UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
PPGE – EP/FEA/IEE/IF

PAULA MATOS MAKARON

ANÁLISE DE VIABILIDADE DE PROJETOS DE PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS: PONTOS CRÍTICOS DE SUCESSO A PARTIR DE
ESTUDOS DE CASO NO ESTADO DE SANTA CATARINA

SÃO PAULO

2012

PAULA MATOS MAKARON

**ANÁLISE DE VIABILIDADE DE PROJETOS DE PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS: PONTOS CRÍTICOS DE SUCESSO A PARTIR DE
ESTUDOS DE CASO NO ESTADO DE SANTA CATARINA**

**Dissertação apresentada ao Programa de
Pós Graduação em Energia da
Universidade de São Paulo (Escola
Politécnica / Faculdade de Economia,
Administração e Contabilidade /
Instituto de Eletrotécnica e Energia /
Instituto de Física) para obtenção do
título de Mestre em Energia.**

Orientação: Prof^a Dr^a Virginia Parente

Versão Corrigida

(versão original disponível da Biblioteca da Unidade que aloja o Programa e na Biblioteca Digital de Teses e Dissertações da USP)

SÃO PAULO

2012

EU AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVECIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Makaron, Paula

Análise de Viabilidade de Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas: Pontos Críticos de Sucesso a Partir de Estudos de Caso no Estado de Santa Catarina /Paula Makaron; orientadora Virginia Parente. – São Paulo, 2012.

140 f.: il; 30cm

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação Em Energia - EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo.

1. PCH 2. Análise de Viabilidade 3. Fluxo de Caixa 4
Energia Renovável

1. Título

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
PPGE – EP/FEA/IEE/IF

PAULA MATOS MAKARON

“Análise de Viabilidade de Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas: Pontos Críticos de Sucesso a Partir de Estudos de Caso no Estado de Santa Catarina”

Dissertação aprovada pela Comissão Julgadora:

Prof^ª Dr^a Virginia Parente – PPGE/USP
Orientadora e Presidente da Comissão Julgadora

Prof. Dr. Lineu Belico dos Reis - EP/USP

Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho - UNIFEI

DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho a três mulheres a quem respeito e admiro muito:

A minha mãe, Ofélia M. Simões de Matos, pelo amor incondicional, apoio e cuidado.

A Maria Rosa Pensinato, exemplo de pessoa, mulher com personalidade forte de uma guerreira e carinho de uma avó.

A Professora Virginia Parente, pela ajuda, orientação, atenção, críticas e amizade formada no período que cursei o mestrado.

RESUMO

MAKARON, Paula. **Análise de Viabilidade de Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas: Pontos Críticos de Sucesso a Partir de Estudos de Caso no Estado de Santa Catarina**. 2012. 144f. Dissertação (Mestrado em Energia) - Programa de Pós-Graduação Em Energia - EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo, São Paulo 2012.

Esta dissertação analisa os pontos críticos de sucesso de projetos de Pequenas Centrais Hidrelétrica da perspectiva econômico-financeira. Para tal, foram percorridas três etapas. A primeira delas visou à análise dos contextos mundial e nacional desse segmento de geração de energia, seguindo os conceitos técnicos que caracterizam os empreendimentos de geração hidrelétricos de pequeno porte. Nessa etapa analisou-se o processo de implementação de uma PCH, desde o levantamento de potências de aproveitamento de um rio até a sua entrada em operação comercial. A segunda etapa debruçou-se sobre a metodologia aplicada no cálculo da viabilidade de um projeto de infraestrutura e as adequações metodológicas necessárias para o caso de uma usina de pequeno porte. Tais adequações incluíram a seleção de componentes específicos do fluxo de caixa e de critérios para a escolha das variáveis-chave em projetos de PCHs. Outro importante conceito discutido nessa etapa foram os riscos inerentes a esses projetos e a forma como a materialização de cada risco pode afetar seus resultados. Por fim, na terceira etapa, à luz da teoria previamente visitada nas fases anteriores, foram analisados dois estudos de casos práticos de projetos reais localizados no Estado de Santa Catarina. Tais estudos de caso incluíram a análise de viabilidade para: (a) a construção da PCH Fartura e (b) a aquisição da PCH Santa Ana, estando essa última já em operação comercial. Em ambos os estudos foram testadas variações de algumas premissas tais como: o preço de venda da energia; o custo do capital; e aumento do custo da construção. Da análise realizada foi possível concluir que, no cenário do período estudado, a construção de uma PCH não é viável, o preço praticado nos ambientes livre e regulado de contratação não tem sido suficiente para pagar os investimentos realizados. Por outro lado, a compra de uma usina já em operação comercial se mostrou um ótimo negócio, uma vez que os principais riscos do período de construção já haviam sido superados no e a usina apresentava fluxo de receita garantido. Como as variáveis analisadas permeiam a maioria dos projetos de PCH, estima-se que este trabalho possa contribuir para o melhor entendimento da crise que o segmento de geração de pequenas usinas vem atravessando no Brasil nesses anos compreendidos entre 2008 e 2012.

Palavras Chave: Pequena Central Hidrelétrica, Viabilidade, Fluxo de Caixa, Energia Renovável.

ABSTRACT

MAKARON, Paula. **Feasibility Analysis of Small Hydro Power Projects: Critical Points of Success Drawn from Case Studies in the State of Santa Catarina**. 2012. 144f. Master's Dissertation – Graduate Program on Energy, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

This dissertation analyzes critical points of success of projects in Small Hydro Power Plants (SHP) from the economic/financial perspective. For this, three stages were drawn up. The first aimed at the analysis of world and national contexts of this segment of energy generation following the technical concepts which characterize the small-sized hydroelectric generating businesses. During this stage, the implementation process of a SHP was analyzed; starting with the survey of the potential of a river until the plant enters into commercial operation. The second stage focused on the methodology applied to calculating the viability of an infrastructure project and the necessary methodological adjustments for a small-sized plant. These adjustments include a selection of components specific to the cash flow and the criteria for choosing key-variants in SHC projects. Another important concept discussed during this stage was the inherent risks involved in these projects and the way in which each risk can affect the results. Finally, during the third stage, in light of the theory reviewed in previous stages, two practical case studies of real projects from the state of Santa Catarina were analyzed. Such case studies included the viability analysis for decision making regarding: (a) the construction of the SHP Fartura and (b) the acquisition of the SHP Santa Ana, the latter already in full commercial operation. In both studies, it was tested a variation of some key elements such as: the price of energy; the capital cost; the cost overruns. From the aforementioned analysis, it was possible to conclude that in studied scenario, the construction of a SHP is not viable. The energy price level in the free hiring and in the regulated environments has not been sufficient to pay back original investment. On the other hand, buying a plant already in commercial operation proved to be a good business proposition, once the main development risks during the construction period had been overcome and the plant presented a flow of guaranteed income. Seeming as the variables permeate most SHP projects, it is foreseen that this work can contribute to the better understanding of the crisis in which this segment of small generation plants are going through here in Brazil during the years 2008 to 2012.

Keywords: Small: Hydro Power Plant, Feasibility, Cash Flow, Renewable Energy

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Consumo <i>per capita</i> de Energia Primária no Ano de 2010 (em tep).....	11
Figura 2 - Figura 2 – Renda x Consumo de Energia Elétrica <i>per capita</i>	13
Figura 3 - Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte.....	14
Figura 4 - Investimento Histórico no Setor 1980-1995.....	17
Figura 5 - Modelo Institucional do Setor.....	23
Figura 6 - Mapa de Localização das PCHs.....	24
Figura 7 - Ilustração de uma PCH	28
Figura 8 - Fluxograma de Implantação de uma PCH	40
Figura 9- Cronograma da Identificação do Rio até Início da Operação	41
Figura 10 - Variação Anual do IGP-M.....	65
Figura 11 - Variação Anual do IPCA.	67
Figura 12 – Comparação da variação anual IPCA x IGPM	68
Figura 13 - Desembolso Mensal do Investimento na Construção de uma PCH	74
Figura 14 - Desembolso Mensal Acumulado do Investimento na Construção de uma PCH	75
Figura 15 - Mapa de Localização da PCH Fartura	83
Figura 16 - Fluxo de Desembolsos PCH Fartura.....	88
Figura 17 - Comparação das Margens de Contribuição em Relação à Receita Bruta.....	93
Figura 18 - Fluxo de Caixa Livre do Projeto da PCH Fartura.....	94
Figura 19 - Análise de Sensibilidade - Aumento do Preço.....	96
Figura 20 - Análise de Sensibilidade - Redução do Preço	97
Figura 21 - Análise de Sensibilidade – Aumento do Custo Capital Próprio	98
Figura 22 - Análise de Sensibilidade - Redução do Custo do Capital Próprio.....	99
Figura 23- Análise de Sensibilidade – Variação no Custo da Construção	101
Figura 24 - Análise de Sensibilidade – Variação no Fator de Capacidade.....	102
Figura 25 - Mapa de Localização da PCH Santa Ana	103
Figura 26 - Viabilidade das Fontes de Energia por Faixa de Preço da Venda da Energia	114
Figura 27 - Custo Unitário da Construção Civil Médio Brasil.....	115

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Situação do potencial em PCH.....	4
Tabela 2 – Representatividade das PCHs.....	5
Tabela 3 - Produção Mundial de Energia Elétrica por fontes hidráulicas	14
Tabela 4 - PCHs em Operação, Construção e com Outorga.	24
Tabela 5 - Resumo da Legislação Aplicável a PCHs	26
Tabela 6 - Comparação Técnica das PCHs com Demais Fontes Hidrelétricas	29
Tabela 7 - Estudos e Informações Necessárias para o Pré-Dimensionamento do Projeto	32
Tabela 8 - Aporte de Garantia para Apresentação do Projeto Básico	37
Tabela 9 - Aporte de Garantia para Outorga da Autorização	39
Tabela 10 - Composição EBITDA, FCO e FCL	44
Tabela 11 - Custo do Capital Próprio Tractebel.....	53
Tabela 12 - Custo do Capital Próprio ANEEL.....	54
Tabela 13 - Composição Índices IPCA	66
Tabela 14 - Fator de Perda Geração	69
Tabela 15- Composição do Custo de uma PCH	73
Tabela 16 - Composição do Custo PCH Fatura	85
Tabela 17- Fluxo dos Pagamentos.....	87
Tabela 18- Condições do Financiamento	89
Tabela 19 - Resumo dos Impostos e Despesas Operacionais.....	90
Tabela 20 - Taxa de Depreciação Média	91
Tabela 21 - Resultado Análise Cenário Base	92
Tabela 22 - Condições do Financiamento	106
Tabela 23 - Preços Médios Negociados em Leilões Regulados pela PCHs.....	108
Tabela 24 - Resumo dos Tributos e Despesas Operacionais	109
Tabela 25 - Taxa de Depreciação Média	110
Tabela 26 - Demonstrativo do Cálculo do WACC Santa Ana	111
Tabela 27 - Análise de Sensibilidade - Compra de Usina em Operação.....	111
Tabela 28 - Análise de Sensibilidade - Preço de Venda da Energia na Renovação do Contrato	113
Tabela 29 - Evolução da Capacidade de Geração (MW)	117
Tabela 30 – Projeção da Oferta de Energia por Fonte.....	117

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 - Valor da Garantia para Elaboração do Projeto Básico - ANEEL.....	36
Equação 2 - Valor Presente Líquido - Acionista	48
Equação 3 - Valor Presente Líquido - Projeto	48
Equação 4 - Taxa Interna de Retorno	49
Equação 5 - Custo Ponderado de Capital	51
Equação 6 - Custo do Capital Próprio	52
Equação 7 - Custo do Capital Próprio - ANEEL.....	53
Equação 8 - Custo da Potência Instalada.....	55
Equação 9 - Índice de Cobertura do Serviço da Dívida	79

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Social e Econômico
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CGH	Centrais Geradoras Hidrelétricas
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
EBITDA	Lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização (ou <i>Earning Before Interest, Tax, Depreciation And Amortization</i>)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPC	<i>Engineer Procurement And Construction</i>
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
FCL	Fluxo de Caixa livre
FCO	Fluxo de Caixa Operacional
ICSD	Índice de Cobertura do Serviço da Dívida
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
IGPM	Índice Geral de Preços do Mercado
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PPA	Power Purchase Agriment
PIB	Produto Interno Bruto
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPE	Sociedade de Propósito Específico
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO	3
1.2. JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO TEMA	4
1.3. METODOLOGIA.....	7
1.4. ESTRUTURA CAPITULAR	8
2. CONTEXTO E CONCEITOS GERAIS SOBRE PCHS	10
2.1. CONTEXTUALIZAÇÃO DO SETOR	10
2.2. BREVE HISTÓRICO DO SETOR	15
2.3. CONCEITOS GERAIS SOBRE AS PCHS	24
2.4. PROCESSO DE GESTÃO DA IMPLEMENTAÇÃO DE USINAS.....	29
2.5. GESTÃO DA CONSTRUÇÃO DE USINAS.....	30
2.6. PROCESSO REGULATÓRIO: OBTENÇÃO DA AUTORIZAÇÃO JUNTO A ANEEL	35
2.7. CONSIDERAÇÕES	39
2.8. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO 2.....	41
3. CONCEITOS TÉCNICOS APLICADOS À VIABILIDADE ECONOMICO-FINANCEIRA DE PROJETOS DE PCHS	43
3.1. METODOLOGIA DA ANÁLISE DE VIABILIDADE	43
3.2. RISCOS DO PROJETO.....	56
3.3. ADAPTAÇÕES DA METODOLOGIA DE VIABILIDADE PARA PCHS	61
3.4. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO 3.....	80
4. ANÁLISE DE CASOS PRÁTICOS À LUZ DA TEORIA	82
4.1. ESTUDO DE CASO: PCH FARTURA	82
4.2. ESTUDO DE CASO: PCH SANTA ANA	102
4.3. COMPARAÇÃO DAS PCHS COM DEMAIS FONTES.....	113
4.4. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO 4.....	118
5. CONCLUSÃO	120
5.1. LIMITAÇÕES DO TRABALHO E RECOMENDAÇÕES DE PESQUISAS FUTURAS	126
BIBLIOGRAFIA	127
APÊNDICE I	134
APÊNDICE II.....	140

1. INTRODUÇÃO

Desde fins do século XIX as centrais hidrelétricas vêm desempenhando um papel importante na geração de energia no Brasil. Esta dissertação se propõe a estudar um tipo dessas centrais hidrelétricas, que são aquelas de menor porte, as denominadas Pequenas Centrais Hidrelétricas ou simplesmente PCHs.

A primeira hidrelétrica implantada no Brasil foi uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH), em 1883, no município de Diamantina, Minas Gerais, com o objetivo de fornecer energia para uma mina de diamantes. A crescente urbanização e também a industrialização ocorrida entre os anos de 1890 e 1900, impulsionaram a instalação de várias outras pequenas centrais, principalmente para atender à demanda da iluminação pública, da mineração, do beneficiamento de produtos agrícolas e do suprimento de indústrias têxteis e de serrarias existentes naquele estado, assim como em outras localidades do país (GURTLE *et al.*, 2006).

No fim do século XIX, a potência instalada do Brasil apresentou acentuado crescimento, passando de 61 kW para 10.850 kW, sendo 53% decorrentes de fontes hidrelétricas (BORGES *et al.*, 2002). Apesar desse rápido crescimento, a partir de uma base de geração praticamente inexistente, a construção de hidrelétricas ainda se mostrava muito limitada, sobretudo pela falta do domínio da tecnologia de utilização de linhas de transmissão e de construção de usinas de maior porte.

Este cenário começou a ser alterado a partir da instalação, no Brasil, da empresa canadense Light and Power Company, que construiu sua primeira usina em 1901, com uma potência de 2.000 kW e, posteriormente, a criação de outras companhias de eletricidade. Após 1920, dois elementos básicos caracterizavam a indústria de energia elétrica no Brasil: a construção de centrais geradoras de maior envergadura, capazes de atender à constante ampliação do mercado de energia e à intensificação do processo de concentração e centralização das empresas concessionárias (TOLMASQUIM, 2005).

O paradigma, a partir de então, foi o início do investimento em grandes obras de geração de energia, buscando economia de escala. Assim, foram abandonadas as

pequenas plantas, sendo mantidas em operação somente as PCHs que fossem estratégicas para o suprimento de energia, concentrando-se a atenção na execução de empreendimentos maiores (CARNEIRO, 2010).

Embora o século XX tenha se desenvolvido com base nas grandes obras, os diversos problemas enfrentados pelo sistema elétrico brasileiro ao final desse século, sobretudo a partir da década de 1980 – quando as atividades de expansão do setor, o risco de racionamento e a falta de energia elétrica começaram a se tornar preocupantes – condicionaram as mudanças observadas nos anos seguintes. Mais claramente a partir de 1995, a necessidade de se encontrarem alternativas viáveis para a retomada do crescimento econômico do país passou pela garantia de fornecimento de energia nos anos vindouros e pelas reformas que se sucederam no segmento de energia elétrica (SANTOS, 2003).

Deu-se então um movimento para incentivar o setor privado a investir na infraestrutura do país, especialmente naquela voltada ao provimento de energia elétrica. Para isso foi alterada a legislação setorial a fim de regular o setor e torná-lo atrativo e mais seguro para o investimento privado. Nesse contexto, destacam-se importantes mudanças para as PCHs referentes aos procedimentos para registro e aprovação de inventários simplificados na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), além de outras simplificações nos processos para obtenção das licenças ambientais, bem como a concessão de desconto na tarifa do uso do sistema de distribuição/transmissão de 50% para carga e geração.

A construção de PCHs representa importante alternativa de produção de energia renovável, pois não produz tanto o impacto ambiental causado pela grande intervenção na natureza dos grandes reservatórios, possuindo, em sua maioria, quedas d'água de pequeno e médio portes, inclusive não interferindo no regime hidrológico do curso d'água. Ademais, esses autores destacam que as PCHs podem servir para a complementação de sistemas de grande porte em função do menor risco de investimento. Além do importante fator ambiental, as PCHs possuem outras vantagens, como custo acessível, menor prazo de implementação e maturação do investimento, sendo que seu excedente de energia gerada pode ser colocado à disposição das concessionárias para aquisição dessa energia (SILVA E MANIESI, 2005).

Neste contexto, se origina o interesse em aprofundar o estudo sobre esta fonte de geração e os pontos críticos de sucesso para a viabilização de empreendimentos de pequenas centrais hidrelétricas, como alternativa à expansão da matriz energética com fontes renováveis.

1.1. Objetivos da dissertação

O objetivo central dessa dissertação é analisar os principais pontos que compõem o estudo de viabilidade de um projeto de uma pequena central hidrelétrica, e como cada uma das premissas impacta no resultado econômico-financeiro do projeto.

Para atingir esse objetivo o presente estudo parte da metodologia de avaliação de projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) com base na análise de dois casos práticos: o projeto para construção *PCH Fartura* e a compra da *PCH Santa Ana*, esta já em operação comercial. Ambas as PCHs estão localizadas no Rio Engano, no município de Angelina, em Santa Catarina.

Como objetivos secundários, buscou-se:

- Revisar a literatura sobre as PCHs o que inclui descrever suas características técnicas, o contexto político-regulatório, e os conceitos necessários para projeção do fluxo de caixa de projetos de PCHs;
- Elencar as métricas para a análise de viabilidade econômico-financeira usualmente utilizadas em projetos de infraestrutura, e o significado de cada uma delas;
- Analisar os pontos críticos de sucesso típicos dos projetos de PCHs e a respectiva sensibilidade dos resultados às variáveis que os compõem;
- Identificar os principais riscos e entraves referentes a projetos de PCHs.

1.2. Justificativa e Relevância do Tema

Segundo estudo divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 2008, o potencial máximo de geração para PCHs no Brasil é de 17.500 MW, número este que até a conclusão do presente trabalho não sofreu alteração. Já o Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, em janeiro de 2012, totalizou uma potência de 3.898 MW referente à PCHs em operação comercial e 731 MW em PCHs ainda em construção.

Ao compararmos o total da geração existente informado pela ANEEL com o potencial máximo projetado divulgado pela EPE, conclui-se que apenas 26% da capacidade estimada para PCHs estão sendo aproveitados, e que ainda há um potencial de 12.871 MW a ser explorado, conforme detalhado na Tabela 1.

Tabela 1 - Situação do potencial em PCH

Descrição	Potência em MW	%
Potencial PCH	17.500 ^a	100%
Em operação comercial	3.898 ^b	22%
Em construção	731 ^b	4%
Potencial a aproveitar	12.871	74%

Fonte: Elaboração própria a partir do levantamento da EPE (2008) ^a e dos dados do Banco de Informações de Geração da Aneel (2012a) ^b.

Segundo Hubner (2010), o segmento de PCHs tem sustentado boa parte do crescimento do mercado livre. Afirma o autor que este segmento estimula participação de pequenas e médias empresas no setor de infraestrutura e permite o desenvolvimento da indústria local de geradores e pequenas turbinas.

Entre Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas¹ (CGHs), havia 791 unidades em operação até janeiro de 2012. A soma da capacidade

¹ Centrais Geradoras Hidrelétricas é uma usina hidrelétrica com potencial de geração igual ou inferior a 1 MW (um megawatt), geralmente com barragem somente de desvio, em rio com acidente natural que impede a subida de peixes.

instalada dessas usinas correspondia a uma usina de 4,12 GW, sendo 3,9 MW oriundos das PCH e 0,22 das CGHs. Essa capacidade já instalada em PCHs e CGHs conjuntamente é maior que a capacidade da usina de Ilha Solteira, ficando atrás apenas das usinas de Itaipu e Tucuruí I e II, conforme mostrado na Tabela 2. Com isso é possível constatar a importância dessa fonte de geração para o atendimento da necessidade de consumo nacional.

Tabela 2 – Representatividade das PCHs

	Usina	Potência Fiscalizada (MW)
1	Tucuruí I e II	8.370
2	Itaipu (parte Brasileira)	7.000
3	Somatória da geração das PCHs e CGHs	4.115
4	Ilha Solteira	3.444
5	Xingó	3.162
6	Paulo Afonso IV	2.462
7	Itumbiara	2.081
8	São Simão	1.710
9	Foz do Areia	1.676
10	Jupia	1.551

Fonte: Lenzi (2011a), atualizado com base em dados da ANEEL (2012).

As PCHs apresentam vantagens técnicas, ambientais e financeiras, quando comparadas às grandes obras do setor (MARTINEZ, 1994). De fato, há uma probabilidade maior de se encontrarem potenciais de geração via em PCHs mais próximos aos centros consumidores, economizando o custo do transporte; e também constata-se que as PCHs provocam menores impactos ambientais, principalmente aqueles decorrentes de áreas inundadas. Adicionalmente verifica-se também que: a) é viável realizar os investimentos necessários apenas com aportes feitos pela iniciativa privada; b) é possível realizar simplificações no projeto quando comparado a gerações de maior porte; c) é possível considerar-se uma redução significativa do tempo para realização e execução do projeto; e d) pode-se contar com ganhos advindos da operação centralizada remota para um conjunto de PCHs.

Ressalte-se, ainda, que o processo de construção específico das PCHs apresenta simplificações regulatórias importantes com relação às usinas hidrelétricas de grande porte. Entre elas podem ser citadas: o processo de autorização pela ANEEL; o processo de obtenção das licenças ambientais concedidas pelos órgãos competentes; os benefícios fiscais, como o desconto na tarifa de uso do sistema de transporte; e a possibilidade de compartilhar o risco hidrológico com as grandes centrais, através do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

As PCHs podem ocupar um papel importante na complementação da geração da matriz energética, inclusive pelo fato de serem disseminadas pelo país, o que diminui custos com a instalação de grandes linhas de transmissão. Elas também são garantia de abastecimento regional, o que alivia o sistema nacional. Além disso, essas usinas contam com uma indústria de equipamentos, operação e manutenção 100% nacional (BORGES, 2011).

Mesmo com as vantagens apresentadas, a construção de PCHs ainda é um investimento que apresenta muitas incertezas e riscos para os empreendedores privados. Tais riscos são inerentes ao processo de construção – as condicionantes técnicas (hidráulicas e energéticas) são semelhantes às daquelas das grandes obras do setor e as PCHs possuem ainda o agravante de serem mais sensíveis à variação do valor do empreendimento. Dessa maneira, torna-se vital para o sucesso da implementação do empreendimento um rigoroso processo de planejamento e controle da construção, como será visto mais adiante neste trabalho.

Diferentemente do que ocorre em outros projetos de construção civil, o empreendedor que opta por ingressar no setor elétrico é submetido a um processo muito complexo, tanto do ponto de vista técnico (projeto civil e construção), quanto da influência dos aspectos naturais no projeto, da complexidade e burocracia regulatória e dificuldade para obtenção das licenças ambientais. É frequente a não conclusão dos projetos, assim como é frequente chegarem ao final com um orçamento e prazo de conclusão muito superiores à previsão inicial.

Dessa maneira as empresas têm que se estruturar internamente a fim de controlar os riscos possíveis e monitorar os riscos que não dependem do empreendedor. Outra proposta deste trabalho é analisar o caso prático de uma usina já

em operação comercial, com base nos dados reais e na revisão bibliográfica, levantar as causas dos possíveis desvios no orçamento e as opções para melhorar a estrutura de gestão do projeto. Este estudo servirá como um aprendizado para os empreendedores que planejam ingressar no mercado ou estão no processo de construção.

A análise de investimento é umas das principais ferramentas nas decisões de investimento de longo prazo e envolve a aplicação de vultosos montantes com retorno no médio, e no longo prazo. Auxilia, também, na obtenção da percepção do tempo, do volume financeiro e riscos envolvidos em um projeto mais realista.

Neste contexto, a questão central da dissertação é: Quais os pontos críticos para análise de viabilidade econômico-financeira de uma Pequena Central Hidrelétrica?

A hipótese testada nesta dissertação é a existência de fatores e riscos que tornaram os projetos de novas PCHs inviáveis. O preço de venda da energia e os entraves regulatórios, agravados pelo cenário atual, representam pontos críticos para a viabilidade econômico-financeira das PCHs, especialmente para os novos projetos. Para testar tal hipótese é feita uma avaliação das premissas utilizadas nas análises usuais de PCHs e dos parâmetros que mais impactam o resultado do projeto. A metodologia de modelagem financeira escolhida para isso é amplamente difundida e aplicada em análises de viabilidade de projeto em vários segmentos, conforme será visto em tópicos seguintes. Entretanto, o que realmente vai definir a veracidade da análise é a qualidade das informações utilizadas, as corretas adequações da metodologia para o setor de geração de energia de pequeno porte e a capacidade do investidor de implementar o projeto como foi concebido.

1.3. Metodologia

A metodologia adotada para a abordagem do tema e a consecução dos objetivos propostos foi o estudo de caso associado a avaliações financeiras tradicionais como cálculo do valor presente líquido e da taxa interna de retorno dos

casos estudados. Foram selecionadas duas pequenas centrais hidrelétricas, uma já em operação comercial e outra de um projeto ainda a ser construído.

A base para o estudo dos casos e a elaboração do modelo econômico-financeiro para o estudo de viabilidade foi a revisão da literatura pertinente ao setor de energia elétrica e específica para PCHs. Adicionalmente buscou-se uma revisão das técnicas de avaliação de projetos, riscos inerentes e componentes do fluxo de caixa adaptados para o setor de PCHs.

O modelo de análise econômico-financeira proposto seguiu a metodologia do fluxo de caixa descontado². Essa metodologia consiste na avaliação do projeto com base no valor presente do fluxo futuro de receitas líquidas que o projeto irá gerar, descontado ao custo de oportunidade dos acionistas. Ou seja, na geração de receita para o acionista.

O modelo elaborado a partir desse respaldo teórico foi aplicado aos dois projetos e foram calculados os resultados. Adicionalmente foram testados os impactos das variações nas premissas adotadas sobre os resultados encontrados e identificados os pontos críticos de sucesso. No sentido corroborar maior quantidade de informações foram realizadas entrevistas com agentes atuantes na cadeia de geração elétrica através de empreendimentos de menor porte.

1.4. Estrutura Capítular

O estudo apresentado está dividido em 5 capítulos, incluindo esta introdução. Nela é apresentado o tema do trabalho, o objetivo central, os objetivos secundários, a questão central, as hipóteses e a metodologia. Também foram expostas nesta introdução as justificativas e a relevância do assunto abordado.

O segundo capítulo contempla uma visão geral do setor elétrico brasileiro e como as PCHs são nele inseridas. No mesmo capítulo são descritos o conceito técnico desse tipo

² Entende-se pelo termo fluxo de caixa descontado, como o desconto atribuído a projeção de um fluxo de caixa para se obter o valor equivalente dos períodos futuros ao presente. Este desconto é obtido pela aplicação de uma taxa que reflete o valor do dinheiro no tempo, conhecida como taxa de desconto.

de usina e os processos regulatórios de outorga da aprovação, bem como as etapas gerenciais que vão até o momento da entrada em operação comercial.

O terceiro capítulo se inicia com a revisão metodológica e propõe uma discussão dos conceitos de análise de viabilidade econômico-financeira pelo cálculo do fluxo de caixa descontado. Em seguida são elencados os principais riscos inerentes ao processo, relacionando-os aos entraves do setor quando for o caso. Por último são analisados os elementos que compõem o fluxo de caixa do projeto de construção de uma usina.

No quarto capítulo é aplicada a metodologia revisada para estudo de caso de dois projetos: a construção da PCH Fartura e a aquisição da PCH Santa Ana, esta já em operação comercial. Também nesse capítulo se desenvolve uma reflexão sobre a baixa competitividade das PCHs em relação às demais fontes.

No último capítulo é realizada uma síntese do estudo e são apresentadas as conclusões e recomendações.

2. CONTEXTO E CONCEITOS GERAIS SOBRE PCHs

Este capítulo tem como objetivo apresentar conceitos introdutórios sobre a hidroeletricidade e alinhar os conhecimentos básicos a respeito do tema, de modo a possibilitar maior compreensão da análise proposta. O conteúdo foi dividido em três partes.

Na primeira parte é repassado o histórico do setor elétrico brasileiro até o momento em que este foi constituído como o conhecemos hoje. Também nela é feita uma contextualização da geração hidrelétrica de pequeno porte na economia mundial e nacional.

Na segunda parte são abordados os conceitos gerais sobre as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), desde a definição legal, a legislação pertinente e sua classificação.

Por último são revisados o processo regulatório de outorga da autorização e os processos gerenciais de implementação e controle do empreendimento.

2.1. Contextualização do Setor

É senso comum que o setor de energia é um dos segmentos de infraestrutura vitais para o desenvolvimento de uma nação. O consumo de energia é um dos principais indicadores do desenvolvimento econômico e do nível de qualidade de vida de qualquer sociedade. Ele reflete tanto o ritmo de atividade dos setores industrial, comercial e de serviços, quanto a capacidade da população para adquirir bens e serviços tecnologicamente mais avançados, como automóveis (que demandam combustíveis), eletrodomésticos e eletroeletrônicos (que exigem acesso à rede elétrica e pressionam o consumo de energia elétrica) (ANEEL, 2008). A Figura 1 apresenta

uma comparação da intensidade do consumo de energia primária³ *per capita* por tonelada equivalente de petróleo (tep). Nela é possível constatar que o Brasil ainda apresenta baixo consumo de energia. Dos 5 níveis de classificação apresentados, o país encontra-se no quarto nível, consumindo de 1,5 a 3 tep, o que o situa abaixo de outros países emergentes, como China, Rússia e África do Sul, bem como de importantes economias da América Latina, como Argentina, Chile e Venezuela.

Figura 1 - Consumo *per capita* de Energia Primária no Ano de 2010 (em tep)

Fonte: British Petroleum (2011)

A questão do consumo nacional é reforçada ao analisar o estudo de intensidade elétrica apresentado no último Plano Nacional de Energia (EPE, 2008a) divulgado até a conclusão desse trabalho. O estudo relaciona o Produto Interno Bruto (PIB) com o consumo *per capita* para diferentes países, considerado como indicador de consumo de energia elétrica per capita ou a intensidade elétrica da economia (consumo de energia elétrica por unidade do PIB). Esses indicadores dependem muito da estrutura do mercado consumidor de cada país ou região e da configuração do seu parque industrial, em especial da eventual presença expressiva de cargas eletrointensivas. Quando comparados as demais economias em desenvolvimento ou já desenvolvidas, o Brasil ainda apresenta nível de consumo baixo, mesmo comparando

³ Fontes de Energia Primária: recurso energético que se encontra disponível na natureza (petróleo, gás natural, energia hídrica, energia eólica, biomassa, solar).

com economias da latino-americana como Chile e Argentina. É possível concluir que existe uma tendência inerente ao crescimento econômico e aumento da renda *per capita* do aumento do consumo de energia elétrica, mesmo considerando ganhos de eficiência energética.

A EPE também apresentou também projeção do índice de intensidade elétrica projetado do Brasil até 2030, comparado com o consumo atual dos demais países. Segundo a projeção, o Brasil passará a demandar consumo *per capita* de 5.000 kWh/hab, em 2008 na faixa de 2.000 kWh/hab. Ainda assim, a projeção do consumo do país para 2030 ainda ficaria abaixo do consumo economias europeias verificado em 2010, incluídos os países com economias menos consolidadas, como a Grécia. O aumento do consumo per capita de energia é determinado pelas decisões de investimento na expansão da indústria capital-intensivo e energo-intensiva, principalmente, e também pela “eletrificação” de diversos setores, substituindo, em determinados processos, outros energéticos menos eficientes. O Plano Nacional de Energia já considera as economias provenientes de avanços tecnológicos, o amadurecimento do mercado e o uso mais eficiente da energia (EPE 2008). O resultado do estudo é apresentado na Figura 2. Indicadores de consumo de energia elétrica *per capita* ou a intensidade elétrica da economia (consumo de energia elétrica por unidade do PIB).

Figura 2 - Renda x Consumo de Energia Elétrica *per capita*

Fonte: EPE (2008)*

* informações do PIB foram convertidas usando cotação do dólar do ano de 2000

No que diz respeito à geração de energia elétrica, o Brasil tem uma representatividade da geração hidrelétrica na matriz elétrica consideravelmente superior à média mundial. Conforme estatísticas apresentadas pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2011), o país era, em 2010, o segundo maior produtor de energia elétrica no mundo, com uma geração de 391 TWh, representando 11,7% da produção hidrelétrica global. A fonte hidrelétrica representa o maior percentual de geração na matriz nacional e, na produção global, fica atrás apenas da China, como se pode ver na Tabela 3.

