

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**

**APLICAÇÃO DO *PROJECT FINANCE* PARA  
ALAVANCAGEM DE EMPREENDIMENTOS  
HIDRELÉTRICOS DE PEQUENO PORTE**

**Silvana dos Santos**

Itajubá, Outubro de 2003.



*Ministério da Educação*  
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002.

**Pró-Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação**

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia**

**APLICAÇÃO DO *PROJECT FINANCE* PARA  
ALAVANCAGEM DE EMPREENDIMENTOS  
HIDRELÉTRICOS DE PEQUENO PORTE**

**Autora: Silvana dos Santos**

**Orientador: Prof. Roberto Alves de Almeida, D. Sc.**

Curso: Mestrado em Engenharia da Energia / Planejamento Energético

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação da Universidade Federal de Itajubá, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia da Energia.

**Itajubá, Outubro de 2003.**

## *Dedicatória*

Em memória da minha mãe, Ana, pois nos momentos de dúvida era ela quem me mostrava o caminho a seguir. Aos meus familiares que lutaram comigo para que alcançasse êxito na vida.

## *Agradecimentos*

Agradeço primeiramente a Deus, pelo dom da vida, e pela oportunidade de poder estudar.

A meu orientador Roberto Alves de Almeida pela confiança, pela amizade e orientação ao passar seus conhecimentos e experiências para o desenvolvimento deste trabalho.

A engenheira Daniela Calazans Vieira e ao professor Gilson Galvão Krauser pela atenção e esclarecimentos tão preciosos para esta dissertação.

Aos colegas, professores e funcionários da UNIFEI pela solidariedade e companheirismo.

Aos amigos Maria Célia e José Pinelli pelo apoio e incentivo para a minha vitória.

A todos os meus familiares e amigos que, direta ou indiretamente, me apoiaram nos momentos difíceis, ensinando-me a enfrentar os desafios com prazer e determinação.

Aos componentes da banca examinadora, Eng<sup>o</sup> Hélivio Neves Guerra, Prof<sup>o</sup> Afonso Henriques Moreira Santos e ao Prof<sup>o</sup> Edson da Costa Bortoni.

A CAPES pela bolsa de estudo que me concedeu e possibilitou o desenvolvimento deste trabalho.

## *Índice Geral*

Dedicatória .....	ii
Agradecimentos .....	iii
Índice Geral .....	iv
Índice de Figuras .....	vii
Índice de Tabelas .....	viii
Lista de Siglas.....	ix
Resumo .....	xii
Abstract.....	xiii
CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO .....	13
1.1 - Generalidades .....	13
1.2 - Justificativa da Dissertação .....	14
1.3 – Objetivo da Dissertação.....	15
1.4 – Organização da Dissertação.....	15
CAPÍTULO 2 – CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS DE PEQUENO PORTE .....	17
2.1 – Introdução.....	17
2.2 – Considerações de Pequenos Empreendimentos Hidrelétricos.....	17
2.2.1 - Centrais Hidrelétricas.....	17
2.2.1.1 - Aspectos Legais .....	17
2.2.1.2 - Aspectos Técnicos.....	18
2.2.1.3 - Aspectos econômico-financeiros.....	22
CAPÍTULO 3 – <i>PROJECT FINANCE</i> CONCEITOS BÁSICOS .....	27
3.1- Introdução .....	27
3.2 – <i>Corporate Finance</i> .....	27
3.3- <i>Project Finance</i> .....	29
3.3.1 – Definição .....	29
3.3.2 – Estrutura básica de um <i>Project Finance</i> .....	31
3.3.3 – Algumas Características básicas de um <i>project finance</i> .....	33
3.3.4 – Principais vantagens do <i>project finance</i> .....	34
3.3.5 – Principais desvantagens do <i>project finance</i> .....	35
3.3.6 - Dificuldades de implementação do <i>Project finance</i> em países em desenvolvimento	36
3.4 – <i>Project Finance</i> e Infra-Estrutura.....	37
3.4.1 - Aspectos relativos ao <i>project finance</i> .....	37
3.5 - Garantias das Agências Multilaterais.....	38
3.6 - O Papel do Sistema BNDES .....	40
3.7 – Análise das viabilidades do <i>Project finance</i> .....	41
3.7.1 – Viabilidade técnica .....	41
3.7.2 – Viabilidade econômica .....	42
3.7.3 - Outros aspectos a considerar .....	43
3.8 – Estrutura Contratual.....	44
3.8.1 – Tipos de contratos necessários para um <i>project finance</i> .....	45
3.9 - Aspectos Jurídicos.....	49
3.10 – O que não é <i>project finance</i> .....	51
CAPÍTULO 4 – O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL .....	53

4.1 – Introdução.....	53
4.2 – A Estrutura do Mercado de Energia .....	53
4.3 – Agentes do Mercado.....	59
4.3.1 - Agentes de Geração.....	59
4.3.2 - Agentes de Transmissão.....	59
4.3.3 - Agente de Distribuição.....	60
4.3.4 - Agente de Comercialização.....	60
4.3.5 – Autoprodutor e Produtor Independente de Energia.....	60
4.3.6 – Consumidores Livres.....	62
4.3.7 – Consumidores cativos.....	62
4.4 - Tipos de Contratos .....	62
4.4.1 – Contratos Iniciais.....	62
4.4.2 – Contratos Bilaterais .....	64
4.4.3 - Negociação no mercado multilateral de curto prazo (MAE) .....	65
4.5 - Autorização do Empreendimento na ANEEL.....	65
4.6 – Participação de Empreendimentos de Pequeno Porte no MAE.....	65
4.6.1 - Processo de Comercialização.....	65
4.7 - Diretrizes Básicas do novo modelo para o setor elétrico .....	66
<b>CAPÍTULO 5 - OS RISCOS ASSOCIADOS A EMPREENDIMENTOS NO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL.....</b>	<b>69</b>
5.1 – Introdução.....	69
5.2 – Métodos para Estudo da Rentabilidade de Projetos de Investimento incorporando riscos e incertezas .....	69
5.2.1 - Variáveis .....	70
5.2.2 - Cálculo da Taxa Interna de Retorno e do Valor Presente Líquido.....	70
5.2.2.1 - Método da análise de sensibilidade.....	71
5.2.2.2 - Método Algébrico .....	72
5.2.2.3 – Método da Convolução discreta .....	74
5.2.2.4 - Método de Monte Carlo .....	78
5.2.2.5 - Teoria do Portfólio .....	79
5.3- Riscos Envolvidos em um Empreendimento Hidrelétrico .....	82
5.3.1-Risco de Conclusão.....	82
5.3.2 – Risco Tecnológico .....	83
5.3.3 – Risco de Fornecimento de matéria-prima.....	84
5.3.4 – Risco Econômico.....	84
5.3.5 – Risco Financeiro.....	85
5.3.5.1 – Riscos de Mercado .....	85
5.3.5.2 – Riscos de Crédito.....	86
5.3.5.3 – Riscos de Liquidez .....	86
5.3.5.4 – Riscos Operacionais .....	87
5.3.5.5 – Riscos Legais.....	87
5.3.5.6 – Risco Cambial ou de Moeda.....	88
5.3.6 – Risco Político.....	89
5.3.7 – Risco Ambiental .....	90
5.3.8 – Risco de Força Maior .....	91
5.3.9 – Risco Hidrológico.....	91
5.4 – Gestão do Risco .....	92
5.5 – Mitigação do Risco.....	93

5.6 – Mecanismos para Mitigação de Riscos .....	94
5.6.1 – Derivativos .....	94
5.6.1.1 - Conceitos do Mercado de Derivativos .....	95
5.7 – Value-at Risk .....	99
5.7.1 - Administração do Risco Global .....	100
5.7.2 - O Var Como Instrumento de Alocação de Recursos.....	101
CAPÍTULO 6 MODELO DE <i>PROJECT FINANCE</i> APLICADO A EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS DE PEQUENO PORTE .....	105
6.1 – Introdução.....	105
6.2 - Fundamentos de um project finance - Modelo Tradicional .....	106
6.2.1 – Características básicas do <i>project finance</i> tradicional.....	107
6.3 – Modelo Proposto .....	108
6.3.1 – Finalidade do modelo proposto .....	108
6.3.2 – Participantes do modelo .....	108
6.3.3 – Estrutura Jurídica.....	109
6.3.4 – Estrutura Contratual.....	109
6.3.4.1 - Principais Contratos do Projeto.....	109
6.3.5 - Riscos do Projeto: .....	111
CAPÍTULO 7 – ESTUDO DE CASO.....	114
7.1 Introdução.....	114
7.2 Características Básicas da PCH Araras .....	114
7.2.1 Avaliação técnica da PCH Araras .....	114
7.2.1.1 Dados da central .....	114
7.2.2 Aspectos Econômicos.....	116
7.3 – Viabilidade Econômica.....	116
7.3.1 – Metodologia de Estudos .....	116
7.3.2 – <i>Payback</i> .....	118
7.3.3 – Taxa Interna de Retorno – TIR.....	119
7.3.2 – Análise de Sensibilidade.....	120
7.3.3 - Análise: .....	122
7.4 – Aplicação do Modelo.....	124
7.4.2 - Principais Contratos do Projeto:.....	124
7.4.3 - Riscos do Projeto: .....	125
CAPÍTULO 8 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES .....	127
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	130
ANEXOS .....	136

## *Índice de Figuras*

Figura 2.1 – Central Hidrelétrica de Represamento – CHR .....	21
Figura 2.2 – Central Hidrelétrica de Desvio - CHD .....	22
Figura 2.3 – Central Hidrelétrica de Derivação – CHV .....	22
Figura 3.1 – Estrutura de <i>Corporate Finance</i> .....	29
Figura 3.2 – Estrutura de <i>Project Finance</i> .....	30
Figura 4.1 - Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia: .....	63
Figura 5.1 - Árvore com todas as combinações entre os parâmetros incertos do VPL e da TIR. .	72
Figura 5.2 – Distribuição triangular .....	73
Figura. 5.3-a)distribuição Normal; b)discretização em 7 parcelas; c)discretização em 3 parcelas. .....	75
Figura 5.4 - Operação de convolução.....	77
Figura 5.5 – Curvas de Indiferença .....	80
Figura 5.6 – Espaço rentabilidade – risco com fronteira de eficiência por curva (a) e por pontos discretos (b). .....	81
Figura 5.7 Seleção das alternativas.....	82
Figura 5.8 – Um Swap de Moedas .....	89
Figura 6.1 – Os elementos básicos de um <i>project finance</i> . .....	106
Figura 6.2 – Elementos do modelo proposto.....	111
Figura 7.1 - Curva de duração de vazões – PCH Araras .....	115
Figura 7.2 - Curva de energia – PCH Araras.....	115
Figura 7.3 – Tempo de Retorno do Investimento x Preço de energia elétrica .....	119
Figura 7.4 – Taxa Interna do Investimento x Tarifa de energia elétrica .....	120
Figura 7.5 – Preço da energia elétrica x Variação do Investimento .....	121
Figura 7.6 – Custo de Energia x Inflação .....	121



## *Índice de Tabelas*

Tabela 2.1 - Classificação das Centrais Hidrelétricas quanto à queda .....	20
Tabela 2.2 - Classificação das PCH quanto à Potência e quanto à Queda de Projeto .....	21
Tabela 2.3 – Situação das PCH's no Brasil para PIE .....	26
Tabela 3.1 - forma comparativa entre <i>corporate finance</i> e <i>project finance</i> .....	52
Tabela 5.1 - Análise de sensibilidade. ....	71
Tabela 5.2 - Resumo da operação de convolução. ....	77
Tabela 5.3 Classificação das opções.....	99

## *Lista de Siglas*

ACL	– Agente de Contabilização e Liquidação
ABRAGE	– Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica
AMFORP	– <i>American Foreign Power Company</i>
ANEEL	– Agência Nacional de Energia Elétrica
ASMAE	– Administradora dos Serviços do MAE
BID	– Banco Interamericano de Desenvolvimento
BIRD	– Banco Mundial
BL	– Benefício Líquido
BM&F	– Bolsa de Mercadorias & Futuros
BNDES	– Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BNB	– Banco do Nordeste do Brasil
BNH	– Banco Nacional de Habitação
CAPM	– <i>Capital Asset Pricing Model</i>
CCC	– Conta de Consumo de Combustível
CCT	– Contrato de Conexão à Rede Básica
CHESF	– Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CMO	– Custo Marginal de Operação
CNAEE	– Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CPST	– Contrato de Prestação de serviço de Transmissão
CUE	– Custo Unitário de Energia
CUP	– Custo Unitário de Potência
CUST	– Contrato de uso do Sistema de Transmissão
DAC	– Diretoria de Assuntos Corporativos
DAT	– Diretoria de Administração dos Serviços de transmissão
DNAEE	– Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DOP	– Diretoria de Operação do Sistema
DPP	– Diretoria de Planejamento e Programação da Operação
ECA	– <i>Export Credit Agencies</i>
EPC	– <i>Engineering, Procurement and Construction</i>

ELETOBRAS	– Centrais Elétricas Brasileiras S/A
ESS	– Encargos dos Serviços do Sistema
FINAME	– Agência Especial de Financiamento Industrial
GCE	– Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
GCOI	– Grupo Coordenador da Operação Interligada
GCPS	– Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos
i	– Taxa de juros
ICB	– Índice Custo Benefício
IF	– Investimento Fixo
IR	– Imposto de Renda
MAE	– Mercado Atacadista de Energia
MIGA	– <i>Multilateral Investment Guarantee Agency</i>
MME	– Ministério de Minas e Energia
MRE	– Mecanismo de Realocação de Energia
n	– Horizonte de Planejamento
NA	– Nível d'água
O&M	– Custo Anual de Operação e Manutenção
ONS	– Operador Nacional do Sistema
OPIC	– <i>Private Investment Corporation</i>
PCH	– Pequena Central Hidrelétrica
PNCE	– Programa Nacional de Pequenas Centrais Elétricas
PIEE	– Produtor Independente de Energia Elétrica
PND	– Programa Nacional de Desestatização
PPA	– <i>Power Purchase Agreement</i>
PRS	– Plano de Recuperação Setorial
PURPA	– <i>Public Utility Policy Act</i>
RE	– Receita de Venda de Energia
SEB	– Setor Elétrico Brasileiro
SEC	– <i>Securities and Exchange Commission</i>
SINTREL	– Sistema Nacional de transmissão de energia Elétrica
SPE	– Sociedade de Propósito Específico
TMA	– Taxa Mínima de Atratividade

TIR	– Taxa Interna de Retorno
TR	– Tempo de Retorno
VLP	– Valor Presente Líquido

## ***Resumo***

Assim como na maioria dos países, financiamentos de projetos de infra-estrutura no Brasil, na modalidade *project finance*, dependem de uma engenhosa estruturação de garantias e contratos para se tornarem viáveis. No caso de projetos de centrais de geração de energia elétrica, essa engenharia financeira torna-se ainda mais complicada. No Brasil, devido às particularidades dos setores de eletricidade, os arranjos de garantias requeridos pelos credores passam a apresentar níveis de complexidade e exigência bem elevados. Os dispositivos contratuais que dão suporte ao *project finance*, originalmente projetados para países desenvolvidos, requerem uma extensa adaptação a estas particularidades.

