

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ADMINISTRAÇÃO (EA)
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS ADMINISTRATIVAS (DCA)
COMISSÃO DE GRADUAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO (COMGRAD-ADM)

Bruno Zanuz Moraes

**Análise Econômico-Financeira de uma Pequena Central
Hidrelétrica (PCH)**

Porto Alegre
2010

Bruno Zanuz Moraes

**Análise Econômico-Financeira de uma Pequena Central
Hidrelétrica (PCH)**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação apresentado ao Departamento de Ciências Administrativas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito parcial para a obtenção do grau de Bacharel em Administração.

Orientador: Prof. Roberto Lamb

Porto Alegre
2010

Bruno Zanuz Moraes

**Análise Econômico-Financeira de uma Pequena Central
Hidrelétrica (PCH)**

Trabalho de conclusão de curso de graduação
em administração na Universidade Federal do
Rio Grande do Sul.

Conceito final:

Aprovado em de de

BANCA EXAMINADORA

AGRADECIMENTOS

Neste espaço eu gostaria de agradecer as pessoas que ajudaram na concepção desse trabalho.

Em primeiro lugar, agradeço aos meus pais, Paulo e Rosa Zanuz Moraes, pelos valores, conselhos e exemplo, não somente nesse trabalho, mas durante toda a minha trajetória estudantil. Agradeço também aos meus irmãos, Juliane e Guilherme, pela paciência e apoio.

Também sou grato aos colegas de trabalho pela compreensão e conselhos. Por último, agradeço ao Professor Roberto Lamb pela disponibilidade em dividir o seu vasto conhecimento.

“Jamais considere seus estudos como uma obrigação, mas como uma oportunidade invejável para aprender a conhecer a influência libertadora da beleza, do reino do espírito, para seu próprio prazer pessoal e para proveito da comunidade à qual seu futuro trabalho pertencer.”

Albert Einstein

RESUMO

Este estudo visa avaliar a viabilidade econômico-financeira da implantação de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH). São apresentados o setor de energia elétrica, as PCHs e os custos inerentes ao projeto. São identificados os investimentos iniciais e receitas e despesas futuras. Isto possibilitou as projeções do demonstrativo de resultados e dos fluxos de caixa. Indicadores econômicos e financeiros foram calculados como ferramenta de análise da viabilidade do negócio. Os resultados foram positivos, reconhecendo assim um investimento viável economicamente, que agrega mais valor ao acionista do que alternativas do mercado financeiro de risco equivalente.

Palavras-Chave: planejamento financeiro, viabilidade, PCH, energia elétrica

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Fluxos de caixa trazidos a valor presente	22
Figura 2 - Valor Presente Líquido.....	25
Figura 3 - Visão geral da comercialização de energia.....	42
Figura 4 - Energia comercializada no Mercado de Curto Prazo	44
Figura 5 - Fluxo de energia elétrica – Da geração ao consumo	46
Figura 6 - Evolução do potencial instalado por região.....	49
Figura 7 - Maiores geradores de energia no mundo e sua matriz energética ..	51
Figura 8 - Hidrelétrica de Itaipu	52
Figura 9 - Perfil Esquemático de uma usina hidrelétrica	53
Figura 10 - PCH Jataí.....	54
Figura 11 - Potencial hidrelétrico para PCHs	56
Figura 12 - Fluxograma de implantação de uma PCH	62
Figura 13 - PCH instalada em uma curva ("cotovelo")	67
Gráfico 1 - Evolução da comercialização no ACR e ACL.....	44
Gráfico 2 - Gráfico de Garantia Física e Geração Real.....	46
Gráfico 3 - Matriz Energética Mundial	48
Gráfico 4 - Histórico: Oferta de garantia física x Demanda	57
Gráfico 5 - VPL do Acionista para três diferentes formas de obtenção de recursos.....	78
Gráfico 6 - Impacto no VPL quando alteradas as variáveis que representam risco ao projeto.....	91
Gráfico 7 - Impacto no VPLI quando alteradas as variáveis que representam risco ao projeto.....	92

LISTA DE TABELAS

Tabela I - Exemplo de DRE.....	20
Tabela II - Matriz Energética Brasileira	48
Tabela III - Matriz Energética Brasileira com as PCHs separadas das UHE....	55
Tabela IV - Custos Irrecuperáveis	68
Tabela V - Despesas Pré-Operacionais	69
Tabela VI - Investimento em Ativos Fixos	70
Tabela VII - Capital de Giro Inicial.....	72
Tabela VIII - Investimento Inicial	72
Tabela IX - Planejamento da Receita.....	74
Tabela X - Planejamento das Despesas (1º ano).....	74
Tabela XI - Impostos sob o regime do Lucro Presumido.....	76
Tabela XII - DRE Regime Presumindo	79
Tabela XIII - DRE Gerencial	80
Tabela XIV - Fluxo de Caixa projetado para os primeiros anos	81
Tabela XV - Betas alavancados de empresas comparáveis	83
Tabela XVI - Razão Dívida/PL das empresas comparáveis	83
Tabela XVII - Cálculo do Beta Desalavancado de empresas comparáveis.....	84
Tabela XVIII - Beta Alavancado do Projeto	84
Tabela XIX - CAPM do Projeto.....	85
Tabela XX - Fluxo de Caixa do Acionista Projetado para os Primeiros Anos... 86	
Tabela XXI - Sensibilidade do Projeto.....	90
Tabela XXII - Sensibilidade do projeto medido pelo VPLI	92
Tabela XXIII - Análise de cenários	93

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
2	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA	13
3	OBJETIVOS	14
3.1	OBJETIVO GERAL.....	14
3.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	14
4	REVISÃO TEÓRICA	15
4.1	ADMINISTRAÇÃO FINANCEIRA.....	15
4.2	PLANEJAMENTO FINANCEIRO.....	16
4.2.1	Planejamento Financeiro de Longo Prazo.....	16
4.2.2	Planejamento Financeiro de Curto Prazo.....	17
4.2.3	Capital de Giro.....	17
4.2.4	Investimento Inicial.....	18
4.2.5	Demonstrativo do Resultado do Exercício.....	20
4.2.6	Fluxo de Caixa Futuro.....	21
4.2.7	CAPM – Modelo de Precificação de Ativos Financeiros.....	22
4.2.8	Beta Alavancado e Desalavancado.....	23
4.3	ANÁLISE DE INVESTIMENTOS.....	24
4.3.1	Método do Valor Presente Líquido (VPL).....	24
4.3.2	Valor Presente Líquido Integrado (VPLI).....	26
4.3.3	Anuidade do Fluxo de Caixa.....	26
4.3.4	Método da Taxa Interna de Retorno (TIR).....	27
4.3.5	Taxa Interna de Retorno Integrada (TIRI).....	28
4.3.6	Período de Retorno do Investimento (<i>Payback</i>).....	29
4.3.7	Período de Retorno do Investimento Descontado.....	30
4.4	RISCO.....	30
4.5	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	31
4.6	ANÁLISE DE CENÁRIOS.....	31
5	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	33
6	O INVESTIDOR EM PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS	35
7	O MERCADO	36
7.1	O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	36
7.1.1	Histórico e Regulamentação do Setor.....	36
7.1.2	Privatizações.....	38
7.1.3	Livre Acesso à Rede Básica e à Distribuição.....	38
7.2	AGENTES DO SETOR ELÉTRICO.....	39
7.2.1	ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.....	39

7.2.2	ONS – Operador Nacional do Sistema do Sistema Elétrico	40
7.2.3	Outros Agentes	41
7.3	PROCESSO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA.....	41
7.3.1	Ambiente de Contratação Regulada - ACR	43
7.3.2	Ambiente de Contratação Livre - ACL	43
7.3.3	Mercado de Curto Prazo	44
7.4	GARANTIA FÍSICA.....	45
7.5	MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA – MRE	45
7.6	DISTRIBUIÇÃO	46
7.7	TRANSMISSÃO.....	47
7.8	GERAÇÃO.....	47
7.9	MATRIZ DE OFERTA E CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA	47
7.10	ENERGIA HIDRÁULICA.....	51
8	PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (PCH)	54
8.1	PERPECTIVAS PARA AS PCHs NO BRASIL.....	56
8.2	FINANCIAMENTOS.....	58
8.3	IMPLANTAÇÃO DE UMA PCH.....	60
8.4	INVESTIMENTO INICIAL	63
8.5	DESPESAS	63
8.5.1	Despesas Operacionais	63
8.5.2	Outras Despesas	65
9	ESTUDO DE CASO	66
9.1	A EMPRESA.....	66
9.2	DESCRIÇÃO DA PCH ESTUDADA.....	67
9.3	CUSTOS IRRECUPERÁVEIS	68
9.4	INVESTIMENTO INICIAL	68
9.4.1	Despesas Pré-Operacionais	69
9.4.2	Investimento em Ativos Fixos	69
9.4.3	Capital de Giro Inicial	70
9.5	PLANEJAMENTO DAS RECEITAS.....	72
9.6	PLANEJAMENTO DAS DESPESAS	74
9.7	IMPOSTOS.....	75
9.8	PREMISSAS MACROECONÔMICAS	76
9.9	FINANCIAMENTO	77
9.10	DEMONSTRATIVO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO	78
9.11	FLUXO DE CAIXA.....	80
9.12	ANÁLISE.....	81
9.12.1	Custo do Capital Próprio – Modelo CAPM	81
9.12.2	Valor Presente Líquido (VPL)	85
9.12.3	Valor Presente Líquido Integrado (VPLI)	86
9.12.4	Anuidade do Fluxo de Caixa	87
9.12.5	Taxa Interna de Retorno (TIR)	87

9.12.6 Taxa Interna de Retorno Integrada (TIRI)	87
9.12.7 <i>Payback</i> Simples e Descontado	88
9.12.8 Riscos do Projeto	88
9.12.9 Análise de Sensibilidade.....	90
9.12.10 Análise de Cenários	93
10 CONSIDERAÇÕES FINAIS	94
10.1 CONCLUSÃO	94
10.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	95
REFERÊNCIAS.....	96
GLOSSÁRIO.....	100
ANEXO I - DRE REGIME PRESUMIDO	104
ANEXO II – DRE GERENCIAL	106
ANEXO III – FLUXO DE CAIXA PROJETADO	108

1 INTRODUÇÃO

O Brasil está vivendo algo único em sua história: crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) com baixo nível de inflação. A combinação destes fatores é capaz de melhorar a condição financeira de milhões de pessoas. Estamos presenciando uma multiplicação de empregos, pessoas com acesso ao crédito e elevação da renda. Como publicou a revista EXAME (2008), um estudo feito pelo instituto Ipsos mostra que entre 2005 e 2007, um contingente de 23,5 milhões de pessoas migrou da classe D para a C - com renda mensal entre 1.062 e 2.017 reais.

Para fazer frente a este crescimento do consumo é indispensável que o Brasil tenha projetos de geração de energia. Segundo estimativa da EPE - Empresa de Pesquisa Energética (2010), o Brasil precisará investir R\$ 214 bilhões em transmissão e geração de energia elétrica nos próximos 10 anos. Este montante seria capaz de sustentar um crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro de 5,1% em média para igual período. Apenas na área de geração serão necessários investimentos de R\$ 175 bilhões.

A energia elétrica que consumimos no Brasil é fornecida primordialmente por usinas hidrelétricas que são responsáveis por 68% de toda energia elétrica produzida no país (ANEEL, 2010). Segundo o BIG - Banco de Informações de Geração (2010), disponibilizado pela ANEEL, a participação das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) é de apenas 2%. Ambientalmente menos impactante, esta forma de gerar eletricidade voltou a ter atenção dos governos depois dos temores de “apagão” em 2002.

Em função de diversas circunstâncias (operacionais, ambientais, entre outras) esta pode ser uma alternativa conveniente e atraente, tanto para o investidor quanto para os interesses nacionais. O primeiro pode se beneficiar de atrativos econômico-financeiros ou da falta de apoio para fontes “sujas” de geração de energia elétrica, já para o segundo, o interesse seria no maior aporte de energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN) utilizando fontes com impactos ambientais menores.

No entanto, não são muitos os empreendedores em PCHs. O alto investimento inicial necessário e a falta de clareza do setor e de alguns órgãos

governamentais podem desestimular os investidores em potencial de pequeno porte.

Este trabalho apresenta os diferentes fatores, inerentes ao projeto, capazes de influenciar a tomada de decisão de investimento por parte do empreendedor. Focando nos elementos econômico-financeiros, o estudo apresenta os principais aspectos que o investidor precisa observar, assim como, são tratadas as análises financeiras que ajudam na tomada de decisão e no dimensionamento da criação de valor ao empreendedor.

Na página 100 é apresentado um Glossário, onde se procurou reunir os significados dos vários termos, expressões e palavras usadas no setor elétrico brasileiro que são utilizados ao longo do tempo.

2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

Segundo dados da Ernst Young (2008), o Brasil será o 5º maior consumidor de energia elétrica do mundo em 2030. Até aquela data o consumo crescerá em média 4,4% ao ano. Dados da EPE - Empresa de Pesquisa Energética (2010) mostram que o Brasil precisa investir R\$ 175 bilhões nos próximos 10 anos para suprir a forte demanda por energia elétrica que surgirá, considerando um crescimento médio do PIB de 5,1% ao ano.

Estes dados mostram a necessidade do governo incentivar o investimento em geração, já que, segundo dados do Relatório de Mercado – FOCUS (14 de maio de 2010), disponibilizado semanalmente pelo Banco Central, os especialistas projetavam um crescimento de 6,26% no PIB de 2010 e 4,5% em 2011.

No final da década de 1990 e no início dos anos 2000 o descompasso entre o crescimento e os investimentos em grandes usinas hidrelétricas exigiu do Ministério de Minas e Energia (MME) uma atuação maior no sentido de garantir condições para que a iniciativa privada viesse a implementar novas unidades geradoras, de modo a otimizar a oferta e a distribuição da energia, ressurgindo no cenário nacional as Pequenas Centrais Hidrelétricas (SOUZA *et. al.*, 2005).

Mudanças na legislação, ocorridas principalmente em 2002, trouxeram uma série de atrativos aos investidores privados. As mais importantes são:

- Aumento da capacidade máxima para enquadramento como PCH para 30 MW;
- Isenção da necessidade de licitação;
- Garantia de livre acesso ao sistema de transmissão;
- Descontos na tarifa de transmissão.

O Brasil está em uma situação privilegiada com relação a sua matriz de energia elétrica, 82% das fontes são renováveis. Porém, as PCHs respondem por apenas 2% da energia gerada no país (ANEEL – BIG – Banco de Informações de Geração, 2010).

Observando este cenário, com todas as suas peculiaridades, uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) é uma boa oportunidade de investimento?

3 OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GERAL

Analisar uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) como possibilidade de investimento.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Analisar o mercado de consumo e geração de energia elétrica;
2. Elucidar as peculiaridades das Pequenas Centrais Hidrelétricas, assim como suas vantagens e desvantagens;
3. Distinguir os investimentos necessários, assim como as receitas e despesas geradas no período de operação comercial;
4. Projetar informações financeiras, como o Demonstrativo de Resultado do Exercício (DRE) e o Fluxo de Caixa;
5. Analisar a viabilidade econômico-financeira do projeto.

4 REVISÃO TEÓRICA

A revisão teórica tem o intuito de embasar o desenvolvimento do presente estudo. O objetivo é discorrer sobre os diferentes instrumentos que surgem no decorrer do trabalho e que foram analisados e aplicados no estudo de caso.

4.1 ADMINISTRAÇÃO FINANCEIRA

De acordo com Ross *et. al.* (2008) a Administração Financeira trata basicamente de três questões:

1. Orçamento de Capital: diz respeito aos investimentos de longo prazo da empresa. O processo de planejamento e gerenciamento desses investimentos é chamado de orçamento de capital, no qual o administrador financeiro tenta identificar as oportunidades de investimento que valem mais para a empresa do que seu custo de aquisição;
2. Estrutura de Capital: corresponde aos modos pelos quais a empresa obtém e administra o financiamento de longo prazo que precisa para suportar seus investimentos de longo prazo. É a combinação específica entre o exigível a longo prazo e o patrimônio líquido que a empresa usa para financiar suas operações. Assim, o Administrador Financeiro deve definir qual é o montante a ser tomado emprestado e quais são as fontes menos caras de fundos;
3. Administração do Capital de Giro: atividade diária que garante os recursos suficientes para que a empresa continue suas operações, evitando interrupções caras. Sendo assim, a Administração do Capital de Giro envolve várias atividades relacionadas ao recebimento e às saídas de caixa da empresa.

Assim, é possível observar que a Administração Financeira está presente em todas as empresas, seja ela grande ou pequena, a correta

avaliação dos retornos futuros de investimentos feitos hoje e o correto gerenciamento dos recursos encontrados em caixa, entre outras questões, faz toda a diferença na gestão de uma organização.

Para Assaf Neto *et. al.* (2002) os “contextos econômicos modernos de concorrência de mercado exigem das empresas maior eficiência na gestão financeira de seus recursos, não cabendo indecisões sobre o que fazer com eles”. Ou seja, o momento econômico atual, com altos níveis de inovação e competição, somados a globalização, faz da correta Administração Financeira um fator vital para todas as empresas.

4.2 PLANEJAMENTO FINANCEIRO

O planejamento financeiro serve de base para as decisões que afetam o futuro, de acordo com diretrizes operacionais e estratégicas definidas. Conforme Ross *et. al.* (2008) “o planejamento financeiro estabelece o modo pelo qual os objetivos financeiros devem ser atingidos”.

Os planejamentos financeiros normalmente englobam as Estimativas de Vendas, os Demonstrativos Financeiros Projetados, as Necessidades de Financiamento e as Análises Econômicas do ambiente em que a empresa está inserida.

Os próximos tópicos abordam os elementos fundamentais para um planejamento financeiro completo e eficaz.

4.2.1 Planejamento Financeiro de Longo Prazo

O planejamento financeiro de longo prazo é também chamado de estratégico, pois planeja as ações financeiras e o impacto antecipado dessas ações em períodos maiores que um ano (GITMAN, 1997). Ross *et. al.* (2008) afirmam que “o planejamento de longo prazo é uma forma de pensar, sistematicamente sobre o futuro e prever possíveis problemas antes que eles apareçam”.

Exemplos de decisões que fazem parte dos planos financeiros de longo prazo são: estrutura de capital, investimentos em novos ativos, fonte de capital de terceiros (financiamentos, debêntures, abertura de capital).

4.2.2 Planejamento Financeiro de Curto Prazo

O planejamento financeiro de curto prazo engloba os planos financeiros relacionados à operação da empresa. Trata das diversas entradas e saídas no dia-a-dia da empresa. O planejamento financeiro de curto prazo começa com a previsão de vendas. A partir dela são estimadas as despesas necessárias para a produção, como: necessidade de matéria-prima, mão de obra, despesas diretas e indiretas de produção (GITMAN, 1997).

De acordo com Ross *et. al.* (2008), as decisões financeiras de curto prazo afetam principalmente o ativo e passivo circulantes. Por isso, segundo esses autores, a administração financeira de curto prazo é muitas vezes chamada de administração do capital de giro.

Quando as estimativas cabíveis às finanças de curto prazo estiverem feitas, a demonstração de resultado projetada e o orçamento de caixa podem ser modelados.

4.2.3 Capital de Giro

O capital de giro é o valor dos recursos envolvidos na movimentação do dia-a-dia da empresa (BRAGA, 1995). Ou seja, é formado pelos recursos necessários ao financiamento do ciclo operacional da empresa (aquisição de mercadorias, pagamento das despesas, financiamento a clientes, etc.).

A administração do capital de giro é fundamental para a preservação da liquidez da empresa. Segundo Braga (1995) as soluções inadequadas dos problemas de gestão do capital de giro acabam levando às concordatas e falências.

4.2.4 Investimento Inicial

De acordo com Helfert (1997), o investimento “é a fonte de crescimento que sustenta as estratégias competitivas explícitas da administração”. Além disso, o autor afirma que “o investimento é a força motriz que sustenta a atividade empresarial”. Ou seja, o investimento inicial feito é a fonte de receitas no futuro, por isso é visto como uma despesa recuperável.

Como o estudo de caso deste trabalho aborda uma empresa que pretende fazer um alto investimento inicial para colher os saldos de caixa ao longo dos próximos 30 anos é importante que o investimento inicial seja tratado com muito cuidado, pois ele tem o poder de distorcer as análises de investimento que serão feitas.

De modo a tentar dimensionar da melhor maneira o Investimento Inicial, ele será abordado nas três diferentes áreas:

- Despesas pré-operacionais
- Investimento em Ativos Fixos
- Capital de Giro Inicial

4.2.4.1 Custos Irrecuperáveis

Os custos irrecuperáveis não são considerados investimentos iniciais, porém é importante entendermos sua definição para o decorrer do trabalho.

Este custo é aquele que ocorreu antes de o projeto ser aceito ou rejeitado (ROSS *et al.*, 2008). Gastos com pesquisa de mercado, prospecção de terrenos e estudos de viabilidade, podem ser considerados irrecuperáveis, pois a empresa pode fazer dezenas de estudos em diversos mercados e locais antes de prosseguir com um projeto, onde os investimentos de fato acontecem.

4.2.4.2 Despesas Pré-Operacionais

São despesas que ocorrem antes da empresa entrar em operação. Elas não são ativos fixos, máquinas ou equipamentos, mas envolvem os gastos com

administração, segurança e os desembolsos para constituir a empresa perante os órgãos governamentais responsáveis.

4.2.4.3 Investimento em Ativos Fixos

Corresponde a parcela de investimentos feita em ativos fixos necessárias à empresa. Podem ser máquinas, imóveis, construções, etc., tudo aquilo que tiver longa vida útil e ficar fixo na empresa.

Dependendo da finalidade do empreendimento, este tende a ser o investimento inicial mais relevante. Fábricas precisam investir em máquinas, mas empresas de serviços geralmente precisam de um imóvel (que pode ser alugado) e móveis, sendo assim, não precisa de um grande investimento em ativos fixos.

4.2.4.4 Capital de Giro Inicial

Na maioria dos casos, um empreendimento exige que a empresa invista em capital de giro líquido além do investimento em ativos de longo prazo (ROSS *et. al.*, 2008). As empresas geralmente precisam de recursos no início de suas operações para pagar suas despesas correntes até que a companhia tenha receitas que cubram as despesas correntes. Por isso, este investimento também pode ser chamado de Saldo Inicial de Caixa.

Assim, todo o recurso destinado ao capital de giro retornará no final do projeto à empresa. Segundo Ross *et. al.* (2008), “os investimentos da empresa em capital de giro líquido do projeto lembram em muito um empréstimo. A empresa fornece o capital de giro no início e recupera-o no final”. Os autores explicam que quando o projeto acaba, os estoques são vendidos, as despesas são pagas e as contas a receber são cobradas.

Para Dolabela (2006), o capital de giro inicial, ou o saldo inicial de caixa, é o valor monetário que a empresa tem em caixa no primeiro dia de operação, dinheiro este necessário para fazer frente às despesas até que seja atingido o equilíbrio entre as entradas correntes e as saídas correntes de caixa.

4.2.5 Demonstrativo do Resultado do Exercício

O Demonstrativo do Resultado do Exercício (DRE) visa, através do confronto entre receitas, custos e despesas, evidenciar o resultado líquido do exercício. De acordo com a NBC-T-3.3:

3.3.1.1 – A demonstração do resultado é a demonstração contábil destinada a evidenciar a composição do resultado formado num determinado período de operações da Entidade.

3.3.1.2 – A demonstração do resultado, observado o princípio de competência, evidenciará a formação dos vários níveis de resultados mediante confronto entre as receitas, e os correspondentes custos e despesas (Resolução CFC 686/1990) .

Matarazzo (2002) descreve de outra forma, segundo o autor “o DRE é uma demonstração dos aumentos e reduções causados no Patrimônio Líquido (PL) pelas operações da empresa”, já que as receitas normalmente representam aumento do Ativo, conseqüentemente aumentando o PL. Para as despesas que geralmente são alocadas no passivo, o PL diminui. Sucintamente, o DRE é um resumo do movimento de certas entradas e saídas do Balanço Patrimonial (MATARAZZO, 2002).

Normalmente os primeiros itens divulgados no relatório são as receitas e despesas das atividades operacionais da empresa. Em seguida são mostradas as despesas e receitas financeiras, entre outras contas. Depois dos impostos sobre o resultado temos o Lucro Líquido (ROSS *et. al.*, 2002).

A tabela a seguir é um exemplo de DRE simples:

Tabela I - Exemplo de DRE

Demonstração de Resultado
(em \$ milhões)

Vendas líquidas	1509,00
Custo da mercadoria vendida	-750,00
Depreciação	<u>-65,00</u>
Lucro antes de juros e impostos	694,00
Despesa Financeira	<u>-70,00</u>
Lucro tributável	624,00
Impostos	<u>-212,00</u>
Lucro Líquido	<u><u>412,00</u></u>

Fonte: Adaptado de Ross *et al.* (2002)

Já o DRE Projetado é definido por Zdanowickz (2004) como “o instrumento gerencial que irá informar o desempenho econômico da empresa, no período considerado, bem como suas repercussões financeiras”. Assim, o DRE projetado nos fornecerá uma estimativa da lucratividade da empresa para os próximos períodos, sendo que permite a visualização dos orçamentos de vendas, produção e operação, além do lucro ou prejuízo líquido.

4.2.6 Fluxo de Caixa Futuro

Antes de começar a discorrer explicitamente sobre o Fluxo de Caixa Futuro é fundamental entender o significado de valor do tempo no dinheiro. Ross *et al.* (2002) explicam que “um dólar na mão hoje vale mais do que um dólar prometido para alguma data futura”, eles completam a explicação afirmando que você poderia estar ganhando juros enquanto espera.

Mas e qual é a relação do valor do tempo no dinheiro com o Fluxo de Caixa Futuro? Copeland *et al.* (2002) afirmam que “o valor de uma empresa é medido por sua capacidade de geração de fluxo de caixa no longo prazo”, ou seja, uma empresa vale hoje o valor presente de seus saldos de caixa (receitas, menos despesas, menos investimentos em ativos fixos e capital de giro) nos exercícios futuros.

Absorvendo os dois conceitos podemos definir que não teria utilidade projetarmos o Fluxo de Caixa de uma empresa para os próximos dez anos se tais valores não fariam sentido hoje, já que o dinheiro perde valor no tempo.