Tabela 3 - Produção Mundial de Energia Elétrica por fontes hidráulicas

Produtores	TWh	% do total mundial
China	616	18.5
Brasil	391	11.7
Canadá	364	10.9
Estados Unidos	298	9.0
Rússia	176	5.3
Noruega	127	3.8
Índia	107	3.2
Japão	90	2.7
Venezuela	82	2.5
Suíça	66	2.0
Resto do mundo	1.012	30.4
Mundo	3.329	100.0

Fonte: IEA (2011).

Especificamente, 74% do total da energia elétrica gerada no país em 2010 advieram de recursos hídricos, segundo dados divulgados Balanço Energético Nacional de 2010 (EPE, 2011), conforme indicado na Figura 3.

Figura 3 - Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte

Fonte: EPE (2011).

As fontes hídricas chegaram a ter maior representatividade na matriz nacional, na década de 1990, o parque hidrelétrico chegou a representar 90% da capacidade instalada. A redução da participação hidrelétrica na geração nacional se deve a três

razões. Primeira, a necessidade da diversificação da matriz elétrica, prevista no planejamento do setor elétrico, de forma a aumentar a segurança do abastecimento. Segunda, a dificuldade em viabilizar novos empreendimentos hidráulicos pela ausência da oferta de estudos e inventários. Terceira, o acúmulo dos entraves jurídicos que protelam o licenciamento ambiental de usinas de fonte hídrica, o que vinha provocando o aumento da contratação em leilões de energia de usinas de fonte térmica, a maioria das quais queimando derivados de petróleo ou carvão (ANEEL, 2008).

Segundo projeções do Balanço Energético Nacional de 2010 (EPE, 2011) a tendência é que as fontes hídricas continuem a perder participação do mercado. As projeções apontam a continua perda de participação na matriz de energia elétrica das fontes Hidroelétricas. As grande usinas estima-se que terão um perda de mercado de 11% atingindo a participação de 67% e as PCHs aumentem a participação na geração nacional em 8% atingindo a faixa de 3,8%.

2.2. Breve Histórico do Setor

No final do século XIX, mais precisamente em 1890, o Brasil tinha apenas cinco centrais elétricas que se situavam em três no Estado de Minas Gerais, uma em São Paulo e a quinta em Porto Alegre (VOLPE FILHO e ALVARENGA 2008).. O início do setor elétrico brasileiro foi marcado pelo investimento de empresas privadas estrangeiras, a canadense Light e a norte-americana Amforp.and Power Company e a estadunidense American & Foreign Power Company (AMFORP). Segundo Ferraz Filho e Moraes (2002), em 1930 todas as áreas desenvolvidas ou em desenvolvimento do país estavam nas mãos desses dos dois grupos estrangeiros. No restante do território nacional, operavam as numerosas pequenas empresas, que forneciam energia gerada por termoelétricas e eram mantidas pelas prefeituras.

O início da regulamentação do setor elétrico brasileiro se deu com o Código das Águas, iniciado em 1906 e publicado em 1934 pelo Decreto nº 26.234. Entre outras coisas, estabeleceu-se: o prazo de concessão em trinta anos, podendo ser prorrogado por mais 20 anos; a necessidade de autorização ou concessão federal para

construção de linhas de transmissão ou redes de distribuição; e assegurava o direito do poder público de fiscalizar técnica, financeira e contabilmente as empresas do setor (Ganim, 2009)

A criação da Eletrobrás, em 1962, e do empréstimo compulsório, em 1964, consolidou o domínio do Estado na expansão da oferta no setor elétrico. A Eletrobrás centralizou o planejamento, o financiamento e a expansão da oferta (Tolmasquim, 2011). O conjunto de usinas hidrelétricas e linhas de transmissão pertencentes à Eletrobrás eram custeados por um sistema tarifário com uma única tarifa para todos os estados do país, remunerados independentemente da sua eficiência. Os recursos para os novos investimentos necessários à manutenção da rede vinham de projetos de financiamentos previamente aprovados por agências multilaterais, como o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e o Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD), avalizados pelos governos. Segundo Tolmasquim (2011), o aumento da oferta de energia elétrica se deu a taxas de quase 9% ao ano no período de 1955-1960, e acima de 8% ao ano no período 1960-1965.

Nos anos 1980, instaurou-se uma crise no setor de energia marcada pelo fim do imposto único e com a manipulação política da tarifa de energia elétrica para contenção da inflação e posterior congelamento das tarifas. Cenário agravado pela crise da dívida externa, pela moratória da dívida do México e a dificuldade de acesso a financiamentos externos. A falência veio na forma de uma cadeia de inadimplência, situação que perduraria por 11 anos, a chamada década perdida. O resultado final foi a deterioração do setor elétrico e um prejuízo estimado em 30 bilhões de dólares (TOLMASQUIM, 2011). A Figura 4 apresenta o investimento histórico do setor entre os anos 1980 a 1995 e ajuda a ilustrar a gravidade da crise apresentada. É possível dimensionar a grave queda da redução do investimento, que em 1987 chegou próximo a US\$16 bilhões, e menos de 10 anos depois atingiu a casa de poucos US\$ 4 bilhões.

Figura 4 - Investimento Histórico no Setor 1980-1995

Fonte: Ramos (2009).

Finalmente, em 1993, apesar da forte resistência dos setores corporativos que detinham o monopólio, começaram a ser esboçadas as diretrizes de um novo modelo para o setor de energia elétrica nacional, lastreado em fontes seguras de custeio. Optou-se pela inserção competitiva, com a participação de muitos grupos econômicos. Somente um fluxo constante de capital privado poderia fazer frente não só às necessidades de caixa para manutenção a rede, como também aos pesados investimentos necessários à expansão da geração desse mercado.

Segundo Sauer *et al.* (2003), a liberalização econômica do sistema elétrico brasileiro, conhecida como reestruturação (RES-SEB), foi uma das mais importantes diretrizes da política de reforma institucional e ajuste econômico. A ideia central do novo modelo era assegurar a competição onde possível e regulamentação, onde necessário.

Ramos (2009) relaciona as principais características do novo modelo: (1) privatização das concessionárias federais e estaduais; (2) desverticalização de ativos de geração, distribuição e transmissão, desvinculando-se a contratação da transmissão e distribuição da compra e venda de energia; (3) Licitação das novas concessões; (4) Reformulação das funções de: (i) regulação – a cargo do órgão setorial independente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); (ii) operação – com a criação do

Operador Nacional do Sistema (ONS), (iii) planejamento, (iv) financiamento da expansão – a cargo do Banco Nacional de Desenvolvimento Social e Econômico (BNDES); e (v) criação de ambiente de comercialização da energia – o Mercado Atacadista de Energia (MAE).

Para o melhor entendimento do novo modelo faz-se necessário detalhar a nova estrutura criada: A ANEEL tem a função de reguladora e fiscalizando dos segmentos de transmissão, geração, distribuição e comercialização. O ONS coordena e controla a operação dos sistemas interligados de geração e transmissão de energia elétrica, como uma das atividades principais, e determina semanalmente a quantidade de energia que cada usina deve gerar. O MAE, por sua vez, é o ambiente onde se concentram as atividades comerciais do mercado. A instituição em si não tem fins lucrativos, somente viabiliza transações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes do mercado (VOLPE FILHO e ALVARENGA 2008).

Após quase uma década de reformas, as perceptivas de ampliação da oferta, qualidade, confiabilidade e preços compatíveis com a realidade não se realizaram. Ao contrário disso, a exacerbação do ambiente de incerteza a falta de regras claras, diante de um precitado processo de desverticalização e privatização já, então, em curso levou entre os anos de 2001 e 2002, a um racionamento de 25% do consumo de eletricidade, sob condições hidrológicas consideradas normais (3 anos com afluência acima da média e 2 anos abaixo da média) (SAUER, 2009). Nos meses que antecederam o racionamento os níveis dos reservatórios de energia chegaram à marca preocupante de 18% de sua capacidade no Sudeste e Nordeste. O governo já tinha conhecimento da situação, talvez não com as devidas proporções, e não conseguiu implantar um ambiente regulatório adequado e nem um mercado livre, confiável, de energia, no MAE, com a eficácia e a agilidade necessárias para contornar a crise.

Segundo Tolmasquim (2011) uma das principais causas do racionamento foi a falta de investimento em geração, causada por: (1) superestimação do lastro dos contratos iniciais, não estimulando as distribuidoras a contratar oferta adicional de energia e levando ao uso excessivo dos estoques de água das hidrelétricas; (2) ausência de coordenação institucional entre os órgãos setoriais; (3) Falta de um modelo regulatório juridicamente consistente e robusto, que estimulasse o investimento privado; (4) falta de planejamento estrutural devido à demora na

implementação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e do Comitê Coordenador de Planejamento de Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE); (5) Restrição ao investimento das empresas estatais – segundo o autor, R\$ 17 bilhões deixaram de ser investidos pelas estatais federais por não terem sido aprovados pelo governo, uma vez que esses investimentos eram contabilizados como despesa no orçamento da União.

Em dezembro de 2003, com a edição da medida provisória nº144, foi convertida na Lei nº 10.848, de 15.03.2004 e regulamentado pelo Decreto nº 5.163, de 30.07.2004 deu-se início a mais uma reforma no Setor Elétrico e implantação do modelo (GANIM, 2009). O modelo vigente tem como base as seguintes questões:

- Segurança de suprimento – Contratação da totalidade da demanda dos agentes e revisão de cálculo dos lastros (energia assegurada) dos geradores, de maneira que se 100% da demanda estiverem contratados por geradores cuja energia assegurada corresponda a um critério de segurança de 95%, haveria, em teoria, um risco máximo de 5% de ocorrer algum problema de suprimento. Associado ao monitoramento permanente da segurança de suprimento;
- Modicidade tarifária – Baseada na contratação eficiente de energia para os consumidores regulados, sendo a compra de energia sempre por meio de leilões, na modalidade “menor tarifa”;
- Ambientes de contratação e competição na geração – Criação de dois ambientes de contratação: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) – compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores de tarifas regulados (consumo dos distribuidores) por meio de contratos regulados com o objetivo de assegurar a modicidade tarifária; e, Ambiente de Contratação Livre (ACL) – compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores livres, por intermédio de contratos livremente negociados;
- Novos agentes institucionais – Empresa de Pesquisa Energética (EPE): com o objetivo principal de desenvolver os estudos necessários ao exercício, pelo MME, da função de efetuar o planejamento energético;

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): instituição que sucedeu ao Mercado Atacadista de Energia (MAE), responsável, em particular, pela contabilização e liquidação de diferenças contratuais no curto prazo, além de assumir o papel de administrador dos contratos de compra de energia para atendimento aos consumidores regulados; e, Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): tem a função de avaliar permanentemente a segurança de suprimento. Incumbido de propor medidas preventivas, inclusive sinais de preço, ou de constituição de reserva conjuntural no caso de desequilíbrios entre oferta e demanda.

Atualmente temos um setor elétrico praticamente regulado, ainda sofrendo ajustes pontuais, no qual, por força de disposição legal, a atividade de serviço público de distribuição de energia elétrica encontra-se segregado das demais atividades, sendo que a atividade de serviço público de transmissão de energia elétrica e a atividade de geração, apesar de segregadas e individualizadas, podem ser praticadas por uma única pessoa jurídica (Ganim, 20009).

2.2.1. Agentes do Setor

O setor de energia é dividido em 5 segmentos: (i) transmissão; (ii) distribuição; (iii) geração; ; (iv) comercialização; e (v) agentes de consumo. Faz-se necessário conhecer cada uma das classes dos agentes que atuam no setor, afim de compreender o funcionamento do setor elétrico como um todo.

2.2.1.1. Agentes de Transmissão

Agentes de transmissão são empresas detentoras de concessão para o transporte da energia de alta tensão (acima de 230kV) no Sistema Interligado Nacional, também conhecido como rede básica, e no sistema Isolado. A empresa é responsável pela construção e operação da linha de transmissão

Esse segmento é um monopólio natural regulado. A remuneração é por meio da Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão (TUST), definida pela ANEEL a cada quatro anos e reajustada anualmente.

2.2.1.2. Agentes de Distribuição

Agentes de distribuição são empresas detentoras de concessão para a distribuição da energia do sistema de transmissão para os consumidores finais comerciais, residenciais e industriais na área geográfica de sua concessão. Também são responsáveis pela venda da energia para os consumidores cativos

Esse segmento é um monopólio natural com tarifas e condições de operação reguladas. A remuneração advém das tarifas de fornecimento e distribuição da energia definidas pela ANEEL a cada quatro anos e reajustadas anualmente.

Os distribuidores são obrigados a garantir livre acesso de geradores para conexão com a rede básica. Nesses caso é cobrado das empresas geradoras a Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), para remuneração apenas do transporte da energia.

A compra da energia para atendimento do mercado cativo é realizada por meio de energia oriunda da (1) energia comprada em leilões regulados por meio de contratos; compra de energia do ambiente regulado; (2) usina de Itaipu; (3) energia nuclear de Angra I e II; (3) geração distribuída; e (5) do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)⁴.

2.2.1.3. Agentes de Geração

Agentes de geração são empresas ou consórcio de empresas detentoras de concessão ou autorização para produzir energia elétrica, independentemente da fonte de energia. As fontes mais conhecidas são Hidrelétrica (água), Termelétrica (diesel, gás natural, biomassa, carvão), Solar (sol), Eólica (ventos) e Nuclear (urânio).

Esse é um segmento caracterizado pela competição entre os agentes na busca de maior eficiência e menores preços. Os agentes podem vender a energia diretamente para os consumidores no Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou para

⁴O Proinfa foi instituído em novembro de 2003, tendo como objetivo aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólica, biomassa e PCHs no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN).

as concessionárias de distribuição, nos leilões regulados, conhecido como Ambiente de Contratação Regulado (ACR). Os agentes podem ser classificados como

(1) Concessionários de Serviço Público de Geração

Agente titular de Serviço Público Federal delegado pelo Poder Concedente mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de Empresas para exploração e prestação de serviços públicos de energia elétrica, nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

(2) Produtores Independentes de Energia Elétrica: são agentes individuais ou reunidos em consórcio que recebem concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir por sua conta e risco energia elétrica destinada à comercialização.

(3) Autoprodutores: são Agentes com concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia, desde que autorizados pela ANEEL.

2.2.1.4. Agentes de Comercialização

Agentes de comercialização são aqueles autorizados pela ANEEL a comprar e vender energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) mesmo sem possuir ativos de geração. Podem atuar somente no Ambiente de Contratação Livre (ACL) comprando energia de outros comercializadores e geradores e vendendo para consumidores livres e outras comercializadoras.

2.2.1.5. Agentes de Consumo

Segmento final do suprimento de energia, os consumidores podem ser divididos entre consumidores cativos, livres e especiais.

Os consumidores cativos obrigatoriamente comprem a energia das distribuidoras da área de concessão em que se localizam. As Condições Gerais de

Fornecimento são definidas pela Resolução nº 456, de 2000. Podem ser classificados como residencial, industrial, comercial, rural, poder público, iluminação pública.

Os consumidores livres foram regulamentados pela Lei nº 9.024. São consumidores que podem negociar livremente sua energia por meio de contratos bilaterais diretamente com o gerador. Unidades consumidoras com demanda acima de 3.000 kW podem ser enquadradas nessa categoria. Para isso é necessário solicitar a rescisão de fornecimento com a concessionária local.

Existe outra categoria de consumidores livres, são os consumidores especiais. Representam unidades consumidoras ou conjunto de unidades de um mesmo submercado, com carga maior que 500 kW e que, obrigatoriamente, têm que comprar energia das chamadas fontes incentivadas. São classificados como fontes incentivadas os empreendimentos produtores de energia alternativa, entre eles: PCH, solar, eólica ou biomassa.

A Figura 5 ilustra o modelo institucional do setor já descrito ao longo dessa seção:

Figura 5 - Modelo Institucional do Setor

Fonte: Elaboração Própria com base nos dados da ANEEL (2008).

2.3. Conceitos Gerais sobre as PCHs

Segundo dados do Banco de Informações de Geração da ANEEL, atualizados em janeiro de 2012, existem no Brasil 420 PCHs em operação comercial, totalizando 3.898.209 kW de potência instalada, o que representa 3,29% da geração de energia elétrica nacional. Ao considerarmos as usinas em construção e com outorgas, o potencial aumenta para 6.563.954 kW. Os dados mencionados estão resumidos na Tabela 4.

Tabela 4 - PCHs em Operação, Construção e com Outorga.

	Empreendimentos em Operação	Empreendimentos em Construção	Empreendimentos Outorgados entre 1998 e 2012	Total
Quantidade	420	60	138	618
Potência Outorgada (kW)	3.898.209	731.045	1.934.700	6.563.954
% com relação a demais fontes	3,29	2,62	8,31	14,22

Fonte: Elaboração própria, utilizando dados do Banco de Informações de Geração da ANEEL (2012).

Na Figura 6, é apresentado mapa de localização dos projetos existentes nas fases de operação, construção e outorga. Pode-se perceber que existe uma grande concentração dos projetos no Sudeste, Sul e Centro-Oeste.

Figura 6 - Mapa de Localização das PCHs

Fonte: Lenzi (2011a).

A primeira menção oficial ao conceito técnico de PCH foi registrada em 1982, com o Manual de Pequenas Centrais elaborado em pelo MME, Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) e Eletrobrás para o Programa Nacional de PCHs (PNPCH). Posteriormente publicado em portaria do antigo DNAEE nº. 109, de 24 de novembro daquele ano, com as seguintes características; 1) operação em regime de fio d'água ou de regularização diária; 2) provisão de barragens e vertedouros com altura máxima de 10 m; 3) sistema adutor formado apenas por canais a céu aberto e/ou tubulações, não utilizando túneis; 4) as estruturas hidráulicas de geração devem prever uma vazão turbinável de, no máximo, 20m³/s; 5) dotação de unidades geradoras com potência individual de até 5MW; e 6) potência total instalada de até 10MW (DNAEE, 1982).

Em 1998 a ANEEL estabeleceu novos critérios, mais simplificados, para definição de PCH por meio de Resolução nº. 394, de 4 de dezembro de 1998: 1) potência igual ou superior a 1,0 MW e igual ou inferior a 30,0 MW; 2) área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km² ; 3) cota d'água associada à vazão de cheia com tempo de recorrência de 100 anos (ANEEL, 1998).

Em 2003, por meio da Resolução 652, adicionou-se à definição o tratamento específico para os aproveitamentos hidrelétricos que não atenderem à condição para a área do reservatório, respeitados os limites de potência e modalidade de exploração. São classificadas como PCHs as usinas em que a área do reservatório for menor que o resultado da equação calculada pela potência instalada multiplicada por 14,3 e dividida pela queda bruta em metros, mantendo as demais definições. O conceito de queda bruta pode ser definido pela diferença entre os níveis máximos d'água normal a montante e normal a jusante. São permitidas também áreas de reservatórios maiores cujo dimensionamento, comprovadamente, tenha sido baseado em outros objetivos que não o de geração de energia elétrica.

Desde 1996 diversas mudanças foram realizadas no setor de energia elétrica no sentido de regulamentar as atividades, definir os processos e responsabilidades, para tornar o setor mais transparente, com mais credibilidade, quanto à linha de

atuação e continuidade da estrutura regulatória. Um dos grandes objetivos com as alterações feitas era o de atrair as empresas privadas para investir no setor elétrico.

Nesse sentido, visando estimular a participação do capital privado na expansão da matriz energética, foram atribuídos às PCHs incentivos regulatórios, entre os quais incentivos de natureza financeira, como isenção da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)⁵ para fins de geração de energia elétrica e desconto entre 50% a 100% no pagamento da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).⁶ As PCHs foram enquadradas no programa prioritário de construção e são elegíveis para desoneração do Programa de Integração Social (PIS) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins), através do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (Reide). Existem também incentivos de caráter regulatório: simplificações no processo de registro e aprovação de inventários dos potenciais, bem como na obtenção das licenças ambientais; e possibilidade de participarem do *pool* de geração conhecido como Mecanismos de Realocação de Energia (MRE), que garante a estabilidade da recita.

Na Tabela 5 é relacionado resumo das principais legislações aplicáveis às PCHs:

Tabela 5 - Resumo da Legislação Aplicável a PCHs

Documento	Data	Descrição
Lei nº 9.074	07/07/95	Autorização não-onerosa para explorar o potencial hidráulico
Lei no 9.427	26/12/96	Dispensa de Licitação (Autorização) para UHEs com $1 < P(\text{MW}) \leq 10$
Lei no 9.648,	27/05/98	- Citação em Lei do termo PCH e definição dos limites de potência $1 < P(\text{MW}) \leq 30$ - Principais incentivos para PCH: (i)isenção da CFURH; (ii)desconto TUSD/TUST; (iii)comercialização com consumidores especiais(> 500kW)
Resoução 393	1998	Procedimentos para registro e aprovação de inventários
Continua		

⁵ Trata-se de um percentual que as concessionárias de geração hidrelétrica pagam pela utilização de recursos hídricos.

⁶ Trata-se da tarifa paga pelo gerador para ressarcir a distribuidora do uso do sistema de distribuição.

Documento	Data	Descrição
Decreto no 3.653,	07/11/00	MRE deixa de ser exclusividade das UHEs despachadas centralizadamente
Resolução 169	03/05/01	Critérios para cálculo da Garantia Física baseados exclusivamente em parâmetros declarados pelo agente. Tais como hidrologia, rendimento e indisponibilidades.
Resolução CONAMA 279	2001	Procedimentos simplificados para licenças ambientais
Lei no 10.438,	26/04/02	Criação do PROINFA e explicitado o direito de participação das PCHs no MRE
	09/12/03	Enquadramento de PCH, em substituição à RES 394/1998
Resolução 303	2004	MRE para PCHs
Resolução 77	2004	Descontos de TUSD e TUSU de 50% para carga e geração
Resolução 166	2005	Descontos de TUSD e TUSU de 50% para carga e geração
Portaria MME 31	2007	Leilões de energia de fontes alternativas
Resolução no 266	22/05/07	MRA para PCHs
Despacho no 3.606	22/09/09	Exclusão do MRE da PCH Araras. Necessidade de regras gerais para permanência de UHE do MRE, com base no desempenho

Fonte: Elaboração própria

2.3.1. Definição e Classificação

O princípio básico do funcionamento de uma PCH é a utilização de uma barragem para represar a água do rio em curso. No caso do excesso da água nos afluentes os vertedouros são utilizados para o extravasamento provocado pelo aumento da vazão do rio.

A água represada pode ser conduzida para a turbina por meio de tomada d'água, canal de adução, conduto forçado ou túnel. A edificação onde são localizados os equipamentos elétricos e mecânicos auxiliares é chamada de Casa de Força. Após

passar pela turbina, a água é conduzida novamente ao rio pelo canal de fuga. A Figura 8 ilustra os principais itens que compõem a PCH.

Figura 7 - Ilustração de uma PCH

Fonte: Tiago Filho (2010a).

A PCHs podem ser classificadas pela capacidade de regularização do reservatório, segundo os conceitos definidos no manual de Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas, publicado pela Eletrobrás (2000). Este tipo de fonte geradora pode ter estrutura do reservatório do tipo fio d'água ou de acumulação. As usinas fio d'água são utilizadas quando as vazões de estiagem do rio são iguais ou maiores que a descarga necessária à potência a ser instalada para atender à demanda máxima prevista. Nesse caso, despreza-se o volume do reservatório criado pela barragem. Esse tipo de PCH apresenta, entre outras simplificações, a dispensa de estudos de regularização de vazões e facilidades na elaboração do projeto.

As PCHs de acumulação, com regularização diária do reservatório, são empregadas quando as vazões de estiagem do rio são inferiores à necessária para fornecer potência capaz de suprir a demanda máxima do mercado consumidor e, nesse caso, o reservatório fornecerá o adicional necessário de vazão regularizada.

As PCHs de acumulação, com regularização mensal do reservatório, pressupõem uma regularização mensal das vazões médias diárias, promovida pelo reservatório.

Na Tabela 6 é apresentado resumo das características que diferenciam as PCHs das demais fontes hidrelétricas, no que se refere à: a potência, tipo de outorga, possibilidade de venda de energia e tarifa do transporte. As micros geradoras conhecidas como CGH apresentam vantagem em relação às PCHs pois não necessitam de um processo prévio de autorização, simplesmente o registro da usina após a construção. Em relação as fontes hidrelétricas de maior porte as PCHs possuem vantagens como: simplificação do processo de outorga e a possibilidade de desconto na tarifa de transporte no caso de comercialização da energia para consumidores especiais.

Tabela 6 - Comparação Técnica das PCHs com Demais Fontes Hidrelétricas

Tipo de Usina	Características de Potência/ Insumo	Tipo Outorga (ANEEL)	Possibilidade de Comercialização	Desconto na Tarifa de Transporte
CGH	< 1 MW	Registro	Consumidor especial/livre	50%
PCH	de 1 a 30 MW e reservatório < 3 km ²	Autorizações (não onerosa)	Consumidor especial/livre	50%
UHE de 30 MW e 50 MW	de 50 a 50 MW	Autorização	Consumidor especial/livre	0
UHE > 50 MW	> 50 MW	Licitação	Consumidor livre	0

Legenda: Elaboração Própria

2.4. Processo de Gestão da Implementação de Usinas

O pontos crítico para a implantação de uma usina são as etapas para obtenção da outorga e licenças ambientais e o período da construção efetiva da usina. O objetivo desta subseção é detalhar as etapas que compõem cada um desses processos. Sendo vital para o sucesso do projeto que o empreendedor as conheça profundamente.

2.5. Gestão da Construção de Usinas

O processo de construção de uma PCH se inicia com a etapa de pré-desenvolvimento, na qual são levantados os dados iniciais e realizadas a análise, de viabilidade preliminar e a avaliação de riscos do projeto. Nesse momento o empreendedor tem que entrar com a solicitação do inventário no ao órgão regulador, a ANEEL.

Caso a análise aponte para a viabilidade do projeto, este passa à fase de desenvolvimento. Nesta fase são realizados levantamentos mais abrangentes, detalhados e completos. É o momento em que se elabora o projeto básico do empreendimento. Antes de entregar o projeto básico à ANEEL é necessária a obtenção da Licença Prévia no órgão ambiental local.

Constituem a terceira etapa do processo de construção: *a)* a contratação dos equipamentos e das empreiteiras; *b)* a contratação dos consultores que participaram do projeto; *c)* a elaboração do projeto executivo do empreendimento; e *d)* o planejamento de implantação da obra. Ao longo das próximas subseções serão feitos comentários sobre cada etapa do processo.

2.5.1. Pré-Desenvolvimento – Definições Preliminares do Projeto

A gestão do processo de construção tem início com a fase de pré-desenvolvimento. Nessa fase é realizada uma análise preliminar, do ponto de vista técnico, do potencial que se pretende explorar, incluindo o levantamento em campo e a elaboração de um estudo inicial, do ponto de vista econômico-financeiro, realizando-se ainda a análise de viabilidade financeira e uma análise de riscos.

O estudo de inventário dos potenciais hidrelétricos do rio ou bacia onde se deseja construir uma PCH é a primeira etapa do processo. São levantadas as possibilidades de configuração e localização das centrais hidráulicas, considerando-se a melhor divisão de quedas ao menor custo possível e o menor impacto ambiental. Segundo Martinez (1994), os estudos preliminares são de importância vital, uma vez que é a partir deles que se faz a escolha da configuração final dos potenciais.

Segundo Carneiro (2010), um local adequado para a implementação de uma PCH preferencialmente deve ter uma queda natural acentuada, boas condições de fundação, jazidas naturais de material de construção próxima do local da obra e baixo impacto do empreendimento sobre a região.

Uma vez levantados os melhores potenciais e realizado o projeto preliminar para cada empreendimento, conforme afirma Martinez (1994), o pré-dimensionamento de uma PCH deve alcançar um nível de detalhamento que permita ao projetista ter o valor da capacidade a ser instalada na central, o seu número de unidades geradoras, o custo aproximado de uma usina e um arranjo básico, e uma primeira aproximação da casa de máquinas e do sistema elétrico.

Apesar de o pré-dimensionamento ser uma etapa inicial, há alguns cuidados que devem ser tomados no momento da configuração básica dos empreendimentos. Faz-se necessária a elaboração de estudos dos recursos hidráulicos, definidos principalmente por uma queda e um regime de vazão. Devem ser estudadas as variações periódicas ou sazonais de regularidade e flutuação da vazão do rio, hidrologia, climatologia, estiagem, regime de enchentes anuais, assim como o comportamento em casos excepcionais: grandes enchentes, amplitude de sismos etc. (MOREIRA et al., 2006). Esses aspectos influenciam diretamente na viabilidade do projeto.

Outro ponto importante de atenção é o custo do transporte da energia, que pode representar uma quantia expressiva em um projeto de geração e pode, por isso, inviabilizar o projeto. A interligação com a rede básica deve ser considerada para o projeto de uma pequena central hidrelétrica desde a etapa inicial. O ideal é que a localização do ponto de geração possa situar-se, na medida do possível, perto do ponto de consumo potencial ou de uma linha de transmissão existente, a fim de reduzir os custos de transporte de energia (MOREIRA et al., 2006).

Thomé (2008) alerta para uma especificidade da construção de PCHs,: o ponto considerado como chave são as obras civis, que representam a maior parte do custo do empreendimento, conforme dados históricos pesquisados. Assim, se o empreendimento não apresentar dificuldades para a realização dessa atividade, pode-se considerar como viável a construção da usina.

Uma vez definidas as configurações básicas do projeto, é realizada a análise de viabilidade preliminar do empreendimento. No pré-desenvolvimento ainda não há informações suficientes para se desenvolverem estimativas mais precisas ou detalhadas, somente um levantamento preliminar, mas com isso é possível fazer uma estimativa de ordem de magnitude. Na Tabela 7 são elencados por Martinez (1994) os estudos e informações mínimos necessários para a fase de pré-dimensionamento do projeto.

Tabela 7 - Estudos e Informações Necessárias para o Pré-Dimensionamento do Projeto

Estudo/Levantamento de Informações	Descrição
Estudos Topográficos	Fotografias aéreas, mapas e pantas preexistentes e confirmação em campo dos dados levantados
Estudos Geológicos e Geotécnicos	Pesquisa estimativa baseado em dados preexistentes
Dados Hidrometereológicos	Análise dos dados fluviométricos de estação de medição já existente na região
Informações Socio-economicas	Caracterização da população local; levantamento de estrutura regional; existência de parques ou monumentos de caráter hitórico, cultural ou turístico e existência de reserva indigena na área utilizada ou redondezas.
Informações Ambientais	Dados da Flora e Fauna Locas

Fonte: Martinez (1994).

Como etapa final do pré-desenvolvimento, é fundamental realizar uma análise dos riscos do investimento. No contexto de gestão de projetos, o autor Tinsley (2000) define sucintamente risco como qualquer fator que poderá afetar o fluxo de caixa esperado do projeto.

2.5.2. Detalhamento do Projeto e dos Processos de Gestão

Uma vez que se tenha optado pela elaboração do projeto, após os estudos preliminares é necessário um estudo mais elaborado das condições hidráulicas, geológicas, energéticas e ambientais. Segundo Carneiro (2010), é importante a

realização de cuidadosa avaliação de todos os aspectos do projeto, visando minimizar ao máximo os riscos de surpresa, em particular aqueles ligados às condições geológicas e hidrológicas, cuja avaliação imprecisa pode acarretar a inviabilização do empreendimento.

Ainda segundo Carneiro (2010), é fundamental a contratação de um projetista experiente, capaz de garantir um bom projeto de engenharia, seja do ponto de vista técnico, seja quanto ao aspecto econômico.

Martinez (1994) afirma que na etapa do detalhamento são definidos o arranjo básico do projeto, o dimensionamento das obras civis, e os equipamentos hidromecânicos e elétricos. Também é definida a energia a ser gerada, energia firme e energia secundária.

Após a definição final do projeto do empreendimento, as estimativas definitivas podem ser desenvolvidas. Nessa fase, há uma compreensão clara do alcance e das capacidades do projeto, e, por isso, alterações nas especificações do projeto são praticamente inexistentes. Além disso, um plano de projeto completo está no lugar, todas as atividades e sua sequência necessária para a conclusão do projeto foram identificadas, e todas as ordens de compra importantes foram apresentadas, com base em preços conhecidos e disponibilidades de materiais e equipamentos.

As estimativas são previsões de custos futuros, há sempre a possibilidade de erro, e o aumento dos custos é mais norma do que exceção. Com isso, é necessário prever uma quantia adicional nos custos, de modo que os fundos efetivamente atribuídos ao projeto sejam suficientes. Esse subsídio é conhecido como contingência. É um aspecto importante para a viabilidade do projeto, pois oferece certa proteção contra elementos desconhecidos e contra incertezas que podem inviabilizar o empreendimento. Como regra geral, quanto maior o grau de incerteza, maior a quantidade de contingência necessária.

Segundo Venkataraman e Pinto (2008) a estimativa dos custos, de modo geral, é um processo complexo. Entretanto, ela é vital para o sucesso do projeto, e quanto mais detalhada e realista ela seja, mais fácil será o processo de controle, de identificação dos desvios, as correções e as adaptações contínuas, de modo a evitar que a estimativa inicial de custos não seja ultrapassada.

Uma estimativa de custos bem elaborada é o principal meio para avaliar a viabilidade do projeto. Além de ser uma fonte de informação para a definição e a quantificação do financiamento, ela fornece um padrão contra o qual as despesas efetivamente incorridas durante o curso do projeto podem ser comparadas, e serve ainda como base para o controle de custos (VENKATARAMAN E PINTO, 2008).