O desenvolvimento do Brasil está diretamente relacionado à sua capacidade de expandir a oferta de energia elétrica na justa medida da necessidade nacional. Neste contexto, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) representam, atualmente, uma forma rápida e eficiente de complementar à oferta de energia de forma a suprir a crescente demanda do mercado nacional. Por suas características, esse tipo de empreendimento pode ser desenvolvido por pequenos empresários, dentre os quais estão os proprietários das áreas nas quais se encontram estes potenciais hidráulicos, que, contudo não dispõem de capital para alavancagem integral. Estes empreendimentos são obras, normalmente, de baixo custo global, da ordem de US\$ 1000,00/kW, e de menor impacto ambiental, comparados ao retorno que dão ao empreendedor e ao sistema elétrico brasileiro como um todo, devendo receber atenção especial dentro da política traçada para o setor e merecer uma série de incentivos para se tornar negócios ainda mais atraentes.

Pensando na dificuldade encontrada pelos pequenos empreendedores em alavancar empreendimentos de geração de energia elétrica de pequeno porte através dos mecanismos convencionais de financiamento está sendo proposto nesse trabalho uma metodologia fundamentada nos conceitos da modalidade de financiamento *project finance*.

## *Abstract*

In the same way that the majority of the countries, project financing of substructure in Brazil, in project finance modality, depend on a skillful structure of guaranties and contracts to become possible. In the case of projects of centrals of generation of electrical energy, that financial engineering becomes still more complicated. In Brazil, due to particularities of the sectors of electricity, the arrangements of guaranties requested but creditors pass to present levels of complexity and exigency well elevated. The contractual appliances that give support to the project finance, originally projected to developed countries, request an extreme adaptation to these particularities.

The development of Brazil is directly related to its capacity in expanding the offer of electric energy in the just measure of the national necessity. In this context, the small central hydroelectric (PCH's) represent, actually, an efficient and fast form to complete the offer of energy in such a way to supply the crescent demand the national market. For its characteristics, that type of undertaking can be developed by small manager, from among which are the owners of the areas in which on can find these hydraulic potentials which, however they do not dispose of capital to integral raising. These undertakings are tasks, normally, of low global cost, at the rate of US\$ 1.000,00/kW, and of a smaller ambient impact, compared to the return that they give to the enterpriser and to the Brazilian electric system as a whole, by having to receive special attention in the planned politics to the sector and to merit a series of incentives to become business still more attractive.

By thinking in the found difficulty by small enterprisers in rising undertakings of generation of electric energy of small port through the convectional mechanisms of financing is being proposed in that work a well-founded methodology in the concepts of the modality of financing project finance.

# ***CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO***

## ***1.1 - Generalidades***

Os diversos problemas enfrentados pelo sistema elétrico brasileiro na década de 80, quando as atividades de expansão do setor, o risco de racionamento e a falta de energia elétrica começaram a se tornar preocupantes, condicionou as mudanças observadas nos anos seguintes, mais claramente a partir de 1995. A necessidade de se encontrar alternativas viáveis para a retomada do crescimento econômico do país passou pela garantia de fornecimento de energia nos anos vindouros.

A reestruturação encontrou o setor elétrico carente de investimentos exatamente quando crescia o consumo. O país precisava – e ainda precisa – de mais energia visando atender as necessidades derivadas do crescimento e para proporcionar a melhoria da qualidade de vida da sua população. Para isso, era imperativo expandir o aproveitamento dos potenciais hidráulicos remanescentes, principalmente nas regiões sul, sudeste, litoral nordestino, bem como diversificar sua matriz energética utilizando fontes alternativas e desenvolvendo novas tecnologias de geração de energia elétrica. Outro desafio que continua atual é universalizar o atendimento, garantir a sua continuidade e exigir a qualidade de abastecimento de energia. É essa responsabilidade que está hoje nas mãos de empresários, dispostos a investir num setor de muitas oportunidades, mas também bastante complexo, e assumir riscos que, como qualquer segmento da economia, são tanto maiores quanto menores forem à regulamentação e o controle do Estado.

A reestruturação institucional e regulamentação permitiram ao país adotar, também para esse segmento da economia, o modelo de livre mercado. Na venda de energia as geradoras competem entre si pela realização de contratos com as comercializadoras. Estas competem pelo mercado consumidor final. O consumidor ganha direito, paulatinamente, de poder escolher o seu fornecedor de energia elétrica, como acontece com qualquer serviço ou mercadoria nos regimes de liberdade econômica.

Decisão do governo conduzida pelo Ministério de Minas e Energia – MME, a privatização do setor elétrico teve como objetivo reduzir a participação do Estado como agente econômico e atrair empreendedores para explorar as possibilidades de negócios existentes no setor, aumentando, via investimentos privados, a oferta e melhorando a qualidade dos serviços.

## ***1.2 Justificativa da Dissertação***

Aliado a abertura do mercado e a política de simplificação de procedimentos e estímulo a investimentos, o aumento de demanda torna o setor elétrico altamente atraente para empreendedores de todo porte. As principais oportunidades de negócios no mercado de energia elétrica nacional estão ligadas a oferta de novos empreendimentos de geração para a exploração pela iniciativa privada e à construção de linhas de transmissão.

No segmento de geração, no qual prevalece o princípio da competição, o modelo abrange duas modalidades de exploração: produção independente e autoprodução de energia. A produção independente possibilita a entrada de novos investidores com autonomia para realização da venda de energia elétrica, de forma competitiva e com flexibilidade para consolidação de suas estratégias.

O potencial hidráulico do país é de 260.000 MW, dos quais apenas 25% estão sendo utilizados na produção de energia por centrais hidrelétricas. A região Norte tem o maior potencial de geração, com 114.000 MM (44% do país) enquanto a região Nordeste dispõe de 10%. (ANEEL, 2001).

Para aumentar o uso desse potencial é preciso estimular os empreendedores a inventariar rios com o objetivo de identificar os pontos de aproveitamento ótimo - Lei nº 9.074<sup>1</sup> – locais onde se poderá produzir a maior quantidade de energia com menor impacto ambiental e os menores custos.

A justificativa para a presente dissertação é que centrais com potência instaladas inferiores a 30 MW, as PCHs, têm merecido atenção especial dos empreendedores por representarem os potenciais remanescentes nas regiões de maior consumo, e o mercado não dispõe de um mecanismo de alavancagem para empreendimentos hidrelétricos de pequeno porte baseado no fluxo de caixa do projeto.

A partir de 1998, a construção dessas unidades de geração foi desenvolvida por meio de uma série de mecanismos legais e regulatórios que facilitaram o processo de autorização e integração das centrais geradoras ao sistema elétrico nacional.

A escassez de recursos próprios para expandir o sistema e a percepção de uma inevitável reformulação no setor tem levado algumas empresas públicas a adotarem parcerias com o setor privado, para o lançamento de projetos novos ou para a conclusão de obras paralisadas, que por



estarem interrompidas, implicam aumento das despesas financeiras e administrativas, fato que compromete o resultado das empresas. O número de projetos classificados nessas duas situações é impressionante e este aspecto vem despertando o interesse de potenciais investidores em concederem crédito para o desenvolvimento de um projeto sendo a dívida reembolsada a partir das receitas futuras com a operação do empreendimento, característica fundamental da modalidade *project finance*.

Devido a sua complexidade o *project finance*, geralmente, é somente utilizado para viabilização de empreendimentos de grande porte, que envolvem prazos maiores para recuperação dos investimentos. Essa foi a motivação da dissertação, verificar a aplicabilidade dessa técnica de financiamento, mediante algumas adaptações, para a viabilização de empreendimentos hidrelétricos de pequeno porte, cujo empreendedor não tenha recursos suficientes para alavancar sozinho tal empreendimento.

### ***1.3 – Objetivo da Dissertação***

O presente trabalho tem por objetivo o desenvolvimento e aplicação de um modelo alicerçado nas técnicas de *project finance* compatível com empreendimentos hidrelétricos de pequeno porte. Uma vez que grande parte dos interessados em investir neste tipo de empreendimento não dispõe de capital para alavancar tal empreendimento via financiamento tradicional. O *project finance* se apresenta como atraente para as geradoras de energia, prestadoras de serviços públicos e empresas consorciadas, resultando numa forma mais viável e flexível de inserção de capitais privados no setor.

### ***1.4 – Organização da Dissertação***

A dissertação está dividida em oito capítulos, incluindo este.

No capítulo 2 conceitua-se um empreendimento hidrelétrico de pequeno porte, quanto aos seus aspectos legais, técnicos e econômico-financeiros.

No capítulo 3 conceitua-se as modalidades de financiamento *corporate finance* (financiamento convencional) e o *project finance* (financiamento por projeto), dado a sua complexidade e relevância na estrutura de financiamento para o setor energético. São também

---

<sup>1</sup> de 07 de julho de 1995, art 5º parágrafo 2º e 3º.

apresentados os principais participantes, contratos, vantagens e desvantagens, viabilidades técnicas e econômicas de um *project finance* e um quadro comparativo entre as duas modalidades de financiamento.

No capítulo 4 caracteriza-se a nova estrutura do setor elétrico brasileiro com o surgimento de novos agentes e figuras de mercado. Neste capítulo destaca-se: a desverticalização das antigas empresas estatais de energia, segmentando as atividades de geração, transmissão e comercialização; a introdução de novos agentes no mercado como o produtor independente de energia, autoprodutor e consumidor livre; a instituição de um modelo comercial para a negociação de energia entre geradores e comercializadores, com a criação do Mercado Atacadista de Energia – MAE e a participação de pequenos empreendimentos no mercado.

No capítulo 5, Apresentam-se, os critérios para a seleção e dimensionamento, as incertezas, riscos e retornos das PCHs, e conceituam-se e avaliam-se os diversos riscos a que estão sujeitos os empreendimentos hidrelétricos no Brasil, bem como apresenta-se as ferramentas capazes de atenuar os riscos envolvidos num empreendimento deste tipo.

No capítulo 6, propõe-se um modelo adaptado do *project finance* para a viabilização de PCHs.

No capítulo 7, o modelo proposto no capítulo anterior é aplicado através de um estudo de caso de uma PCH.

No capítulo 8, apresentam-se as conclusões sobre a aplicabilidade do modelo proposto e as sugestões para trabalhos futuros.

## ***CAPÍTULO 2 – CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS DE PEQUENO PORTE***

### ***2.1 – Introdução***

Com as reformas observadas no setor de energia no Brasil, uma questão tornou-se bastante importante para as empresas de tal setor: Serem competitivas e atuarem em um ambiente de maior incerteza sobre receitas e despesas. A indústria de energia elétrica vem se remodelando de acordo com as novas leis criadas para a execução das atividades do setor que deixa de ser composta por empresas estatais integradas e torna-se um setor regido por regras de mercado com empresas privadas, desverticalizadas, capazes de competir entre si.

Com a reestruturação do setor, novos agentes foram introduzidos no contexto, tais como: produtores independentes e autoprodutores de energia, com isso houve um crescimento do interesse em empreendimentos energéticos de pequeno porte.

Para que um empreendimento hidrelétrico seja caracterizado como de pequeno porte é necessário que atenda algumas regras básicas, tanto nos aspectos legais como técnicos e financeiros. Este capítulo tem por objetivo fazer algumas considerações sobre esses aspectos.

### ***2.2 – Considerações de Pequenos Empreendimentos Hidrelétricos***

#### ***2.2.1 - Centrais Hidrelétricas***

##### ***2.2.1.1 Aspectos Legais***

De acordo com a legislação básica do setor elétrico, um empreendimento hidrelétrico de pequeno porte é caracterizado através da resolução ANEEL nº 394, de 04 de dezembro de 1998. Conforme seu artigo 2º, os empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 kW (ou 1 MW) e igual ou inferior a 30.000 kW (ou 30 MW), com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km<sup>2</sup>, são considerados como aproveitamentos com característica de pequenas

centrais hidrelétricas (PCH). Para os empreendimentos que não atendem a condição de área máxima inundada, de acordo com o artigo 3º da mesma resolução, poderão ser consideradas as especificidades regionais e serem enquadradas na condição de PCH, desde que determinado pela diretoria da ANEEL, com base em parecer técnico, que observe, entre outros, aspectos econômicos e sócios ambientais.

A lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, autoriza a dispensa de licitação para empreendimentos hidrelétricos de até 30 MW de potência instalada, para autoprodutor e produtor Independente. A concessão será concedida mediante autorização, até esse limite de potência, desde que os empreendimentos mantenham as características de PCH.

Esses procedimentos têm caráter geral, não dependem do tipo de pessoa jurídica (empresa estatal, privada, etc) que vai realizar o empreendimento hidrelétrico e independem da destinação da energia a ser gerada pelo potencial (autoprodução, produção independente ou serviço público).

#### **2.2.1.2 - Aspectos Técnicos**

##### a) Quanto ao regime operativo da central

Em função das mudanças institucionais e da legislação por que passou o país, já referidas anteriormente, e da experiência acumulada nos últimos anos, torna-se importante definir os critérios técnicos, bem como alguns aspectos sobre os processos de construção de obras civis para usinas com potência instalada de até 30 MW.

No caso de PCHs, as centrais hidrelétricas podem ser classificadas segundo a finalidade da acumulação de água em seus reservatórios.

a.1) A Fio D'Água - Quando as vazões de estiagem do rio são iguais ou maiores que as descargas necessárias à potência a ser instalada para atender a demanda máxima prevista. Ou seja, o volume de água armazenado no reservatório não é suficiente para garantir a operação no período de interesse.

Esse tipo de PCH apresenta, dentre outras, as seguintes simplificações:

- Dispensa estudo de regularização de vazões;
- Dispensa estudo de sazonalidade da carga elétrica do consumidor; e
- Facilita os estudos e a concepção da tomada d'água.
- Por não haver flutuações significativas no nível d'água (NA) do reservatório, não é necessário que a tomada d'água seja projetada para atender a depleções do NA.