Para solucionar este problema é necessário trazer os valores futuros a valores presentes, ou seja, necessitamos de uma taxa de desconto. De acordo com Damodaram (2002) o Fluxo de Caixa Descontado é o valor presente dos fluxos de caixa esperados da empresa, ou ativo, descontados a uma taxa que reflete o risco dos fluxos de caixa.

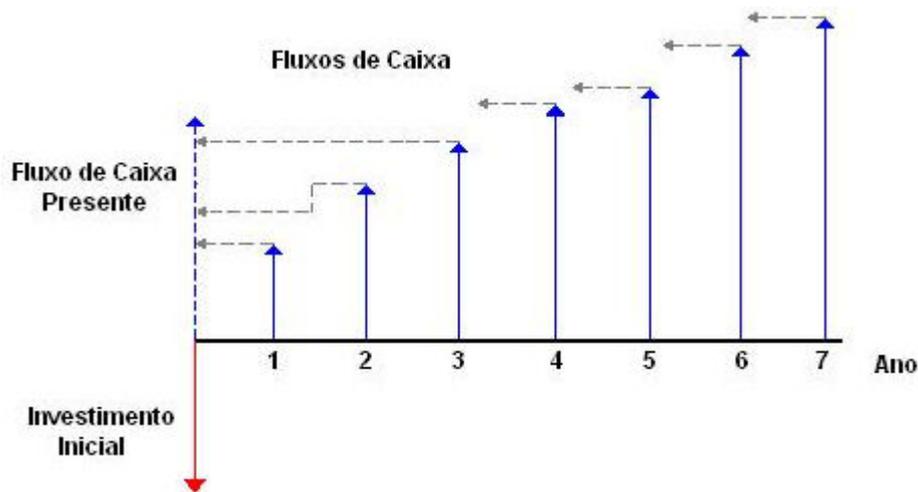


Figura 1 - Fluxos de caixa trazidos a valor presente
Fonte: Elaborado pelo Autor

Na ilustração anterior os fluxos de caixa são hipoteticamente crescentes no decorrer dos anos, mas quando trazidos a valor presente representam valores cada vez menores, com o passar do tempo, no Fluxo de Caixa Presente.

4.2.7 CAPM – Modelo de Precificação de Ativos Financeiros

Para trazermos os fluxos de caixa projetados a valores presentes, utilizaremos o Modelo de Precificação de Ativos Financeiros – CAPM (*Capital Asset Pricing Model*). A idéia inserida no cálculo deste modelo é a de compensar o investidor pelo capital próprio investido no negócio, levando em consideração dois elementos: remuneração pela espera e remuneração pelo risco. De acordo com Copeland *et. al.* (2005), podemos definir a fórmula do CAPM como:

$$E(R_j) = R_f + [E(R_m) - R_f] \beta_j$$

Sendo:

$E(R_j)$ = Taxa de retorno para o Ativo j

R_f = Taxa livre de risco

$E(R_m)$ = Retorno esperado de mercado

β_j = Beta [$COV(R_j, R_m)/VAR(R_m)$]

Assim, Copeland *et. al.* (2005) mostram que no modelo CAPM, o custo de oportunidade é igual ao retorno dos títulos livres de risco mais o risco sistemático da empresa, representado pelo beta, multiplicado pelo prêmio de mercado.

4.2.8 Beta Alavancado e Desalavancado

O coeficiente β é usado para medir o risco não-diversificável (sistêmico) das companhias, isto é, fatores de mercado que afetam todas as empresas (guerra, inflação, taxa de juros e câmbio, crises internacionais, entre outros). Assim, este índice tenta mensurar quanto um ativo está sujeito às variações não controláveis do mercado e do ambiente. Ele mede a relação entre o retorno de um ativo e o retorno do mercado. Desta forma, o prêmio por risco será sempre multiplicado por este coeficiente, exigindo um prêmio maior por risco quanto maior a variação do ativo em relação à carteira de mercado.

Brigham *et. al.* (2004) contribuem com a explicação afirmando que “a tendência de uma ação mover-se com o mercado é refletida em seu coeficiente beta, que é a medida da volatilidade da ação em relação à de uma ação média”.

A fórmula do beta alavancado apresentada por Copeland *et. al.* (2005) é a seguinte

$$\beta_j = \text{COV}(R_j, R_m) / \text{VAR}(R_m)$$

Onde:

R_m = retorno da carteira de mercado;

R_j = retorno do ativo j.

Caso o beta (β) de uma ação for inferior a 1, diz-se que ela se movimenta de forma mais branda que o mercado, possuindo risco não-diversificável (sistêmico) menor que o mercado, caso o beta for maior que 1 qualquer alta do mercado motiva uma valorização da ação à taxa do mercado

mais o percentual do β que exceder a 1. Logo um coeficiente beta igual a 1 representa um ativo com risco igual ao do mercado.

No entanto, o beta tratado até então é chamado de Beta Alavancado, pois ele considera a estrutura de capital da empresa – dívida e patrimônio líquido. Quanto mais endividada estiver a empresa maior será o seu beta. Duas empresas idênticas, mas com diferentes estruturas de capital, terão betas diferentes. Assim, se quisermos comparar o beta de uma empresa com o de outra assemelhada devemos desalavancar o beta de ambas. Este raciocínio também é aplicado nos casos em que estamos estudando projetos ou empresas fechadas, onde devemos utilizar o beta desalavancado de empresas semelhantes cotadas em bolsa de valores.

Copeland *et. al.* (2005) apresentam a fórmula do Beta Desalavancado como:

$$\beta_u = \frac{\beta_L}{[1 + (1 + t_c) \times (D / E)]}$$

Onde:

β_u é o beta desalavancado

β_L é o beta alavancado – tratado anteriormente

t_c é a soma das alíquotas de impostos incidentes sobre o lucro

D / E representa a razão Valor de mercado da dívida / Valor de mercado do PL

4.3 ANÁLISE DE INVESTIMENTOS

4.3.1 Método do Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido é um instrumento largamente utilizado para mensurar a criação de valor ao acionista.

Um investimento vale a pena quando cria valor para seus proprietários. Em um sentido mais genérico, criamos valor identificando investimentos que valem mais no mercado do que seu custo de aquisição (ROSS *et. al.*, 2000, p.214).

O VPL indica quanto de valor é criado hoje por realizar um investimento, pois representa o excedente em relação ao valor que seria necessário investir a uma taxa de aplicação idêntica à taxa de desconto para obter o fluxo de caixa analisado. Para calculá-lo precisamos descontar todos os fluxos de caixa futuros pelo custo de capital do projeto ou empresa – procedimento anteriormente tratado.

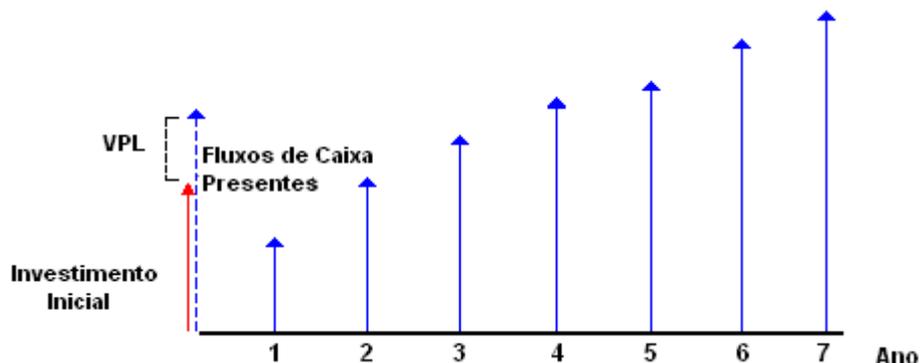


Figura 2 - Valor Presente Líquido
Fonte: Elaborado pelo Autor

A figura anterior é semelhante à vista quando tratamos dos fluxos de caixa futuros (vide Figura 1). A modificação feita, projeção do investimento inicial no sentido inverso, serve para a melhor compreensão do VPL, que é a diferença entre os fluxos futuros trazidos a valor presentes e o investimento inicial.

O VPL se dará pela diferença entre o valor presente dos fluxos de caixa futuros e o custo do investimento.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t}$$

Onde:

t = número de períodos de vida do ativo

FC_t = fluxo de caixa no período t

i = taxa de desconto que reflete o nível de risco dos fluxos de caixa esperados.

Assim, se o Valor Presente Líquido for maior do que zero, temos uma indicação de que o projeto é financeiramente viável e pode ser aprovado, caso contrário, o projeto deve ser rejeitado.

4.3.2 Valor Presente Líquido Integrado (VPLI)

O tradicional método do VPL supõe que as entradas líquidas de caixa serão reinvestidas à taxa mínima de atratividade dos projetos da empresa, ou seja, ao custo de capital utilizado como taxa de desconto para avaliação do VPL, hipótese irrealista, segundo Galesne, Fensterseifer e Lamb (1999). Para solucionar esta lacuna, os autores propõem a utilização do Valor Presente Líquido Integrado (VPLI) que utiliza uma taxa diferente de reinvestimento.

Sendo assim temos a fórmula adaptado de Galesne, Fensterseifer e Lamb (1999):

$$VPLI = \frac{\sum FC_t \times (1 + r_s)^{T-t}}{(1 + k)^T} - I_0$$

Onde:

FC_t = Fluxo de Caixa no momento t ;

r_s = taxa média de reinvestimento;

k = custo de capital do Acionista;

T = tempo total do projeto;

I_0 = investimento feito pelo Acionista

A fórmula apresentada nos indica que devemos capitalizar os fluxos de caixa utilizando a taxa de reinvestimento estimada. A soma destes fluxos de caixa futuros deve ser descontada a valor presente utilizando o custo de capital do Acionista.

4.3.3 Anuidade do Fluxo de Caixa

A Anuidade do Fluxo de Caixa é uma ferramenta de avaliação do risco que a empresa está exposta no processo de estimação dos fluxos de caixa

futuros. Em uma tradução livre, Helfert (2003) afirma que este instrumento serve para estimar quanto seria permitido que o fluxo de caixa anual caísse durante toda a vida econômica do projeto, respeitando a taxa mínima de retorno esperada. A proposta do autor é obter o fluxo de caixa anual equivalente ao VPL calculado. A diferença entre o valor equivalente anual do VPL e o fluxo projetado é a margem de segurança das projeções.

Essa seria uma espécie de margem de erro aceitável que se poderia cometer nos fluxos de caixa. O valor obtido pode ser diretamente comparado com as estimativas originais das entradas líquidas de caixa.

A seguir temos a fórmula (tradução livre) obtida de Helfert (2003):

$$\text{Anualidade} = \frac{\text{VPL}}{\text{Fator}}$$

Sendo que:

$$\text{Fator} = \frac{1}{i} - \frac{1}{i(1+i)^n}$$

Onde:

i = taxa mínima de retorno;

n = tempo do projeto.

4.3.4 Método da Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de retorno necessária para igualar o valor de um investimento (valor presente) com os seus respectivos retornos futuros ou saldos de caixa (SILVA, 2009). Assim, a TIR é a taxa de desconto que torna o VPL igual a zero.

Com base nessa regra, um investimento é aceitável se a TIR exceder ao retorno necessário, ou a Taxa Mínima de Atratividade. Caso contrário, ele deve ser recusado (ROSS *et. al.*, 2008).

Sendo assim, podemos deduzir que a TIR e o VPL estão diretamente relacionados e ambas as ferramentas devem dar os mesmos resultados:

aceitar ou rejeitar um projeto. Mas existem algumas exceções: quando os fluxos de caixa não são convencionais (dizemos que um fluxo de caixa é convencional quando somente o primeiro fluxo de caixa é negativo e todo o restante é positivo) e quando o projeto não é independente (um projeto é independente se a decisão de aceitá-lo ou recusá-lo não afeta a decisão de aceitar ou recusar qualquer outro). Para tomarmos uma decisão entre dois projetos devemos calcular o VPL para termos certeza que escolhemos o investimento com maior potencial (ROSS ET AL., 2008), mas se esses projetos não forem independentes os critérios do VPL e da TIR podem apresentar resultados contraditórios.

4.3.5 Taxa Interna de Retorno Integrada (TIRI)

A Taxa Interna de Retorno Integrada (TIRI) surgiu para solucionar uma limitação que a tradicional TIR apresenta: trata o Fluxo de Caixa como se fosse reinvestido no mesmo projeto com a mesma taxa de retorno. De acordo com Galesne, Fensterseifer e Lamb (1999) a TIRI propõe que as entradas de caixa podem ser reinvestidas a outras hipóteses de reinvestimento. Assim, a TIRI deve ser utilizada quando se julga pouco provável que o reinvestimento das entradas líquidas de caixa pode ser feito à taxa interna de retorno do projeto.

Segundo Galesne, Fensterseifer e Lamb (1999) “a TIRI tem sobre a TIR uma superioridade evidente: a de tornar mais fácil a comparação das rentabilidades dos diversos projetos de um mesmo programa de investimentos”. Os autores ainda defendem a substituição da TIR pela TIRI por considerarem irrealistas as hipóteses de um determinado fluxo de caixa seja reinvestido à mesma TIR.

A seguir temos a fórmula adaptada de Galesne, Fensterseifer e Lamb (1999) para o cálculo da TIRI:

$$TIRI = \sqrt[T]{\frac{\sum FC_t \times (1+R_s)^{T-t}}{I_0}} - 1$$

Onde:

FC_t = Fluxo de Caixa no momento t ;

R_s = taxa média de reinvestimento;

T = tempo total do projeto;

I_0 = investimento feito pelo Acionista

De uma forma simplificada podemos entender que os fluxos de caixa gerados pelo projeto são reinvestidos a uma taxa realista até o final do horizonte de planejamento e a soma do valor futuros dos fluxos de caixa é dividida pelo investimento inicial feito pelo acionista. Um fator resultará. Dele obtém-se a raiz T , onde T é o número de períodos de análise do projeto.

4.3.6 Período de Retorno do Investimento (*Payback*)

De modo geral, o Período de Retorno do Investimento – mais conhecido como *Payback* – é o período necessário para recuperar nosso investimento inicial (ROSS *et. al.*, 2008). Sendo assim, se o investimento inicial de um projeto for R\$500.000, já no primeiro ano ele gerou R\$300.000 e no segundo R\$200.000, este projeto se pagou em dois anos, segundo o modelo do *payback*.

De acordo com Ross *et. al.* (2008) “um investimento é aceitável se o seu período de retorno calculado for menor do que um número pré-estabelecido de anos”.

É importante notar que esta ferramenta não considera o valor do tempo no dinheiro, já que o *Payback* apenas soma os fluxos de caixa futuros sem nenhuma taxa de desconto. O método ainda tem outros dois inconvenientes: não considera os fluxos após o período de *payback* e não apresenta um critério para escolha do período de *payback*.

4.3.7 Período de Retorno do Investimento Descontado

O Período de Retorno do investimento Descontado, ou *Payback* Descontado, é uma alternativa para incorporar o valor do dinheiro no tempo. Ao invés de somarmos os fluxos de caixa futuros, esta regra sugere que somemos os fluxos de caixa futuros descontados. Assim, quando estes valores superarem o investimento inicial teremos o dinheiro investido inicialmente de volta juntamente com os juros que poderíamos ter ganhado em outro lugar (ROSS *et. al.*, 2008).

Sendo assim, um investimento é aceitável se o seu período de retorno descontado for menor do que um número pré-especificado de anos (ROSS *et. al.*, 2008), porém permanece a falta de critério para especificação deste período.

4.4 RISCO

Os riscos que o projeto apresenta devem ser conhecidos já que as ferramentas anteriormente abordadas não levam em conta o risco, ou seja, a chance que os resultados reais obtidos possam diferir dos daqueles esperados.

Um fato real, e que introduz uma nova dimensão na análise de projeto de investimentos, é a incerteza e a falta de controle absoluto sobre a forma como os eventos irão acontecer no futuro. Pode-se fazer previsão sobre o comportamento futuro de determinados eventos, mas não se pode determinar exatamente quando e que intensidade eles deverão ocorrer. Exemplos clássicos desses eventos são os comportamentos futuros da economia de um país, as vendas futuras de um determinado produto, o desgaste e custos de manutenção de determinados equipamentos, etc. Apesar de toda essa incerteza, o tomador de decisão tem de decidir, à luz de informações presentes disponíveis, qual o melhor curso de ação a ser tomado. (SOUZA *et. al.*, 1995, p.97)

De acordo com Ross *et. al.* (2002), primeiramente podemos separar os riscos em dois tipos:

- Risco sistêmico: influencia grande número de ativos. Também conhecido por risco de mercado;

- Risco não sistêmico: afeta um pequeno número de ativos. Também conhecido por risco específico.

Exemplos de riscos sistêmicos são geralmente ligados às incertezas sobre condições econômicas gerais, como inflação e taxa de juros. Já os riscos não sistêmicos podem ser greves de funcionários, incêndios, roubos e o risco do negócio.

4.5 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Assaf Neto *et. al.* (2002) definem essa análise de risco como aquela capaz de revelar quanto o resultado econômico (VPL) de um investimento se modificará diante alterações em variáveis estimadas dos fluxos de caixas.

Quando alteramos alguma condição-chave de um cenário estamos determinando a sensibilidade que o projeto tem perante a tal alteração (HELFERT, 1997).

Sendo assim, cada variável utilizada no modelo base deve ser alterada para cima e para baixo. Um novo VPL é calculado para cada variação mantendo-se constante os valores esperados para as demais variáveis. O resultado será a sensibilidade que o VPL do projeto terá para alterações bruscas nos valores esperados.

Estes dados podem proporcionar uma boa percepção sobre o risco do projeto. Assim, tendo em mãos as variáveis que apresentam maior sensibilidade, o tomador de decisão pode buscar informações que reforcem o dado esperado da variável, diminuindo as incertezas com relação a tal projeto, ou até mesmo recusá-lo.

4.6 ANÁLISE DE CENÁRIOS

A Análise de Cenários corrige a principal deficiência da Análise de Sensibilidade: tratamento isolado das variáveis quando muitas estão inter-relacionadas.

Gitman (1997) a define como a abordagem comportamental usada para avaliar o impacto no retorno da empresa decorrente de mudanças simultâneas em inúmeras variáveis.

São estimados os melhores e piores dados de premissas, em relação ao cenário neutro (base). Assim são criados dois outros cenários: pessimista e otimista. Através do cálculo do VPL para cada cenário, o Administrador Financeiro terá mais um instrumento para avaliar o risco que o projeto sofrerá com a variação das premissas utilizadas.

5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Segundo Roesch (1999), não há, em princípio, um método que seja o mais apropriado para qualquer um dos tipos de projetos sugeridos, mas espera-se que ele seja coerente com a formulação do problema, com os objetivos do projeto e com outras limitações práticas, como de tempo, custo e disponibilidades de dados.

Com o intuito de analisar a viabilidade econômico-financeira da implantação de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) escolheu-se o método do Estudo de Caso, por ser uma ferramenta de pesquisa que relata práticas organizacionais ou oferece alternativas de políticas para as empresas. Segundo Yin (2001), o estudo de caso é uma investigação empírica sobre um fenômeno atual dentro de seu contexto da vida real.

Corroborando com o exposto por Yin (2001) acima, Roesch (1999) comenta que o estudo de caso é uma estratégia de pesquisa que busca examinar um fenômeno contemporâneo dentro do seu contexto.

De acordo com Yin (2001), o Método de Estudo de Caso envolve três fases:

- A escolha do referencial teórico sobre o qual se pretende trabalhar, assim como, a seleção do caso
- O desenvolvimento do estudo de caso, com a coleta e análise de dados, resultando no relatório do caso;
- A análise e interpretação dos dados obtidos conforme a teoria selecionada.

Sendo assim, para que o objetivo deste trabalho seja atingido, seguimos alguns passos:

Foi feito um estudo detalhado do setor de energia-elétrica, assim como, o setor de PCHs. De acordo com Yin (2001) uma investigação de estudo de caso “enfrenta uma situação tecnicamente única em que haverá muito mais variáveis de interesse do que pontos de dados e, como resultado, baseia-se em várias fontes de evidência”.

Através de estudos feitos pela empresa e do histórico de outras obras de mesmo porte, foram estimados os investimentos necessários. Este ponto é de

grande importância para a viabilidade do projeto e, por isso, foi tratado de forma detalhada, já que se trata de um montante considerável necessário para investimento.

O terceiro passo foi estimar os custos e despesas que o empreendimento terá no decorrer de sua operação comercial. Também foram estudadas as formas de financiamento e utilização de capital de terceiros para este tipo de empreendimento, observando as vantagens e desvantagens da utilização de dívida.

Em seguida foram projetadas as receitas, que são fixas - na maioria dos casos, e indexadas a um índice inflacionário.

Assim, temos o cenário base (neutro) do projeto. Desse modo, foi possível fazer projeções financeiras e avaliar o projeto de acordo com os diversos métodos de avaliação de investimento vistos na revisão teórica. Segundo Cavaye (*apud* Roesch, 2009 pag. 202), o estudo de caso possibilita a consideração de grande número de variáveis, as quais não necessitam terem sido predeterminadas, como no caso de uma survey ou experimento. O estudo de caso é conduzido em grande detalhe, e, com frequência, baseia-se no uso de diversas fontes de dados.

Para finalizar o estudo de caso, fez-se necessário analisar o risco do resultado alcançado, através da Análise de Sensibilidade e Análise de Cenários.

Ao final do estudo, foi concluída qual a melhor decisão de investimento a ser tomada, aceitando ou rejeitando o projeto. Disponibilizando ao investidor interessado, informações suficientes para que sua decisão seja tomada com a maior segurança e acuracidade possível.

Yin (2001) destaca a importância de se utilizar para a coleta de dados diversas fontes de evidências para um estudo de caso, destacando-se: documentação, registros em arquivos, entrevistas, observações diretas, dentre outras. Para tanto, o presente trabalho é embasado por uma extensa lista de obras bibliográficas consultadas. Também foram feitas entrevistas com os gestores que estão estudando a viabilidade do projeto. Atendendo o exposto por Yin (2001), a junção da teoria com a prática resultou no Estudo de Caso que vem a seguir.

6 O INVESTIDOR EM PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

Investir em um projeto de energia elétrica pode parecer ambicioso para grande parte das pessoas e empresas. Além de o setor ter sido fechado até meados dos anos 1990, os valores envolvidos, aliados a complexidade do setor e a falta de clareza dos órgãos governamentais envolvidos, afastam os investidores deste tipo de empreendimento.

Sendo assim, o empreendedor em Pequenas Centrais Hidrelétricas tende a ser pessoas ou empresas que já tenham alguma familiaridade com o setor ou que possuam experiência em construção pesada.

Grandes empresas que consomem uma quantidade significativa de energia para sua produção, também podem estudar este projeto, visto que, se bem elaborado, pode significar economia nos gastos com energia elétrica.

No entanto, o investidor em PCHs não está limitado a este contingente de pessoas e empresas. Todo o interessado é um investidor em potencial, já que não existe nenhum pré-requisito explícito para se investir em PCHs. O empreendedor deve apenas seguir todas as leis e normas estabelecidas pelos órgãos reguladores.

Este trabalho apresenta uma análise econômico-financeira para a implantação de uma Pequena Central Hidrelétrica de 30 MW por uma empresa com 10 anos de experiência no setor. Porém, o trabalho trata este investimento com o nível de detalhes necessário para qualquer investidor.

7 O MERCADO

7.1 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

7.1.1 Histórico e Regulamentação do Setor

O setor de energia elétrica foi visto durante anos com duas características: de um lado, era entendido como sujeito a uma situação de monopólio natural e, de outro, percebia-se a forte presença do setor público, pois tem importância estratégica, cujo funcionamento afetaria o interesse geral.

As questões envolvendo propriedade, concentração, nível e intensidade da regulamentação encontram-se fortemente interligadas. Quanto menor o controle público, maior será a necessidade de se fazer instaurar um regime regulatório preocupado justamente em evitar uma forte concentração de mercado por parte das empresas (INEE, 2001).

São características do setor de energia elétrica:

- necessidade de equilíbrio entre oferta e procura dadas as dificuldades técnicas de estocagem;
- manutenção de capacidade ociosa;
- transporte e distribuição são clássicos de monopólio natural;
- economias de escopo importantes na coordenação da demanda de pico;
- significativa parcela de investimento inicial;
- economias de escala, principalmente no transporte e distribuição;
- forte efeito multiplicador, tanto para frente - insumo básico para outras atividades, quanto para trás – indústria de construção, de equipamentos e outras;
- grande demandante de capital e trabalho;
- extensa rede de interconexões fixas implicando, do ponto de vista do consumidor, em menor flexibilidade em termos de mudança de fornecedores.

O setor elétrico brasileiro vem se transformando de maneira significativa nas últimas décadas, sobretudo nos anos 1990. A reformulação deveu-se,

sobretudo pela falta de recursos financeiros por parte do Estado - detentor dos ativos, mas sem recursos para investir - e à crescente inadimplência setorial, quase insustentável. Contribuíram para reformulação os exemplos de outros países sobre a regulação dos monopólios da transmissão e da distribuição de energia elétrica e de introdução de competitividade na geração e na comercialização.

A reforma do setor foi balizada por dois princípios básicos: garantia da expansão da oferta, assegurando desta forma o abastecimento a longo prazo, e fornecimento de energia dentro de uma relação entre qualidade e preço.

Com a Lei No. 10.848, de 15 de março de 2004, foi instituído um pool de contratação regulada de energia a ser comprada pelos concessionários de distribuição, denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Este tem a finalidade de proteger o consumidor cativo, através de licitação de compra de energia pelo critério de menor tarifa. Para os consumidores livres foi criado o Ambiente de Contratação Livre, onde estes podem optar pelo atendimento através do distribuidor local, pela compra direta de um produtor independente ou através de um comercializador de energia.

Também não é mais permitido a auto-contratação (*self-dealing*) entre geradores e distribuidoras pertencentes ao mesmo grupo, estimulando a competição no segmento da geração. Os atuais Contratos de Compra e Venda de Energia (PPAs) não podem ser aditados.

Outra regra que garante a competição na geração é a que estabelece que um agente de distribuição do Sistema Interligado Nacional – SIN deve garantir o atendimento à totalidade de seu mercado.

Novos projetos de geração serão licitados não mais pelo critério de maior ágio, mas sim pelo de menor tarifa, e serão ofertados com a Licença Ambiental Prévia já concedida. Cada novo projeto será acompanhado de um PPA, assinado com todos os distribuidores. Com isto pretende-se facilitar a obtenção dos financiamentos.