Uma estimativa de custos subestimada pode causar sérios problemas no decorrer da construção, principalmente no que diz respeito ao gerenciamento do fluxo de caixa e ao custo de captação de capital adicional. Segundo Venkataraman e Pinto (2008), as principais causas de estimativas iniciais baixas são: a subestimação da complexidade e a magnitude do projeto ou a avaliação do projeto feita de forma isolada, sem se considerar o impacto das demais atividades externas a ele, como também as dificuldades técnicas inesperadas, em consequência de um projeto inicial pobre ou de complexidade técnica não prevista. Fatores externos, tais como inflação, taxa de juros, questões ambientais e flutuações cambiais também podem interferir no custo inicial projetado, principalmente no caso de ampliação do cronograma de construção do projeto.

Kannan (2001) adiciona que, entre as causas dos atrasos no cronograma e do estouro do orçamento em obras de geração hidrelétrica, devem ser considerados os problemas no projeto inicial. Entre eles, menciona aqueles decorrentes de estimativas feitas com base em dados inadequados ou incompletos, em virtude de suposições irrealistas ou de um inadequado levantamento dos aspectos geológicos e técnicos. O autor aponta, ainda, entre as causas de atraso e estouro de orçamento, as especificações e condições de contrato expressas de forma vaga e ambígua. Outros motivos que podem ser levados em conta são as mudanças consideráveis no escopo do trabalho, como mudança do local da barragem, atraso na aquisição de equipamentos devido ao tratamento na conclusão final das propostas, e ainda mudança de pessoal-chave no decorrer das etapas de planejamento e execução. Outras razões recorrentes podem ser motivadas por aspectos políticos, como o atraso na emissão da autorização da outorga e licenças ambientais pelos órgãos responsáveis, ou ainda por razões naturais, como chuvas e enchentes sem precedentes durante o período de construção.

2.6. Processo Regulatório: Obtenção da Autorização junto a ANEEL

Nesta subseção serão revisadas as etapas regulatórias para a autorização com base na legislação vigente. Primeiramente, faz-se necessário entender o conceito de autorização. Segundo Carneiro (2010), trata-se de um ato administrativo discriminatório e regulamentado, outorgado a terceiro pelo Poder Público, através de autarquia especial, pessoa jurídica de direito público com função regulatória, para exploração e uso de bem público, para o seu interesse e por sua conta e risco.

A ANEEL regulamentou o processo de autorização para as PCHs com a resolução normativa nº 343, de 9 de dezembro de 2008. Estabelece procedimentos para registro, elaboração, aceite, análise, seleção e aprovação de projeto básico e para autorização de potenciais PCHs para produtores independentes e autoprodutores.

2.6.1.1. Registro dos Estudos de Inventário Hidrelétrico

O primeiro passo para a autorização é o inventário do rio, que consiste no levantamento dos potenciais para construções de usinas, considerando o equilíbrio entre a maior capacidade de geração, menor custo e menor impacto ambiental. Pela legislação que trata desse inventário, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é responsável por identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos. Mas na prática somente é realizado para os grandes empreendimentos. O estudo de inventário para PCHs é realizado pelos empreendedores, podendo ser pessoas físicas e jurídicas, e para posteriormente solicitar o registro do inventário junto a ANEEL.

Uma vez aceito o registro pela ANEEL, o levantamento em campo pode ser realizado mediante depósito caução de 5% da previsão de dispêndios, a ser devolvida posteriormente. No caso de PCH, o investidor terá direito a ressarcimento dos custos com o inventário.

2.6.1.2. Registro para Elaboração do Projeto Básico

Para o registro da elaboração do projeto básico é necessário que o registro de inventário esteja aprovado, e que tenha sido efetuado o depósito do aporte da garantia. A ANEEL aprovará o registro por meio de despacho. Após aprovação o investidor tem o prazo de 14 meses para apresentação do projeto básico. A partir do momento em que for protocolado o projeto básico na ANEEL o investidor não poderá desistir de prosseguir com o projeto.

O valor da garantia é calculado conforme a equação abaixo:

Equação 1 - Valor da Garantia para Elaboração do Projeto Básico - ANEEL

$$VG = [(V_{\max} (P - 1.000) - V_{\min} (P- 30.000))] / 29.000$$

Onde:

P = Potencial da PCH estimada no estudo de inventário aprovada pela ANEEL, em kW;

V_{min}= Valor mínimo da garantia = R\$ 100.000

V_{max} = Valor máximo da garantia = R\$ 500.000

Ao aplicar a Equação 1 à usinas com diferentes capacidades de geração, é possível concluir que usinas com potência até 1.800 kW aportam o valor mínimo da garantia de R\$ 100 mil e usinas com potência acima de 25.000 kW aportam o valor máximo. A

Tabela 8 demonstra a simulação dos valores a serem aportados no caso de usinas com diferentes potências.

Tabela 8 - Aporte de Garantia para Apresentação do Projeto Básico

Potencia (kW)	Garantia Calculada (R\$)	Garantia a ser Aportada (R\$)
1.000	86.207	100.000
1.800	100.000	100.000
5.000	155.172	155.172
10.000	241.379	241.379
20.000	413.793	413.793
25.000	500.000	500.000
30.000	586.207	500.000

Fonte: Elaboração Própria

2.6.1.3. Aceite do Projeto Básico

O projeto deve ser elaborado conforme os documentos “Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas” (Eletrobrás, 2000) e “Diretrizes para Elaboração de Serviços de Cartografia e Topografia, Relativos a Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs”.

O projeto apresentado não poderá conter alterações infundadas com relação ao potencial aprovado no estudo de inventário. Pequenos ajustes são aceitos.

No caso de apresentação de mais de um projeto os critérios que definirão as ordens de prioridades são: (1) projeto com condições de obter o aceite dentro dos prazos estabelecidos; (2) projeto do titular da elaboração do respectivo estudo de inventário; e (3) empresa, consórcio ou pessoa física que for proprietário da maior área a ser atingida pelo reservatório do aproveitamento em questão, com documentação devidamente registrada em cartório de imóveis até o prazo de quatorze meses após a efetivação do primeiro registro na condição de ativo.

2.6.1.4. Análise e Aprovação do Projeto Básico

Após o aceite de um dos projetos básicos, inicia-se a fase de análise técnica. Dois requisitos para a aprovação do projeto é a obtenção da licença ambiental junto ao órgão ambiental e apresentação da consulta da disponibilidade hídrica junto ao órgão gestor dos recursos hídricos para posterior emissão de declaração da reserva da disponibilidade hídrica⁷ pela ANEEL. A aprovação considera itens como: (i) aspectos legais; (ii) apresentação; (iii) conteúdo do relatório texto; (iv) desenhos e mapas.

2.6.1.5. Outorga de Autorização

A partir do momento que for emitido despacho aprovando o projeto básico, o interessado terá 30 dias para apresentar a documentação complementar, que consiste de: (1) Informação de Acesso emitida pela concessionária de distribuição, transmissão ou pelo ONS a respeito da viabilidade e do ponto de conexão do empreendimento; (2) Certidões de regularidade de natureza tributária e certidões de falência e concordata; (3) Cronograma físico completo atualizado da implantação do empreendimento, apresentado por meio de diagrama de barras e tabela; (4) Comprovante de aporte de garantia de fiel cumprimento.

A garantia de fiel cumpridor para emissão da outorga é calculada diferentemente da garantia na fase de apresentação do projeto básico. Nessa fase, o valor é calculado em 5% (cinco por cento) do investimento, equivalente a R\$ 4.000,00 (quatro mil reais)/kW instalado, tendo como referência a potência do projeto básico aprovado. A Tabela 9 apresenta a simulação do cálculo da garantia a ser aportada para diferentes tamanhos de usinas. A garantia será liberada gradativamente ao longo do projeto com evento final associado ao início da operação em teste da 1ª unidade geradora. No caso da alteração do projeto básico ou descumprimento do cronograma apresentado, a garantia poderá ser executada. A outorga de autorização será emitida caso sejam cumpridos os requisitos estabelecidos na legislação.

⁷ Para os aproveitamentos hidrelétricos que demandam quantidades importantes de recursos hídricos é necessário emissão Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica pela Agência Nacional de Águas.

Tabela 9 - Aporte de Garantia para Outorga da Autorização

Potencia (kW)	Garantia a ser Aportada (R\$)
1.000	200.000
1.800	360.000
5.000	1.000.000
10.000	2.000.000
20.000	4.000.000
25.000	5.000.000
30.000	6.000.000

Fonte: Elaboração Própria

2.7. Considerações

Com a finalidade de facilitar a percepção do processo de autorização, foram resumidas, na Figura 8, as atividades já abordadas nesta subseção. Também nela são apresentadas as interações das atividades do empreendedor com os órgãos do setor..

Figura 8 - Fluxograma de Implantação de uma PCH

Fonte: Elaboração Própria

Todo o processo de autorização para a construção de uma PCH, mesmo considerando as simplificações regulatórias comparadas às grandes usinas, tem uma duração média de nove anos, desde a identificação do rio até o início da operação comercial. Sendo que metade do processo é estimado para a aprovação da ANEEL, que leva em média dois anos para aprovar o inventário e mais dois anos para aprovação do projeto básico. Esse ainda pode ser agravado pela demora na emissão das licenças ambientais e atrasos no cronograma das obras. A Figura 9 ilustra o cronograma:

Figura 9- Cronograma da Identificação do Rio até Início da Operação

Fonte: Lenzi (2011a).

2.8. Conclusão do Capítulo 2

Este capítulo iniciou-se com a contextualização do consumo e geração de energia no Brasil. Viu-se que o Brasil apresenta forte tendência ao aumento do consumo *per capita*, como um dos fatores consequentes do desenvolvimento econômico e aumento do nível da atividade industrial e comercial. Atualmente o consumo brasileiro ainda se encontra em patamares inferiores a países como Chile e Argentina. Do ponto de vista da geração, a demanda nacional é suprida predominantemente por fontes hidrelétricas, mais especificamente 74% da energia consumida. Entretanto existe tendência que no longo prazo a participação das fontes hidrelétricas diminua, principalmente pela redução da participação da energia gerada por grandes usinas hidrelétricas, comparadas as demais fontes.

Em seguida, foram revisados os conceitos e a definição de PCHs, a legislação pertinente e as possibilidades de classificação dos empreendimentos quanto à capacidade do reservatório, sistema de adução e altura da queda. Observou-se que as PCHs são beneficiadas com incentivos regulatório que visam estimular a participação dos recursos privados na expansão da geração, dos quais os principais são: isenção da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH); desconto no pagamento da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD); simplificações no processo de registro e aprovação de inventários dos potenciais e de obtenção das licenças ambientais; possibilidade de participação das PCHs no *pool* de geração conhecido como Mecanismos de Realocação de Energia (MRE), que garante a estabilidade da receita.

Na última parte do capítulo foi abordado o processo de outorga da autorização, tanto no que diz respeito aos trâmites junto à ANEEL, quando às interações com os órgãos ambientais e as atividades necessárias do próprio empreendedor. Esse é um processo que vai desde o levantamento do rio cujo potencial pode ser utilizado até o início da operação comercial. Todo o processo, em média, dura nove anos. É fundamental o conhecimento de todas as etapas, devendo-se contar com equipes especializadas que atendam a todas as exigências legais, de modo a evitar erros e atrasos no cronograma.

3. CONCEITOS TÉCNICOS APLICADOS À VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE PROJETOS DE PCHS

O objetivo deste capítulo é fazer uma revisão bibliográfica dos conceitos técnicos para elaboração de modelo de avaliação econômico-financeira de um projeto de construção de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) com base na bibliografia existente. A revisão está dividida em três etapas. Na primeira é abordada a metodologia financeira, conceitos, fórmulas e índices usados para elaboração de um modelo de avaliação de viabilidade econômico-financeira de um projeto. Na segunda etapa são analisados os riscos específicos do segmento de geração no Brasil. Para concluir, a terceira etapa aborda as peculiaridades e adaptações necessárias para a elaboração do fluxo de caixa e a avaliação de uma PCH.

3.1. Metodologia da Análise de Viabilidade

O conceito básico subjacente à avaliação de um projeto de investimento é que o valor desse projeto está na sua capacidade de gerar caixa ao longo do tempo suficiente para pagar, no mínimo, o custo de oportunidade dos provedores de capital financeiro (LUZIO, 2011). Assim, a análise de viabilidade de um projeto constitui-se, concretamente, de estudos realizados no sentido de verificar se o projeto tem possibilidades de sucesso econômico-financeiro.

Ressalta-se que a análise de viabilidade não pode ser considerada uma avaliação precisa, ainda que seja uma importante ferramenta utilizada para nortear as decisões para se obter os melhores resultados possíveis, tais resultados, contudo, são incertos. Segundo Damodaran (2001), os modelos que utilizamos na avaliação podem ser quantitativos, mas os dados de entrada deixam margem suficiente para julgamentos subjetivos. Portanto, o valor final que obtivermos através desses modelos sofre o efeito das tendências que inserimos no processo através dos dados de entrada. O valor obtido a partir de qualquer modelo de avaliação é afetado por informações

específicas sobre a empresa e o mercado. Como consequência, o valor se modificará à medida que novas informações forem reveladas.

Existem três abordagens básicas para avaliação de investimentos: (1) avaliação de fluxo de caixa futuro descontado; (2) avaliação relativa⁸; e (3) avaliação de direitos contingentes⁹ (DAMODARAM, 2001). Neste trabalho será utilizado o modelo de avaliação de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e os índices chaves para avaliação.

O método de avaliação de FCD se baseia na avaliação do valor do patrimônio líquido descontando-se os fluxos de caixa do acionista esperados, ou seja, os fluxos de caixa residuais após dedução de todas as despesas, bônus fiscais e pagamentos de juros e principal, ao custo do patrimônio líquido, isto é, a taxa de retorno exigida pelos investidores sobre o patrimônio líquido da empresa. (DAMODARA, 2001).

O cálculo do FCD é obtido a partir do cálculo do Lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização (LAJIDA) – usualmente referenciado com o nome em inglês: *earning before interest, tax, depreciation and amortization* (EBITDA). Uma vez obtido o EBITDA, são calculados o Fluxo de Caixa Operacional (FCO) e o Fluxo de Caixa livre (FCL). O Cálculo final é obtido pelo desconto do FCL trazido a valor presente pelo custo de oportunidade do capital investido, conforme demonstrado na Tabela 10. O conceito de custo de oportunidade será comentado posteriormente.

Tabela 10 - Composição EBITDA, FCO e FCL

Contas	Agentes Econômicos Envolvidos
= Receita Operacional Bruta (ROB)	
(-) Impostos sobre Vendas	Governos federal, estadual e municipal
Receita Operacional Líquida (ROL)	
(-) Custo da Mercadoria Vendida (CVM)	Fornecedores de insumos
Lucro Bruto	Rentabilidade após custo
(-) Despesas com Pessoal	Empregados e executivos
	Continua

⁸ Na avaliação relativa, o valor de um ativo deriva da precificação de ativos “comparáveis”, padronizados pelo uso de uma variável comum, como fluxos de caixa, valores contábeis ou receitas (DAMODARAM, 2001).

⁹ Na avaliação de direitos contingentes, utiliza-se modelos de precificação de opções para medir o valor do ativo. Um direito contingente é um direito sobre um ativos que se paga apenas sob determinadas contingencias (DAMODARAM, 2001).

Contas	Agentes Econômicos Envolvidos
(-) Despesas com Vendas	Vendedores, provisão para devedores duvidosos e locadores
(-) Despesas com Serviços	Governo e prestadores de serviços
(-) Despesas Administrativas	Fornecedores e locadores
= EBITDA	Rentabilidade após custos e despesas operacionais, excluindo despesas com depreciação e amortização, juros e imposto de renda
(-) Contas a Receber	Consumidores
(-) Estoques	Consumidores, concorrentes da empresa e fornecedores
Contas a Pagar	Fornecedores e seus concorrentes
(-) Investimentos em Ativos Fixos	Concorrentes da empresa e consumidores
(-) IRPJ e CSLL desalavancado ¹⁰	Governo Federal
= Fluxo de Caixa Operacional	Caixa disponível aos fornecedores de capital
(-) Despesas Financeiras	Bancos e financiadores de título de renda fixa emitidos pela empresa
(+) Receitas Financeiras	Instituições financeiras em que a empresa aplica seu excesso de capital
(-) Amortização de Dívidas	Bancos e financiadores de título de renda fixa emitidos pela empresa
(+) Captação de Novas Dívidas	Bancos e financiadores de título de renda fixa emitidos pela empresa
(+) Aumento de Capital Social	Oriundo dos sócios majoritários e minoritários
(-) Pagamento de Dividendos	Sócios majoritários e minoritários
(-/+) Ativos não Operacionais	Agentes econômicos não envolvidos da operação da empresa
(-/+) Despesas e receitas não operacionais	Agentes econômicos não envolvidos da operação da empresa
(-/+) Diferença entre IRPJ e CSLL desalavancado e realmente pago	Governo federal
= Fluxo de Caixa Livre	Caixa disponível aos sócios majoritários e minoritários

Fonte: Luzio (2011).

O FCO é a melhor medida da capacidade que a operação da empresa teve de gerar caixa para remunerar seus provedores de capital financeiro. Se o FCO for negativo, os sócios terão que captar dívidas onerosas para financiar o déficit e/ou investir recursos próprios na empresa via aumento de capital. A decisão de recorrer ao endividamento oneroso tem três efeitos que interessam aos sócios: (1) divide o risco da operação com os financiadores; (2) gera despesas financeiras que são dedutíveis do imposto de renda; e (3) reduz o custo médio dos recursos financeiros aplicados na empresa, pois a remuneração esperada pelos sócios é sempre maior do que a dos financiadores que possuem prazo e remuneração predefinidos (LUZIO, 2011).

¹⁰ IRPJ e CSLL desalavancado - Trata-se do cálculo do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica e Contribuição Sobre o Lucro Líquido antes das deduções das despesas financeiras.

Enquanto o FCO reflete a capacidade da operação em gerar caixa, antes de qualquer decisão de como financiar a operação da empresa, o FCL é a medida final de geração de caixa, após a decisão de como financiar a empresa. O FCL é o dinheiro que sobra, ou não, aos sócios da empresa (LUZIO, 2011).

Assim como é possível comparar o fluxo de caixa líquido, com o lucro líquido: Primeira diferença apresentada entre os índices, é que todos os encargos não caixa são novamente somados ao resultado líquido para se chegar aos fluxos de caixa provenientes de operações. Com isso, os lucros divulgados por empresas que compensam encargos significativos não caixa com resultados correntes podem ser mais baixos que os fluxos de caixa. Segunda diferença, é que os fluxos de caixa do acionista são fluxos de caixa residuais após o atendimento de desembolsos de capital e necessidades de capital de giro significativos poderiam divulgar lucros positivos e crescentes ao mesmo tempo em quem se deparam com fluxos de caixa do acionista positivo (DAMODARAN, 2001)

A análise do projeto proposto será definida por quatro índices: (1) *payback*; (2) *payback* descontado; (3) Valor Presente Líquido; (4) Taxa Interna de Retorno:

3.1.1. *Payback* e *Payback* descontado

O Período de *Payback* é definido como o número esperado de anos necessários para recuperar o investimento original. Quanto menor for o período de *payback* maior a liquidez (BRIGMAN, 2001). Esse foi o primeiro método utilizado para avaliar projetos e, isoladamente não representa resultados conclusivos.

Braga (1998) afirma que há deficiências nesse método, uma vez que o *payback* não reconhece as entradas previstas após a recuperação do investimento, além de não reconhecer o valor do dinheiro no tempo, ou seja, não considera o custo do dinheiro ou os juros sobre este em determinado período.

Uma forma de contornar tais deficiências, apontadas por Braga (1998), é a utilização do método de *payback* descontado, que consiste em descontar do fluxo de caixa líquido (resultante das entradas de caixa menos as saídas) uma taxa que

refletisse o valor do dinheiro no tempo, como o custo de capital da empresa ou a taxa mínima de atratividade.

3.1.2. Valor Presente Líquido

Uma das técnicas amplamente utilizada e reconhecida na avaliação de projetos é o Valor Presente Líquido (VPL). Segundo Gitman (2001), trata-se de uma técnica de análise em que se subtrai o investimento inicial de um projeto do valor presente de seus fluxos de entrada de caixa, sendo descontada uma taxa equiparada ao custo de capital da empresa ou uma taxa mínima de atratividade.

Segundo Macedo (2002), o VPL pode ser visto como um ganho proporcionado pelo ativo, pois representa o quanto os fluxos de caixa futuros estão acima do investimento inicial. Já Luzio (2011) ressalta que o VPL depende da remuneração almejada pelos proventores de capital, levando em conta o custo dos recursos investidos ao longo do tempo e os riscos envolvidos (LUZIO, 2011).

Se um projeto tiver um VPL positivo, então estará gerando mais caixa do que é necessário para pagar o capital de terceiros e para oferecer a taxa de retorno requerida aos acionistas; e esse excesso de caixa cabe unicamente aos acionistas da empresa (BRIGMAN, 2001). No caso de um VPL negativo, significa que o investimento inicial é maior que o retorno do projeto e que este não deve ser realizado.

Segundo Damodaram (2001), existem duas técnicas para o cálculo do valor presente líquido, ou também conhecido por FCD: (1) Avaliar o resultado considerando a participação acionária do projeto; (2) avaliar o resultado a empresa como um todo, que inclui, além da participação acionária, a participação dos demais detentores de direitos na empresa (detentores de bônus, acionistas preferencias, etc). Ambas técnicas são detalhadas nos parágrafos a seguir:

(1) O valor da participação acionária ou patrimônio líquido é obtido descontando-se os fluxos de caixa dos acionistas, esperados, ou seja, os fluxos de caixa residuais, após dedução de todas as despesas, bônus, fiscais e pagamento de

juros e principal, ao custo do patrimônio líquido, isto é a taxa de retorno exigida pelos investidores sobre o patrimônio líquido da empresa (DAMODARAM, 2001).

Equação 2 - Valor Presente Líquido - Acionista

$$\text{Valor do Patrimônio Líquido} = \sum_{t=1}^{t=\infty} \frac{\text{CF do Acionista}}{(1 + k_e)^t}$$

Onde:

CF do Acionista = Fluxo de Caixa do Acionista esperado no período t
(conhecido como fluxo de caixa líquido)

k_e = Custo do Patrimônio Líquido

(2) O valor da empresa é obtido descontando-se os fluxos de caixa esperados para a empresa, ou seja, os fluxos de caixa residuais após a realização de todas as despesas operacionais e impostos, mas antes do pagamento das dívidas. O desconto é calculado pelo custo médio ponderado do capital, que é o custo dos diversos componentes de financiamento utilizados pela empresa, com pesos em conformidade com suas proporções do valor de mercado (DAMODARAM, 2001).

Equação 3 - Valor Presente Líquido - Projeto

$$\text{Valor do Patrimônio Líquido} = \sum_{t=1}^{t=\infty} \frac{\text{CF do Empresa}^t}{(1 + WACC)^t}$$

Onde:

CF da Empresa ^t = Fluxo de caixa da empresa esperado no período t
((conhecido como fluxo de caixa operacional)

WACC = Custo Médio do Capital Ponderado¹¹

¹¹ O conceito do Custo Médio do Capital Ponderado esta explicado na seção 3.1.4 página 49.

Em outras palavras a avaliação do retorno na empresa calcula-se com o desconto do Fluxo de Caixa Operacional pelo custo ponderado de capital (WACC) e para a avaliação do retorno no acionista calcula-se com o desconto o fluxo de caixa líquido pelo custo de capital do acionista. Conclui-se que a diferença básica entre os dois fluxos, é o valor da dívida, este obtido, pelo custo da dívida descontado do fluxo de caixa dos acionistas.

Damodaram (2001), afirma que mesmo as duas abordagens, utilizando definições diferentes de fluxo de caixa e taxa de desconto, produzirão estimativas consistentes de valor, desde que o mesmo conjunto de pressuposições seja utilizado em ambas.

3.1.3. Taxa Interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno (TIR), de acordo com Braga (1998), é aquela que iguala o valor atual das entradas líquidas de caixa ao valor atual dos desembolsos relativos ao investimento líquido. Em outras palavras, representa a rentabilidade gerada por um projeto. Outra definição possível para a Taxa Interna de Retorno é a taxa de retorno que torna o VPL zero, calculada conforme Equação 4.

Equação 4 - Taxa Interna de Retorno

$$\text{Taxa Interna de Retorno} \quad \sum_{t=1}^{t=\infty} \frac{CF}{(1 + TIR)^t} = 0$$

Onde:

CF = Fluxo de caixa esperado no período t (Pode-se usar o fluxo de caixa da empresa ou do acionista, dependendo do objetivo da análise)

A TIR deve ser comparada à taxa que representa o custo de capital da empresa e o projeto só deverá ser aceito quando a sua taxa interna de retorno superar o custo

de capital, significando que as aplicações da empresa estarão rendendo mais que o custo dos recursos empregados.

De acordo com Gitman (1997), a TIR é possivelmente a técnica mais usada para a avaliação de alternativas de investimento. O critério de decisão, quando a TIR é usada para aceitar-rejeitar é, segundo o autor, o seguinte: se a TIR for maior que o custo de oportunidade ajustado ao risco, aceita-se o projeto, porém se for menor, o mesmo deve ser rejeitado

Entretanto, vale ressaltar que, ainda segundo o mesmo autor, do ponto de vista puramente teórico, o VPL é a melhor técnica para análise do orçamento de capital. A técnica pressupõe que todas as entradas de caixa intermediárias geradas pelo investimento, sejam reinvestidas ao custo de capital da empresa. O uso da TIR supões um reinvestimento a uma taxa frequentemente elevada, dada pela TIR. Já que o custo de capital tende a ser estimativa razoável da taxa na qual a empresa poderia reinvestir, hoje, suas entradas de caixa intermediárias, o uso do VPL, como sua taxa de reinvestimento mais conservadora e realista, é teoricamente preferível. (GITMAN, 1997).

3.1.4. Custo de Capital Ponderado

O custo do capital representa o custo de oportunidade que os investidores esperam obter com a aplicação dos recursos em um projeto suscetível a riscos. A metodologia mais indicada pelos autores consultados - Copeland (2006), Gitman (1997), Damodaram (2001) - para o cálculo é o *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) ou custo médio ponderado do capital. Segundo Copeland (2006), o WACC como a taxa de desconto, ou valor do dinheiro no tempo, é usado para converter o fluxo de caixa futuro em valor presente para todos os investidores.

O autor Damodaram (2001) descreve a taxa como a média ponderada dos custos dos diversos componentes de financiamento, incluindo dívida, patrimônio líquido e títulos híbridos, utilizados pela empresa para financiar suas necessidades financeiras. O cálculo é demonstrado na Equação 5.

Equação 5 - Custo Ponderado de Capital

$$WACC = k_e (E/[E + D]) + k_d (D/[E + D])$$

Onde:

k_e = custo do patrimônio líquido (custo do capital próprio)

k_d = custo das dívidas

$E/(E + D)$ = proporção em valor de mercado do Patrimônio Líquido em relação ao valor do *mix* de financiamento

$D/(E + D)$ = proporção em valor de mercado da Dívida em relação ao valor do *mix* de financiamento

Segundo Copland, Koller, Murrin (2006) existem três passos para a determinação do custo do capital ponderado: o primeiro passo é (1) determinar a estrutura de capital para o projeto avaliado, o que irá fornecer as ponderações dos valores de mercado na fórmula - no caso de projeto de usinas, muitas vezes a proporção é delimitada pelo índice de alavancagem e índice de cobertura da dívida; o segundo passo é (2) estimar o custo do financiamento que não pelo capital ordinário, o que é relativamente fácil, uma vez que os financiamentos são feitos predominantemente pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES); o terceiro passo mais complicado é (3) a estimativa do custo de financiamento pelo capital ordinário. Os autores abordam duas metodologias: ou pelo uso do modelo de precificação de bens de capital (CAPM) ou pelo uso do modelo de precificação de arbitragem (APM). Conforme recomendações do autor, neste trabalho será aplicado o modelo CAPM por ser mais simples, intuitivo e mais facilmente aplicado às ações cotadas na bolsa de valores.

3.1.5. Custo do Capital Próprio

O cálculo do CAPM é composto de taxa livre de risco que o investidor teria se não investisse o capital, mais o risco do mercado, na proporção em que afeta o ativo

da empresa. Tecnicamente, Damodaram (2001) descreve como medida do risco em termos de variância não diversificáveis e relaciona os retornos esperados a essa medida de risco.

Em outras palavras, Luizio (2011) descreve o CAPM não apenas como a expectativa de remuneração dos acionistas por abrirem mão de investimentos alternativos, mas também por deverem incluir a remuneração pelo risco que estão incorrendo ao comprarem ações do projeto de investimento.

A fórmula de cálculo é apresentada na Equação 6.

Equação 6 - Custo do Capital Próprio

$$R_c = R_f + (R_m - R_f) * \beta$$

R_f : expectativa da remuneração livre de risco;

R_m : expectativa de remuneração dos ativos com renda variáveis (exemplo, um fundo diversificado de ações);

$(R_m - R_f)$: prêmio pelo risco (que representa o rendimento líquido de se investir em renda variável já descontando o rendimento livre de risco); e

β : uma medida de risco sistemático da empresa (ou do projeto) que não pode ser diversificado.

O principal problema, ao se aplicar modelos de avaliação por desconto de fluxo de caixa para avaliar empresas de capital fechado, é a medição de risco (para utilização de taxas de desconto), uma vez que a maioria dos modelos de risco/retorno exige que os parâmetros de risco sejam estimados a partir de preços históricos do ativo objeto de análise. O acesso a esse tipo de informação é restrito as empresas com ações negociadas na bolsa de valores (capital aberto), ou seja, são necessárias adaptações à metodologia para as empresas de capital fechado. Uma alternativa é verificar o grau de risco de empresas semelhantes com ações em bolsa (DAMODARAM, 2001).

Foi selecionada para exemplificar o cálculo do custo de capital, como referência, os índices apresentados por uma empresa do mesmo segmento, a Tractebel Energia S.A.. Tal referência deve-se ao fato de a Tractebel ser uma empresa que atua exclusivamente no segmento de geração (demais empresas de energia consultadas atuam em mais de um segmento) com ações negociadas em bolsa de valores, portanto dando ampla publicidade aos dados referentes ao seu custo de capital próprio. Com base na metodologia descrita e nas informações públicas disponibilizadas, foi feito o cálculo do custo do capital próprio da empresa conforme demonstrado na Tabela 11.

Tabela 11 - Custo do Capital Próprio Tractebel

Itens do Cálculo	Taxa a.a.	Fonte
Rendimento Poupança 2001	6,82%	Banco Central
Ibovespa - Retorno Esperado mercado (20/01/2012 a 19/01/2011)	21,38%	Site Bloomberg
Beta da ação com Ibovespa	0,538	Site Bloomberg
CAPM-Ke	14,65%	

Fonte: Elaboração Própria

Outra possibilidade de cálculo do custo do capital próprio é utilizar o valor do cálculo da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nas revisões tarifárias periódicas das concessionárias. A ANEEL desenvolveu metodologia própria para o cálculo, a qual, entre outras adaptações, inclui: (1) A taxa de risco é calculada com base em títulos do tesouro americano; (2) Para o prêmio de risco de mercado é utilizado índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na Bolsa de Nova York (S&P500); (3) o cálculo do beta é baseado na média dos últimos cinco anos de retornos que obtiveram as empresas americanas entre distribuidoras e transmissoras de energia negociadas na bolsa; (4) o risco-país é calculado com base no Índice de Títulos dos Mercados Emergentes específico para o Brasil, definido pelo banco J.P.Morgan. A forma de cálculo é demonstrada na Equação 7.

Equação 7 - Custo do Capital Próprio - ANEEL

$$R_{CAPM} = R_f + (R_m - R_f) * \beta + R_B$$

Onde:

Rf: taxa de retorno do ativo livre de risco;

β : beta alavancado de acordo com o setor regulado;

RB: prêmio de risco Brasil;

Foi selecionada última informação disponível, para demonstrar o cálculo do custo do capital, conforme informações na Nota Técnica nº 262/2010-SRE/ANEEL referente à audiência pública do terceiro ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Na metodologia da ANEEL foi isolado o efeito da inflação do resultado, ou seja, sobre o custo efetivamente calculado, o custo nominal, foi descontado a taxa de inflação média anual dos EUA para o período, de 2,48%, o que resulta em um custo de capital próprio real de 10,40%. Na Tabela 12 são apresentados os principais componentes do índice:

Tabela 12 - Custo do Capital Próprio ANEEL

Componente Prêmio	Prêmio
Taxa livre de risco	4,96%
Prêmio de risco do negócio e financeiro	3,76%
Prêmio de risco país	4,42%
Custo de Capital Próprio (nominal)	13,14%
Custo de Capital Próprio (real)	10,40%

Fonte: Nota Técnica nº 262 ANEEL (2010b)

3.1.6. Análise Econômica

Os custos de um projeto envolvem aquisição de terras, eventuais relocações de cidades ou vilas, construção das estruturas físicas, compra de equipamentos, juros durante a construção, operação e manutenção, medidas mitigadoras de impactos ambientais, etc. Por outro lado os benefícios de uma usina hidrelétrica equivalem aos ganhos energéticos que a obra trará ao sistema no qual estará integrada, medidos pela valorização econômica dos acréscimos de Energia assegurada. Estes ganhos dependem do arranjo e rendimento dos equipamentos, da disponibilidade hidrológica, etc (DONATO FILHO e CARNEIRO, 2004 citando (FORTUNATO, ARARIPE

NETO et al. 1990). A relação do custo pelo benefício resulta em um parâmetro simples de calcular e muito utilizado de comparação e seleção de projetos, mesmo entre projetos de diferentes fontes e proporções.

A análise inicia-se com a definição dos parâmetros energéticos básicos: energia assegurada, potência disponível e energia secundária. Esses parâmetros permitem avaliar e comparar as alternativas em função do potencial disponível. A contribuição da energia assegurada é considerada como uma variável decisória, ela representa a quantidade de energia que é possível gerar, diretamente ligada à receita do empreendimento (MARTINEZ, 1994). Na seção 3.3. comenta-se, mais detalhadamente o conceito de energia assegurada.

