

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

***Valuation* do Projeto PCH Cachoeira das Almas e a sua
viabilidade econômico-financeira frente às novas políticas
públicas de financiamento**

JOÃO HENRIQUE DE MONTOJOS ITAJAHY
matrícula nº: 111444763

ORIENTADOR(A): Prof. Ronaldo Bicalho
COORIENTADOR(A): Prof. Clarice Ferraz

SETEMBRO 2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

***Valuation* do Projeto PCH Cachoeira das Almas e a sua
viabilidade econômico-financeira frente às novas políticas
públicas de financiamento**

JOÃO HENRIQUE DE MONTOJOS ITAJAHY
matrícula nº:111444763

ORIENTADOR(A): Prof. Ronaldo Bicalho
COORIENTADOR(A): Prof. Clarice Ferraz

SETEMBRO 2017

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do(a) autor(a)

Dedico este trabalho a minha família, e em especial minha mãe Márcia e avó Maria Amélia, que acompanharam a elaboração deste trabalho de perto.

AGRADECIMENTOS

Sobretudo ao meu pai Eduardo, por todo apoio durante a minha jornada acadêmica.

Aos meus amigos por sempre me fazerem seguir em frente.

Também aos meus professores da graduação, e em especial a minha coorientadora, Clarice Ferraz, por sua ajuda e dedicação na elaboração deste trabalho.

RESUMO

de Montojos Itajahy, Joao Henrique. *Valuation* do Projeto PCH Cachoeira das Almas e a sua viabilidade econômico-financeira frente à nova políticas públicas de financiamento. Rio de Janeiro, 2017. 55 p. Trabalho de Conclusão de Curso – Instituto de Economia. Universidade Federal do Rio de Janeiro

Este trabalho realiza uma avaliação econômico-financeira da Pequena Central Hidrelétrica Cachoeira das Almas, empreendimento de geração de energia elétrica em fase final de desenvolvimento, por meio do método de fluxo de caixa descontado..

Este estudo descreve o processo de desenvolvimento e construção de PCHs, bem como a regulação envolvendo a venda de energia proveniente do empreendimento e as estruturas de financiamento envolvidas em projetos de infraestrutura. A avaliação proposta demonstra a influência de políticas de crédito subsidiado na tomada de decisão do investidor, bem como seu impacto na rentabilidade de PCHs e nos preços de energia praticados no ambiente de comercialização regulado.

Palavras chave: Cachoeira das Almas, *Valuation*, Pequenas Centrais Hidrelétricas, Fluxo de Caixa Descontado

ABSTRACT

This dissertation performs a valuation through the Discounted Cash Flow Method. The asset un evaluation is the Cachoeira das Almas Small Hydroelectric Power Plant, an electric power generation asset in the final stage of development.

This study describes the process of development and construction of SHPPs, as well as the regulation involving energy sale and financing structures involved in infrastructure projects. The proposed evaluation demonstrates the influence of subsidized credit policies on investor decision making, as well as their impact on the profitability of SHPPs and the energy prices practiced in the regulated market environment.

Keywords; Cachoeira das Almas, Valuation, SHPP, Discounted Cash Flow

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS.....	8
LISTA DE TABELAS	9
CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO E METODOLOGIA.....	10
I.1 INTRODUÇÃO	10
I.2 OBJETIVO	11
I.2.1 <i>Objetivo Específico:</i>	11
I.2.2 <i>Objetivos Secundários:</i>	11
I.3 RELEVÂNCIA DO ESTUDO	12
I.4 METODOLOGIA	12
CAPÍTULO II – TEORIA DA AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTOS.....	14
II.1 FLUXO DE CAIXA DESCONTADO	15
II.1.1 <i>Fluxo de Caixa da Empresa (FCFF)</i>	16
II.1.2 <i>Fluxo de Caixa do Acionista (FCFE)</i>	17
II.2 TAXA DE DESCONTO E ESTRUTURA DE CAPITAL.....	18
II.2.1 <i>Custo de Capital Ponderado (WACC)</i>	19
II.3 LIMITAÇÕES DO MODELO DE FLUXO DE CAIXA DESCONTADO	21
CAPÍTULO III - A GERAÇÃO HIDRELÉTRICA NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA.....	22
III.1 – VISÃO GERAL DO MERCADO DE GERAÇÃO.....	22
III.2 GERAÇÃO DE ENERGIA HÍDRICA.....	25
III.2.1 <i>Pequenas Centrais Hidrelétricas</i>	26
III.3 A VENDA DE ENERGIA	27
III.3.1 <i>Ambientes de Contratação</i>	27
III.4 PARTICULARIDADES DO SEB.....	29
III.4.1 <i>Garantia Física</i>	29
III.4.2 <i>O Mecanismo de Realocação de Energia – MRE</i>	30
CAPÍTULO IV – ESTUDO DE CASO	31
IV.1 - FASE DE DESENVOLVIMENTO	32
IV.1.2 <i>Licenciamento Ambiental</i>	34
IV.2 PREMISSAS DO MODELO FINANCEIRO.....	34
IV.2.1 <i>Custos de Construção e Desenvolvimento e Custos Irrecuperáveis</i>	34
IV.2.2 <i>Geração</i>	36
IV.2.3 <i>Receita</i>	36
IV.2.4 <i>Prazos para exploração do empreendimento</i>	37
IV.2.5 <i>Despesas do Empreendimento</i>	38
IV.2.6 <i>Encargos</i>	38
IV.2.7 <i>Investimentos de Manutenção (CAPEX)</i>	39
IV.2.8 <i>Imposto de Renda e sobre Receita</i>	39
IV.2.9 <i>Premissas Macroeconômicas</i>	39
IV.2.10 <i>CAPM</i>	40
IV.3 - FINANCIAMENTO	40
IV.3.1 <i>BNDES</i>	40
IV.3.2 <i>Condições de Financiamento</i>	42
IV.4. ANÁLISE DE PROJETO	42
IV.4.1 <i>Fluxo de Caixa do Projeto</i>	43
IV.4.2 <i>Fluxo de Caixa do Alavancado</i>	45
IV.4.3 <i>Análise de Sensibilidade</i>	48
CONCLUSÃO	51
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	53

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Gráfico do Parque Gerador	23
Figura 2 - Gráfico do Parque Gerador em Construção.....	24
Figura 3 - Fluxograma de Desenvolvimento	32
Figura 4 - Fluxo de Caixa do Projeto.....	43
Figura 5 - Fluxo da Dívida.....	45
Figura 6 - Fluxo de Caixa do Acionista	46

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Fluxo de Caixa da Empresa	16
Tabela 2 - Fluxo de Caixa do Acionista.....	18
Tabela 3 - Resumo do Parque Gerador	22
Tabela 4 - Resumo do Parque Gerador em Construção	23
Tabela 5 - Resumo de Desenvolvimento e Construção.....	35
Tabela 6 - Parametros Técnicos	36
Tabela 7 - Ajuste de Preço	37
Tabela 8 - Prazos	37
Tabela 9 - Resumo de Encargos	38
Tabela 10 - Imposto de Renda.....	39
Tabela 11 - Resumo do Financiamento.....	42
Tabela 12 - Sensibilidade Custo de Dívida x TIR do Acionista	48
Tabela 13 - Sensibilidade de Percentual Financiavel x TIR do Acionista.....	49
Tabela 14 - Sensibilidade Custo de Dívida x Percentual Financiável x TIR do Acionista.....	49
Tabela 15 - Resumo de Cenários.....	50

CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO E METODOLOGIA

1.1 Introdução

O Brasil possui um histórico de altas taxas de crescimento de consumo de eletricidade. Conforme descrito pela ANEEL (2008), o consumo de energia é um dos principais indicadores de desenvolvimento econômico, uma vez que reflete de maneira consistente a aceleração das atividades industriais, comerciais e de serviços praticados no país. Atualmente, em função da crise econômica que o país enfrenta, esse crescimento vem se desacelerando fortemente, contudo, ainda há a constante necessidade de se expandir a oferta de energia.

Segundo relatório divulgado pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) (2014), até 2024 serão construídos 71 Giga watts de Capacidade Instalada no Brasil, dos quais mais da metade serão em ativos de geração por fontes hídricas. Apesar do crescimento da demanda de energia ter forte correlação com aquecimento econômico, a expansão da matriz de geração apresenta uma série de externalidades negativas. Dentre elas, o esgotamento de recursos naturais e, principalmente, o impacto ambiental apontam para a importância da utilização de meios sustentáveis de produção energética. Dito isto, este estudo dará enfoque a expansão de energias renováveis, mais especificamente o de Pequenas Centrais Hidrelétricas, (PCHs) um tipo de ativo específico para a geração de energia elétrica renovável através de recursos hídricos.

As fontes hídricas, de acordo com o Banco de Dados de Geração da ANEEL (ANEEL-BIG), somam 65% da potência instalada no Brasil. Elas estão divididas em duas modalidades principais: Pequenas Centrais Hidrelétricas e Usinas Hidrelétricas (UHEs). Como explicitado em GESEL (2015), a geração a partir de UHEs são a principal fonte de energia no Brasil, mesmo considerando os anos de afluência crítica, a carga do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) permanece sendo majoritariamente atendida por ativos hidráulicos. As PCHs, por sua vez, se destacam por produzirem energia de forma eficiente e com baixo impacto ambiental, apesar de representarem apenas 3,5% de todo o potencial brasileiro.

Para demonstrar a viabilidade da construção de uma PCH, esse trabalho apresenta uma breve descrição do setor elétrico nacional e suas peculiaridades. As etapas do desenvolvimento de uma Central também são relatadas para respaldar premissas utilizadas na avaliação financeira.

A análise do estudo se deu à luz da Teoria de Avaliação de Investimento (Valuation), a partir do método de Fluxo de Caixa Descontado, calculando a taxa mínima de retorno através do Modelo de Precificação de Ativos Financeiros (em inglês, CAPM).

O caso estudado é o projeto da PCH Cachoeira das Almas, localizada no Rio do Sono, em Minas Gerais, tendo seus parâmetros técnicos, como as etapas de desenvolvimento, custo de construção e fator de capacidade, obtidos através de informações fornecidas pela Brookfield Energia Renovável, proprietária do projeto.

Essa pesquisa também leva em consideração as atuais políticas públicas de financiamento para o setor energético. Sua última etapa consiste em projetar o impacto negativo, sob a ótica dos investidores, gerado pelas mudanças nas regras de financiamento, anunciadas recentemente pelo presidente do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), Paulo Rabello de Castro.

1.2 Objetivo

1.2.1 Objetivo Específico:

Analisar a viabilidade econômica de projetos de construção e operação de PCHs com base na Teoria de Avaliação de Investimentos. O estudo investiga o impacto da variação do Custo de Dívida sobre o retorno obtido pelo investidor por meio de uma análise de sensibilidade para, em seguida, constatar as consequências sobre o preço de venda de energia no âmbito do mercado regulado.

1.2.2 Objetivos Secundários:

- i) Analisar a organização institucional do setor elétrico brasileiro e seu marco regulatório.
- ii) Estabelecer as condições de financiamento para ativos de geração de energia disponíveis no Brasil, através da estruturação financeira *Project Finance*.

1.3 Relevância do Estudo

As PCHs representam uma fonte de geração de energia importante no Brasil, tendo em vista o reduzido impacto ambiental e os elevados fatores de capacidade. Este trabalho justifica-se pela importância de se discutir, estudar e entender o impacto das políticas de créditos incentivado no direcionamento do crescimento da matriz elétrica brasileira.

A Teoria de Avaliação de Investimentos é de extrema utilidade para empreendedores em atividade de fusão, aquisição ou mesmo no desenvolvimento de um primeiro negócio. Uma avaliação bem feita maximiza o retorno do investidor e aponta para os setores da economia que estão apresentando boas oportunidades de investimento. As informações produzidas neste estudo podem ser úteis não só para a avaliação da viabilidade do projeto Cachoeira das Almas, mas também de qualquer outra PCH. Através da Teoria da Avaliação de Investimentos, é possível diagnosticar o impacto das potenciais mudanças no mercado de crédito na construção de futuros empreendimentos de geração de energia renovável.

1.4 Metodologia

Para a realização do presente trabalho, a metodologia utilizada foi uma pesquisa qualitativa através do estudo de caso, com simulações, do Projeto PCH Cachoeira das Almas, em Minas Gerais. De acordo com Yin, (1993) o estudo de caso caracteriza-se pela descrição de um evento ou de um caso de uma forma longitudinal.