- Quando a adução primária é projetada através de canal aberto, a profundidade do canal deverá ser a menor possível, pois não haverá a necessidade de atender às depleções;
- No caso de haver necessidade de instalação de chaminé de equilíbrio, a sua altura será mínima, pois o valor da depleção do reservatório, o qual entra no cálculo dessa altura, é desprezível;
- Como a função da barragem é apenas para desviar a água para o circuito de adução, sua altura deve ser minimizada;
- Os valores despendidos com indenizações são reduzidos devido às áreas inundadas serem pequenas.

#### a.2) Acumulação

A acumulação de água em reservatórios para fins de geração de energia elétrica tem como função regularizar a vazão defluente, garantindo a operação em período hidrológicamente desfavoráveis. Quanto à regularização as centrais podem ser classificadas:

- com regularização diária - Esse tipo de PCH é empregado quando as vazões de estiagem do rio são inferiores à necessária para fornecer a potência para suprir a demanda máxima diária do mercado consumidor e que ocorrem com risco superior ao adotado no projeto. Dependendo das tarifas de venda de energia elétrica, a operação da central, apenas no período de ponta, pode viabilizar um empreendimento que não o seria se operasse ao longo de todo o tempo.
- com regularização mensal - Quando o projeto de uma PCH considera dados de vazões médias mensais no seu dimensionamento energético, analisando as vazões de estiagem médias mensais, pressupõe-se uma regularização mensal das vazões médias diárias, promovidas pelo reservatório.

#### b) Quanto ao sistema de adução

São considerados dois tipos de PCH, quanto ao sistema de adução:

- Adução em baixa pressão com escoamento livre em canal. Quando se emprega canal de adução o elemento de transição entre o canal e o conduto de alta pressão é a câmara de carga. Neste caso a relação entre o comprimento do conduto forçado e o desnível correspondente é superior a 5. Esta relação é orientativa e reflete a segurança da central quanto ao transitório hidráulico.

- Adução em baixa pressão por meio de tubulação ou túnel. Como regra geral, quando o comprimento do conduto forçado for superior a cinco vezes a desnível correspondente utiliza-se a chaminé de equilíbrio para atenuar o transitório hidráulico que ocorre em caso de fechamento rápido da válvula. Neste caso a chaminé de equilíbrio promove a interface entre os condutos de baixa e alta pressão.

Portanto, a escolha de um ou outro tipo dependerá das condições topográficas e geológicas do local do aproveitamento, bem como de estudo econômico comparativo.

c) Em função da queda e vazão

Conforme Souza et all (1999), as centrais hidrelétricas podem-se classificar em altas, medias e baixa queda, de acordo com as equações que seguem:

Tabela 2.1 - Classificação das Centrais Hidrelétricas quanto à queda	
Alta Queda	Baixa Queda
$K_{aq} = \frac{v_s \cdot v}{2 \cdot g \cdot H_B} \leq 1a$	$K_{bq} = \frac{v_s \cdot v}{2 \cdot g \cdot H_B} > 1$
$v_s = \frac{9900}{\sqrt{48.3 + k_m \cdot \frac{D}{e}}}$	$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} \quad k_m = 0.5 - a\zeta o$

De acordo com o manual de projeto básico de pequenas centrais hidrelétricas da Eletrobrás, para as centrais com alta e média queda, onde existe um desnível natural elevado, a casa de força fica situada, normalmente, afastada da estrutura do barramento. Conseqüentemente, a concepção do circuito hidráulico de adução envolve, rotineiramente, canal ou conduto de baixa pressão com extensão longa.

Para as centrais de baixa queda, todavia, a casa de máquina fica, normalmente, junto da barragem, sendo a adução feita através de uma tomada d'água incorporada ao barramento.

Tabela 2.2 - Classificação das PCH quanto à Potência e quanto à Queda de Projeto

CLASSIFICAÇÃO DAS CENTRAIS	POTÊNCIA - P (kW)	QUEDA DE PROJETO - $H_d$ (m)		
		BAIXA	MÉDIA	ALTA
MICRO	$P < 100$	$H_d < 15$	$15 < H_d < 50$	$H_d > 50$
MINI	$100 < P < 1.000$	$H_d < 20$	$20 < H_d < 100$	$H_d > 100$
PEQUENAS	$1.000 < P < 30.000$	$H_d < 25$	$25 < H_d < 130$	$H_d > 130$

Fonte: Eletrobrás, 2000.

d) Quanto ao tipo de Arranjo

Existem três tipos de Arranjos para os componentes das Centrais Hidrelétricas, com as seguintes denominações:

- Centrais Hidrelétricas de Represamento – CHR;
- Centrais Hidrelétricas de Desvio – CHD;
- Centrais hidrelétricas de Derivação – CHV.

Nas figuras seguintes, serão apresentados, em corte, esquemas destes tipos de arranjos.

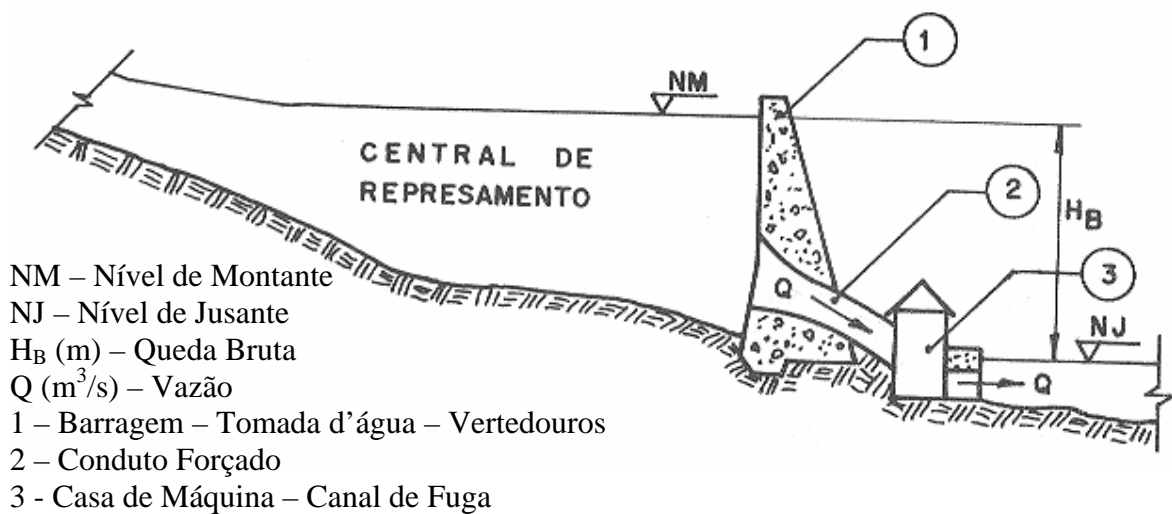


Figura 2.1 – Central Hidrelétrica de Represamento – CHR

Fonte: Souza *et al*, 1983.

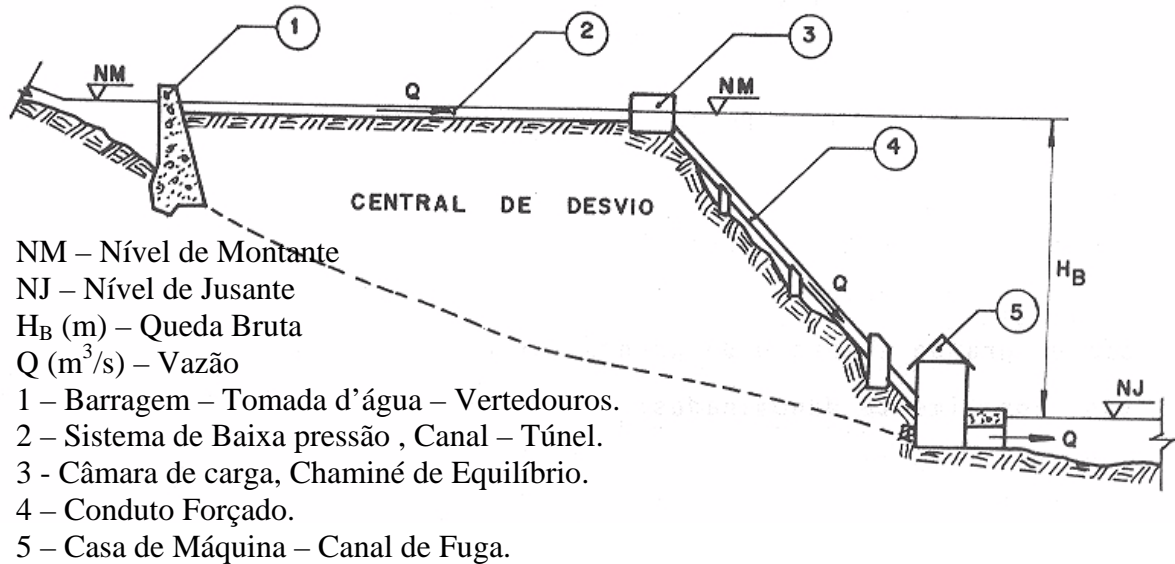


Figura 2.2 – Central Hidrelétrica de Desvio - CHD  
 Fonte: Souza *et al*, 1983

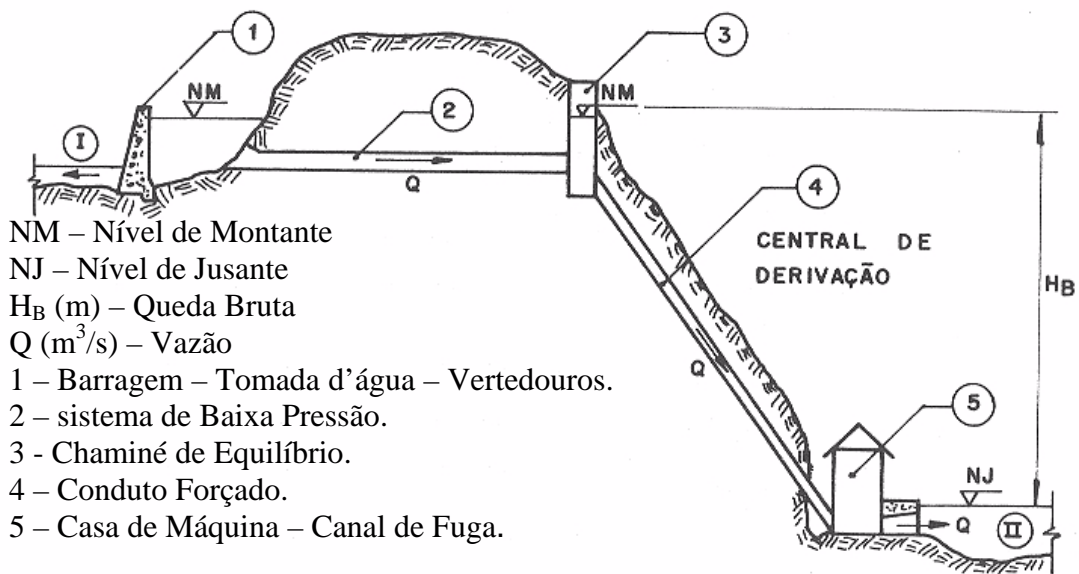


Figura 2.3 – Central Hidrelétrica de Derivação – CHV  
 Fonte: Souza *et al*, 1983.

### 2.2.1.3 - Aspectos econômico-financeiros

Os benefícios econômicos visam recompensar financeiramente os investimentos realizados, garantindo ao investidor o retorno do capital aplicado.



Os benefícios ambientais acarretam em melhorias no padrão de vida da população que usufruirá a energia a ser produzida, principalmente nos casos em que a PCH for implantada em região pouco desenvolvida. Os reflexos sobre todos os setores da economia regional são imediatos, incluindo também os associados às condições de saúde da população.

As melhorias, em alguns casos, são quantificáveis através de previsões, como, por exemplo, o aumento da produção agrícola e industrial e, ainda, na oferta de empregos locais, diretos e indiretos. Em outros casos, as melhorias são de difícil quantificação, como, por exemplo, às relacionadas com a saúde, lazer e bem estar da população, bem como as possibilidades de recreação em torno do reservatório.

A análise econômico-financeira pode ser dividida, basicamente, nos seguintes estudos:

- Quantificação da obra – São calculados os quantitativos, tais como: os volumes de concreto, de escavação em terra e em rocha, de aterros e outros relativos às obras civis; número e tipos de comportas, de válvulas; de turbinas hidráulicas; de geradores elétricos, de condutos; de juntas de dilatação e de outros correspondentes aos equipamentos e sistemas eletromecânicos. A avaliação muitas vezes é simplificada, utilizando-se gráficos e tabelas, mas à medida que o nível de estudo avança, são necessárias avaliações mais criteriosas, baseadas em levantamentos topográficos e geológicos de maior precisão.
- Cálculo de Custos – É comum em estimativas iniciais ter-se avaliações expeditas, como o custo unitário em U\$/kW, obtidos de gráficos em função da potência e da queda ou, mais pormenorizado, baseado em equações para várias estruturas e componentes. No entanto, com o andamento do projeto, exige-se custos mais realistas, baseados em valores obtidos de consultas aos fabricantes e fornecedores. Deve-se também avaliar os custos de manutenção e operação, de engenharia e gestão.
- Cronograma Físico e Financeiro – O cronograma físico é elaborado em função da seqüência natural do pessoal e maquinaria disponíveis e de outros parâmetros, como por exemplo, o período chuvoso. De posse deste cronograma, é possível estabelecer o cronograma financeiro, pois é conhecido o custo associado a cada etapa da obra.
- Avaliação dos Benefícios – Este é um dos pontos de maior incerteza na avaliação de uma central hidrelétrica, pois depende do mercado. É necessário projetar os benefícios para toda a vida útil da central ou para o período de concessão da mesma.

A análise financeira do empreendimento deverá ser feita considerando o resultado dos estudos finais realizados para implantação da PCH.

A avaliação da economicidade de um empreendimento desta natureza pode ser efetuada com diversos graus de profundidade e de diferentes maneiras,

Todos os métodos devem permitir a avaliação da viabilidade financeira do empreendimento, no período ou horizonte determinado (prazo de autorização, vida útil do empreendimento ou outro período escolhido), considerando-se as entradas e saídas de capital (fluxo de caixa) no referido período. A análise financeira do ponto de vista do investidor (*equity*) deverá levar ainda em conta não só a remuneração requerida de seu capital (capital próprio), mas também a do capital de terceiros (empréstimos ou outras formas de participação de terceiros).