Assim, os parâmetros energéticos podem ser transformados em valores econômicos, permitindo a comparação dos custos totais das alternativas. De posse da energia assegurada e da estimativa de custo total do potencial, determina-se o custo unitário de capacidade, em R\$/MWh, também conhecido como custo/benefício da usina. Esse é um dos principais índices utilizados para comparar projetos de geração (MARTINEZ, 1994).

O índice de custo/benefício ou custo da potência instalada é calculado conforme demonstrado na equação 8.

$$\text{CPI} = \frac{\text{Custo de Construção}}{\text{Potência Instalada}}$$

Equação 8 - Custo da Potência Instalada

3.1.7. Considerações

As decisões sobre o investimento não podem ser tomadas com base em apenas um índice pois cada uma dos diferentes índices apresentados proporciona diferentes conjuntos de informações relevantes para quem toma a decisão. O *payback* e *payback* descontado oferecem um indicador tanto de risco quanto da liquidez. O VPL fornece uma medida direta dos benefícios, em reais, do projeto para os acionistas. Não oferece informações nem sobre a margem de segurança inerentes às previsões de fluxo de caixa nem sobre a quantidade de capital que está sob risco. Já a TIR fornece informações sobre a margem de segurança do investimento (BRIGMAN 2001).

Na fase inicial, no momento do planejamento do Projeto, são definidos os principais indicadores financeiros do projeto relacionados com o produto final, tais como: o custo-alvo do produto, as previsões de retorno do investimento e a análise de suas características, o Valor Presente Líquido – VPL, a Taxa Interna de Retorno – TIR, Método do *payback* e o Fluxo de Caixa Esperado com o novo produto.

Esses índices podem ser considerados como referência inicial para as fases seguintes. No desenvolvimento do produto propriamente dito, torna-se um dos critérios mais importantes para manter a decisão de executar o projeto.

Existe a necessidade de uma revisão periódica dessa análise ao longo do projeto, pois na atividade de Planejamento do Projeto estão disponíveis apenas informações preliminares - e, portanto, passíveis de mudanças -, a respeito do ambiente em que o produto irá ser inserido. À medida que as fases do desenvolvimento vão ocorrendo, aproximam-se as condições reais do momento de lançamento do produto, e, assim, vão aumentando às certezas quanto às características que deve ter o produto: sua atividade e receptividade no mercado, as condições desse mercado (concorrência efetiva, surgimento de novas tendências, mudanças econômicas etc), e sua relação quanto a preço/volume. Sendo assim, a análise de viabilidade econômico-financeiro pode ser refinada e confrontada com a inicialmente planejada, para efeitos de aprendizado quanto à capacidade de previsão no início de um projeto de DP.

Essa revisão da viabilidade econômica-financeira ocorre ao final de cada uma das fases do desenvolvimento do projeto. Ela pode também ocorrer, a qualquer momento, quando grandes modificações ao projeto seja ela motivadas por fatores internos ou fatores externos não gerenciáveis pelos empreendedores, forem demandadas. A constante revisão tem como intuito verificar se o projeto continuará financeiramente viável ou não.

3.2. Riscos do Projeto

Existem várias classificações e categorias de riscos para projetos de construção de obras estruturantes. No presente trabalho utilizaremos a classificação

de risco definida por Borges e Neves (2005): 1) riscos de implementação ; 2) risco político – relacionado ao risco do país ou soberano, bem como relacionado ao risco legal e ambiental; 3) risco comercial; 4) risco cambial e de outros riscos financeiros; 5) caso fortuito e força maior.

Os riscos de implementação, principalmente nos setores de infraestrutura, são os mais relevantes e importantes, pois as maiores e mais prolongadas despesas iniciais fazem com que os custos irrecuperáveis de uma planta inacabada sejam bem mais significativos nos setores de infraestrutura. Depois de concluída a fase de implantação, a maior estabilidade das receitas faz com que, em geral, os riscos de exploração sejam menores nos projetos de infraestrutura do que nos demais projetos industriais (SIFFERT FILHO *et al.*, 2009).

Como se trata de uma das etapas consideradas mais críticas do projeto, e por ser muito abrangente, os riscos de implantação ainda comportam subdivisões, a saber, o risco do projeto, o risco hidrológico e o risco de construção.

O risco de projeto na construção de uma usina hidrelétrica consiste no encarecimento das escavações para a construção da barragem devido à presença de algum material diverso daqueles previstos no levantamento geológico (FARIA, 2003). Em casos extremos pode levar à necessidade de mudanças nos projetos.

Outro risco no período de construção é o risco hidrológico, que deve também ser considerado no período de operação. Durante a construção, esse risco decorre da formação de ensecadeiras¹² e do fato de a vazão ser superior àquela calculada estatisticamente. Após a construção, há a possibilidade de ser a vazão inferior àquela prevista originalmente, limitando a capacidade de geração de energia de uma usina hidrelétrica (FARIA, 2003).

Tanto os riscos de projeto como os hidrológicos podem ser mitigados com a contratação de consultorias e empresas de engenharia experientes no assunto e com a atenção especial que deve ser dada ao levantamento de dados da região.

¹² Ensecadeiras são estruturas provisórias e desmontáveis, destinadas a conter a água , durante a execução dos serviços de escavação.

Como subdivisão final do risco de implantação, vale mencionar os riscos de construção decorrentes de atraso da obra por parte da empresa encarregada, o aumento de custos com a construção, e o risco de escolha de tecnologia inadequada. Essa é uma fase em que se evidenciam os possíveis erros de avaliação e de estimativas. Numa situação extrema, esses riscos e erros podem inviabilizar a obra.

Segundo Siffert Filho et al. (2009) a única maneira de mitigar o risco de não conclusão da obra é com uma gestão eficiente do projeto. Entre outros pontos, isto envolve uma definição de compromissos de que o projeto será entregue no prazo estabelecido, havendo margens predefinidas para atrasos, atendendo às especificações de eficiência operacional e, em alguns casos, de que seja cumprido o orçamento da construção. A contratação de fornecedores e equipamentos é feita pelo modo turn-key, mediante um contrato Engineering, Procurement And Construction (EPC). Adicionalmente a contratação de um projetista experiente e de uma empresa de engenharia para fiscalizar a construtora também são ações que mitigam o risco de não conclusão do empreendimento.

Com relação ao risco político, as grandes preocupações empreendedor são as questões estabilidade e aplicabilidade da legislação. O risco de legislação pode ser definido como a consolidação e a maturidade do Sistema Judiciário Brasileiro, de maneira a garantir que os contratos firmados serão cumpridos (BORGES et al., 2005). Do mesmo modo, é também importante que haja credibilidade na continuidade das regras vigentes do setor, sem alterações radicais que possam inviabilizar projetos já iniciados. Essa categoria de riscos é muito relevante na construção de um projeto e tem que ser entendida e analisada minuciosamente, pois pode inviabilizar o empreendimento.

Os empreendedores privados do Brasil têm que considerar na análise o risco “burocrático-regulatório” enfrentado no processo de autorização para a exploração dos potenciais. Segundo Pugnaroni (2009), a ANEEL tinha em 2009, apenas 12 técnicos trabalhando na análise de projetos de hidrelétricas para todo o Brasil. Adicionalmente, o autor adverte que os técnicos e demais profissionais da ANEEL precisam ter melhorada a sua remuneração, como reguladores, para evitar a rotatividade, a desvalorização da função de regulador e outros malefícios.

Como já abordado no capítulo 2, são necessários nove anos para a realização de todas as etapas da construção de uma PCH, desde a identificação de um rio até a entrada em operação comercial da usina. Atualmente esse é um fator que inibe a entrada de novos investidores no mercado e pode inviabilizar uma grande quantidade de projetos. Uma situação que acontece com frequência: a compra da licença de instalação ou de uma PCH já iniciado o processo de construção.

Segundo Tiago Filho (2010b) o custo com a construção de PCHs é afetado pela morosidade do processo de registro e aprovação e pelos custos com inventários que tem que ser pagos pelo empreendedor para o registro do projeto básico. Os custos com inventários tem aumentado em função das exigências da ANEEL.

Atualmente, há mais de 500 projetos de PCHs em trânsito na ANEEL, aguardando - muitos deles por anos a fio - uma resposta final da agência. São muitos os casos em que a demora na aprovação de projetos mina o interesse do investidor, que desiste da empreitada e parte para outro negócio (Borges, 2011).

Através da Resolução Normativa N° 417, de 23 de novembro de 2010, novas diretrizes foram estabelecidas pela ANEEL no que diz respeito à execução de atividades descentralizadas de apoio à regulação, controle e fiscalização dos serviços e instalação de energia elétrica em regime de gestão associada de serviços públicos. Tal resolução estabelece os procedimentos para a delegação de competências da ANEEL aos Estados e ao Distrito Federal. Alguns dos serviços passíveis de delegação são: o auxílio nos processos de outorga de concessões, permissões e autorizações, e análise de projetos e de estudos de viabilidade de aproveitamento dos potenciais.

Nos meses de novembro e dezembro de 2011, já foram assinados convênios de cooperação com 12 agências reguladoras estaduais credenciadas. Com isso espera-se dar mais agilidade ao processo de outorga da autorização.

Ainda sobre os riscos políticos, os empreendedores estão sujeitos às alterações na legislação, que podem impactar negativamente o resultado depois de já iniciado o processo de construção ou já concluído o projeto, mesmo estando consolidado o marco regulatório brasileiro. Um caso que pode servir de exemplo é a portaria n° 463, de 3 de dezembro de 2009, publicada pelo Ministério de Minas e

Energia. A portaria regulamenta revisão anual da garantia física¹³ das usinas. Esta regra é aplicada para usinas que, após os primeiros 48 meses de operação, apresentem geração média inferior a 80% ou superior a 120% da garantia física de energia vigente; e usinas que após 60 meses de operação, estejam com geração média inferior a 90% ou superior a 121% da garantia física de energia vigente.

Nesse caso específico, o temor é que anos de seca causem forte redução da energia assegurada e que anos (como o de 2009) de grande vazão dos rios elevem a margem de produção, abalando, com isso, um dos principais pontos que viabilizam a usina: estabilidade da receita. Uma vez perdida a instabilidade, o principal problema é quanto à geração de caixa e ao financiamento. Sem saber ao certo qual é a garantia física, os empreendedores não terão previsibilidade de pagamento, o que vai afetar a confiança dos financiadores, quanto à capacidade de pagamento do empréstimo (PIGATTO, 2010).

Dentre os riscos políticos no caso específico do Brasil outro aspecto de grande relevância é a questão ambiental. Representa um risco de impacto significativo, seja pelo aumento dos custos com compensações ambientais, seja pelo atraso no cronograma por problemas para a obtenção das licenças ambientais ou, ainda, por conflitos com entidades ambientais e comunidades sociais.

Segundo Power (2002), as dificuldades para a obtenção de autorização, nos órgãos estaduais de licenciamentos ambientais para empreendimentos de baixo impacto, como as PCHs, representam um inibidor ao investimento das empresas privadas. O meio ambiente carece de uma melhor e mais clara regulamentação quando se trata de conceder licenciamento para as PCHs.

Silva Filho (2004) informa que são inúmeras as dificuldades para a obtenção de autorização, nos órgãos estaduais de licenciamentos ambientais, por falta de analistas. Além disso, a função apresenta alta rotatividade, ou seja, quando os profissionais são substituídos, muitas vezes as exigências e o critério de análise também são alterados.

¹³ O conceito de garantia física é detalhado na seção 3.3.1.1 página 61.

Michellis Jr. (2009) afirma que um volume expressivo de medidas compensatórias ambientais exigidas no processo de licenciamento corresponde a déficits de investimento públicos e não a mitigação de impactos ambientais.

Ainda segundo Michellis Jr. (2009), os riscos no processo de obtenção do licenciamento são inversamente proporcionais à qualidade dos estudos ambientais apresentados. Dessa maneira é importante que se considerem as variáveis ambientais, desde a concepção do empreendimento e a incorporação do projeto até os conceitos de sustentabilidade em que ele deve se amparar, isto é: ecologicamente correto, economicamente viável, socialmente justo e culturalmente aceito.

O risco comercial está relacionado à alteração nas variáveis que determinarão os fluxos de caixa futuros: demanda e preço. Esse risco não é expressivo no mercado brasileiro, no ACR principalmente, em que as operações de compra e venda são realizadas por meio dos leilões por prazo prolongados. No ACL, o risco é maior. Entretanto, no caso dos financiamentos do tipo *Project Finance*, exige-se como garantia o *Power Purchase Agreement* (PPA) de longo prazo, mitigando assim o risco (SIFERT FILHO *et al.*, 2009).

Risco financeiro pode ser definido como o impacto gerado pelo aumento dos custos financeiros decorrentes do descolamento entre o índice de indexação do financiamento (taxa de juros de longo prazo – TJLP) e a inflação (indexados das receitas).

E por último, há os riscos – casos fortuitos e de força maior – que podem ter causas naturais (enchentes, furacões, incêndios etc.), atos dos homens (guerras, greves etc), dos governos (declaração do estado de sítio ou toque de recolher) ou impessoais (crise econômica mundial).

3.3. Adaptações da Metodologia de Viabilidade para PCHs

A metodologia de Fluxo de Caixa Descontado (FDC) e índices financeiros econômicos são amplamente difundidos e aplicados, para a análise de viabilidade de projetos de modo geral. Entretanto as principais vulnerabilidades do projeto são as

premissas adotadas e aplicadas nos modelos matemáticos, tanto no sentido de omissão de dados relevantes como distorção das informações quantificadas. Nesta seção serão revisadas as principais premissas, tanto as aplicadas a todos os tipos de projeto, como as mais específicas do setor. O objetivo é conceituar cada item e fornecer diretrizes para auxiliar no processo de escolha e julgamento de quais critérios de quantificação serão utilizados. Os conceitos técnicos no que tange a engenharia não são o foco deste trabalho, por isso, serão adotadas premissas com base em informações disponíveis no mercado.

3.3.1. Premissas para Projeção do Fluxo de Caixa

Já foram abordadas, nos capítulos anteriores, as etapas que compõem a construção de uma usina. Nesta seção, o foco são os componentes da análise econômico-financeira.

3.3.1.1. Definição da Receita de Vendas

O primeiro passo para estruturação da viabilidade é a definição do potencial fluxo de receita do projeto. Uma PCH tem duas opções de comercialização da energia: (1) venda da energia efetivamente gerada se submetendo ao risco hidrológico no caso de baixa vazão dos rios e consequente redução da capacidade de geração; (2) adesão ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e consequente redução da quantidade comercializada, tendo como contrapartida a segurança de garantia da geração.

No primeiro caso, a receita é obtida pelo produto da energia gerada de uma usina pela quantidade de horas que efetivamente a usina funcionou pelo preço da energia vendida.

Antes de detalhar a segunda metodologia de cálculo da receita, faz-se necessário definir dois importantes conceitos: potencia instalada, energia assegurada e MRE. A potência instalada significa o limite da produção ou a capacidade máxima de produção de energia de uma usina. Conforme definido por Edson L. da Silva

(2001) a potência gerada de uma usina hidrelétrica é uma função da vazão turbinada e da altura de queda. A definição da geração dependerá da sazonalidade e constância da vazão do rio.

O MRE foi criado visando compartilhar o risco hidrológico das usinas do sistema interligado nacional (SIN). A característica básica é a operação centralizada das usinas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Há um mecanismo financeiro de realocação da energia gerada garantindo a todas as usinas o nível da energia assegurada.

Energia assegurada de uma usina pode ser entendida como o montante médio de geração que cada usina pode fornecer ao sistema, considerando a série de vazões, a produtividade média, a indisponibilidade total e a potência instalada de cada empreendimento, também conhecida como garantia física, o valor é calculado pelo Ministério de Minas e Energia. A diferença entre o montante gerado e a energia assegurada (seja essa diferença positiva ou negativa) é monetarizada pela tarifa de energia de otimização (TEO).

Portanto no segundo caso a receita de energia é calculado pelo produto da energia assegurada pelo preço da energia vendida.

A energia assegurada tem uma metodologia de cálculo específica e pode variar de 98% da capacidade instalada (Ilha das Flores) até índices próximos 30% (casos mais extremos mas raros de se observar). A capacidade média das PCHs é próxima a 60% da capacidade instalada, dependendo da característica do empreendimento.

Mesmo que não sejam operadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) foi dada às PCHs a possibilidade de aderirem ao MRE de maneira a garantir a isonomia no tratamento dos agentes do setor. Ou seja, pode optar por vender a quantidade de energia gerada se sujeitando às variações da hidrologia, ou limitar sua venda a um valor abaixo da capacidade de geração com garantia de disponibilidade, pois o risco hidrológico é compartilhado entre os agentes.

3.3.1.2. Prazo do Projeto

A concessão de uma PCH é pelo prazo de 30 anos, mas no fluxo de caixa é necessário considerar o tempo de construção geralmente em torno de 2 anos. Com isso a empresa terá 28 anos de operação comercial.

A vida útil de uma usina é de 50 anos e existe na legislação a possibilidade de renovação da concessão por mais vinte anos, podendo ser onerosa. Segundo Carneiro (2010), em geral o arcabouço legal indica que o direito à prorrogação da outorga da autorização, em função da inexistência de um artigo específico na autorização, está à mercê da interpretação e da competência discriminatória do Estado, que tem liberdade para deliberar sobre a sua efetiva prorrogação, caso a caso.

Ainda segundo o mesmo autor, é concebível que a prorrogação ocorra por mais 20 anos, por meio do pleito do interessado, com base no decreto 5.911 de 2006. O decreto prevê hipótese de prorrogação para as concessões de uso do bem público, entre outras, novos empreendimentos que tenham iniciado operação comercial a partir de 01/01/2000.

Como ainda há pouca jurisprudência sobre o assunto, é recomendável, por conservadorismo, utilizar apenas 30 trinta anos de fluxo de receita. Da mesma forma também não é considerado saldo residual após o término da autorização.

3.3.1.3. Estimativa da Receita

A energia gerada pelas PCHs pode ser comercializada por meio de negociação bilateral do Ambiente de Contratação Livre (ACL) e por meio de leilões regulados organizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) conforme já explicado no capítulo 2. O preço da venda é uma das principais premissas que determinam ou não a viabilidade de um projeto. Assim, como referência do preço potencial da energia a ser vendida, optou-se por um preço amplamente divulgado, tal como aquele definido nos leilões de compra e venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

3.3.1.4. Indexação da Receita

É senso comum do mercado que os, os indicadores mais utilizados para correção de preços e tomadas de decisão, são o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e o Índice Geral de Preços do Mercado (IGPM). A seguir, os dois índices são apresentados e comparados.

Com o objetivo de dispor de um índice geral de preços que não estivesse sujeito a eventual interferência do governo, o mercado financeiro contratou a Fundação Getúlio Vargas (FGV), que criou, em 1989, o IGPM. O índice abrange toda a população, sem restrição de nível de renda e é medido entre o dia 21 do mês anterior até o dia 20 do mês atual. O IGP-M/FGV analisa as mesmas variações de preços consideradas no Índice de Preços por Atacado (IPA), que tem peso de 60% do índice, o Índice de Preços ao Consumidor (IPCA), que tem peso de 30% e o Índice Nacional de Custo de Construção (INCC), representando 10% do IGP-M (FGV, 2001). Na Figura 10 é apresentado o histórico de variação do IGP-M.

Figura 10 - Variação Anual do IGP-M

Fonte: Elaboração Própria com base em dados FGV (2011).

O IPCA é produzido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) desde 1979 e é utilizado pelo Banco Central do Brasil para o acompanhamento de metas inflacionárias, sendo inclusive, o índice oficial de inflação no Brasil. Sua abrangência está relacionada às regiões metropolitanas de Belém, Fortaleza, Recife, Salvador, Belo Horizonte, Rio de Janeiro, São Paulo, Curitiba e Porto Alegre, Brasília e município de Goiânia. É medido do primeiro ao último dia de cada mês e nele são consideradas famílias com rendimentos de 1 a 40 salários mínimos (IBGE, 2011). Os itens que mais impactam no cálculo do indicador são alimentação, transporte e comunicação e despesas pessoais. Somados, totalizam 60% da composição total do resultado, conforme detalhado na Tabela 13.

Tabela 13 - Composição Índices IPCA

Tipo de Gasto	Peso (%)
Alimentação	25,21
Transportes e comunicação	18,77
Despesas pessoais	15,68
Vestuário	12,49
Habitação	10,91
Saúde e cuidados pessoais	8,85
Artigos de residência	8,09
Total	100

Fonte: IBGE (2011).

Segue-se, na Figura 11, o histórico de variação do índice. Quando ambas as variações são analisadas, é possível verificar que o IPCA é mais estável que o IGP-M.

Figura 11 - Variação Anual do IPCA.

Fonte: Elaboração Própria com base nos dados do IBGE (2011)

Apesar das diferenças de composição dos dois índices, ambos possuem tendências muito semelhantes e é consenso entre os estudiosos que a longo prazo, os dois tendem a convergir. O IGPM é mais volátil em comparação ao IPCA, pois é fortemente influenciado pelo Índice de Preços ao Atacado (IPA) que por sua vez, é muito sensível a variações na taxa de câmbio e no preço de commodities. Essa variação é melhor ilustrada na Figura 12.

Figura 12 – Comparação da variação anual IPCA x IGPM

Fonte: Elaboração Própria com base em dados FGV (2011) e dados do IBGE (2011)

Conclui-se então que ao adotar o IPCA como parâmetro de correção do preço da energia, o empreendedor poderá ter maiores variações em relação ao IGPM, já que no longo prazo, a tendência é que os índices se aproximem.

No setor elétrico brasileiro o governo optou por adotar o IPCA como parâmetro para a atualização de preços da energia vendida nos leilões públicos, para evitar maior variação no curto prazo.

3.3.1.5. Perdas da Geração

Conforme modelo de comercialização vigente, as perdas do sistema de transmissão são rateadas entre os agentes de geração e consumo do sistema interligado nacional, de maneira que o total de energia gerada pelo sistema seja igual ao total de energia consumida. A diferença entre geração e consumo apontada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é dividida da seguinte

forma: metade do valor é descontada dos agentes de consumo e a outra metade, dos agentes de geração. Com base nesse valor, é calculado um fator de contribuição para os agentes de geração e outro para os agentes de consumo, que indica qual é o índice percentual que as perdas representam sobre o valor total da geração e consumo. Esse fator é aplicado sobre a energia transacionada de cada agente, sendo que para os geradores a energia é reduzida e para os consumidores ela é acrescida.

Para a elaboração do modelo econômico foi adotada uma perda média de 2,19%. Esse valor representa a média dos últimos 12 meses dos fatores de perda conforme demonstrada Tabela 14:

Tabela 14 - Fator de Perda Geração

Mês/Ano	Fator de perdas da geração (%)
out/10	2,07%
nov/10	2,03%
dez/10	2,10%
jan/11	2,36%
fev/11	2,31%
mar/11	2,28%
abr/11	2,32%
mai/11	2,23%
jun/11	2,08%
jul/11	2,17%
ago/11	2,15%
set/11	2,18%
out/11	2,14%
Média	2,19%

Fonte: Elaboração própria com base nas informações do CCEE (2011)

3.3.1.6. Tributação

Esse tipo de investimento é caracterizado por um baixo custo para operação e manutenção, e geralmente não atinge os patamares que tornam obrigatória a tributação pelo lucro real. Desta maneira é mais vantajoso optar pelo regime de tributação do lucro presumido.

Impostos diretos – Sobre a receita bruta da venda da energia incidirão a Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins) e o Programa de Integração Social (PIS)/Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP), com alíquotas de 3% e 0,65% respectivamente, as quais são pagas mensalmente.

As PCHs são elegíveis para a filiação ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Infraestrutura (REIDI). O REIDI foi criado pela Lei 11.488/2007 como uma das medidas do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) e regulamenta a suspensão da exigência dos PIS e COFINS nas aquisições de materiais ou serviços para incorporação em obras de infraestrutura.

Impostos Indiretos – Para o cálculo do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ) é estimada uma base de lucro de 8% da receita bruta e sobre o lucro estimado é tributada uma alíquota de 25%, adicionalmente sobre o lucro estimado que for superior a R\$ 20 mil/mês é tributada uma alíquota complementar de 10%. O cálculo da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) é semelhante ao do IRPJ. Estima-se uma base de lucro de 9% sobre a receita bruta e é aplicada uma alíquota de 12%. Tanto o IRPJ como o CSLL são pagos trimestralmente.

A Constituição Federal prevê cobrança de Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviço (ICMS), Imposto Estadual incidente sobre o valor dos minerais, combustível e lubrificantes, energia elétrica, transportes e comunicações. Segundo Ganim (2009), a base de cálculo para incidência do ICMS é o preço praticado na operação final, que ocorrerá somente nas operações que se destinem à energia elétrica ao consumo final, seja a operação interna ou interestadual. Não é tributada a aquisição de energia elétrica para revenda ou industrialização.

Nas operações internas a alíquota é definida por leis estaduais, como o limite mínimo de 17% e o limite máximo de 25%. Nas operações interestaduais, a alíquota é de 12%, sendo que quando oriunda das regiões Sul e Sudeste, exceto o Espírito Santo, e destinadas aos estados do Norte, Nordeste, Centro Oeste e Espírito Santo, onde ela é de 7%.

3.3.1.7. Encargos Sociais

Tarifa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica (TFSEE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A TFSEE, surgida em 1996 pela lei nº 9.427 e regulamentada pelo decreto nº 2.410/1997, é destinada a cobrir os gastos da ANEEL. São responsáveis pelo pagamento as concessionárias, os permissionários ou autorizados, e o valor representa 0,5% do benefício econômico anual auferido na exploração dos serviços. Anualmente, os valores são divulgados pela ANEEL.

Já a TUSD é destinada para a concessionária local. Essa tarifa é regulada pela ANEEL e cobrada sobre o kW instalado. Anualmente, as tarifas são reajustadas e, a cada quatro anos é revista a estrutura de tarifação de cada distribuidora. As PCHs, por serem fontes incentivadas de energia, têm desconto de 50% da tarifa. A usina também pode ser conectada à rede básica pelo Sistema de Transmissão, e nesse caso está sujeita a pagar a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Já se discutiu a respeito do critério de cálculo dessa tarifa.

Visando estimular o investimento do mercado privado no setor de infraestrutura, as fontes incentivadas de energia estão isentas do pagamento de parte dos encargos setoriais tais como: Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (COFURH), Conta de Consumo de Combustível (CCC), e Reserva Global de Reversão (RGR).

- (1) O P&D é um programa obrigatório de investimento em pesquisa e desenvolvimento, estimado em 1% da receita operacional bruta, sendo 0,75% para o P&D propriamente dito e 0,25 em estudos de eficiência energética.
- (2) A taxa prevista na COFURH foi regulada pelas leis 7.990/89 e 8.001/90 e define o pagamento de *royalties* à União pela utilização dos recursos hídricos.
- (3) A CCC é um encargo criado para subsidiar a geração de energia elétrica com uso de combustíveis fósseis. Foi instituída pela Lei nº 5.899/1973. A CCC é desdobrada em três subcontas distintas: (a) CCC-S/SE/CO para algumas usinas com operação iniciada até 1998; (b) CCC-N/NE - vigora em áreas da

Amazônia por questões de obstáculo naturais e barreiras logísticas; (c) CCC-ISOL reembolsa as despesas com combustível nos valores em que a região seria abastecida de estivesse interligada (GANIM, 2009).

- (4) Reserva Global de Reversão (RGR) – encargo criado para formar fundo para pagamento das indenizações as concessionários, quando revertido os bens ao final do período de concessão. Foi regulamentado pelo decreto 41.019/1957. Em 1996 a lei nº 9.427 alterou-se a destinação de parte dos recursos arrecadados pelo fundo, sendo que 50% do valor deve ser aplicados em investidos no setor elétrico das Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste (GANIM, 2009).

3.3.1.8. Investimento Necessário para a Construção

Diferentemente do que ocorre com setores como o imobiliário, para uma usina, em especial as PCHs, os projetos não devem ser padronizados. Eles são diferentes, customizados para cada disposição geográfica e segundo as características hidrológicas e geológicas da região. A tecnologia dos equipamentos apresenta alto nível de evolução, eficiência e rentabilidade e já equalizada em nível global, ou seja, são poucas as possibilidades de que sejam encontrados em maior nível de desenvolvimento. O que realmente diferencia o custo de uma usina para outra são o volume e complexidade das obras civis, que têm tendência a representar, cada vez mais, uma parcela maior no orçamento, sem deixar de levar em conta que a construção de usinas é um mercado antigo e os potenciais de geração mais acessíveis já foram inventariados e construídos. A faixa do custo de implantação, geralmente, fica entre R\$ 4 a R\$ 7 milhões /MW instalado.

Como o foco deste trabalho não é técnico optou-se por utilizar o custo de construção estimado pela Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa (Abragel) com base nos custos de diversas PCHs e obtendo, assim, maior aproximação mais real da realidade. Essa é uma associação séria e com credibilidade de informações, pelo fato de os grandes grupos detentores de diversas usinas serem seus afiliados.

O estudo estima que para a construção de uma usina de 14MW de capacidade de geração, é necessário investimento de R\$ 90,946 milhões. Como já foi comentado, o custo de construção para cada MW instalado é a medida de comparação mais utilizada entre os projetos do setor. Neste estudo, a ABRAGEL estima um investimento médio de R\$ 6,496 milhões para construir cada MW. Na Tabela 15 são detalhadas as principais contas que compõem o investimento total.

Tabela 15- Composição do Custo de uma PCH

Item do Projeto	Valor (em R\$ mil)	%
Acessos e Canteiros	2.000	2,20%
Estudos e Projetos	3.000	3,30%
Construção Civil	36.500	40,13%
Equipamentos Eletromecânicos	28.000	30,79%
Meio Ambiente	4.878	5,36%
Seguro Risco Engenharia	1.391	1,53%
Linha de Transmissão de Conexão	4.800	5,28%
Engenharia do Proprietário	1.680	1,85%
Gerenciamento	1.000	1,10%
Terras	3.584	3,94%
O&M - Comissionamento	231	0,25%
Competition Bond	1.233	1,36%
Juros/Empréstimo Ponte	1.266	1,39%
Fee Financial Advisor	1.233	1,36%
Administração da Obra	2.880	3,17%
REIDE	(2.730)	-3,00%
Valor Total	90.946	
Valor/MW	6.496	

Fonte: Lenzi (2011a).

Não menos importante que definir o custo total do investimento é definir o cronograma de desembolso do valor. A quantidade e concentração dos períodos em que o investimento é aportado são importantes para o planejamento da disponibilidade dos recursos e também por impactar a taxa de retorno do projeto (TIR), em função do custo do dinheiro em relação ao tempo. Por um lado, quanto mais no futuro for o desembolso do valor aportado, menor impacto terá no cálculo do índice. Por outro lado o saldo residual do orçamento a investir têm que ser corrigido anualmente, pois têm que ser consideradas as alterações dos preços dos insumos e das matérias-primas com relação ao orçado.

Segundo critérios adotados por Machado (2008) os custos podem ser distribuídos da seguinte maneira: (1) As aquisições de terras, geralmente, no caso de PCHs, responsáveis por grande parcela desses custos, se concentram no período anterior ao início das obras; (2) O custo da engenharia do proprietário se dá de forma quase homogênea durante o projeto executivo e a implantação de uma PCH; (3) Gastos com projeto, equipamentos e obras civis, geralmente contratados por meio de consócio dos principais fornecedores chamado, no setor, de *Engineering, Procurement and Construction* (EPC). Tais gastos apresentam curva de desembolso mensal sazonalizado conforme Figura 13 e Figura 14, os quais representam 8% antes do início das obras, 55% no 1º ano de construção e 37% no último ano. Para ambas as figuras demonstra-se o fluxo de desembolsos do projeto, considerando valores em reais (eixo da direita) e valores percentuais (eixo da esquerda).

Figura 13 - Desembolso Mensal do Investimento na Construção de uma PCH

Fonte: MACHADO (2008).

Figura 14 - Desembolso Mensal Acumulado do Investimento na Construção de uma PCH

Fonte: MACHADO (2008).

3.3.1.9. Linha de Transmissão

A linha de transmissão, um dos pontos críticos na análise de viabilidade e construção de uma usina, tem que ser planejada e acompanhada desde o início do projeto. Ela pode gerar sérios problemas com atrasos no cronograma e custo do projeto, é até mesmo inviabilizar o investimento de modo geral.

O acesso ao sistema de transmissão e distribuição é garantido a todos os agentes do setor (Lei no 9.074/95 e Lei nº 9.648/98 regulamentam o acesso; Resolução n 281/99 da ANEEL define as condições gerais de contratação do acesso e o Módulo 3 PRODISTE, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), define as condições de acesso às linhas de transmissão). É de responsabilidade do interessado a construção da linha que irá conectar a usina à rede básica, ativo este que posteriormente deverá ser doado à distribuidora local. Quem define o local de conexão ao sistema local é a concessionária, assim como a tarifa que será cobrada pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) ou sistema de transmissão (TUST).

O interessado deve fazer uma solicitação formal para efetuar a conexão ao sistema, transmitir à concessionária as informações básicas do projeto, que terá um prazo de até 30 dias para comunicar ao solicitante o local de conexão, o requisitos técnicos da linha e equipamentos e o respectivo encargo. É nesse momento que o investidor conseguirá dimensionar com maior precisão os custos envolvidos com a

linha de transmissão. Entretanto as condições apresentadas permanecem por um prazo de 180 dias, se nesse período o interessado não se manifestar formalmente terá que entrar com nova solicitação de acesso. Nesse caso, as condições podem ter sido alteradas.

A legislação ainda prevê que o prazo para resposta à solicitação de acesso pode ser prolongado para até 120 dias se houver a necessidade de reforço nos sistemas de transmissão ou distribuição. Assim como não há o que fazer se a concessionária apontar um ponto de conexão distante do local da obra.

Uma vez formalizado o aceite das condições de conexão, é assinado contrato de uso do sistema de distribuição/transmissão (TUSD/TUST) e a partir de então, o empreendedor pode iniciar a construção. Conforme definido pela Resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999, é de responsabilidade do empreendedor : I – todo o sistema de medição para faturamento de energia elétrica, necessário à conexão; II – ressarcir a distribuidora pelo custo de aquisição e implantação do medidor de retaguarda e do sistema de comunicação de dados, para o caso de acesso às demais instalações de transmissão, não integrantes da Rede Básica, ou às instalações de propriedade da distribuidora; e III – obras civis e adequações das instalações associadas ao sistema de medição, para o caso de acesso às demais instalações de transmissão, não integrantes da Rede Básica, ou às instalações de propriedade da distribuidora.