A viabilidade do Projeto PCH Cachoeira das Almas foi analisada sob luz da Teoria de Avaliação de Investimentos (*Valuation*), embasada em revisões bibliográfica, leitura de artigos científicos e relatórios de instituições de ensino privadas, como a Alumni-COPPEAD-UFRJ.

Uma extensa coleta de dados foi realizada, majoritariamente de fontes secundárias, com o objetivo de elucidar o funcionamento comercial e regulatório do setor elétrico, mais especificamente no que tange o desenvolvimento, construção e comercialização de energia gerada por meio de uma PCH. Dado ao alto nível de regulação, informações sobre o setor elétrico são encontradas com facilidade em sites como os da Câmara de Comercialização de Energia (CCEE), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e do Operador Nacional do Sistema (ONS). Este trabalho também inclui relatórios de referências governamentais e

memorandos, como o Plano Decenal de Expansão de Energia 2014, além de consultas a materiais de grupos de estudo do setor elétrico como o Grupo de Economia da Energia (GEE-IE/UFRJ), Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL-UFRJ) e Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico (Ilumina). Entidades privadas e associações destinadas ao auxílio de pesquisas específicas de PCHs, como o Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas (CERPCH) e a Associação de Produtores de Energia de Santa Catarina (APESC) também foram consultadas, além de relatórios técnicos do Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) e da (CCEE).

Para a obtenção de dados específicos referentes a parâmetros técnicos da viabilização da PCH Cachoeira das Almas, foram realizadas entrevistas com profissionais envolvidos no setor de geração de energia e desenvolvimento de negócios, como analistas, coordenadores e gerentes das empresas Invepar e Brookfield Energia Renovável, companhia responsável pela operação de mais de 1,1GW em ativos de energia renováveis no Brasil, contabilizando 47 usinas hidráulicas na América Latina.

CAPÍTULO II – TEORIA DA AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTOS

Nesse capítulo serão abordados os aspectos teóricos acerca da Teoria de Avaliação de Investimentos.

De acordo com Póvoa (2012), a Teoria de Avaliação de Investimentos, também conhecida pelo termo em inglês *Valuation*, é uma técnica aplicada através de uma teoria específica ou de algumas combinadas para estabelecer uma ordem de valor justo a ser pago por um ativo. Para o entendimento do *Valuation* é importante delimitar a diferença entre preço e valor, sendo o primeiro um conceito objetivo e indiscutível, ao passo que o segundo depende não só do ativo em questão, mas, também, da percepção de risco do avaliador. Dessa forma, o preço de mercado pode ser determinado pelo encontro das curvas de oferta e demanda e é quantificável em moeda. Por outro lado, determinar se o preço estipulado é o valor justo, irá depender do custo de oportunidade e aversão ao risco do avaliador, bem como das oportunidades que a aquisição do ativo apresentam ao seu *portfólio*.

Segundo Ross (2009), duas escolas de pensamento figuram entre as mais aceitas academicamente no que diz respeito ao método aplicado dentro Teoria de Avaliação de Investimento para a obtenção do preço justo de um ativo: as Escolas Técnica e a Fundamentalista.

De acordo com Povoia (2012), a escola técnica parte do pressuposto que as informações disponíveis para os investidores são razoavelmente uniformes, fazendo com que os agentes econômicos rapidamente se adequem as variações de mercado. Dessa forma, podem ser expressas através dos gráficos de preço de uma ação. Os adeptos desta escola de pensamento fazem uso de cálculos estatísticos, utilizando informações passadas para tentar prever os movimentos futuros.

Esse estudo, contudo, se norteará pela avaliação fundamentalista. Isso porque, segundo Povoia (2012), essa visão tem como pressuposto a existência de informações assimétricas e, por isso, coloca como questão central o entendimento dos fatos como processos e não como fotografias estáticas. Assim, a escola fundamentalista entende que a diferença entre a qualidade de informações ou ainda a qualidade da interpretação do avaliador são os fatos

geradores da existência de percepções distintas do valor justo, criando um mercado de compra e venda.

Conforme Damodaran (2007), no âmbito na análise fundamentalista existem diversas metodologias que podem ser utilizadas para se determinar o valor de uma empresa, tais como Avaliação Patrimonial, Avaliação de Lucros, Avaliação de Opções Reais e Avaliação por Múltiplos. Embora haja uma gama de métodos distintos, todos visam direcionar o investidor ao estabelecimento do valor justo a ser pago por um ativo.

II.1 Fluxo de Caixa Descontado

O método escolhido para esse estudo é o *Valuation* por Fluxo de Caixa Descontados por ser o mais aceito academicamente, conforme descrito por Costa, Costa e Alvim (2010).

Segundo os autores:

O modelo de avaliação baseado no fluxo de caixa da empresa (FCFF – Free Cash Flow to Firm) ou fluxo de caixa do acionista (FCFE – Free Cash Flow to Equity) é considerado mais abrangente no que tange à modelagem de informações relevantes do ponto de vista econômico e financeiro. A superioridade dos modelos baseados em fluxo de caixa faz com que esses modelos sejam preferidos nas tarefas de valorar uma empresa. (COSTA, COSTA E ALVIM, 2010, p.150 in COPPEAD 2015, p. 13)

Assaf Neto (2007) corrobora a ideia de Costa, Costa e Alvim (2010) complementando, que a tarefa de determinar o valor justo de uma empresa é complexa. Embora seja uma técnica com respaldo teórico e muito eficaz, não pode ser tratada como uma ciência exata, uma vez que uma série de premissas de caráter subjetivo são adotadas pelo avaliador.

O método de avaliação por meio do Fluxo de Caixa Descontado consiste na análise da empresa através da sua capacidade de geração de caixa para os acionistas. Ross (2009) em uma definição simples diz que “fluxo de caixa é a diferença entre a quantidade de dinheiro que entrou e a quantidade de dinheiro que saiu. Fluxo de Caixa Descontado, por sua vez, é o processo que calcula o valor presente dos fluxos de caixa futuros para determinar seu valor hoje”. Em última análise, o Fluxo de Caixa Descontado é uma forma de medir todo o montante de recursos gerados pelo ativo a um valor presente.

O método Fluxo de Caixa Descontado pode ser visto em três perspectivas diferentes, sendo os mais relevantes a este estudo o Fluxo de Caixa da Empresa (Free Cashflow to Firm – FCFF) e o Fluxo de Caixa do Acionista (Free Cashflow to Equity – FCFE).

II.1.1 Fluxo de Caixa da Empresa (FCFF)

Segundo Assaf Neto (2008), a estruturação básica de qualquer modelo de determinação de valor de ativos através do Fluxo de Caixa Descontado deve começar pela determinação do horizonte temporal e projeções de fluxo de caixa.

No caso FCFF, a projeção do fluxo de caixa pode ser entendida como a geração de caixa estimada de um ativo e, como explicitado em Costa, Costa e Alvim (2010), seu cálculo parte do total de receita de vendas líquidas, de impostos, custos de vendas e despesas operacionais e depreciação. Neste caso, apesar da depreciação representar um valor abstrato de perda de capital, esta é descontada para fins de tributação, sendo adicionada mais uma vez ao final da conta, juntamente com os gastos de capital (CAPEX) e resultando no FCFF, conforme explicitado na tabela abaixo:

Tabela 1 - Fluxo de Caixa da Empresa

Vendas Brutas
(-) Impostos sobre Venda
= Vendas Líquidas
(-) Custo de Vendas
= Lucro Bruto
(-) Despesas Operacionais
(-) Depreciação / Amortização
= Lucro da Atividade (EBIT)
(-) Impostos sobre o Lucro da Atividade
= Lucro Operacional Líquido (NOPLAT)
(+) Depreciação / Amortização
(-) Gastos de Capital (CAPEX)
= Fluxo de Caixa Livre da Empresa

Fonte: Neto (2015), adaptado pelo autor

Conforme Assaf Neto (2008), a subjetividade consiste justamente em estabelecer premissas que serão aderentes com a realidade do empreendimento avaliado. Damodaran (2007) propõe que as projeções sejam feitas à partir de dados históricos da empresa, quando informações valiosas como o crescimento da Margem EBITDA¹, entendida como o Potencial

¹ EBITDA – *Earnings Before Interest Taxes Depreciation and Amortization* ou Lucros

de Geração de Caixa, deverão ser encontradas. No caso de empreendimentos pré-operacionais, indica-se a utilização do histórico de negócios análogos, se possível dentro do mesmo setor para o recolhimento de informações. Póvoa (2012) confirma a importância de premissas aderentes para um bom processo de *Valuation*. “O maior trabalho deve ser feito nos bastidores para alimentar o modelo com boas informações” (POVOA A, 2012 p.3).

Segundo Razuk (2015), o FCFF indicado na “Tabela 01” não representa, de fato, o valor financeiro que o dono do projeto efetivamente receberá, dado que não leva em consideração as limitações legais impostas para o pagamento de dividendos. Entretanto, apesar de fornecer informações limitadas, a análise do FCFF permite que o investidor veja com mais clareza o funcionamento do ativo em questão, dado que considera apenas a geração de caixa das atividades normais da empresa. O autor afirma que o FCFF pode ser entendido como um indicador preliminar que, em tese, não varia muito sob a ótica de dois acionistas competidores avaliando um mesmo ativo. Ou seja, é improvável que dois agentes bem informados e racionais encontrem FCFF com desvios significativos no caso de PCHs. De forma geral, o fator que gera grandes distorções quanto ao valor justo percebido por diferentes investidores de um projeto, é a estrutura de capital. Isso quer dizer que o custo de capital próprio e as condições financiadas podem ser dramaticamente diferentes entre geografias.

II.1.2 Fluxo de Caixa do Acionista (FCFE)

FCA, ou *Free Cash Flow to Equity* (FCFE), nada mais é do que o FCFF acrescido das obrigações de pagamento de principal e juros de dívida Póvoa (2007), como se verifica em tabela abaixo:

Tabela 2 - Fluxo de Caixa do Acionista

Vendas Brutas
(-) Impostos sobre Venda
= Vendas Líquidas
(-) Custo de Vendas
= Lucro Bruto
(-) Despesas Operacionais
(-) Depreciação / Amortização
= Lucro da Atividade (EBIT)
(-) Impostos sobre o Lucro da Atividade
= Lucro Operacional Líquido (NOPLAT)
(+) Depreciação / Amortização
(-) Gastos de Capital (CAPEX)
= Fluxo de Caixa Livre da Empresa
(-) Juros
(-) Amortização de Principal
= Fluxo de Caixa Livre do Acionista

Fonte: Neto (2015), adaptado pelo autor

Conforme Kesley, Nissim (2002), apesar de ser uma diferença simples a primeira vista, trata-se de uma diferença substancial no que diz respeito ao leque de possibilidades que se abrem ao acionista. O primeiro deles, conforme disposto na tabela acima, a Depreciação/Amortização é subtraída da conta antes de incidirem os impostos. Portanto, o investidor pode adequar o calendário de amortização a fim de gerar um benefício fiscal. Este mecanismo é conhecido como *Debt Tax Shield* ou, em tradução livre, Proteção Fiscal da Dívida. A segunda, leva em conta a possibilidade do investidor financiar o empreendimento com capital de terceiros para aumentar seu retorno.

II.2 Taxa de Desconto e Estrutura de Capital

O resultado do Fluxo de Caixa Descontado pode variar muito dependendo da taxa de desconto utilizada. Assim, para que ao final da avaliação o resultado seja consistente, é necessário que a taxa de desconto seja calibrada corretamente de acordo com a estrutura de capital.

Segundo Ross (2009), a estrutura de capital pode ser definida de acordo com a proporção entre capital próprio e capital de terceiros. Ou seja, porção que um investidor se financia. O capital próprio, de forma simplificada, é correspondente ao montante total de

recursos próprios que o acionista está empregando em um investimento. Já o capital de terceiros, diz respeito aos recursos obtidos a partir da emissão de debêntures, empréstimos bancários e financiamentos.

Deste modo, a taxa de desconto deve ser calibrada de forma a remunerar corretamente o capital próprio e o de terceiros. Para que ambos os capitais sejam remunerados adequadamente, segundo Povia (2007), a taxa deve ser obtida através da ponderação do custo de capital próprio e de terceiros, ou Custo de Capital Ponderado (*em ingles, Weighted Average Cost of Capital - WACC*).

II.2.1 Custo de Capital Ponderado (WACC)

O WACC é obtido através da seguinte equação:

$$\mathbf{WACC = Ke*We+Kd*Wd}$$

Aonde:

Ke = Custo de Capital Próprio; We = Percentual de Capital Próprio

Kd = Custo de Dívida; Wd = Percentual de Custo de Dívida

I.2.1.1 Custo de Capital Próprio (Ke)

Segundo Assaf Neto (2008), o Custo de Capital Próprio (Ke) pode ser entendido como a remuneração mínima que o acionista espera pelo custo de oportunidade de investimento de seus recursos, sendo calculado a partir do modelo CAPM ou *Capital Asset Pricing Model*.

