.468	1.468	1.468	6.264
TOTAL	-2.747	-13.736	-2.747	3.310	3.338	3.485	3.615	3.689	16.707
VPL WACC Regulatório	R\$ 508								
VPL WACC Modelo Alternativo	R\$ -5.422								

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados de Gazzi (2010, p. 65).

De fato, o CAPM é considerado o modelo padrão de avaliação de risco e retorno, sendo amplamente utilizado pela sua base intuitiva e simplicidade. Entretanto, além de se apoiar em premissas rígidas e difíceis de serem observadas na prática, ele se insere no contexto da abordagem de uso de prêmios históricos de risco, método pelo qual a média dos prêmios passados, obtida a partir de uma longa série histórica, seria um bom indicativo da estimativa dos prêmios esperados para o futuro. Há diversas ressalvas a esse procedimento, todavia, sendo que duas delas merecem atenção, conforme Damodaran (2010).

A primeira delas é que o uso do CAPM nos moldes atuais de avaliação do custo de capital das concessionárias do serviço de distribuição de energia elétrica pode, ao contrário do que apregoa a agência reguladora, conter vieses bastante discricionários. Isso porque, como comprovado por aquele autor, algumas decisões no bojo da abordagem por prêmios históricos impactam significativamente os resultados, como: o período escolhido para a série histórica e o tipo de média aplicado, bem como a *proxy* do ativo livre de risco e do índice de mercado.

A segunda ressalva seria quanto à incompatibilidade crassa demonstrada pelos trabalhos de Mehra e Prescott (1985) entre os níveis razoáveis de aversão ao risco e os prêmios obtidos a partir de médias históricas. A esse respeito, Damodaran (2010, p. 15) assevera que: *“it is true that historical risk premiums are higher than could be justified using conventional utility models for wealth. However, that may tell us more about the dangers of using historical data and the failures of classic utility models than they do about equity risk premiums.”* Ademais, Sanvicente (2012) argumenta que a prática contraria a literatura de Finanças, tendo como base tanto a ideia de mercados eficientes, quanto o conceito de custo de oportunidade do capital, enquanto retorno exigido. Nessa esteira, o mais apropriado seria mesmo calcular o custo de oportunidade correspondente às condições correntes de mercado.

Foi, senão esse, o objetivo desta pesquisa, no sentido de se aproximar o cálculo do custo de capital das concessões do segmento de distribuição de energia elétrica a uma típica decisão de investimento. Porque, afinal, o custo de capital determina, em última instância, o custo de oportunidade da empresa concessionária. Assim sendo, o custo de oportunidade a ser levado em consideração não pode ser outro além daquele correspondente às condições correntes de mercado. Na consecução desse objetivo, adotou-se, como visto, o modelo de dividendos descontados, cujo método se insere na abordagem de inferência de prêmios implícitos. De acordo com Sanvicente (2012, p. 84), essa abordagem deveria ser considerada superior, pois

“reflete como os participantes do mercado, por meio dos preços que estão sendo cotados, incorporam suas expectativas a respeito do futuro”. O mesmo autor complementa ainda que há evidência a sugerir que o mercado brasileiro já seja desenvolvido o suficiente, de forma a ser plenamente possível efetuar as inferências necessárias a partir de suas cotações correntes, dispensando-se, dessa forma, a prática de se usar dados do mercado americano.

Poder-se-ia argumentar, é verdade, que diferenças muito expressivas nas taxas de remuneração do capital entre as empresas concessionárias poderiam elevar o grau de especulação sobre essas empresas, criando incerteza no contexto de risco regulatório. Foi o que se percebeu para os casos analisados, que apresentaram, nas três primeiras classes referenciadas, variações superiores em relação ao WACC regulatório de 134,51%; 70% (médios) e 16,01%. Acerca dessa questão, uma alternativa mais prudente, apoiada em Damodaran (2010), seria utilizar uma média histórica de prêmios implícitos do risco de mercado. Esse procedimento é reforçado por Sanvicente e Minardi (2006), segundo os quais, no Brasil, as evidências empíricas são de que a série histórica de prêmios por risco estimados pelo modelo de dividendos descontados é muito mais estável que a série histórica de prêmios realizados.