O cálculo dos encargos é feito individualmente para cada usina no momento da consulta de acesso. O cálculo é realizado com base em preços nodais. Como descrito na Resolução Nº 281, de 1º de outubro de 1999: A metodologia para o cálculo das tarifas e encargos nodais é baseada na estimativa de custos que os usuários impõem à rede nos períodos de exigência máxima, calculados a partir dos custos de investimento, operação e manutenção da rede mínima capaz de transportar os fluxos que ocorrem em tais períodos. A solução analítica do modelo é obtida através da construção da matriz de sensibilidade que relaciona os fluxos de potência nas diferentes linhas e transformadores com a potência injetada em cada barra do sistema, ou seja, em regiões onde a rede está mais congestionada a tarifa será maior. Essa foi uma maneira de propor um sinal locacional pelo órgão regulador.

3.3.1.10. Financiamento

A modalidade de financiamento chamada de *Project Finance* é a mais aplicada para projeto de infraestrutura, por se tratar de capital intensivo. A tradução dessa modalidade é muito mais completa que financiamento de projeto. Finnerty (1999) define o *project finance* como captação de recursos para financiar um projeto de investimento de capital economicamente separável, razão de ser da Sociedade de Propósito Específico (SPE). Nesse caso, os financiadores veem o fluxo de caixa e/ou ativos do projeto como fonte primária de recursos para atender ao serviço de seus empréstimos e fornecer o retorno sobre o capital investido no projeto.

A principal diferença para o financiamento corporativo convencional é que a garantia mais importante da operação são os ativos e o fluxo de caixa do projeto.

Segundo publicação do próprio BNDES (SIFERT FILHO et al. 2009) o setor elétrico reúne um conjunto de condições que propiciam a estruturação de financiamentos por meio do mecanismo de *project finance*. Tais como são elas: (1) Primeiramente, os ativos de geração e transmissão de energia são fisicamente identificáveis e, portanto, podem ser econômica e legalmente segregados por meio de uma SPE. Adiciona-se a isso o fato de o setor ser caracterizado por grandes inversões de capital, com elevadas margens operacionais, exigindo, assim, financiamentos em montante alto o suficiente para inibir ou impedir que os investidores os obtenham por meio de ofertas de garantias corporativas; (2) Os projetos costumam apresentar fluxo de caixa previsível. Projetos de geração contam com contratos de compra e venda de energia de longo prazo com preços e montantes predefinidos, indexados anualmente à inflação (IPCA ou IGP-M), sendo considerados uma renda fixa; (3) Ambiente regulatório estável favorável após as reformas do setor iniciadas na década de 1990 e consolidadas com a instituição do novo marco regulatório; (4) Estabilidade econômica e institucional do país.

No atual cenário do Brasil o Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) é a principal fonte de crédito para financiamento de longo prazo para as obras de infraestrutura, incluindo as usinas hidrelétricas. As linhas de financiamento disponíveis são (1) BNDES Finem, para projetos com investimento de grande porte; (2) BNDES Automático, para projetos com investimento até R\$ 10 milhões, já

aprovado o aumento do limite para R\$ 20 milhões e (3) BNDES Finame, exclusivo para financiamento de máquinas e equipamentos novos. Está em processo de aprovação o aumento do limite do BNDES automático para R\$ 20 milhões, mas ainda não foi formalizado.

As linhas de crédito PCHs têm o tempo máximo de amortização de 14 anos e o empreendedor tem que aportar no mínimo 20% do valor do investimento. O custo do financiamento é composto da TJLP¹⁴ (Taxa de Juros de Longo Prazo), mais um *spread* de remuneração do BNDES geralmente definido em 1% ao ano (a.a.) e uma taxa que remunera o risco de crédito do BNDES, avaliada individualmente para cada tomador. Ela pode variar entre 0,46 e 2,54%. Adicionalmente nos casos de linhas automáticas ou de Finame, com repasses feitos por outras instituições financeiras ainda tem que ser cobrada uma taxa pelo risco assumido pela instituição. Nesse caso, cada banco define a taxa praticada. A carência para início das amortizações pode variar de seis meses a dois anos e os juros nesse período podem ser pagos trimestralmente ou capitalizados no principal da dívida, cabendo a negociação ser feita entre o investidor e a instituição repassadora da linha de crédito.

Conforme política de investimentos do governo federal, são disponibilizadas linhas de crédito com taxas de juros mais atrativas, mas não há como prever se no momento da solicitação do crédito, tais linhas estarão disponíveis.

Por outro lado, a aprovação de linhas de crédito BNDES Finem, é um processo mais burocrático, demorado e difícil ainda mais quando se trata do financiamento de PCHs. Por outro lado o limite atualmente disponível do BNDES Automático de R\$ 10 milhões geralmente é muito pouco para uma usina.

Existem alguns pontos básicos que são analisados e exigidos para a liberação do crédito, chamados de *covenants*: (1) O Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) de cada ano da fase operacional do projeto não poderá ser inferior a 1,3. O ICSD é calculado pela divisão do EBITDA menos os impostos pela soma dos juros e amortização, conforme demonstrado na equação abaixo:

¹⁴ Divulgada trimestralmente pelo Banco Central do Brasil a Taxa de Juros de Longo Prazo é calculada com base na meta de inflação (o índice padrão do mercado brasileiro é o IPCA – Índice de Preços do Consumidor Amplo) calculado *pro rata* para doze meses e do prêmio do risco-país.

$$\text{Equação 9 - Índice de Cobertura do Serviço da Dívida}$$

$$\frac{\text{EBITDA} - (\text{IRPJ} + \text{CSLL})}{\text{Amortização} + \text{Juros}} \Rightarrow 1,3$$

(2) A relação entre o endividamento total do projeto e o EBITDA projetado (Lucro Antes de Juros, Impostos, depreciação e Amortização) não poderá ser inferior a 3,5; (3) O capital próprio dos acionistas não poderá ser inferior a 20% do investimento total do projeto e tem que ser aportando antes da liberação dos recursos.;

Outro ponto fundamental para aprovação do processo de crédito pelo BNDES são as garantias oferecidas. A principal garantia é o fluxo futuro dos recebíveis resultante da venda da energia geradas por meio de um contrato, de longo prazo, chamado de PPA (Power Purchase Agriment). Outras garantias exigidas são o penhor das ações, alienação de equipamentos, seguros no período de construção e operação, fiança bancária, formação de conta reserva, entre outras.

3.3.1.11. Despesas Operacionais

Comparando as demais fontes de energia, as despesas operacionais de uma PCH são consideravelmente inferiores. É preciso formar uma equipe de manutenção e operação da usina, sendo que atualmente, essa operação pode ser realizada, à distância, por sistemas de automação, ou seja no caso de empresas com mais de uma usina pode-se obter um ganho de escala com operação de mais de uma usina pela mesma equipe. É necessário, ainda, considerar gastos com a manutenção e conservação da usina, tais como óleo diesel e peças sobressalentes.

Outra despesa operacional é o seguro, tanto na fase de construção como na fase de operação. Além de representar uma segurança para o investidor é uma das exigências das instituições financeiras para aprovação da linha de crédito

É necessário considerar despesas administrativas para suportar a operação, tais como gastos com telefonia, informática, manutenção dos veículos, combustível, correios, entre outras.

Uma PCH é um investimento que exige um investimento inicial considerável mas, em contrapartida, uma vez construída os custos de operação e manutenção são consideravelmente baixos quando comparados com outros ramos ou mesmo com usinas termoeletricas que possuem baixo investimento inicial e alto custo com a operação dado o preço elevado do combustível, ou seja, o retorno de investimento em uma PCH é de longo prazo. Apresenta, entretanto, um fluxo garantido de 30 anos de geração.

3.3.1.12. Taxa de Depreciação

As Taxas de depreciação são definidas pela ANEEL com base em estudos técnicos e do tempo de vida de cada componente de uma usina. São aproximadamente 40 itens que podem ser relacionadas às usinas hidrelétricas. As novas taxas foram aprovadas pela resolução normativa nº 367 em junho de 2009 e a metodologia é detalhado no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE).

3.4. Conclusão do Capítulo 3

Verificou-se nesse capítulo que os investidores, quando avaliam um projeto, buscam a geração de caixa mínima para remunerar o custo de oportunidade pelo risco do investimento. Sendo o modelo econômico mais recomendado para a avaliação é o FCD, pois apresenta metodologia completa e fácil de se adaptar a vários os tipos de projeto. Como complementação do FCD são de grande importância no processo de decisão os índices de financeiros: Payback; Valor Presente Líquido (VPL); e Taxa Interna de Retorno (TIR).

Com relação a metodologia adotada ressaltou-se que a taxa de desconto é um parâmetro que influencia diretamente o resultado da avaliação, e que ela apresenta limitações no caso de empresa de capital fechado. Para essa premissa foram propostas

duas metodologias para o cálculo desse parâmetro: cálculo de custo de oportunidade de empresa semelhante com capital aberto e uso de valor calculado pela ANEEL.

No que diz respeito aos riscos do projeto observou-se que as categorias mais críticas que mais impactam o retorno de um projeto neste segmento são: riscos de implementação no que se refere a projeto, hidrologia e construção e os riscos políticos com relação aos aspectos legais e ambientais. Os riscos de implantação impactam diretamente o aumento dos custos, decorrem de atraso no cronograma, e podem advir de comprometimento técnico dos empreendimentos criando necessidades futuras de investimentos de reparação.

Riscos legais podem atrasar o processo de desenvolvimento do projeto que já é longo (média nove anos para a implementação de usina geradora de energia), seja pela demora da aprovação da ANEEL ou demora na emissão das licenças ambientais. As compensações ambientais também podem impactar negativamente o custo da construção.

Por final foram analisadas as premissas que compõem a projeção do fluxo de caixa um projeto de PCH e as adequações e cuidados na escolha das variáveis. Tais componentes foram subdivididos em: Definição da Receita de Vendas; Prazo do Projeto; Estimativa da Receita; Perdas da Geração; Tributação; Encargos Sociais; Investimento Necessário para a Construção; Linha de Transmissão; Financiamento; Despesas Operacionais; Taxa de Depreciação. Observou-se que esse detalhamento de premissas é fundamental, pois como os valores adotados influenciaram diretamente os resultados e quando superestimados ou subestimados geram distorções que serão percebidas apenas na fase de implementação do projeto.

4. ANÁLISE DE CASOS PRÁTICOS À LUZ DA TEORIA

Este capítulo apresenta dois casos práticos de análise de viabilidade de usinas. O primeiro caso se refere ao estudo para a construção da Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Fartura e o segundo traz uma análise para uma possível compra da PCH Santa Ana, estando esta já em operação comercial. Nos dois casos são aplicadas as premissas e regras de modelagem financeira apresentadas no capítulo 3, com as devidas adaptações específicas para cada situação.

4.1. Estudo de Caso: PCH Fartura

Nesta seção é apresentado o estudo de viabilidade econômico-financeira para a construção da PCH Fartura. Inicialmente faz-se um detalhamento do projeto e, num segundo momento, são discutidas as premissas para a modelagem financeira da avaliação da construção e da operação da referida usina. Em seguida é feita a análise dos resultados da estruturação financeira do projeto. Por fim, a quarta parte desta seção se destina à análise da sensibilidade e dos riscos do investimento.

4.1.1. Descrição do Projeto

A PCH em questão aproveitará o potencial hidrelétrico do rio Engano, e será construída no curso desse rio no município de Angelina, no Estado de Santa Catarina, localizado na Bacia 8 (Bacia do Atlântico Sul), Sub-Bacia 84 (Sub-Bacia do rio Tijucas). Na Figura 15 está destacado, com uma linha verde, o rio Engano e, a localização da usina, com um ponto azul.

Figura 15 - Mapa de Localização da PCH Fartura

Fonte: Santana, 2011 (Entrevista)¹⁵.

O município de Angelina tem como economia básica a agropecuária de corte, leite, além da apicultura e avicultura de corte, olericultura, cultivo de fumo e de grãos. A agricultura familiar é predominante na região.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no Despacho nº 344, de 28/04/2004, publicado em 29/04/2004, aprovou cinco estudos de inventário do rio Engano. Entretanto verificou que as PCH's denominadas Schubert e Bela Vista, também localizadas nesse rio, seriam mais vantajosas do ponto de vista técnico e econômico se fossem reunidas formando apenas uma PCH. Assim, solicitou-se a revisão de inventário do rio Engano e apresentou-se uma nova concepção de partição de queda. Surge desse modo a PCH denominada Fartura, com um arranjo mais econômico e causando menores impactos ambientais (Informação Verbal)¹⁶.

A aprovação da revisão de inventário foi emitida pela ANEEL no Despacho nº 344, de 28/04/2004, publicado em 29/04/2004. Já o aceite do projeto básico, por sua vez, foi deferido em 03/10/2011 pelo Despacho nº 3.945. Ficaram pendentes a aprovação do projeto básico e a emissão da autorização da outorga. Em dezembro de 2011, quando encerramos as entrevistas e finalizamos o levantamento de dados deste estudo de caso, o processo de autorização se encontrava em fase avançada de análise pela ANEEL e na iminência da emissão da licença para a instalação da usina, o que

¹⁵ Informação obtida em entrevista com o engenheiro encarregado do empreendimento, Ricardo Santana em 10/02/2011

¹⁶ Informação obtida em entrevista com o engenheiro encarregado do empreendimento, Ricardo Santana em 10/02/2011

atenuava muito o risco regulatório do projeto, quando comparado àquele aos quais novos potenciais estão, de modo geral, sujeitos.

Já havia sido iniciando o processo de análise de impacto ambiental com a solicitação da licença prévia de instalação para o potencial junto ao órgão licenciador local, a Fundação do Meio Ambiente (FATMA). De acordo com os critérios da FATMA, as características da PCH Fartura permitiriam a sua inclusão na categoria de empreendimentos hidrelétricos com pequeno potencial de impacto ambiental (Topocon, 2011).

Também a propriedade das terras onde se localizariam a casa de força, o canal e o reservatório, já estava garantida. O empreendedor já detinha a posse legal de toda a área. Este é um ponto importante, visto que no caso de apresentação de mais de um projeto básico junto a ANEEL, um dos critérios de escolha da empresa outorgada é que ela seja proprietária do maior número de áreas no local onde será construído o reservatório.

4.1.2. Resumo das Informações Técnicas e Comerciais

O projeto da PCH Fartura é constituído de uma central de desvio que opera a fio d'água, com uma casa de máquinas composta de duas unidades de geração com potência instalada total de 5MW.

Abaixo são detalhadas as principais características técnicas do projeto.

Características da usina:

• Potência:	5.000 kW
• Potência nominal unitário da turbina:	2.684 kW
• Fator de capacidade:	60%
• Energia assegurada:	3.000 kW médios
• Índice de perdas previsto:	2,19%
• Queda:	60 m
• Vazão:	8,34 m ³ /s
• Pretende participar do MRE*:	Sim

Características da Linha de Construção:

- Ponto de Conexão: Subestação de Tijucas da CELESC – município
Tijucas – SC
- Distância da usina: 54,5 Km
- Formalização Consulta de viabilidade

4.1.3. Detalhamento dos Custos de Construção

Conforme detalhado no capítulo 3, no estudo da Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa (ABRAGEL), o custo médio para construção de 1MW situava-se em R\$ 6,496 milhões em abril de 2011 (LENZI. 2011a). Para chegar ao investimento total, multiplicou-se o custo médio para a construção pelos 5 MW previstos no projeto, obtendo-se um custo total do investimento de R\$ 32,5 milhões.

Como o foco desta dissertação é o estudo da modelagem financeira para análise de viabilidade, e não dos conceitos técnicos do ponto de vista de engenharia, e como, a ABRAGEL é uma associação com credibilidade de informações à qual diversas usinas são filiadas, adotou-se o mesmo critério indicado por essa Associação para definição do orçamento. Tal critério subdivide o orçamento de uma usina em 16 subcontas. Assim, de acordo com o detalhamento do orçamento obtiveram-se os valores indicados na Tabela 16.

Tabela 16 - Composição do Custo PCH Fartura

Item do Projeto	Valor (em R\$ mil)
1 Acessos e Canteiros	714,3
2 Estudos e Projetos	1.071,4
3 Construção Civil	13.035,7
4 Equipamentos Eletromecânico	10.000,0
5 Meio Ambiente	1.742,2
6 Seguro Risco Engenharia	496,8
7 Linha de Transmissão de Cor	1.714,3
8 Engenharia do Proprietário	600,0
9 Gerenciamento	357,1
10 Terras	1.280,0
11 O&M - Comissionamento	82,5
12 Competition Bond	440,3
13 Juros/Empréstimo Ponte	452,2
14 Fee Financial Advisor	440,3
15 Administração da Obra	1.028,6
16 REIDE	(974,8)
Valor Total	32.480,8
Valor / MW	6.496,2

Fonte: Elaboração própria com base na ABRAGEL, 2011.

Para a definição do fluxo de desembolso foram usados critérios de acordo com a característica de cada conta do orçamento. Conforme Machado (2008), o valor referente à compra de terras deve ser desembolsado antes do período de construção, já o valor da engenharia do proprietário é desembolsado em parcelas praticamente homogêneas durante o projeto executivo e a fase de implantação da PCH, sendo que 10% são desembolsados antes do início da obra, 45% no primeiro ano e 45% no segundo ano.

Ainda segundo Machado (2008), os gastos com projeto, equipamentos e obras civil geralmente contratados por meio de consócio dos principais fornecedores, chamado no setor de *Engineering, Procurement and Construction* (EPC) apresentam curva de desembolso mensal concentrada principalmente no primeiro ano de construção. Desses desembolsos, 4% ocorrem na fase pré-operacional; 61% no primeiro ano; e 35% no segundo ano. Para os cálculos dos gastos relativos ao gerenciamento da obra e a licenciamentos e programas ambientais foram usados os critérios de desembolsos homogêneos. A Tabela 15 apresenta o fluxo de caixa das 16 subcontas de acordo com a metodologia sugerida por esse autor.

Tabela 17- Fluxo dos Pagamentos

Item do Projeto	Pré-Oper.	1º ano	2º ano	Critério
1 Acessos e Canteiros	357,1	357,1		Início Obra
2 Estudos e Projetos	42,9	653,6	375,0	EPC
3 Construção Civil	521,4	7.951,8	4.562,5	EPC
4 Equipamentos Eletromecânicos	400,0	6.100,0	3.500,0	EPC
5 Meio Ambiente	174,2	784,0	784,0	Homogêneo
6 Seguro Risco Engenharia		248,4	248,4	Período Construção
7 Linha de Transmissão de Conexão	68,6	1.045,7	600,0	EPC
8 Engenharia do Proprietário	60,0	270,0	270,0	Homogêneo
9 Gerenciamento	35,7	160,7	160,7	Homogêneo
10 Terras	1.280,0			Pré-Operacional
11 O&M - Comissionamento			82,5	Final
12 Competition Bond		220,1	220,1	Período Construção
13 Juros/Empréstimo Ponte		226,1	226,1	Período Construção
14 Fee Financial Advisor	440,3			Pré-Operacional
15 Administração da Obra	41,1	627,4	360,0	EPC
16 REIDE	(39,0)	(594,7)	(341,2)	EPC
Valor Total	3.382,4	18.050,3	11.048,1	

Fonte: Elaboração própria com base em Machado (2008)

Na Tabela 15, vale ainda observar na coluna “Critério” que:

- para a fase denominada “Início Obra” considera-se que 50% dos gastos serão na fase pré-operacional e 50% no primeiro ano da obra;
- para a fase denominada “Homogêneo” considera-se desembolso homogêneo durante a implantação do projeto sendo: 10% na fase pré-operacional; 45% dos desembolsos no primeiro ano e 45% no segundo ano;
- para a fase denominada “EPC” considera-se critério referenciado subseção 5.1: sendo que na fase pré-operacional seriam desembolsados 4% do previsto; no primeiro ano 61% e no segundo ano 35%;
- para a fase denominada “Período Construção” considera-se desembolso somente no período de construção, sendo 50% em cada ano;
- para a fase denominada “Final Obra” considera-se que todo o desembolso orçado por esse critério será realizado no último ano da construção.

A Figura 16 mostra o fluxo de desembolsos do projeto considerando os valores em reais (eixo da esquerda) e valores percentuais (eixo da direita):

Figura 16 - Fluxo de Desembolsos PCH Fartura

Fonte: Elaboração própria com base na metodologia de Machado (2008).

4.1.4. Financiamento

Para a análise inicial, foram adotadas condições usuais em projetos de infraestrutura, que costumam ser financiados através do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Por se tratar de projetos de capital intensivo é imprescindível o financiamentos de longo prazo, e atualmente, no Brasil, o BNDES é a instituição financeiras que disponibiliza esse tipo de financiamento com taxas competitivas. Mais especificamente, adota-se a estrutura de financiamento conhecida como *Project Finance*, como visto na subseção 3.3.1.10, em que o fluxo de caixa do projeto é a principal garantia da operação.

Ainda dentro do que foi comentado no capítulo 3, das três linhas de crédito de longo prazo disponíveis (FINAME, FINEM e AUTOMÁTICA), para financiamento de pequenas centrais hidrelétricas, considerando o valor da operação e a agilidade na aprovação do financiamento são adotadas as linhas automáticas e de financiamento de

equipamentos FINAME. No caso da PCH Fartura o limite de R\$ 20 milhões da linha do BNDES Automático é suficiente para o atendimento do projeto.

Foram usadas condições usuais do mercado com relação a carência, prazo de amortização, *spread* e valor da conta reserva. Estas condições são negociadas caso a caso. As principais características das condições de financiamento estão sintetizadas na Tabela 16.

Tabela 18- Condições do Financiamento

Premissas	Valor
Período de Carência	2 anos
Prazo de Amortização	10 anos
Juros (Capitalizados no período de carência)	6%
Spread	3%
% Capital Financiado	50%
Conta Reserva	4 parcelas
Redimento p/ aplicação da conta reserva	3% a.a.
Capital Próprio (R\$ mil)	R\$ 16,240 milhões
Capital Financiado (R\$ mil)	R\$ 16,240 milhões

Fonte: Elaboração Própria

4.1.5. Definição da Receita de Vendas

Embora tenha sido considerada a obtenção de um contrato firme de venda de energia do tipo *Power Purchase Agreement*, ao analisar-se esse caso real verificou-se que tal contrato ainda não havia sido negociado. Assim, como referência do preço potencial da energia a ser vendida, optou-se por um preço amplamente divulgado, tal como aquele definido nos leilões de compra e venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada. O leilão mais próximo ao período de análise foi 2º Leilão de Fontes Alternativas, realizado em 28 de agosto de 2010 pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), cujo preço médio da unidade de energia negociada situou-se em R\$ 146,99/MWh. Para efeito dos cálculos nesse estudo de caso, optou-se por atualizar este valor até dezembro de 2011, obtendo-se R\$ 160,82/MWh.

A correção do preço de venda foi calculada conforme relatório de mercado Focus, emitido pelo Banco Central do Brasil em 30/12/2011. A expectativa de inflação do IPCA para os próximos 12 meses foi de 5,33%.

4.1.6. Impostos e Despesas

A tributação foi calculada conforme alíquotas do regime de lucro presumido presentes na legislação vigente. As despesas operacionais foram estimadas com base em médias do setor. Para o cálculo do custo de despesas com operação e manutenção adotou-se valor de 13 R\$/MWh sobre a energia gerada, ou seja, sobre a energia assegurada. Para as despesas administrativas e a taxa de fiscalização da ANEEL estipulou-se 0,5% sobre a receita operacional bruta para cada um dos itens; e para as despesas com seguro, 0,4% do valor do ativo. O resumo com as despesas e impostos é apresentado na Tabela 19:

Tabela 19 - Resumo dos Impostos e Despesas Operacionais

Premissas	Valor
IRPJ até 20 mil reais Base 8% Alíquota 15%	1,2%
IRPJ acima de 20 mil reais	10%
CSSL Base 9% Alíquota 12%	1,08%
PIS	0,65%
COFINS	3,00%
Taxa de fiscalização da ANEEL (%ROB)	0,5%
TUSD (%ROB-já com desc 50%)	0,780%
Seguro operacional (% do ativo)	0,4%
O&M (R\$ / MWh) Ref. Energia Assegurada	13
Despesas Administrativas (%ROB)	0,5%

Fonte: Elaboração Própria

4.1.7. Depreciação

A ANEEL definiu mais de 40 tipos diferentes de taxa para cada item que compõe uma usina. Para a elaboração do projeto foi calculada taxa média dos itens por três diferentes grupos dos componentes do projeto e definida uma taxa média de depreciação do investimento com base na média ponderada da taxa com relação ao volume financeiro de cada item de agrupamento, conforme detalhado na Tabela 20.

Tabela 20 - Taxa de Depreciação Média

	Valor	Taxa	Anos
Equipamentos	11.823,5	2,80%	35,80
Obra	14.476,9	2,20%	45,60
Outros	3.485,1	4,10%	24,50
Taxa Média Ponderada		2,66%	37,70

Fonte: Elaboração própria com base nas taxa da ANEEL (2009)

Com a taxa de depreciação média adotada em 2,66%, significa considerar que a vida útil do empreendimento é de trinta e sete anos e sete meses.

4.1.1. Custo do capital próprio

Para a análise do custo do capital próprio foram utilizados, como referência, os índices apresentados por uma empresa do mesmo segmento, a Tractebel Energia S.A., pela metodologia de precificação dos ativos, o custo do capital próprio foi estimado em 14,65%, conforme já detalhado na seção 3.1.5.

4.1.2. Resultados Obtidos no Cenário Base

Com as configurações do projeto da PCH Fartura definidas como o “Cenário Base”, foram elaborados o Demonstrativo de Resultados e o Demonstrativo do Fluxo de Caixa Livre. O conteúdo completo é apresentado no APÊNDICE I. Adicionalmente, foram calculados os principais índices econômico-financeiros estudados no capítulo 3,

entre eles: *payback* simples, *payback* descontado, TIR do projeto e do acionista, VPL do projeto e do acionista, Índice de cobertura do serviço da dívida e alavancagem.

Como demonstrado no capítulo 3, o resultado do projeto não necessariamente representa o resultado dos acionistas, é preciso considerar o capital de terceiros no projeto, seja novas captações como as amortizações e juros a serem pagos. O resultado do acionista é avaliado pelo desconto do fluxo de caixa livre, pelo custo do capital próprio, enquanto para o resultado do projeto utiliza-se o fluxo de caixa operacional descontado pelo custo ponderado do capital. Por essa razão optou-se por distinguir os indicadores de valor presente líquido (VPL), quanto à taxa de retorno (TIR) para o projeto e especificamente para o acionista. O resumo dos resultados podem ser vistos na Tabela 21.

Tabela 21 - Resultado Análise Cenário Base	
Premissas	Valor
<i>Payback</i> simples	9 anos
<i>Payback</i> descontado	16 anos
TIR do Projeto	15,4%
VPL Projeto	12,479 R\$ milhões
TIR dos Acionistas	16,2%
VPL dos Acionistas	3,174 R\$ milhões
Índice de Cobertura do Serviço da Dívida*	1,27
Alavancagem**	3,62

Fonte: Elaboração Própria

*O Índice de Cobertura do Serviço da Dívida é calculado pela divisão do EBITDA menos os impostos pela soma dos juros e amortização.

**Alavancagem: relação entre o endividamento total do projeto e o EBITDA projetado (Lucro Antes de Juros, Impostos, depreciação e Amortização).

Sobre os resultados da Tabela 19 é possível chegar a algumas conclusões. Conforme esperado na literatura revisada no capítulo 3, a construção de uma usina de energia elétrica exige um elevado volume de investimento inicial. Entretanto, uma vez em operação comercial, as despesas são reduzidas a: impostos, seguro, pequena folha de pagamento (custos associados com os operadores, mantenedores e vigias),

materiais de reposição e manutenção; gastos administrativos e gastos com obrigações legais (TFSEE¹⁷ e TUSD¹⁸).

Na Figura 17 é possível observar que a relação entre as margens de contribuição – (a) EBITDA; (b) lucro líquido; e (c) fluxo de caixa líquidos – em relação à Receita Operacional Bruta é expressiva com médias da ordem de 83%, 63% e 66% respectivamente.

Figura 17 - Comparação das Margens de Contribuição em Relação à Receita Bruta

Fonte: Elaboração própria

(Aumentar fonte da legenda e peso das linhas interrompidas)

Note-se que os dois primeiros anos do fluxo de caixa são caracterizados por grandes desembolsos. Com o fim das obras e a entrada da PCH Fatura em operação comercial, dando início ao faturamento, os 10 primeiros anos apresentam resultado positivo, mas ainda restrito, devido à amortização do financiamento que ocorre ao longo desses 10 primeiros anos.

Após 12 anos, a margem de ganho sobre a operação passa a apresentar um aumento expressivo. Anualmente o ganho se intensifica pelo reajuste da receita de

¹⁷ TFSEE - Tarifa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica criada para cobrir os gastos da ANEEL, conforme já abordado na subseção 3.3.1.7.

¹⁸ TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição destinada à concessionária local e regulada pela ANEEL, conforme já abordado na subseção 3.3.1.7.

acordo com o índice de inflação. Os custos também são reajustados mensalmente, mas não são relevantes quando comparados com o reajuste do faturamento. Essa situação é retratada na Figura 18, que apresenta o perfil do fluxo de caixa livre do projeto da PCH Fartura.

Figura 18 - Fluxo de Caixa Livre do Projeto da PCH Fartura

Fonte: Elaboração própria.

Os índices econômicos e financeiros apresentaram resultados positivos. Com as premissas definidas para o Cenário Base (itens de 4.1.1 a 4.1.5), foram estimadas a taxa interna de retorno de 16,2% e o valor presente líquido para o acionista de R\$ 3,174 milhões, para um investimento de R\$ 16,240 milhões. Esses R\$ 3,174 milhões equivalem ao prêmio do investidor pelo risco do investimento realizado. O retorno do investimento se daria em 16 anos. A taxa interna de retorno apresentada, de 16,2%, por sua vez, pode ser considerada atraente quando comparada a outros projetos de investimento em infraestrutura.

O principal fator restritivo para o Cenário Base foram as exigências (os *covenants*) por parte do BNDES para conceder o financiamento. Tanto o índice de alavancagem quanto o índice de cobertura da dívida ficaram abaixo dos limites exigidos pelo BNDES. No primeiro caso a alavancagem calculado foi 3,62 e a

exigência é que não pode ultrapassar 3,5. O mesmo ocorreu com o ICSD, calculado em 1,27 sendo que o mínimo exigido é 1,3. Nessas condições uma possível solução seria o investidor a financiar um valor menor que 50% do projeto ou tentar negociar melhores condições do PPA com relação ao preço e/ou prazo do contrato.

4.1.3. Análise de Sensibilidade

A análise de viabilidade é uma análise subjetiva, não tanto pela modelagem financeira, mas, sobretudo, em razão das premissas adotadas, conforme discriminadas no capítulo 3. Por isso é importante discutir a pertinência das premissas adotadas e avaliar a sensibilidade do resultado final do projeto decorrente de variações de cada uma das premissas.

Com esse intuito, as variáveis estudadas na análise de sensibilidade foram reunidas em três grupos: (a) variações da receita (preço da venda da energia); (b) variações no custo financiamento; e (c) variações nas premissas de técnicas (alterações no custo do investimento e modificações no fator de capacidade).

4.1.3.1. Sensibilidade do Resultado do Projeto a Variações do Preço da Energia Vendida

No cenário base foi considerado o preço atualizado do leilão de energia regulada realizado em agosto de 2010, que era de R\$ 160,82. Esse 2º Leilão de Fontes Alternativas, foi o último realizado até a conclusão da presente análise, cujo preço teto viabilizou a contratação de PCHs.

No sentido de entender as consequências da variação de tal preço no resultado do projeto, foram simulados cenários de aumento dos preços e cenários de redução dos preços de venda da energia gerada pela usina. Na primeira situação foram simulados duas situações de aumento do preço: (1) considerando aumento do preço da energia do cenário base em 10% a título simular a variação no resultado; (2) utilização do preço da energia mínimo necessário para atingir as exigências de financiamento do BNDES (índice mínimo de cobertura da dívida e limitação máxima no nível do endividamento); Na segunda situação também foram simulados duas situações para a redução do preço de venda da energia gerada: (1) redução do preço

da energia em 10%; e (2) utilização do preço teto da energia no valor de R\$ 101/MWh, proveniente do 13º Leilão de Energia Nova realizado em 20/12/2011. Foi este o último o leilão realizado até a finalização deste trabalho, mas que nele não houve negócios com PCHs.

Na Figura 19 foram apresentados os resultados das simulações de aumento dos preços. Na primeira situação o aumento do preço de venda da energia em 10% gerou um aumento no retorno do acionista em 108%, e aumento da TIR em 17,8%, ilustrando a sensibilidade do projeto a essa variável. Na segunda simulação proposta, adotou-se o preço da energia de R\$ 166/MWh, preço este que viabilizaria o empreendimento no sentido de obter uma boa taxa de retorno, de modo a atender minimamente as exigências do BNDES. Qualquer preço abaixo deste não viabilizaria um financiamento de 50%, como o proposto nesta dissertação.

	Cenário Base	Aumento do Preço de Venda da Energia			
		(+)			
		(1) R\$ 177 MWh		(2) R\$ 166 MWh	
	R\$ 160,82 MWh	Resultado	%	Resultado	%
Payback simples (anos)	9,43 anos	8,79 anos	-2%	9,21 anos	2%
Payback descontado (anos)	16,82 anos	14,74 anos	-8%	16,07 anos	0%
TIR do Projeto (%)	15,4%	16,7%	8%	15,8%	3%
VPL Projeto (R\$)	R\$ 12,479 milhões	R\$ 17,203 milhões	38%	R\$ 13,991 milhões	12%
TIR dos Acionistas (%)	16,2%	17,8%	10%	16,7%	3%
VPL dos Acionista (R\$)	R\$ 3,173 milhões	R\$ 6,607 milhões	108%	R\$ 4,272 milhões	35%
Cobertura da Dívida	1,27	1,41	11%	1,31	4%
Alavancagem	3,62	3,25	-10%	3,50	-4%

Figura 19 - Análise de Sensibilidade - Aumento do Preço

Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 20 foram apresentados os resultados das simulações de redução do preço de venda da energia. Na primeira situação são demonstrados os resultados do projeto, possibilitando a análise da sensibilidade do resultado ao preço. Como observado, a redução de 10% no preço inviabiliza o projeto, gerando prejuízo aos acionistas.