7.1.2 Privatizações

A privatização do setor elétrico brasileiro fez parte da segunda etapa do Programa Nacional de Desestatização (PND). Iniciado em 1991, o PND, em sua primeira etapa, consistiu na venda de empresas do setor industrial. A segunda fase do programa engloba a transferência de empresas de serviços públicos ao setor privado.

Segundo dados da ANEEL, o setor elétrico começou a fazer parte do PND em duas etapas distintas. Em primeiro lugar foram incluídas as distribuidoras do Sistema Eletrobrás (Light e Escelsa), em 1992. Depois, a Lei No. 9.648, de 27 de maio de 1998 incluiu as empresas de geração do Sistema Eletrobrás, com exceção de Itaipu e das usinas nucleares.

Com a privatização das empresas distribuidoras houve garantias de pagamento às empresas geradoras, que não estavam recebendo pela energia vendida. As privatizações tiveram como meta reduzir o endividamento público e propiciar investimentos que não podiam ser realizados pelos estados, dando a devida atenção à qualidade e preço do produto ao consumidor (INEE, 2001).

7.1.3 Livre Acesso à Rede Básica e à Distribuição

O Brasil dispõe de um sistema predominantemente hidráulico, onde as usinas estão normalmente localizadas longe dos centros de consumo, fazendo com que seja necessário uma extensa rede de linhas de transmissão. Além disso, para permitir o melhor uso dos recursos hídricos, foi feita a interligação de usinas localizadas em diferentes bacias hidrográficas, que proporciona ao sistema um ganho substancial de energia firme, devido a variação na vazão dos rios.

O ONS atua - no caso do pagamento de transmissão e de distribuição, como representante - indicando como as faturas deverão ser direcionadas e em que montantes. Será o gestor dos contratos de transmissão, conforme a Resolução 281, de 01 de outubro de 1999 (ANEEL).

As tarifas de transmissão devem remunerar estes ativos existentes e aqueles a serem implementados. Esta remuneração é chamada de Tarifa de

Uso dos Sistemas de Transmissão – TUST, também conhecida como Tarifa Nodal. O valor desta tarifa vai depender da localização do empreendimento de geração, a maior presença de carga ou a possibilidade de inversão do fluxo de energia. Pode existir o caso em que não se pague absolutamente nada, dada a necessidade de geração naquele determinado ponto.

7.2 AGENTES DO SETOR ELÉTRICO

7.2.1 ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

Instituída pela Lei 9.427 de 26 de dezembro de 1996, é uma autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com prazo indeterminado, para regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

Tem como competências, entre outras:

- Implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos;
- Promover as licitações destinadas à contratação de concessionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- Dissolver as divergências entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, produtores independentes e autoprodutores, bem como entre esses agentes e seus consumidores;
- Estabelecer, com o objetivo de propiciar concorrência entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica, restrições, limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, quanto à obtenção e transferência de concessões, permissões e autorizações, à concentração societária e à realização de negócios entre si.

7.2.2 ONS – Operador Nacional do Sistema do Sistema Elétrico

Segundo informações do próprio Operador Nacional do Sistema Elétrica - ONS, ele é uma pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil, cujas principais atribuições são:

- Planejar e programar as operação e os despacho da geração, com vistas à otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;
- Supervisionar e coordenar os centros de operação de sistemas elétricos nacionais interligados e as interligações internacionais;
- Contratar e administrar os serviços de transmissão de energia elétrica e as respectivas condições de acesso;
- Propor à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL ampliações das instalações da rede básica de transmissão, bem como reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão;
- Definir regras para operação de transmissão da rede básica dos sistemas elétricos interligados, a serem aprovadas pela ANEEL;

O ONS pode ser entendido, de forma simples, como uma espécie de síndico de todos os geradores de energia. Faz a gestão da geração de todas as usinas, administrando as variáveis como hidrologia, logística de entrega, custo marginal de operação e capacidade das linhas de transmissão.

As geradoras que não gerarem a energia assegurada terão a complementação necessária para o cumprimento dos seus contratos de compra e venda de energia (*PPA – Power Purchase Agreement*) através do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, pagando apenas a Tarifa de Energia de Otimização - TEO, estabelecida pela ANEEL. Caso a usina gere mais energia do que a assegurada, ela receberá essa tarifa também através do mesmo sistema (o MRE é tratado em detalhes no decorrer do trabalho).

7.2.3 Outros Agentes

7.2.3.1 EPE – Empresa de Pesquisa Energética

A EPE criada em 2004 tem a finalidade de executar estudos e pesquisas para subsidiar o planejamento do setor energético (energia elétrica, petróleo e seus derivados, gás natural, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras).

7.2.3.2 CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A CCEE foi criada em 2004 tendo como principal função a administração da contratação de energia no âmbito do ambiente de contratação regulada.

7.3 PROCESSO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

No ano de 2004 o governo brasileiro estabeleceu um novo marco regulatório buscando revitalizar o setor. Foi nesta fase que surgiu a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, que tem como atributo gerir a comercialização de energia elétrica nacional. Ela registra e administra contratos firmados entre geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores.

O Sistema Elétrico Brasileiro se utiliza de duas regras básicas no que tange a comercialização:

1. Todo consumo de energia no sistema deve estar 100% coberto por contratos de energia;
2. Os contratos de compra e venda bilaterais devem ter um lastro físico de geração capaz de produzir o montante de energia contratada de maneira sustentável. Isto é conhecido como Garantia Física ou Energia Assegurada. A produção hidrelétrica depende das condições hidrológicas, assim a garantia física de cada usina corresponde ao montante de energia que pode ser produzida com 95% de confiabilidade. É também importante

entender que as hidrelétricas não controlam sua produção de energia.

A combinação destas duas regras garante que para cada MWh de consumo no país existe um contrato de compra de energia, que por sua vez é “lastreado” por usinas que podem produzir seus montantes contratados de forma sustentável.

Com o objetivo de diminuir ainda mais o risco de quantidade de gerada, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) entre as hidrelétricas. Ele se baseia no fato de que, apesar da geração individual de cada hidrelétrica ser bastante variável, a produção total é muito mais estável. Assim, o MRE é um acordo entre as usinas hidrelétricas onde aqueles que produzem mais do que as suas Garantias Físicas transferem os direitos de uma parte da sua energia para aqueles que produziram menos. Segundo a ANEEL (2008), este ambiente de segurança motiva o investimento em geração de energia.

Existem dois ambientes para a negociação de energia elétrica no Brasil. Ambos são regulados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. A seguir têm-se a imagem que demonstra as possibilidades de contratação de energia no país.



Figura 3 - Visão geral da comercialização de energia

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (2010)

Os próximos tópicos tratarão dos dois ambientes de contratação, assim como da venda de energia no Mercado Livre (*Spot*).

7.3.1 Ambiente de Contratação Regulada - ACR

Este ambiente foi criado para a comercialização de energia entre as distribuidoras e os clientes cativos (ou regulados). Aqui toda energia é negociada através de leilões públicos

Os leilões regulados de compra de energia pelas distribuidoras são separados em leilões de energia existente (visando à renovação de contratos) e leilões de energia nova (para contratos de novas usinas).

As PCHs, usinas eólicas e de biomassa que tiveram sua energia contratada pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) se encaixam neste ambiente de contratação.

7.3.2 Ambiente de Contratação Livre - ACL

Participam do Ambiente de Comercialização Livre (ACL) agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica, além dos consumidores livres e especiais. Há liberdade para se estabelecer volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços.

Qualquer consumidor conectado ao sistema e cuja demanda seja superior a 3 MW é potencialmente livre.

Consumidores cuja necessidade seja superior a 500 kW podem comprar energia de fontes alternativas (PCH, biomassa e eólica) com desconto de pelo menos 50% nas tarifas de transmissão e distribuição. Estes são conhecidos como consumidores incentivados.

Segundo dados da CCEE (2008), este mercado está crescendo em ritmo acelerado. Até então, 703 consumidores livres e autoprodutores registrados cuja carga corresponde a aproximadamente 28% do consumo total do Sistema Interligado Nacional (SIN).

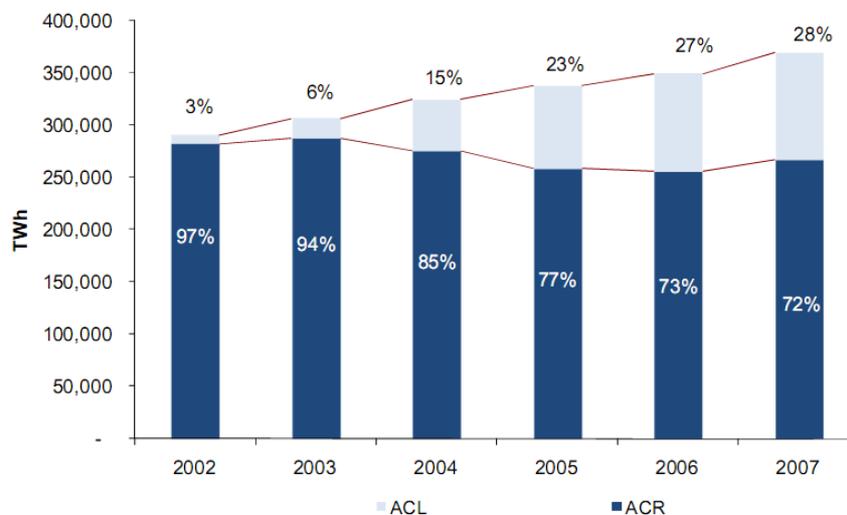


Gráfico 1 - Evolução da comercialização no ACR e ACL
Fonte: EPE (2008)

7.3.3 Mercado de Curto Prazo

Comparando os contratos de compra e venda e medição da geração de uma determinada usina, a CCEE consegue contabilizar as diferenças entre o que foi produzido (verificado) e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo (*spot*), valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Assim, pode-se dizer que o Mercado de Curto Prazo é o mercado das diferenças (CCEE). A figura a seguir ilustra a explicação:

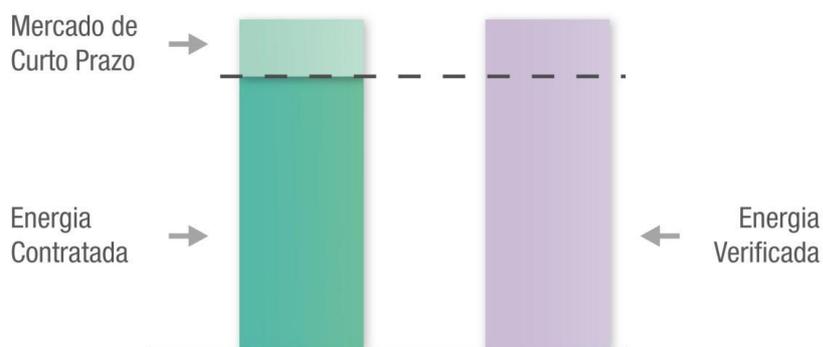


Figura 4 - Energia comercializada no Mercado de Curto Prazo
Fonte: CCEE

O PLD é calculado semanalmente pelo CCEE para cada patamar de carga e para cada submercado. Tem como base o Custo Marginal de

Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de duração e para cada submercado (CCEE, 2009).

7.4 GARANTIA FÍSICA

Levando em consideração que o Sistema Elétrico Brasileiro é suprido predominantemente por energia hidráulica – com difícil previsibilidade, o planejamento deste sistema segue o critério probabilístico. Ou seja, este planejamento considera a máxima carga que pode ser suprida a um risco pré-fixado de não atendimento em 5%.

Depois de estudos a usina recebe do Ministério de Minas e Energia (MME) a sua Garantia Física ou Energia Assegurada, que representa a quantidade de energia que a usina tem maior chance de gerar em uma hora. A metodologia de cálculo é abordada pela Portaria nº 303 do MME, de 18 de novembro de 2004 e pela Portaria nº 258 do MME, de 28 de julho de 2008.

Assim, considerando que existe diferença entre a potência instalada e a garantia física, a usina pode comprometer em contrato apenas a energia assegurada (garantia física).

7.5 MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA – MRE

O MRE foi criado para que os geradores de energia elétrica compartilhem os riscos hidrológicos. Assim, o MRE transfere contabilmente a geração excedente para aqueles que geraram mais do que suas Garantias Físicas para aqueles que geraram abaixo.

Este mecanismo é obrigatório para as usinas com despacho centralizado e opcional para as PCHs.

O gráfico a seguir mostra um exemplo de geração de uma determinada usina. Entre os meses de abril e novembro a empresa estaria recebendo energia do MRE e nos demais meses, doando.

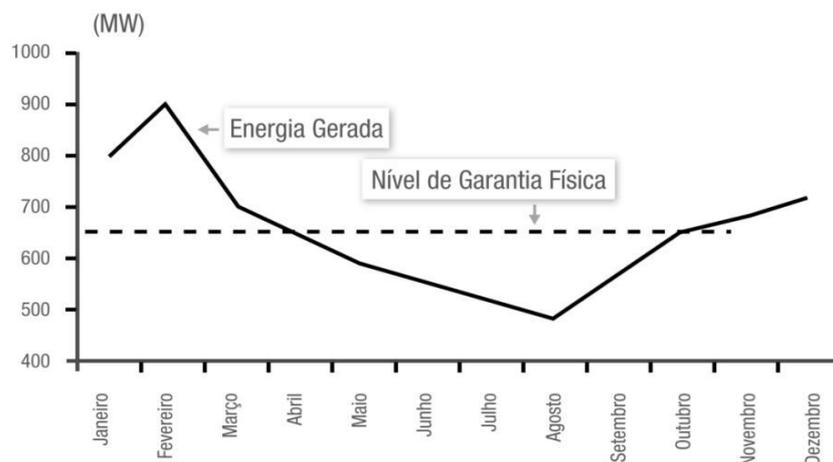


Gráfico 2 - Gráfico de Garantia Física e Geração Real
Fonte: CCEE

De acordo com informações tiradas da página eletrônico da CCEE, todas as alocações de energia dentro do MRE são ressarcidas por meio da Tarifa de Energia de Otimização - TEO, responsável por compensar os custos de geração das usinas que produziram mais do que sua Garantia Física “doando” o excedente ao MRE.

7.6 DISTRIBUIÇÃO

Conforme dados da Aneel (2008), a conexão e atendimento ao consumidor, são realizados pelas empresas de distribuição de energia elétrica. São 64 concessionárias responsáveis pelo atendimento de 61 milhões de unidades consumidoras.

A relação entre os agentes operadores e os agentes consumidores do setor brasileiro de energia, pode ser observada na figura abaixo:

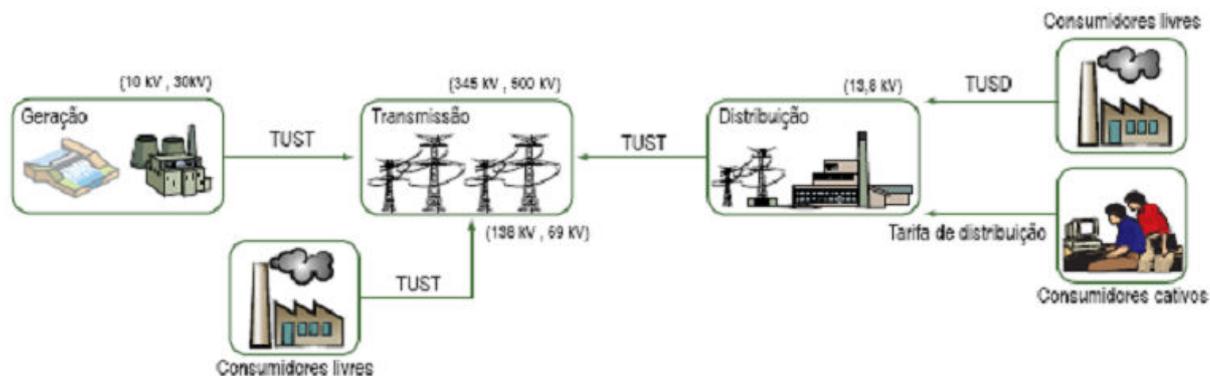


Figura 5 - Fluxo de energia elétrica – Da geração ao consumo
Fonte: Atlas da Aneel, 2008

7.7 TRANSMISSÃO

Conforme Aneel (2008), o segmento de transmissão no Brasil é formado por 90 mil quilômetros de extensão. Toda esta rede de linha de transmissão é necessária, pois, na maior parte dos casos, a energia elétrica é gerada por usinas hidrelétricas distantes dos grandes centros consumidores.

7.8 GERAÇÃO

Conforme Aneel (2008), o Brasil conta com 1.768 usinas em operação, totalizando potência instalada de 104.816 MW. Do total de usinas, 159 são hidrelétricas, 1.042 térmicas abastecidas por fontes diversas (gás natural, biomassa, óleo diesel e óleo combustível), 320 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), duas nucleares, 227 centrais geradoras hidrelétricas (pequenas usinas hidrelétricas) e uma solar. Este segmento conta com mais de 1.100 agentes regulados entre concessionárias de serviço público de geração, comercializadores, autoprodutores e produtores independentes.

A capacidade instalada de geração de energia nacional no ano de 2008 teve um acréscimo de 2,26 GW, chegando ao total de 102,6 GW. Isto representa um ganho de 2,26% em um ano de crise mundial. Nos anos de 2007 e 2006 este percentual foi ainda maior, 3,66% e 4,21%, respectivamente (ANEEL, 2008).

7.9 MATRIZ DE OFERTA E CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Dados da Internacional Energy Agency (2009) mostram o atual quadro da matriz energética mundial: dependência brutal de fontes não renováveis de energia elétrica. O que é pior, a maior parte destas fontes é extremamente prejudicial ao meio-ambiente por emitirem gases que comprometem a camada de ozônio. Abaixo temos os dados de 1973 e de 2007, para que possamos comparar a evolução das fontes energéticas no mundo:

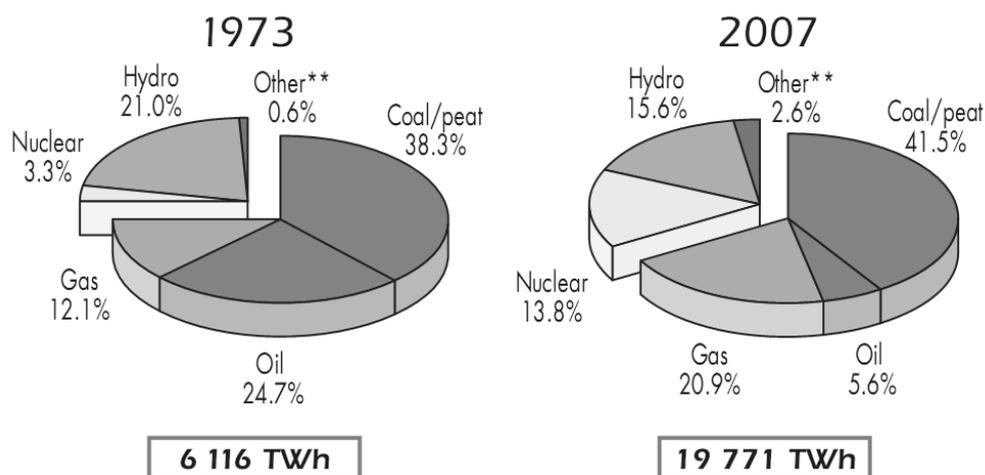


Gráfico 3 - Matriz Energética Mundial
Fonte: Key World Energy Statistics – IEA - 2009

Podemos observar que as fontes renováveis – em destaque – ganharam pouco espaço na matriz energia considerando que se passaram 34 anos entre as duas análises. Enquanto que a capacidade de geração instalada aumentou mais de três vezes, as fontes renováveis saíram de 24,9% de participação na matriz energética, para 32%.

No Brasil a matriz energética é bem diferente. Somos considerados umas das nações mais avançadas em utilização de fontes renováveis e não-poluentes no mundo. Abaixo segue a tabela das fontes energéticas no Brasil:

Tabela II - Matriz Energética Brasileira

TIPO	CAPACIDADE INSTALADA (kW)	%
Hidro	78.947.833	68,18
Gás	12.139.501	10,48
Petróleo	5.901.507	5,11
Biomassa	6.351.460	5,48
Nuclear	2.007.000	1,73
Carvão Mineral	1.530.304	1,32
Eólica	740.784	0,64
Importação	8.170.000	7,06
TOTAL	115.788.389	100

Fonte: Banco de Informação de Geração – ANEEL – 2010

Se considerarmos a produção nacional de energia – excluindo as importações – a participação de hidrelétricas na matriz energética brasileira chega a 73,36%, contra 15,6% praticadas no restante do planeta. Já as

energias renováveis (hidro, biomassa, nuclear e eólica) correspondem por 81,81% do total produzido no país.

Dados da EPE - Empresa de Pesquisa Energética (2007) - indicam que entre os anos de 1970 e 2003 a oferta de energia hidráulica cresceu em média 6,4% ao ano, isto corresponde a 2,5 vezes o crescimento médio mundial. Apesar disso, apenas 30% do potencial brasileiro esta sendo explorado - situação bem diferente da vista em países desenvolvidos.

De acordo com a EPE (2006), o potencial hidrelétrico nacional ainda não explorado chega a 181.580 MW, sendo 42,7% localizado na região amazônica e os demais 57,4 estão distribuídos nas demais regiões. Mas é na região Norte que a EPE espera o maior crescimento na Potência Hidrelétrica Instalada. É possível observar na Figura V a seguir, que enquanto as regiões Nordeste, Sudeste e Sul tendem a ter evoluções semelhantes nos próximos anos, a região Norte terá um salto considerado no que tange a geração de energia.

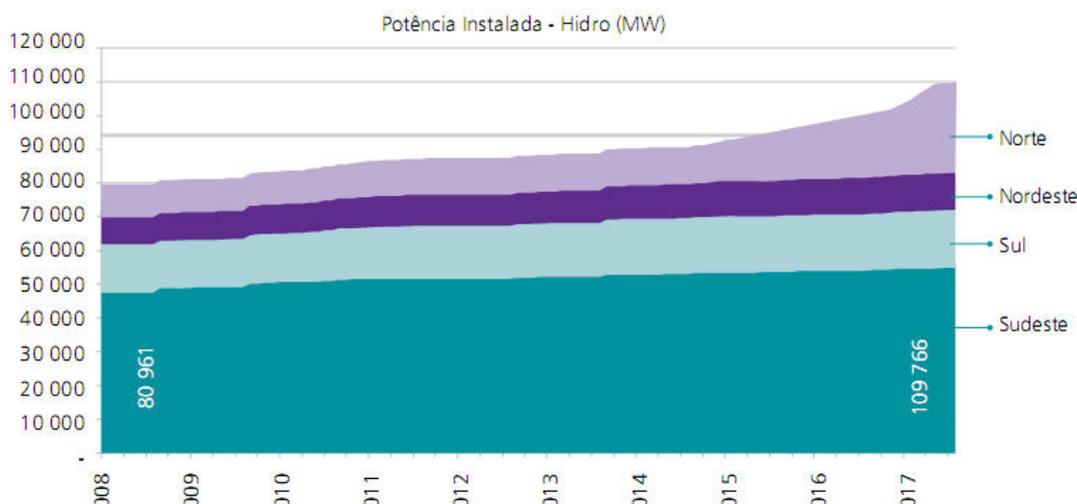


Figura 6 - Evolução do potencial instalado por região
Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2008)

No entanto, devemos observar um fato importante que pode influenciar na análise. O Plano Nacional de Energia (2007), desenvolvido pelo EPE, coloca com propriedade a questão:

Dois terços do território nacional está coberto por dois biomas de alto interesse do ponto-de-vista ambiental, como o são a Amazônia e o Cerrado, e que 70% do potencial hidrelétrico brasileiro a aproveitar localizam-se nesses biomas, pode-se antever grandes dificuldades para a expansão da oferta hidrelétrica. Dificuldades que são ampliadas por uma abordagem que se apóia em uma ótica ultrapassada, pela qual projetos hidrelétricos, por provocarem impactos socioambientais, não podem constituir-se em elementos de integração e inclusão social, e também de preservação dos meios naturais (EPE, 2007, p. 15).

O Brasil atualmente é o quinto país mais populoso do mundo e em 2008 cerca de 95% da população tinha acesso à rede elétrica. Segundo a ANEEL (2008), “de todos os segmentos de infra-estrutura, a energia elétrica é o serviço mais universalizado”.

Para isto, o Brasil conta com um sistema conjunto composto por usinas, linhas de transmissão e ativos de distribuição: o Sistema Interligado Nacional (SIN). Este sistema foi surgindo ao longo de tempo com as conexões feitas entre os antigos sistemas regionais. Mesmo assim, ainda existem diversos sistemas de menor porte chamados de Sistemas Isolados, que se concentram principalmente na região Amazônica.

Dados disponibilizados pelo Ministério de Minas e Energia (2007) mostram que o Brasil é o 10º maior gerador de energia elétrica no mundo, e dos quinze maiores ele é o que apresenta maior percentual de geração hidráulica e de outras fontes renováveis (Figura 7).

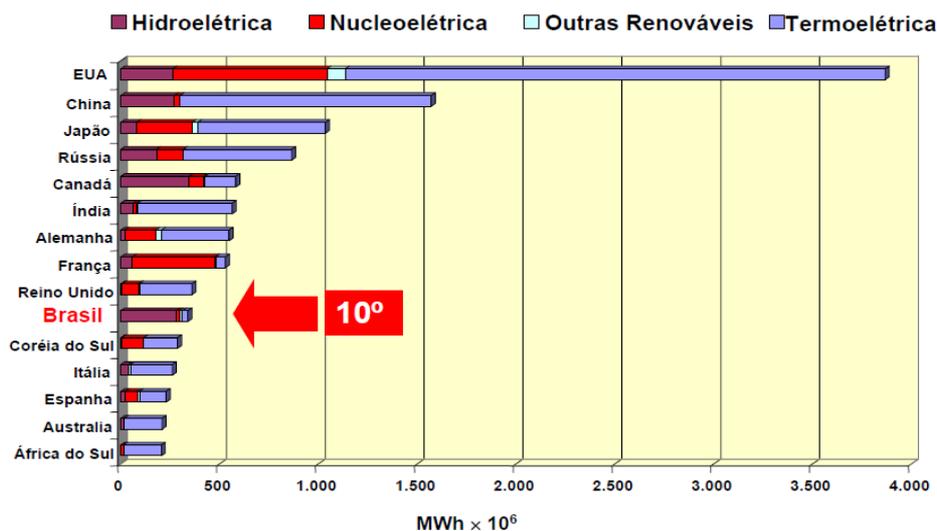


Figura 7 - Maiores geradores de energia no mundo e sua matriz energética
 Fonte: Ministério de Minas e Energia (2007)

Dois variáveis costumam direcionar o crescimento do consumo de energia no Brasil e no Mundo: desenvolvimento econômico e crescimento populacional. Dados fornecidos pela ANEEL (2008) mostram que entre o ano 2000 e 2005 o consumo de energia elétrica aumentou 13,93% enquanto que o Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro cresceu 14,72%. Pela série histórica disponibilizada pelo ONS é possível observar que entre os anos de 1988 e 2007 o volume de energia elétrica absorvido pela região Sudeste e Centro-Oeste aumentou 83,71%, enquanto que a região Norte teve acréscimo de 184,71%, no Nordeste, de 130,79% e, no Sul, 128,53%.