5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Na qualidade de indústria de rede, apresentando características típicas de um monopólio natural, o mercado de distribuição de energia elétrica é um segmento sob forte regulação – atualmente exercida pela ANEEL. O modelo de regulação econômica praticado no mercado brasileiro é o de preço teto (*price cap*), no qual o valor das tarifas passa por revisões periódicas, conforme regras estabelecidas previamente, porém com uma evolução dinâmica ao longo do tempo. De forma geral, tem-se que o objetivo da ação regulatória seja, por um lado, o de evitar ganhos excessivos por parte da firma monopolista, estimulando, ao mesmo tempo, a eficiência produtiva e a melhoria da qualidade dos serviços prestados; e, por outro, o de garantir o equilíbrio econômico-financeiro das concessões. Sobre esta última questão, merece destaque o tratamento da remuneração do capital investido.

Pela metodologia vigente, essa remuneração, para fins de composição do preço de equilíbrio da concessão, é calculada por meio do custo médio ponderado de capital (WACC), sendo o CAPM o modelo utilizado para a estimativa específica do custo do capital próprio. Acerca dessa sistemática, a questão discutida neste trabalho foi a de que, por se inserir na abordagem de uso de prêmios históricos (*ex post*), ela não reflete as condições reais do mercado no momento em que a revisão tarifária é aplicada (data de aniversário da concessão). Entendendo que o custo do capital é, senão, o custo de oportunidade da empresa, o correto, em termos financeiros, seria considerar o custo correspondente às condições correntes de mercado. Para isso, propôs-se a utilização de um modelo alternativo para a estimativa do custo de capital das empresas concessionárias do serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil.

A alternativa proposta referiu-se ao modelo de dividendos descontados para estimativa do custo do capital próprio, cujo método se insere na abordagem de inferência de prêmios implícitos (*ex ante*). Dentro dessa abordagem, o Modelo de Crescimento de Gordon foi escolhido, por ajustar-se bem à situação de mercado dessas empresas. Pelos fundamentos desse modelo, tem-se que o valor intrínseco de uma ação corresponde ao valor presente de seus dividendos futuros, que crescem a uma taxa constante.

Partindo-se do Modelo de Gordon, foi construído, conforme as datas de aniversário de cada concessão analisada, um portfólio representativo dos preços do mercado local dos ativos de

risco (ações cotadas na B3) para mensurar a taxa de retorno que os investidores estariam dispostos a aceitar nesses investimentos. O resultado foi um retorno médio exigido da carteira de mercado no período de 20,17%. A taxa apurada em cada portfólio foi então utilizada como parâmetro na equação do CAPM para a estimativa do custo do capital próprio. Quanto ao retorno do ativo livre de risco, foram igualmente utilizadas as taxas correntes, resultando num prêmio médio da carteira de mercado de 17,61%. O coeficiente beta, por sua vez, foi calculado por fundamentos, seguindo a equação de Minardi *et al.* (2007), sendo 1,34 o valor médio obtido. Considerando essas informações, a estimativa do custo do capital próprio, em termos médios, foi de 26,11% (ante 13,55% no modelo tradicional).

O custo do capital de terceiros foi estimado considerando o somatório da taxa livre de risco, do prêmio por risco-país (EMBI+BR, calculado pelo banco J.P. Morgan) e do *spread* do BNDES. Da mesma forma, utilizou-se a cotação corrente de cada variável, de acordo com as datas de aniversário das concessões. O resultado foi um custo médio de 6,35%, em detrimento de 11,62% no modelo regulatório. Quanto à estrutura de capital para cálculo do WACC, manteve-se a proporção de endividamento adotada pela ANEEL de 48,76%, conforme estudo próprio da autarquia federal para as empresas do setor. Dessa forma, o WACC médio obtido (depois de impostos) foi de 15,42%, enquanto na ANEEL de 10,68%.