Ainda sobre a Figura 20, o preço de venda da energia gerada, de R\$ 101/MWh, representa o preço ofertado pelo complexo de pequenas usinas no último

leilão de venda de energia no ambiente regulado, com oferta de energia proveniente de PCHs– o 13º Leilão de Energia Nova, realizado em 20/12/2011. Apesar de muito baixo para os patamares desse segmento, não houve interesse por parte dos compradores. É de fácil percepção que, com esse patamar, fica completamente inviável qualquer empreendimento semelhante ao estudado, por mais que as demais variáveis sejam melhoradas.

	Cenário Base	Redução do Preço de Venda da Energia			
		(-)			
		(1) R\$ 144,7 MWh		(2) R\$ 101 MWh	
	R\$ 160,82 MWh	Resultado	%	Resultado	%
Payback simples (anos)	9,43 anos	10,2 anos	13%	13,28 anos	48%
Payback descontado (anos)	16,82 anos	19,83 anos	24%	30 anos	88%
TIR do Projeto (%)	15,4%	14,1%	-9%	10,0%	-35%
VPL Projeto (R\$)	R\$ 12,479 milhões	R\$ 7,772 milhões	-38%	R\$ (4,988) milhões	-140%
TIR dos Acionistas (%)	16,2%	14,5%	-10%	9,7%	-40%
VPL dos Acionista (R\$)	R\$ 3,173 milhões	R\$ (0,246) milhões	-108%	R\$ (9,519) milhões	-400%
Cobertura da Dívida	1,27	1,12	-11%	0,73	-42%
Alavancagem	3,62	4,09	13%	6,26	73%

Figura 20 - Análise de Sensibilidade - Redução do Preço

Fonte: Elaboração própria.

4.1.3.2. Sensibilidade do Projeto a Variações no Retorno Esperado do Capital Próprio

Os projetos de infraestrutura, uma vez que se caracterizam por serem de capital intensivo e incentivados pelo governo, usualmente são financiados pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Por outro lado, as linhas de financiamento do BNDES apresentam pouca margem de variação do custo financeiro. Por essa razão foi isolado o custo do capital do acionista para a análise de sensibilidade.

O estudo desta variável torna-se mais importante pelo fato de a empresa analisada não possuir ações negociadas na bolsa de valores, pois esta condição é a base da metodologia de cálculo do custo do capital próprio. Como sugestão desta dissertação foi proposto cálculo deste custo utilizando como base a única empresa que atua no segmento de geração com ações negociadas em bolsa de valores, isto é, a Tractebel Energia. Entretanto, a análise de viabilidade pode ser deturpada, uma vez

que, apesar de atuar no mesmo segmento, a Tractebel Energia é uma empresa de grande porte e com atuação global.

O impacto da variação do retorno esperado do capital dos acionistas foi testado em condições de aumento do custo do capital do acionista e em condições de redução do custo do capital do acionista. Na primeira situação foram simulados o efeito nos resultados para: (1) retorno máximo esperado do capital próprio que viabiliza a operação; (2) aumento de 10% no retorno esperado do capital próprio em relação ao cenário base. Na segunda situação de redução do custo do capital foram simulados o efeito nos resultados para: (1) redução de 10% no retorno esperado do capital próprio em relação ao cenário base; (2) retorno esperado do capital próprio calculado conforme metodologia da ANEEL em 2010, apresentada na subseção 3.1.5.

Para a análise dos efeitos do aumento do custo do capital próprio foram simuladas duas situações: (1) custo do capital próprio de 16,2%, representando o retorno máximo esperado do capital próprio que viabiliza a operação; (2) custo do capital próprio de 16,1%, que representa aumento de 10% no retorno esperado do capital próprio em relação ao cenário base. Os resultados dessa simulação são apresentados na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e pode-se observar a relevância da variável no cálculo dos resultados, ainda mais quando considerada a subjetividade do cálculo do índice.

	Cenário Base	Aumento do Custo do Capital Próprio			
		(+)			
		(1) 16,2%		(2) 16,12%	
	14,65%	Resultado	%	Resultado	%
Payback simples (anos)	9,43 anos	9,43 anos	5%	9,43 anos	5%
Payback descontado (anos)	16,82 anos	18,06 anos	13%	18,02 anos	13%
TIR do Projeto (%)	15,4%	15,4%	0%	15,4%	0%
VPL Projeto (R\$)	R\$ 12,479 milhões	R\$ 9,242 milhões	-26%	R\$ 9,330 milhões	-25%
TIR dos Acionistas (%)	16,2%	16,2%	0%	16,2%	0%
VPL dos Acionista (R\$)	R\$ 3,173 milhões	(0)	-100%	R\$ 0,080 milhões	-97%
Cobertura da Dívida	1,27	1,27	0%	1,27	0%
Alavancagem	3,62	3,62	0%	3,62	0%

Figura 21 - Análise de Sensibilidade – Aumento do Custo Capital Próprio

Fonte: Elaboração própria.

Para a análise dos efeitos da redução do custo do capital próprio foram simuladas duas situações: (1) custo do capital próprio de 13,2%, que representa

redução de 10% no retorno esperado do capital próprio em relação ao cenário base; (2) custo do capital próprio de 10,4%, que representa o custo do capital próprio calculado conforme metodologia da ANEEL em 2010, apresentada na subseção 3.1.5. Os resultados das simulações são apresentados na **Erro! Fonte de referência não encontrada..** Vale ressaltar que o custo do capital próprio afeta diretamente o Valor Presente Líquido (VPL) tanto do projeto como do acionista e o payback descontado. Entretanto os demais resultados permanecem inalterados, uma vez que não são considerados.

	Cenário Base	Redução do Custo do Capital Próprio			
		(-)			
		(1) 13,18%		(2) 10,4%	
		Resultado	%	Resultado	%
Payback simples (anos)	9,43 anos	9,43 anos	5%	9,43 anos	5%
Payback descontado (anos)	16,82 anos	15,85 anos	-1%	14,38 anos	-10%
TIR do Projeto (%)	15,4%	15,4%	0%	15,4%	0%
VPL Projeto (R\$)	R\$ 12,479 milhões	R\$ 16,018 milhões	28%	R\$ 24,335 milhões	95%
TIR dos Acionistas (%)	16,2%	16,2%	0%	16,2%	0%
VPL dos Acionista (R\$)	R\$ 3,173 milhões	R\$ 7,134 milhões	125%	R\$ 18,577 milhões	485%
Cobertura da Dívida	1,27	1,27	0%	1,27	0%
Alavancagem	3,62	3,62	0%	3,62	0%

Figura 22 - Análise de Sensibilidade - Redução do Custo do Capital Próprio
Fonte: Elaboração própria.

A variação, positiva ou negativa, em 10% no custo do capital, altera o lucro dos acionistas em mais de 100% do resultado do cenário base. A variação dessa premissa influencia diretamente a viabilidade ou não do projeto. Por isso qualquer simplificação ou associação à teoria, tem que ser muito bem ponderada. Esta escolha pode ser o fator decisivo para a viabilidade do projeto e o resultado duas metodologias expostas na dissertação apresentadas diferenças representativas: Custo de Capital Tractebel 14,65% e Custo de Capital ANEEL 10,4%.

4.1.3.3. Sensibilidade às premissas técnicas adotadas

Para a análise de sensibilidade de alterações nas premissas técnicas aos resultados do projeto, foram elencados dois fatores de maior probabilidade e relevância: a alteração do custo da construção e a alteração no fator de capacidade de geração de

energia da usina, sendo que este último afeta diretamente a receita com a venda da energia, uma vez que afeta a sua capacidade de geração.

São muitos, na construção de uma usina, os motivos que podem levar ao aumento do custo estimado de construção, conforme mencionado no capítulo 3. Eis alguns deles: inadequação do projeto inicial; causas naturais, como chuvas acima da média ou enchentes; político, com o atraso na emissão das autorizações ou licenças ambientais; e por problemas de gestão.

Foram propostas 3 simulações de diferentes custos de construção, a fim de poderem ser estudados os efeitos das alterações nos resultados: (1) custo limite que inviabiliza o projeto, estimado em R\$ 7.229,44/MW para cada unidade da potência instalada; (2) aumento em 10% no custo de construção com relação ao cenário base, chegando a R\$ 7.145 o MW instalado; (3) Redução do custo de construção em 10% comparado ao cenário base. Esta última proposta pode ser obtida na construção de projetos com menos necessidade de obras civis, ou com a isenção no custo do ICMS dos equipamentos, como ocorre com as usinas eólicas. O custo unitário de construção do MW instalado do terceiro cenário é de R\$ 5.846,55 MW instalado.

Conforme apresentado na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, qualquer estouro acima de R\$ 7.229,44/MW, já resultará em prejuízo para o projeto, com o que se faz necessário um processo de acompanhamento e controle constantes. Por outro lado, a simulação de redução do custo da obra abre margem para discussões com relação à ampliação do benefício tributário permitido às usinas eólicas, estendendo tal benefício para as demais fontes incentivadas. É razoável o tratamento diferenciado entre segmentos da geração? Por um lado, se o governo quer incentivar a consolidação da indústria nacional do segmento de eólicas, a diferenciação entre as fontes pode contribuir para o comprometimento da indústria de PCH já consolidada.

	Cenário Base	Variações no Custo de Construção da Usina (em R\$ milhões/MW Instalado)					
		(+)				(-)	
		(1) R\$ 7.229,44		(2) R\$ 7.145,78		(3) R\$ 5.846,55	
		Resultado	%	Resultado	%	Resultado	%
Payback simples (anos)	9,43 anos	10,14 anos	8%	10,06 anos	7%	8,78 anos	-7%
Payback descontado (anos)	16,82 anos	19,57 anos	16%	19,23 anos	14%	14,72 anos	-12%
TIR do Projeto (%)	15,4%	14,2%	-8%	14,3%	-7%	16,7%	8%
VPL Projeto (R\$)	R\$ 12,479 milhões	R\$ 9,025 milhões	-28%	R\$ 9,419 milhões	-25%	R\$ 15,538 milhões	25%
TIR dos Acionistas (%)	16,2%	14,7%	-9%	14,8%	-8%	17,8%	10%
VPL dos Acionista (R\$)	R\$ 3,173 milhões	0	-100%	R\$ 0,362 milhões	-89%	R\$ 5,985 milhões	89%
Cobertura da Dívida	1,27	1,13	-10%	1,15	-9%	1,41	11%
Alavancagem	3,62	4,05	12%	4,00	10%	3,25	-10%

Figura 23- Análise de Sensibilidade – Variação no Custo da Construção

Fonte: Elaboração própria.

Outra premissa técnica importante é o fator de capacidade, cuja análise deve ser aprofundada. O valor proposto no cenário base foi de um fator de capacidade de geração de 60% da capacidade instalada. Como abordado no capítulo 3, este parâmetro é calculado com base em uma metodologia, que usa como base os dados iniciais do projeto. Entretanto, como também já comentado na seção 3.2, a energia assegurada pode ser alterada pelo Ministério de Minas e Energia em duas situações: (1) após 48 meses de operação comercial, caso a geração média apresente variação maior que 20% acima ou abaixo da energia assegurada; (2) após 60 meses de operação comercial, caso a geração média apresente variação maior que 10% acima ou abaixo da energia assegurada. Com isso é importante quantificar as proporções do impacto nos resultados e monitorar a performance da geração da usina.

Na Figura 24 foram apresentados os impactos no resultados. Como o fator de capacidade é o critério para o cálculo da energia assegurada, a variação deste influencia diretamente no valor da receita. Na simulação não foi contabilizada a compra de energia adicional, pois uma vez que a usina já tem contrato de venda no longo prazo, a redução da energia assegurada implica na compra adicional para atender o contrato de venda de energia.

	Cenário Base	Fator de Capacidade			
		(+)		(-)	
		65%		55%	
		Resultado	%	Resultado	%
Payback simples (anos)	9,43 anos	8,94	-11%	10,00	11%
Payback descontado (anos)	16,82 anos	15,19	-6%	18,98	13%
TIR do Projeto (%)	15,4%	16,4%	6%	14,4%	-7%
VPL Projeto (R\$)	R\$ 12,479 milhões	R\$ 16,055 milhões	29%	R\$ 8,902 milhões	-29%
TIR dos Acionistas (%)	16,2%	17,4%	8%	14,9%	-8%
VPL dos Acionista (R\$)	R\$ 3,173 milhões	R\$ 5,771 milhões	82%	R\$ 0,576 milhões	-82%
Cobertura da Dívida	1,27	1,37	9%	1,16	-9%
Alavancagem	3,62	3,34	-8%	3,96	9%

Figura 24 - Análise de Sensibilidade – Variação no Fator de Capacidade

Fonte: Elaboração própria.

4.2. Estudo de Caso: PCH Santa Ana

Nesta seção é apresentado o estudo de viabilidade econômico-financeira para a compra da PCH Santa Ana, já em operação comercial. A análise de viabilidade de um projeto já em operação comercial, não tem a mesma complexidade de se analisar a viabilidade para a construção de uma usina. Considerando que os principais riscos do investimento já foram superados, pois eles estão sobretudo no período de construção, tanto no que diz respeito à parte da demora dos processos regulatórios, tanto nos controles de prazo e custo a obra e na sua conexão com a rede básica, quanto nas falhas do projeto ou nas compensações ambientais e emissões de licença ambiental.

Uma vez que a usina já está operando comercialmente os gastos com o processo de operação e manutenção são fáceis de estimar, e são pouco representativos se comparados ao custo de construção, ou seja, desvios não provocam alterações expressivas na viabilidade do projeto.

Por outro lado, o prazo do fluxo de caixa será menor, dependendo do tempo de operação da usina, e o custo unitário pago pela kW instalado será maior, pois a empresa que está vendendo pedirá um valor maior que o custo da construção.

Os esforços do estudo tem que ser voltados na análise detalhada das informações em todos os níveis: regulatório, técnico, conexão com a rede, ambiental, receita, financiamento e operação e manutenção. Assim como na identificação de passivos existentes: processos trabalhistas, processos administrativos, dívidas com fornecedores.

4.2.1. Descrição do Projeto

A PCH Santa Ana está localizada no rio Engano, município de Angelina, no estado de Santa Catarina. O rio Engano é afluente do rio Tijucas pela sua margem esquerda, e o Tijucas, com extensão de 2.420 Km², deságua no Oceano Atlântico. A localização extara é apresentada na Figura 25.

Figura 25 - Mapa de Localização da PCH Santa Ana

Fonte: Santana, 2011 (Entrevista)¹⁹.

Em novembro de 2006, através do Despacho nº 2.842, foi aceito pela ANEEL o pedido para realizar estudo de inventário do rio do Engano. O projeto básico foi aprovado em abril de 2008 pelo Despacho nº 1.433, emitido pela ANEEL, que autorizou a exploração do potencial hidráulico daquele curso d'água.

A Resolução Autorizativa da ANEEL nº 1.563, de 16 de setembro de 2008, autorizou a Santa Ana Energética Ltda. a estabelecer-se como Produtor Independente

¹⁹ Informação obtida em entrevista com o engenheiro encarregado do empreendimento, Ricardo Santana em 10/02/2011

de Energia Elétrica, com a finalidade da construção da Pequena Central Hidrelétrica Santa Ana.

O Ministério de Minas e Energia aprovou o enquadramento da PCH Santa Ana, no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI, através da Portaria nº38, publicada em 4 de fevereiro de 2009.

Em março de 2010 foi liberada a energização da usina e início o da operação em teste de suas duas unidades geradoras (Despacho nº 695). A operação comercial, das duas unidades geradoras, foi autorizada em 27 de abril de 2010 com a publicação do Despacho nº 1.111. A partir dessa data a usina ficou habilitada a vender energia gerada. Na mesma data foi publicado o montante da garantia física estabelecido em 3,75 MW médios, utilizando-se como fator de capacidade o percentual de 59,5%.

4.2.2. Análise das Informações Técnicas

A análise técnica tem que ser feita com base em visita de equipe especializada no assunto. Mas a análise inicial deve fornecer as seguintes informações: potência (kW); número de turbinas e potência (kVA) de cada uma; energia assegurada (kW médio); índice de perdas previsto até o ponto de conexão e para autoconsumo; queda (m); vazão (m³/s); localização (coordenadas); e o nome do rio e da bacia. É interessante tomar conhecimento do projetista responsável pela elaboração do Estudo de Inventário, pelo Projeto Básico, ou Projeto Executivo e ter acesso aos projetos na sua íntegra.

Outro item fundamental da análise técnica é tomar maior conhecimento do ponto de conexão com a rede e o detalhamento da linha de transmissão, ou seja, detalhes tais como a distância da usina, o número de propriedades que a linha de transmissão atravessa e as respectivas matrículas. Deve-se ainda apresentar os contratos com as concessionárias CCD e CUSD / CCT e CUST, onde são informados o ponto, nível de tensão e, se for o caso, a relação de obras e serviços de responsabilidade do acessante.

4.2.3. Análise do Licenciamento Ambiental

Informar o *status* do licenciamento ambiental, os históricos das licenças ambientais emitidas, principalmente a licença de operação, assim como evidências do cumprimento das condicionantes listadas nas licenças ambientais. E ainda a lista de programas ambientais exigidos e os relatórios periódicos de evolução da implantação.

Após a entrada em operação comercial, faz-se necessário o constante trabalho de conservação, monitoramento e o reporte periódico aos programas ambientais. As Licenças Ambientais Operacionais (LAOs) têm prazo de validade mínimo de 4 anos e máximo de 10 anos, e a cada período tem que ser renovadas.

Também tem que se atentar para a questão fundiária. Todas as terras usadas na construção da usina tem ter sido adquiridas, estarem devidamente escrituradas, registradas na matrícula do imóvel e constituída a reserva legal, também a ser averbada na matrícula.

4.2.4. Resumo das Informações Técnicas e Comerciais

A usina Santa Ana é uma PCH de desvio que opera a fio d'água, cuja casa de máquinas é composta de duas unidades de geração. Abaixo, são detalhadas as principais características técnicas da usina:

• Potência:	6.304 kW
• Potência nominal unitário da turbina:	3.152 kW
• Fator de Capacidade	59,5%
• Energia Assegurada:	3.750 kW médio
• Índice de perdas previsto:	2,1%
• Queda:	69,5 m
• Pretende participar do MRE*:	Sim

* MRE = Mecanismo de Realocação de Energia

4.2.4.1. Financiamento

Para a construção da usina foram utilizadas linhas de financiamento do BNDES repassadas pela instituição financeira Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul (BRDE). O total do crédito captado para a construção foi de R\$ 18,954 milhões. Do saldo captado R\$ 10 milhões foram com a linha de financiamento BNDES AUTOMÁTICO – na época da negociação era limitada a esse patamar, atualmente ampliado para R\$ 20 milhões - e o saldo remanescente dos empréstimos foi adquirido com linhas de financiamento dos equipamentos chamadas de FINAME, conforme o resumo apresentado na Tabela 22. Do crédito total captado já foram amortizados R\$ 4,238 milhões, restando um saldo devedor de R\$ 14,715 milhões.

Tabela 22 - Condições do Financiamento	
Premissas	Valor
Financiamento Linha Automatico	10.000.000
Prazo de Amortização	10 anos
Financiamento FINAME	8.954.310
Prazo de Amortização	8 anos
Juros: TJLP	6%
Spread	3%

Fonte: Elaboração própria.

Entre as exigências da instituição financeira para o financiamento, as principais são: (1) o índice de cobertura do serviço da dívida, de 130%; o (2) limite de alavancagem de 3,5 do EBITDA sobre o saldo devedor do financiamento; a (3) conta reserva de 4 parcelas vincendas, somando-se o principal mais os juros mensais.

A melhor maneira de analisar o financiamento é tendo acesso às cédulas de crédito; os pontos fundamentais de análise são: (1) BNDES (direto ou indireto); (2) volume contratado; (3) data dos desembolsos; (4) taxa e índice de reajuste; (5) informações sobre a carência, início e fim da amortização; (6) índice de cobertura da dívida; (7) necessidade de conta reserva (meses de serviço da dívida e custos com operação e manutenção); e (8) atendimento as exigências listadas.

Vale ressaltar que o BNDES não disponibiliza linha de crédito para aquisição de uma usina já operando, entretanto como o projeto em questão possui receita com a venda da energia definida e garantida pelos próximos anos, é possível que o empreendedor consiga financiamento em instituições financeiras privadas. Por outro lado as condições do empréstimo não terão as taxas e prazos como as oferecidas pelo BNDES. Para este estudo não foi considerado aquisição de novos financiamentos, apenas a continuidade das linhas já contratadas para a construção.

4.2.5. Definição da Receita de Vendas

A energia gerada pela usina foi vendida por 10 anos. O início do fornecimento se deu em janeiro de 2010. O preço é reajustado anualmente pelo IGP-M. Entretanto o gestor da empresa disponibilizou informações sobre o preço de venda da energia e o cliente.

Assim, como no estudo de caso da PCH Fartura, optou-se por adotar como preço da energia vendida um preço amplamente divulgado, tal como aquele definido nos leilões de compra e venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada.

Para essa análise foi adotado o preço médio da energia comercializada por PCHs no leilão antes da construção da usina: no caso, 1º Leilão de Fontes Alternativas realizado em 18/07/2007. O início do fornecimento do leilão se deu na mesma época do início do fornecimento do contrato de venda da Santa Ana. O preço médio negociado da energia negociada situou-se em R\$ 134,99. Nos leilões os preços são reajustados pelo IPCA, mas, no caso da Santa Ana, o índice de reajuste foi o IGP-M, de acordo com as condições contratuais negociadas para o projeto. Por isso o preço foi reajustado pelo segundo índice, ficando, de 2007 a dezembro de 2011, em 156,81 R\$/MWh.

Uma das principais dificuldades da análise de viabilidade é estimar o preço que a energia será vendida após o término da vigência do atual contrato negociado em 10 anos. O preço de venda da energia é influenciado pelas condições atuais de mercado, e as perspectivas dos cenários futuros, em constante mudança. Considerando os preços de venda de energia para PCHs apresenta tendência de queda, que estima-se que seja revertida no futuro, foi adotada para a análise do preço

de venda dos leilões de energia regulados com comercializaram energia gerada de PCHs. O preço médio calculado foi de R\$ R\$ 134,85 R\$/MWh. O impacto da variação do preço no resultado do projeto foi testado na análise de sensibilidade desta seção.

Tabela 23 - Preços Médios Negociados em Leilões Regulados pela PCHs

Data	Tipo do Leilão	Preço Médio de Venda (R\$/MWh)
2011	A-5	101,00
2010	A-3 e Reserva	141,93
2010	FAE2	146,99
2010	A-5	154,20
2010	LER3	130,73
2009	A - 3	144,00
2007	FAE1	134,99
2006	A - 3	124,99
Preço Médio Negociado		134,85

Fonte: Elaboração Própria

Para completa análise do projeto é fundamental ter acesso aos contratos de venda e analisar questões como: (1) comprador (2); preço (R\$/MWh, data-base) e possíveis variações na quantidade; (3) reajuste (índice e periodicidade); (4) vigência; (5) quantidade (MWh por ano e/ou por mês) e possíveis variações na quantidade; (6) tratamento pela sazonalidade na geração; e (7) ponto de entrega: centro de gravidade de qual submercado.

4.2.6. Impostos e Despesas Operacionais

Foram utilizados os mesmos critérios da PCH Fartura para estimar os custos operacionais da usina no que se refere à: (i) despesas administrativas; (ii) a taxa de fiscalização da ANEEL; (iii) despesas com seguro. O estudo foi elaborado considerando o cálculo dos tributos no regime do lucro presumido. As despesas e impostos foram resumidos na Tabela 24.

Tabela 24 - Resumo dos Tributos e Despesas Operacionais

Premissas	Valor
IRPJ até 20 mil reais	1,2%
Base 8% Alíquota 15%	
IRPJ acima de 20 mil reais	10%
CSSL	1,08%
Base 9% Alíquota 12%	
PIS	0,65%
COFINS	3,00%
Taxa de fiscalização da ANEEL (%ROB)	0,5%
TUSD	0,780%
(%ROB-já com desc 50%)	
Seguro operacional	0,4%
(% do ativo)	
O&M (R\$ / MWh)	13
Ref. Energia Assegurada	
Despesas Administrativas	0,5%
(%ROB)	
Indexador do Despesas: IPCA	5,33%

Fonte: Elaboração própria.

4.2.7. Levantamento dos Custos de Operação e Manutenção

O item manutenção e operação não têm custos relevantes quando comparado com a construção, mas é um processo importante, que exige equipe especializada e bem treinada. A disponibilidade de manuais de operação e manutenção dos equipamentos emitidos pelos fornecedores e um plano de contingência são imprescindíveis.

O principal custo da manutenção é a mão de obra, não só dos operadores e mantenedores, como da equipe de vigilância e limpeza, os quais necessariamente têm que ter um preparo e contar com o acompanhamento de suas atividades, principalmente as exceções. Também é necessário prever o custo com peças sobressalentes, e gastos com segurança patrimonial.

Foi estimado custo de despesas com operação e manutenção de 13 R\$/MWh gerado. O custo de operação pode ser otimizado no caso de grupos que possuem mais de um ativo de geração quando utilizada a opção de remota.

4.2.8. Depreciação

Assim como no projeto no projeto da PCH Fartura, foi usada a taxa média ponderada, dos mais de 40 tipos de taxas de depreciação definidos pela ANEEL para os diferentes itens que compõem a usina. Optou-se pelo agrupamento da taxa média de depreciação em três diferentes grupos dos componentes do projeto: equipamentos, obra civil e outros. A taxa de depreciação do investimento foi aplicada pelo volume financeiro de cada item de agrupamento, conforme detalhado na Tabela 25.

Tabela 25 - Taxa de Depreciação Média

	Valor	Taxa	Anos
Equipamentos	11.823,5	2,80%	35,80
Obra	14.476,9	2,20%	45,60
Outros	3.485,1	4,10%	24,50
Taxa Média Ponderada		2,66%	37,70

Fonte: Elaboração própria com base nas taxa da ANEEL (2009)

Com a taxa de depreciação média adotada em 2,66%, significa considerar que a vida útil do empreendimento é de trinta e sete anos e sete meses, ou seja, superior ao período de concessão.

4.2.9. Custo do capital próprio

Conforme proposto na subseção 3.1.4, uma vez que a empresa em análise não possui ações negociadas na bolsa de valores, com isso não dispõem dos dados mínimos para o cálculo do custo do capital próprio. Foi proposto o cálculo da premissa usando como referência as informações de empresa *benckmarket* do setor, a Tractebel Energia. Na mesma subseção foi apresentada a metodologia de cálculo do custo do capital próprio aplicada pela ANEEL.

Como este projeto caracteriza-se por um baixo risco, uma vez que já se encontra em operação comercial, foi adotada taxa de retorno esperada menor, no caso a taxa calculado pela metodologia da ANEEL de 10,4%. Conforme demonstrado na tabela abaixo, o custo ponderado do capital aportado no projeto foi de 9,53 %

Tabela 26 - Demonstrativo do Cálculo do WACC Santa Ana

Premissas	Valor
Juros: TJLP	6%
Spread	3%
% do Capital Financiado	50%
Custo de oportunidade acionista	10,60%
WACC	9,53%

Fonte: Elaboração própria.

4.2.10. Apresentação dos Resultados e Análise de Sensibilidade

A apresentação dos resultados do projeto depende diretamente no preço definido para a aquisição do empreendimento. Neste caso a principal variável a ser testada, por essa razão optou-se em apresentar os resultados juntamente com a análise da sensibilidade do resultado a variação do preço pago pelo empreendimento, pois está é uma condição negocial do projeto e não tem como ser prevista, mas simulando o retorno para cada faixa de preço auxilia o investido nas negociações da aquisição.

A simulação da viabilidade partiu do preço mínimo a ser pago, pelo custo estimado para a construção de uma usina, conforme apresentado na seção 3.3.1.8 estimado em 6,496 milhões/kW instalado. O resultado foi testado para faixas de preços distintas até o preço máximo que viabiliza o projeto, no caso 9.170 milhões/kW. Na Tabela 27 é apresentada a simulação do impacto dos resultados para diferentes valores a serem pagos pelo custo unitário do kW instalado.

Tabela 27 - Análise de Sensibilidade - Compra de Usina em Operação

Valor pago pela Potência Instalada (R\$ em milhões/kW instalado)	6.496	7.000	7.500	8.000	8.500	9.000	9.170
Payback simples (anos)	5,55	6,46	6,30	7,28	7,21	8,19	8,18
Payback descontado (anos)	7,03	8,22	9,46	10,76	12,14	13,60	14,12
TIR do Projeto (%)	24,19%	21,44%	19,29%	17,53%	16,06%	14,81%	14,43%
VPL Projeto (em R\$ milhões)	34,562	31,541	28,543	25,546	22,548	19,551	18,532
TIR dos Acionistas (%)	15,98%	14,62%	13,48%	12,49%	11,62%	10,84%	10,60%
VPL dos Acionista (em R\$ milhões)	15,831	12,847	9,886	6,926	3,966	1,006	0,000
Valor Líquido da Operação (em R\$ milhões)	26,235	29,412	32,564	35,716	38,868	42,020	43,091
Valor pago pela Potência Instalada Líquida* (R\$ em milhões/kW instalado)	4.039	4.202	4.342	4.465	4.573	4.669	4.699

Fonte: Elaboração própria.

* Valor pago pela potência instalada líquida é o valor pago por cada unidade de potência instalada da usina já descontando o custo no financiamento.

Na simulação também foi demonstrado o valor líquido que será efetivamente desembolsado no caso da compra, já descontando o saldo devedor do financiamento. A tabela também apresenta o valor líquido pago pela potência instalada, valor esse obtido pela divisão do valor líquido da operação pela potência instalada.

A compra de uma usina já em operação comercial se mostrou um bom negócio, pois não estará sujeito aos riscos do período de conclusão e terá a seu favor a estabilidade e a certeza do fluxo de caixa.

No APÊNDICE II são apresentados o Demonstrativo de Resultados e o Demonstrativo do Fluxo de Caixa Livre, ambos elaborados com as informações do cenário base.

4.2.11. Apresentação dos Resultados e Análise de Sensibilidade

Como análise adicional a viabilidade da PCH Santa Ana, foram simulados cenários com diferentes preços de venda da energia no momento da renovação do contrato de venda. A simulação é composta de três variações na premissa: (1) preço teto da energia no valor de R\$ 101/MWh, proveniente do 13º Leilão de Energia Nova realizado em 20/12/2011; (2) média dos preços de venda dos leilões de energia regulados com comercializaram energia gerada de PCHs; e (3) preço médio da energia comercializada por PCHs no leilão antes da construção da usina: no caso, 1º Leilão de Fontes Alternativas realizado em 18/07/2007.

Como resultados verificou-se que caso os preços se mantenham no patamar do preço teto proposto no último leilão em dezembro de 2011, o projeto ainda é viável, entretanto fica mais difícil de concretizar-se pois o custo de aquisição mínimo para viabilizar o projeto calculado em 7.611 R\$ em milhões/kW instalado, se aproxima ao custo de construção do investimento, limitando a capacidade de negociação e reduzindo a chances de se encontrar projetos a venda nesta faixa de preço.

Tabela 28 - Análise de Sensibilidade - Preço de Venda da Energia na Renovação do Contrato

Preço de Venda da Energia na Renovação do Contrato (R\$/MWh)	(1) 101	(2) 134,85	(3) 156,81
Payback simples (anos)	5,55	5,55	5,55
Payback descontado (anos)	7,46	7,03	6,87
TIR do Projeto (%)	21,52%	24,19%	25,64%
VPL Projeto (em R\$ milhões)	23,880	34,561	41,490
TIR dos Acionistas (%)	13,18%	15,98%	17,49%
VPL dos Acionista (em R\$ milhões)	6,597	15,830	21,819
Custo de Aquisição Mínimo para Viabilizar o Projeto (R\$ em milhões/kW instalado)	7.611	9.170	10.182

Fonte: Elaboração Própria.

4.3. Comparação das PCHs com demais fontes

A PCH quando comparada às demais fontes alternativas de geração - PCH, solar, eólica ou biomassa - apresenta baixa competitividade. A faixa de preço de venda de energia que viabiliza a construção das usinas atualmente é a mais cara do segmento, com exceção das fontes eólicas, que ainda não apresentam produção nacional consolidada. Mesmo quando comparada ao custo de construção de uma grande usina, também apresenta desvantagem, pois grandes usinas apresentam ganhos de escala, ou seja, a mesma tecnologia e análises necessárias para construção de uma grande usina também são necessárias para a construção de uma PCH, com algumas simplificações, mas o custo empenhado em um UHE resulta em maior geração de energia.

Com relação às usinas termelétricas (óleo diesel, óleo combustível, gás natural, carvão) e usinas de fonte nuclear, a PCH apresenta vantagem competitiva. A Figura 26 demonstra a relação das faixas de preços de venda de energia que viabilizam a construção de usinas das diversas fontes de energia.

Figura 26 - Viabilidade das Fontes de Energia por Faixa de Preço da Venda da Energia

Fonte: BB Votorantim (2011 *apud* Excelência Energética 2010).

A perda da vantagem competitiva das PCHs se deve em partes pelo aumento do custo da construção e um dos fatores que motivou a variação foi o aumento do custo da construção civil. O custo de construção de uma usina hidrelétrica segundo Oliveira (2009) é composto de 50% a 60% de obras civis, 30% a 40% pela compra de equipamentos, e 5% a 10% pelos gastos ambientais. Ou seja, qualquer variação no item construção impacta diretamente a viabilidade do empreendimento.