Os vetores que compõem a Oferta Interna de Energia Elétrica são: perdas na distribuição (15%) e Consumo Final (85%), sendo que, em 2006, as perdas foram de 15,3%. Por sua vez, o Consumo Final, cujo montante foi de 411,9 TWh em 2007 (crescimento de 5,6% sobre 2006), é constituído por 46,7% de uso industrial, 22,1% de uso residencial, 22,7% de uso comercial e público, e 8,5% de uso em outros setores (ANEEL, 2008).

7.10 ENERGIA HIDRÁULICA

Conforme o Atlas de Energia Elétrica do Brasil, desenvolvido pela Aneel em 2008, a água é o recurso natural mais abundante na Terra e também uma das poucas fontes para produção de energia que não contribui para o aquecimento global e ainda é uma fonte renovável, ou seja, pelos efeitos da

energia solar e da força da gravidade, o líquido transforma-se em vapor que se condensa em nuvens, retornando à superfície terrestre sob a forma de chuva.

A energia hidrelétrica é gerada pelo aproveitamento do fluxo das águas em uma usina na qual as obras civis – que envolvem tanto a construção quanto o desvio do rio e a formação do reservatório – são tão ou mais importantes que os equipamentos instalados.



Figura 8 - Hidrelétrica de Itaipu
Fonte: Banco de Imagens de Itaipu

Para produzir a energia hidráulica é necessário integrar a vazão do rio, a quantidade de água disponível em determinado período de tempo e os desníveis do relevo, sejam eles naturais, como as quedas d'água, ou criados artificialmente.

A usina é composta dos seguintes itens: barragem, sistema de captação e adução de água, casa de força e vertedouro, que funcionam em conjunto.

A função da barragem é interromper o curso normal do rio e permitir a formação do reservatório. O sistema de captação e adução de água é constituído por túneis que conduzem a água até a casa de força. A casa de força é onde ficam instaladas as turbinas e geradores. O vertedouro tem a função de permitir a saída da água sempre que os níveis do reservatório ultrapassarem os limites recomendados, seja por excesso de água da chuva, ou a existência de água em quantidade maior do que a necessária para a geração de energia.

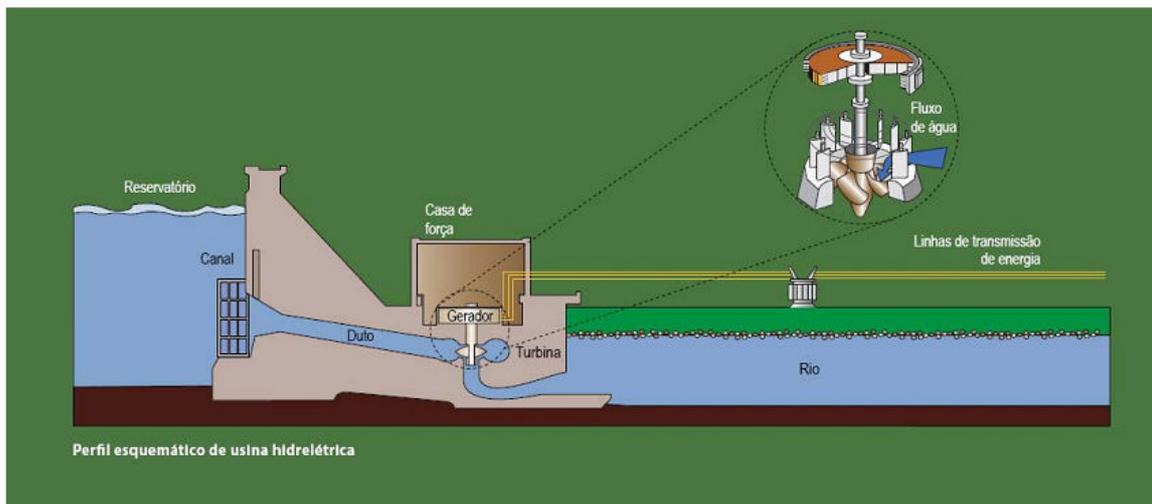


Figura 9 - Perfil Esquemático de uma usina hidrelétrica
Fonte: Atlas da Aneel 2008

8 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (PCH)

Nas primeiras oito décadas do setor elétrico, as hidrelétricas no Brasil eram dispostas com poucas centenas de quilowatts (kW). Elas só viriam a perder importância na década de 1960 (TIAGO FILHO, 2004). Por isso, alguns consideram as PCHs como uma volta às origens da hidreletricidade nacional.

São consideradas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) empreendimentos com potencial superior a 1.000 kW (1 MW) e igual ou inferior a 30.000 kW (30 MW) e com área total de reservatório igual ou inferior a 3 km². Assim, elas representam uma forma rápida e eficiente de promover a expansão da oferta de energia elétrica, visando suprir a crescente demanda observada no mercado brasileiro (ANEEL, 2003).

As PCHs recebem incentivos da ANEEL e do Ministério de Minas e Energia por representarem uma forma de diversificar as atuais fontes de energia, assim o país diminui a sua dependência de usinas colossais, como é o caso de Itaipú. A seguir temos uma foto da PCH Jataí (Jataí-MG), gerenciada pela Brasil PCH S.A.:



Figura 10 - PCH Jataí
Fonte: Brasil PCH S.A.

Na tabela a seguir podemos observar a atual matriz energética brasileira de uma forma diferente. Aqui as Usina Hidrelétricas estão separadas das Pequenas Centrais Hidrelétricas e das Centrais Geradoras Hidrelétricas.

Tabela III - Matriz Energética Brasileira com as PCHs separadas das UHE

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quant.	Potência	Potência	%
Usina Hidrelétrica de Energia (UHE)	167	75.559.377	75.727.799	70,28
Usina Termelétrica de Energia (UTE)	1.329	28.571.543	26.023.574	24,15
Pequena Central Hidrelétrica (PCH)	363	3.114.089	3.071.534	2,85
Usina Termonuclear (UTN)	2	2.007.000	2.007.000	1,86
Central Geradora Eolielétrica (EOL)	39	744.380	740.784	0,69
Central Geradora Hidrelétrica (CGH)	316	182.101	180.500	0,17
Central Geradora Solar Fotovoltaica	1	20	20	0
Total	2.217	110.178.510	107.751.211	100

Fonte: BIG – Banco de Informações de Geração - ANEEL (2010)

Como podemos observar, as PCHs representam apenas 2% do total de energia hidráulica criada. Para revitalizar este setor o governo passou a oferecer incentivos para tornar o empreendimento interessante e aumentar a sua participação na matriz energética nacional. Entre os anos de 1995 e 2002, cerca de vinte leis, resoluções e decretos foram criados para incentivar novos empreendimentos em PCHs no Brasil (ANEEL, 2003). Entre os principais podemos citar:

- Autorização não-onerosa para explorar o potencial hidráulico;
- Descontos não inferiores a 50% nos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição;
- Isenção de aplicação anual de no mínimo 1% da receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico;
- Livre comercialização de energia com consumidores ou conjunto de consumidores;
- PROINFA – Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica instituído com o objetivo de aumentar a participação de energia elétrica produzida por empreendimento de produtores independentes autônomos, concebidos com base em PCH, e fontes eólica e biomassa;
- Dispensa de Licitação para obtenção da concessão, bastando ao empreendedor obter autorização da ANEEL;

- Isenção do pagamento de Uso de Bem Público (UBP);
- Isenção relativa à compensação financeira, paga aos Estados e Municípios, pela utilização de recursos hídricos;
- Possibilidade de comercializar de imediato a energia elétrica produzida com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.

8.1 PERSPECTIVAS PARA AS PCHs NO BRASIL

Dados do Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas (CERPCH) e da ANEEL mostram que o potencial gerador das PCHs no Brasil é de 12,31 GW, equivalente a potência instalada de Itaipu. A imagem a seguir mostra o potencial para PCHs dividido por regiões no Brasil.

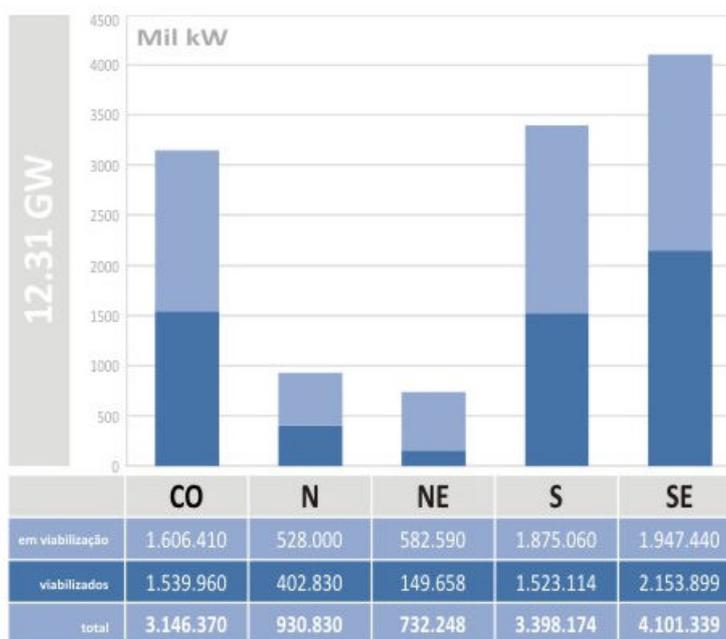


Figura 11 - Potencial hidrelétrico para PCHs
Fonte: CERPCH

É uma capacidade que se for tirada do papel deverá exigir investimentos de pelo menos R\$ 49 bilhões, já que cada MW instalado custa entre R\$ 4 a R\$ 5 milhões. Para se ter uma idéia do significado disso, erguer os 3,2 mil MW da usina de Jirau, a segunda do Madeira que foi leiloada em maio de 2008, serão aplicados recursos da ordem de R\$ 8 bilhões (CERPCH).

Com desconto na tarifa de transmissão, direito a incentivos fiscais e menor complexidade nos processos de licenciamento ambiental, investir em PCH entrou no radar de boa parte dos grandes grupos de energia no Brasil. É o caso, por exemplo, da Tractebel, Energias do Brasil, AES Tietê, CPFL Energia, entre outros. Mas não foram só elas, os fundos de investimento também detectaram no segmento um potencial muito grande para suas aplicações com boa margem de rentabilidade para seus ativos.

O Fundo Ersa, controlada pelo Pátria Investimentos, é um exemplo disso. Criado em 2006, o Ersa tem planos de investir R\$ 700 milhões em 12 PCHs em Minas Gerais, o que totalizaria uma capacidade de 167 MW. A primeira PCH já está em construção em Antônio Dias (MG). Capaz de gerar 10 MW, o empreendimento entrará em operação neste ano de 2010.

O interesse é crescente já que o atual estreitamento entre o nível da oferta e da demanda de energia no Brasil (Gráfico 4), tirar uma PCH do papel é relativamente rápido. Demora entre um ano e dois anos para começar a operar.

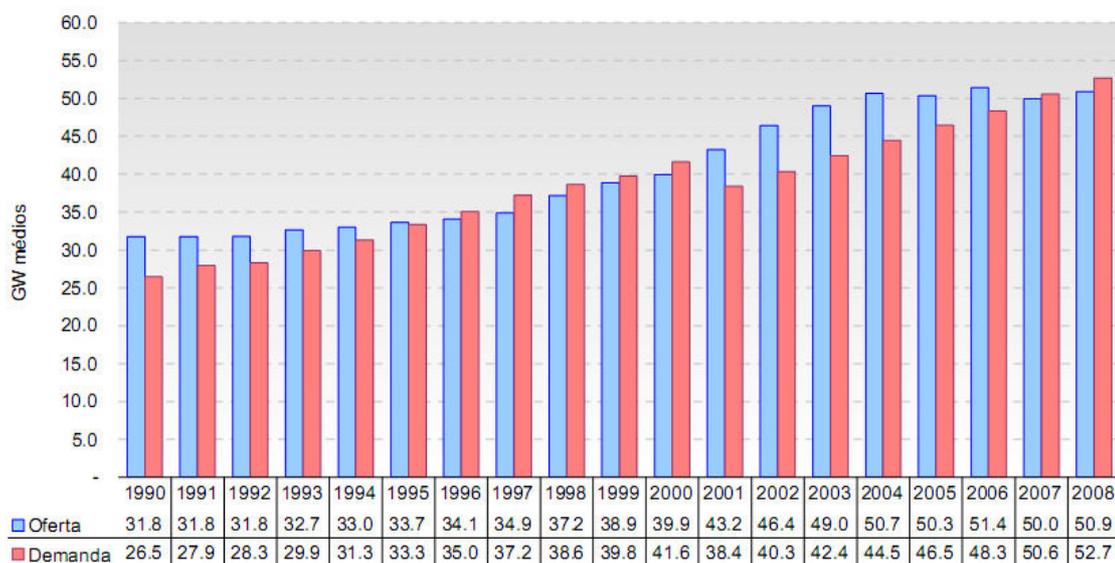


Gráfico 4 - Histórico: Oferta de garantia física x Demanda
Fonte: Ernst Young (2008)

Podemos notar que entre os anos de 1996 e 2000 a demanda foi maior que a oferta. Foi quando surgiu o racionamento de energia que deu fôlego ao sistema até 2006, quando a oferta e demanda de energia voltaram a se estreitar.

8.2 FINANCIAMENTOS

O Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) é o tradicional parceiro dos empreendedores em infraestrutura. A própria instituição informa em sua página eletrônica que “a solução dos problemas de infraestrutura é condição necessária para a melhoria do bem-estar da população, permitindo que todos tenham acesso a serviços básicos como energia elétrica, comunicações, transportes urbanos e saneamento”. Mais do que isso, a infra-estrutura adequada faz com que a economia nacional enriqueça, com melhores formas de escoamento dos produtos ou com a luz chegando aos mais distantes municípios que proporcionará aquele cidadão comprar um refrigerador e os produtos que ele irá consumir.

Para o setor de energia elétrica, o BNDES disponibiliza o Finem. De acordo com o banco de fomento, este financiamento é adequado para os investimentos com longo prazo de maturação e um elevado volume de investimento. A instituição pode combinar diferentes financiamentos em um único projeto, buscando melhorar as condições ao empreendedor. Por exemplo, em um caso em que a usina hidrelétrica fique distante da subestação, ou seja, um projeto proposto de uma hidrelétrica com uma linha de transmissão pode ter diferentes financiamentos para a usina e para a linha de transmissão.

As características do Finem para a geração de energia elétrica variam conforme o porte e a natureza do empreendimento. Focaremos aqui no financiamento às Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) que utiliza fonte renovável:

- Prazo máximo de amortização: 14 anos
- Taxa de juros: 0,9% a.a. + TJLP + Risco de Crédito (até 3,57% a.a. dependendo do cliente)
- Participação máxima do BNDES na estrutura de capital: 80%
- Pode ser operação com Apoio Direto ou Indireto. O primeiro acontece quando o BNDES financia diretamente o empreendedor e a segunda é quando outra instituição financeira credenciada trabalha como agente de intermediação entre o BNDES e o cliente, assumindo o risco de crédito.

- Caso o empreendimento seja financiada da forma Indireta, a taxa de juros será acrescida da remuneração cobrada pela instituição intermediária.

O BNDES também oferece um programa que tem o objetivo de incentivar o investimento em bens de capital. O chamado Programa de Sustentação dos Investimentos (PSI) foi criado em 2008 como uma das ações adotadas pelo Governo Federal para incentivar a economia em um ano de crise internacional.

O PSI oferece taxas bastante vantajosas para a compra de máquinas e equipamentos nacionais cadastrado no BNDES utilizados nas PCHs. O Banco de Fomento também financia o capital de giro associado a tais bens de capital. As características do PSI, correspondentes aos itens utilizados por uma PCH, seguem abaixo:

- Taxa de juros até 31 de julho de 2010: 4,5% a.a.;
- Taxa de juros após 31 de julho de 2010: 5,5% a.a.;
- Nível de Participação: até 100% dos itens financiáveis para as micros, pequenas e médias empresas;
- Prazo Total: 10 anos;
- Prazo de Carência: de 3 a 24 meses;

Assim como o Finem, o PSI pode ser contratado de forma direta e indireta. Porém, na segunda opção seria incluída a taxa de intermediação financeira à taxa de juros citada nos tópicos acima.

Um ponto importante autorizado pelo BNDES é a utilização do Finem em conjunto com o PSI, assim o primeiro financiaria a obra civil, linha de transmissão, casa de força, e outros, enquanto que o segundo financiaria as máquinas geradoras de energia.

Existe uma terceira ferramenta de apoio aos investimentos em infraestrutura que é pouco conhecida pelos empreendedores. O Fundo de Amparo ao Trabalhador (FAT) disponibiliza a linha de crédito FAT Infra-Estrutura Econômica que tem como finalidade “gerar novas oportunidades de emprego e

renda, bem como contribuir para o aumento da competitividade brasileira”, segundo a página eletrônica da instituição. A sua grande vantagem perante o Finem do BNDES é o seu longo prazo para amortização. Abaixo segue suas características:

- Prazo Máximo: 25 anos;
- Prazo de Carência: até 2 anos;
- Taxa de Juros: TPLJ + 5,5% a.a. (máximo);
- Nível de Participação: até 100% do projeto.

O FAT é administrado pela Caixa Econômica Federal, mas os seus recursos são provenientes do BNDES. Assim, a taxa de juros indicada acima contém, dentro do adicional 5,5%, aproximadamente 2,5% ao BNDES e 3% à Caixa Econômica Federal, que está assumindo o risco de crédito. Contudo este valor é o máximo cobrado, indicando que para projetos de risco menor os juros são igualmente inferiores.

A quarta opção de financiamento é a venda de parte da empresa ou de debêntures para Fundos de Investimento que são especializados ou não em infra-estrutura. Neste exemplo podemos citar o fundo de *Private Equity* (fundos com a característica de comprar participação em empresas) do Banco Real InfraBrasil.

8.3 IMPLANTAÇÃO DE UMA PCH

A implantação de uma Pequena Central Hidrelétrica passa por diversas etapas e necessita da aprovação de alguns órgãos governamentais. Entre eles está a ANEEL e a FEPAM – Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luis Roessler, no caso do Rio Grande do Sul. Contudo, o Governo Federal deixa claro que tem pressa na implantação de novos geradores de energia, e como os danos ambientes causados pelas PCHs são pequenos perto dos causados pelas Usinas Hidrelétricas, o projeto tende a passar sem problemas pelo Ministério do Meio Ambiente, desde que o empreendedor apresente propostas adequadas no que tange ao meio ambiente.

De forma simplória o empreendedor deve passar pelas seguintes etapas:

- 1) Inventário
- 2) Autorização
- 3) Regularização com o órgão ambiental
- 4) Elaboração do projeto de engenharia
- 5) Construção da usina
- 6) Obtenção da Licença de operação

A seguir temos um fluxograma de implantação de uma PCH:

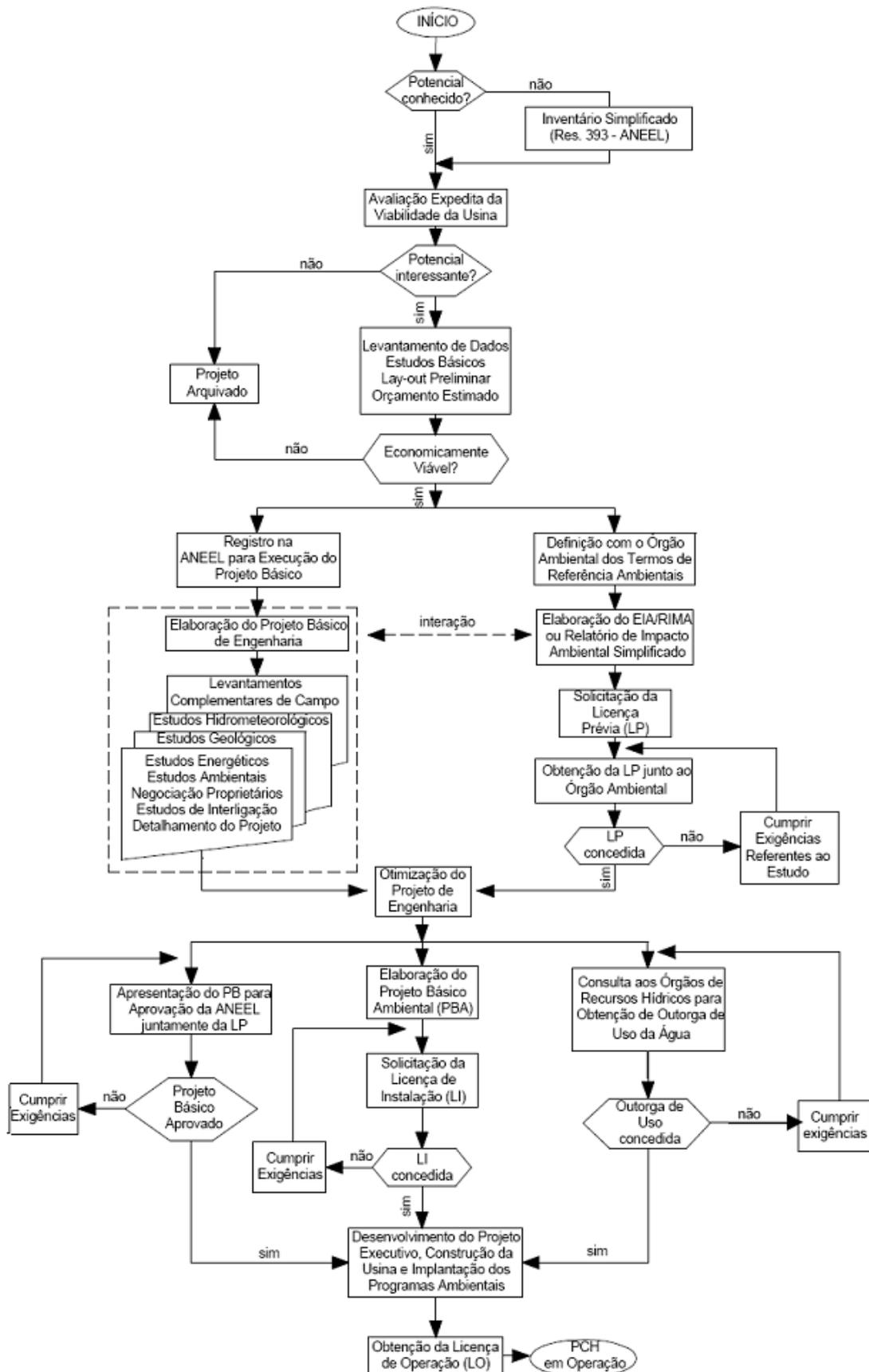


Figura 12 - Fluxograma de implantação de uma PCH
Fonte: ANEEL (2008)

8.4 INVESTIMENTO INICIAL

Conforme a bibliografia anteriormente citada, o investimento inicial pode ser determinado através do levantamento de todas as necessidades de recursos para colocar a empresa em atividade. Assim, os investimentos necessários antes da empresa gerar caixa podem ser divididos em: despesas pré-operacionais; investimento em ativos fixos; e, saldo de caixa inicial.

- 1) Despesas Pré-Operacionais: gastos com projeto, estudos, viagens e diárias, gerenciamento e supervisão da obra;
- 2) Investimentos em Ativos Fixos: terreno, terraplanagem, acesso, barragem (barramento), tomada d'água, escavações, tubulação, casa de força, geradores, painéis, subestação, linha de transmissão, estoque de materiais para manutenção, meio ambiente;
- 3) Capital de Giro Inicial: necessário para pagar fornecedores, salários, entre outros.

É importante destacarmos os chamados custos irrecuperáveis, já que podem ser elevados quando tratamos de PCHs. Eles acontecem quando há prospecção de local, estudos hidrológicos, viabilidade ambiental, licenças, projetos básicos, entre outros.

8.5 DESPESAS

Neste tópico trataremos das principais despesas observadas nas Pequenas Centrais Hidrelétricas. Ele tratará das despesas que surgirão a partir do início da operação comercial.

8.5.1 Despesas Operacionais

As despesas operacionais são necessárias para o funcionamento do empreendimento e devem estar inclusas no projeto inicial da empresa.

As Pequenas Centrais Hidrelétricas usualmente têm as seguintes despesas operacionais:

- 1) **Manutenção e Operação:** despesas referentes a serviços rotineiros de manutenção e operação da Usina. São gastos operacionais, como custos e salários da produção, e também envolvem os desembolsos necessários para a manutenção, como inspeções, gastos com conservação da usina e estrada, óleo diesel, extintores, entre outros;
- 2) **Peças Sobressalentes:** como qualquer empresa, algumas máquinas e peças se desgastam com o tempo. As peças precisarão estar devidamente armazenadas no almoxarifado, para que a geração não pare por qualquer problema. O estoque é adquirido no início da operação comercial e as peças utilizadas são novamente compradas para abastecer o estoque;
- 3) **Ferramentas:** também devem ser adquiridas no início da operação comercial e sempre que precisar para novas necessidades e reposição de perdas e quebras;
- 4) **Seguros:** anualmente deverá ser contratado o seguro para cobertura de riscos operacionais/lucro cessante que assegurará o empreendedor contra algum prejuízo ocasionado pela parada da operação da usina. Também será contratado o seguro de responsabilidade civil, que assegurará o empreendedor contra terceiros;
- 5) **Despesas Ambientais:** além do primeiro projeto enviado à FEPAM, surgirão outras necessidades ambientais que serão realizadas durante o período de operação comercial;
- 6) **Despesas Administrativas:** servem de apoio a atividade fim do projeto. Gastos com telefonia, informática, centro de controle, manutenção de veículos, combustível, hotel, correios, são exemplos de despesas administrativas necessárias;
- 7) **Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição:** será paga a Taxa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) mensalmente. Esta taxa é cobrada de acordo com o kW instalado. As PCHs têm uma vantagem nesse quesito, já que como forma de incentivo o Governo Federal decretou que seja dado 50% de desconto. O valor pago depende da distribuidora da região. O cálculo é feito dessa forma: $TUSD \times Energia\ Instalada\ (kW) \times 50\%$;

- 8) **Taxa de Fiscalização da ANEEL:** é cobrada uma taxa fixa mensal de 0,5% sobre a receita bruta pela ANEEL.