Dentre os métodos de análise financeira, são muito utilizados o método do fluxo de caixa descontado (valor presente líquido – VPL), o método da taxa interna de retorno do investimento (TIR), o método das mínimas receitas requeridas, além de outros que possibilitem a determinação da viabilidade ou não do empreendimento. A tomada de decisão do empreendedor será orientada por índices do tipo: tempo de Retorno (TR), Taxa Interna de Retorno (TIR), Benefício Líquido (BL), Índice Custo Benefício (ICB), Custo Unitário da Potência (CUP), Custo Unitário da Energia (CUE), Risco (R), entre outros. Estes índices podem ser calculados com base no fluxo de caixa associado ao empreendimento, onde constarão todos os desembolsos e receitas. As análises devem ser feitas, primeiramente, considerando valores médios ou típicos, mas torna-se recomendável utilizar técnicas que incorporem as incertezas inerentes às várias estimativas. Para evidenciar o risco a que está submetido o investidor, são recomendadas, entre outras técnicas de análise de sensibilidade e de métodos estatísticos.

Na análise a ser feita sugere-se determinar a tarifa de equilíbrio do empreendimento, utilizando um dos métodos mencionados.

A tarifa de equilíbrio do empreendimento será aquela que representa o valor mínimo de venda da energia durante o período considerado, equilibrando todos os custos envolvidos.

- Horizonte de planejamento (n): representa o horizonte de planejamento ou o prazo para a recuperação do capital em anos, utiliza-se usualmente o prazo de validade da autorização concedida pela ANEEL.
- Receita de Venda de Energia (RE): representa a receita anual com a venda de energia a uma tarifa TE, na moeda escolhida. Neste cálculo a energia utilizada deverá ser a efetivamente contratada (energia garantida).
- Custos Anuais de Operação e Manutenção (O&M): representa os custos de operação e manutenção da central e de todo o pessoal administrativo durante o período de análise, na

moeda escolhida. O custo de operação e manutenção deverá ser baseado em: composição de custos, experiências anteriores, grau de automação, etc.

- Depreciação: representa o valor anual de depreciação da central, permitido por lei (Resolução da ANEEL nº 44 de 17 de março de 1999).
- Despesas Financeiras: representa o custo do financiamento (juros), durante o período de amortização estipulado, bem como os juros durante a construção.
- Impostos e Taxas (I&T): os impostos e taxas anuais incidentes neste tipo de empreendimento e que deverão ser considerados são:
  - Taxa de Fiscalização da ANEEL – de acordo com a lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996 o valor é proporcional à receita anual de venda de energia obtido pelo empreendimento.
  - Valor Residual – representa o valor residual da central no final do horizonte de planejamento ou recuperação do capital. O investidor deverá considerar este parâmetro quando desejar recuperar o seu investimento em tempo inferior ao prazo legal de depreciação instituído pela ANEEL (50 anos – Resolução nº 44, de 17 de março de 1999).
  - Encargos de Transmissão – Refere-se, quando aplicável, ao custo do uso da rede de transmissão de energia elétrica (Lei nº 9.427 dos benefícios para as PCHs).
  - Seguros – Refere-se ao custo dos seguros contratados pelo empreendedor a ser negociado com os agentes financeiros.
  - Imposto sobre a Renda (IR) – Representa a provisão para pagamento do Imposto sobre a Renda. (Lei nº 9.317 de 05 de dezembro de 1996)
  - Investimento Fixo (If)- Representa o montante de capital próprio investido na implantação do empreendimento. Devem ser incluídos os gastos com o sistema de transmissão de energia associado (Linhas de transmissão e subestações e demais custos de conexão).
  - Amortização – Representa a parcela do financiamento correspondente as amortizações do valor de empréstimo assumido (capital de terceiros).
  - Taxa de desconto - O recomendável é utilizar como taxa de desconto o custo médio de oportunidade do capital (CAPM - *Capital Asset Pricing Model*). Alternativamente pode-se utilizar a taxa de atratividade requerida pelo investidor. (ELETROBRÁS, 2002).

Após a determinação do fluxo de caixa a solução do problema passa a ser, então, encontrar uma tarifa de equilíbrio (TE), que com a taxa de desconto resulte em uma receita anual RE, capaz de equilibrar os custos anuais envolvidos na implantação e operação da central, no horizonte de planejamento de n anos, ou seja, que leva a um VPL igual a zero.

A tabela 2.3 mostra que do total de PCHs de geração do Brasil 3.380,52 MW são de Produção Independente de Energia. Com as mudanças na legislação e em resposta a aos incentivos, tem crescido o número de interessados em implantar novas PCH's.

Tabela 2.3 – Situação das PCH's no Brasil para PIE

Faixa de Potência (MW)	Quantidade			Potência MW		
	Construção	Operação	Outorga	Construção	Operação	Outorga
1 a 5	1	21	20	4	49.878	68.81
5 a 10	7	7	16	48.937	43.78	121.12
10 a 30	19	3	121	347.24	65.092	2.631.663
Total geral	27	31	157	400.177	158.75	2.821.593

Fonte: Aneel, 2002.

## ***CAPÍTULO 3 – PROJECT FINANCE CONCEITOS BÁSICOS***

### ***3.1 Introdução***

Ao se tratar de financiamento de projetos de infra-estrutura, especialmente em países de terceiro mundo, é importante destacar o crescente número de organizações estrangeiras interessadas em fazer parcerias com empresas nacionais para viabilização de projetos, como, por exemplo, construção de hidrelétricas, termoeletricas, gasodutos, oleodutos, exploração e produção de petróleo.

Atualmente, a viabilização de financiamento de projetos, envolve diversas ferramentas financeiras, cuja seleção requer estudos mais detalhados. Essas técnicas são variadas e distintas. No que diz respeito à modalidade intitulada de *corporate finance* (ou financiamento convencional), os credores de uma empresa conta com o total da sua carteira de ativos para a geração do fluxo de caixa via empréstimos, os ativos e o financiamento são integrados às carteiras de ativos e passivos da empresa. A estrutura de financiamento é montada tendo a empresa como foco, com riscos concentrados e baixa (ou nenhuma) reciclagem.

O *project finance* (ou financiamento por projetos) segundo Vieira (1999) é uma entidade jurídica distinta, na qual os ativos do projeto, os contratos e o fluxo de caixa são segregados em grau substancial da entidade patrocinadora e os riscos são diluídos e qualificados. A montagem é complexa e demorada e requer uma engenharia financeira cuidadosa para alcançar uma alocação aceitável dos riscos e retornos entre os vários atores envolvidos no projeto.

Diante do exposto o objetivo deste capítulo consiste em discutir esta técnica de financiamento, dado sua complexidade e a relevância nas estruturas de financiamento atualmente empregadas no setor energético. Para tal discussão fundamentamos os próximos itens deste capítulo nos seguintes autores, Finnerty (1998), Krause *et all* (1999), entre outros.

### ***3.2 – Corporate Finance***

O *Corporate Finance* pode ser definido como o levantamento de recursos para o financiamento de determinada empresa, em que os provedores dos recursos se baseiam no fluxo

de caixa de diferentes ativos e negócios dessa empresa para avaliação e concessão do crédito. Em outras palavras, na estrutura de *Corporate Finance* a empresa recebedora do crédito é avaliada na sua totalidade, e não apenas o projeto da empresa onde os recursos serão alocados, servindo a universalidade do seu patrimônio como fonte de garantia do financiamento.

É importante salientar que na estrutura de *Corporate Finance* os credores tem acesso garantidos em contratos ao patrimônio da empresa para satisfação do seu crédito, podendo, esse patrimônio eventualmente não ser suficiente para a liquidação total do financiamento, neste caso cabe ingressar com pedido de falência que poderá culminar com a decretação judicial de quebra da empresa.

O apoio financeiro a empreendimentos pelo sistema tradicional, além de garantias reais (hipoteca, caução de ações, etc.), pode envolver a transferência do controle da empresa, bem como incorporar, como garantia, outros ativos do grupo econômico empreendedor.

O sistema tradicional de garantias, também é chamado de *recourse*, não controla o sistema de governo das empresas (*corporate governance*). O foco no momento da análise do crédito sempre lembra cenários com baixo risco. Instrumentos para mitigação de riscos são usualmente utilizados de maneira mais flexível. Os riscos são considerados como sendo inerentes ao negócio. Porém, o grau de liberdade dos controladores das empresas e a exposição aos riscos envolvidos inúmeras vezes vem distorcer estes cenários e o que parece ser uma rede confortável de garantias se transforma em uma rede de riscos com contaminação entre empresas, comprometendo os créditos concedidos.

A figura 3.1 retrata uma estrutura de *Corporate Finance* em que determinados bancos financiam uma empresa para a construção de uma central termelétrica. Nota-se que nesta estrutura os bancos emprestam dinheiro à empresa e esta, por sua vez, utiliza os recursos para a construção da termoelétrica. Porém, não é o fluxo de caixa gerado pela venda de energia produzida pela termoelétrica que serve para a liquidação do principal e dos juros da dívida, mas os vários negócios da empresa, considerados como um todo, é que serão responsáveis pela geração de recursos para o pagamento ou garantia do empréstimo.

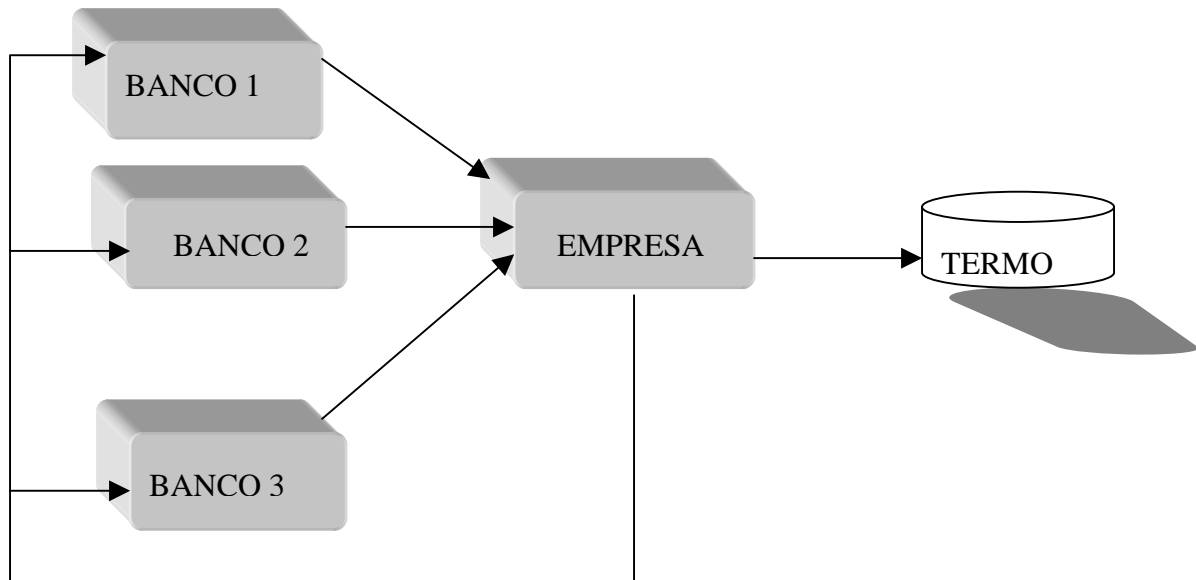


Figura 3.1 – Estrutura de *Corporate Finance*

### 3.3- *Project Finance*

#### 3.3.1 – Definição

O *Project Finance* pode ser definido como o levantamento de recursos para o financiamento de um projeto economicamente distinto da empresa empreendedora, no qual os provedores dos recursos se baseiam no fluxo de caixa do projeto como fonte exclusiva de pagamento do empréstimo. É importante salientar, ainda, que o referido fluxo de caixa deve ser capaz de prover o retorno do capital investido no projeto. O *Project Finance* pode, alternativamente, ser definido como uma estrutura de financiamento em que a responsabilidade dos patrocinadores fica limitada aos recursos investidos no projeto, na medida que os credores não tem nenhum recurso, ou, em alguns casos, apenas um acesso limitado ao patrimônio desses patrocinadores.

*Project finance* tem o seguinte conceito chave:

- Segregação dos ativos do projeto em uma entidade jurídica separada;
- Ausência de acesso ou acesso limitado ao patrimônio dos patrocinadores;
- Riscos do projeto são garantidos pelas receitas e ativos;
- Retornos baseados no fluxo de caixa do projeto.

Embora muitas estruturas de financiamento possam ser enquadradas como *project Finance*, a característica comum a todas elas reside no fato de não dependerem do suporte de

crédito dos patrocinadores do projeto ou do valor dos ativos dos patrocinadores, mas da expectativa de receitas geradas pelo projeto ao longo do tempo. Outra característica marcante do *project finance* é que a maioria dos projetos candidatos tem um alto índice de endividamento, com 20% a 30% do custo total do projeto suportado pelos patrocinadores, enquanto o restante dos recursos necessários para a viabilização do empreendimento é proveniente de empréstimos de terceiros.

A figura 3.2 retrata uma estrutura de *project Finance* em que determinados bancos financiam um projeto de construção de uma central termelétrica. Note-se que nessa estrutura os bancos emprestam dinheiro à entidade juridicamente e economicamente separada constituída pelo patrocinador do projeto e esta, por sua vez, utiliza os recursos para a construção da termelétrica. Neste caso, o fluxo de caixa gerado pela venda da energia produzida pela termelétrica a terceiros será utilizado para a liquidação do principal e dos juros da dívida.