Na Figura 27 é demonstra a variação histórica do custo da construção civil do Brasil, medida pelo Índice Nacional de Custo da Construção do Mercado (INCC). O índice é calculado pela Fundação Getúlio Vargas em convênio com a Caixa Econômica Federal, e apura a evolução dos custos no setor da construção, um dos termômetros do nível de atividade da economia. O cálculo abrange os estados de Recife, Salvador, Rio de Janeiro, São Paulo, Belo Horizonte, Brasília, e Porto Alegre. É possível identificar que o principal responsável pela variação é o custo da mão de obra, componente que representa 46% do índice global. As despesas administrativas apesar de apresentarem um aumento maior e apresentarem maior variação representam apenas 4% do valor total.

Figura 27 - Custo Unitário da Construção Civil Médio Brasil

Fonte: Banco de Dados-CBIC (2011)

Outro fator contribui para a perda de competitividade das PCHs: é que as boas plantas e os melhores aproveitamentos já foram construídos ou estão sendo explorados. Os potenciais disponíveis para exploração são projetos que apresentam maiores dificuldades para serem construídos (Thiago Filho, 2010).

Adicionalmente as PCHs enfrentam outro problema, fora a o preço de venda pouco competitivo, sofrem com o excesso de burocracia na aprovação dos projetos. Para participar de um leilão de energia, por exemplo, uma usina eólica ou de biomassa tem de apresentar apenas um estudo de viabilidade técnica à ANEEL, enquanto a PCH precisa submeter um projeto básico à agência e, só depois de ter esse estudo aprovado, poderá ir atrás da habilitação para participar da disputa (BORGES, 2011).

O cenário das PCHs é agravado, pelo fato das usinas eólicas apresentarem, nos últimos tempos, acentuada redução no custo dos equipamentos decorrentes dos seguintes fatores: (i) ganho de escala promovido pelo domínio da tecnologia e aumento da produção; (ii) ociosidade dos geradores europeus como consequência da crise econômica instalada na região (iii) incentivo fiscal do governo federal, que concedeu isenção do ICMS nas operações dos equipamentos e componentes,

incentivo esse regulamentado pelo convênio de ICMS 101, de 1997. Segundo Borges (2011 *apud* VALBUSA, 2011), nas usinas eólicas o gasto mais expressivo é com os equipamentos. Afirma o autor que, na hora de fechar a conta, vemos que uma PCH paga 15% a mais de imposto que uma usina eólica. Dessa forma, fica impossível ter qualquer competição.

Por outro lado, apesar de mais caras, as PCHs apresentam outra vantagem em relação às demais fontes alternativas: a previsibilidade e a constância da geração. Usinas de biomassa, principalmente aquelas movidas a cana-de-açúcar, têm sua produção de energia limitada aos períodos de safra do insumo, entre os meses abril a outubro. O mesmo ocorre com as usinas eólicas, limitadas ao período dos ventos, que tem características sazonais e de baixa previsibilidade. Ambas as fontes vendem a energia nos leilões regulados promovidos pelo governo, somente pela disponibilidade de energia, categoria de venda regulada, na qual o gerador tem que se comprometer a entregar na rede básica uma quantidade de energia anual, não tendo o compromisso de manter a constância durante os meses do ano, enquanto as PCHs vendem a energia por quantidade definida de entrega.

Como consequência da baixa competitividade, as PCHs perdendo espaço para as usinas eólicas nos leilões regulados e apresentaram participação quase que nula nas recentes operações promovidas pela CCEE. Nos últimos dois leilões de venda de energia no ambiente regulado com participação das PCHs, em outubro e dezembro de 2011, nenhuma delas conseguiu firmar contratos.

Esse cenário se reflete na projeção da capacidade instalada elaborada no Plano Decenal de Energia 2010-2020 (EPE, 2011). Foi previsto crescimento de 789% na participação das fontes eólicas na matriz elétrica, contra 8% das PCHs. A partir de 2013, pela projeção a geração terá maior representatividade que as PCHs. Existe uma tendência de perda da representatividade das fontes hidrelétricas. Na Tabela 29 é apresentada a projeção da capacidade de geração para as seguintes fontes: hidrelétricas, PCHs, biomassa e eólica.

Tabela 29 - Evolução da Capacidade de Geração (MW)

FONTE		2010	2011	2012	2013	2014	2016	2018	2020	Varição da Partição na Matriz Elétrica (2020/2010)
HIDRO	capacidade	82.939	84.736	86.741	88.966	89.856	98.946	109.412	115.123	
	% s/ total	75,7%	73,4%	70,4%	67,0%	66,5%	66,7%	67,6%	67,3%	-11%
PCH	capacidade	3.806	4.201	4.230	4.376	4.633	5.187	5.737	6.447	
	% s/ total	3,5%	3,6%	3,4%	3,3%	3,4%	3,5%	3,5%	3,8%	8%
BIOMASSA	capacidade	4.496	5.444	6.272	6.681	7.053	7.653	8.333	9.163	
	% s/ total	4,1%	4,7%	5,1%	5,0%	5,2%	5,2%	5,1%	5,4%	30%
EÓLICA	capacidade	831	1.283	3.224	5.272	6.172	7.782	9.532	11.532	
	% s/ total	0,8%	1,1%	2,6%	4,0%	4,6%	5,2%	5,9%	6,7%	789%
TOTAL (todas as fontes)		109.578	115.467	123.192	132.763	135.182	148.441	161.887	171.138	

Fonte: Elaboração Própria com base nos dados EPE (2011).

Segundo estudo da BB Votorantim (2011 *apud* Excelência Energética 2010) mesmo com os investimentos previstos para os próximos anos, a oferta estimada pela EPE será insuficiente para atender a demanda no Brasil, caso o PIB continue a crescer em torno de 4,5% a.a., conforme demonstrado na Tabela 30. Ou seja, o país demanda a expansão do investimento em geração e se revertido o cenário atual das PCHs, a fonte de geração pode contribuir para suprir esta necessidade com investimentos privados.

Tabela 30 – Projeção da Oferta de Energia por Fonte

Fonte	2010 (ano-base) KW Médios	Balanço de oferta e demanda de energia (GW médios) - usinas contratadas + previstas								
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Oferta de energia	57 579,0	60,87	65,34	70,82	74,63	77,8689	80,6063	84,0094	86,24	89,22
(+) Oferta em 2010	57 579,0	57,58	57,58	57,58	57,58	57,58	57,58	57,58	57,58	57,58
(+) Integração do sistema Manaus -Amapá	973,4	0	0	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
(+) Termelétricas fósseis		1,49	2,5	3,96	4,36	4,36	4,36	4,36	4,25	4,25
(+) Térmicas a óleo combustível		0,12	1,12	1,53	2,57	2,57	2,57	2,57	2,67	2,67
(+) Hidrelétricas		0,72	1,33	1,42	1,42	2,51	3,12	3,18	3,21	3,26
(+) Hidrelétricas planejadas		0	0	0	0	0	0,4	0,95	1,31	2,27
(+) Usinas estruturantes		0,05	0,9	2,01	3,13	4,29	5,28	7,36	8,35	9,35
(+) PCHs		0,43	0,61	0,94	1,45	1,77	1,92	2,07	2,29	2,62
(+) Eólicas		0,09	0,6	1,49	2,18	2,68	3,18	3,68	4,18	4,68
(+) Biomassa		0,38	0,72	0,92	0,97	1,15	1,23	1,28	1,42	1,57
(+) Demanda de energia	57 520,1	59,61	62,83	67,43	72,36	76,26	80,38	84,72	89,3	94,12
(-) Sistema Integrado Nacional	56 577,0	59,61	62,83	66,32	71,19	75,03	79,09	83,36	87,86	92,6
(-) Sistema Isolado	943,1			1,11	1,17	1,23	1,3	1,37	1,44	1,52
(=) Balanço final (Oferta-Demanda)	1 002,0	1,26	2,51	3,4	2,27	1,6	0,22	-0,71	-3,06	-4,9

Fonte: BB Votorantim (2011 *apud* Excelência Energética 2010)

O momento atual é de preocupação em relação ao segmento das PCHs. Segundo Lenzi (2011b), falta isonomia na competição entre as fontes e os

investidores de PCHs, assim como fabricantes de equipamentos e prestadores de serviço estão desanimados com os rumos que a fonte vem tomando no país.

4.4. Conclusão do Capítulo 4

O primeiro caso analisado não se mostrou viável no atual contexto. A principal limitação é o preço da venda da energia. O preço de venda da energia que proporciona retorno para o investimento e atende às condições de financiamento do BNDES, situa-se em R\$ 166/MWh. Entretanto, no último leilão regulado, o preço teto foi definido em R\$ 101/MWh. Nas negociações no mercado livre os preços tendem a ser maiores que nos leilões promovidos pelo Governo, mas não há um descolamento tão acentuado como de R\$ 101/MWh para R\$ 166/MWh.

Ainda sobre o mesmo caso foi apresentada a limitação da metodologia quanto ao cálculo do custo do capital próprio. Este é um parâmetro que exerce muita influência sobre o ganho da operação (VPL), e como a empresa é constituída como capital fechado e não comercializa ações na bolsa, foram adotadas metodologias de empresas do mesmo ramo: custo de capital da Tractebel Energia e custo de capital da metodologia da ANEEL para reajuste das distribuidoras. Também foram mensurados os impactos nos resultados do aumento do custo da construção e a variação do fator de capacidade. Junto à análise foram repassados os motivos que levam a variações negativas no prazo e no custo em projetos de PCH.

Por outro lado, a simulação na redução do custo de construção apresenta uma melhora no resultado do projeto, e pode ser um dos fatores decisivos para melhorar a competitividade das PCHs. O estudo abre margem para discussões com relação à ampliação do benefício tributário permitido às usinas eólicas e tratamento igual entre as demais fontes incentivadas. A perda da competitividade das PCHs irá prejudicar seriamente a indústria nacional já estabelecida, em detrimento do incentivo à consolidação da indústria de usinas eólicas, que nos últimos dois anos vem ganhado cada vez mais espaço no mercado. Este não é o único fator que irá reverter o cenário, mas com certeza contribui para a melhora.

O segundo estudo de caso se mostrou muito viável e seguro para o investidor. Na etapa de construção os principais riscos já foram superados e a usina possui fluxo

de caixa garantido pelos próximos 26 anos. A grande questão da análise é o preço que será pago pela aquisição. Neste caso, o modelo financeiro é usado como mecanismos para auxiliar nas negociações com o investidor.

A última parte do capítulo apresentou importante estudo sobre a competitividade das PCHs em relação à faixa de preço de venda de energia que viabiliza o empreendimento. Comparativamente às outras fontes alternativas e às usinas de grande porte, as PCHs apresentam baixa competitividade, o que está se refletindo na redução da participação das usinas em leilões regulados e em dificuldades de venda no mercado livre, causando preocupação aos empreendedores e fornecedores do segmento. Contribuíram para a perda da competitividade: *a)* o aumento dos custos da construção civil – que representam 50% a 60% do total do investimento; *b)* a falta de isonomia com relação às demais fontes alternativas, primeiro configurada pelo fato de as usinas eólicas terem isenção do ICMS, o que representa redução de 15% do custo total. Um segundo ponto de diferenciação é o processo de habilitação das demais fontes alternativas nos leilões regulados. As PCHs são as únicas submetidas à exigência do licenciamento ambiental prévio.

5. CONCLUSÃO

Esta dissertação teve como objetivo principal a análise dos pontos críticos de sucesso do estudo de viabilidade de empreendimentos de geração de energia elétrica de pequeno porte. Adicionalmente buscou avaliar como as principais variáveis desse tipo de empreendimento impactam o resultado econômico-financeiro do projeto. Para tanto, partiu-se de uma abordagem teórica referente ao contexto e à caracterização das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) até a validação da reflexão proposta através de dois estudos de caso.

O objeto de discussão foi dividido em cinco capítulos. O primeiro deles detalhou a questão central, os objetivos principais e secundários, a hipótese a ser testada, ou seja, detalhou os pilares da abordagem que nortearam o restante do trabalho. Observou-se que a relevância do tema deve-se ao importante papel que as PCHs desempenham na composição de oferta da energia elétrica no Brasil. Apesar de estarem atravessando uma fase de perda de espaço no mercado nacional, constatou-se que as PCHs apresentam importantes vantagens tais como: (i) geração próxima dos centros de consumo, evitando-se a construção de linhas de transmissão de grandes extensões; (ii) baixo impacto ambiental devido ao tamanho limitado dos reservatórios; (iii) indústria nacional de equipamentos já estruturada para atender o mercado interno; e (iv) simplificações nos processos de autorização e licenciamento ambiental quando comparados às gerações de maior porte.

No segundo capítulo, que contextualizou a demanda e a oferta de energia no Brasil, observou-se que o país apresenta uma tendência ao aumento do consumo per capita. Atualmente o consumo brasileiro *per capita* ainda se encontra em patamares inferiores ao de países como Chile e Argentina. Do ponto de vista da geração, a demanda nacional continua sendo suprida predominantemente por fontes hidrelétricas, mais especificamente 74% da energia elétrica consumida (para o ano de 2010), observou-se a tendência de redução dessa participação.

Ainda no capítulo 2 foram repassados os principais marcos da história do setor elétrico. O início do desenvolvimento do setor se deu por investimentos oriundos de empresas privadas e estrangeiras. Num segundo momento dessa história, com a

introdução da regulamentação marcada pela publicação do Código das Águas, passou a haver uma forte presença do Estado, com investimento público impulsionado pelo fácil acesso ao crédito estrangeiro.

O cenário de expansão foi revertido pela crise da dívida externa dos anos 1980 e desencadeou, por seu turno, uma crise no setor, associada à manipulação política das tarifas para contenção da inflação. Tal política levou à paralização dos investimentos e à inadimplências dos agentes de geração, transmissão e distribuição. Neste contexto, surgiu a necessidade de reestruturação setorial, cuja principal característica residiu na liberalização econômica. Entretanto, a falta histórica de investimento público e privado associada à falta de articulação entre as instituições e a carência de planejamento de longo prazo, culminaram no racionamento de energia elétrica em 2001. Assim, em 2003 foi apresentado um novo modelo institucional em vigor até o momento de conclusão deste trabalho. A base do novo modelo lastreia-se na busca: (i) da modicidade tarifária; (ii) da segurança de suprimento; (iii) do estímulo da participação do investimento privado na expansão da matriz elétrica num contexto de planejamento de longo prazo.

Em seguida, foram revisados os conceitos e a definição legal de PCHs, a legislação pertinente e as possibilidades de classificação dos empreendimentos quanto à capacidade do reservatório, e quanto ao sistema de adução e à altura da queda. Constatou-se, ademais, que as PCHs desfrutam de incentivos regulatórios visando a estimular a participação dos recursos privados na expansão da geração. Dentre tais incentivos destacam-se: isenção da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH); desconto no pagamento da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD); simplificações no processo de registro e aprovação de inventários dos potenciais a serem explorados, bem como na obtenção das licenças ambientais; e possibilidade de participar do *pool* de geração conhecido como Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que garante a estabilidade da receita desses empreendimentos.

Foi analisado também o processo de outorga da autorização, tanto no que diz respeito aos trâmites junto à ANEEL, quanto em relação às interações com os órgãos ambientais. Observou-se que o processo como um todo, desde o levantamento do inventário do rio até a operação comercial, dura em média, nove anos. Por isso, é

muito importante ter o conhecimento de todas as etapas e contar com uma equipe especializada para atender as exigências legais, de forma a evitar erros e atrasos.

No terceiro capítulo foi apresentada a metodologia para a elaboração do modelo econômico-financeiro de avaliação de projetos. Os investidores, quando avaliam um projeto buscam obter uma geração de caixa suficiente para remunerar o custo de oportunidade pelo risco do investimento. O modelo econômico de avaliação utilizado para analisar os estudos de caso foi o Fluxo de Caixa Descontado (FCD). Quanto à taxa de desconto usada no FCD, premissa que influencia diretamente o resultado, constatou-se que ela apresenta limitações no caso de empresa de capital fechado, uma vez que esta metodologia calcula o custo de oportunidade a partir de ações negociadas na bolsa de valores, que não se aplica a empresas de pequeno porte. Assim, para contornar essa limitação, foram propostas duas metodologias para o cálculo deste parâmetro de custo de oportunidade: (i) cálculo de empresa semelhante com capital aberto; e (ii) uso do valor calculado pela ANEEL.

O setor elétrico apresenta peculiaridades que o distingue dos demais setores. Tais peculiaridades tornam de fundamental importância para o empreendedor mapear os riscos aos quais está exposto quando se decide pela construção de uma PCH. Conforme visto no capítulo 3, esses riscos podem ser agrupados em duas categorias: (a) riscos intrínsecos do negócio e (b) riscos decorrentes de entraves no setor. Os riscos do negócio para as PCHs, que concentram-se principalmente na etapa pré-operacional e na construção propriamente dita, são: (i) os riscos de projeto; (ii) os riscos de construção e (iii) os riscos de hidrologia. Tais riscos podem prejudicar o controle do custo e do prazo de conclusão da obra, e até mesmo inviabilizar o empreendimento.

Os riscos considerados como decorrentes dos entraves na legislação são: (i) o risco legal e (ii) o risco ambiental. A questão de maior preocupação regulatória é a morosidade no processo de obtenção da *outorga da autorização*. Em média, leva-se nove anos desde o levantamento do rio à entrada do projeto em operação comercial. Espera-se, com o processo de descentralização iniciado pela ANEEL em dezembro de 2011, que haja redução do tempo de análise e resposta de cada etapa do processo de obtenção da *autorização*.

Destacou-se ainda que dentro dessa categoria de risco legal, uma nova preocupação surgiu desde 2009, com a publicação de metodologia referente à revisão da *energia assegurada* pelo Ministério de Minas e Energia. Essa alteração expõe o empreendedor à redução da energia disponível para venda após períodos de seca, e a possíveis aumentos de demanda quando a hidrologia lhe é favorável. Tal procedimento abala uma das principais bases da estimativa de viabilidade do projeto, ou seja, a de estabilidade da receita.

Ainda relativamente aos riscos legais há outra questão importante que se refere à disponibilidade/ construção da linha de transmissão. Fica a cargo da concessionária local a definição do ponto de conexão com a rede básica. Essa definição não necessariamente o local mais próximo, o que minimizaria o custo para o investidor e sim o interesse da concessionária, podendo acarretar custos não previstos ao investidor. Adicionalmente, a definição do ponto de conexão é assegurada apenas por seis meses, ou seja, findo esse prazo é necessária nova consulta com possibilidades de alterações do ponto de conexão.

Com relação aos riscos ambientais, observou-se que se faz necessária uma definição de critérios e de metodologia para o processo de licenciamento. Tais critérios poderiam evoluir no sentido de delimitar custos máximos de compensações e no estabelecimento de protocolos de condicionantes exigidos no processo de licenciamento, evitando que tais decisões fiquem em mãos de analistas das agências estaduais, o que acarreta uma volatilidade nos padrões adotados.

A última parte do capítulo 3 descreveu os componentes do fluxo de caixa de um projeto e os procedimentos na obtenção das variáveis chaves. Tais procedimentos foram subdivididos em: *Estimativa da Receita de Vendas*; *Prazo do Projeto*; *Perdas da Geração*; *Tributação*; *Encargos Sociais*; *Investimento Necessário para a Construção*; *Linha de Transmissão*; *Financiamento*; *Despesas Operacionais*; e *Taxa de Depreciação*. Esse detalhamento das premissas foi fundamental, uma vez que os valores adotados influenciam diretamente nos resultados. Eventuais distorções, sejam superestimando ou subestimando tais valores, acarretarão problemas que serão percebidas somente no decorrer da implementação do projeto.

O capítulo 4, por sua vez, apresentou o estudo de viabilidade de dois projetos à luz da teoria visitada nos capítulos anteriores. O primeiro caso analisado, da construção da *PCH Fartura*, não se mostrou viável, no contexto atual. A principal limitação foi o preço da venda da energia. Para obter retorno sobre o investidor e atender às condições de financiamento do BNDES, o preço de venda da energia teria de alcançar R\$ 166/MWh (como *break-even point*). Entretanto, no último leilão regulado, realizado em 2011, o preço teto foi definido em R\$ 101/MWh. Nas negociações no mercado livre tendem a ser maiores que os dos leilões promovidos pelo Governo, porém os preços nesse mercado têm se situado em uma faixa distante dos R\$ 166/MWh de *break-even*.

Ainda sobre o mesmo estudo de caso, discutiu-se a limitação da metodologia quanto ao cálculo do custo do capital próprio. Este é um parâmetro que exerce forte influência sobre o resultado da operação (VPL). Como a empresa que irá tomar a decisão é de capital fechado, e não comercializa ações na bolsa, foram adotadas *proxies* de empresas do mesmo ramo. Assim foram simulados dois resultados sendo um deles com o custo de capital próprio adotado pela Tractebel Energia, por ser esta empresa considerada um *benchmark* no setor, e outro com o custo de capital próprio seguindo a metodologia da ANEEL aplicada ao reajuste das distribuidoras que é repassado aos consumidores. Também foram mensurados os impactos nos resultados de atrasos no cronograma e de aumentos no custo da construção, que estão entre os principais fatores que levam a variações negativas no resultado dos projetos de PCH.

Corroborando as expectativas, a simulação de redução do custo de construção apresenta uma melhora no resultado do projeto, sendo um dos fatores decisivos para melhorar a competitividade das PCHs. O estudo realizado abre margem para discussões com relação à extensão às PCHs do benefício tributário que já é permitido às usinas eólicas, equiparando-se o tratamento entre as fontes incentivadas. Embora este não seja o único fator que irá reverter o cenário de viabilização de tais empreendimentos, certamente poderá contribuir para a melhora da rentabilidade das PCHs. Ademais é possível constatar que a persistência da crise que se abateu sobre o segmento e que vem prejudicando a indústria nacional de PCHs.

O segundo estudo de caso, sobre a aquisição da *PCH Santa Ana* se mostrou muito viável e seguro para o investidor. Uma vez que a decisão sobre a aquisição

seria tomada após a etapa de construção, os principais riscos já teriam sido superados. Ademais, a usina em questão possui fluxo de caixa garantido pelos próximos 26 anos, com preço de venda de energia já negociado a um nível elevado em comparação com os patamares mais recentes.

A grande questão da análise do estudo de caso da *PCH Santa Ana* recaiu sobre o preço que seria pago pela aquisição de um empreendimento já em andamento. Neste caso, o modelo financeiro foi usado como balizador nas negociações com o investidor. Assim a análise concentrou-se em responder qual o retorno que se poderia esperar na negociação de um empreendimento já implementado com baixos riscos e receita garantida. Certamente não seria o mesmo que na avaliação para construção de uma nova usina.

A última parte do quarto capítulo buscou confrontar os resultados encontrados nos estudos de caso realizados com uma análise de fatores que levaram à perda da competitividade das PCHs, nos anos de 2008 até o início de 2012, em relação à faixa de preço de venda de energia que viabilizaria os empreendimentos analisados. Comparativamente a outras fontes alternativas e a usinas de grande porte, as PCHs apresentam baixa competitividade. Essa baixa competitividade está refletida na redução da participação dessas usinas em leilões regulados e nas dificuldades que elas enfrentam para vender a energia no mercado livre, o que vem causando desânimo aos empreendedores e fornecedores do segmento.

Algumas causas foram identificadas como responsáveis pela perda da competitividade observada. Dentre elas duas se destacaram: (i) o aumento dos custos da construção civil – que representam 50% a 60% do total do investimento; (ii) a falta de isonomia com relação às demais fontes alternativas, primeiro configurada pelo fato de as usinas eólicas terem isenção do ICMS, o que representa redução de 15% do custo total, e segundo pelo fato de haver diferenciação nas exigências requeridas no processo de habilitação das demais fontes alternativas nos leilões regulados, nos quais as PCHs são as únicas geradoras submetidas à exigência de atender o licenciamento ambiental prévio.

Em síntese, pode-se dizer que o presente trabalho indicou que não são viáveis, no atual contexto, os projetos voltados a construção de novas Pequenas Centrais

Hidrelétricas. A rentabilidade de uma PCH depende principalmente do preço de venda da energia e do custo de construção. A faixa de preço praticada no mercado, influenciada pelo ganho de eficiência das outras fontes alternativas – como eólica, biomassa- bem como usinas de grande porte apresentou um histórico de queda acentuado. Por outro lado, o custo de construção das PCHs sofreu aumento significativo no período analisado, 2007 a 2011, impulsionado pelo aumento histórico do custo da construção civil. A situação é agravada pelos entraves do setor, identificados, principalmente, como: (i) a demora do processo regulatório de aprovação; (ii) as dificuldades de prever os custos e prazos na emissão das licenças ambientais; e (iii) as dificuldades de se prever o custo com a linha de transmissão. A persistir tal cenário, a tendência é que as PCHs percam espaço na matriz elétrica nacional para as demais fontes.

5.1. Limitações do Trabalho e Recomendações de Pesquisas Futuras

A principal limitação da presente dissertação é inerente à própria metodologia de estudos de caso. Com efeito, estudos de caso tornam generalizações pouco confiáveis. Para minimizar essa limitação nas análises realizadas, buscou-se uma reflexão não apenas dos dois estudos enfocados, mas de comparações com as práticas do mercado de PCHs e de entrevistas com agentes atuantes na cadeia de geração elétrica através de empreendimentos de menor porte.

Como sugestões de trabalhos futuros, recomenda-se não apenas a aplicação da metodologia um maior número de casos reais, como também estudos que levem a proposição de uma metodologia para cálculo do custo do capital próprio em empresas de capital fechado, atendendo às especificidades do setor. A teoria aplicada neste trabalho, com suporte no modelo de precificações de ativos – ou como é conhecida no mercado: o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) – foi desenvolvida para empresas com ações comercializadas em bolsa de valores. Considerando que o custo do capital próprio e de terceiros são parâmetros que exercem influência direta no resultado da operação, pequenas variações nesses parâmetros podem induzir a resultados distantes da realidade que se apresenta única em cada caso de projetos de geração de menor porte.

Bibliografia

ANEEL. *Resolução nº 394*, de 4 de dezembro de 1998.

_____. *Resolução nº 652*, de 2003.

_____. *Atlas de energia*. 3. ed. Brasília, 2008.

_____. *Banco de Informações de Geração (BIG)*. Acesso em: jan. 2012.

_____. Nota Técnica nº 262/2010-SRE/ANEEL. 2010b

_____. Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico. 2009

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Focus – Relatório de Mercado . Disponível em <http://www4.bcb.gov.br/pec/GCI/PORT/readout/R20111230.pdf>. Acesso em 07/01/2012.

BANCO DE DADOS DA CBIC. Quadro II: CUB/m² Médio Brasil - Série histórica e variações. Disponível: <http://www.cbicdados.com.br/cub.asp>. Acesso em: 25/11/2011
Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>.

BB VOTORANTIM. *Material Publicitário do BB Votorantim Fundo Energia Sustentável I, II e III*. Elaboração pela Excelência Energética. 2011.

BORGES, L. X. F.; NEVES, C. Parceria público-privada: riscos e mitigação de riscos em operações de infraestrutura. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, 2005.

BORGES, Andre. *Sem estímulo, pequenas usinas vivem crise*. Valor Econômico, São Paulo 19 setembro de 2011.

BRAGA, R. *Fundamentos e técnicas de administração financeira*. 1. ed. São Paulo: Atlas, 1998.

BRIGHAM, E. F.; GAPENSKI, L. C.; ENRHARDT, M. C. *Administração financeira, teoria e prática*. 1. ed. São Paulo: Atlas, 2001.

BRITISH PETROLEUM. *BP Statistical Review of World Energy*, June, 2011.

- CARNEIRO, D. A. *Pequenas centrais hidrelétricas*. Editora Canalenergia, 2010.
- CASAROTTO, N.; FÁVERO, J. S.; CASTRO, J. E. E. *Gerência de projetos/ engenharia simultânea*. São Paulo: Atlas, 1999.
- CAMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA (CCEE). *Info Mercado nº52 novembro*. Informativo da organização publicado em 2011.
- CLELAND, D.; KING, W. *Project management handbook*. New York: Van Nostrand Reinhold, 1988.
- DAMODARAN, A. *Avaliação de investimentos*. Ed. Qualitymark, 2001.
- DNAEE. *Portaria DNAEE, nº 109*, de 24 de novembro de 1982.
- ELETROBRÁS. *Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas*. Eletrobrás, 2000.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano Nacional de Energia 2030*. EPE, 2008a
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *O papel das PCH e fontes alternativas de energia na matriz energética brasileira*. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO SOBRE PEQUENAS E MÉDIAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS. 6., abr. 2008b.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Balanço Energético Nacional de 2010*. EPE, 2011.
- FAMÁ, R.; CHEROBIM, A. P. M. S. *Fluxo de caixa: o tratamento contábil e a informação gerencial*. São Paulo: FIA/FEA-USP, out. 1999 (Artigo científico). Disponível em: <<http://www.labfin.com/artigo/sem4003.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2001.
- FARIA, V. C. de S. *O papel do Project Finance no financiamento de projetos de energia elétrica: caso da UHE Cana Brava*. 2003. Tese (Mestrado em Ciências em

Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

FINNERTY, J. D. “*Project Finance*”. RJ, Qualitymark, 1999.

FERRAZ FILHO, R.L.; MORAES, M.S.P. *Energia Elétrica: Suspensão do Fornecimento*. São Paulo LTl, 2002

FREITAS, W. *Gestão de contratos EPC Turn-Key Lump Sum*. 2009. Artigo disponível em: <[91=00000](#)>. Acesso em: jul. 2009.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS (FGV). Séria Histórica do IGPM, Disponível em

GANIM, Antonio. *Setor Elétrico Brasileiro – Aspectos regulamentares, tributários e contábeis*. Editora Canal Energia. 2009.

GITMAN, L. J. *Princípios de administração financeira essencial*. 2. ed. Porto Alegre: Bookman, 2001.

GURTLER, P. V.; CASTREQUINI, C. R. da M.; RODRIGUES, E. M.; VAGGIONE, P. R. *Workforce management para o setor elétrico brasileiro*. 2006.

HIDRELÉTICA CACHOEIRÃO. *Funcionamento de uma usina*. Disponível em: <<http://www.pchcachoeirao.com.br/home/FuncionamentoUsina.aspx>>. Acesso em: 5 jun. 2010.

HOJI, M. *Administração financeira – uma abordagem prática*. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2000. 463p.

HUBNER, N. Setor hidrelétrico brasileiro: desafios e metas. *Revista PCH Notícias & SHP News*, Mar. 2010.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATISTICA (IBGE). Séria Histórica do IPCA, Disponível em http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc_ipca/ipca-inpc_201112_3.shtm. Acesso em 20/012/2011

IEA. *Key world energy statistics 2009*. IEA, 2011.

KANNAN, V. P. K. P. *Time and cost over-runs of the power projects in Kerala*. Seminar at the Centre for Development Studies, Oct. 2001.

LENZI, Charles. *Energia Renovável – fontes alternativas de energia na matriz energética futura*. Seminário Brazil Infrastructure & Energy Finance. ABRAGEL. 2011a.

LENZI, Charles. *PCHs não têm vez*. Matéria divulgada pelo site Canal Energia em 22/09/2011b . Disponível em: < http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Artigos_e_Entrevistas.asp?id=85365>. Acesso em: 5 dez. 2011.

LUIZIO, Eduardo. *Finanças Corporativas Teoria e Pratica*. Editora Cengage Learning . 2011

LIMMER, C. V. *Planejamento, orçamentação e controle de projetos e obras*. Rio e Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 1997.

MACEDO, I. C. *Geração de energia elétrica a partir de biomassa no Brasil: situação atual, oportunidades e desenvolvimento*. Publicação Secretaria Técnica do Fundo Setorial de Energia 2002.

MACHADO, Fernando Giacomini. *Análise Econômico-Financeira de Novas PCHs em Leilões do Novo Modelo do Setor Elétrico*. VI Simpósio Brasileiro sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas, 2008, Minas Gerais

MARTINEZ, C. B. *Interações entre o planejamento e o projeto de U.H.E's, o caso das pequenas centrais hidrelétricas no Brasil*. 1994. Tese (Doutorado). UNICAMP, 1994.

MARTINS, E.; ASSAF NETO, A. *Administração financeira, as finanças das empresas sob condições inflacionárias*. 1. ed. São Paulo: Atlas, 1985.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME) *.Modelo Institucional do Setor Elétrico*. Brasília. 2003.

MENEZES, L. C. M. *Gestão de projetos*. São Paulo: Atlas, 2003.

MICHELLIS JÚNIOR, D. O licenciamento ambiental de PCH e a matriz elétrica brasileira. *Revista PCH Notícias & SHP News*, 2009

MOREIRA, A. R. G.; PINAUD, R. Z.; BARRETO, A. C.; FREITAS, M. A. V. de. *Pequenas centrais hidrelétricas – alguns tipos de instalações, sistemas e componentes*, 2006.

OLIVEIRA, Dilton. *Mitigação de Risco Operacionais e Financeiros nos projetos e obras das UHEs*. Energy Summit 2009.

PAULON, J.; NETO, J. M. M. *Pequenas centrais hidrelétricas – histórico e perspectivas*. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO SOBRE PEQUENAS E MÉDIAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS, 2., Canela, 2000.

PIGATO, Ricardo 2010. *APMPE vê ameaça ao setor de PCHs na portaria 463*. Entrevista concedida ao Canal Energia, 06/01/2010

POWER. Petróleo, eletricidade e energias alternativas. *Revista de Volta à Cena*, 2002.

PUGNALONI, I. *Algumas sugestões bem concretas para facilitar a análise de projetos de hidrelétricas pela ANEEL e o seu licenciamento ambiental, acelerando as obras e os*

efeitos do PAC. 2009 (Artigo técnico). Disponível em: *Site Portal PCH*. Acesso em: 25 mar. 2010.

RAMOS, Dorel Soares. *Formação de Preços e Comercialização de Energia no Novo Ambiente do Setor Elétrico*. Disciplina do programa de pós-graduação em energia. USP. 2009.