Como se fez observar, diferenças importantes em relação ao modelo vigente foram notadas, esperadas, todavia, tendo em vista a utilização do modelo de desconto de dividendos. Por um lado, houve diferenças entre as próprias datas nas quais as novas simulações foram efetuadas, decorrentes da variação natural das condições correntes de mercado. Por outro, frente ao WACC regulatório, as diferenças refletiram as concepções intrínsecas dos modelos em comparação (CAPM e DDM). Isso porque, como visto, os prêmios implícitos, ao contrário dos prêmios históricos, tendem a incorporar rapidamente eventuais mudanças no mercado, como aquelas decorrentes de um cenário econômico adverso ou uma maior aversão ao risco por parte dos investidores, por exemplo.

No geral, em que pesem os graus distintos de variação evidenciados e discutidos, dez empresas (ou 67% da amostra) teriam, em seus processos de RTP, um WACC acima daquele calculado pela agência reguladora; e cinco empresas (33% restantes) abaixo. Numa típica decisão financeira, somente os investimentos desse último grupo deveriam ser aceitos, visto apresentarem uma taxa de retorno superior ao custo de oportunidade do capital (10,68% contra

10,30%, em média, respectivamente). No primeiro grupo, foi possível ainda a subdivisão em três classes distintas, de acordo com a magnitude da variação observada (acima do WACC regulatório): 134,51% (1 empresa); 70% (8 empresas) e 16,01% (1 empresa). As variações encontradas apontam que a sistemática regulatória, dado seu caráter estático, é alheia às alterações de risco do mercado, subdimensionando, na maioria dos casos analisados, o custo de capital dessas empresas – a considerar o momento em que o processo de revisão tarifária ocorreu.

Um aspecto que chamou a atenção foi quanto ao coeficiente beta, haja vista a amplitude de resultado entre os modelos: 0,70 pelo modelo regulatório para 1,34 no modelo alternativo. As condições de mercado das distribuidoras de energia elétrica, em geral, levam a crer que essas empresas sejam menos arriscadas que a média ($\beta < 1$). Isso não impede, porém, que operem, ainda que temporariamente, com algum risco, vide elevação do grau de endividamento no final do período avaliado (set/18 a jun/19), bem como a tendência de alta do coeficiente beta para o setor elétrico brasileiro documentada na literatura a partir de 2005 – embora, nesse último caso, há que se lembrar que, na década em questão, houve uma grave crise de abastecimento, seguida por mudanças estruturais significativas que culminaram posteriormente numa redefinição ampla do modelo setorial (PINTO, 2008).

Nos dias atuais, todavia, o que chama a atenção são os impactos da chamada Geração Distribuída – GD. Com a inserção dessa modalidade no arcabouço regulatório brasileiro, inicialmente por meio da REN 482/2012 (posteriormente revisada pela REN 687/2015), impactos relevantes no mercado de distribuição podem ser observados, visto que o consumidor passa não apenas a produzir sua própria energia, como também a injetar o excedente na rede de distribuição, gerando créditos para com a distribuidora local. Um paralelo a ser mencionado seria o que ocorrera na década de 1990 com a instituição do consumidor livre, levando parte da literatura até mesmo a relativizar a condição de monopólio natural característica desse segmento, já que, a partir dessa modificação, uma quantidade não desprezível de consumidores passa a escolher a empresa da qual sua energia seria comprada – estabelecendo-se, de certa forma, um ambiente concorrencial.

Ocorre que a tendência à descentralização dos sistemas elétricos, a partir dos recursos energéticos distribuídos, parece irreversível. Na visão da agência reguladora, os estímulos à GD se justificam pelos potenciais benefícios que essa modalidade pode proporcionar ao sistema

elétrico, entre eles: o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição; o baixo impacto ambiental (visto se tratar de fontes renováveis, com destaque para a fotovoltaica); a redução no carregamento das redes; a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética.