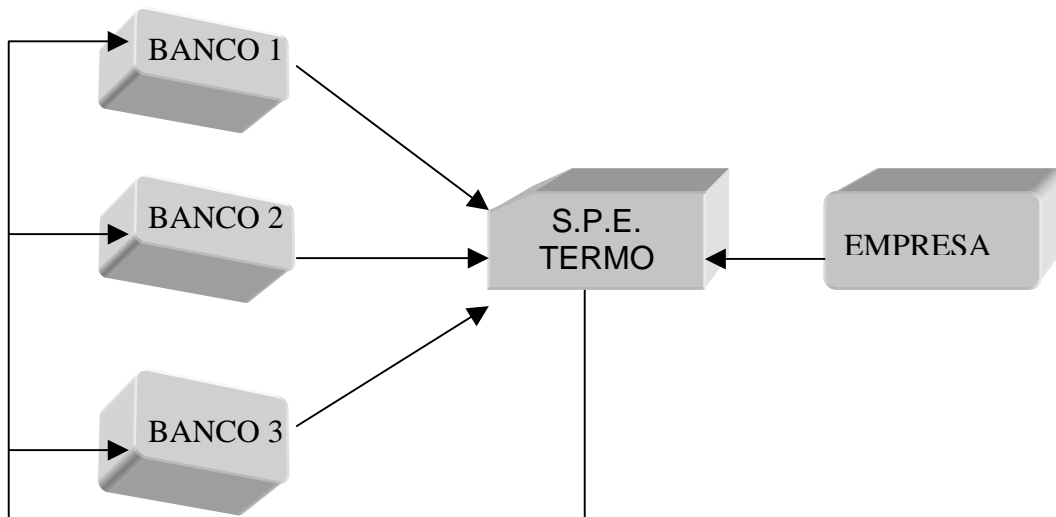


Figura 3.2 – Estrutura de *Project Finance*

Efetivamente, um *Project Finance* lança mão de uma sofisticada engenharia de projeto estruturado para defender a capacidade de endividamento de seus patrocinadores. Os patrocinadores de tal unidade acham vantajoso este tipo de projeto por poderem financiar o projeto via *project finance*, que pode envolver a emissão de títulos patrimoniais ou de títulos de dívida que são projetados por serem autoliquidáveis através de receitas derivadas das operações



do projeto. Para tanto, cria-se uma SPE<sup>2</sup> - Sociedade Jurídica de Propósito Específico isolando o projeto das demais atividades dos patrocinadores. Evita-se, assim, trocas de fluxos entre o projeto e a matriz que desconsidera a senioridade<sup>3</sup> da dívida da SPE.

Com isso, ao mesmo tempo em que se viabiliza uma estruturação *off-balance-sheet*, ou seja, que não aparece no balanço da empreendedora do projeto, não sendo, portanto, contabilizado como ativo ou como passivo, garante-se que todos os fluxos de receitas (líquidas) provenientes do projeto estejam a disposição dos credores para honrar os compromissos da dívida.

O *Project Finance* pode apresentar-se como *non-recourse*<sup>4</sup> ou como *limited-recourse*<sup>5</sup>. No Brasil, a modalidade *non-recourse* é muito difícil de ser utilizado devido, em parte, a alguns obstáculos de implementação.

Uma das principais características que distingue um *Project Finance* de um *Corporate Finance* é em relação ao risco que o credor aceita correr, se é o risco do projeto ou o risco do *sponsor*.

No caso *Project Finance*, as garantias são estruturadas em função dos ativos e do fluxo de caixa do próprio projeto, enquanto no *Corporate Finance* a avaliação é feita em função do crédito e/ou dos ativos da empresa tomadora de recurso ou ainda das garantias oferecidas pelos acionistas.

Na realidade, a própria estruturação do *Project Finance* sustenta-se nos contratos firmados entre as partes, na análise e quantificação dos riscos a fim de limitar a variação do fluxo de caixa. Esse tipo de financiamento é geralmente direcionado a projetos de grande porte cujos custos de transações são muito elevado.

### 3.3.2 – Estrutura básica de um *Project Finance*

Os atores de um *project finance*, conhecidos como *players*, podem ser assim definidos:

---

<sup>2</sup> Podendo também assumir outras denominações SPC – *Special Purpose Company*, CPE Companhia de Propósito Específico, SPU – Sociedade de Propósito Único.

<sup>3</sup> *Senioridade* – preferência no recebimento da dívida.

<sup>4</sup> *Non-recourse* – qualificação dada ao financiamento onde os patrocinadores não apresentam nenhum tipo de garantia.

<sup>5</sup> *Limited-recourse* – qualificação dada ao financiamento onde os patrocinadores apresentam algum tipo de garantia que varia de acordo com a necessidade do projeto.

- **Sponsors (patrocinadores/empreendedores)** → Os *sponsors* tem interesse direto no projeto que se torna mais uma oportunidade de negócio. Seu envolvimento vai desde compromissos de serviços, garantias e absorção de determinados riscos, até o desembolso direto para a execução do projeto.
- **Equity holders (donos)** → Para os *equity holders* o projeto é uma necessidade para a continuidade ou ampliação de seus negócios.
- **Developer** → É o agente que forma a idéia e os contatos iniciais do projeto, coordenando-o até sua entrada em operação. Existiram muitos “*developers* puros” nos Estados Unidos nos anos 80, estes não entravam com capital e saiam quando do início da operação, recebendo um “*development fee*” (remuneração). Hoje o *Developer* pode ser um dos *sponsors* ou um dos *equity holders*.
- **Lenders (Credor, investidor)** → São os agentes emprestadores de recursos financeiros. Estes agentes podem ser bancos ou instituições que tipicamente estão interessados em financiar empreendimentos. Dependendo da magnitude do empreendimento um único banco não assume sozinho o empréstimo de todo o capital necessário ao projeto, forma-se, então um consórcio de bancos para viabilizar o financiamento.
- **Quasi-equity** → É o agente que, em certos projetos, situa-se entre os *equity holders* e os *lenders*. Ele detém parte da dívida e, em caso de problemas, tem preferência de recebimento sobre os *equity holders*, mas não sobre os *lenders*. Esta preferência é devido especialmente pelo nível de senioridade. Os *lenders* têm senioridade maior, por isso recebem seus pagamentos primeiro que os demais.
- **Financial Advisor** → É um conselheiro financeiro independente que tem o papel de instruir os *sponsors* dos riscos envolvidos e quais técnicas e as fontes de financiamento que estão disponíveis no mercado. Ele é responsável pela elaboração de um memorial descritivo do projeto para os potenciais *lenders*. Esta figura pode ser representada por um banco comercial de grande reputação que pode ser um dos emprestadores ou não.
- **Arranger** → Este agente tem o compromisso de estruturar o financiamento, negociando os termos do empréstimo e preparando a documentação. Depois de firmado o empréstimo este agente tem o papel de coordenar os fluxos do projeto administrando uma conta para entrada e saída de capital, responsabilizando-se pelos pagamentos a serem efetuados e controlando o recebimento de receitas.

- **Insurance consultant ou marketing consultant** (Consultores Técnicos) → São os participantes com experiência no negócio, contratados para darem seu parecer no empreendimento e sugerir eventuais ajustes. Os *players* da SPE contratam consultores de sua confiança antes de se comprometerem no negócio.
- **Legal advisors** (Advogados e contadores) → · Fornece suporte à confecção e à execução dos contratos que irá definir os compromissos e os riscos de todos os *players* envolvidos.
- **Off-Taker** → É o agente que se compromete a comprar a produção do projeto. Esse compromisso é selado pela assinatura de um *off-taking agreement* e/ou um *Sales contract* (Contrato de venda).
- **PPA (Power Purchase Agreement)** → Contrato de Compra e Venda de energia elétrica de longo prazo.
- **EPC** → Estrutura contratual adotada internacionalmente, equivalente, no direito brasileiro, ao Contrato de Empreitada Global. No contrato de EPC o construtor assume a responsabilidade pela concepção e execução de todo o projeto, com o mínimo de envolvimento possível dos contratantes. Nos termos das disposições comuns a esse tipo contratual, o construtor realiza todos os trabalhos de Engenharia, Fornecimento de Materiais e Construção, fornecendo uma planta totalmente equipada e pronta para operação (modalidade *Turnkey*).

Para que o financiamento seja caracterizado como um *project finance* é preciso que todos os participantes assumam responsabilidades na viabilização do investimento.

### 3.3.3 – Algumas Características básicas de um *project finance*

O *project finance* geralmente engloba as seguintes características:

- Acordo financeiro entre os participantes responsáveis pela execução do projeto, disponibilizando recursos financeiros necessários para a finalização do mesmo.
- Acordo financeiro entre os participantes responsáveis que garanta que, quando ocorrer à finalização do projeto e se iniciarem as operações, o projeto tenha recursos suficiente para atender suas despesas operacionais e exigências de serviço da sua dívida.
- Garantias dos participantes responsáveis de que ocorrendo uma dificuldade nas operações, que torne inevitável o investimento de recursos financeiros para devolver ao projeto condições de operação, os recursos necessários serão disponibilizados através de indenizações de seguros, adiantamento contra entregas futuras ou algum outro meio.

A necessidade de contratos num *project finance* faz com que as partes envolvidas no projeto mantenham fortes relações. O *project finance* somente funciona para aqueles projetos que possam estabelecer tais relações e mantê-las a custos toleráveis. Para montar um *project finance*, deve existir uma verdadeira “comunidade de interesse” entre as partes envolvidas. O *project finance* somente tem sucesso se for do interesse das partes envolvidas que tal aconteça.

Quanto à forma organizacional de um *project finance*, ele tem uma vida finita. A identidade da SPE é definida pelo projeto. Por ser uma corporação separada a qual distribui os fluxos de caixa do projeto diretamente para os credores e investidores de capital do projeto e esses tomam a decisão de como reinvesti-los.

O *project finance* permite o compartilhamento de riscos operacionais e financeiros entre as várias partes interessadas e o faz de forma mais flexível. O compartilhamento de riscos é vantajoso quando os riscos econômicos, técnicos, ambientais ou decorrentes de regulamentação são de tal magnitude que seria impraticável ou imprudente que uma só parte os assumisse. Esse compartilhamento de riscos múltiplos é especialmente atraente para projetos de infra-estrutura como de geração de energia elétrica.

Outra característica do *project finance* é que um financiamento com base em projeto pode expandir a capacidade de endividamento dos patrocinadores do projeto, pois, é estruturado de forma que a dívida não constitui uma obrigação direta dos patrocinadores e não aparece nos balanços dos mesmos. Além disso, devido às condições contratuais que fornecem suporte de crédito para a tomada de empréstimos, a empresa do projeto pode alcançar uma alavancagem financeira significativamente mais elevada do que aquela com a qual o patrocinador se sentiria à vontade, se financiasse o projeto inteiramente com base em seu próprio balanço.

### **3.3.4 – Principais vantagens do *project finance***

Uma das principais vantagens do *project finance* é que ele é um financiamento do tipo *non-recourse* ou então, *limited-recourse*,

Essa modalidade de financiamento proporciona as seguintes vantagens:

- aumento da alavancagem financeira;
- divisão de riscos;
- substituição de garantias usuais por garantias de *performance*;
- a segregação do risco político; e

- tratamento contábil distinto entre a empresa empreendedora e a SPE.

Essa última vantagem é vista pelos patrocinadores como a mais interessante, devido à exigência limitada de garantias e a possibilidade desses empréstimos serem contabilizados *off-balance sheet* da empresa empreendedora. Essa vantagem, porém, vem sendo questionada, pois o risco não desaparece simplesmente porque a dívida relacionada ao projeto não é registrada no corpo do balanço. Segundo os critérios brasileiros de Demonstração Contábil, alguns lançamentos podem ser considerados fora do balanço, mas requerem notas de rodapé explicativas.

O *project finance* permite ao patrocinador de um projeto financiá-lo com base no crédito de terceiros. Frequentemente, esse terceiro é o comprador da produção do projeto. Com isso, pode-se obter custos financeiros mais baixos, pois se o nível de crédito do comprador da produção for maior do que o dos patrocinadores do projeto, o projeto poderá tomar recursos a custos menores do que os patrocinadores poderiam fazer por si só.

O *project finance* é benéfico quando mantém a dívida do projeto fora dos balanços de cada patrocinador. É importante reconhecer que o risco financeiro não desaparece simplesmente porque a dívida relacionada ao projeto não é registrada no corpo do balanço. Nos EUA a *Securities and Exchange Commission* (SEC) tem sido mais rígida em relação às apresentações contábeis das companhias e, mesmo que os *projects finances* não sejam incorporados aos balancetes, tem-se obrigado a apresentação desses empreendimentos em notas de rodapé, com isso essa vantagem pode ser ilusória.

### **3.3.5 – Principais desvantagens do *project finance***

O *project finance* se estrutura em torno de um conjunto de contratos que deve ser associado por todas as partes de um projeto. Esses contratos geralmente são bastante complexos e, portanto, onerosos de serem elaborados. Normalmente exigem muito tempo (em geral 3 anos) e estudos detalhados e dispendiosos para seus participantes, pois requer muito tempo até que todas as variáveis sejam identificadas e inseridas no contexto contratual de forma lógica e sem dar margens a duplas interpretações quanto às responsabilidades às quais os participantes se submeterão.

Para qualquer devedor do passivo do projeto e qualquer grau de alavancagem dado na estrutura de capital, o custo da dívida é geralmente mais elevado num *project finance* do que num

*corporate finance* devido à natureza indireta de suporte de crédito. O suporte de crédito de um *project finance* é proveniente de compromissos contratuais em vez da promessa direta de pagar.

Devido à sua maior complexidade, o *project finance* envolve custos de transação mais elevados do que o *Corporate Finance*. Esses custos de transação mais altos refletem as despesas legais envolvidas na elaboração da estrutura do projeto, pesquisa e gerenciamento de questões fiscais e jurídicas relativas ao projeto, e na preparação da documentação de propriedade do projeto, dos empréstimos e de outros contratos necessários.

### **3.3.6 - Dificuldades de implementação do *Project finance* em países em desenvolvimento**

O *project finance* encontra, num primeiro momento, algumas barreiras que impedem em um mercado, como o brasileiro, de usufruir seus benefícios. A adaptação desse instrumento de financiamento para a nossa realidade apresenta os seguintes obstáculos:

- Há diferença entre o arcabouço jurídico dos países que conceberam essa estrutura e o caso brasileiro, necessitando de um árduo esforço adaptativo. O *project finance* é um instrumento que, por sua estrutura contratual tipicamente anglo-saxã, ainda carece de alguma adaptação à nossa estrutura legal, os institutos anglo-saxões de Direito Cível e Comerciais não são compatíveis com o nosso Direito Romano-Germânico. Os *covenants*<sup>6</sup> podem ser uma opção viável, pois ao contrário de outros institutos anglo-saxões de Direito Cível ou Comercial, eles são perfeitamente compatíveis com o nosso Direito Romano-Germânico e podem conviver perfeitamente com as garantias tradicionais normalmente utilizadas no Brasil.
- A estrutura do mercado de capitais brasileiro não é capaz de sustentar estruturas financeiras de grande porte e complexidade. Além disso, as limitações à concessão de financiamento local de longo prazo geram uma grande dependência do crédito oriundo de instituições financeiras internacionais. O prazo de dez anos, praticado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, ainda é reduzido em relação ao horizonte de maturação dos projetos para o setor elétrico. As principais fontes de financiamento que participam da estruturação dos *projects finances*, no Brasil, são os Organismos Multilaterais de Financiamento, BNDES, Bancos Comerciais, Agências de Exportação e de Resseguro, como por exemplo, a *Export Credit Agencies* - ECA, Fornecedores e Investidores.