Assaf Neto (2015, p. 315) O CAPM é um modelo derivado da teoria do *portfolio*, que busca, mais efetivamente, uma resposta de como podem ser relacionados e mensurados os componentes básicos de avaliação de ativos: risco e retorno. Por meio do modelo é possível apurar também a taxa de retorno requerida pelo investidor, sendo descrito pela equação: (ASSAF NETO , 2015, p. 315)

O Custo de Capital Próprio é obtido a partir da equação abaixo:

$$\mathbf{Ke = Rf + \beta * (Rm - RF)}$$

Aonde:

Ke (*Cost of Equity*) ou Custo de Capital Próprio: retorno mínimo exigido

Rf (*Risk Free*) ou Taxa Livre de Risco

β ou Coeficiente de Risco: é o coeficiente de risco atribuído ao ativo.

Rm (Market Return) ou Retorno de Mercado: É o retorno apurado pelos investidores do setor em avaliação. Portanto (Rm-RF) pode ser considerado o premio pelo risco de se investir no setor

II.2.1.1.1 Rf (*Risk Free*) ou Taxa Livre de Risco

A taxa livre risco “deve expressar o correto cumprimento da obrigação de pagamento, por parte do devedor, do principal e encargos financeiros, em conformidade com seus respectivos vencimentos” (ASSAF NETO, 2008 p.6)

II.2.1.1.2 Premio de Risco de Mercado

“Para o modelo do CAPM, a carteira de mercado é representada na prática por todas as ações negociadas, sendo seu desempenho formal representado pelo índice de mercado de bolsa de valores” (ASSAF NETO, 2008 p.8). Em outras palavras, é o diferencial de retorno oferecido ao investidor por correr o risco adicional de mercado.

II.2.1.1.3 Coeficiente Beta

Segundo Assaf Neto (2015), o Coeficiente Beta exprime a correlação entre os retornos do ativo e os retornos de mercado. A Carteira de Mercado, por definição, possui unicamente o risco sistemático. Ou seja, seus retornos variam na mesma proporção que os retornos de mercado. Logo, ambas possuem o mesmo risco (Beta = 1). Uma carteira cujo $B > 1$, por sua vez, representa um ativo cujos retornos variam além do que os da Carteira de Mercado (maior risco) e, conseqüentemente, resultam em um K_e mais alto (maior retorno exigido).

II.2.1.2 Custo de Dívida (K_d)

O Custo de Capital de Terceiros ou Custo de dívida é o custo corrente em que a empresa financia recursos (Damodaran, 2007). Normalmente, apresenta relação direta com a percepção de risco do credor sobre o tomador de empréstimos. Damodaran ressalta que estes custos devem ser abatidos do cálculo do imposto de renda, uma vez que, conforme indicado no item “I.1.2 Fluxo de Caixa do Acionista”, amortizações oferecem proteção fiscal.

II.3 Limitações do Modelo de Fluxo de Caixa Descontado

Para Assaf Neto (2008, p.7), “o método do Fluxo de Caixa Descontado é o que apresenta maior rigor técnico e conceitual, apesar de envolver subjetividade por parte dos avaliadores e apresentar algumas limitações”.

Para Damodan (2006), essas subjetividades ligadas ao fato do método de o fluxo de caixa descontado podem apresentar três fontes de incertezas distintas. A primeira delas diz respeito às estimativas, que, mesmo calculadas a partir de boas informações, estão sujeitas a erros de manipulação. Também existem as incertezas inerentes à estratégia adotada pela empresa, quando o rumo que vinha sendo traçado sofre alterações de grande ordem. Por fim, incertezas econômicas as quais toda empresa está sujeita no ambiente macroeconômico.

CAPÍTULO III - A GERAÇÃO HIDRELÉTRICA NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

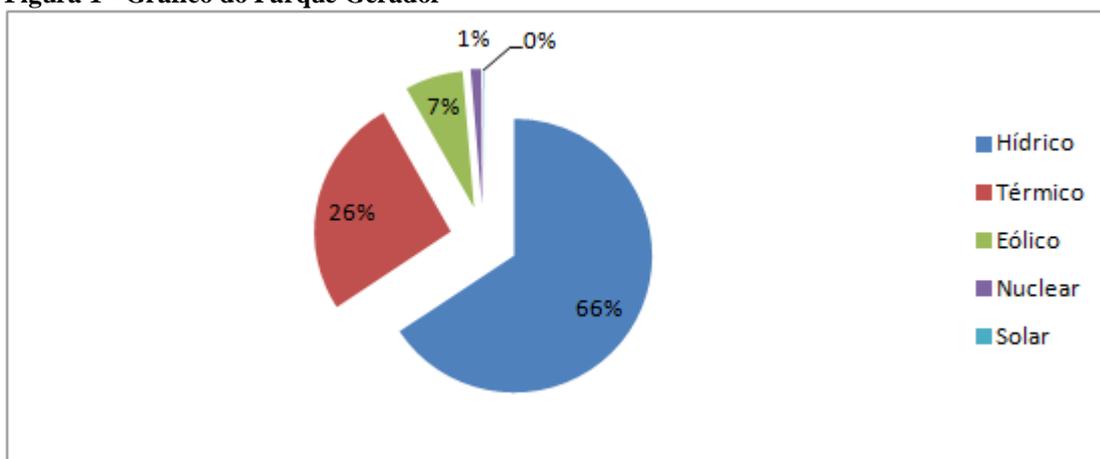
III.1 – Visão Geral do Mercado de Geração

Conforme disposto no Banco de Informações de Geração da ANEEL (ANEEL-BIG), o setor elétrico brasileiro possui 162 Gigawatts (GW) de capacidade instalada, dos quais mais da metade se encontra em empreendimentos hidrelétricos. A tabela abaixo apresenta a composição da matriz elétrica brasileira dividida pelo tipo de geração, aonde se pode verificar preponderância dos ativos à base de energia hidráulica.

Tabela 3 - Resumo do Parque Gerador

Tipo	Sigla	Quantidade	Potencia Outorgada MW	% Total
Central Geradora Hidrelétrica	CGH	616	558	0%
Central Eólica	EOL	454	11.121	7%
Pequena Central Hidrelétrica	PCH	432	4.970	3%
Usina Fotovoltaica	UFV	53	176	0%
Usina Hidrelétrica	UHE	219	101.169	62%
Usina Termelétrica	UTE	2.928	42.482	26%
Usina Termelétrica Nuclear	UTN	2	1.990	1%
Total		4.704	162.465	100%

Fonte: ANEEL-BIG (2017), adaptado pelo autor

Figura 1 - Gráfico do Parque Gerador

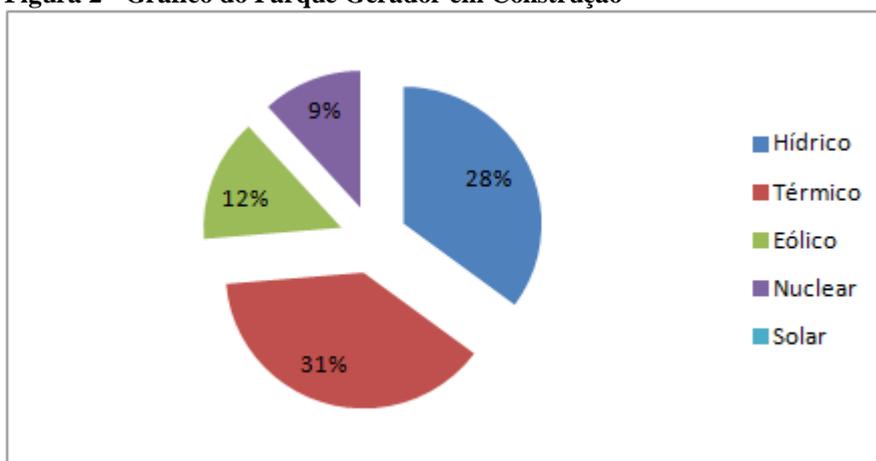
Fonte: ANEEL-BIG (2017), adaptado pelo autor

Recentemente, os ativos de geração à partir da fonte eólica vêm ganhando destaque em leilões de energia nova e de reserva. Levando em consideração que o primeiro Leilão de Energia Eólica (LEN) a obter sucesso foi realizado em 2009, os resultados positivos recentemente obtidos pelo setor apontam para a confirmação do rápido desenvolvimento tecnológico, voltado para redução custos de equipamentos e o aumento de sua eficiência. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2024, a Potência Instalada de ativos eólicos deve atingir a marca de 11,5% do total da capacidade nacional, ao passo que a participação da capacidade de geração hidráulica deve cair cerca de 10%. Essa tendência pode ser observada na partir da tabela abaixo:

Tabela 4 - Resumo do Parque Gerador em Construção

Sigla	Quantidade	Potencia Outorgada MW	% Total
CGH	6	9	0%
EOL	155	3.581	31%
PCH	27	369	3%
UFV	38	1.091	9%
UHE	6	1.922	17%
UTE	33	3.256	28%
UTN	1	1.350	12%
Total	266	11.578	100%

Fonte: ANEEL-BIG (2017), adaptado pelo autor

Figura 2 - Gráfico do Parque Gerador em Construção

Fonte: ANEEL-BIG (2017), adaptado pelo autor

Como indicado na “Tabela 04”, atualmente no Brasil a quantidade de ativos de geração eólica em construção é mais que 50% superior aos ativos de geração hídricas. Entretanto, apesar do eminente crescimento da participação eólica na matriz energética brasileira, ainda há um longo caminho a percorrer para que o paradigma de uma matriz majoritariamente hidráulica seja rompido, visto que em termos de Capacidade Instalada, ativos eólicos em operação representam apenas 7% do total (tabela 1).

Ainda sobre fontes renováveis, apesar de ter sido realizado um Leilão de Energia de Reserva com participação de empreendimentos de fonte solar, em 2014, as usinas fotovoltaicas e termossolares ainda são uma realidade distante no Brasil, correspondendo a menos de um centésimo do potencial instalado (tabela 1).

Usinas Termelétricas, por sua vez, representam aproximadamente 26% da matriz elétrica, sendo a segunda maior fonte de geração de energia. As UTEs, principalmente por não estarem sujeitas à vulnerabilidade climática, conferem maior segurança ao Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo utilizadas como backup das usinas hidrelétricas.

De acordo com o GESEL (2015),

“a existência de centrais hidroelétricas de médio e grande porte associadas a robustos reservatórios de acumulação e sistemas de transmissão possibilita que tradicionalmente a carga do sistema elétrico brasileiro seja atendida preponderantemente a partir dos recursos hídricos.” (GESEL, 2015, p. 9).

A existência de UHEs capazes de armazenar energia em forma de água e UTEs que não dependem de condições climáticas permite que o despacho seja feito de forma centralizada pela a Operadora Nacional do Sistema (ONS).

A priorização da utilização de energia provinda de recursos hídricos está relacionada ao chamado “Despacho por Ordem de Mérito”. Visando atender a carga demandada SIN, a ONS prioriza as usinas com o menor Custo Variável Unitário (CVU). Primando pelo princípio da modicidade tarifária, o modelo utilizado pela ONS busca otimizar os custos do sistema, ponderando o “custo da água” e o CVU de UTEs, permitindo que durante períodos secos haja o despacho de UTEs para reabastecer os reservatórios.

“Desta forma, em anos de hidrologias típicas, a usina termoeletricas movida a combustíveis fosseis exercem função de backup do sistema elétrico e, como consequência, o despacho em anos de hidrologia normal do parque térmico, a exceção das termoeletricas, tende a ser pouco intenso.” (GESEL, 2015, p. 9)

Constata-se, portanto, que apesar do crescimento recente da participações de ativos de geração eólica em leilões, a matriz hídrica ainda é dominante no Brasil. Essa dominância se deve principalmente ao fato de que “historicamente, dada a sua hidrografia abundante associada à expertise adquirida e cadeia produtiva internamente nacional, a matriz elétrica brasileira é baseada essencialmente no aproveitamento dos recursos hídricos.” (GESEL, 2015).

III.2 Geração de Energia Hídrica

A Energia Hídrica ou Hidráulica é gerada à partir da utilização da energia potencial (quedas d’água) ou da energia cinética proveniente das correntes de águas em rios e marés, sendo gerada a partir da rotação das pás da turbina. Segundo o Atlas de Energia Renováveis da ANEEL (2008), apesar da controvérsia gerada pela necessidade de represamento de rios para otimizar o aproveitamento energético de uma área e, portanto, provocando o alagamento de áreas verdes, esta modalidade de geração de energia é considerada uma fonte limpa. Isso, por não haver queima de combustíveis fósseis e pouca emissão de gases poluentes durante o processo de geração.