Por outro lado, a expansão desordenada desses sistemas traz desafios e complexidades adicionais, como: uma maior dificuldade no planejamento e operação do sistema interligado, por se tratar, em suma, de fontes intermitentes; os custos de conexão e adaptação da rede de distribuição; a necessidade de revisão dos processos comerciais e de relacionamento das empresas; e, pela legislação atual, a redução de mercado das distribuidoras e o subsídio cruzado entre consumidores com e sem GD. No último caso, porque, pela regra vigente, quando a compensação de energia se faz na baixa tensão, quem possui GD deixa de pagar todas as componentes da tarifa de fornecimento (transporte de energia, encargos e perdas) sobre a parcela de energia consumida que é compensada pela energia injetada. As alterações propostas ao sistema de compensação visam equilibrar a regra para que os custos referentes ao uso da rede de distribuição e os encargos sejam pagos pelos consumidores que possuem GD, sem impactar a tarifa de energia dos consumidores que não possuem o sistema.

Essas questões, em conjunto, trazem grandes incertezas para o mercado de distribuição e impõem uma necessidade premente de atualização do marco regulatório frente às novas bases tecnológicas do sistema, o que eleva, em última instância, a pressão sobre as empresas atuantes nesse mercado. Diante desse cenário, um estudo mais aprofundado do comportamento do coeficiente beta no setor elétrico brasileiro demonstra-se bastante apropriado.

A partir dos resultados encontrados, pode-se concluir que a adoção do modelo alternativo para estimar o custo de capital das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica implicaria, primeiramente, posto que oriundo da metodologia do Fluxo de Caixa Descontado, numa aproximação do cálculo a uma típica decisão financeira. Uma segunda implicação seria o ajuste da percepção de risco/retorno ao momento em que a decisão precisa efetivamente ser tomada, de acordo com as expectativas correntes de mercado. Isso porque a sistemática regulatória, como visto, possui caráter estático, incapaz, portanto, de refletir a percepção de risco corrente relativa ao momento em que o reequilíbrio econômico-financeiro da concessão é levado a cabo. Um terceiro ponto é que a metodologia embutida no modelo alternativo permite assentar o cálculo em bases do mercado local. Isso leva à terceira implicação

de uso do modelo proposto alternativamente e se refere ao abandono da necessidade de se utilizar, como parâmetro, dados de um mercado externo considerado mais maduro e estável (pela prática vigente, o americano).

Constata-se, pois, que o uso do DDM como modelo alternativo contribui, dessa forma, para aprimorar a prática regulatória, ao permitir que o custo de oportunidade dessas empresas seja inferido dentro de preceitos de decisão tipicamente financeiros (eminentemente o critério de maximização do valor presente dos fluxos de caixa futuros projetados); que o cálculo seja mais atinente ao momento em que as distribuidoras precisam efetivamente tomar a decisão pela continuidade do contrato de concessão, auxiliando-as, portanto, mais adequadamente, na avaliação quanto à viabilidade econômico-financeira do negócio; além de refletir, como mencionado, a realidade do mercado local em que atuam.

Uma outra questão a ser observada é que, pela metodologia atual, ao se considerar o mesmo WACC para todas as concessionárias, independentemente da data de aniversário da concessão, atribui-se, com efeito, maior previsibilidade ao processo. Poder-se-ia argumentar, dessa forma, que diferenças muito expressivas nas taxas de remuneração do capital entre as empresas concessionárias – o que é possível, de acordo com os fundamentos do modelo alternativo proposto – poderiam elevar o grau de especulação sobre essas empresas, criando incerteza no contexto de risco regulatório. Como visto, todavia, uma saída plausível para essa questão, sugerida na literatura (DAMODARAN, 2010) e reforçada por evidências empíricas no contexto brasileiro (MINARDI e SANVICENTE, 2006), seria utilizar uma média de longo prazo de prêmios implícitos do risco de mercado, visto apresentar um bom desempenho preditivo e, concomitantemente, se constituir numa alternativa mais prudente no propósito em tela: utilização do prêmio de risco para fins de estimativa do custo de capital, de forma a orientar decisões de investimento de longo prazo.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *PDD – Plano de desenvolvimento da distribuição – investimentos realizados*. Brasília: ANEEL, 2020. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiODUxZTM5OGYtYmY4Zi00MWI2LWlxdmUxYWZjYTkyYTJjliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>>. Acesso em: 09 mar. 2020.