- A instabilidade e as incertezas da economia brasileira que dificultam a construção de cenários futuros e o cálculo de fluxos de caixa, limitando as fontes de financiamentos, já que o Brasil não possui *Investment Grade*<sup>7</sup>. Em contrapartida, foi editada uma medida compensatória, ou seja, a Resolução nº 2.644 do Conselho Monetário Nacional, de 10 de setembro de 1999, que autoriza as empresas do setor de energia a abrirem conta em moeda estrangeira no país, no intuito de neutralizar os efeitos decorrentes da flutuação cambial cujo custo “ex-post” poderia ser repassado para as tarifas.

A estruturação de um *project finance* para projetos sediados em países desenvolvidos pode contar com um fluxo de caixa previsível e de baixo risco. Já em países em desenvolvimento, como o Brasil, os riscos são bem maiores, conseqüentemente, o esforço para mitigá-los também. Portanto, a utilização dessa modalidade de financiamento no Brasil não pode, intrinsecamente, almejar corrigir as imperfeições da economia brasileira, até porque esse instrumento está sendo utilizado em alguns projetos de infra-estrutura por permitir a segregação do risco, propiciando a alavancagem financeira dos patrocinadores. Então, não é apenas a volatilidade das variáveis econômicas brasileiras que estão desalinhadas, mas o *project finance*, na forma que foi concebido para os países desenvolvidos, para ser utilizado no Brasil. O que é factível para o mercado brasileiro é a utilização dos instrumentos de *project finance*, adaptando-os a necessidade nacional.

- A incapacidade das empresas seguradoras nacionais em segurar os grandes projetos do setor de infra-estrutura, mesmo através de “pool”,
- O sistema tributário vigente aumenta a carga fiscal nas transações correntes entre a SPE e as empresas patrocinadoras.

### ***3.4 – Project Finance e Infra-Estrutura***

#### ***3.4.1 - Aspectos relativos ao project finance***

Segundo os dados coletados no Plano Decenal da Eletrobrás 2000-2009, o crescimento médio previsto para o mercado de eletricidade no Brasil é 4,7% ao ano no período em questão,

---

<sup>6</sup> Obrigação de uma empresa praticar ou se abster de praticar determinados atos corretivos do problema ocorrido.

<sup>7</sup> Investment Grade (ou Investimento Pudente) é a classificação de risco definida pelas autoridades financeiras norte-americanas como prudente.

tornando necessária à construção de uma capacidade adicional de 4.300 MW ao ano. Conforme dado oficial do Programa Brasil em Ação serão necessários investimentos de cerca de R\$ 52 bilhões entre 2000-2003, sendo 81% desse montante de responsabilidade do setor privado.

A expansão do sistema elétrico não significa somente aumento na capacidade de geração, mas incremento em toda a cadeia que compõe o setor: geração, transmissão, distribuição e, agora, comercialização. Para tanto é imprescindível que os agentes envolvidos na estruturação da operação sejam economicamente capazes de sustentar os compromissos previamente assumidos.

Dadas às peculiaridades do setor elétrico, o *Project Finance* figura como a melhor alternativa para financiar os projetos baseados no país. Desta forma, os acionistas ao contabilizar o passivo relativo aos empréstimos à parte (*off-balance sheet*) conseguem a alavancagem financeira intrínseca nessa escolha, conseqüentemente, diluem a exposição das instituições de crédito criando oportunidades para financiar um número maior de projetos.

Cabe ressaltar para o mito inerente a esse debate: capital público versus capital privado. Na verdade, o capital externo sempre financiou o setor de infra-estrutura brasileiro tendo o Estado como avalista. A única diferença, no caso do *project finance*, é em relação às garantias e o aval, que passam a ser calcados na SPE e não mais nas garantias oferecidas pela União, sempre permanecendo como capital privado. Enfim, o grande desafio, tanto para o setor público como para o setor privado, é encontrar maneiras de direcionar poupanças diretamente para os tomadores de risco interessados em investir em projetos de infra-estrutura de longo prazo de maturação.

A implantação de projetos de geração elétrica depende da aquisição prévia, por parte das empresas distribuidoras ou dos grandes consumidores, da energia gerada, através dos PPA's. A premissa desse contrato é a minimização do risco de inadimplência, pois os desembolsos compromissados serão a fonte primária de recursos para garantir os financiamentos para a construção de novas unidades de geração.

As distribuidoras, no presente momento, têm um papel fundamental na viabilização dos *projects finances* porque são elas as principais responsáveis pela assinatura dos PPA's.

### **3.5 - Garantias das Agências Multilaterais**

Na perspectiva do setor privado, quer nacional, quer internacional, o uso de *project finance* tem evidentes vantagens quanto ao envolvimento das partes, utilização de garantias que



podem fugir do risco soberano<sup>8</sup> e outras já apontadas no item 2.3.4. Entretanto, há dois pontos que tornam difícil a sua plena adoção no Brasil para projetos de infra-estrutura:

- devido ao longo prazo de maturação desses projetos, muitos bancos não se sentem à vontade quanto ao cumprimento de obrigações assumidas e estão sujeitos a mudanças das políticas governamentais, tendo em vista o histórico herdado dos anos 80;
- os longos prazos necessários para a maturação desses investimentos em infra-estrutura não são muito compatíveis com aqueles que tais bancos tendem a aceitar.

As agências multilaterais mais ligadas ao apoio de projetos no Brasil, o BIRD e o BID têm departamentos que tratam especificamente de *project finance*.

No caso do BIRD, há o *Project Finance and Guarantees* que funciona como um grupo de especialistas para operações dessa natureza, independentemente do país onde se encontra o projeto. No caso do BID, o departamento que lida com empresas privadas também tem bastante experiência e bom retorno com *project finance*. Entretanto, essas agências de crédito ainda não conseguiram desenvolver plenamente seu trabalho nesse segmento no Brasil, principalmente devido aos dois fatores anteriormente mencionados.

Tanto o grupo do BIRD como o BID, estão trabalhando com novas garantias direcionadas para apoiar as operações de *project finance*: *garantia de risco parcial* e *garantia de crédito parcial*, as quais são usualmente citadas pelos interessados e pelas agências multilaterais como produtos que viabilizariam investimentos privados em infra-estrutura em países como o Brasil. A garantia de risco parcial pode ser empregada para cobrir inadimplementos que resultem de ações governamentais, as quais deve estar definidas em contratos negociados entre o governo ou seus agentes e a empresa privada responsável pela implementação do projeto. As obrigações descumpridas pelos contratantes privados não são cobertas pela garantia de risco parcial.

A garantia de crédito parcial pode ser empregada tanto pelo setor público como pelo setor privado, quando for preciso estender os prazos de um empréstimo, mas não necessariamente cobrir obrigações contratuais de risco político. Esta modalidade pode ser muito útil quando os financiadores são instituições locais que aceitam o risco político, mas não a extensão dos prazos necessários para atender as necessidades do projeto. Esse tipo de garantia poderia dar-lhes suficiente tranquilidade para aceitar uma dilatação de prazos.

---

<sup>8</sup> Risco de país é a exposição do financiador externo quando está financiando um projeto privado e risco soberano é aquele a que está sujeito quando financia o próprio governo.

### ***3.6 - O Papel do Sistema BNDES***

Segundo Borges 1999, o papel do Sistema BNDES (e de outros bancos públicos) nas operações de *project finance* vem se delineando em projetos como o da Rodovia Via Dutra, onde foi fundamental a participação intensa de troca de experiências com o Banco Mundial e com o BID.

O papel mais óbvio é o de agência de fomento, em seu viés de banco federal, promotor do desenvolvimento nacional. Nesse papel, ele age também como representante do Estado, quer para viabilizar políticas públicas, quer para assumir obrigações a ele relacionadas. Parceiros internacionais públicos ou privados muitas vezes só se sentem à vontade para participar de projetos dessa natureza quando há esse tipo de envolvimento por parte de um interlocutor estatal em quem possam confiar.

Ainda de acordo com Borges, o BNDES, como articulador de financiamento das operações, pode utilizar a experiência acumulada pela BNDES participações - BNDESPAR, pela Área Financeira e Internacional e por suas operações de privatização. É importante ter em mente que a atuação como articulador não significa necessariamente a liderança de consórcios de agentes financeiros, papel que pode ser ocupado, se for o caso, por uma instituição financeira privada nacional ou estrangeira. Esse tipo de atuação exige flexibilidade e mudança de mentalidade e métodos de trabalho.

Na qualidade de simples agente financeiro, o BNDES também participa de operações rentáveis e interessantes para o país, o que pode ocorrer tanto na ponta dos investimentos, sua principal característica hoje, como nas diversas modalidades de garantias que podem ser oferecidas para viabilizar operações de *project finance*. Neste último aspecto, deve-se lembrar que o BNDES poderia permanecer no apoio ao projeto por um prazo mais longo, viabilizando a reciclagem de créditos de um credor privado que não esteja disposto a permanecer no projeto até o seu final (*developer*).

As experiências do BNDES até agora parecem indicá-lo para exercer o papel de principal agente financeiro dos investimentos fixos, situação em que se sente mais confortável. O nível de participação pretendido pelo BNDES parece girar entre 30% e 40% do investimento total (critérios do FINAME). Entretanto, a escassez de recursos internos e sua disponibilidade no mercado internacional sinalizam a necessidade de uma revisão dessa postura, aceitando um percentual menor de participação e uma busca de reciclagem mais rápida dos recursos.

Outro ponto no qual o BNDES vem utilizando a experiência internacional é a exigência de um nível mínimo de capital próprio a ser requerido sobre o investimento total.

Os prazos praticados pelo BNDES parecem compatíveis com as necessidades da maioria dos projetos de infra-estrutura, porém o objetivo de reciclagem talvez imponha a adoção de taxas de remuneração mais compatíveis com o mercado, o que inclui, por exemplo, um uso mais freqüente de taxas mais elevadas que as usualmente praticadas pelas instituições financeiras públicas.

Essas eventuais mudanças de política podem significar uma capacidade de apoiar um número maior de projetos.

### ***3.7 – Análise das viabilidades do Project finance***

#### **3.7.1 – Viabilidade técnica**

De acordo com Finnerty (1998), os patrocinadores do projeto devem verificar os processos tecnológicos e o projeto executivo antes do início da construção. Quando o projeto exige tecnologia nova, ou não comprovada, é necessária a construção de instalações pilotos para avaliar a viabilidade dos processos envolvidos e para otimizar o projeto das instalações em escala real. Um projeto bem elaborado prevê expansão futura, muitas vezes, a expansão para além da capacidade operacional inicial e planejada.

A viabilidade técnica de uma instalação pode ser influenciada por fatores ambientais que podem vir a afetar sua construção e operação.

Patrocinadores de projetos freqüentemente contratam consultores externos de engenharia para auxiliar na elaboração do projeto e para fornecer uma opinião independente quanto à sua viabilidade tecnológica.

Os provedores de recursos financeiros necessitam de garantias que:

- a construção das instalações do projeto esteja dentro do cronograma proposto;
- a capacidade das instalações operarem conforme o planejado uma vez terminada a construção; e
- as estimativas de custos de construção, em conjunto com os dispositivos adequados referentes ao aumento de custos, serão suficientes para terminar o projeto. O consultor

financeiro contratado deve estar a par de todas essas informações para dar seu parecer aos patrocinadores.

### **3.7.2 – Viabilidade econômica**

Uma das preocupações dos patrocinadores do projeto é a capacidade do projeto em operar com sucesso e gerar um fluxo de caixa. Os patrocinadores devem ter garantias de que o projeto irá gerar um fluxo de caixa suficiente para cobrir o serviço da dívida do projeto e oferecer uma taxa de retorno sobre o capital investido adequado aos investidores de capital.

Supondo que o projeto venha a ser terminado dentro do cronograma e dentro do orçamento, sua viabilidade econômica dependerá principalmente se a produção do projeto será entregue no mercado de forma lucrativa. Para avaliar a capacidade de comercialização, os patrocinadores providenciam um estudo das condições projetadas de oferta e demanda ao longo da vida esperada do projeto. O estudo é projetado para confirmar que, sob um conjunto de suposições econômicas razoáveis, a demanda será suficiente para absorver a produção planejada do projeto a um nível de preço que cobrirá o custo total de produção. Este estudo geralmente inclui:

- uma análise de produtos concorrentes e seus custos de produção relativos;
- uma análise do ciclo de vida esperado da produção do projeto, volume de vendas esperado e preços projetados; e
- uma análise do impacto potencial da obsolescência tecnológica.

Se o projeto for operar num setor regulamentado, o impacto potencial de decisões regulatórias sobre níveis de produção e preços e, em última análise, sobre a lucratividade do projeto também deve ser levado em conta.

Cada elemento de custo, como matéria-prima, mão-de-obra, despesas administrativas, impostos, *royalties*, e despesas de manutenção, devem ser identificados e quantificados. Frequentemente, essa estimativa é realizada dividindo-se o elemento de custo em componentes de custos fixos e variáveis e estimando-se cada categoria separadamente. Cada elemento de custo operacional deve ser reajustado ao longo do prazo das projeções a uma taxa que reflita a taxa de inflação prevista.

Além dos custos operacionais, o custo de capital do projeto também deve ser determinado. O consultor financeiro deve elaborar e testar diferentes planos financeiros para o

projeto de forma a chegar a um plano de financiamento ótimo que seja consistente com os objetivos de negócios dos patrocinadores do projeto.

As estimativas de custos de construção devem incluir os custos de todas as instalações necessárias à operação do projeto como entidade independente. Se for preciso de infra-estrutura adicional como estradas, energia elétrica, escolas ou habitação, seus patrocinadores devem determinar se o custo de infra-estrutura necessária será assumido pelo projeto ou por terceiros (governo, ajuda financeira internacional, etc). Se o projeto for assumir esses custos, eles devem ser contabilizados, pois podem elevar substancialmente o custo geral de construção do projeto. Conseqüentemente, fatores de reajuste adequados devem ser aplicados aos componentes de custos relevantes. As estimativas de custos de construção também devem incluir um fator de contingência que permita cobrir eventuais erros de projeto ou custos não previstos.

### 3.7.3 - Outros aspectos a considerar

De acordo com Moreira 1999, mapear todas as variáveis que poderiam, de alguma forma, influenciar no sucesso do empreendimento não é uma tarefa fácil e como a lógica que sustenta esse tipo de financiamento prevê um dimensionamento justo de risco é necessário também considerar outros aspectos importantes.