A usina hidrelétrica tradicional é composta por sistema de captação e adução de água, casa de força, gerador, transformador, barragem e do vertedouro. Para melhor identificar as

principais diferenças entre PCHs e UHEs, será enfatizado o papel da barragem e do vertedouro, uma vez que, de forma direta ou indireta, indicam a disparidade de custos envolvendo os dois tipos de ativos.

Como descreve o Atlas ANEEL (2008), A barragem é utilizada para interromper o curso original do rio, tendo dois desdobramentos. Uma vez que se acumula água atrás da barragem, “se estoca energia” em forma de água. Ao se estocar água, a massa se acumula acentuando o desnível da área, aumentando a altura da queda e conseqüentemente a energia potencial. Além disso, barragens permitem um maior controle do fluxo do rio, possibilitando que manobras sejam realizadas para que se acumule água em períodos de chuva e, dessa forma, regularizando a vazão nos períodos de estiagem.

Existem usinas hidrelétricas que não possuem reservatórios. Essas são conhecidas como usinas “a fio d`água”, cujo o desnível do rio e a massa de água são suficientes para gerar velocidade necessária para rodar as pás das turbinas. Como não utilizam grandes reservatórios de água, essas usinas constituem opção mais sustentável, pois a estrutura das barragens é reduzida e o tamanho das áreas alagadas passa a ser menor ou mesmo inexistente.

O vertedouro, por sua vez, é o sistema que permite a saída da água quando o nível no reservatório ultrapassa os limites predeterminados pelo órgão regulador.

III.2.1 Pequenas Centrais Hidrelétricas

Conforme determinado pela Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL (2005) em resolução nº 394 - 04-12-1998, uma PCH é toda usina hidrelétrica de pequeno porte, cuja a capacidade instalada seja superior a 1.000 kilo watts e inferior a 30.000 kilo watts (kW).

De acordo com a Secretaria de Minas e Energias (SME,2014), uma PCH se caracteriza por ser utilizada em rios de pequeno e médio portes, que possuam desníveis significativos em sua extensão, operando na grande maioria das vezes a fio d`água. Ou seja, sem um reservatório que permita a regulagem do fluxo d`água. Isso significa que durante o período de chuvas intensas é possível que seja necessária a abertura do vertedouro e, em períodos de estiagem, o volume de água não seja suficiente para movimentar as pás da turbina.

A principal consequência é o maior custo da energia elétrica produzida em PCHs, caso comparados ao de uma UHE de grande porte, aonde a disposição da barragem permite o uso mais eficiente da água disponível.

Conforme consta no Caderno Técnico da ANEEL, dos pontos de vista ambiental e de segurança do sistema, as PCHs apresentam vantagens interessantes. A operação à fio d'água por definição não requer que áreas verdes sejam alagadas e, devido ao seu menor porte, podem ser construídas próximas aos locais de consumo e integradas ao sistema elétrico da região. Assim, segundo ANEEL (2017), apesar de serem menos eficientes do ponto de vista do aproveitamento d'água, podem compensar parcialmente por não utilizarem o sistema de transmissão, resultando de economia de investimentos relacionados conexão direto a distribuidora.

III.3 A Venda de Energia

Entre os anos de 2003 e 2004, o governo federal promoveu uma grande mudança estrutural no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) através da criação de novas instituições, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Desta forma, o setor seria monitorado, contribuindo para um ambiente mais seguro.

Segundo o MME e a ONS, o objetivos da então criação do novo modelo são o de assegurar a eficiência na operação e prestação do serviço aos consumidores, garantir a modicidade tarifária e, conseqüentemente, servir como veículo de inserção social através da universalização de atendimento, além de criar um ambiente regulatório estável que seja estímulo à concorrência, mostrando-se atrativo ao ingresso de novos investimentos privados no setor.

III.3.1 Ambientes de Contratação

A partir da de 2004 a comercialização de energia elétrica passou a ser feita em dois ambientes distintos, sendo atribuição da CCEE realizar contabilização de todas as operações de compra e venda de energia. É importante ressaltar que a energia elétrica é um bem fungível. Isso é, quando uma distribuidora atende a demanda do SIN, ela não está fornecendo exatamente a energia gerada pela contraparte do seu contrato de compra. Portanto, também ficou a cargo da CCEE a liquidação financeira dos contratos.

III.3.1.1 O Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Segundo a CCEE, no Ambiente de Contratação Livre (ACL), geradores, comercializadores e consumidores livres têm liberdade para negociar a compra de energia, estabelecendo volumes, preços e prazos de fornecimento em contratos bilaterais. Essas operações são pactuadas por meio de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre ou Power Purchase Agreements (PPA). Tais contratos são registrados na Câmara de Comercialização, responsável por realizar a liquidação financeira das diferenças entre os montantes contratados e os montantes efetivamente consumidos.

Dentre os principais compradores de energia no ACL estão fábricas, shoppings centers, empresas de transporte ferroviário que, de uma forma geral, possuem liberdade de escolha na compra de energia. As transações geralmente podem acontecer pelo contato direto entre as partes ou por intermédio de comercializadoras, que apesar de gerar um custo extra ao sistema, também conferem liquidez a esse mercado.

III.3.1.2 Ambiente de Contratação Regulada – ACR

Segundo CCEE (2017), o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) foi criado para a comercialização de energia entre as distribuidoras e os clientes cativos (ou regulados). Os contratos firmados neste ambiente seguem uma série de regras no que diz respeito ao preço da energia, ao submercado de registro do contrato e ao prazo de atendimento de suprimento.

A CCEE, por delegação da ANEEL, realiza os leilões de energia, instrumento pelo qual o governo coordena a expansão do seu parque gerador. Existem diversas modalidades de leilões de energia, sendo as principais os Leilões de Energia de Reserva (LER), que visam a renovação de contratos, e o Leilões de Energia Nova (LEN), que são utilizados para atender ao aumento de carga das distribuidoras, comercializando energia de usinas que estão em desenvolvimento ou prontos para serem construídos. Também, se diferenciam de acordo com o prazo para o início da entrega de energia, sendo de um, três ou cinco anos após a data de realização do leilão (A-1, A-3 e A-5)

O Mercado Regulado permite que a venda de energia seja realizada antes mesmo do começo da construção de um ativo. Assim, proporciona maior segurança para investidores ao permitir cálculos de fluxo de caixa futuro

III.3.1.3 Mercado de Curto Prazo

A geração de energia hidráulica envolve muitas incertezas de ordem climática. Mesmo com todos os estudos de inventário de rios e previsão de hidrologia, a geração pode ser menor do que a esperada. Desta forma, a CCEE é responsável por comparar a geração real de energia com os contratos de compra e venda de um empreendimento. Uma vez contabilizadas diferenças entre o que foi produzido e o que foi contratado, as diferenças são liquidadas no Mercado de Curto Prazo. Embora os contratos sejam quantificados em energia, a liquidação das diferenças é feita financeiramente, sendo o preço do MWh valorado pelo Preço de Liquidação de Diferenças ou PLD. Assim, não há contratos no Mercado de Curto Prazo ocorrendo de forma multilateral, conforme as Regras de Comercialização.

A CCEE explica que “O PLD é calculado semanalmente pela CCEE para cada patamar de carga e para cada submercado. O PLD tem como base o Custo Marginal de Operação, limitado por preços máximo e mínimo vigentes para cada período de duração e para cada submercado”

III.4 Particularidades do SEB

III.4.1 Garantia Física

Conforme definido por ANEEL (2017), a Garantia Física ou Energia Assegurada de um ativo de geração de energia é a produção máxima de energia capaz de ser mantida continuamente pelas usinas hidrelétricas no longo prazo.

Ela é calculada a partir da estimativa das centenas de milhares de sequencias de vazões possíveis, admitindo um risco, ainda que ínfimo, do não atendimento da carga do SIN. Ou seja, o calculo da Garantia Física é feito de modo a admitir eventuais anos de racionamento.

Assim, a Garantia Física é uma aproximação de quanto o ativo gerará de energia com a periodicidade de um ano, no longo prazo. O método utilizado para o cálculo da Garantia Física de Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCHs) é definido pela portaria nº 463, de 3 de dezembro de 2009.

Somados os fatos de a Garantia Física ser uma aproximação da geração de longo prazo e a CCEE restringir a venda sem lastro físico de geração, entende-se o porquê desse parâmetro ser um dos mais importantes de um ativo de geração, apresentando relação direta

com o montante de energia disponível para a venda no ACR e impactando diretamente nos fluxos de receitas futuros do ativo.

III.4.2 O Mecanismo de Realocação de Energia – MRE

Conforme definido pela CCEE (2017), o “Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é a dinâmica financeira que visa o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os agentes de geração, buscando garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do Sistema Interligado Nacional (SIN)”. PCHs têm a opção de participar, ou não, do MRE, que funciona realocando contabilmente a energia produzida pelas usinas que tiveram um superávit de geração (Geração > Energia Assegurada) para aquelas que tiveram déficit (Geração < Energia Assegurada).

Assim como a Energia Assegurada, o MRE também é uma particularidade do setor elétrico brasileiro. Ambos os conceitos estão intimamente relacionados e são um desdobramento das dimensões e características territoriais do Brasil que, pode apresentar diferentes regimes hidrológicos entre suas distintas regiões, permite que na mesma época do ano estejam ocorrendo períodos secos e úmidos. Além disso, a disposição em cascata de grande parte das usinas no Brasil faz com que a geração ótima de uma usina muitas vezes não seja a geração ótima do sistema como um todo. Por isso, o Operador Nacional do Sistema (NOS) centraliza as ordens de despacho.

Isso significa que o despacho de uma usina no topo do rio poderia implicar em uma redução da produção em outra ao longo de sua extensão. Como explica a CCEE, (2017),

“o MRE assegura que, no processo da contabilização na CCEE, todas as usinas participantes recebam seus níveis de garantia física independentemente de sua geração real de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da garantia física do Sistema Interligado Nacional (SIN)”.(CCEE, 2017 p. 8)

Em outras palavras, o MRE realoca a energia entre os integrantes do mecanismo, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas para aqueles que geraram abaixo.

CAPÍTULO IV – ESTUDO DE CASO

A premissa central desta avaliação é o estudo de viabilidade financeira da construção de uma PCH, levando em consideração os recursos disponíveis no mercado de crédito e o histórico do mercado de energia brasileiro sob a ótica de um investidor. Com a finalidade de trazer aderência as premissas utilizadas na modelagem financeira, resultando em uma análise fidedigna à realidade brasileira, serão utilizados os parâmetros técnicos do projeto da PCH Cachoeira das Almas, localizada no Rio do Sono, nos municípios de João Pinheiro e Buritizeiro, no Estado de Minas Gerais, sob o Código Único de Empreendimento de Geração (CEG) PCH.PH.MG.037421-0.01.

O início se dará pelos custos irrecuperáveis associados ao desenvolvimento de uma PCH e ao Custo de Construção do ativo. Em posse das informações técnicas de construção serão projetadas de receitas provenientes da venda de energia no Mercado Regulado, por meio de Leilões. Logo após, serão abordados os custos de Operação, Manutenção e Administração, bem como tarifas específicas do setor elétrico. Este estudo também prevê a necessidade de reinvestimentos na usina, fazendo frente à repreciação inerente à constante utilização de bens de capital. Neste estudo de caso, para fins de simplificação, foram assumidas premissas macroeconômicas estáveis ao longo do período de operação comercial.

Em posse dessas informações, já é possível estimar o fluxo de caixa deste projeto e, portanto, a Taxa Interna de Retorno (TIR). Será arbitrado um prêmio de risco de 6,75%, resultando em um Custo de Capital Próprio (K_e) de 16%, a ser utilizado para comparação com a TIR.

Após a obtenção do VPL do projeto, será feita uma nova avaliação levando em consideração a alavancagem do ativo via Project Finance, de acordo com as condições de financiamento disponíveis no mercado até o primeiro semestre início de 2017, obtendo, assim, a TIR do acionista/investidor.

O objetivo deste estudo é fazer uma análise de sensibilidade sobre a TIR do acionista, comparando a realidade atual do mercado de crédito com possíveis cenários de financiamento de ativos de geração de energia renovável, em 2018.