_____. *Resolução Normativa nº 807/2018*. Procedimentos de regulação tarifária: custo de capital. Brasília: ANEEL, 2018.

_____. *Resolução Normativa nº 761/2017*. Procedimentos de regulação tarifária: procedimentos gerais. Brasília: ANEEL, 2017.

_____. *Resolução Normativa nº 687/2015*. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília: ANEEL, 2015.

_____. *Resolução Normativa nº 482/2012*. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília: ANEEL, 2012.

_____. *Resolução Normativa nº 435/2011*. Define a estrutura dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários. Brasília: ANEEL, 2011a.

_____. *Nota Técnica nº 297/2001-SER/ANEEL*. Metodologia e critérios para definição da estrutura e do custo de capital regulatórios: terceiro ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2011b.

ALENCAR, R.C. de; LOPES, A.B. Disclosure and cost of equity capital in emerging markets: the Brazilian case. In: ENCONTRO BRASILEIRO DE FINANÇAS, 8., 2008, Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Finanças, 2008.

ASSAF NETO, A. *Mercado financeiro*. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2005.

ASSAF NETO, A.; LIMA, F. G.; ARAUJO, A. M. P. Uma proposta metodológica para o cálculo do custo de capital no Brasil. *Revista de Administração*, v. 43, n. 1, art. 6, p. 72-83, 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA - ABRADÉE. Sociedade civil de direito privado, sem fins lucrativos, que visa representar e apoiar suas associadas nas áreas técnica, comercial, econômico-financeira e institucional. Disponível em: <<https://www.abradee.org.br/>>. Acesso em: 15 ago. 2019.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL - BNDES. Instituição de fomento do Governo Federal voltada para o financiamento de longo prazo e investimento em todos os segmentos da economia brasileira. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home>>. Acesso em: 15 ago. 2019.

BODIE, Z.; KANE, A.; MARCUS, A. J. *Investimentos*. Porto Alegre: AMGH, 2015.

BRASIL. Presidência da República. *Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996*. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Brasília. DF: Casa Civil, 1996.

BRUNI, A. L.; FAMÁ, R. *Gestão de custos e formação de preços*. São Paulo: Atlas, 2008.

CAMACHO, F.; ROCHA, K.; FIUZA, G. Custo de Capital de Distribuição de Energia Elétrica – Revisão Tarifária 2007-2009. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, v.13, n.25, p.231-268, jun. 2006.

CAMACHO, P.; LEMME, C. The Cost of Equity Capital and the Risk Premium for Evaluating Projects of Brazilian Companies Abroad: A Study of the Period from 1997 to 2002. *Latin American Business Review*, vol. 5, n. 3, 2004, pp. 1-23.

CARNEIRO, R. *Estado, mercado e o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro*. 2000. Tese (Doutorado em Ciências Humanas – Sociologia e Política) – Faculdade de Filosofia e Ciências Humanas, UFMG, Belo Horizonte.

CARVALHO, M. M. *Impactos econômicos da ampliação do uso de energia solar residencial em Minas Gerais*. 2017. Dissertação (Mestrado em Economia) - Faculdade de Ciências Econômicas, UFMG, Belo Horizonte.

CARVALHO, M. R. A.; SANVICENTE, A. Z. *Determinants of the implied equity risk premium in Brazil*. Insper Working Paper – WPE: 281/2012. Disponível em: <https://www.insper.edu.br/en/wp-content/uploads/2013/12/2012_wpe281.pdf>. Acesso em: 15 ago. 2019.

CARVALHO, P. F. C. *Análise da sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras do setor elétrico no Brasil*. 2016. Dissertação (Mestrado em Administração) - Instituto COPPEAD de Administração, UFRJ, Rio de Janeiro.

CASTRO, N.; BRANDÃO, R. *O setor elétrico brasileiro e as crises política e econômica*. Rio de Janeiro: Grupo de Estudos do Setor Elétrico UFRJ, 2017. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/artigos/53021247/o-setor-eletrico-brasileiro-e-as-criespolitica-e-economica>>. Acesso em: 15 ago. 2019.