8.5.2 Outras Despesas

Também podemos citar outra despesa que não está diretamente relacionada às operações. É ela:

- 1) **Despesas Financeiras:** se a empresa recorrer a empréstimos ou financiamentos haverá despesas financeiras. Para a empresa que opta por financiar seu empreendimento, entre todas as despesas essa será a mais relevante nos primeiros anos. No estudo de caso veremos o impacto do financiamento em um projeto de PCH.

9 ESTUDO DE CASO

O estudo de caso deste trabalho foi feito com base em um exemplo real da análise de implantação de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH). Aqui são abordados os aspectos financeiros que podem influenciar na tomada de decisão do futuro empreendedor.

Começamos fazendo uma abordagem dos Custos Irrecuperáveis e dos Investimentos Iniciais necessários para se construir uma PCH. Em seguida tratamos das despesas e receitas incorridas, para então desenvolvermos a Demonstração do Resultado do Exercício e o Fluxo de Caixa do projeto.

Utilizando as premissas e perspectivas desenvolvidas, projetamos os Fluxos de Caixa Futuros da PCH. Depois de serem descontados encontramos o valor presente dos fluxos de caixa futuros. E então, temos os dados necessários para calcular o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Pay-Back*.

O objetivo é chegarmos ao final deste estudo aprovando ou rejeitando o projeto, além de conhecer os pontos fundamentais para o sucesso financeiro do empreendimento.

9.1 A EMPRESA

A empresa que está estudando a implantação de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) conta com outras quatro de porte parecido atualmente em operação. Outros 20 projetos estão em estudo, sendo dois projetos de Usinas Hidrelétricas. A capacidade geradora instalada atual é 102 MW, até 2015 a empresa planeja ter 685,5 MW em operação.

Fundada em 1999, a companhia surgiu com o objetivo de explorar as oportunidades que apareciam no setor de energia elétrica que acabara de ter sua legislação alterada, permitindo que investidores privados aproveitassem o déficit de oferta que havia no mercado. Entre 1999 e 2010, a empresa já investiu R\$ 500 milhões – entre capital próprio e de terceiros – em PCHs.

Atualmente a empresa conta com aproximadamente 270 funcionários diretos, entre engenheiros, administradores e operários.

Além de projetos hídricos, a companhia também estuda investir em termelétricas a gás e biomassa, usinas eólicas e solares.

9.2 DESCRIÇÃO DA PCH ESTUDADA

O empreendimento analisado será construído na região norte do Estado do Rio Grande do Sul. Fica a 81 km da foz do Rio Carreio, nos municípios de Serafina Corrêa e Nova Bassano. Será utilizada uma queda existente em uma curva fechada (cotovelo) do rio. No trecho superior será construída uma barragem com altura máxima de 25m. A queda bruta é incrementada para 31,5m permitindo a instalação de 24 MW de potência geradora.

A barragem servirá para acumulo de água e desvio do rio ao sistema de adução. Um túnel encaminhará o fluxo de água até a casa de força situada na parte baixa da curva.

A seguir temos uma imagem para servir de ilustração ao discorrido anteriormente. Podemos observar que no alto do rio - à esquerda, há uma barragem, já no lado direito existe um galpão azul, que é a casa de força – onde estão os geradores. Assim, podemos entender que o fluxo do rio corre por dentro do morro até alcanças a casa de força.



Figura 13 - PCH instalada em uma curva ("cotovelo")
Fonte: Da Ilha Energética S.A.

O prazo para a empresa explorar esta área é de 30 anos, prorrogável por mais 30 anos. Sabendo que o tempo de construção é de dois anos, o período que a empresa terá para operar comercialmente o projeto é de 28 anos – sem contar a possibilidade de prorrogação.

9.3 CUSTOS IRRECUPERÁVEIS

Conforme a bibliografia consultada, custos irrecuperáveis são os recursos aplicados na fase de estudo do projeto. Fundamentais para a tomada de decisão. Como a decisão poderá não ocorrer, esta fase de custos não pode ser atribuída ao projeto.

Para um projeto de PCH estas despesas são significativas, já que o empreendimento que surge tem um valor elevado. Esse processo leva em média 150 dias. A seguir temos a tabela com as contas e valores estimados:

Tabela IV - Custos Irrecuperáveis

Prospecção	70.000
Topografia	50.000
Estudo hidrológico	40.000
Avaliação ambiental	30.000
Projeto básico	600.000
Licenciamentos	70.000
Custos irrecuperáveis	860.000

Fonte: Desenvolvido pelo autor

Não é necessário licitação para que um projeto de PCH seja autorizado pela MME e pela ANELL.

9.4 INVESTIMENTO INICIAL

Depois dos gastos com prospecção, análise de investimento e obtenção da licença, temos os investimentos que fará a PCH sair do papel e se tornar um empreendimento de fato.

Para desenvolvermos este trabalho utilizamos dados baseados em antigos projetos da empresa e também fontes abertas a todos, como o documento Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais

Hidrelétricas (ELETROBRÁS, 2000), o Manual de Procedimentos para Dimensionamento Básico de Micro e Minicentraís Hidrelétricas (CERPCH) e o livro PCHs: Aspectos Jurídicos, Técnicos e Comercias (CARNEIRO, 2010).

Para definirmos o montante total utilizado como Investimento Inicial, foi preciso primeiramente definir as despesas pré-operacionais, investimento em ativo fixo e capital de giro inicial.

9.4.1 Despesas Pré-Operacionais

Foram consideradas despesas pré-operacionais os desembolsos ocorridos antes de o empreendimento começar a operar e que não sejam gastos com investimentos em ativos permanentes. Eles também não abrangem os custos considerados irre recuperáveis. Assim, estes custos serão incorridos porque a decisão de investimento foi tomada e, portanto, fazem parte do projeto e a ele devem ser atribuídos.

Tabela V - Despesas Pré-Operacionais

Consolidação Projeto Básico	530.000
Projeto Executivo	1.550.000
Administração	1.300.000
Engenharia do Proprietário	1.700.000
Seguros de Engenharia	905.000
Seguro Garantia	1.368.000
Licenciamentos	90.000
Topografia	80.000
Despesas pré-operacionais	7.523.000

Fonte: Desenvolvido pelo autor

9.4.2 Investimento em Ativos Fixos

Alguns investimentos relacionados a seguir podem ser realizados através de contratos com terceiros, como as Obras Civis. Estas estimativas já dão margem para esta possibilidade, levando em consideração que a empresa procurará o nível ótimo entre custo e qualidade.

Como estamos tratando de uma obra de infra-estrutura de porte considerável, os Investimentos em Ativos Fixos se tornam as despesas mais

relevantes de toda obra. Na tabela a seguir, procuramos dividir os investimentos de forma que o leitor possa compreender os gastos sem exagerarmos na abrangência ou na simplificação.

Tabela VI - Investimento em Ativos Fixos

Acesso	7.500.000
Meio Ambiente	4.950.000
Programas ambientais	1.750.000
Compra de terras	1.800.000
Recuperação das áreas degradadas	800.000
Desmatamento do lago	600.000
Obras Civas	51.864.610
Barragem/Tomada D'água	9.000.000
Casa de Força	7.150.000
Subestação	286.680
Desvio do Rio	820.000
Outros (serviços preliminares / complementares)	4.920.000
Concretagem túnel e muretas	475.000
Cimento, Aço, Brita e Areia	6.855.000
Execução do Túneis	15.700.000
Chaminé de Equilíbrio	830.000
Tratamentos (barramentos e encostas)	5.300.000
Serviços diversos não contratados	527.930
Equipamentos Eletromecânicos	28.355.788
Turbinas e Geradores	12.800.000
Equipamentos Hidromecânicos	4.850.000
Auxiliares Mecânicos	1.370.000
Elétrica	5.200.000
Instalação e Montagem	4.135.788
Linha de Transmissão	2.841.000
Contingência	2.865.342
Investimento em ativos fixos	98.376.740

Fonte: Desenvolvido pelo autor

Foi feita uma reserva de contingência para gastos inesperados que possam vir a ocorrer nos Investimentos em Ativos Fixos. Este valor foi definido como sendo 3% dos Investimentos em Ativos Fixos planejados. A reserva de contingência serve para diminuir o risco de a obra precisar de um montante maior de recursos que o planejado.

9.4.3 Capital de Giro Inicial

Sabemos que o Capital de Giro Inicial é fundamental para que a empresa se mantenha em operação sem ter receitas nos primeiros meses.

Caso não tivéssemos este “caixa inicial”, o empreendimento poderia estar pronto, as máquinas funcionando, mas a empresa não teria recursos para pagar seus gastos fixos, como manutenção e operação, devido ao descompasso temporal entre o pagamento aos fornecedores e o recebimento das vendas. Para determinarmos o capital de giro necessitamos primeiramente definir o Ciclo Operacional e Financeiro da PCH.

9.4.3.1 Ciclo Operacional

Conforme visto na revisão bibliográfica, o Ciclo Operacional se constitui basicamente da soma dos dias que correspondem ao prazo médio de estoques e o prazo médio de recebimento das vendas.

Como as PCHs não dispõem de estoque de produtos prontos - devido a incapacidade de se armazenar energia – e nem de matéria-prima, já que a água na barragem não é comprada, o Ciclo Operacional destes empreendimentos se constitui do prazo médio de pagamento dos clientes, aproximadamente 30 dias.

9.4.3.2 Ciclo Financeiro

O Ciclo Financeiro é a diferença entre o Ciclo Operacional e o prazo médio de pagamento dos fornecedores, incluindo serviço e despesas operacionais.

Neste estudo de caso os maiores gastos serão com Operação e Manutenção (O&M), que incluem salários, treinamento, reposição dos bens necessários à operação e manutenção do empreendimento, entre outras despesas.

Como a maior parte destes custos é gasto com salários, segurança (terceirizado) e com a empresa de tecnologia para acompanhamento remoto da PCH, estas despesas também têm o prazo médio estimado de 30 dias.

Considerando estas estimativas, não seria necessário alocarmos Capital de Giro Inicial para a PCH. Porém, por prudência, no início da operação comercial o empreendimento terá caixa correspondente a seis meses de

despesas operacionais. No item 9.6 deste trabalho, o leitor pode encontrar os componentes da projeção das despesas correntes.

Tabela VII - Capital de Giro Inicial

Despesas Fixas e Variáveis para 6 meses	1.795.263
Capital de giro inicial	1.795.263

Fonte: Desenvolvido pelo autor

Agrupando os três diferentes fatores que compõem o Investimento Inicial, temos a tabela a seguir:

Tabela VIII - Investimento Inicial

Despesas Pré-Operacionais	7.523.000
Investimento em Ativos Fixos	98.376.740
Capital de Giro Inicial	1.795.263
Investimento Inicial	107.695.003

Fonte: Desenvolvido pelo autor

9.5 PLANEJAMENTO DAS RECEITAS

Toda venda de energia elétrica é feita através de contratos de compra e venda de energia (CCVE) com empresas de transmissão e distribuição. Estes acordos são chamados de PPAs (*Power Purchase Agreement*) e tem longa duração, varia de 10 a 20 anos.

De acordo com dados obtidos da CCEE o preço da energia no mercado a vista (Preço de Liquidação das Diferenças - PLD) variou nos últimos três anos entre o mínimo de R\$ 12,91 e o máximo de R\$ 502,45 (variação esta que é decorrente da lei da oferta e da demanda). A média seria R\$ 257,68. No entanto, o preço negociado na segunda semana de junho de 2010 é de R\$ 61,30. Isto serve para vermos a volatilidade deste preço, que muitas vezes serve como base para o preço de um contrato de longo prazo.

A energia gerada por esta PCH será vendida através de um contrato com preço fixo corrigido anualmente pelo IGP-M (Índice Geral de Preço do Mercado). Como parece impossível prever o preço do PLD daqui um ano –

quando o contrato será negociado - definimos um preço intermediário entre a média dos últimos três anos (R\$ 257,68) e o preço atual (61,30) que é R\$ 150,00 / MWh. Outros preços de energia contratualmente vendida são analisados no decorrer do trabalho, quando tratamos da sensibilidade do projeto.

Tentamos obter os preços de tais contratos de longo prazo que estão sendo fechados em 2010, porém não tivemos resposta por parte da CCEE. Na página eletrônica da entidade está disponível o preço de venda através de leilão de energia nova de apenas uma PCH (PCH Rio Bonito), R\$ 144,00 MW/h, no ano de 2009.

O projeto relatado neste estudo de caso participará do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Conforme visto anteriormente, este mecanismo dá segurança ao investidor, já que protege a empresa contra riscos hidrológicos.

Neste estudo de caso a capacidade instalada é de 24 MW, mas a Garantia Física corresponde a 51% da instalada, ou seja, 12,24 MW médio. O contrato de compra e venda será referente à energia assegurada. Caso a PCH produza mais do que isto, a energia excedente será disponibilizada no MRE (valorada pela Tarifa Marginal de Operação – TMO) e, em último caso, é vendida no mercado à vista (ao preço do PLD).

É fundamental destacar-se nesse ponto que existe uma perda de energia elétrica na linha de transmissão que é descontada da empresa geradora. Essa perda varia entre os projetos (PCHs) sendo a própria empresa a responsável por fazer este cálculo. São utilizados dois medidores: um dentro da usina e outro na Subestação, que é a porta de entrada ao SIN (Sistema Interligado Nacional). De acordo com o Engenheiro Eletricista responsável, esta obra terá 18,1 km de linhas de transmissão até a Subestação São Marcos em Guaporé, acarretando em uma perda de 3,5% de energia elétrica. Segundo o próprio engenheiro, esta é uma projeção conservadora, visto que outras obras já em operação apresentam perdas significativamente menores do que as projetadas.

Tabela IX - Planejamento da Receita

Energia Instalada (MW)		24
Energia Assegurada (MWmédio)		12,24
Preço Atual	R\$	150
Perdas na Linha de Transmissão		3,5%
Receita Atual Mensal	R\$	1.275.653
Receita Atual Anual	R\$	15.307.834

Fonte: Desenvolvido pelo autor

A tabela anterior mostra a receita atual caso a PCH já estivesse em condições de despachar energia. O cenário base do estudo de caso considera R\$150,00 como o preço da energia vendida entre o primeiro e o segundo ano de construção. Se quisermos saber qual será o preço da energia quando a usina começar a despachar comercialmente, devemos corrigir este preço pelo IGP-M.

9.6 PLANEJAMENTO DAS DESPESAS

Todas as despesas observadas em uma PCH foram tratadas com detalhes anteriormente. Nosso dever neste ponto é projetarmos os valores para o estudo de caso.

Tabela X - Planejamento das Despesas (1º ano)

	% Receita	Anual (R\$)
Despesas Operacionais		2.745.527
Manutenção e operação	7,50%	1.148.088
Sobressalentes e Ferramentas	2,10%	321.465
Seguros	1,50%	229.618
Despesas Ambientais	1,30%	199.002
Taxa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)	-	556.507
Taxa de Fiscalização da Aneel	0,50%	76.539
Administração	1,40%	214.310
Outras Despesas	-	8.544.141
Financeiras	-	8.544.141
Despesas	-	11.289.668

Fonte: Desenvolvido pelo autor

Assim como a receita, a maioria desses valores devem ser corrigidos por algum índice inflacionário – na projeção utilizamos o IGP-M. As despesas financeiras na tabela XI foram estimadas levando em consideração a estrutura de capital inicial do cenário base – 70% de capital financiado. A lacuna

Despesas Financeiras mensais não foi preenchida já que o projeto terá carência de seis meses, a partir do momento que a PCH entrar em operação. Por isso, a Despesa Financeira Anual vista na tabela, corresponde à despesa dos últimos seis meses do primeiro ano de operação.

9.7 IMPOSTOS

De acordo com a Lei nº9,718, as pessoas jurídicas que tiverem receita bruta total igual ou inferior a R\$48.000.000,00, no ano-calendário anterior, ou a R\$4.000.000,00 multiplicado pelo número de meses em atividade no ano-calendário anterior, podem optar pelo ingresso no regime do lucro presumido. Existem também algumas atividades que são obrigadas a declarar conforme o regime do lucro real.

Este trabalho utiliza o Lucro Presumido, pois a base de cálculo (8%, no caso do IRPJ) é menor do que o Lucro Operacional – que seria a base de cálculo do Lucro Real. Sendo assim, o Lucro Presumido é mais econômico para a PCH estudada.

Segue a tributação aplicada no estudo de caso quando utilizado lucro presumido:

- PIS: $0,65\% \times$ receita bruta;
- COFINS: $3,00\% \times$ receita bruta;
- CSLL: 9% sobre a base de cálculo de 12% da receita bruta. Ou seja, $9\% \times 12\% \times$ receita bruta;
- Imposto de Renda para Pessoa Jurídica (IRPJ):
 - Cálculo para empresas com receita bruta inferior a R\$240.000,00 anuais: $15\% \times 8\% \times$ receita bruta;
 - Cálculo para empresas com receita bruta superior a R\$240.000,00 anuais: $25\% \times 8\% \times$ receita bruta – $240.000 \times 10\%$.

Tabela XI - Impostos sob o regime do Lucro Presumido

	Mensal (R\$)	Anual (R\$)
PIS	8.292	99.501
COFINS	38.270	459.235
CSLL	13.777	165.325
IRPJ	23.513	282.157
Total de Impostos (Lucro Presumido)	83.851	1.006.217

Fonte: Desenvolvido pelo autor

Neste trabalho, consideramos que a Lei vigente para o regime de lucro presumido será atualizada, assim utilizamos o lucro presumido nos últimos anos, mesmo com a receita bruta anual da empresa sendo maior do que R\$ 48 milhões.

9.8 PREMISSAS MACROECONÔMICAS

Antes de projetarmos as demonstrações financeiras é importante definirmos as premissas macroeconômicas utilizadas para tais projeções.

A inflação e a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) são os dados mais importantes para este estudo. Primeiramente, devemos saber que a necessidade de corrigirmos receitas e despesas pela inflação se deve pelo fato de as saídas de caixa relacionadas ao financiamento (juros e amortização) não são corrigidos pela inflação, sendo que esta despesa responde por 80% das saídas de caixa nos primeiros anos.

Para a projeção IGP-M utilizamos dados obtidos na página eletrônica da BM&F. Esta projeta o índice para 15 anos utilizando a taxa utilizada na apuração do risco de crédito das operações de swap, sendo baseados em expectativa e não em arbitragem. Para 12 dos 15 anos a taxa projetada ficou entre 5,05% e 5,10%. Por este motivo, assumimos IGP-M de 5,08% ao ano projetado para 30 anos.

Já para a TJLP, que é usada nos contratos de financiamento firmados junto ao BNDES, não obtivemos sucesso na busca por projeções feitas por instituições renomadas. Assim, projetamos esta taxa em 6,80% ao ano para o período de vigência do contrato. Este valor foi definido por ser a média desta taxa nos últimos cinco anos.

9.9 FINANCIAMENTO

A empresa estudada tem a intenção de financiar o seu projeto através do Finem, programa do BNDES. Como visto anteriormente, o Banco de Fomento aceita financiar até 80% do projeto, com taxa de juros de TJLP + 0,9% + Risco de Crédito (até 3,57% a.a.). A empresa gostaria de financiar o máximo possível seu empreendimento.

No cenário base, o projeto é 70% financiado e as taxas cobradas foram de TJPL + 0,9% a.a. + 1,79% a.a. (média do Risco de Crédito máximo) + 1,5% (Intermediário Financeiro ou Fiança Bancária). Justificamos este cenário por estimarmos que as chances da empresa recorrer a forma indireta de financiamento são consideráveis, onde outra instituição financeira assume o risco, mas cobra uma taxa adicional. Outra hipótese seria a empresa precisar de Fiança Bancária. Por isso, acreditamos que este cenário seja o mais realista para o projeto.

Contudo, neste ponto é importante projetarmos outros dois diferentes cenários. Um com 100% de capital financiado (com as taxas mencionadas acima), e outro apenas com capital próprio. Assim, será possível dimensionar e tirar conclusões sobre qual cenário criaria mais valor ao acionista.

O Gráfico 5 mostra a evolução do Saldo do Valor Presente dos Fluxos de Caixa dos Acionistas para os três cenários anteriormente citados considerando as demais premissas como cenário base.

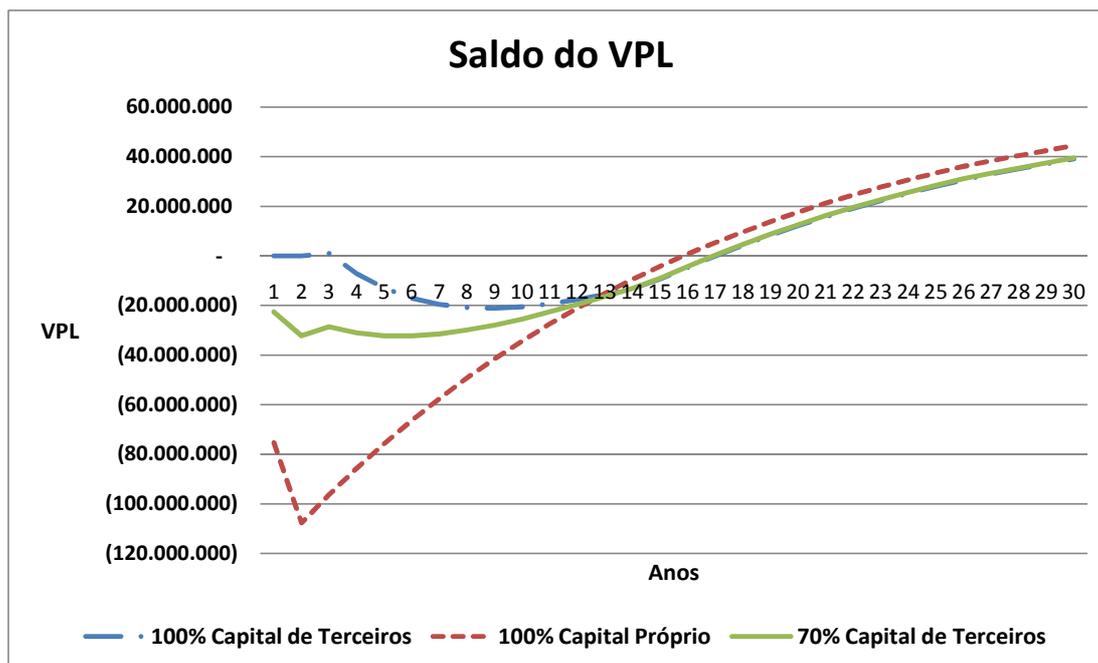


Gráfico 5 - VPL do Acionista para três diferentes formas de obtenção de recursos
 Fonte: Desenvolvido pelo autor

Podemos observar que a escolha por utilizar 100% de capital próprio no investimento inicial criaria um mais valor para o acionista do que as estruturas de capital que utilizam recursos de terceiros. Este fato se deve principalmente pela taxa de desconto alavancada ser maior do que a não-alavancada (como será visto no decorrer do trabalho).

Uma desvantagem de o empreendedor utilizar apenas Capital Próprio é que ele precisaria aportar mais de R\$ 100 milhões no projeto, recursos que poderiam estar sendo aplicados em outros projetos. Por exemplo, se o investidor utilizasse 80% de capital financiado, ele poderia estar construindo cinco PCHs com o montante de capital próprio que ele precisaria para construir apenas uma PCH sem capital de terceiros.

9.10 DEMONSTRATIVO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO

Para desenvolvermos e analisarmos o estudo de caso é fundamental que projetarmos as Demonstrações do Resultado. Porém, é importante salientar que este documento contábil é apurado de acordo com o regime de competência, assim, não serve como uma demonstração de entradas e saídas de caixa.

Na tabela a seguir temos os primeiros anos do DRE projetado sob o regime do lucro presumido – que não utiliza a depreciação. Com exceção das despesas com juros e amortizações do financiamento, todas as rubricas são corrigidas por algum índice inflacionário. Isto se faz necessário, pois as despesas com o financiamento podem representar até 80% das saídas de caixa nos primeiros anos e estas não estão atreladas a inflação.

O Demonstrativo de Resultado do Exercício sob o regime do lucro presumido para 30 anos está exposto no Anexo I deste trabalho.

Tabela XII - DRE Regime Presumindo

DRE REGIME PRESUMIDO	CONST. ANO 1	CONST. ANO 2	ANO 1	ANO 2
Receita Operacional Bruta			16.902.614	17.761.266
(-) Impostos sobre a Receita			(616.945)	(648.286)
PIS			(109.867)	(115.448)
COFINS			(507.078)	(532.838)
Receita Operacional Líquida			16.285.668	17.112.980
(-) Despesas Operacionais			(2.973.581)	(3.124.639)
Operação e Manutenção			(1.267.696)	(1.332.095)
Sobressalentes e Ferramentas			(354.955)	(372.987)
Seguros			(253.539)	(266.419)
Despesas Ambientais			(219.734)	(230.896)
Administração			(236.637)	(248.658)
TUSD			(556.507)	(584.778)
Taxa Aneel			(84.513)	(88.806)
Resultado Operacional			13.312.087	13.988.341
Resultado Financeiro	(2.599.080)	(7.691.547)	(9.491.165)	(8.947.961)
(-) Juros Financiamento	(2.599.080)	(7.691.547)	(9.491.165)	(8.947.961)
Lucro antes do IRPJ e CS	(2.599.080)	(7.691.547)	3.820.923	5.040.380
(-) Tributos			(520.600)	(547.047)
Contribuição Social			(182.548)	(191.822)
IRPJ			(338.052)	(355.225)
Lucro (Prejuízo) do Exercício	(2.599.080)	(7.691.547)	3.300.322	4.493.333

Fonte: Desenvolvido pelo autor

O DRE Gerencial deste estudo foi também projetado. Este instrumento tem incorporado a Depreciação, que pode ser útil ao investidor na medida em que mostra os recursos que precisam ser guardados para que no final da vida útil deste projeto o empreendedor tenha o capital necessário para fazer um novo investimento de mesmo porte. O DRE Gerencial, então, mostra qual é o Lucro Líquido do projetado já prevendo esta reserva de caixa.