IV.1 - Fase de Desenvolvimento

O projeto Cachoeira das Almas já se encontra na fase final do desenvolvimento, restando apenas a venda de energia em um leilão para o início de sua construção. O fluxo abaixo, respaldado pela Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas² (CERPCH) e pela Associação de Produtores de Energia de Santa Catarina (APESC), ilustra os processos administrativos e regulatórios envolvendo o desenvolvimento de uma PCH, desde a identificação da oportunidade comercial até o início da sua implantação .

Figura 3 - Fluxograma de Desenvolvimento



Fonte: CERPCH (2017), adaptado pelo autor

A primeira etapa (Fluxograma Item - 1) para a implantação de uma PCH está ligada ao local aonde o ativo será construído. O levantamento de campo (Fluxograma Item -2)

² Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas – (CERPCH): “Está localizado na Universidade Federal de Itajubá – Unifei, foi criado com objetivo a disseminação de informações e difusão de referências e serviços sobre programas, projetos, pesquisas, desenvolvimentos científicos e tecnológicos do aproveitamento energético de energias renováveis. Adotando o mecanismo das redes de cooperação, coordenadas por centros de referência, que têm a incumbência de recolher, organizar e difundir informações, bem como fomentar e dinamizar as atividades técnico-científicas e de desenvolvimento.”

preliminar conta com avaliação topográfica, geográfica e ambiental e serve como primeiros insumos para elaboração de um projeto. Se confirmado o potencial hidrelétrico preliminar, o avaliador deve proceder com o Estudo de Inventário do Rio (Fluxograma Item – 4).

De acordo com a Resolução Normativa nº. 42 /10, o estudo de inventário é a medição do potencial hidrelétrico de bacia hidrográfica, mediante a análise de alternativas de divisão de quedas, da identificação do aproveitamento ótimo de recursos e da identificação de impactos sobre o meio ambiente e sobre outros usos dos recursos hídricos.

Esta etapa, é fundamental do ponto de vista regulatório e antecede qualquer tipo de licenciamento ou concessão, uma vez que é dever da agência reguladora analisar o custo benefício da exploração de um potencial hidráulico e se certificar de que recursos naturais não estarão sendo subutilizados e impactos ambientais serão mitigados.

Uma vez finalizado o estudo de inventário e comprovado o potencial hidrelétrico do local, se dá início ao estudo de viabilidade. Nesta etapa, é do interesse do empreendedor estabelecer uma estrutura otimizadora a fim de identificar se a usina será operada remotamente e se é possível obter sinergias com ativos próximos, levando em conta os aspectos técnicos, econômicos e ambientais.

O projeto básico exige um detalhamento maior. Ele inclui o dimensionamento da central geradora e das obras de infraestrutura a serem realizadas, a utilização de barragens ou reservatórios e seus impactos na dinâmica do local de construção. Tal projeto é o principal insumo da elaboração de um orçamento preliminar, pois estima com mais precisão a necessidade de obras civis, o layout da central geradora e, conseqüentemente, a quantidade de turbina, modelo e etc.

Em 2015 houve uma mudança no certame burocrático envolvendo o aceite do projeto básico. Atualmente a ANEEL se restringe a aprovação do ponto de vista regulatório, verificando se o projeto básico foi elaborado de acordo com o potencial hidráulico da localidade e utilizando as partições de quedas como definidos nos estudos de inventário.

Uma vez verificada a aderência entre o inventário e o projeto básico, a Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração (SCG) permitirá que o empreendedor dê entrada no Licenciamento Ambiental de Instalação (LI). Por fim, a outorga

será concedida após a entrega de uma série de documentos previstos na Resolução ANEEL Nº 673/2015.

IV.1.2 Licenciamento Ambiental

Conforme já mencionado anteriormente, PCHs se comparadas à UHEs, apresentam baixos impactos ambientais por ocupar área reduzida e também pelo curto tempo de implantação. Entretanto, durante o desenvolvimento, construção e operação de um ativo deste tipo persistem riscos significativos do ponto de vista ambiental, como interferências na migração de peixes e inundação de áreas agricultáveis, de modo que o processo para obtenção de licença é dividido em 3 principais partes: Licença Prévia (LP), Licença de Instalação (LI) e Licença Operação (LO).

Esta sessão tem por foco principal as questões ambientais relacionadas às PCHs. O presente estudo analisa as diversas etapas burocráticas exigidas desde a concepção do empreendimento até o início de sua operação. A informação disposta aqui tem como fonte o Portal de Licenciamento do INEA e a RESOLUÇÃO CONAMA nº 237, de 19 de dezembro de 1997.

O processo para retirada da LP inicia quando o projeto já possui um aproveitamento hídrico estabelecido (Fluxograma 01 - Item 4 e 5). A LP é concedida ao empreendimento em fase preliminar e tem como intenção indicar que de fato há viabilidade ambiental de se constituir um empreendimento na região. A LP também estabelece um rol de requisitos a serem cumpridos, estabelecendo o atendimento dessas exigências como condição precedente a obtenção de futuras licenças.

IV.2 Premissas do Modelo Financeiro

IV.2.1 Custos de Construção e Desenvolvimento e Custos Irrecuperáveis

Conforme descrito no item “III.1 – Fase de Desenvolvimento” existe um longo caminho técnico e burocrático a ser percorrido desde a identificação de uma oportunidade da criação de um empreendimento, até a obtenção de todas as aprovações pelos órgãos reguladores, resultando na construção e, por fim, no início de operação comercial. Do ponto de vista do investidor, isto representa um grande Custo de Transação³. Isso porque, caso o

³ Teoria dos Custos de Transação: Indica que empresas possuem além dos custos de produção, custos associados a racionalidade limitada dos agentes e propensão a praticas oportunas. Neste caso se refere ao custo extra que o investidor incorrerá para monitorar a interação entre o empreendimento e os órgão

projeto não se conclua, todo o investimento feito até o então será Custo Afundado^{4*} (*Sunk Cost*). Em última análise, isto representa risco para o investidor e significa que o retorno exigido para iniciar o processo de desenvolvimento de um ativo, como uma PCH, será maior.

Para mitigar os custos de transação decorrentes da elaboração de um orçamento preliminar, é comum que investidores adotem múltiplos e parâmetros na modelagem financeira. Como premissa, será adotado o custo de R\$9,0 milhões por MW e a distribuição da tabela abaixo (valores com data base de janeiro de 2017):

Tabela 5 - Resumo de Desenvolvimento e Construção

Custo Irrecuperáveis	
Desenvolvimento	8.000

Custo de Construção (Mil Reais/MW)	
R\$/MW	9.000
Capacidade Instalada (MW)	28
Custo Total	260.000

Detalhamento dos Custos de Construção		
Item	% do Total	Custo R\$/MW
Desenvolvimento	3%	8.000
Engenharia	3%	7.800
Obras Civis	50%	130.000
Subestação	25%	65.000
Transmissão	3%	7.800
Ambiental	3%	7.800
Desflorestamento	2%	5.200
Aquisição de Terrano	2%	5.200
Empregados	2%	5.200
Despesas Pre-Operacionais	2%	5.000
Seguros	1%	2.600
Equipamento para Reposição	1%	2.600
Outros (Viagens, Documentacao)	3%	7.800
Total	100%	260.000

reguladores e dedicar grande quantidade de tempo para obtenção de informações mais detalhadas do que a necessidade momentânea

⁴ Custos que uma vez realizados não podem ser recuperados por não apresentarem valor de troca ou qualquer utilidade

No projeto PCH Cachoeira das Almas, todo o tramite de desenvolvimento gerou um custo de R\$ 8 milhões e a construção foi orçada em R\$ 260 milhões, a serem gastos durante um período médio de construção de 2 anos.

IV.2.2 Geração

Na fase de desenvolvimento do Projeto Básico, em posse do desenho preliminar da usina e do estudo hidrológico, já se pode estimar a potencial geração da PCH a ser construída. No quadro abaixo está representado um resumo dos parâmetros de geração do Projeto PCH Cachoeira das Almas:

Tabela 6 - Parâmetros Técnicos

Capacidade Instalada (MW)	28
Garantia Física (MWa)	17
Fator de Capacidade	60%
Perdas	3%
Fator de Capacidade Líquido de Perda	58%
Total de Horas Anuais	8760
MWh	142.753

A Capacidade Instada do projeto de PCH Cachoeira das Almas, conforme registrado no Despacho 230/07 da ANEEL, é de 28MW. Para fins de simplificação, será utilizada a média de fator de capacidade de 60%, resultando em uma Garantia Física de aproximadamente 17 Megawatt Average ou Megawatt Médio (MWa).

Incidindo sobre este fator de capacidade, será considera uma redução 3%, referente à perdas internas, perdas até o ponto de conexão e rateio das perdas relacionadas ao sistema de transmissão/distribuição, resultando em um Fator de Capacidade Líquido de 58%. Dessa forma, a PCH Cachoeira das Almas terá disponível para venda um total de 147.168 MWh.

IV.2.3 Receita

Conforme mencionado no item “II.3.1 Ambientes de Contratação” a premissa mais aderente com este estudo é a da venda de energia por meio de um Leilão de Energia Nova, considerando um Leilão A-3, a fim que o fluxo de receita comece o quanto antes. De acordo com as regras do Leilão de Energia Nova, realizado em Agosto de 2015 e dispostas no Anexo 2 do Edital, toda a energia assegurada será vendida dentro do âmbito do contrato durante o

período de autorização do ativo, totalizando 142,8 GWh. Não serão levados em conta desvios de geração, portanto, nenhuma diferença será liquidada via tarifas PLD ou TEO. Considerando que a PCH terá sua construção iniciada após a assinatura do contrato de venda de energia, e que a média de tempo para a construção da usina é de 2 anos. Portanto a energia passará a ser entregue a partir do Ano 3 e se encerrará no final do prazo da autorização.

Para a avaliação financeira preliminar, será utilizado o mais elevado valor vendido no LEN 2015, R\$183/MWh, base agosto de 2015, ou R\$203,93/MWh, base julho de 2017. Para fins de simplificação, consideraremos este o preço de venda em janeiro de 2018. Segundo as regras do contrato, este preço é atualizado anualmente pelo IPCA.

Tabela 7 - Ajuste de Preço

Preço LEN Ago/2015 (1)	183,00
IPCA acumulado Ago 2015	1.120
IPCA acumulado Jul 2017	1.248
Fator de Ajuste de Preço (2)	1,11
Preço Utilizado no Modelo (1*2)	203,93

IV.2.4 Prazos para exploração do empreendimento

As PCHs operam sob o regime de autorização, outorga concedida pela ANEEL com prazo de 30 anos, podendo ser renovado. Nos últimos anos, o tempo de renovação da autorização vem sofrendo algumas mudanças. Antes da lei MP 735 (Lei 13.360/16), a renovação se dava por 20 anos. Entretanto, este prazo foi estendido mediante ao pagamento de tarifas outrora isentas. Para fins de simplificação, esta avaliação considerará o prazo inicial de 30 anos de autorização.

Tabela 8 - Prazos

Prazo de Autorização	30 anos
Período de Construção	2 anos
Período de Operação Comercial	28 anos

IV.2.5 Despesas do Empreendimento

Despesas de Manutenção e Operação e Administrativo, também chamadas de OPEX (Operations Expenses) são inerentes ao funcionamento de qualquer negócio e, somadas aos reinvestimentos feitos no ativo, representam a maior parte de despesas com efeito no caixa.

São enquadrados em despesas de Operação os gastos com segurança, limpeza, salários da equipe de monitoramento do ativo, seguros, ferramentas e despesas ambientais. Já as despesas de Manutenção são serviços rotineiros de cuidados com o ativo, como reparos menores, inspeções e adequações. Já os custos Administrativos, incluem as despesas que servem de apoio à operação, como gastos com escritório, telefonia, informática, centro de controle, viagens, etc.

Assim como nos custos de construção, será utilizado o sistema de múltiplos de R\$15.000/MWh.

IV.2.6 Encargos

PCHs possuem tarifas específicas referentes ao uso das redes de distribuição e transmissão.

A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) é um encargo pago de acordo com a potência instalada medida em reais por kilowatt mês. Um dos incentivos das PCHs recai sobre esse encargo em que há 50% de desconto no valor da tarifa. O valor pago depende da distribuidora da região. Ao contrário de UHEs, que são cobradas encargos do sistema de Transmissão, PCHs possuem a vantagem de estarem mais próximas ao consumidor final. Portanto, podem se conectar diretamente na rede de distribuição. Conforme despacho 2.014/1, a TUSD homologada para repasse a CEMIG-D é de R\$4,4/kW/mês.

Além da TUSD, também há a Taxa de Fiscalização da ANEEL: é cobrada uma taxa fixa mensal de 0,5% sobre a receita bruta pela ANEEL.