CASTRO, N.; DANTAS, G.; CAMARA, L. *Repensando a regulação das distribuidoras no setor elétrico brasileiro*. Rio de Janeiro: Grupo de Estudos do Setor Elétrico UFRJ, 2017. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/07_Repensando%20a%20Regula%C3%A7%C3%A3o%20das%20Distribuidoras%20VF_revBMC.pdf>. Acesso em: 15 ago. 2019.

CLAUS, J.; THOMAS, J. Equity premia as low as three percent? Evidence from analysts' earnings forecasts for domestic and international stock markets. *Journal of Finance*, v. 56, n. 5, p. 1629-1665, Out. 2001.

COSTA, M. R. S. M. *Avaliação do desempenho de empresas de energia elétrica no Brasil sob a ótica de variáveis ambientais, sociais e de governança corporativa*. 2018. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, USP, São Paulo.

CUBEROS, F. L. *Novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro: análise dos mecanismos de mitigação de riscos de mercado das distribuidoras*. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica, USP, São Paulo.

DAMODARAN ONLINE. Site do professor de finanças corporativas e avaliação da Stern School of Business da Universidade de Nova York, Aswath Damodaran. Disponível em: <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>. Acesso em: 15 ago. 2019.

DAMODARAN, A. *Avaliação de empresas*. São Paulo: Pearson, 2007.

_____. *Avaliação de investimentos: ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo*. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2001.

_____. *Equity risk premiums: determinants, estimation and implications – the 2010 edition*. New York: Stern School of Business, 2010. Disponível em: <<http://ssrn.com/abstract=1556382>>. Acesso em: 12 nov. 2019.

DOEGE, R.; LAKOSKI, J. C. Análise comparativa de rentabilidade e lucratividade dos negócios geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. *Revista de Estudos Contábeis*, v. 3, n. 5, p. 48-62, Jul./Dez. 2012.

EASTON, P. D. PE Ratios, PEG Ratios, and estimating the implied expected rate of return on equity capital. *The Accounting Review*, v. 79, n. 1, p. 73-95, Jan. 2004.

ECONOMÁTICA. Empresa de informações financeiras sobre o mercado latino-americano e desenvolvedora de sistemas para análise de investimentos. Disponível em: <<https://economica.com/>>. Acesso em: 04 nov. 2019.

ELTON, E. J.; GRUBER, M. J. *Estimating cost of capital: methods and practice*. Cambridge, MA: Blackwell, 1994.

FACHINI, F. *Crise no setor elétrico brasileiro após a medida provisória nº 579*. 2015. Monografia (Bacharel em Ciências Econômicas) - Centro Sócio Econômico, UFSC, Florianópolis.

FAMA, E. F.; FRENCH, K. R. The cross-section of expected returns. *Journal of Finance*, Oxford, UK, v.47, n.2, p.427-465, Jun. 1992.

_____. The equity premium. *Journal of Finance*, v.57, n.2, p.637-659, Abr. 2002.

GAZZI, L. M. P. *Decisão de investimento em ambiente de incertezas integrada à análise de viabilidade de projetos de subtransmissão e distribuição*. 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, USP, São Paulo.

GEBHARDT, W. R.; LEE, C. M. C.; SWAMINATHAN, B. Toward an implied cost of capital. *Journal of Accounting Research*, v. 39, n. 1, p. 135-176, Jun. 2001.

GIL, A. C. *Como elaborar projetos de pesquisa*. São Paulo: Atlas, 2002.

GITMAN, L. J. *Princípios de Administração Financeira*. São Paulo: Pearson, 2010.

GOMES, A. C. S. et al. O setor elétrico. In: SÃO PAULO, E. M.; KALACHE FILHO, J. (Org.). *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social 50 anos: histórias setoriais*. Rio de Janeiro: Dba, 2002. Sem volume, p.321-347. Disponível em: <<http://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/13975>>. Acesso em: 15 ago. 2019.

GORDON, M. J.; SHAPIRO, E. *Capital equipment analysis: the required rate of profit*. Management Science, Hanover, MD, USA, v.3, n.1, p.102-110, Oct. 1956.