- Alavancagem - A alavancagem é usualmente elevada (3:1 a 5:1). Empreendimentos com índices elevados de cobertura das dívidas podem ser realizados com baixos aportes de capital. Projetos com rentabilidade elevada estão sendo realizados com capital zero.
- Administração - A administração de uma SPE difere totalmente das empresas normais, ficando os administradores sujeitos a uma verdadeira estrutura de regulamentações geradas na estruturação do *project finance*. Os administradores deverão subsidiar permanentemente as partes envolvidas quanto às questões pertinentes. São contratos típicos de um *project finance* instrumentos com o:
  - *Share Retention Agreement*: Este contrato condiciona qualquer alteração do controle do empreendimento à prévia aprovação dos *lenders*.
  - Auditoria e Controladoria com forte poder de interferência nos sistemas de controle da Empresa.
- Remuneração de Capital - A remuneração de capital fica subordinada sempre, não só ao serviço da dívida e as reservas exigidas para cobertura deste serviço, como, muitas

vezes, também para formação de reservas para cobertura de gastos operacionais. Diversas entidades financeiras estabelecem regras bastante rígidas quanto à distribuição de dividendos.

- Custo de Consultoria e Custo Legal - Os custos legais e de consultorias podem representar até 4% do investimento fixo e demandar até dois anos em sua estruturação, dependendo da complexidade do empreendimento e das partes envolvidas.

Em um *project finance* há uma tendência de antecipação de todo o ambiente do empreendimento, almejando-se cenários, demanda e prévia estruturação técnica e jurídica de soluções.

Portanto, o tempo e os recursos dispendidos em *um project finance* podem vir a representar apenas uma antecipação de dispêndios quando comparados a um *corporate finance* que, muitas vezes, somente no início de operação é que se vai detalhar seu modo de operação.

Os cenários e adversidades previamente estudados e as soluções propostas tendem a representar um maior nível de segurança quando comparados com um *corporate finance*.

### ***3.8 – Estrutura Contratual***

Um *project finance* normalmente exige garantias e essas garantias são dadas através de obrigações contratuais entre os participantes do projeto.

O suporte creditício de um *project finance* vem, primeiramente, do próprio projeto. Tal capacidade de crédito freqüentemente necessita ser complementada por um conjunto de arranjos de garantias entre o projeto e seus patrocinadores ou outras partes com capacidade de obtenção de crédito.

A obtenção de suporte creditício suficiente para seus títulos de dívida é pré-requisito necessário para a obtenção de financiamento da dívida de qualquer projeto.

As disposições contratuais relativas às garantias distribuem os riscos entre os patrocinadores do projeto, os compradores da produção do projeto e as demais partes nele envolvidas.

Compromissos contratuais que oferecem recursos legais à capacidade de crédito de terceiros normalmente formam o núcleo dos arranjos de garantias de um projeto. Na maioria dos casos, essas obrigações são múltiplas; a responsabilidade de cada participante é limitada a uma proporção predefinida da responsabilidade total.

Os contratos relativos à conclusão normalmente envolvem uma obrigação de concluir e operar o projeto ou então quitar toda a dívida do mesmo. Esses contratos exigem que os patrocinadores, ou outras partes com capacidade de obtenção de crédito, assumam um compromisso incondicional de fornecer quaisquer recursos necessários à conclusão do projeto em conformidade com suas especificações e colocá-lo em operação dentro de um prazo especificado. A data de especificação normalmente admite atrasos razoáveis. Se o projeto não for concluído até a data especificada ou se, por qualquer motivo, o projeto for abandonado antes de sua conclusão, o acordo de conclusão normalmente exige que os patrocinadores ou outras partes designadas quitem toda a dívida do projeto. A obrigação das partes que assumem o compromisso de conclusão termina quando for alcançada a conclusão do projeto.

Após o início das operações do projeto, contratos de compra e venda de sua produção ou para a utilização de seus serviços normalmente constituem os principais arranjos de garantias da dívida do projeto. Tais contratos objetivam assegurar que o projeto receba receitas suficientes para cobrir plenamente seus custos de operação, e atender às obrigações de serviço de dívida de forma oportuna.

### **3.8.1 – Tipos de contratos necessários para um *project finance***

#### **a) Contrato de Compra e Venda**

Os fatores que determina qual o tipo de contrato de compra e venda mais adequado em relação a um determinado *project finance* incluem:

- O tipo de instalações envolvidas;
- A natureza da transação da compra;
- As partes do contrato;
- Os riscos inerentes ao projeto.

#### **a.1) Contrato *take-if-offered* (Leve o que é oferecido)**

Um contrato *take-if-offered* obriga o comprador da produção ou dos serviços do projeto a aceitar a entrega e pagar pela produção ou pelos serviços que o projeto for capaz de oferecer. Mas, caso o projeto seja incapaz de entregar o produto ou a prestação dos serviços, o contrato isenta o comprador de pagar.

Caso, se o desempenho de um projeto estiver exposto a um sério risco de redução ou interrupção prolongado, os patrocinadores exigem que o suporte creditício oferecido pelos contratos *take-if-offered* seja complementado por outros arranjos de garantias como, por exemplo, seguros, para assegurar a proteção adequada contra eventos de força maior.

### **a.2) Contrato *Take-or-pay* (pegue ou pague)**

Um contrato *take-or-pay* obriga o comprador da produção ou dos serviços do projeto a pagar pela produção ou serviços quer os receba ou não. Dá ao comprador a opção de fazer um pagamento em dinheiro em vez de receber o produto ou os serviços do projeto. Tais pagamentos são geralmente creditados contra despesas por entregas futuras. Esta modalidade contratual é usada, na maioria das vezes, no setor de serviços públicos.

Tal como nos contratos *take-if-offered*, um contrato *take-or-pay* geralmente não exige que o comprador pague se o projeto for incapaz de entregar ou fornecer os serviços.

### **a.3) Contrato *Hell-or-High-Water* (Contrato haja-o-que-houver)**

Num contrato *Hell-or-high-water*, mesmo quando existem circunstâncias adversas fora do controle do comprador, este é obrigado a pagar em qualquer circunstância, quer o produto seja ou não entregue. Este tipo de obrigação, portanto, oferece aos patrocinadores uma garantia maior do que os contratos *take-if-offered* ou *take-or-pay*, já que os protege de eventos de força maior.

### **a.4) Acordo de *Throughput***

Um acordo *throughput*, utilizado tipicamente em casos que envolvem o financiamento de um oleoduto, ou duto para derivados de petróleo, exige que durante um determinado período de tempo os transportadores, transportem um volume tal do produto através do duto que gere receita de caixa suficiente para o pagamento de todas as despesas operacionais e o atendimento de todas as obrigações de serviço de sua dívida. A exigência de volume transportado normalmente é complementada por um acordo de insuficiência de caixa, também chamado de *keep well*. Obriga as empresas transportadoras a adiantarem recursos ao oleoduto se, por qualquer motivo, este não dispuser de caixa suficiente para o cumprimento de suas obrigações à medida que vencerem. Tais pagamentos em dinheiro geralmente são creditados como pagamentos antecipados por serviços de transporte sob o acordo de *throughput*.



**a.5) *Cost of Service Contract* (contrato de custo de serviço)**

Um *Cost of Service Contract* requer que cada devedor pague sua parte, proporcional aos custos do projeto, à medida que forem sendo efetivamente incorridos, em troca de uma parte, definida em contrato, de produção do projeto ou de seus serviços disponíveis. Tais contratos exigem que os pagamentos sejam feitos quer o produto seja ou não entregue.

Um *Cost of Service Contract* pleno cobriria custos de operação, administrativos, de manutenção, amortização e depreciação, juros, retorno sobre capital, imposto de renda e outros tributos.

**a.6) *Tolling Agreement* (acordo de pedágio)**

Sob um *Tolling Agreement*, a empresa cobra uma taxa pela utilização das instalações que geralmente é de propriedade ou concessão dos patrocinadores do projeto e por eles entregue. A taxa pagável por cada participante é geralmente igual à sua parte proporcional nas despesas totais incorridas pelo projeto.

**b) *Supply agreement* (contrato de fornecimento de matéria-prima)**

Um contrato de fornecimento de matéria-prima deve suprir as necessidades de matéria-prima do projeto. O contrato especifica determinados recursos no caso das entregas não serem feitas. Frequentemente, os contratos de fornecimento são elaborados de forma a oferecer suporte creditício a um projeto.

Um contrato *supply-or-pay* (forneça ou pague) obriga o fornecedor da matéria-prima a entregar as quantidades necessárias de matéria-prima especificadas no contrato ou então realizar pagamentos à entidade-projeto que sejam suficientes para cobrir o serviço de sua dívida.

**c) Suporte creditício suplementar**

Dependendo da estrutura do acordo de conclusão de um projeto e do contrato de compra e venda, poderá ser necessário prover suporte creditício complementar através de arranjos de garantias adicionais.

Esses acordos têm por finalidade oferecerem um compromisso de uma ou mais partes com capacidade de obtenção de crédito de fornecer quaisquer recursos que se façam necessários para que o projeto atenda às suas obrigações de caixa.

### **c.1) Acordo de suporte financeiro**

Um acordo de suporte financeiro pode tomar a forma de uma carta de crédito ou garantia semelhante fornecida pelos patrocinadores do projeto. Pagamentos realizados sob carta de crédito ou de garantia são tratados como empréstimos subordinados feitos a empresa-projeto. Em alguns casos é vantajoso comprar a garantia de um terceiro financeiramente capaz (como um banco, uma seguradora ou companhia de seguros de crédito) para fornecer suporte creditício às obrigações da empresa-projeto.

### **c.2) Acordo de insuficiência de caixa**

Um financiamento de insuficiência de caixa destina-se a cobrir quaisquer faltas de recursos que prejudiquem a capacidade da empresa-projeto cumprir suas obrigações de serviço da dívida. O comprador efetua um pagamento em dinheiro de valor suficiente para cobrir a deficiência de caixa. Pagamentos realizados sob acordo de insuficiência de caixa são geralmente creditados como adiantamentos em dinheiro pelo pagamento de serviços ou produto do projeto.

### **c.3) Acordo de subscrição de capital**

Um acordo de subscrição de capital obriga uma ou mais partes com capacidade de obtenção de crédito a comprar, em dinheiro, títulos emitidos pela entidade-projeto, até onde necessário para que esta possa cobrir qualquer deficiência de caixa.

### **c.4) Acordo *Clawback***

O acordo *clawback* representa um compromisso dos patrocinadores do projeto contribuírem com dinheiro num montante equivalente a:

- Quaisquer dividendos em dinheiro advindos da empresa-projeto;
- Quaisquer benefícios fiscais recebidos pelos patrocinadores do projeto devido a seus investimentos no mesmo.

### **d) Seguros (*Security agreement*)**

Os seguros servem para proteger os *players* de um *project finance* contra certos riscos. Os seguros provêem recursos para a restauração do projeto em caso de força maior (terremotos, incêndios, etc), assegurando, assim, que o projeto permaneça como entidade operacional viável.

Os patrocinadores de um projeto normalmente compram seguros comerciais para cobrir os custos de danos eventuais causados por desastre naturais.

Num projeto de uma usina hidrelétrica, por exemplo, um dos principais riscos é a incerteza quanto à hidrologia futura. Frequentemente, num *project finance* de uma central hidrelétrica é necessário fazer seguro contra o risco hidrológico. A seguradora paga, sob as condições de apólice, durante os períodos em que a unidade estiver impedida de gerar e vender energia elétrica suficiente para que o projeto cumpra seu programa de pagamento do serviço de sua dívida. Com isso, os patrocinadores de tal projeto têm o retorno de seu capital investido no projeto assegurado.

Podemos ainda citar outros tipos de seguros tais como:

- Seguro de risco país
- Seguro de conversibilidade e remessa de moeda
- Seguro de risco ambiental
- Seguro de risco cultural
- Seguro de alteração do ambiente legal
- Outros seguros usuais como incêndio, enchente etc.

#### **e) Pareceres técnicos especializados (Consultorias)**

Antes do fechamento de acordos os *lenders* usualmente recorrem a pareceres técnicos especializados. Um *project finance*, necessariamente, baseia suas premissas e seus contratos em pareceres técnicos independentes:

- Consultorias em engenharia de minas
- Consultorias em engenharia de petróleo
- Consultorias de construção e montagem
- Consultorias de estudo de mercado
- Consultorias específicas dependendo das especialidades requeridas

### **3.9 - Aspectos Jurídicos**

No *project finance*, os aspectos jurídicos são um dos componentes mais importantes pela complexidade das obrigações previstas ganhando importância fundamental à análise de cada um dos contratos e das providências legais para sua eficácia (Borges, 1998).

Entretanto, neste trabalho faz-se apenas uma análise simplificada comparativa do *project finance* em seu ambiente internacional e sua adaptação e aplicabilidade ao Brasil.

No sistema jurídico brasileiro é a lei que define, em caso de execução ou falência, a prioridade quanto ao recebimento dos créditos concedidos por diversas fontes, e não a relação contratual específica, como ocorre normalmente nos Estados Unidos ou na Grã-Bretanha. Para operações regidas pela lei brasileira esse é um aspecto importante a se considerar na repartição de riscos e garantias.

Uma leitura jurídica da concepção do *project finance* pode ser feita através do direito consuetudinário anglo-saxão. Os contratos são bastante complexos e buscam ter sempre uma base na experiência anterior, devendo ser auto-explicáveis sem remissões a códigos ou outros diplomas legais. As relações jurídicas são exclusivamente de Direito Privado e as obrigações pressupõem a total igualdade entre as partes. A inclusão de conceitos de Direito Público (prevalência do Estado, tão cara a agentes públicos como o BNDES), aos quais estamos tão acostumados nos países latinos, é vista como risco e significará algum tipo de encarecimento para a operação.

Operações de *project finance* estão mais de acordo com um ambiente que permita livremente o uso da *arbitragem* (decisões extrajudiciais), instrumento ainda incipiente entre nós, devido à falta de costume em utilizá-lo e à introdução ainda muito recente de nova legislação a respeito. É aconselhável, portanto, um bom estudo prévio dos contratos básicos, pois seu aditamento posterior poderá pôr em xeque um intrincado sistema de compensações entre os participantes, encarecer e até inviabilizar o projeto. Embora flexibilidade seja a palavra-chave para permitir as inevitáveis adaptações do projeto à realidade, ela significa a assunção de riscos calculados e um alto grau de credibilidade entre os participantes. Nesses casos, uma legislação que dê um grande poder conciliatório aos juízes e um judiciário ágil e que entenda o contexto de operações internacionais está subentendida na própria montagem das operações. A experiência parece indicar a necessidade de cautela ao se utilizar esse contexto jurídico-econômico em operações de *project finance* no Brasil.