Tabela 9 - Resumo de Encargos

TUSD - CEMIG-d - (kW/mês)	4,4
Desconto PCH	50,0%
Taxa ANEEL (% Receita)	0,5%

IV.2.7 Investimentos de Manutenção (CAPEX)

Também chamadas de despesas capitalizáveis ou depreciáveis, representam o reinvestimentos feitos para o reparo da depreciação dos bens de capital. Estas despesas não são realizadas ao longo de todo o período de atividade comercial, uma vez que, do ponto de vista financeiro, não há razão para continuar fazendo melhorias em bens completamente depreciados ou próximos ao seu fim de atividade comercial. Para este estudo, a premissa de Investimentos de manutenção é da ordem de R\$150.000/ano.

IV.2.8 Imposto de Renda e sobre Receita

Com base na programação de receita já é possível obter uma estimativa da Receita Bruta do Empreendimento, da ordem de R\$ 30 milhões, que se enquadra no regime do Lucro Presumido, previsto na Lei 12.814/2013. Tal regime abrange negócios com o faturamento inferior a R\$ 78 milhões. Desta forma, há o recolhimento da Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL), incidindo 9% sobre o total tributável de 12% da receita bruta, bem como do Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica (IRPJ), incidindo 25% sobre a base tributável de 8% da receita bruta.

Tabela 10 - Imposto de Renda

CSLL	1,1%
Base Tributável sobre Receita Bruta	12%
Alíquota	9%
IRPJ	2,0%
Base Tributável sobre Receita Bruta	8%
Alíquota	25%
Total Imposto de Renda	3,1%

IV.2.9 Premissas Macroeconômicas

Para fins de simplificação, tanto os contratos de venda de energia, quanto as despesas de OPEX, Tarifas e CAPEX terão seus valores monetários ajustados anualmente pelo IPCA. Será adotada a inflação anual de 4,0% linear, correspondente ao Centro da Meta de Inflação, divulgada pelo Comitê Monetário Nacional em 29/06/2017.

IV.2.10 CAPM

Considerando a taxa Selic como taxa livre de risco (9,25%), para fins de simplificação, será utilizada o prêmio de risco atribuído pela Brookfield Energia Renovável a projetos hídricos do perfil da PCH Cachoeira das Almas, que são 6,75%. A metodologia utilizada pela empresa leva em consideração a ponderação à exposição aos riscos inerentes ao projeto, como: riscos dos atrasos de licenciamento ambiental, riscos geológicos, técnicos, ambientais, bem como a incoerência de acidentes durante a construção. Por outro lado, a operação comercial de PCHs apresenta vantagens se comparadas a outros tipos de empreendimento. Dada a estruturação de venda de energia no ACR, é possível vender 100% da energia assegurada por todo o período de operação comercial, tendo os preço de venda indexado ao IPCA. Os riscos de geração são mitigados pelo MRE, que, de fato, é um seguro de geração. Sendo assim, do ponto de vista da estimativa de receita, trata-se de um empreendimento altamente previsível, tendo exposição somente ao risco de crédito da contraparte.

IV.3 - FINANCIAMENTO

O financiamento é uma fonte fundamental de recursos para o investimento em infraestrutura no Brasil por diferentes razões. Dentre elas, o alto custo de capital das empresas no Brasil vista a taxa básica de juros historicamente elevada, fato que pode ser creditado ao histórico inflacionário do país. Além do estoque de infraestrutura nacional deficitário, que gera um ambiente propício a políticas públicas de incentivo, resultando em uma alta possibilidade de alavancagem financeira visa vis o baixo custo de financiamento.

IV.3.1 BNDES

Fundado em 1952, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), é um dos maiores bancos de desenvolvimento do mundo e, hoje, o principal instrumento do Governo Federal para o financiamento de longo prazo e investimento em todos os segmentos da economia brasileira. O apoio do BNDES se dá por meio de financiamentos a projetos de investimentos, aquisição de equipamentos e exportação de bens e serviços (BNDES, 2016).

O BNDES possui diversas linhas de crédito, dentre elas o BNDES automático, o Finame Financiamento a Empreendimentos (Finem), BNDES automático; • Financiamento de Máquinas e Equipamentos (Finame), Finame leasing, Apoio à exportação (BNDES-exim), e Subscrição de valores mobiliários. No que tange ao setor de geração de energia elétrica, o BNDES oferece o Finem – Infraestrutura – Geração de Energia. Esta linha de crédito é destinada para expansão e modernização da infraestrutura de geração de energia a partir de fontes hidráulica, solar, eólica e termelétricas a gás natural no país através do *Project Finance*.

IV.3.1.1 Project Finance

Project Finance é uma modalidade específica de financiamento de projetos. AZEREDO (1999, p. 27) afirma que

“a principal característica que distingue um Project Finance de um financiamento corporativo de projetos é o fato de sua principal garantia ser o próprio projeto – suas receitas e seus ativos. Diferentemente de um financiamento de projetos com empréstimos corporativos, a versão mais pura dessa modalidade não requer apresentação de garantias pelos patrocinadores do projeto (seus acionistas).” (AZEREDO, 1999, p. 27).

A projeto em desenvolvimento poder ser a garantia do financiamento representa uma grande vantagem para o acionista, uma vez que reduz o risco envolvido na operação, visto que não há necessidade de envolver um ativo saudável em uma operação nova, diminuindo o risco sistêmico dentro do portfólio do investidor. Além disso, a não exigência de garantias reduz o custo total do financiamento, uma vez que, caso o investidor opte por não envolver outros ativos em uma nova operação, esse arcaria com despesas financeiras referentes à contratação de instrumentos financeiros capazes de suprir esta necessidade, como Letras de Crédito e Seguros Garantia.

Outro fator importante que diferencia o Project Finance das demais modalidades de empréstimo é, segundo Azeredo

“(..) que o financiamento é promovido fora do balanço dos Patrocinadores (off-balance sheet). Enquanto que em um empréstimo corporativo, para o financiamento de um projeto, a dívida contraída fará parte do passivo do promotor do projeto, um financiamento na modalidade Project Finance não alavancará o balanço do mesmo. (...)A vantagem de se estruturar o financiamento fora do balanço é corroborada pela possibilidade de se atingir

altos níveis de alavancagem - definida como a participação do valor da dívida no total de recursos aplicados no projeto - , regularmente de 70 a 80%.” (AZEREDO, 1999, p. 27).

Não à toa, constata-se que grande parte dos ativos de geração constituem uma Empresa por si só, ou Sociedade de Propósito Específico (SPE). A estratégia de alocar os ativos em empresas individuais também corrobora a ideia de redução de risco sistêmico dentro do portfólio do investidor.

IV.3.2 Condições de Financiamento

De acordo com BNDES (2017), a linha de crédito disponível para financiamento de para construção de PCHs é o “Finem – Infraestrutura – Geração de Energia”. Esta linha permite o financiamento do total de 70% do valor do projeto, a um custo de TJLP + 2,5%. Conforme indicado no Item IV.2.9 (pág.39), , serão adotadas premissas macroeconômicas estáveis ao longo do período de operação da PCH Cachoeira das Almas. O sistema de amortização adotado foi o Sistema de Amortizações Constantes (SAC) durante um total de 20 anos. Além disso, o Finem permite que o tomador do empréstimo somente comece a pagar seis meses após o início da operação comercial do ativo, uma vez que um dos princípios básicos do *Project Finance* é que o financiamento seja pago com as próprias receitas. Abaixo segue a tabela com o resumo das premissas de financiamento:

Tabela 11 - Resumo do Financiamento

i. Montante a ser Financiado	184.203.209
i.i.Custo Total da Obra	263.147.441
i.i.i.Custo da Obra + Desenvolvimento	260.000.000
i.i.ii Inflacao Durante o Período de Construcao	3.147.441
ii. Percentual Financiavel	70%
iii. Indexador de Juros	TJLP
iv. Taxa	7,0%
v. Spread	2,5%
vi. Amortizacao	SAC
vii. Carência	6 meses
viii. Prazo	20 anos

IV.4. Análise de Projeto

Todo o fluxo de caixa apresentado neste tópico tem como premissas financeiras os itens explicitados no tópico anterior. Para a questão da temporalidade, estabelece-se que o “Ano 1” ou “Const-1” é equivalente ao exercício financeiro de 2018.