GRAÇA, B. S. L. *Análise da expansão do setor elétrico brasileiro e seus desafios no contexto político e econômico nacional*. 2018. Monografia (Bacharel em Ciências Econômicas) - Instituto de Economia, UFRJ, Rio de Janeiro.

HAMADA, R. S. The effect of the firm's capital structure on the systematic risk of common stocks. *Journal of Finance*, v. 27, n. 2, p. 435-452, Mai. 1972.

IBBOTSON, R. G.; SINQUEFIELD, R. A. *Stocks, bonds, bills and inflation: year-by-year historical returns (1926-74)*. Journal of Business, Chicago, IL, USA, v.49, n.1, p.11-47, Jan. 1976.

INVESTING.COM. Site com informações diversas do mercado financeiro. Disponível em: <<http://www.investing.com>>. Acesso em: 06 nov. 2019.

KHORANA, A.; MOYER, R.; PATEL, A. The ex ante equity market risk premium: more pieces of the puzzle. *European Financial Management Association Meetings*, 1997.

LEVY, M.; ROLL, R. The market portfolio may be mean/variance efficient after all. *The Review of Financial Studies*, v. 23, n. 6, p. 2464-2491, Jun. 2010.

LINTNER, J. *The valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets*. Review of Economics and Statistics, Cambridge, MA, USA, v.47, n.1, p.13-37, Feb. 1965.

MANKIWI, N. G. *Princípios de microeconomia*. São Paulo: Cengage Learning, 2009.

MARKOWITZ, H. M. Portfolio selection. *Journal of Finance*, Hoboken, v. 7, n. 1, p. 77-91, Mar. 1952.

MEHRA, R.; PRESCOTT, E.C. The equity premium: a puzzle. *Journal of Monetary Economics*, Oxford, UK, v.15, n.2, p.145-161, Mar. 1985.

MERCEDES, S.; RICO, J. A. P.; POZZO, L. Y. Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro. *Revista USP*, São Paulo, n.104, p.13-36, jan/fev/mar. 2015.

MESQUITA, R. B. *Regulação de custos de distribuição de energia elétrica: uma análise comparativa das abordagens de benchmarking utilizadas em países europeus e latino-americanos*. 2017. Tese (Doutorado em Administração) - Faculdade de Ciências Econômicas, UFMG, Belo Horizonte.

MINARDI, A.; SANVICENTE, A. Z.; MONTENEGRO, C. M. G.; DONATELLI, D. H.; BIGNOTTO, F. G. *Estimando o custo de capital de companhias fechadas no Brasil para uma melhor gestão estratégica de projetos*. Insper Working Paper – WPE: 088/2007. Disponível em: <http://www.insper.org.br/sites/default/files/2007_wpe088.pdf>. Acesso em: 15 ago. 2019.

MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA - MME. *Modelo institucional do setor elétrico*. Brasília: Ed. do autor, 2003. Disponível em: <<https://portal.tcu.gov.br/biblioteca-digital/modelo-institucional-do-setor-eletrico.htm>>. Acesso em: 15 ago. 2019.

MODIGLIANI, F.; MILLER, M. The cost of capital, corporation finance and the theory of investment. *American Economic Review*, 48, 1958, p. 261-297.

MOSCA; M. *On the origins of the concept of natural monopoly*. University of Salento, Dipartimento di Scienze Economiche e Matematico Statistiche, Ecotekne, Via per Monteroni, 73100 Lecce (Italy). 2006. Disponível em: <<http://ssrn.com/abstract=975461>>. Acesso em: 15 ago. 2019.

MOSSIN, J. Equilibrium in a capital asset market. *Econometrica*, Oxford, UK, v.34, n.4, p.768-783, Oct. 1966.

NODA, R. F. Custo de capital ex-ante: variáveis explicativas e prêmio pelo risco de mercado no Brasil. 2013. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, USP, São Paulo.

OHLSON, J. A.; JUETTNER-NAUROTH, B. E. Expected EPS and EPS growth as determinants of value. *Review of Accounting Studies*, v. 10, p. 349-365. 2005.