A seguir temos os primeiros anos do DRE Gerencial, sendo que este é apresentado para os 30 anos no Anexo II. Consideramos que a Depreciação dos investimentos acontecerá linearmente ao longo de todo o período de exploração comercial do projeto, 28 anos.

Tabela XIII - DRE Gerencial

DRE GERENCIAL	CONST. ANO		ANO	
	1	2	1	2
Receita Operacional Bruta			16.902.614	17.761.266
(-) Impostos sobre a Receita			(616.945)	(648.286)
PIS			(109.867)	(115.448)
COFINS			(507.078)	(532.838)
Receita Operacional Líquida			16.285.668	17.112.980
(-) Despesas Operacionais			(6.819.831)	(6.970.889)
Operação e Manutenção			(1.267.696)	(1.332.095)
Sobressalentes e Ferramentas			(354.955)	(372.987)
Seguros			(253.539)	(266.419)
Despesas Ambientais			(219.734)	(230.896)
Administração			(236.637)	(248.658)
TUSD			(556.507)	(584.778)
Taxa Aneel			(84.513)	(88.806)
Depreciação			(3.846.250)	(3.846.250)
Resultado Operacional			9.465.837	10.142.091
Resultado Financeiro	(2.599.080)	(7.691.547)	(9.491.165)	(8.947.961)
(-) Juros Financiamento	(2.599.080)	(7.691.547)	(9.491.165)	(8.947.961)
Lucro antes do IRPJ e CS	(2.599.080)	(7.691.547)	(25.328)	1.194.130
(-) Tributos			-	(547.047)
Contribuição Social			-	(191.822)
IRPJ			-	(355.225)
Lucro (Prejuízo) do Exercício	(2.599.080)	(7.691.547)	(25.328)	647.083

Fonte: Elaborado pelo Autor

9.11 FLUXO DE CAIXA

O Fluxo de Caixa teve como base os valores obtidos pelo Demonstrativo de Resultado do Exercício.

A amortização do financiamento (no caso da empresa ser financiada) e a variação do capital de giro foram consideradas no fluxo de caixa enquanto que a depreciação, que é vista no DRE Gerencial, mas não representa saída de capital, não considerada no fluxo de caixa.

Na tabela a seguir, temos os primeiros anos projetados. O Anexo III mostra o Fluxo de Caixa da empresa para 30 anos.

Tabela XIV - Fluxo de Caixa projetado para os primeiros anos

FLUXO DE CAIXA ANUAL	CONST. ANO 1	CONST. ANO 2	ANO 1	ANO 2
ENTRADAS				
Receita Operacional Bruta	-	-	16.902.614	17.761.266
Financiamento BNDES	56.539.877	18.846.626	-	-
Aporte de Capital Próprio	22.615.951	9.692.550	-	-
Totas de Entradas	79.155.827	28.539.176	16.902.614	17.761.266
SAÍDAS				
Total de Investimentos	(79.155.827)	(28.539.176)	-	-
Total de Despesas	-	-	(3.590.526)	(3.772.925)
Despesas Operacionais	-	-	(2.973.581)	(3.124.639)
(-) Operação e Manutenção (O&M)	-	-	(1.267.696)	(1.332.095)
(-) Sobressalentes e Ferramentas	-	-	(354.955)	(372.987)
(-) Seguros	-	-	(253.539)	(266.419)
(-) Despesas Ambientais	-	-	(219.734)	(230.896)
(-) Administração	-	-	(236.637)	(248.658)
(-) TUSD	-	-	(556.507)	(584.778)
(-) Taxa Aneel	-	-	(84.513)	(88.806)
Total Impostos sobre Receita	-	-	(616.945)	(648.286)
(-) PIS	-	-	(109.867)	(115.448)
(-) COFINS	-	-	(507.078)	(532.838)
Amortização Financ. BNDES	-	-	(3.766.268)	(7.532.535)
Juros Financ. BNDES	-	-	(4.777.873)	(8.947.961)
Variação do Capital de Giro	-	-	(75.529)	(79.366)
Total Impostos sobre Resultado	-	-	(520.600)	(547.047)
(-) Contribuição Social	-	-	(182.548)	(191.822)
(-) IRPJ	-	-	(338.052)	(355.225)
Totas de Saídas	(79.155.827)	(28.539.176)	(12.730.797)	(20.879.834)
Fluxo de Caixa do Acionista	(22.615.951)	(9.692.550)	4.171.817	(3.118.567)
Fluxo de Caixa Acumulado do Acionista	(22.615.951)	(32.308.501)	(28.136.684)	(31.255.252)

Fonte: Desenvolvido pelo autor

9.12 ANÁLISE

9.12.1 Custo do Capital Próprio – Modelo CAPM

Antes de aplicarmos as análises que vão definir a viabilidade do projeto, precisamos determinar o custo do capital próprio, que será a taxa de desconto utilizada nas análises.

Como visto na revisão bibliográfica, devemos aplicar o Modelo CAPM para determinarmos o custo do capital próprio. Para isto, foi preciso pesquisar algumas variáveis. São elas: a taxa livre de risco, o retorno esperado de uma carteira de mercado e o beta (β). De acordo com a fórmula:

$$E(R_j) = R_f + [E(R_m) - R_f] \times \beta_j$$

9.12.1.1 Taxa Livre de Risco

Para definirmos uma taxa teoricamente livre de risco (R_f) buscamos uma taxa de retorno na curva da Estrutura a Termo das Taxas de Juros (ETTJ) calculada pela Andima (Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro) e disponibilizada na página eletrônica da instituição.

A ETTJ para 10 anos (ou 2.520 dias úteis) está projetada em 12,488% ao ano. Devemos descontar o Imposto de Renda de 15% que incide sobre o rendimento e temos o valor procurado: 10,61% ao ano.

9.12.1.2 Retorno de uma Carteira de Mercado

Utilizamos a variação média da carteira do Ibovespa nos últimos 10 anos para definirmos o retorno esperado de uma carteira de mercado, representado por $E(R_m)$ no modelo CAPM.

Entre os anos 2000 e 2010 o Ibovespa apresentou uma variação média anual de 17,92%. O dado foi obtido na página eletrônica da BM&F Bovespa (acesso em 10 de junho de 2010, disponível em <<http://www.bmfbovespa.com.br/indices/ResumoEvolucaoDiaria.aspx?Indice=Ibovespa&idioma=pt-br>>).

Descontando o Imposto de Renda de 15%, temos o valor do retorno de mercado que será utilizado na fórmula de cálculo do CAPM:

$$17,92\% \times (1 - 15\%) = 15,23\%$$

9.12.1.3 Beta

Para calcular o beta deste projeto de PCH utilizamos os betas desalavancados de empresas geradoras de energia elétrica que têm ações negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo - BOVESPA.

As empresas utilizadas foram: AES Tietê S.A., Geração Paranapanema S.A. e Tractebel Energia S.A.

De acordo com a bibliografia consultada (COPELAND *et. al.*, 2005), devemos desalavancar os betas encontrados nas empresas do setor, para em seguida realavancar a média de tais betas.

Começamos obtendo os Betas Alavancados utilizando o sistema Economática.

Tabela XV - Betas alavancados de empresas comparáveis

Empresa	Beta Alavancado
AES Tiete	0,48
Geração Paranapanema	0,52
Tractebel	0,36

Fonte: Economática

De acordo com as informações referentes ao 1º trimestre de 2010 divulgadas pelas empresas ao mercado, foi possível calcular a razão Dívida/Capital Próprio (D/E).

Tabela XVI - Razão Dívida/PL das empresas comparáveis

Empresa - R\$ - mil	Dívida Total	PL	D / E
AES Tiete	934.001	739.870	126,24%
Geração Paranapanema	826.612	2.203.828	37,51%
Tractebel	3.206.557	3.929.969	81,59%

Fonte: Página eletrônica das empresas

Esta razão é necessária para o cálculo da fórmula do beta desalavancado indicada por Copeland *et. al.* (2005).

Tabela XVII - Cálculo do Beta Desalavancado de empresas comparáveis

Empresa	D / E	Impostos sobre Lucro	Beta Desalavancado
AES Tiete	126,24%	34%	0,26
Geração Paranapanema	37,51%	34%	0,42
Tractebel	81,59%	34%	0,23
Beta Desalavancado Médio			0,30

Fonte: Desenvolvido pelo autor

A fórmula utilizada para desalavancar os betas será usada para realavancar o Beta Desalavancado Médio das empresas comparáveis. No entanto, o novo beta alavancado é utilizado como o beta do projeto de PCH tratado neste trabalho.

A razão Capital de Terceiros/Capital Próprio (D/E) utilizada corresponde ao cenário base do projeto, onde 70% do capital é financiado. No entanto, este cenário se confirma para 14 anos, ou seja, enquanto a empresa ainda estiver pagando o financiamento, sendo que este diminui com o passar do tempo acabando quando o projeto chegar ao 14º ano. Assim, projetamos o cenário base com a empresa utilizando 35% de capital financiado (média de 14 anos) até o final do financiamento e para o restante da vida útil do projeto utilizamos o beta desalavancado visto anteriormente (0,30).

Tabela XVIII- Beta Alavancado do Projeto

Beta Desalavancado	0,30
D/E	53,9%
Beta Alavancado do Projeto	0,41

Fonte: Desenvolvido pelo autor

A seguir temos as premissas anteriormente tratadas e o CAPM alavancado e desalavancado, calculados para este projeto de acordo com a fórmula fornecida por Copeland *et. al.* (2005).

Tabela XIX - CAPM do Projeto

	Retorno	IR	Retorno Líquido
Taxa Livre de Risco (ETTJ)	12,49%	15%	10,61%
Retorno de uma Carteira de Mercado (Ibovespa)	17,92%	15%	15,23%
CAPM Alavancado	12,52%		
CAPM Desalavancado	12,02%		

Fonte: Desenvolvido pelo autor

Sendo assim, podemos entender que o custo do Capital Próprio para o período alavancado do projeto de PCH estudado é 12,52% ao ano. Já para o período em que o projeto não está mais alavancado, a partir do 15º ano, o custo do capital próprio é 12,02%.

9.12.2 Valor Presente Líquido (VPL)

Utilizando o cenário base, o Valor Presente Líquido (VPL) do projeto indica a criação de R\$ 39.463.187 para o Acionista da empresa. De acordo com os autores consultados, este projeto deve ser aceito pelo investidor, já que apresenta VPL positivo.

O Anexo III mostra a projeção do Fluxo de Caixa do Acionista para os 28 anos de operação da PCH. A ferramenta utilizada considera o Capital Próprio investido e desconta os fluxos de caixa futuros pelo Custo do Capital Próprio, ou seja, os CAPMs calculados anteriormente. Neste trabalho a taxa é de 12,52% ao ano no período alavancado e 12,02% para o desalavancado.

A tabela a seguir mostra os primeiros anos do Fluxo de Caixa Futuro para o Acionista, assim como, o Valor Presente destes Fluxos de Caixa.

Tabela XX - Fluxo de Caixa do Acionista Projetado para os Primeiros Anos

FLUXO DE CAIXA ANUAL	CONST. ANO 1	CONST. ANO 2	ANO 1	ANO 2
ENTRADAS				
Receita Operacional Bruta	-	-	16.902.614	17.761.266
Financiamento BNDES	56.539.877	18.846.626	-	-
Aporte de Capital Próprio	22.615.951	9.692.550	-	-
Totas de Entradas	79.155.827	28.539.176	16.902.614	17.761.266
SAÍDAS				
Total de Investimentos	(79.155.827)	(28.539.176)	-	-
Total de Despesas	-	-	(3.590.526)	(3.772.925)
Despesas Operacionais	-	-	(2.973.581)	(3.124.639)
(-) Operação e Manutenção (O&M)	-	-	(1.267.696)	(1.332.095)
(-) Sobressalentes e Ferramentas	-	-	(354.955)	(372.987)
(-) Seguros	-	-	(253.539)	(266.419)
(-) Despesas Ambientais	-	-	(219.734)	(230.896)
(-) Administração	-	-	(236.637)	(248.658)
(-) TUSD	-	-	(556.507)	(584.778)
(-) Taxa Aneel	-	-	(84.513)	(88.806)
Total Impostos sobre Receita	-	-	(616.945)	(648.286)
(-) PIS	-	-	(109.867)	(115.448)
(-) COFINS	-	-	(507.078)	(532.838)
Amostrização Financ. BNDES	-	-	(3.766.268)	(7.532.535)
Juros Financ. BNDES	-	-	(4.777.873)	(8.947.961)
Variação do Capital de Giro	-	-	(75.529)	(79.366)
Total Impostos sobre Resultado	-	-	(520.600)	(547.047)
(-) Contribuição Social	-	-	(182.548)	(191.822)
(-) IRPJ	-	-	(338.052)	(355.225)
Totas de Saídas	(79.155.827)	(28.539.176)	(12.730.797)	(20.879.834)
Fluxo de Caixa do Acionista	(22.615.951)	(9.692.550)	4.171.817	(3.118.567)
Fluxo de Caixa Acumulado do Acionista	(22.615.951)	(32.308.501)	(28.136.684)	(31.255.252)
Valor Presente dos FDC do Acionista	(22.615.951)	(9.692.550)	3.707.623	(2.463.177)

Fonte: Desenvolvido pelo autor

9.12.3 Valor Presente Líquido Integrado (VPLI)

De acordo com a bibliografia consultada, o Valor Presente Líquido Integrado (VPLI) pressupõe que as entradas líquidas de caixa não são reinvestidas em projetos com mesma taxa de retorno.

No caso estudado, hipoteticamente pressupomos que os fluxos de caixa gerados não são reinvestidos em nenhum outro projeto, ou seja, as entradas de caixa seriam direcionadas a investimentos conservadores atrelados ao CDI. No momento da realização do trabalho, junho de 2010, a Taxa Selic, definida

pelo Copom, está em 10,25% ao ano. Descontando imposto de renda de 15%, a taxa líquida de retorno do CDI é de 8,71% ao ano.

Aplicando os valores conhecidos – fluxos de caixa, capital próprio investido e custo do capital próprio (CAPM) – na fórmula indicada na revisão bibliográfica obtemos o VPLI de R\$ 17.053.831. Assim, o Acionista deve aceitar este projeto, pois mesmo se a única alternativa de reinvestimento seja aplicar os recursos em produtos conservadores ele criará valor ao acionista.

9.12.4 Anuidade do Fluxo de Caixa

Conhecendo o Valor Presente Líquido (R\$ 39.463.187), os custos de capital (12,52% e 12,02% ao ano) e o tempo do projeto (28 anos), podemos calcular a anuidade do fluxo de caixa de acordo com as fórmulas obtidas de Helfert (2003) e que se encontram na revisão bibliográfica.

Assim, definimos a anuidade deste projeto como sendo R\$ 4.706.101.

Este valor representa a margem de erro dos fluxos de caixa respeitando o custo do capital, ou seja, o fluxo de caixa pode ser R\$ 4.706.101 menor que o projetado que, ainda assim, o mínimo esperado pelo acionista será respeitado.

9.12.5 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR do Acionista achada no cenário base é 17,19%. Sabendo que neste Estudo de Caso o retorno mínimo esperado pelo acionista é de 12,52% ao ano até o 14º ano e 12,02% ao ano nos demais anos (CAPMs calculados), o empreendedor deve aceitar este projeto – de acordo com a regra da TIR, pois ela está acima da taxa mínima aceita.

9.12.6 Taxa Interna de Retorno Integrada (TIRI)

Com o mesmo objetivo buscado no cálculo do VPLI, a Taxa Interna de Retorno Integrada (TIRI) analisa o projeto pressupondo que as entradas líquidas de caixa são reinvestidas a taxas de retorno diferentes da obtida no projeto.

Assim, considerando a hipótese do Acionista deixar o dinheiro aplicado a uma taxa de retorno atrelada ao CDI (8,71% ao ano, líquida de impostos) e utilizando os dados já conhecidos – fluxo de caixa e capital próprio investido – na fórmula estudada na revisão bibliográfica, obtemos a TIRI de 13,98%.

Sendo a TIRI maior do que o retorno mínimo esperado pelo empreendedor (12,52% ao ano até o ano 14 e 12,02% nos demais anos), o Acionista deve aceitar este projeto, mesmo se a única alternativa de reinvestimento dos fluxos de caixa seja deixar os recursos aplicados em produtos bancários conservadores.

9.12.7 Payback Simples e Descontado

O cenário base adotado considera investimento feito pelo Acionista da ordem de R\$ 32,3 milhões. A geração de fluxo de caixa levará nove anos e 11 meses para devolver ao empreendedor o investimento feito. Este é o *Payback Simples*, que não considera o valor do dinheiro no tempo.

Conforme visto na revisão teórica, o *Payback Descontado* considera que R\$1,00 hoje vale mais do que o mesmo montante daqui um ano. Sendo assim, o *Payback Descontado* para o Acionista observado no cenário base é de 14 anos e 11 meses. Isto comprova o longo prazo de maturação que um investimento em infra-estrutura exige.

9.12.8 Riscos do Projeto

Os maiores riscos não-sistêmicos para um projeto de PCH são a variação no Investimento Inicial e o Preço de Venda da Energia (PPA – Power Purchase Agreement). De acordo com Carneiro (2010) estes são os fatores com maior potencial de inviabilizar um empreendimento em PCH.

O primeiro resulta do fato de haver um alto investimento para que o projeto saia do papel, assim no período de operação comercial os custos do financiamento ou capital próprio são os mais relevantes e cada real economizado no investimento inicial faz diferença nos fluxos de caixa do empreendimento.

O segundo é mais compreensível, visto que o Preço de Venda da Energia estabelecido em contrato influenciará a receita do projeto por um longo período de tempo.

O empreendimento tem como característica a inflexibilidade na quantidade vendida de energia, já que este projeto de PCH terá a energia assegurada (Garantia Física) contratualmente vendida por um preço fixo – corrigido anualmente pelo IGP-M. Este contrato terá prazo de no mínimo 10 anos. Além disso, a PCH fará parte do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), como já mencionado anteriormente, este instrumento protege a PCH contra riscos hidrológicos.

Estes dois fatores – contrato de venda e MRE – garantem uma receita mensal fixa. Diminuindo consideravelmente o risco do investimento. No entanto, o risco da parte compradora não cumprir com suas obrigações contratuais existe.

No Investimento Inicial deste projeto já está previsto a cobertura de seguro contra inadimplências contratuais no período de construção, ou seja, caso alguma parte contratada não cumprir com as suas obrigações contratuais na construção o seguro cobriria tais danos (Seguro Garantia).

Um seguro contra Riscos de Engenharia também é contratado na fase de implantação. Este protege contra danos materiais decorrentes de acidentes ocorridos durante a obra.

Nas premissas utilizadas para a projeção dos demonstrativos financeiros foi destinado 1,5% da receita bruta do empreendimento a apólices de seguros no período de operação comercial da PCH. São eles:

- Risco Operacional: contra quebra de máquinas e lucro cessante;
- Responsabilidade Civil: protege economicamente a empresa em decorrência de condenações contra danos causados a terceiros.

Podemos considerar como Riscos Sistêmicos:

- Mudança na legislação do setor elétrico;
- Intervenção estatal em usinas do poder privado;
- Mudanças na legislação ambiental.

A seguir, foram dimensionados os riscos controláveis (riscos não-sistêmicos), indicando quais fatores devem ser tratados com maior cuidado.

9.12.9 Análise de Sensibilidade

Como anteriormente visto na bibliografia consultada, a Análise de Sensibilidade “seleciona algumas condições-chave e altera-as para determinar a sensibilidade do resultado a tais alterações” (HELFERT, 1997). Porém, estas variáveis são alteradas isoladamente, com as demais premissas inalteradas.

Sendo assim, foram identificados os maiores riscos a viabilização do projeto. São elas:

- Investimento Inicial
- Preço de venda de energia
- Custos operacionais variáveis (O&M, seguros, ferramentas, peças sobressalentes, despesas ambientais e administrativas)

Estes quatro itens sofreram variações para mais e para menos de 5%, 10%, 15% e 20%. É importante salientar que as variações no Investimento Inicial e nos Custos Operacionais Variáveis proporcionam impactos inversos ao visto na variação do Preço de Venda da Energia, ou seja, se reduzirmos 10% no Investimento Inicial, isto gera um impacto positivo, mas se reduzirmos 10% no Preço de Venda da Energia o projeto sofre negativamente com isto.

Tabela XXI - Sensibilidade do Projeto

	VPL					
	Invest. Inicial	%	Preço de Venda	%	Custos Oper.	%
-20%	61.395.108	56%	8.611.891	-78%	41.239.328	5%
-15%	55.912.128	42%	16.324.715	-59%	40.795.293	3%
-10%	50.429.147	28%	24.037.539	-39%	40.351.257	2%
-5%	44.946.167	14%	31.750.363	-20%	39.907.222	1%
0	39.463.187	0%	39.463.187	0%	39.463.187	0%
5%	33.980.206	-14%	47.176.010	20%	39.019.151	-1%
10%	28.497.226	-28%	54.888.834	39%	38.575.116	-2%
15%	23.014.246	-42%	62.601.658	59%	38.131.080	-3%
20%	17.531.265	-56%	70.314.482	78%	37.687.045	-5%

Fonte: Desenvolvido pelo autor

A tabela anterior mostra que o VPL do projeto tem a maior sensibilidade quando alteramos o Preço de Venda da Energia, quando uma variação de 20% neste preço determina variação de até 78% no VPL. Este projeto aceitaria uma redução de no máximo 25,5% no valor de venda da energia elétrica para que o VPL seja nulo, ou seja, o contrato de venda de energia precisa ser maior que R\$ 111,75 para que o projeto seja interessante ao Acionista – mantendo todas as outras variáveis inalteradas.

A variação no Investimento Inicial também tem impacto relevante tornando o VPL negativo caso seja 35,6% maior do que o previsto no cenário base. A variável “Custos Operacionais” isoladamente não apresenta impacto relevante, já que o VPL variaria no máximo 5% caso tais custos oscilassem em 20%.

A seguir temos o gráfico com os impactos das variações:

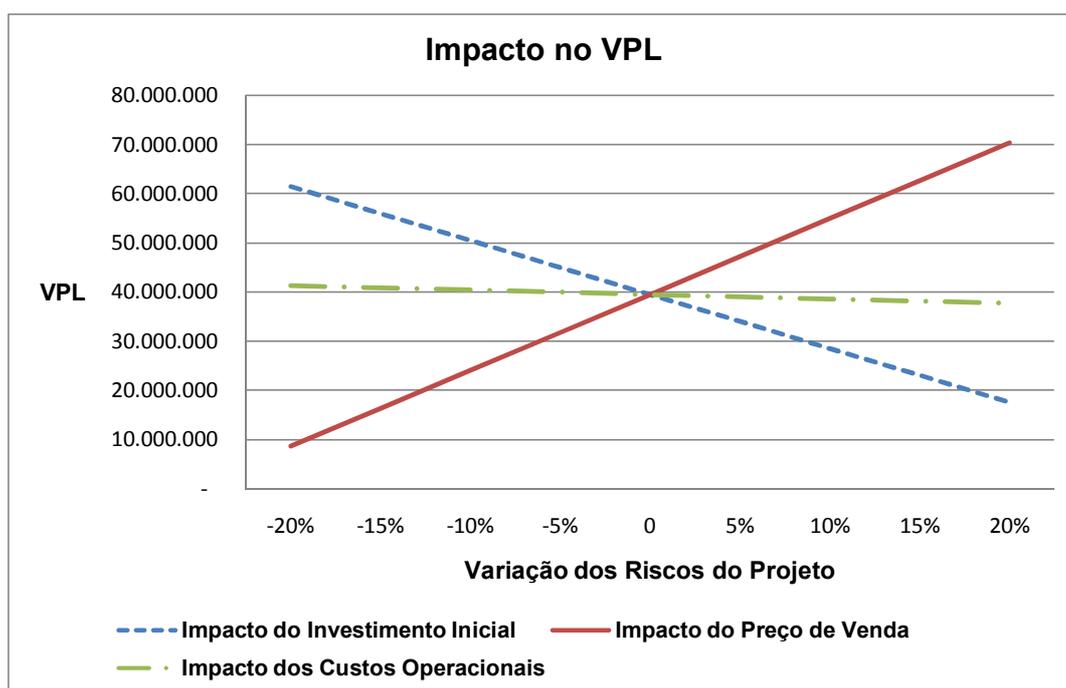


Gráfico 6 - Impacto no VPL quando alteradas as variáveis que representam risco ao projeto
Fonte: Desenvolvido pelo autor

Quando as mesmas variáveis são alteradas para o cálculo do VPLI, os valores são os encontrados a seguir:

Tabela XXII - Sensibilidade do projeto medido pelo VPLI

	VPLI					
	Invest. Inicial	%	Preço de Venda	%	Custos Oper.	%
-20%	24.545.148	43,9%	(979.826)	-106%	18.068.877	6%
-15%	22.672.319	32,9%	3.528.588	-79%	17.815.116	4%
-10%	20.799.489	22,0%	8.037.002	-53%	17.561.354	3%
-5%	18.926.660	11,0%	12.545.417	-26%	17.307.593	1%
0	17.053.831	0,0%	17.053.831	0%	17.053.831	0%
5%	15.181.002	-11,0%	21.562.245	26%	16.800.069	-1%
10%	13.308.173	-22,0%	26.070.660	53%	16.546.308	-3%
15%	11.435.343	-32,9%	30.579.074	79%	16.292.546	-4%
20%	9.562.514	-43,9%	35.087.488	106%	16.038.785	-6%

Fonte: Elaborado pelo Autor

Pelo método do VPLI o projeto continua com maior sensibilidade pelo Preço de Venda, inclusive virando negativo caso tal preço seja 20% menor do que o esperado (R\$ 150,00). Sendo assim, caso haja uma variação de -20% no Preço de Venda e a empresa não reinvesta o caixa gerado em projetos que proporcionem retorno acima do observado no CDI, este projeto deve ser rejeitado.