IV.4.1 Fluxo de Caixa do Projeto

Figura 4 - Fluxo de Caixa do Projeto

Fluxo de Caixa do Acionista

C. das Almas VALUATION R\$'000	PV 2017	Develop-1 2017	Const-1 2018	Const-2 2019	Início de Operação											Year-31 2050																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
					Ano-1 2020	Ano-2 2021	Ano-3 2022	Ano-4 2023	Ano-5 2024	Ano-10 2029	Ano-15 2034	Ano-20 2039	Ano-25 2044	Ano-30 2049																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
Fator de Inflação	-	1,00	1,05	1,09	1,14	1,19	1,25	1,30	1,36	1,40	1,46	1,51	1,56	1,61	1,66	1,71	1,76	1,81	1,86	1,91	1,96	2,01	2,06	2,11	2,16	2,21	2,26	2,31	2,36	2,41	2,46	2,51	2,56	2,61	2,66	2,71	2,76	2,81	2,86	2,91	2,96	3,01	3,06	3,11	3,16	3,21	3,26	3,31	3,36	3,41	3,46	3,51	3,56	3,61	3,66	3,71	3,76	3,81	3,86	3,91	3,96	4,01	4,06	4,11	4,16	4,21	4,26	4,31	4,36	4,41	4,46	4,51	4,56	4,61	4,66	4,71	4,76	4,81	4,86	4,91	4,96	5,01	5,06	5,11	5,16	5,21	5,26	5,31	5,36	5,41	5,46	5,51	5,56	5,61	5,66	5,71	5,76	5,81	5,86	5,91	5,96	6,01	6,06	6,11	6,16	6,21	6,26	6,31	6,36	6,41	6,46	6,51	6,56	6,61	6,66	6,71	6,76	6,81	6,86	6,91	6,96	7,01	7,06	7,11	7,16	7,21	7,26	7,31	7,36	7,41	7,46	7,51	7,56	7,61	7,66	7,71	7,76	7,81	7,86	7,91	7,96	8,01	8,06	8,11	8,16	8,21	8,26	8,31	8,36	8,41	8,46	8,51	8,56	8,61	8,66	8,71	8,76	8,81	8,86	8,91	8,96	9,01	9,06	9,11	9,16	9,21	9,26	9,31	9,36	9,41	9,46	9,51	9,56	9,61	9,66	9,71	9,76	9,81	9,86	9,91	9,96	10,01	10,06	10,11	10,16	10,21	10,26	10,31	10,36	10,41	10,46	10,51	10,56	10,61	10,66	10,71	10,76	10,81	10,86	10,91	10,96	11,01	11,06	11,11	11,16	11,21	11,26	11,31	11,36	11,41	11,46	11,51	11,56	11,61	11,66	11,71	11,76	11,81	11,86	11,91	11,96	12,01	12,06	12,11	12,16	12,21	12,26	12,31	12,36	12,41	12,46	12,51	12,56	12,61	12,66	12,71	12,76	12,81	12,86	12,91	12,96	13,01	13,06	13,11	13,16	13,21	13,26	13,31	13,36	13,41	13,46	13,51	13,56	13,61	13,66	13,71	13,76	13,81	13,86	13,91	13,96	14,01	14,06	14,11	14,16	14,21	14,26	14,31	14,36	14,41	14,46	14,51	14,56	14,61	14,66	14,71	14,76	14,81	14,86	14,91	14,96	15,01	15,06	15,11	15,16	15,21	15,26	15,31	15,36	15,41	15,46	15,51	15,56	15,61	15,66	15,71	15,76	15,81	15,86	15,91	15,96	16,01	16,06	16,11	16,16	16,21	16,26	16,31	16,36	16,41	16,46	16,51	16,56	16,61	16,66	16,71	16,76	16,81	16,86	16,91	16,96	17,01	17,06	17,11	17,16	17,21	17,26	17,31	17,36	17,41	17,46	17,51	17,56	17,61	17,66	17,71	17,76	17,81	17,86	17,91	17,96	18,01	18,06	18,11	18,16	18,21	18,26	18,31	18,36	18,41	18,46	18,51	18,56	18,61	18,66	18,71	18,76	18,81	18,86	18,91	18,96	19,01	19,06	19,11	19,16	19,21	19,26	19,31	19,36	19,41	19,46	19,51	19,56	19,61	19,66	19,71	19,76	19,81	19,86	19,91	19,96	20,01	20,06	20,11	20,16	20,21	20,26	20,31	20,36	20,41	20,46	20,51	20,56	20,61	20,66	20,71	20,76	20,81	20,86	20,91	20,96	21,01	21,06	21,11	21,16	21,21	21,26	21,31	21,36	21,41	21,46	21,51	21,56	21,61	21,66	21,71	21,76	21,81	21,86	21,91	21,96	22,01	22,06	22,11	22,16	22,21	22,26	22,31	22,36	22,41	22,46	22,51	22,56	22,61	22,66	22,71	22,76	22,81	22,86	22,91	22,96	23,01	23,06	23,11	23,16	23,21	23,26	23,31	23,36	23,41	23,46	23,51	23,56	23,61	23,66	23,71	23,76	23,81	23,86	23,91	23,96	24,01	24,06	24,11	24,16	24,21	24,26	24,31	24,36	24,41	24,46	24,51	24,56	24,61	24,66	24,71	24,76	24,81	24,86	24,91	24,96	25,01	25,06	25,11	25,16	25,21	25,26	25,31	25,36	25,41	25,46	25,51	25,56	25,61	25,66	25,71	25,76	25,81	25,86	25,91	25,96	26,01	26,06	26,11	26,16	26,21	26,26	26,31	26,36	26,41	26,46	26,51	26,56	26,61	26,66	26,71	26,76	26,81	26,86	26,91	26,96	27,01	27,06	27,11	27,16	27,21	27,26	27,31	27,36	27,41	27,46	27,51	27,56	27,61	27,66	27,71	27,76	27,81	27,86	27,91	27,96	28,01	28,06	28,11	28,16	28,21	28,26	28,31	28,36	28,41	28,46	28,51	28,56	28,61	28,66	28,71	28,76	28,81	28,86	28,91	28,96	29,01	29,06	29,11	29,16	29,21	29,26	29,31	29,36	29,41	29,46	29,51	29,56	29,61	29,66	29,71	29,76	29,81	29,86	29,91	29,96	30,01	30,06	30,11	30,16	30,21	30,26	30,31	30,36	30,41	30,46	30,51	30,56	30,61	30,66	30,71	30,76	30,81	30,86	30,91	30,96	31,01	31,06	31,11	31,16	31,21	31,26	31,31	31,36	31,41	31,46	31,51	31,56	31,61	31,66	31,71	31,76	31,81	31,86	31,91	31,96	32,01	32,06	32,11	32,16	32,21	32,26	32,31	32,36	32,41	32,46	32,51	32,56	32,61	32,66	32,71	32,76	32,81	32,86	32,91	32,96	33,01	33,06	33,11	33,16	33,21	33,26	33,31	33,36	33,41	33,46	33,51	33,56	33,61	33,66	33,71	33,76	33,81	33,86	33,91	33,96	34,01	34,06	34,11	34,16	34,21	34,26	34,31	34,36	34,41	34,46	34,51	34,56	34,61	34,66	34,71	34,76	34,81	34,86	34,91	34,96	35,01	35,06	35,11	35,16	35,21	35,26	35,31	35,36	35,41	35,46	35,51	35,56	35,61	35,66	35,71	35,76	35,81	35,86	35,91	35,96	36,01	36,06	36,11	36,16	36,21	36,26	36,31	36,36	36,41	36,46	36,51	36,56	36,61	36,66	36,71	36,76	36,81	36,86	36,91	36,96	37,01	37,06	37,11	37,16	37,21	37,26	37,31	37,36	37,41	37,46	37,51	37,56	37,61	37,66	37,71	37,76	37,81	37,86	37,91	37,96	38,01	38,06	38,11	38,16	38,21	38,26	38,31	38,36	38,41	38,46	38,51	38,56	38,61	38,66	38,71	38,76	38,81	38,86	38,91	38,96	39,01	39,06	39,11	39,16	39,21	39,26	39,31	39,36	39,41	39,46	39,51	39,56	39,61	39,66	39,71	39,76	39,81	39,86	39,91	39,96	40,01	40,06	40,11	40,16	40,21	40,26	40,31	40,36	40,41	40,46	40,51	40,56	40,61	40,66	40,71	40,76	40,81	40,86	40,91	40,96	41,01	41,06	41,11	41,16	41,21	41,26	41,31	41,36	41,41	41,46	41,51	41,56	41,61	41,66	41,71	41,76	41,81	41,86	41,91	41,96	42,01	42,06	42,11	42,16	42,21	42,26	42,31	42,36	42,41	42,46	42,51	42,56	42,61	42,66	42,71	42,76	42,81	42,86	42,91	42,96	43,01	43,06	43,11	43,16	43,21	43,26	43,31	43,36	43,41	43,46	43,51	43,56	43,61	43,66	43,71	43,76	43,81	43,86	43,91	43,96	44,01	44,06	44,11	44,16	44,21	44,26	44,31	44,36	44,41	44,46	44,51	44,56	44,61	44,66	44,71	44,76	44,81	44,86	44,91	44,96	45,01	45,06	45,11	45,16	45,21	45,26	45,31	45,36	45,41	45,46	45,51	45,56	45,61	45,66	45,71	45,76	45,81	45,86	45,91	45,96	46,01	46,06	46,11	46,16	46,21	46,26	46,31	46,36	46,41	46,46	46,51	46,56	46,61	46,66	46,71	46,76	46,81	46,86	46,91	46,96	47,01	47,06	47,11	47,16	47,21	47,26	47,31	47,36	47,41	47,46	47,51	47,56	47,61	47,66	47,71	47,76	47,81	47,86	47,91	47,96	48,01	48,06	48,11	48,16	48,21	48,26	48,31	48,36	48,41	48,46	48,51	48,56	48,61	48,66	48,71	48,76	48,81	48,86	48,91	48,96	49,01	49,06	49,11	49,16	49,21	49,26	49,31	49,36	49,41	49,46	49,51	49,56	49,61	49,66	49,71	49,76	49,81	49,86	49,91	49,96	50,01	50,06	50,11	50,16	50,21	50,26	50,31	50,36	50,41	50,46	50,51	50,56	50,61	50,66	50,71	50,76	50,81	50,86	50,91	50,96	51,01	51,06	51,11	51,16	51,21	51,26	51,31	51,36	51,41	51,46	51,51	51,56	51,61	51,66	51,71	51,76	51,81	51,86	51,91	51,96	52,01	52,06	52,11	52,16	52,21	52,26	52,31	52,36	52,41	52,46	52,51	52,56	52,61	52,66	52,71	52,76	52,81	52,86	52,91	52,96	53,01	53,06	53,11	53,16	53,21	53,26	53,31	53,36	53,41	53,46	53,51	53,56	53,61	53,66	53,71	53,76	53,81	53,86	53,91	53,96	54,01	54,06	54,11	54,16	54,21	54,26	54,31	54,36	54,41	54,46	54,51	54,56	54,61	54,66	54,71	54,76	54,81	54,86	54,91	54,96	55,01	55,06	55,11	55,16	55,21	55,26	55,31	55,36	55,41	55,46	55,51	55,56	55,61

Como se verifica no Fluxo de Caixa do Projeto, a Taxa Interna de Retorno do empreendimento é de 13,8% em termos nominais. Entretanto, este dígito “sozinho” não é suficiente para determinar se o investimento é viável ou não, se faz necessário compará-lo com o Custo de Capital (K_e), arbitrado em 16% no item “III. Estudo de Caso”. Como se pode verificar que $K_e > TIR$, este projeto não seria atrativo o suficiente para que o investidor optasse por sua construção. A interpretação para a não atratividade deste projeto também pode ser feita pela comparação com a taxa livre de risco 9,25%. Em última análise o investidor teria que estar disposto a correr os riscos inerentes a uma atividade comercial para obter um diferencial de rendimento de 4,5%.

Dado o preço de R\$203,93/MWh, foi provado que os fluxos de receita gerados pelo projeto não são capazes de cobrir as despesas com a construção, operação, manutenção, reinvestimentos e ainda gerar um retorno suficiente para o acionista.

Como vimos durante este estudo, a dinâmica do desenvolvimento de PCHs permite com que o potencial vendedor de energia ofereça a energia nos leilões livremente. Em posse do mesmo modelo financeiro, apenas como um exercício de hipótese, podemos calcular qual seria o preço de energia oferecido pelo dono da PCH Cachoeira das Almas para atingir sua taxa mínima de retorno.

Vê-se que o preço capaz de tornar o projeto PCH Cachoeira das Almas atrativo é de R\$240/MWh, equivalente a um ágio de aproximadamente 20% ao preço praticado no LEN-15 trazido a valores atuais.

Uma vez verificada a inviabilidade financeira, o investidor pode abandonar o projeto, assumindo que todas as despesas do desenvolvimento do empreendimento seriam Custo Afundado. Corroborando, assim, a necessidade de uma remuneração extra pelo risco incorrido em se desenvolver projetos ou em procurar financiamentos cujos os custos de dívida sejam inferiores ao seu custo de capital próprio

IV.4.2 Fluxo de Caixa do Alavancado

À luz do que foi abordado no Item “I.1.2 – Fluxo de Caixa do Acionista” sobre os benefícios da alavancagem financeira, será calculado o retorno do projeto alavancado, ou TIR acionista, usando como premissa as condições de financiamento do Finem – Infraestrutura – Geração de Energia Renovável disponíveis em 2017, gerando um fluxo de dívida abaixo:

Figura 5 - Fluxo da Dívida

Fluxo de Dívida - PCH Cachoeira das Almas																			
	2017	2018	2019	Carência															
<u>BNDES - Pagamento SAC</u>				2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041		
Prazo (meses)	-	-	-	6	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	6	-		
Balanco de Saldo de Dívida - Início	-	-	99.645	211.169	211.169	200.340	189.510	178.681	167.852	113.706	59.560	48.731	37.902	27.073	16.244	5.415	-		
Recebimento	-	91.000	93.203	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Juros durante a Construção	-	8.645	18.321	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Amortização de Principal	-	-	-	-	(10.829)	(10.829)	(10.829)	(10.829)	(10.829)	(10.829)	(10.829)	(10.829)	(10.829)	(10.829)	(10.829)	(5.415)	-		
Balanco de Saldo de Dívida - Final	-	99.645	211.169	211.169	200.340	189.510	178.681	167.852	157.023	102.877	48.731	37.902	27.073	16.244	5.415	-	-		
Pagamento de Juros	-	-	-	(10.031)	(19.547)	(18.518)	(17.489)	(16.460)	(15.432)	(10.288)	(5.144)	(4.115)	(3.086)	(2.058)	(1.029)	(129)	-		

As linhas de crédito Finem permitem a alavancagem do projeto a uma taxa de aproximadamente 9,5% a.a, 0,25% acima da Selic e 6,5% abaixo do Custo de Capital Próprio do investidor em questão. Desta forma, reaplicamos o Fluxo do Projeto somando o fluxo da dívida. Ou seja, o acionista pagará 40% da obra durante 2 anos e, somente 6 meses após o início da operação comercial, iniciará o pagamento do principal da dívida, resultando no fluxo abaixo:

Nota-se que alavancagem financeira elevou o retorno do investidor em 2,6% , resultando em uma TIR de 16,4% ($TIR > K_e$). Portanto, este projeto seria atraente ao investidor.

Um exercício análogo ao feito no tópico anterior, em um cenário de muita oferta de energia nova, o investidor poderia, a fim de aumentar suas chances de ganhar o leilão de energia nova, reduzir o preço de venda, sem abrir mão do retorno mínimo exigido. Esse procedimento resultaria na redução do preço de R\$203/MWh para R\$200/MWh.

Vale ressaltar, que uma das grandes razões do sucesso da implementação da matriz hídrica no Brasil foi, justamente, a possibilidade de se instituir uma cadeia produtiva doméstica, menos exposta a volatilidade de mercados internacionais. Assim, o custo de construção é um fator cuja a oscilação possui maior correlação com características técnicas do projeto em si, do que propriamente com variações bruscas nos preços dos insumos.

Portanto, podemos afirmar que o sucesso de um projeto depende principalmente da sua relação Garantia Física/Potencia Instalada (MW_a/MW), do preço de venda de energia e do seu Custo de Dívida.

A relação MW_a/MW depende dos recursos hídricos disponíveis no país, tendo em vista que os projetos com maior potencial hídrico foram priorizados por investidores no passado. Atualmente, segundo a EPE 2014 o a maior parcela deste potencial concentrado na Região Norte, majoritariamente em região amazônica, onde a topografia é suave e pouco propicia para a construção de grandes reservatórios. Portanto, a disponibilidade de aproveitamentos hídricos é uma variável dada ao investidor.