SANTOS, S. *Aplicação do Project Finance para alavancagem de empreendimentos hidroelétricos de pequeno porte*. Dissertação (Mestrado em Energia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, out. 2003.

SAUER, Ildo Luís Sauer; ROSA, Luiz P.; D'ARAUJO, Roberto P.; CARVALHO, Joaquim F.; TERRY, Leslie; PRADO, Luiz; LOPES, João. *A reconstrução do setor elétrico brasileiro*. Editora UFMS. São Paulo 2003.

SAUER, Ildo Luís Sauer. *Um novo Modelo para o Setor Elétrico Brasileiro*. PPGE USP. São Paulo. 2009.

SIFFERT FILHO, N. F.; ALONSO, L. de A.; CHAGAS, E. B. das; SZUSTER, F. R.; SUSSEKIND, C. S. O papel do BNDES na expansão do setor elétrico nacional e o mecanismo de Project Finance. *BNDES Setorial*, Rio de Janeiro, 2009.

SILVA FILHO, J. M. *Licenciamento ambiental de PCHs*. In: CONFERÊNCIA DE PCHs, 2., 2004, São Paulo/SP: IBC, 2004.

SILVA, L. P.; MANIESI, V. Avaliação dos limites de uso e ocupação e as pequenas centrais hidrelétricas da sub-bacia do rio Enganado – Rondônia: uma proposta de uso sustentável. *Revista Geociências*, UNESP, 2005.

TEIXEIRA, P. H. *Manual de controladoria empresarial*. Maph Editora, 2008.

TIAGO FILHO, Geraldo Lúcio. *Hidroenergia e o Desenvolvimento Sustentável*. XIII Seminário Nacional de Gestão e Uso da Água. Rul Grande do Sul. 2010a

TIAGO FILHO, Geraldo Lúcio. *Entrevista a pela Agência Ambiente Energia*. Em 06/07/2010b. Disponível no site: <http://www.unifei.edu.br/professor-unifei-entrevistado-pela-agencia-ambiente-energia>. Acesso em 05/12/2011.

THOMÉ, A. D. Avaliação dos custos de construção de pequenas centrais hidrelétricas. *Revista PCH Notícias & SHP News*, ago. 2008. Disponível em: Portal PCH.

TINSLEY, R. *Advanced project financing*. Ed. Euromoney Books, 2000.

TOLMASQUIM, M. *Geração de energia elétrica no Brasil*. Editora CanalEnergia, 2005

TOLMASQUIM, Mauricio. *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*. Editora Synergia, 2011 Brasília.

TURNER, J. R.; SIMISTER, S. J. *Gower Handbook of Project Management*. 3. ed. Aldershot, Hampshire, UK: Gower, 2000, p. 295-297.

VENKATARAMAN, R. R.; PINTO, J. K. *Cost and value management in projects*. Ed. John Wiley & Sons, Inc., 2008.

VALPUSA, Luiz Antonio. *Entrevistada pelo Andre Borges na Reportagem Sem estímulo, pequenas usinas vivem crise*. Valor Econômico, São Paulo 19 setembro de 2011.

VOLPE FILHO, Clovis Alberto; ALVARENGA, Maria Amália de Figueiredo Pereira. *Setor Elétrico*. Editora Afiliada. 2008.

Fortunato, L. A. M., T. A. Araripe Neto, et al. (1990). *Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica*, EDUFF Editora Universitária, Rio de Janeiro, RJ.

APÊNDICE I

PCH Fartura -Demonstração do Resultado do Exercício e Fluxo de Caixa

PCH Fartura - Demonstração do Resultado do Exercício (01 de 03)

Demonstrativo de Resultados	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Receita Operacional Bruta (ROB)	-	-	4.938.803	5.722.245	5.479.310	5.771.357	6.078.970	6.402.979	6.744.258	7.103.727
(-) Perdas			(108.160)	(125.317)	(119.997)	(126.393)	(133.129)	(140.225)	(147.699)	(155.572)
(-) Impostos Diretos			(180.266)	(208.862)	(199.995)	(210.655)	(221.882)	(233.709)	(246.165)	(259.286)
(=) Receita Operacional Líquida (ROL)			4.650.377	5.388.066	5.159.318	5.434.310	5.723.958	6.029.045	6.350.393	6.688.869
(-) Custo da Mercadoria Vendida (CVM)			-							
(-) Despesas Operacionais										
O&M			(399.232)	(420.511)	(442.924)	(466.532)	(491.398)	(517.589)	(545.177)	(574.235)
Seguros			(129.923)	(129.923)	(129.923)	(129.923)	(129.923)	(129.923)	(129.923)	(129.923)
Adm. Geral			(24.694)	(28.611)	(27.397)	(28.857)	(30.395)	(32.015)	(33.721)	(35.519)
ANEEL			(24.694)	(28.611)	(27.397)	(28.857)	(30.395)	(32.015)	(33.721)	(35.519)
TUSD			(38.523)	(44.634)	(42.739)	(45.017)	(47.416)	(49.943)	(52.605)	(55.409)
(=) Lucro Antes de Juros, Imp., Deprec. e Amort.			4.033.311	4.735.776	4.488.939	4.735.124	4.994.431	5.267.559	5.555.245	5.858.265
			81,7%	82,8%	81,9%	82,0%	82,2%	82,3%	82,4%	82,5%
(-) Depreciação			(863.990)	(863.990)	(863.990)	(863.990)	(863.990)	(863.990)	(863.990)	(863.990)
(=) Lucro Operacional (EBIT)			3.169.321	3.871.786	3.624.949	3.871.134	4.130.441	4.403.569	4.691.255	4.994.275
(-) Despesas Financeiras	(730.819)	(1.461.638)	(1.461.638)	(1.315.474)	(1.169.310)	(1.023.146)	(876.983)	(730.819)	(584.655)	(438.491)
(+) Receitas Financeiras										
(=) Lucro antes IR&CS (LAIR)			1.707.683	2.556.312	2.455.639	2.847.988	3.253.459	3.672.750	4.106.600	4.555.783
(-) IR&CS (LAIR)			(128.115)	(152.245)	(144.763)	(153.758)	(163.232)	(173.212)	(183.723)	(194.795)
(=) Lucro Líquido			1.579.568	2.404.067	2.310.876	2.694.230	3.090.226	3.499.539	3.922.877	4.360.988

PCH Fartura - Demonstração do Resultado do Exercício (02 de 03)

Demonstrativo de Resultados	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Receita Operacional Bruta (ROB)	7.482.356	7.881.165	9.131.354	9.618.056	10.130.698	10.670.664	11.239.411	11.838.471	12.469.462	13.134.084
(-) Perdas	(163.864)	(172.598)	(199.977)	(210.635)	(221.862)	(233.688)	(246.143)	(259.263)	(273.081)	(287.636)
(-) Impostos Diretos	(273.106)	(287.663)	(333.294)	(351.059)	(369.770)	(389.479)	(410.238)	(432.104)	(455.135)	(479.394)
(=) Receita Operacional Líquida (ROL)	7.045.386	7.420.905	8.598.083	9.056.361	9.539.065	10.047.497	10.583.029	11.147.104	11.741.245	12.367.053
(-) Custo da Mercadoria Vendida (CVM)										
(-) Despesas Operacionais										
O&M	(604.842)	(637.080)	(671.036)	(706.802)	(744.475)	(784.155)	(825.951)	(869.974)	(916.344)	(965.185)
Seguros	(129.923)	(129.923)	(129.923)	(129.923)	(129.923)	(129.923)	(129.923)	(129.923)	(129.923)	(129.923)
Adm. Geral	(37.412)	(39.406)	(45.657)	(48.090)	(50.653)	(53.353)	(56.197)	(59.192)	(62.347)	(65.670)
ANEEL	(37.412)	(39.406)	(45.657)	(48.090)	(50.653)	(53.353)	(56.197)	(59.192)	(62.347)	(65.670)
TUSD	(58.362)	(61.473)	(71.225)	(75.021)	(79.019)	(83.231)	(87.667)	(92.340)	(97.262)	(102.446)
(=) Lucro Antes de Juros, Imp., Deprec. e Amort.	6.177.435	6.513.617	7.634.586	8.048.434	8.484.341	8.943.481	9.427.093	9.936.482	10.473.022	11.038.159
	82,6%	82,6%	83,6%	83,7%	83,7%	83,8%	83,9%	83,9%	84,0%	84,0%
(-) Depreciação	(863.990)	(863.990)	(863.990)	(863.990)	(863.990)	(863.990)	(863.990)	(863.990)	(863.990)	(863.990)
(=) Lucro Operacional (EBIT)	5.313.445	5.649.627	6.770.596	7.184.444	7.620.350	8.079.491	8.563.103	9.072.492	9.609.032	10.174.169
(-) Despesas Financeiras	(292.328)	(146.164)	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Receitas Financeiras										
(=) Lucro antes IR&CS (LAIR)	5.021.117	5.503.463	6.770.596	7.184.444	7.620.350	8.079.491	8.563.103	9.072.492	9.609.032	10.174.169
(-) IR&CS (LAIR)	(206.457)	(218.740)	(257.246)	(272.236)	(288.025)	(304.656)	(322.174)	(340.625)	(360.059)	(380.530)
(=) Lucro Líquido	4.814.661	5.284.724	6.513.350	6.912.208	7.332.325	7.774.834	8.240.929	8.731.867	9.248.972	9.793.639

PCH Fartura - Demonstração do Resultado do Exercício (03 de 03)

Demonstrativo de Resultados	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25	Ano 26	Ano 27	Ano 28	Ano 29	Ano 30
Receita Operacional Bruta (ROB)	13.834.131	14.571.490	15.348.150	16.166.207	17.027.865	17.935.451	18.891.410	19.898.322	20.958.903	22.076.012
(-) Perdas	(302.967)	(319.116)	(336.124)	(354.040)	(372.910)	(392.786)	(413.722)	(435.773)	(459.000)	(483.465)
(-) Impostos Diretos	(504.946)	(531.859)	(560.207)	(590.067)	(621.517)	(654.644)	(689.536)	(726.289)	(765.000)	(805.774)
(=) Receita Operacional Líquida (ROL)	13.026.217	13.720.515	14.451.818	15.222.100	16.033.438	16.888.020	17.788.152	18.736.260	19.734.903	20.786.773
(-) Custo da Mercadoria Vendida (CVM)										
(-) Despesas Operacionais										
O&M	(1.016.629)	(1.070.815)	(1.127.890)	(1.188.006)	(1.251.327)	(1.318.023)	(1.388.273)	(1.462.268)	(1.540.207)	(1.622.300)
Seguros	(129.923)	(129.923)	(129.923)	(129.923)	(129.923)	(129.923)	(129.923)	(129.923)	(129.923)	(129.923)
Adm. Geral	(69.171)	(72.857)	(76.741)	(80.831)	(85.139)	(89.677)	(94.457)	(99.492)	(104.795)	(110.380)
ANEEL	(69.171)	(72.857)	(76.741)	(80.831)	(85.139)	(89.677)	(94.457)	(99.492)	(104.795)	(110.380)
TUSD	(107.906)	(113.658)	(119.716)	(126.096)	(132.817)	(139.897)	(147.353)	(155.207)	(163.479)	(172.193)
(=) Lucro Antes de Juros, Imp., Deprec. e Amort.	11.633.418	12.260.404	12.920.808	13.616.412	14.349.092	15.120.823	15.933.688	16.789.878	17.691.704	18.641.597
(-) Depreciação	84,1%	84,1%	84,2%	84,2%	84,3%	84,3%	84,3%	84,4%	84,4%	84,4%
(=) Lucro Operacional (EBIT)	10.769.427	11.396.413	12.056.818	12.752.422	13.485.101	14.256.833	15.069.698	15.925.888	16.827.714	17.777.606
(-) Despesas Financeiras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Receitas Financeiras										
(=) Lucro antes IR&CS (LAIR)	10.769.427	11.396.413	12.056.818	12.752.422	13.485.101	14.256.833	15.069.698	15.925.888	16.827.714	17.777.606
(-) IR&CS (LAIR)	(402.091)	(424.802)	(448.723)	(473.919)	(500.458)	(528.412)	(557.855)	(588.868)	(621.534)	(655.941)
(=) Lucro Líquido	10.367.336	10.971.612	11.608.095	12.278.503	12.984.643	13.728.421	14.511.842	15.337.020	16.206.179	17.121.665

PCH Fartura - Fluxo de Caixa (01 de 03)

PROJEÇÃO FLUXO DE CAIXA	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
(=) Lucro Antes de Juros, Imp., Deprec. e Amort.	-	-	4.033.311	4.735.776	4.488.939	4.735.124	4.994.431	5.267.559	5.555.245	5.858.265
(-) Investimento Capital Próprio	(17.106.032)	(18.017.784)								
(-) IR&CS			(128.115)	(152.245)	(144.763)	(153.758)	(163.232)	(173.212)	(183.723)	(194.795)
(=) Fluxo de Caixa Operacional	(17.106.032)	(18.017.784)	3.905.196	4.583.531	4.344.176	4.581.367	4.831.199	5.094.348	5.371.522	5.663.470
(=) Fluxo de Caixa Operacional Acumulado	(17.106.032)	(35.123.816)	(31.218.620)	(26.635.089)	(22.290.913)	(17.709.547)	(12.878.348)	(7.784.000)	(2.412.478)	3.250.992
Valor Presente do FCO	(15.311.193)	(14.435.135)	2.800.413	2.941.976	2.495.779	2.355.882	2.223.684	2.098.778	1.980.775	1.869.304
(+) Liberações do Financiamento	8.120.208,93	8.120.208,93	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Despesas Financeiras	(730.819)	(1.461.638)	(1.461.638)	(1.315.474)	(1.169.310)	(1.023.146)	(876.983)	(730.819)	(584.655)	(438.491)
(+) Receitas Financeiras			30.857	29.395	27.934	26.472	25.010	23.549	22.087	20.625
(-) Amortização			(1.624.042)	(1.624.042)	(1.624.042)	(1.624.042)	(1.624.042)	(1.624.042)	(1.624.042)	(1.624.042)
(-) investimento em Conta Reserva			(1.028.560)	48.721	48.721	48.721	48.721	48.721	48.721	48.721
(+/-) Diferença para IR&CS Alavancado										
(=) Fluxo de Caixa Livre	(9.716.642)	(11.359.212)	(178.187)	1.722.131	1.627.479	2.009.372	2.403.906	2.811.757	3.233.634	3.670.283
Fluxo de Caixa Livre Acumulado	(9.716.642)	(21.075.854)	(21.254.041)	(19.531.910)	(17.904.430)	(15.895.059)	(13.491.153)	(10.679.396)	(7.445.762)	(3.775.479)
Valor Presente do FCL	(8.475.048)	(8.641.718)	(118.237)	996.713	821.571	884.740	923.207	941.858	944.766	935.317
Valor Presente do Acumulados	(8.475.048)	(17.116.766)	(17.235.003)	(16.238.290)	(15.416.719)	(14.531.978)	(13.608.771)	(12.666.913)	(11.722.147)	(10.786.830)

PCH Fartura - Fluxo de Caixa (02 de 03)

PROJEÇÃO FLUXO DE CAIXA	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
(=) Lucro Antes de Juros, Imp., Deprec. e Amort.	6.177.435	6.513.617	7.634.586	8.048.434	8.484.341	8.943.481	9.427.093	9.936.482	10.473.022	11.038.159
(-) Investimento Capital Próprio										
(-) IR&CS	(206.457)	(218.740)	(257.246)	(272.236)	(288.025)	(304.656)	(322.174)	(340.625)	(360.059)	(380.530)
(=) Fluxo de Caixa Operacional	5.970.979	6.294.878	7.377.340	7.776.198	8.196.315	8.638.824	9.104.920	9.595.857	10.112.962	10.657.629
(=) Fluxo de Caixa Operacional Acumulado	9.221.971	15.516.848	22.894.188	30.670.387	38.866.702	47.505.526	56.610.446	66.206.303	76.319.266	86.976.895
Valor Presente do FCO	1.764.017	1.664.578	1.746.130	1.647.418	1.554.228	1.466.259	1.383.222	1.304.846	1.230.874	1.161.062
(+) Liberações do Financiamento	-	-								
(-) Despesas Financeiras	(292.328)	(146.164)								
(+) Receitas Financeiras	19.164	17.702	-							
(-) Amortização	(1.624.042)	(1.624.042)								
(-) investimento em Conta Reserva	48.721	48.721	590.069							
(+/-) Diferença para IR&CS Alavancado										
(=) Fluxo de Caixa Livre	4.122.494	4.591.095	7.967.409	7.776.198	8.196.315	8.638.824	9.104.920	9.595.857	10.112.962	10.657.629
Fluxo de Caixa Livre Acumulado	347.016	4.938.111	12.905.519	20.681.718	28.878.033	37.516.857	46.621.777	56.217.634	66.330.597	76.988.226
Valor Presente do FCL	916.316	890.077	1.347.269	1.146.913	1.054.406	969.326	891.081	819.126	752.959	692.117
Valor Presente do Acumulados	(9.870.514)	(8.980.437)	(7.633.168)	(6.486.255)	(5.431.849)	(4.462.523)	(3.571.442)	(2.752.316)	(1.999.357)	(1.307.241)

PCH Fartura - Fluxo de Caixa (03 de 03)

PROJEÇÃO FLUXO DE CAIXA	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25	Ano 26	Ano 27	Ano 28	Ano 29	Ano 30
(=) Lucro Antes de Juros, Imp., Deprec. e Amort.	11.633.418	12.260.404	12.920.808	13.616.412	14.349.092	15.120.823	15.933.688	16.789.878	17.691.704	18.641.597
(-) Investimento Capital Próprio										
(-) IR&CS	(402.091)	(424.802)	(448.723)	(473.919)	(500.458)	(528.412)	(557.855)	(588.868)	(621.534)	(655.941)
(=) Fluxo de Caixa Operacional	11.231.326	11.835.602	12.472.085	13.142.493	13.848.633	14.592.411	15.375.833	16.201.010	17.070.170	17.985.655
(=) Fluxo de Caixa Operacional Acumulado	98.208.221	110.043.823	122.515.908	135.658.401	149.507.034	164.099.445	179.475.278	195.676.288	212.746.458	230.732.113
Valor Presente do FCO	1.095.180	1.033.010	974.346	918.992	866.763	817.486	770.995	727.135	685.757	646.723
(+) Liberações do Financiamento										
(-) Despesas Financeiras										
(+) Receitas Financeiras										
(-) Amortização										
(-) investimento em Conta Reserva										
(+/-) Diferença para IR&CS Alavancado										
(=) Fluxo de Caixa Livre	11.231.326	11.835.602	12.472.085	13.142.493	13.848.633	14.592.411	15.375.833	16.201.010	17.070.170	17.985.655
Fluxo de Caixa Livre Acumulado	88.219.552	100.055.154	112.527.239	125.669.732	139.518.365	154.110.776	169.486.609	185.687.619	202.757.789	220.743.444
Valor Presente do FCL	636.174	584.738	537.447	493.970	454.000	417.255	383.477	352.426	323.884	297.649
Valor Presente do Acumulados	(671.067)	(86.329)	451.118	945.088	1.399.087	1.816.342	2.199.819	2.552.245	2.876.130	3.173.779

APENDICE II

PCH Santa Ana - Demonstração do Resultado do Exercício e Fluxo de Caixa

PCH Santa Ana - Demonstração do Resultado do Exercício (01 de 03)

Demonstrativo de Resultados	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Receita Operacional Bruta (ROB)	5.427.041	5.716.302	6.020.981	6.341.900	6.679.923	7.035.963	6.373.131	6.712.818	7.070.612	7.447.475
(-) Perdas	(118.852)	(125.187)	(131.859)	(138.888)	(146.290)	(154.088)	(139.572)	(147.011)	(154.846)	(163.100)
(-) Impostos Diretos	(198.087)	(208.645)	(219.766)	(231.479)	(243.817)	(256.813)	(232.619)	(245.018)	(258.077)	(271.833)
(=) Receita Operacional Líquida (ROL)	5.110.102	5.382.470	5.669.356	5.971.533	6.289.815	6.625.063	6.000.940	6.320.790	6.657.688	7.012.543
(-) Custo da Mercadoria Vendida (CVM)										
(-) Despesas Operacionais										
O&M	(449.917)	(473.898)	(499.157)	(525.762)	(553.785)	(583.302)	(614.392)	(647.139)	(681.631)	(717.962)
Seguros	(163.807)	(163.807)	(163.807)	(163.807)	(163.807)	(163.807)	(163.807)	(163.807)	(163.807)	(163.807)
Adm. Geral	(27.135)	(28.582)	(30.105)	(31.709)	(33.400)	(35.180)	(31.866)	(33.564)	(35.353)	(37.237)
ANEEL	(27.135)	(28.582)	(30.105)	(31.709)	(33.400)	(35.180)	(31.866)	(33.564)	(35.353)	(37.237)
TUSD	(42.331)	(44.587)	(46.964)	(49.467)	(52.103)	(54.881)	(49.710)	(52.360)	(55.151)	(58.090)
(=) Lucro Antes de Juros, Imp., Deprec. e Amort.	4.399.776	4.643.015	4.899.218	5.169.078	5.453.321	5.752.713	5.109.299	5.390.356	5.686.393	5.998.208
(-) Depreciação	(1.365.062)	(1.365.062)	(1.365.062)	(1.365.062)	(1.365.062)	(1.365.062)	(1.365.062)	(1.365.062)	(1.365.062)	(1.365.062)
(=) Lucro Operacional (EBIT)	3.034.714	3.277.953	3.534.157	3.804.016	4.088.259	4.387.652	3.744.237	4.025.294	4.321.331	4.633.146
(-) Despesas Financeiras	(1.324.416)	(1.133.680)	(942.944)	(752.208)	(561.472)	(370.736)	(180.000)	(90.000)	(0)	(0)
(+) Receitas Financeiras	34.437	32.530	30.622	28.715	26.808	24.900	11.800	10.900	0	0
(=) Lucro antes IR&CS (LAIR)	1.744.735	2.176.803	2.621.835	3.080.523	3.553.594	4.041.816	3.576.037	3.946.194	4.321.331	4.633.146
(-) IR&CS (LAIR)	(143.153)	(152.062)	(161.446)	(171.331)	(181.742)	(192.708)	(172.292)	(182.755)	(193.775)	(205.382)
(=) Lucro Líquido	1.601.582	2.024.741	2.460.389	2.909.192	3.371.853	3.849.108	3.403.745	3.763.439	4.127.556	4.427.764

PCH Santa Ana - Demonstração do Resultado do Exercício (02 de 03)

Demonstrativo de Resultados	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Receita Operacional Bruta (ROB)	7.844.426	8.262.534	8.702.927	9.166.793	9.655.383	10.170.015	10.712.076	11.283.030	11.884.415	12.517.855
(-) Perdas	(171.793)	(180.949)	(190.594)	(200.753)	(211.453)	(222.723)	(234.594)	(247.098)	(260.269)	(274.141)
(-) Impostos Diretos	(286.322)	(301.582)	(317.657)	(334.588)	(352.421)	(371.206)	(390.991)	(411.831)	(433.781)	(456.902)
(=) Receita Operacional Líquida (ROL)	7.386.311	7.780.002	8.194.676	8.631.452	9.091.508	9.576.086	10.086.491	10.624.101	11.190.366	11.786.812
(-) Custo da Mercadoria Vendida (CVM)										
(-) Despesas Operacionais										
O&M	(756.229)	(796.536)	(838.992)	(883.710)	(930.812)	(980.424)	(1.032.681)	(1.087.723)	(1.145.698)	(1.206.764)
Seguros	(163.807)	(163.807)	(163.807)	(163.807)	(163.807)	(163.807)	(163.807)	(163.807)	(163.807)	(163.807)
Adm. Geral	(39.222)	(41.313)	(43.515)	(45.834)	(48.277)	(50.850)	(53.560)	(56.415)	(59.422)	(62.589)
ANEEL	(39.222)	(41.313)	(43.515)	(45.834)	(48.277)	(50.850)	(53.560)	(56.415)	(59.422)	(62.589)
TUSD	(61.187)	(64.448)	(67.883)	(71.501)	(75.312)	(79.326)	(83.554)	(88.008)	(92.698)	(97.639)
(=) Lucro Antes de Juros, Imp., Deprec. e Amort.	6.326.644	6.672.585	7.036.964	7.420.766	7.825.023	8.250.828	8.699.328	9.171.733	9.669.317	10.193.423
(-) Depreciação	(1.365.062)	(1.365.062)	(1.365.062)	(1.365.062)	(1.365.062)	(1.365.062)	(1.365.062)	(1.365.062)	(1.365.062)	(1.365.062)
(=) Lucro Operacional (EBIT)	4.961.582	5.307.523	5.671.903	6.055.704	6.459.961	6.885.766	7.334.266	7.806.671	8.304.256	8.828.361
(-) Despesas Financeiras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Lucro antes IR&CS (LAIR)	4.961.582	5.307.523	5.671.903	6.055.704	6.459.961	6.885.766	7.334.266	7.806.671	8.304.256	8.828.361
(-) IR&CS (LAIR)	(217.608)	(230.486)	(244.050)	(258.337)	(273.386)	(289.236)	(305.932)	(323.517)	(342.040)	(361.550)
(=) Lucro Líquido	4.743.973	5.077.037	5.427.852	5.797.366	6.186.576	6.596.530	7.028.334	7.483.154	7.962.216	8.466.811

PCH Santa Ana - Demonstração do Resultado do Exercício (03 de 03)

Demonstrativo de Resultados	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25	Ano 26
Receita Operacional Bruta (ROB)	13.185.056	13.887.820	14.628.041	15.407.715	16.228.947	17.093.949
(-) Perdas	(288.753)	(304.143)	(320.354)	(337.429)	(355.414)	(374.357)
(-) Impostos Diretos	(481.255)	(506.905)	(533.923)	(562.382)	(592.357)	(623.929)
(=) Receita Operacional Líquida (ROL)	12.415.049	13.076.771	13.773.763	14.507.905	15.281.176	16.095.663
(-) Custo da Mercadoria Vendida (CVM)						
(-) Despesas Operacionais						
O&M	(1.271.084)	(1.338.833)	(1.410.193)	(1.485.356)	(1.564.526)	(1.647.915)
Seguros	(163.807)	(163.807)	(163.807)	(163.807)	(163.807)	(163.807)
Adm. Geral	(65.925)	(69.439)	(73.140)	(77.039)	(81.145)	(85.470)
ANEEL	(65.925)	(69.439)	(73.140)	(77.039)	(81.145)	(85.470)
TUSD	(102.843)	(108.325)	(114.099)	(120.180)	(126.586)	(133.333)
(=) Lucro Antes de Juros, Imp., Deprec. e Amort.	10.745.463	11.326.927	11.939.384	12.584.484	13.263.968	13.979.668
(-) Depreciação	(1.365.062)	(1.365.062)	(1.365.062)	(1.365.062)	(1.365.062)	(1.365.062)
(=) Lucro Operacional (EBIT)	9.380.401	9.961.866	10.574.322	11.219.422	11.898.906	12.614.606
(-) Despesas Financeiras	-	-	-	-	-	-
(+) Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	-
(=) Lucro antes IR&CS (LAIR)	9.380.401	9.961.866	10.574.322	11.219.422	11.898.906	12.614.606
(-) IR&CS (LAIR)	(382.100)	(403.745)	(426.544)	(450.558)	(475.852)	(502.494)
(=) Lucro Líquido	8.998.302	9.558.121	10.147.778	10.768.864	11.423.054	12.112.113

PCH Santa Ana – Fluxo de Caixa (01 de 03)

PROJEÇÃO FLUXO DE CAIXA	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
(=) Lucro Antes de Juros, Imp., Deprec. e Amort.	4.399.776	4.643.015	4.899.218	5.169.078	5.453.321	5.752.713	5.109.299	5.390.356	5.686.393	5.998.208
(-) Investimento Capital Próprio	(26.236.123)									
(-) IR&CS	(143.153)	(152.062)	(161.446)	(171.331)	(181.742)	(192.708)	(172.292)	(182.755)	(193.775)	(205.382)
(=) Fluxo de Caixa Operacional	(21.979.500)	4.490.953	4.737.772	4.997.747	5.271.579	5.560.006	4.937.007	5.207.601	5.492.618	5.792.826
(=) Fluxo de Caixa Operacional Acumulado	(21.979.500)	(17.488.547)	(12.750.775)	(7.753.028)	(2.481.449)	3.078.557	8.015.564	13.223.164	18.715.782	24.508.608
Valor Presente do FCO	(20.066.282)	3.743.145	3.605.134	3.471.928	3.343.383	3.219.362	2.609.801	2.513.220	2.420.033	2.330.137
Valor Presente do Acumulado	(20.066.282)	(16.323.136)	(12.718.002)	(9.246.074)	(5.902.691)	(2.683.329)	(73.528)	2.439.691	4.859.724	7.189.860
(+) Liberações do Financiamento										
(-) Despesas Financeiras	(1.324.416)	(1.133.680)	(942.944)	(752.208)	(561.472)	(370.736)	(180.000)	(90.000)		
(+) Receitas Financeiras	34.437	32.530	30.622	28.715	26.808	24.900	11.800	10.900		
(-) Amortização	(2.119.289)	(2.119.289)	(2.119.289)	(2.119.289)	(2.119.289)	(2.119.289)	(1.000.000)	(1.000.000)		
(-) investimento em Conta Reserva	63.579	63.579	63.579	63.579	63.579	63.579	436.675	30.000	363.333	
(+/-) Diferença para IR&CS Alavancado										
(=) Fluxo de Caixa Livre	(25.325.189)	1.334.092	1.769.741	2.218.544	2.681.204	3.158.460	4.205.482	4.158.501	5.855.951	5.792.826
Fluxo de Caixa Livre Acumulado	(25.325.189)	(23.991.097)	(22.221.356)	(20.002.812)	(17.321.607)	(14.163.147)	(9.957.666)	(5.799.165)	56.786	5.849.612
Valor Presente do FCL	(22.898.001)	1.090.626	1.308.110	1.482.680	1.620.147	1.725.618	2.077.446	1.857.359	2.364.837	2.115.140
Valor Presente do FCL Acumulado	(22.898.001)	(21.807.375)	(20.499.266)	(19.016.585)	(17.396.439)	(15.670.821)	(13.593.374)	(11.736.016)	(9.371.178)	(7.256.038)

PCH Santa Ana – Fluxo de Caixa (02 de 03)

PROJEÇÃO FLUXO DE CAIXA	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
(=) Lucro Antes de Juros, Imp., Deprec. e Amort.	6.326.644	6.672.585	7.036.964	7.420.766	7.825.023	8.250.828	8.699.328	9.171.733	9.669.317	10.193.423
(-) Investimento Capital Próprio										
(-) IR&CS	(217.608)	(230.486)	(244.050)	(258.337)	(273.386)	(289.236)	(305.932)	(323.517)	(342.040)	(361.550)
(=) Fluxo de Caixa Operacional	6.109.035	6.442.099	6.792.914	7.162.428	7.551.637	7.961.591	8.393.396	8.848.216	9.327.277	9.831.873
(=) Fluxo de Caixa Operacional Acumulado	30.617.643	37.059.742	43.852.656	51.015.085	58.566.722	66.528.313	74.921.710	83.769.925	93.097.203	102.929.076
Valor Presente do FCO	2.243.431	2.159.815	2.079.191	2.001.463	1.926.538	1.854.323	1.784.729	1.717.669	1.653.056	1.590.809
Valor Presente do Acumulado	9.433.291	11.593.106	13.672.297	15.673.760	17.600.297	19.454.620	21.239.349	22.957.018	24.610.074	26.200.884
(+) Liberações do Financiamento										
(-) Despesas Financeiras										
(+) Receitas Financeiras										
(-) Amortização										
(-) investimento em Conta Reserva										
(+/-) Diferença para IR&CS Alavancado										
(=) Fluxo de Caixa Livre	6.109.035	6.442.099	6.792.914	7.162.428	7.551.637	7.961.591	8.393.396	8.848.216	9.327.277	9.831.873
Fluxo de Caixa Livre Acumulado	11.958.647	18.400.746	25.193.660	32.356.088	39.907.726	47.869.317	56.262.713	65.110.929	74.438.207	84.270.080
Valor Presente do FCL	2.016.816	1.922.941	1.833.325	1.747.787	1.666.150	1.588.246	1.513.912	1.442.990	1.375.332	1.310.792
Valor Presente do FCL Acumulado	(5.239.222)	(3.316.281)	(1.482.956)	264.831	1.930.981	3.519.228	5.033.139	6.476.130	7.851.461	9.162.253

PCH Santa Ana – Fluxo de Caixa (03 de 03)

PROJEÇÃO FLUXO DE CAIXA	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25	Ano 26
(=) Lucro Antes de Juros, Imp., Deprec. e Amort.	10.745.463	11.326.927	11.939.384	12.584.484	13.263.968	13.979.668
(-) Investimento Capital Próprio						
(-) IR&CS	(382.100)	(403.745)	(426.544)	(450.558)	(475.852)	(502.494)
(=) Fluxo de Caixa Operacional	10.363.364	10.923.183	11.512.840	12.133.926	12.788.116	13.477.174
(=) Fluxo de Caixa Operacional Acumulado	113.292.439	124.215.622	135.728.462	147.862.388	160.650.504	174.127.679
Valor Presente do FCO	1.530.847	1.473.090	1.417.463	1.363.891	1.312.302	1.262.628
Valor Presente do Acumulado	27.731.730	29.204.820	30.622.283	31.986.173	33.298.476	34.561.103
(+) Liberações do Financiamento						
(-) Despesas Financeiras						
(+) Receitas Financeiras						
(-) Amortização						
(-) investimento em Conta Reserva						
(+/-) Diferença para IR&CS Alavancado						
(=) Fluxo de Caixa Livre	10.363.364	10.923.183	11.512.840	12.133.926	12.788.116	13.477.174
Fluxo de Caixa Livre Acumulado	94.633.443	105.556.626	117.069.466	129.203.392	141.991.508	155.468.682
Valor Presente do FCL	1.249.232	1.190.519	1.134.526	1.081.131	1.030.216	981.670
Valor Presente do FCL Acumulado	10.411.485	11.602.004	12.736.531	13.817.662	14.847.878	15.829.548