OLIVEIRA, D. G. *Análise do impacto regulatório da medida provisória 579 de 2012 no mercado de energia elétrica nacional e na competitividade das fontes alternativas de energia*. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) - Faculdade de Engenharia, UNIFEI, Itajubá.

OLIVEIRA, L. M.; PEREZ JUNIOR, J. H. *Contabilidade de custos*. São Paulo: Atlas, 2000.

PEREIRA, B. L. *O modelo de projeção de lucros de Hou, Dijk e Zhang (2012) e o custo de capital implícito: metodologia para aplicação a empresas brasileiras*. 2016. Tese (Doutorado em Administração) - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, USP, São Paulo.

PEREIRA, J. R. *Estudo de correlações não lineares entre variações do Índice da Bolsa de Valores de São Paulo (IBOVESPA) e variações de preço de ações*. 2010. Dissertação (Mestrado em Controladoria e Contabilidade) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, USP, Ribeirão Preto.

PINTO, R. C. *Uma análise da utilização do coeficiente beta no setor elétrico brasileiro*. 2008. Dissertação (Mestrado em Energia) - Escola Politécnica/Faculdade de Economia e Administração/Instituto de Eletrotécnica e Energia/Instituto de Física, USP, São Paulo.

RAPPAPORT, A. *Gerando valor para o acionista: um guia para administradores e investidores*. São Paulo: Atlas, 2001.

ROCHA, L. C. A. *Como elaborar trabalhos acadêmicos*. Belo Horizonte: Ed. do autor, 2004.

ROLL, R. A critique of the asset pricing theory's tests: Part I: On past and potential testability of theory. *Journal of Financial Economics*, v. 4, n. 2, p. 129-176, Mar. 1977.

ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JAFFE, J.; LAMB, R. *Administração financeira*. Porto Alegre: AMGH, 2015.

SANVICENTE, A. Z. A relevância de prêmios por risco soberano e risco cambial no uso do CAPM para a estimação do custo de capital das empresas. In: ENCONTRO BRASILEIRO DE FINANÇAS, 4, 2004, Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Finanças, 2004.

_____. Problemas de estimação de custo de capital de empresas concessionárias no Brasil: uma aplicação à regulamentação de concessões rodoviárias. *Revista USP*, São Paulo, v.47, n.1, p.81-95, jan./fev./mar. 2012.

_____. Relevância de Prêmio por Risco País no Custo de Capital das Empresas. *Revista de Administração Contemporânea*, Rio de Janeiro, v.19, Edição Especial, art.3, p.38-52, mai. 2015. Disponível em:<<http://dx.doi.org/10.1590/1982-7849rac2015140097>>. Acesso em: 15 ago. 2019.

SANVICENTE, A. Z.; MINARDI, A. M. A. F. Análise da série histórica de prêmios pelo risco de mercado estimados pelo modelo de dividendos descontados. In: ENCONTRO BRASILEIRO DE FINANÇAS, 46, 2004, Rio de Janeiro. *Anais...* Vitória: Sociedade Brasileira de Finanças, 2006.

SHARPE, W. F. *Capital asset prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk*. Journal of Finance, Oxford, UK, v.19, n.3, p.425-442, Sept. 1964.

SILVA E MEIRELLES, D. Teorias de mercado e regulação: por que os mercados e o governo falham? *Cadernos EBAP.BR*, Rio de Janeiro, v.8, n.4, dez. 2010.

SIQUEIRA, J. O. *Determinação entrópica do preço racional da opção europeia simples ordinária sobre ação e bond: uma aplicação da teoria da informação em finanças em condição de incerteza*. 1999. Tese (Doutorado em Administração) - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, USP, São Paulo.

STEVENSON, W. J. *Estatística aplicada à Administração*. São Paulo: Harper & Row do Brasil, 2001.

VIEIRA, B. F. *Regulação por incentivo no setor elétrico brasileiro: instituições e eficiência*. 2014. Dissertação (Mestrado em Direito) - Faculdade de Direito, UFMG, Belo Horizonte.