O preço de energia por sua vez, é uma variável de ajuste do investidor. Ou seja, na dinâmica retratada neste estudo, o ativo só seria construído dado um preço atrativo ex-ante.

Dessa forma, em última análise, projetos como o exemplificado servem para ilustrar a necessidade de juros incentivados para projetos de infraestrutura, uma vez que para que, o fluxo de receita livre seja capaz de remunerar o investidor, o preço praticado seria consideravelmente maior, como exemplificado no Item “III.4.1 Fluxo de Caixa do Projeto”.

IV.4.3 Análise de Sensibilidade

Em 05 de Outubro de 2017, iniciou-se o trânsito legislativo da MP 777/2017 de autoria da Presidência da República, que substitui a TJLP pela Taxa de Longo Prazo (TLP), como taxa de remuneração de empréstimos concedidos pelo BNDES, vigorando a partir de 1 de Janeiro de 2018. A taxa será calculada conforme metodologia estipulada pelo Comitê Monetário Nacional (CMN).

Em entrevista ao concedida ao jornal Valor (2017), o Presidente do BNDES, Paulo Rebello de Castro, afirmou que o Brasil não tem condições de dar seguimento montante de subsídios praticados nos últimos anos. Contabilizados em R\$ 10 bilhões por ano em 2007, no ano de 2016 somaram R\$ 60 bilhões.

Levando em consideração o cenário incerto a respeito do futuro das políticas de crédito oferecidas pelo BNDES, a análise de sensibilidade será estabelecida em dois parâmetros distintos. A restrição do crédito pode ocorrer mediante a substituição da TJLP por outra taxa mais elevada ou pelo aumento do Spread cobrado. Em última análise, este cenário aponta para elevação do custo da dívida como um todo. Além disso, também existe a possibilidade da alteração da participação máxima das linhas de crédito no financiamento de ativos.

A tabela abaixo indica os impactos do custo de dívida no retorno do acionista:

Tabela 12 - Sensibilidade Custo de Dívida x TIR do Acionista

Custo de Dívida (TJLP + Spread)	TIR Acionista
9,5%	16,5%
10,0%	16,1%
10,5%	15,7%
11,0%	15,3%
11,5%	14,9%
12,0%	14,5%
12,5%	14,1%

Fica evidente a alta correlação entre o custo da dívida e o retorno do acionista. Para cada 50 bps de aumento do custo, o retorno reduz 40bps. Neste caso, o projeto PCH

Cachoeira das Almas já se tornaria inviável caso houvesse um aumento de 1% no custo do financiamento.

Paralelamente, existe a via da redução da participação do BNDES. PCHs podem ter até 70% do seu custo inicial financiado, ao passo que UHEs são limitadas a 50%. A tabela abaixo indica a sensibilidade dos retornos dos acionistas em relação ao percentual total financiável.

Tabela 13 - Sensibilidade de Percentual Financiável x TIR do Acionista

% Financiável	TIR Acionista
70,0%	16,5%
67,5%	16,3%
65,0%	16,1%
62,5%	15,9%
60,0%	15,7%
57,5%	15,5%
55,0%	15,3%
52,5%	15,1%
50,0%	14,9%

O resultado é análogo ao Custo de Dívida, sendo quantificado em 80bps de redução de retorno do acionista para cada 1000bps de redução no percentual financiável.

Entretanto, é possível que haja um efeito combinado dos dois fatores, resultando na tabela a seguir, onde se evidencia o pouco espaço para a coexistência de medidas restritivas e a manutenção da viabilidade econômica financeira da construção de PCHs.

Tabela 14 - Sensibilidade Custo de Dívida x Percentual Financiável x TIR do Acionista

PCH Cachoeira das Almas

Percentual Financiável	Custo de Dívida - Kd - BNDES				
	9,5%	10,0%	10,5%	11,0%	11,5%
70,0%	16,5%	16,1%	15,3%	14,5%	13,8%
67,5%	16,3%	15,9%	15,1%	14,4%	13,8%
65,0%	16,1%	15,7%	15,0%	14,4%	13,7%
62,5%	15,9%	15,5%	14,9%	14,3%	13,7%
60,0%	15,7%	15,4%	14,8%	14,2%	13,7%
57,5%	15,5%	15,2%	14,7%	14,2%	13,7%
55,0%	15,3%	15,1%	14,6%	14,1%	13,6%

Levando em consideração a dinâmica de comercialização de energia, a redução no Retorno do Acionista poderia ser mitigada através de um lance mais elevado no Leilão de Energia, visto que a Energia Assegurada, custos de construção e condições de financiamento são variáveis conhecidas ex-ante.

Para auxiliar análise da mudança das condições de financiamento sobre o preço de oferta por parte do acionista, serão considerados 3 cenários de financiamento. O Cenário Otimista considera um aumento no Custo de Dívida para 10,75% (Selic + Spread) e a redução do percentual financiável para 60%. O Cenário Intermediário adiciona uma redução do percentual financiável em 10%, caindo para 50%. Por último o cenário pessimista considera que o Custo de Dívida como sendo um valor entre o Custo de Capital Próprio e Selic + Spread, resultando em um Custo Total de dívida de 13,4%.

Tabela 15 - Resumo de Cenários

Cenários	Custo de Dívida	% Financiada	Preço - TIR@16%
Atual	9,50%	70%	199,00
Cenário - Otimista	10,75%	60%	219,13
Cenário - Intermediário	10,75%	50%	224,01
Cenário - Pessista	13,38%	50%	231,87

O que fica constatado é que *ceteris paribus*, com o intuito de manter a remuneração do seu capital seria necessário um aumento de até 15% no preço de venda de energia. Do contrário, não se verificaria viabilidade no Projeto PCH Cachoeira das Almas

CONCLUSÃO

Este trabalho avaliou os processos envolvendo o desenvolvimento, a construção e a operação comercial do projeto PCH Cachoeira das Almas, além do impacto de políticas de financiamento restritivas no retorno implícito do projeto.

Primeiramente foi feita uma revisão literária da Teoria de Avaliação de Investimento (*Valuation*), onde foi embasada a superioridade do método de Fluxo de Caixa Descontado. Para que fosse possível traçar premissas e estimativas aderentes à realidade do setor elétrico, os processos envolvendo o desenvolvimento, a construção e a comercialização de energia também foram investigados. Em posse dessas informações, foram estimados fluxos de caixa em um horizonte de 30 anos a um preço de energia de R\$ 203/MWh, obtendo um retorno 13,8%, não sendo suficiente para conferir viabilidade econômica financeira ao projeto. Para atingir a Taxa Mínima de Atratividade foi calculado que seria necessário um ágio de mais de 20% no preço de oferta do leilão em questão.

A partir de uma estrutura de *Project Finance* foi experimentada a alavancagem do ativo de acordo com as condições de financiamento atualmente disponíveis, elevando a taxa de retorno para 16,5%, 50bps acima do custo de capital próprio do acionista. Esta etapa do estudo demonstra que os fluxos de receitas da PCH Cachoeira das Almas não são suficientes para operar o ativo e remunerar o investidor adequadamente. Portanto, se verifica a importância da participação do crédito incentivado na viabilização de empreendimentos geradores de energia renováveis.

Em seguida, face incerteza das condições de crédito referentes à MP 777/17, foram estipulados três cenários (otimista, intermediário e pessimista) de Custo de Dívida e Percentual Financiável a fim de calcular, *ceteris paribus*, o impacto no preço de venda de energia. Em todos os cenários estipulados os retornos obtidos foram abaixo da TMA, sendo inviáveis sem que houvesse ágio no preço de venda de energia.

Isto fica claro quando se observa que os principais *drivers* de valor de uma PCH são a garantia física em relação ao custo de construção (Custo de Construção/MWa) e as condições de financiamento. Associando a eminente retração de políticas de crédito subsidiado ao fato

da maior parcela do potencial hídrico se encontrar em regiões onde a topografia não contribui para a exploração de PCHs, contata-se a eminente barreira a difusão deste tipo de ativo.

Embora sejam ativos eficientes quanto ao aproveitamento de recursos hídricos, este estudo conclui que o número de PCHs em construção tende a diminuir ainda mais, visto que, caso não haja incentivo de natureza fiscal, regulatória ou um ágio nos preços praticados no ACR, PCHs, *ceteris paribus*, não se demonstram atrativas ao investidor privado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL, 2005. Caderno Temático ANEEL. Disponível em < <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno3capa.pdf> >. Acesso em: 7 set. 2017

ANEEL, 2008. Atlas de Geração de Energia Renovável. Disponível em < www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par2_cap3.pdf >. Acesso em: 6 set. 2017

ANEEL-BIG, 2017. **Banco de Dados de Geração Disponível** em < <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm> >. Acesso em: 7 set. 2017

ABRAPCH, 2017. **Relatório de Garantia Física. Disponível em:** < <https://goo.gl/sZ3xaP> >. Acesso em: 20 ago. 2017

ASSAF NETO, Alexandre, 2008. **A Superioridade do Método de Fluxo de Caixa Descontado no Processo de Avaliação das Empresas.** São Paulo: Instituto Assaf, 2008.

ASSAF NETO, Alexandre 2008; GUASTI LIMA, Fabiano; PROCÓPIO DE ARAÚJO, Adriana Maria. Uma proposta metodológica para o cálculo do custo de capital no Brasil. **Revista de Administração-RAUSP**, v. 43, n. 1, 2008.

ASSAF NETO, Alexandre, 2015. **Mercado Financeiro.** 13 ed São Paulo: Atlas, 2015.

AZEREDO, 1999. Andréa Rangel de. Financiamento de longo prazo no Brasil: project finance como alternativa para a infra-estrutura. **Rio de Janeiro: UFRJ/Coppead**, 1999.

BNDES. 2016. **Portal do Financiamento – Finem**. Disponível em: < www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/bndes-finem >. Acesso em: 12 de ago. 2017

CCEE, 2017. **Comercialização de Energia elétrica**. Disponível em: < <https://goo.gl/7yTi5i> >. Acesso em: 23 ago. 2017

CCEE, 2017. **Papel regulador da CCEE**. Disponível em: < <https://goo.gl/dDtytP> >. Acesso em: 24 ago. 2017

CCEE. 2017 **História da CCEE e o Novo SEB**. Disponível em: <<https://goo.gl/rhzawt>>. Acesso em: 24 ago. 2017

CCEE, 2006. **Mecanismo de Realocação de Energia**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_076159 > Acesso em: 11 set. 2017

COSTA, L. G. T. A; COSTA L. R. T. A; ALVIM, M. A, 2010, **Valuation: manual de avaliação e reestruturação econômica de empresas**. São Paulo: Atlas 2010.

DAMODARAN, 2007 Aswath. **Avaliação de Empresas**. 2. ed. Brasil: Pearson, 2007

Gesel, 2015, DE CASTRO, N; HUBNER, N; Brandão R; DANTAS. **Perspectivas das PCHs na Matriz Elétrica do Brasil**. GESEL/UFRJ Rio de Janeiro: Casa da Ciência, 2015

Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2014. **"Plano Decenal de Expansão de Energia"** *Empresa Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2014.*

INEA, 2017 **Instrumentos de licenciamento**. Disponível em: < <http://200.20.53.7/Ineaportal/Conteudo.aspx?ID=5FF15BC5-FEB7-4420-834D-79FA5C0B6C3C> >. Acesso em: 01 set. 2017.

KEMSLEY, Deen; NISSIM, Doron. 2002 Valuation of the debt tax shield. **The Journal of finance**, v. 57, n. 5, p. 2045-2073, 2002.

POVOA, Alexandre, 2002. **Valuation. Como precificar ações**. 2. ed. Brasil: Globo, 2002

POVOA, Alexandre, 2012. **Valuation. Como precificar ações**. Elsevier, 2012.

RAZUK, Ricardo, 2015. **Apostila de Valuation**. Jovens Profissionais em Finanças COPPEAD-UFRJ, 2015

SME, 2014. **Painel de Precos e Planejamento**. Disponível em < paineldepresos.planejamento.gov.br/documentos/4.InstNorm32017.pdf >. Acesso em 3 set.2017

ROSS, S. A; WESTERFIELD, R. W; JAFFE, J. F 2009. **Administração Financeira: corporate Finance. 8. Ed.** São Paulo: Atlas, 2009.

Valor. 2017. CARRO, R. **Subsidios do BNDES devem cair radicalmente**. O Valor Econômico, disponível em: < <http://www.valor.com.br/brasil/5050486/subsidios-do-bndes-devem-cair-radicalmente-neste-ano-diz-rabello>>. Acesso em: 24 jul. 2017

YIN, Robert K 1993. **Case study research: Design and methods**. Sage publications, 1993.