Podemos também observar que as variações do VPLI para o preço são significativamente maiores do que os vistos no VPL, enquanto que para o investimento inicial acontece o oposto. A seguir temos o gráfico com os impactos.

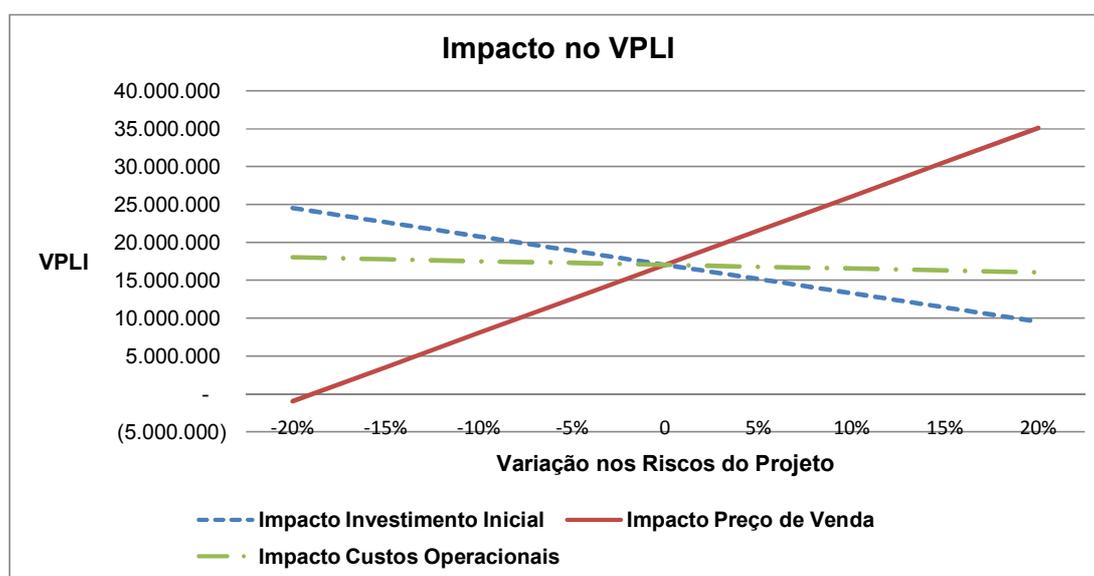


Gráfico 7 - Impacto no VPLI quando alteradas as variáveis que representam risco ao projeto
Fonte: Elaborado pelo Autor

9.12.10 Análise de Cenários

A análise de cenários propõe que mudemos mais de uma variável ao mesmo tempo, isto a diferencia da análise de sensibilidade. Sendo assim, alteraram-se em 15% as seguintes variáveis:

- Investimento Inicial
- Preço de venda de energia

No Cenário Otimista teremos variações de 15% no Preço de Venda e menos 15% para o Investimento Inicial. Esta estratégia foi utilizada já que as variáveis têm efeitos inversos no VPL conforme tratado anteriormente. O oposto acontece com o Cenário Pessimista.

Tabela XXIII - Análise de cenários

	Cenários		
	Pessimista	Base	Otimista
Investimento Inicial	123.592.334	107.702.683	91.527.237
Preço de Venda	127,50	150,00	172,50
TIR	11,71%	17,19%	24,93%
TIRI	12,00%	13,98%	15,33%
VPL	(89.470)	39.463.187	79.085.354
VPLI	(2.078.028)	17.053.831	36.209.433

Fonte: Desenvolvido pelo Autor

De acordo com dados vistos na tabela anterior, caso o Cenário Pessimista se confirme o projeto deve ser rejeitado, visto que o VPL e o VPLI são negativos e a TIR e a TIRI são menores que o custo do capital próprio (12,52% e 12,02%).

10 CONSIDERAÇÕES FINAIS

10.1 CONCLUSÃO

O presente trabalho buscou analisar os aspectos financeiros que o investidor em Pequenas Centrais Hidrelétricas deve observar, considerando o maior número de fatores possível a fim de que os resultados apresentados refletissem a realidade.

Para isso, foram feitas diversas entrevistas com diretores, gestores, engenheiros e administradores financeiros para que este trabalho pudesse ser elaborado. Também foram consultadas diversas bibliografias que serviram de guia para a correta elaboração das projeções financeiras.

Foi visto que a demanda por energia elétrica tende a crescer no mesmo ritmo que o crescimento da economia e dificilmente faltará comprador para a energia gerada pelos novos empreendedores, principalmente quando este projeto é considerado “limpo”.

Também foram tratados os principais aspectos que envolvem a constituição e funcionamento de uma PCH, de acordo com um dos objetivos específicos propostos.

Analisando o estudo de caso percebe-se que a empresa tem grandes chances de alcançar a solidez financeira à medida que os custos do financiamento (juros e amortizações) diminuem seu peso dentro do fluxo de caixa da empresa. Este ponto tem grande importância nos projetos de PCHs e precisam ser observados com cuidado pelo empreendedor.

Concluímos que o projeto estudado é viável, pois têm Valor Presente Líquido (VPL) e Valor Presente Líquido Integrado (VPLI), positivo e representam 122,1% e 52,8% do investimento do acionista no projeto no cenário base. No cenário pessimista representam respectivamente -0,28% e -6,43%, já para o cenário otimista representam 244,78% e 112,07%.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) e a Taxa Interna de Retorno Integrada (TIRI) apresentam taxas acima do custo do capital próprio no cenário base. Contudo, observando a análise de risco, fica evidente que o empreendedor precisa dedicar especial atenção aos gastos incorridos no Investimento Inicial

e, principalmente, com o Preço de Venda da Energia. No cenário pessimista, com estas variáveis impactando negativamente em 15% cada, o projeto se tornaria inviável. Se fizermos uma média dos três cenários (otimista, base e pessimista) o projeto se mostraria viável, visto que o VPL e o VPLI seriam R\$39.486.357 e R\$17.061.745, respectivamente, e a TIR e a TIRI, 17,94% e 13,77%.

O investidor em potencial também deve levar em conta o longo prazo de maturação dos projetos de infra-estrutura dado o pesado investimento a ser realizado no início, o mesmo deverá ser amparado por financiamentos, e necessitará de garantias para que os repasses sejam aprovados.

Os objetivos específicos propostos neste trabalho foram alcançados, isto possibilitou que o objetivo geral, a análise de investimento em Pequenas Centrais Hidrelétricas, também fosse atingido. Assim, além de poder servir para a melhor tomada de decisão por parte do empreendedor, espera-se que esse trabalho também tenha utilidade como ferramenta financeira do dia-a-dia da empresa. As projeções realizadas servirão como metas a serem atingidas sendo que, de acordo com os eventos que ocorrerão, os dados podem ser atualizados, proporcionando um maior controle dos riscos, amenizando seus impactos e melhorando o controle financeiro do negócio.

10.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Analisar as outras possibilidades de captação de capital de terceiros citadas no trabalho, como emissão de debêntures, venda de participação, “Project finance”;
- Projetar a construção de PCHs em cadeia, onde o segundo projeto utiliza o fluxo de caixa do primeiro e assim por diante;
- Analisar se o MRE é mais vantajoso que a venda e compra de energia no mercado a vista.

REFERÊNCIAS

ANDIMA, Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro. Disponível em <www.andima.com.br>. Acesso em 10 de Junho de 2010.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Guia do Empreendedor de Pequenas Centrais Hidrelétricas**. 1ª Ed. Brasília, 2003.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3ª Ed. Brasília, 2008.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **BIG - Banco de Informações de Geração**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>> Acesso em 15 de Maio de 2010.

ASSAF NETO, Alexandre; SILVA, Carlos Augusto Tibúrcio. **Administração do Capital de Giro**. São Paulo: Atlas, 2002.

BM&F BOVESPA, Bolsa de Mercadorias e Futuros e Bolsa de Valores de São Paulo. Disponível em <www.bmfbovespa.com.br>. Acesso em 25 de Maio de 2010.

BRASIL, Banco Central. **FOCUS – Relatório de Mercado**. Disponível em: <www.bcb.gov.br>. Acesso em 20 de Maio de 2010.

BRASIL, Tesouro Direto. Disponível em <www.tesourodireto.gov.br>. Acesso em 25 de Maio de 2010.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia; EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017**. Vol.1. Rio de Janeiro: EPE, 2009.

BRAGA, Roberto Seljan. **Fundamentos e Técnicas de Administração Financeira**. 1ª Ed. São Paulo: Atlas, 1999.

BRIGHAM, Eugene. WESTON Fred. **Fundamentos da administração financeira**. 10 ed. São Paulo: Pearson Makron Books, 2004.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – Setor Elétrico Brasileiro. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em 22 de Março de 2010.

CARNEIRO, Daniel Araujo. **PCHs: Pequenas Centrais Hidrelétricas**. 1ª Ed. Rio de Janeiro: Synergia: Canal Energia, 2010.

CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS – PCH. Disponível em <<http://www.cerpch.unifei.edu.br/>>. Acesso em 22 de Março de 2010.

CAVALCANTE, Francisco. **Cálculo da Perpetuidade**. Disponível em: <http://www.expresstraining.com.br/scripts/action_download.php?type=utd&name=UpToDate015.pdf> Acesso em 27 de Novembro de 2009.

COPELAND, Thomas E.; WESTON, J. Fred; SHASTRI, Kuldeep. **Financial Theory and Corporate Policy**. 4ª Ed. Boston: Person Assison Wesley, 2005.

COPELAND, Tom; KOLLER, Tim; MURRIN, Jack. **Avaliação de Empresas – Valuation**. 3ª Ed. Pearson Education do Brasil, 2002.

DAMODARAN, Aswath. **A Face Oculta da Avaliação**. 1ª Ed. São Paulo: Makron Books, 2002.

DAMODARAN, Aswath. **Avaliação de Empresas**. 2ª Ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2007.

DOLABELA, Fernando. **O Segredo de Luísa**. 1ª ed. São Paulo: Editora Sextante, 2008.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional**. Rio de Janeiro, 2009.

ERNST & YOUNG, **Brasil Sustentável – Desafios do Mercado de Energia**. Disponível em: <[http://ernie.ey.com/Publication/vwLUAssets/Brasil_Sustentável_-_Mercado_de_Energia/\\$FILE/BrasilSustentavel_Desafios_do_Mercado_de_Energia.pdf](http://ernie.ey.com/Publication/vwLUAssets/Brasil_Sustentável_-_Mercado_de_Energia/$FILE/BrasilSustentavel_Desafios_do_Mercado_de_Energia.pdf)>. Acesso em 25 de Março de 2010.

GALESNE, Alain; FENSTERSEIFER, Jaime E.; LAMB, Roberto. **Decisões de Investimentos da Empresa**. 1ª Ed. São Paulo: Editora Atlas, 1999.

GITMAN, Lawrence Jeffrey. **Princípios de Administração Financeira**. 7ª Ed. São Paulo: Addison Wesley, 1997.

HELPERT, Erich A. **Técnicas de Análise Financeira**. 9ª Ed. Porto Alegre: Bookman Editora, 1997.

HELPERT, Erich A. **Techniques of Financial Analysis**. 11ª Ed. Nova York: Ed. McGraw-Hill Irwin, 2003.

INEE - INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. **A Eficiência Energética e o Novo Modelo do Setor Energético**. Disponível em:

<http://www.inee.org.br/downloads/escos/EE_Novo%20Modelo.pdf> Acesso em 31 de março de 2010.

MARION, José C. **Contabilidade empresarial**. 8ª. ed. Sao Paulo: Atlas, 1998.

MATARAZZO, Dante. **Análise Financeira e de Balanços**. 3ª Ed. São Paulo: Atlas, 1995.

REVISTA EXAME. **O Retrato dos Novos Consumidores Brasileiros**. Ed. 17 de Abril de 2008. Editora Abril, 2008.

ROESCH, Sylvia Maria Azevedo. **Projetos de estágio e de pesquisa em administração: guia para estágios, trabalhos de conclusão, dissertações e estudos de caso**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 1999.

ROESCH, Sylvia Maria Azevedo. **Projetos de estágio e de pesquisa em administração: guia para estágios, trabalhos de conclusão, dissertações e estudos de caso**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 2009.

ROSS, Stephen A.; WESTERFIELD, Randolph W.; JAFFE, Jeffrey F. **Administração Financeira**. 8. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 2008.

ROSS, Stephen A.; WESTERFIELD, Randolph W.; JAFFE, Jeffrey F. **Administração Financeira – Corporate Finance**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2008.

ROSS, Stephen A.; WESTERFIELD, Randolph W.; JAFFE, Jeffrey F. **Princípios de Administração Financeira**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2008.

SILVA, Cleudson Sergio da. **Taxa interna de Retorno TIR**. Disponível em: <<http://www.administradores.com.br/informe-se/artigos/taxa-interna-de-retorno-tir/30435/>> Acesso em 10 de Maio de 2010.

SOUZA, Alceu e CLEMENTE, Ademir. **Decisões financeiras e análise de investimentos**. São Paulo, Editora Atlas, 1995.

SOUZA, Patrícia A. P.; FELICIDADE, Norma; MAUAD, Frederico F. **Planejamento e Gestão Ambiental Integrada Quando da Implantação de PCHs**. Disponível em: <http://www.abrh.org.br/novo/ii_simp_rec_hidric_centro_oeste_campo_grande48.pdf>. Acesso em 27 de Março de 2010.

TIAGO FILHO, Geraldo Lucio. **Energia Positiva para o Brasil: Redescobrimo o Potencial das Micro e Pequenas Centrais Hidrelétricas**. Disponível em: <www.greenpeace.org.br>. Acesso em 12 de Abril de 2010.

TOZZINI, Sidney; PIGATTO, José Alexandre Magrini; ARAUJO, Vanderlei de Miranda. **Valuation: Os Modelos de Avaliação de Empresas em Perspectiva.** Disponível em: <<http://www.congressosp.fipecafi.org/artigos82008/172.pdf>> Acesso em 20 de Novembro de 2009.

YIN, R. K. **Estudo de Caso: planejamento e métodos.** Porto Alegre: Bookman, 2001.

ZDANOWICZ, José Eduardo. **Fluxo de Caixa.** 10ª Ed. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzatto, 2004.

GLOSSÁRIO

A maior parte dos significados dos termos, expressões e palavras foram tirados da página eletrônica da ANEEL (www.aneel.gov.br) e da página eletrônica da CCEE (www.ccee.org.br), o restante foi desenvolvido pelo Autor.

Agente de comercialização - Titular de autorização, concessão ou permissão para fins de realização de operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Agente de Distribuição - Titular de concessão ou permissão para distribuição de energia elétrica a consumidor final ou a Unidade Suprida, exclusivamente de forma regulada.

Ambiente de Contratação Livre (ACL) - O segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

Ambiente de Contratação Regulada (ACR) - O segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

Auto-contratação – Quando o distribuidor e o gerador são a mesma empresa ou pertencentes ao mesmo grupo.

Autoprodutor de energia elétrica - É a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

Autorizada - Agente titular de autorização federal para prestar o serviço público de geração ou comercialização de energia elétrica.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) - Pessoa jurídica de direito privado com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os Agentes da CCEE, restritas ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

Concessionária - Agente titular de concessão federal para prestar o serviço público de distribuição ou transmissão ou geração de energia elétrica.

Consumidor Cativo - Consumidor ao qual só é permitido comprar energia do concessionário, autorizado ou permissionário de distribuição, a cuja rede está conectado.

Consumidor Livre - É aquele que, atendido em qualquer tensão, tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições previstas nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE) – Contrato firmado entre uma geradora e uma distribuidora/transmissora de eletricidade. Têm preço, quantidade, tempo e forma de reajuste definidos.

Custo Marginal de Operação - Custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema.

Demanda de Pico – Momento em que o consumo de energia é mais alto. Por ser referente a um dia ou a um período do ano, como o verão.

Despacho Centralizado – Conjunto de instruções, de ações e o controle da operação de um sistema eletroenergético integrado. O ONS realiza, por meio do despacho centralizado, a programação de geração para cada usina do sistema e outras fontes de fornecimento efetivo de energia elétrica de forma confiável e econômica, atendendo requisitos de carga do sistema. Faz a operação de controle de linhas de transmissão de alta tensão, subestações e equipamentos, operação do sistema interligado e programação das transações de energia elétrica com outros sistemas de interconexão.

Distribuidor – Ver Agente de Distribuição.

Energia Assegurada – Estudo hidrológico que garante uma determinada vazão ao rio. Usualmente utilizado para firmar contratos de compra e venda de energia.

Gerador de Energia Elétrica – Agente incumbido de produzir a energia, podendo ser hidrelétricas, termoelétricas, eólicas, entre outros.

Inventário Hidrelétrico - É conceituado como inventário hidrelétrico a etapa de estudos de engenharia em que se defina o potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica, mediante o estudo de divisão de quedas e a definição prévia do aproveitamento ótimo.

Linha de Transmissão – Sistema utilizado para transmitir energia eletromagnética

Lucros Cessantes - São os lucros esperados pelo consumidor e que o mesmo deixou de obter em face de ocorrência oriunda do fornecimento de energia elétrica.

Mercado de Curto Prazo - Segmento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE onde são comercializadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica Contratados (vendidos) e os montantes de geração efetivamente verificados.

Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) - Mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização do Sistema Interligado Nacional (SIN). Assim, o sistema realoca a energia das usinas que geraram mais para as que geraram menos que a Energia Assegurada. É opção do usina fazer parte deste mecanismo.

Operação Comercial – É usada esta expressão quando a usina está autorizada a despachar energia ao Sistema Interligado Nacional.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – Agente responsável pela coordenação e controle da operação de geração e da transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN.

Perdas elétricas do sistema de distribuição - Perdas elétricas reconhecidas pela ANEEL quando da revisão tarifária periódica, compostas por: perdas na Rede Básica, perdas técnicas e perdas não técnicas.

Permissionária - Agente titular de permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica.

Potência Instalada - Soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, em condições de entrar em funcionamento.

PPA - Power Purchase Agreement – Ver Contratado de Compra e Venda de Energia Elétrica.

PLD - Preço de Liquidação das Diferenças - Preço a ser divulgado pela CCEE, calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e com base no Custo Marginal de Operação, pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo.

Sistema Interligado Nacional (SIN) - Instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões do país eletricamente interligadas.

Sistema Isolado – Sistema que não está ligado ao SIN.

Sistemas Eletroenergéticos Interligados – Ver Sistema Interliago Nacional.

Subestação - Parte das instalações elétricas da unidade consumidora atendida em tensão primária de distribuição que agrupa os equipamentos, condutores e acessórios destinados à proteção, medição, manobra e transformação de grandezas elétricas.

Submercados - Divisões do Sistema Interligado - SIN para as quais são estabelecidos Preços de Liquidação de Diferenças específicos e cujas fronteiras são definidas em razão da presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no SIN.

Tarifa de Energia de Otimização (TEO) - Responsável por compensar os custos de geração das usinas que produziram mais do que sua Garantia Física “doando” o excedente ao MRE.

Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (TUSD) - Tarifa estabelecida pela ANEEL, destinada ao pagamento pelo uso do sistema de distribuição em determinado ponto de conexão ao sistema, formada por componentes específicos.

Tarifa Nodal – Ver Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (TUSD)

ANEXO I - DRE REGIME PRESUMIDO

DRE REGIME PRESUMIDO	CONST. ANO 1	CONST. ANO 2	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5	ANO 6	ANO 7	ANO 8	ANO 9	ANO 10	ANO 11	ANO 12	ANO 13
Receita Operacional Bruta			16.902.614	17.761.266	18.663.539	19.611.646	20.607.918	21.654.800	22.754.864	23.910.811	25.125.480	26.401.855	27.743.069	29.152.417	30.633.360
(-) Impostos sobre a Receita			(616.945)	(648.286)	(681.219)	(715.825)	(752.189)	(790.400)	(830.553)	(872.745)	(917.080)	(963.668)	(1.012.622)	(1.064.063)	(1.118.118)
PIS			(109.867)	(115.448)	(121.313)	(127.476)	(133.951)	(140.756)	(147.907)	(155.420)	(163.316)	(171.612)	(180.330)	(189.491)	(199.117)
COFINS			(507.078)	(532.838)	(559.906)	(588.349)	(618.238)	(649.644)	(682.646)	(717.324)	(753.764)	(792.056)	(832.292)	(874.573)	(919.001)
Receita Operacional Líquida			16.285.668	17.112.980	17.982.319	18.895.821	19.855.729	20.864.400	21.924.312	23.038.067	24.208.400	25.438.187	26.730.447	28.088.354	29.515.242
(-) Despesas Operacionais			(2.973.581)	(3.124.639)	(3.283.370)	(3.450.166)	(3.625.434)	(3.809.606)	(4.003.134)	(4.206.493)	(4.420.183)	(4.644.728)	(4.880.681)	(5.128.619)	(5.389.153)
Operação e Manutenção			(1.267.696)	(1.332.095)	(1.399.765)	(1.470.873)	(1.545.594)	(1.624.110)	(1.706.615)	(1.793.311)	(1.884.411)	(1.980.139)	(2.080.730)	(2.186.431)	(2.297.502)
Sobressalentes e Ferramentas			(354.955)	(372.987)	(391.934)	(411.845)	(432.766)	(454.751)	(477.852)	(502.127)	(527.635)	(554.439)	(582.604)	(612.201)	(643.301)
Seguros			(253.539)	(266.419)	(279.953)	(294.175)	(309.119)	(324.822)	(341.323)	(358.662)	(376.882)	(396.028)	(416.146)	(437.286)	(459.500)
Despesas Ambientais			(219.734)	(230.896)	(242.626)	(254.951)	(267.903)	(281.512)	(295.813)	(310.841)	(326.631)	(343.224)	(360.660)	(378.981)	(398.234)
Administração			(236.637)	(248.658)	(261.290)	(274.563)	(288.511)	(303.167)	(318.568)	(334.751)	(351.757)	(369.626)	(388.403)	(408.134)	(428.867)
TUSD			(556.507)	(584.778)	(614.484)	(645.700)	(678.502)	(712.970)	(749.188)	(787.247)	(827.239)	(869.263)	(913.422)	(959.823)	(1.008.583)
Taxa Aneel			(84.513)	(88.806)	(93.318)	(98.058)	(103.040)	(108.274)	(113.774)	(119.554)	(125.627)	(132.009)	(138.715)	(145.762)	(153.167)
Resultado Operacional			13.312.087	13.988.341	14.698.949	15.445.656	16.230.295	17.054.794	17.921.178	18.831.573	19.788.217	20.793.459	21.849.766	22.959.735	24.126.089
Resultado Financeiro	(2.599.080)	(7.691.547)	(9.491.165)	(8.947.961)	(8.137.580)	(7.327.198)	(6.516.817)	(5.706.435)	(4.896.054)	(4.085.673)	(3.275.291)	(2.464.910)	(1.654.529)	(844.147)	(118.181)
(-) Juros Financiamento	(2.599.080)	(7.691.547)	(9.491.165)	(8.947.961)	(8.137.580)	(7.327.198)	(6.516.817)	(5.706.435)	(4.896.054)	(4.085.673)	(3.275.291)	(2.464.910)	(1.654.529)	(844.147)	(118.181)
Lucro antes do IRPJ e CS	(2.599.080)	(7.691.547)	3.820.923	5.040.380	6.561.370	8.118.458	9.713.478	11.348.359	13.025.123	14.745.901	16.512.926	18.328.549	20.195.238	22.115.587	24.007.908
(-) Tributos			(520.600)	(547.047)	(574.837)	(604.039)	(634.724)	(666.968)	(700.850)	(736.453)	(773.865)	(813.177)	(854.487)	(897.894)	(943.507)
Contribuição Social			(182.548)	(191.822)	(201.566)	(211.806)	(222.566)	(233.872)	(245.753)	(258.237)	(271.355)	(285.140)	(299.625)	(314.846)	(330.840)
IRPJ			(338.052)	(355.225)	(373.271)	(392.233)	(412.158)	(433.096)	(455.097)	(478.216)	(502.510)	(528.037)	(554.861)	(583.048)	(612.667)
Lucro (Prejuízo) do Exercício	(2.599.080)	(7.691.547)	3.300.322	4.493.333	5.986.533	7.514.419	9.078.754	10.681.391	12.324.274	14.009.448	15.739.061	17.515.372	19.340.751	21.217.693	23.064.401

DRE REGIME PRESUMIDO (continuação)

DRE REGIME PRESUMIDO	ANO 14	ANO 15	ANO 16	ANO 17	ANO 18	ANO 19	ANO 20	ANO 21	ANO 22	ANO 23	ANO 24	ANO 25	ANO 26	ANO 27	ANO 28
Receita Operacional Bruta	32.189.534	33.824.763	35.543.061	37.348.648	39.245.959	41.239.654	43.334.629	45.536.028	47.849.258	50.280.000	52.834.224	55.518.203	58.338.528	61.302.125	64.416.273
(-) Impostos sobre a Receita	(1.174.918)	(1.234.604)	(1.297.322)	(1.363.226)	(1.432.478)	(1.505.247)	(1.581.714)	(1.662.065)	(1.746.498)	(1.835.220)	(1.928.449)	(5.107.675)	(5.367.145)	(5.639.795)	(5.926.297)
PIS	(209.232)	(219.861)	(231.030)	(242.766)	(255.099)	(268.058)	(281.675)	(295.984)	(311.020)	(326.820)	(343.422)	(888.291)	(933.416)	(980.834)	(1.030.660)
COFINS	(965.686)	(1.014.743)	(1.066.292)	(1.120.459)	(1.177.379)	(1.237.190)	(1.300.039)	(1.366.081)	(1.435.478)	(1.508.400)	(1.585.027)	(4.219.383)	(4.433.728)	(4.658.961)	(4.895.637)
Receita Operacional Líquida	31.014.616	32.590.159	34.245.739	35.985.422	37.813.482	39.734.407	41.752.915	43.873.963	46.102.760	48.444.780	50.905.775	50.410.528	52.971.383	55.662.329	58.489.976
(-) Despesas Operacionais	(5.662.922)	(5.950.598)	(6.252.889)	(6.570.535)	(6.904.319)	(7.255.058)	(7.623.615)	(8.010.895)	(8.417.848)	(8.845.475)	(9.294.825)	(9.767.002)	(10.263.166)	(10.784.535)	(11.332.389)
Operação e Manutenção	(2.414.215)	(2.536.857)	(2.665.730)	(2.801.149)	(2.943.447)	(3.092.974)	(3.250.097)	(3.415.202)	(3.588.694)	(3.771.000)	(3.962.567)	(4.163.865)	(4.375.390)	(4.597.659)	(4.831.220)
Sobressalentes e Ferramentas	(675.980)	(710.320)	(746.404)	(784.322)	(824.165)	(866.033)	(910.027)	(956.257)	(1.004.834)	(1.055.880)	(1.109.519)	(1.165.882)	(1.225.109)	(1.287.345)	(1.352.742)
Seguros	(482.843)	(507.371)	(533.146)	(560.230)	(588.689)	(618.595)	(650.019)	(683.040)	(717.739)	(754.200)	(792.513)	(832.773)	(875.078)	(919.532)	(966.244)
Despesas Ambientais	(418.464)	(439.722)	(462.060)	(485.532)	(510.197)	(536.116)	(563.350)	(591.968)	(622.040)	(653.640)	(686.845)	(721.737)	(758.401)	(796.928)	(837.412)
Administração	(450.653)	(473.547)	(497.603)	(522.881)	(549.443)	(577.355)	(606.685)	(637.504)	(669.890)	(703.920)	(739.679)	(777.255)	(816.739)	(858.230)	(901.828)
TUSD	(1.059.819)	(1.113.657)	(1.170.231)	(1.229.679)	(1.292.146)	(1.357.788)	(1.426.763)	(1.499.243)	(1.575.404)	(1.655.435)	(1.739.531)	(1.827.899)	(1.920.756)	(2.018.331)	(2.120.862)
Taxa Aneel	(160.948)	(169.124)	(177.715)	(186.743)	(196.230)	(206.198)	(216.673)	(227.680)	(239.246)	(251.400)	(264.171)	(277.591)	(291.693)	(306.511)	(322.081)
Resultado Operacional	25.351.694	26.639.561	27.992.850	29.414.887	30.909.163	32.479.349	34.129.300	35.863.068	37.684.912	39.599.305	41.610.950	40.643.526	42.708.217	44.877.795	47.157.587
Resultado Financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Juros Financiamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro antes do IRPJ e CS	25.351.694	26.639.561	27.992.850	29.414.887	30.909.163	32.479.349	34.129.300	35.863.068	37.684.912	39.599.305	41.610.950	40.643.526	42.708.217	44.877.795	47.157.587
(-) Tributos	(991.438)	(1.041.803)	(1.094.726)	(1.150.338)	(1.208.776)	(1.270.181)	(1.334.707)	(1.402.510)	(1.473.757)	(1.548.624)	(1.627.294)	(1.709.961)	(1.796.827)	(1.888.105)	(1.984.021)
Contribuição Social	(347.647)	(365.307)	(383.865)	(403.365)	(423.856)	(445.388)	(468.014)	(491.789)	(516.772)	(543.024)	(570.610)	(599.597)	(630.056)	(662.063)	(695.696)
IRPJ	(643.791)	(676.495)	(710.861)	(746.973)	(784.919)	(824.793)	(866.693)	(910.721)	(956.985)	(1.005.600)	(1.056.684)	(1.110.364)	(1.166.771)	(1.226.042)	(1.288.325)
Lucro (Prejuízo) do Exercício	24.360.257	25.597.758	26.898.124	28.264.549	29.700.388	31.209.167	32.794.593	34.460.558	36.211.155	38.050.681	39.983.656	38.933.566	40.911.391	42.989.689	45.173.566

ANEXO II – DRE GERENCIAL

DRE GERENCIAL	CONST. ANO 1	CONST. ANO 2	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5	ANO 6	ANO 7	ANO 8	ANO 9	ANO 10	ANO 11	ANO 12	ANO 13
Receita Operacional Bruta			16.902.614	17.761.266	18.663.539	19.611.646	20.607.918	21.654.800	22.754.864	23.910.811	25.125.480	26.401.855	27.743.069	29.152.417	30.633.360
(-) Impostos sobre a Receita			(616.945)	(648.286)	(681.219)	(715.825)	(752.189)	(790.400)	(830.553)	(872.745)	(917.080)	(963.668)	(1.012.622)	(1.064.063)	(1.118.118)
PIS			(109.867)	(115.448)	(121.313)	(127.476)	(133.951)	(140.756)	(147.907)	(155.420)	(163.316)	(171.612)	(180.330)	(189.491)	(199.117)
COFINS			(507.078)	(532.838)	(559.906)	(588.349)	(618.238)	(649.644)	(682.646)	(717.324)	(753.764)	(792.056)	(832.292)	(874.573)	(919.001)
Receita Operacional Líquida			16.285.668	17.112.980	17.982.319	18.895.821	19.855.729	20.864.400	21.924.312	23.038.067	24.208.400	25.438.187	26.730.447	28.088.354	29.515.242
(-) Despesas Operacionais			(6.819.831)	(6.970.889)	(7.129.620)	(7.296.416)	(7.471.684)	(7.655.856)	(7.849.384)	(8.052.743)	(8.266.433)	(8.490.978)	(8.726.931)	(8.974.869)	(9.235.403)
Operação e Manutenção			(1.267.696)	(1.332.095)	(1.399.765)	(1.470.873)	(1.545.594)	(1.624.110)	(1.706.615)	(1.793.311)	(1.884.411)	(1.980.139)	(2.080.730)	(2.186.431)	(2.297.502)
Sobressalentes e Ferramentas			(354.955)	(372.987)	(391.934)	(411.845)	(432.766)	(454.751)	(477.852)	(502.127)	(527.635)	(554.439)	(582.604)	(612.201)	(643.301)
Seguros			(253.539)	(266.419)	(279.953)	(294.175)	(309.119)	(324.822)	(341.323)	(358.662)	(376.882)	(396.028)	(416.146)	(437.286)	(459.500)
Despesas Ambientais			(219.734)	(230.896)	(242.626)	(254.951)	(267.903)	(281.512)	(295.813)	(310.841)	(326.631)	(343.224)	(360.660)	(378.981)	(398.234)
Administração			(236.637)	(248.658)	(261.290)	(274.563)	(288.511)	(303.167)	(318.568)	(334.751)	(351.757)	(369.626)	(388.403)	(408.134)	(428.867)
TUSD			(556.507)	(584.778)	(614.484)	(645.700)	(678.502)	(712.970)	(749.188)	(787.247)	(827.239)	(869.263)	(913.422)	(959.823)	(1.008.583)
Taxa Aneel			(84.513)	(88.806)	(93.318)	(98.058)	(103.040)	(108.274)	(113.774)	(119.554)	(125.627)	(132.009)	(138.715)	(145.762)	(153.167)
Depreciação			(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)
Resultado Operacional			9.465.837	10.142.091	10.852.699	11.599.406	12.384.045	13.208.544	14.074.927	14.985.323	15.941.967	16.947.209	18.003.516	19.113.484	20.279.839
Resultado Financeiro	(2.599.080)	(7.691.547)	(9.491.165)	(8.947.961)	(8.137.580)	(7.327.198)	(6.516.817)	(5.706.435)	(4.896.054)	(4.085.673)	(3.275.291)	(2.464.910)	(1.654.529)	(844.147)	(118.181)
(-) Juros Financiamento	(2.599.080)	(7.691.547)	(9.491.165)	(8.947.961)	(8.137.580)	(7.327.198)	(6.516.817)	(5.706.435)	(4.896.054)	(4.085.673)	(3.275.291)	(2.464.910)	(1.654.529)	(844.147)	(118.181)
Lucro antes do IRPJ e CS	(2.599.080)	(7.691.547)	(25.328)	1.194.130	2.715.119	4.272.207	5.867.228	7.502.108	9.178.873	10.899.651	12.666.676	14.482.299	16.348.988	18.269.337	20.161.658
(-) Tributos			-	(547.047)	(574.837)	(604.039)	(634.724)	(666.968)	(700.850)	(736.453)	(773.865)	(813.177)	(854.487)	(897.894)	(943.507)
Contribuição Social			-	(191.822)	(201.566)	(211.806)	(222.566)	(233.872)	(245.753)	(258.237)	(271.355)	(285.140)	(299.625)	(314.846)	(330.840)
IRPJ			-	(355.225)	(373.271)	(392.233)	(412.158)	(433.096)	(455.097)	(478.216)	(502.510)	(528.037)	(554.861)	(583.048)	(612.667)
Lucro (Prejuízo) do Exercício	(2.599.080)	(7.691.547)	(25.328)	647.083	2.140.282	3.668.169	5.232.504	6.835.141	8.478.024	10.163.198	11.892.811	13.669.122	15.494.501	17.371.443	19.218.151

DRE GERENCIAL (CONTINUAÇÃO)

DRE GERENCIAL	ANO 14	ANO 15	ANO 16	ANO 17	ANO 18	ANO 19	ANO 20	ANO 21	ANO 22	ANO 23	ANO 24	ANO 25	ANO 26	ANO 27	ANO 28
Receita Operacional Bruta	32.189.534	33.824.763	35.543.061	37.348.648	39.245.959	41.239.654	43.334.629	45.536.028	47.849.258	50.280.000	52.834.224	55.518.203	58.338.528	61.302.125	64.416.273
(-) Impostos sobre a Receita	(1.174.918)	(1.234.604)	(1.297.322)	(1.363.226)	(1.432.478)	(1.505.247)	(1.581.714)	(1.662.065)	(1.746.498)	(1.835.220)	(1.928.449)	(5.107.675)	(5.367.145)	(5.639.795)	(5.926.297)
PIS	(209.232)	(219.861)	(231.030)	(242.766)	(255.099)	(268.058)	(281.675)	(295.984)	(311.020)	(326.820)	(343.422)	(888.291)	(933.416)	(980.834)	(1.030.660)
COFINS	(965.686)	(1.014.743)	(1.066.292)	(1.120.459)	(1.177.379)	(1.237.190)	(1.300.039)	(1.366.081)	(1.435.478)	(1.508.400)	(1.585.027)	(4.219.383)	(4.433.728)	(4.658.961)	(4.895.637)
Receita Operacional Líquida	31.014.616	32.590.159	34.245.739	35.985.422	37.813.482	39.734.407	41.752.915	43.873.963	46.102.760	48.444.780	50.905.775	50.410.528	52.971.383	55.662.329	58.489.976
(-) Despesas Operacionais	(9.509.172)	(9.796.848)	(10.099.139)	(10.416.786)	(10.750.569)	(11.101.308)	(11.469.865)	(11.857.145)	(12.264.098)	(12.691.725)	(13.141.075)	(13.613.252)	(14.109.416)	(14.630.785)	(15.178.639)
Operação e Manutenção	(2.414.215)	(2.536.857)	(2.665.730)	(2.801.149)	(2.943.447)	(3.092.974)	(3.250.097)	(3.415.202)	(3.588.694)	(3.771.000)	(3.962.567)	(4.163.865)	(4.375.390)	(4.597.659)	(4.831.220)
Sobressalentes e Ferramentas	(675.980)	(710.320)	(746.404)	(784.322)	(824.165)	(866.033)	(910.027)	(956.257)	(1.004.834)	(1.055.880)	(1.109.519)	(1.165.882)	(1.225.109)	(1.287.345)	(1.352.742)
Seguros	(482.843)	(507.371)	(533.146)	(560.230)	(588.689)	(618.595)	(650.019)	(683.040)	(717.739)	(754.200)	(792.513)	(832.773)	(875.078)	(919.532)	(966.244)
Despesas Ambientais	(418.464)	(439.722)	(462.060)	(485.532)	(510.197)	(536.116)	(563.350)	(591.968)	(622.040)	(653.640)	(686.845)	(721.737)	(758.401)	(796.928)	(837.412)
Administração	(450.653)	(473.547)	(497.603)	(522.881)	(549.443)	(577.355)	(606.685)	(637.504)	(669.890)	(703.920)	(739.679)	(777.255)	(816.739)	(858.230)	(901.828)
TUSD	(1.059.819)	(1.113.657)	(1.170.231)	(1.229.679)	(1.292.146)	(1.357.788)	(1.426.763)	(1.499.243)	(1.575.404)	(1.655.435)	(1.739.531)	(1.827.899)	(1.920.756)	(2.018.331)	(2.120.862)
Taxa Aneel	(160.948)	(169.124)	(177.715)	(186.743)	(196.230)	(206.198)	(216.673)	(227.680)	(239.246)	(251.400)	(264.171)	(277.591)	(291.693)	(306.511)	(322.081)
Depreciação	(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)	(3.846.250)
Resultado Operacional	21.505.444	22.793.310	24.146.600	25.568.637	27.062.913	28.633.099	30.283.050	32.016.818	33.838.662	35.753.055	37.764.700	36.797.276	38.861.967	41.031.545	43.311.337
Resultado Financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Juros Financiamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro antes do IRPJ e CS	21.505.444	22.793.310	24.146.600	25.568.637	27.062.913	28.633.099	30.283.050	32.016.818	33.838.662	35.753.055	37.764.700	36.797.276	38.861.967	41.031.545	43.311.337
(-) Tributos	(991.438)	(1.041.803)	(1.094.726)	(1.150.338)	(1.208.776)	(1.270.181)	(1.334.707)	(1.402.510)	(1.473.757)	(1.548.624)	(1.627.294)	(1.709.961)	(1.796.827)	(1.888.105)	(1.984.021)
Contribuição Social	(347.647)	(365.307)	(383.865)	(403.365)	(423.856)	(445.388)	(468.014)	(491.789)	(516.772)	(543.024)	(570.610)	(599.597)	(630.056)	(662.063)	(695.696)
IRPJ	(643.791)	(676.495)	(710.861)	(746.973)	(784.919)	(824.793)	(866.693)	(910.721)	(956.985)	(1.005.600)	(1.056.684)	(1.110.364)	(1.166.771)	(1.226.042)	(1.288.325)
Lucro (Prejuízo) do Exercício	20.514.007	21.751.508	23.051.874	24.418.299	25.854.138	27.362.917	28.948.343	30.614.308	32.364.905	34.204.431	36.137.406	35.087.315	37.065.141	39.143.439	41.327.315

ANEXO III – FLUXO DE CAIXA PROJETADO

FLUXO DE CAIXA ANUAL	CONST. ANO 1	CONST. ANO 2	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5	ANO 6	ANO 7	ANO 8	ANO 9	ANO 10	ANO 11	ANO 12	ANO 13
ENTRADAS															
Receita Operacional Bruta	-	-	16.902.614	17.761.266	18.663.539	19.611.646	20.607.918	21.654.800	22.754.864	23.910.811	25.125.480	26.401.855	27.743.069	29.152.417	30.633.360
Financiamento BNDES	56.539.877	18.846.626	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aporte de Capital Próprio	22.615.951	9.692.550	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totas de Entradas	79.155.827	28.539.176	16.902.614	17.761.266	18.663.539	19.611.646	20.607.918	21.654.800	22.754.864	23.910.811	25.125.480	26.401.855	27.743.069	29.152.417	30.633.360
SAÍDAS															
Total de Investimentos	(79.155.827)	(28.539.176)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de Despesas	-	-	(3.590.526)	(3.772.925)	(3.964.589)	(4.165.991)	(4.377.623)	(4.600.006)	(4.833.687)	(5.079.238)	(5.337.263)	(5.608.396)	(5.893.303)	(6.192.682)	(6.507.271)
Despesas Operacionais	-	-	(2.973.581)	(3.124.639)	(3.283.370)	(3.450.166)	(3.625.434)	(3.809.606)	(4.003.134)	(4.206.493)	(4.420.183)	(4.644.728)	(4.880.681)	(5.128.619)	(5.389.153)
(-) Operação e Manutenção (O&M)	-	-	(1.267.696)	(1.332.095)	(1.399.765)	(1.470.873)	(1.545.594)	(1.624.110)	(1.706.615)	(1.793.311)	(1.884.411)	(1.980.139)	(2.080.730)	(2.186.431)	(2.297.502)
(-) Sobressalentes e Ferramentas	-	-	(354.955)	(372.987)	(391.934)	(411.845)	(432.766)	(454.751)	(477.852)	(502.127)	(527.635)	(554.439)	(582.604)	(612.201)	(643.301)
(-) Seguros	-	-	(253.539)	(266.419)	(279.953)	(294.175)	(309.119)	(324.822)	(341.323)	(358.662)	(376.882)	(396.028)	(416.146)	(437.286)	(459.500)
(-) Despesas Ambientais	-	-	(219.734)	(230.896)	(242.626)	(254.951)	(267.903)	(281.512)	(295.813)	(310.841)	(326.631)	(343.224)	(360.660)	(378.981)	(398.234)
(-) Administração	-	-	(236.637)	(248.658)	(261.290)	(274.563)	(288.511)	(303.167)	(318.568)	(334.751)	(351.757)	(369.626)	(388.403)	(408.134)	(428.867)
(-) TUSD	-	-	(556.507)	(584.778)	(614.484)	(645.700)	(678.502)	(712.970)	(749.188)	(787.247)	(827.239)	(869.263)	(913.422)	(959.823)	(1.008.583)
(-) Taxa Aneel	-	-	(84.513)	(88.806)	(93.318)	(98.058)	(103.040)	(108.274)	(113.774)	(119.554)	(125.627)	(132.009)	(138.715)	(145.762)	(153.167)
Total Impostos sobre Receita	-	-	(616.945)	(648.286)	(681.219)	(715.825)	(752.189)	(790.400)	(830.553)	(872.745)	(917.080)	(963.668)	(1.012.622)	(1.064.063)	(1.118.118)
(-) PIS	-	-	(109.867)	(115.448)	(121.313)	(127.476)	(133.951)	(140.756)	(147.907)	(155.420)	(163.316)	(171.612)	(180.330)	(189.491)	(199.117)
(-) COFINS	-	-	(507.078)	(532.838)	(559.906)	(588.349)	(618.238)	(649.644)	(682.646)	(717.324)	(753.764)	(792.056)	(832.292)	(874.573)	(919.001)
Amortização Financ. BNDES	-	-	(3.766.268)	(7.532.535)	(7.532.535)	(7.532.535)	(7.532.535)	(7.532.535)	(7.532.535)	(7.532.535)	(7.532.535)	(7.532.535)	(7.532.535)	(7.532.535)	(3.766.268)
Juros Financ. BNDES	-	-	(4.777.873)	(8.947.961)	(8.137.580)	(7.327.198)	(6.516.817)	(5.706.435)	(4.896.054)	(4.085.673)	(3.275.291)	(2.464.910)	(1.654.529)	(844.147)	(118.181)
Varição do Capital de Giro	-	-	(75.529)	(79.366)	(83.398)	(87.634)	(92.086)	(96.764)	(101.680)	(106.845)	(112.273)	(117.976)	(123.969)	(130.267)	(136.884)
Total Impostos sobre Resultado	-	-	(520.600)	(547.047)	(574.837)	(604.039)	(634.724)	(666.968)	(700.850)	(736.453)	(773.865)	(813.177)	(854.487)	(897.894)	(943.507)
(-) Contribuição Social	-	-	(182.548)	(191.822)	(201.566)	(211.806)	(222.566)	(233.872)	(245.753)	(258.237)	(271.355)	(285.140)	(299.625)	(314.846)	(330.840)
(-) IRPJ	-	-	(338.052)	(355.225)	(373.271)	(392.233)	(412.158)	(433.096)	(455.097)	(478.216)	(502.510)	(528.037)	(554.861)	(583.048)	(612.667)
Totas de Saídas	(79.155.827)	(28.539.176)	(12.730.797)	(20.879.834)	(20.292.939)	(19.717.397)	(19.153.785)	(18.602.709)	(18.064.805)	(17.540.744)	(17.031.227)	(16.536.994)	(16.058.822)	(15.597.526)	(11.472.111)
Fluxo de Caixa do Acionista	(22.615.951)	(9.692.550)	4.171.817	(3.118.567)	(1.629.400)	(105.750)	1.454.133	3.052.092	4.690.059	6.370.068	8.094.253	9.864.860	11.684.247	13.554.891	19.161.249
Fluxo de Caixa Acumulado do Acionista	(22.615.951)	(32.308.501)	(28.136.684)	(31.255.252)	(32.884.652)	(32.990.402)	(31.536.269)	(28.484.177)	(23.794.118)	(17.424.051)	(9.329.797)	535.063	12.219.310	25.774.201	44.935.450

FLUXO DE CAIXA PROJETADO (continuação)

FLUXO DE CAIXA ANUAL	ANO 14	ANO 15	ANO 16	ANO 17	ANO 18	ANO 19	ANO 20	ANO 21	ANO 22	ANO 23	ANO 24	ANO 25	ANO 26	ANO 27	ANO 28
ENTRADAS															
Receita Operacional Bruta	32.189.534	33.824.763	35.543.061	37.348.648	39.245.959	41.239.654	43.334.629	45.536.028	47.849.258	50.280.000	52.834.224	55.518.203	58.338.528	61.302.125	64.416.273
Financiamento BNDES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aporte de Capital Próprio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totas de Entradas	32.189.534	33.824.763	35.543.061	37.348.648	39.245.959	41.239.654	43.334.629	45.536.028	47.849.258	50.280.000	52.834.224	55.518.203	58.338.528	61.302.125	64.416.273
SAÍDAS															
Total de Investimentos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de Despesas	(6.837.840)	(7.185.202)	(7.550.210)	(7.933.761)	(8.336.796)	(8.760.305)	(9.205.329)	(9.672.960)	(10.164.346)	(10.680.695)	(11.223.274)	(14.874.677)	(15.630.310)	(16.424.330)	(17.258.686)
Despesas Operacionais	(5.662.922)	(5.950.598)	(6.252.889)	(6.570.535)	(6.904.319)	(7.255.058)	(7.623.615)	(8.010.895)	(8.417.848)	(8.845.475)	(9.294.825)	(9.767.002)	(10.263.166)	(10.784.535)	(11.332.389)
(-) Operação e Manutenção (O&M)	(2.414.215)	(2.536.857)	(2.665.730)	(2.801.149)	(2.943.447)	(3.092.974)	(3.250.097)	(3.415.202)	(3.588.694)	(3.771.000)	(3.962.567)	(4.163.865)	(4.375.390)	(4.597.659)	(4.831.220)
(-) Sobressalentes e Ferramentas	(675.980)	(710.320)	(746.404)	(784.322)	(824.165)	(866.033)	(910.027)	(956.257)	(1.004.834)	(1.055.880)	(1.109.519)	(1.165.882)	(1.225.109)	(1.287.345)	(1.352.742)
(-) Seguros	(482.843)	(507.371)	(533.146)	(560.230)	(588.689)	(618.595)	(650.019)	(683.040)	(717.739)	(754.200)	(792.513)	(832.773)	(875.078)	(919.532)	(966.244)
(-) Despesas Ambientais	(418.464)	(439.722)	(462.060)	(485.532)	(510.197)	(536.116)	(563.350)	(591.968)	(622.040)	(653.640)	(686.845)	(721.737)	(758.401)	(796.928)	(837.412)
(-) Administração	(450.653)	(473.547)	(497.603)	(522.881)	(549.443)	(577.355)	(606.685)	(637.504)	(669.890)	(703.920)	(739.679)	(777.255)	(816.739)	(858.230)	(901.828)
(-) TUSD	(1.059.819)	(1.113.657)	(1.170.231)	(1.229.679)	(1.292.146)	(1.357.788)	(1.426.763)	(1.499.243)	(1.575.404)	(1.655.435)	(1.739.531)	(1.827.899)	(1.920.756)	(2.018.331)	(2.120.862)
(-) Taxa Aneel	(160.948)	(169.124)	(177.715)	(186.743)	(196.230)	(206.198)	(216.673)	(227.680)	(239.246)	(251.400)	(264.171)	(277.591)	(291.693)	(306.511)	(322.081)
Total Impostos sobre Receita	(1.174.918)	(1.234.604)	(1.297.322)	(1.363.226)	(1.432.478)	(1.505.247)	(1.581.714)	(1.662.065)	(1.746.498)	(1.835.220)	(1.928.449)	(5.107.675)	(5.367.145)	(5.639.795)	(5.926.297)
(-) PIS	(209.232)	(219.861)	(231.030)	(242.766)	(255.099)	(268.058)	(281.675)	(295.984)	(311.020)	(326.820)	(343.422)	(888.291)	(933.416)	(980.834)	(1.030.660)
(-) COFINS	(965.686)	(1.014.743)	(1.066.292)	(1.120.459)	(1.177.379)	(1.237.190)	(1.300.039)	(1.366.081)	(1.435.478)	(1.508.400)	(1.585.027)	(4.219.383)	(4.433.728)	(4.658.961)	(4.895.637)
Amortização Financ. BNDES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Juros Financ. BNDES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Varição do Capital de Giro	(143.838)	(151.145)	(158.823)	(166.892)	(175.370)	(184.278)	(193.640)	(203.477)	(213.813)	(224.675)	(236.089)	(248.082)	(260.684)	(273.927)	4.179.404
Total Impostos sobre Resultado	(991.438)	(1.041.803)	(1.094.726)	(1.150.338)	(1.208.776)	(1.270.181)	(1.334.707)	(1.402.510)	(1.473.757)	(1.548.624)	(1.627.294)	(1.709.961)	(1.796.827)	(1.888.105)	(1.984.021)
(-) Contribuição Social	(347.647)	(365.307)	(383.865)	(403.365)	(423.856)	(445.388)	(468.014)	(491.789)	(516.772)	(543.024)	(570.610)	(599.597)	(630.056)	(662.063)	(695.696)
(-) IRPJ	(643.791)	(676.495)	(710.861)	(746.973)	(784.919)	(824.793)	(866.693)	(910.721)	(956.985)	(1.005.600)	(1.056.684)	(1.110.364)	(1.166.771)	(1.226.042)	(1.288.325)
Totas de Saídas	(7.973.116)	(8.378.150)	(8.803.760)	(9.250.991)	(9.720.941)	(10.214.765)	(10.733.675)	(11.278.946)	(11.851.917)	(12.453.994)	(13.086.657)	(16.832.719)	(17.687.821)	(18.586.363)	(15.063.303)
Fluxo de Caixa do Acionista	24.216.419	25.446.613	26.739.301	28.097.657	29.525.018	31.024.889	32.600.953	34.257.082	35.997.341	37.826.006	39.747.568	38.685.484	40.650.706	42.715.762	49.352.970
Fluxo de Caixa Acumulado do Acionista	69.151.868	94.598.481	121.337.782	149.435.439	178.960.457	209.985.345	242.586.299	276.843.380	312.840.722	350.666.728	390.414.296	429.099.779	469.750.486	512.466.248	561.819.217