A estrutura de *project finance* caracteriza-se pela constituição de uma SPC, que tem como objetivo a implantação do projeto e, portanto, tempo limitado de duração. Os administradores de uma SPC não podem assumir obrigações e direitos fora da finalidade para que ela foi constituída. É uma entidade jurídica e economicamente separada dos patrocinadores e com prazo limitado de duração, que detém os ativos e passivos do projeto. É mantida *off-balance sheet* em relação aos

seus patrocinadores (no Brasil, existe a Instrução CVM 247, que exige a consolidação parcial dos empreendimentos controlados, quando os patrocinadores forem empresas abertas, mas têm sido concedidas excepcionalidades). Pode assumir as diversas formas de sociedade previstas em lei, sendo que as mais comuns são: sociedade por quotas de responsabilidade limitada e sociedade anônima.

Na sociedade por quotas, regulada pelo Decreto 3.708, de 10 de janeiro de 1919 e alterado pelo novo código civil, a responsabilidade dos sócios não é mais limitada ao valor do capital social e apresenta como vantagens principais à simplicidade na sua constituição e a dispensa do elevado ônus da publicação de balanços e outros atos.

Na sociedade anônima, regulamentada pela Lei 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e atualizada pela Lei 9.457, de 05 de maio de 1997, a responsabilidade dos sócios é limitada ao valor do capital subscrito e integralizado. Suas vantagens mais importantes são a maior flexibilidade de financiamento e a maior transparência para o mercado, caso sejam empresas abertas e de médio a grande porte.

### ***3.10 – O que não é project finance***

Por ser o *Project finance* (ou financiamento por projeto) uma modalidade de financiamento ainda embrionária no Brasil, gerou-se uma confusão muito grande do que exatamente significa essa forma de alavancagem. No intuito de deixar claro o conceito, apresenta-se, a priori, aquilo que não é *project finance*.

Estando o *project finance* normalmente relacionado a projetos de infra-estrutura que até pouco tempo atrás eram, na sua totalidade, de iniciativa do setor público (hidrelétricas, rodovias, telecomunicações, etc), poder-se-ia pensar que *project finance* seja o levantamento de recursos para o financiamento de determinado projeto tão fraco economicamente que seria incapaz de gerar recursos suficientes para a amortização do empréstimo, ou ainda, que não fosse capaz de gerar uma taxa satisfatória de retorno sobre o capital investido.

Em outras palavras, *project finance* não significa o financiamento de um projeto que não possa ser financiado na forma convencional de *corporate finance*.

Tabela 3.1 forma comparativa entre *corporate finance* e *project finance*

Critério	<i>Corporate finance</i>	<i>Project finance</i>
Organização	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Empresa criada há bastante tempo</li> <li>- Empresa com sólido “<i>track Record</i>” no mercado</li> <li>- Os diversos ativos e negócios da empresa formam uma unidade.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Empresa recém-criada com o propósito específico de viabilizar o projeto.</li> <li>- Empresa sem qualquer “<i>track Record</i>” no mercado.</li> <li>- Os ativos e o fluxo de caixas relacionados ao projeto estão segregados dos patrocinadores.</li> </ul>
Alocação de risco	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Credores têm total recurso ao patrimônio da empresa.</li> <li>- Risco diluído entre os diversos ativos e negócios da empresa.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Credores não têm, ou têm de forma limitada, recurso ao patrimônio dos patrocinadores.</li> <li>- Risco concentrado no projeto, seus ativos e fluxo de caixa.</li> </ul>
Estrutura do financiamento	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Credores baseiam-se na totalidade do patrimônio da empresa para concessão do financiamento.</li> <li>- Tipicamente financiamento “<i>clean</i>” (sem garantia) ou com poucas garantias.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Credores baseiam-se no fluxo de caixa e nos ativos do projeto para concessão do financiamento.</li> <li>- Financiamento com estruturas complexas de garantias.</li> <li>- Documentação complexa e muito extensa, confeccionada para o caso específico.</li> </ul>
Capacidade financeira	<ul style="list-style-type: none"> <li>- A própria empresa tem capacidade financeira para satisfação do empréstimo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- O projeto não tem capacidade financeira para satisfação do empréstimo, sendo o crédito suportado por outras fontes (Compradores do produto gerado pelo projeto).</li> <li>- Proporciona, indiretamente, o aumento da capacidade financeira dos patrocinadores.</li> </ul>
Agilidade no financiamento	<ul style="list-style-type: none"> <li>- O financiamento pode normalmente ser estruturado com muita rapidez.</li> <li>- Custos baixos de estruturação financeira e legal.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Estrutura financeira e legal bastante complexa leva a uma demora muito grande para a obtenção do financiamento.</li> <li>- Custos de estruturação financeiro e legal muito elevado.</li> </ul>
Monitoramento	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Empresa diretamente pouco monitorada pelos credores.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Empresa intensamente monitorada pelos credores, por meio de “<i>covenants</i>” e outras provisões contratuais.</li> </ul>
Fluxo de Caixa	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fluxo de caixa dos diversos ativos e negócios da empresa formam um todo e são aplicados de acordo com a política da empresa.</li> <li>- A administração, respeitada a política da empresa, tem livre arbítrio em relação à alocação fluxo de caixa gerado pelos diversos ativos e negócios da empresa.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fluxo de caixa gerado pelo projeto tem destinação certa de acordo com a documentação do empréstimo (criação de contas reserva, reinvestimento, distribuição aos sócios).</li> <li>- A administração tem pouca liberdade de alocação do fluxo de caixa do projeto.</li> </ul>
Falência	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Afete todo o patrimônio da empresa</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Atinge o projeto como um todo, porém limitadamente os patrocinadores no montante do capital investido.</li> </ul>

## ***CAPÍTULO 4 – O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL***

### ***4.1 – Introdução***

O setor elétrico brasileiro vem atravessando um contexto de intensas transformações nas suas condições de operação, processo este que se iniciou na segunda metade da década passada com a adoção de um mercado concorrente e a criação de novos atores, como, por exemplo, o produtor independente de energia e a Agência Nacional de Energia Elétrica.

Em todo mundo, como no Brasil, estas reformas visam aumentar a eficiência econômica setorial e minimizar as externalidades inerentes a essa atividade econômica. Essas alterações diferem em ritmo e grau de intensidade, de acordo, com a realidade de cada país.

Com a introdução dos mercados concorrenciais de energia novas variáveis tornaram-se importantes para a viabilização de novos projetos, como por exemplo, o risco de mercado, o risco hidrológico, novas formas de alavancagem de projetos e a competitividade dos mercados.

O presente capítulo pretende mostrar, sucintamente, as recentes mudanças estruturais motivadas, principalmente, na busca de competição visando garantir eficiência alocativa. Considerando que este processo ainda está em desenvolvimento dar-se-á uma visão geral sobre os principais conceitos envolvidos nesta nova fase da indústria de energia elétrica no Brasil.

### ***4.2 – A Estrutura do Mercado de Energia***

Com o início do processo de desestatização do setor elétrico e com a expectativa de grande pluralidade de agentes privados (produtores independentes, autoprodutores, instituições financeiras, seguradoras, consumidores, operadores, fornecedores, etc) tornou-se necessária à renovação do órgão regulador para atender as novas demandas. Diante disso, o Governo tomou uma série de medidas com o objetivo de iniciar efetivamente um processo de ampla reestruturação do setor. A base das mudanças ocorre com a promulgação de uma nova legislação setorial, incorporando as tendências atuais da indústria de energia elétrica e permitindo antecipar alguns dispositivos reguladores essenciais.

A contratação da consultoria internacional da *Cooper & Lybrand* pelo Ministério das Minas e Energia, MME em 1996 (projeto RE-SEB) para auxiliar a implantação do novo modelo competitivo do setor elétrico representou uma clara sinalização por parte do governo de que a reestruturação era inevitável. Com o término dos estudos da consultora, diversas recomendações sugeridas foram adotadas. Dentre elas destacam-se: separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização; criação de um operador único dos sistemas interligados, criação de um órgão regulador específico para o setor elétrico, criação de organismo responsável pelo acompanhamento das transações de compra e venda de energia.

As privatizações, a introdução da competição e a nova dinâmica setorial foram sendo desenhadas pelo Governo nestes últimos anos. A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, instituiu a agência Nacional de Energia Elétrica -ANEEL. Por meio da Lei nº 9.648, de maio de 1998, e do Decreto 2.655, de julho do mesmo ano, foram criados o Operador Nacional no Sistema Elétrico -ONS e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica -MAE.

A ANEEL, organismo regulador e fiscalizador das atividades do setor tem como atribuição fixar os preços e padrões de qualidade, estimulando a eficiência econômica da indústria e a universalização do serviço, bem como evitar abusos nas estruturas de custo do sistema.

Ao ONS cabe supervisionar e controlar a operação da geração e da transmissão, a fim de otimizar custos e garantir confiabilidade. O ONS também é responsável pela administração operacional e financeira dos serviços de transmissão e das condições de acesso à rede.

O MAE foi recriado através da Medida Provisória nº. 29, de 7 de Fevereiro de 2002, em substituição à antiga estrutura da ASMAE. É uma empresa de direito privado, submetida à regulamentação por parte da ANEEL. O MAE é responsável por todas as atividades requeridas à administração do Mercado, inclusive financeira, contábil e operacional, sendo as mesmas reguladas e fiscalizadas pela ANEEL. Nele se processam as atividades comerciais de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais e de um mercado de curto prazo, restritos aos sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro Oeste e Norte/Nordeste. Não cabe ao MAE a compra ou a venda de energia e esta instituição não tem fins lucrativos. Ele deve viabilizar as transações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes de mercado. O MAE tem suporte legal e regras de funcionamento determinadas pela ANEEL previstas na Convenção de Mercado, sendo responsável pelas seguintes atividades:



- Promover registro dos contratos e contabilizar as transações no âmbito do MAE que tenha por objeto a negociação de energia elétrica;
- Promover a liquidação financeira das transações efetuadas no Mercado de Curto Prazo;
- Promover a confiabilidade das operações realizadas no âmbito do MAE;
- Assegurar aos agentes participantes do MAE o acesso aos dados necessários para a conferência da contabilização de suas transações no MAE;
- Prover o acesso às informações sobre as operações realizadas no MAE;
- Receber e processar solicitações e manifestações dos agentes referentes às atividades desenvolvidas no âmbito do MAE;
- Elaborar a proposta de orçamento anual para o funcionamento do MAE efetuando seu gerenciamento e a respectiva prestação de contas ao Conselho de Administração;
- Executar as atividades de apoio às reuniões do Conselho de Administração e às sessões da Assembléia Geral do MAE, implementando suas deliberações; e
- Elaborar, atualizar de forma controlada e implantar e divulgar as Regras e Procedimentos de Mercado.

São membros obrigatórios do MAE:

- Titulares de concessão ou autorização para exploração de serviços de geração que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW;
- Titulares de concessão, permissão ou autorização para exercício de atividades de comercialização de energia elétrica com mercado igual ou superior a 300 GWh/ano;
- Titulares de autorização para importação ou exportação de energia elétrica em montante igual ou superior a 50 MW;

É facultativa a participação no MAE aos titulares de autorização para autoprodução e cogeração com central geradora de capacidade instalada igual ou superior a 50 MW, desde que suas instalações de geração estejam diretamente conectadas às instalações de consumo e não sejam despachadas centralizadamente pelo ONS, por não terem influência significativa no processo de otimização energética dos sistemas interligados.

Também é facultativa a participação no MAE aos demais titulares de concessão ou autorização para exploração de serviços de geração; para exercício de atividades de comercialização de energia elétrica; para importação e exportação de energia elétrica e consumidores livres.

Os Agentes de Transmissão não participam do MAE.

O preço MAE é o aquele utilizado para valorar a compra e venda de energia no mercado de curto prazo, cujos créditos e débitos decorrentes serão liquidados entre os Agentes de forma centralizada pelo MAE. A formação do preço da energia negociada no MAE (Preço do MAE) se faz pela inter-relação dos dados utilizados pelo ONS para otimização da operação do Sistema e os dados informados pelos Agentes. Os referidos dados são então processados através de modelos de otimização para obtenção do custo marginal de operação (CMO). São utilizados praticamente os mesmos modelos adotados pelo ONS para determinação da programação e despacho de geração do sistema, com as adaptações necessárias para refletir as condições de formação de preços no MAE. A responsabilidade pelo cálculo dos preços é do MAE.

O preço do MAE é determinado para cada um dos submercados, estes caracterizados como regiões geoeletricas que não apresentam significativas restrições de transmissão, fazendo com que o preço seja único dentro de cada uma dessas regiões.

O modelo computacional utilizado hoje para determinação do Preço MAE é o Newave, um software desenvolvido especialmente para a realidade do mercado energético brasileiro. O NEWAVE é um modelo de otimização para o planejamento de médio prazo (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio, que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento.

Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas (de mais curto prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. Nesse modelo, faz-se a representação da carga em patamares e considera-se os limites de interligação entre os subsistemas.

No NEWAVE existe um módulo (NEWDESP) que consulta as funções de custo futuro geradas pela otimização. Com base nos valores de energia armazenados no início de um mês e valores realizados e previstos de energias afluentes, o modelo obtém o despacho ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica equivalente e o despacho das usinas térmicas para cada subsistema. Como resultado desse processo são obtidos os Preços MAE para o período estudado, em cada patamar de carga considerado e para cada submercado.

O Mecanismo de Realocação de Energia –MRE- é um mecanismo financeiro que objetiva o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os geradores com vistas a garantir a otimização dos recursos hidrelétricos dos sistemas interligados. Seu objetivo é garantir que todos

os geradores participantes do MRE comercializem a Energia Assegurada que lhes foi atribuída pela ANEEL, independente de sua produção real de energia, desde que as usinas participantes do MRE, como um todo, tenham gerado energia suficiente para tal. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de sua Energia Assegurada para aqueles que geraram abaixo por imposição do despacho ótimo do sistema. As energias excedentes produzidas pelos participantes do MRE não são incluídas no rateio, sendo vendidas diretamente ao preço spot. A geração das usinas hidrelétricas e térmicas que tenham direito legal a CCC (conta de consumo de combustível), conforme critérios estabelecidos pelo ONS está sujeitas ao despacho centralizado, que considera quais usinas estarão em condições de geração. Os despachos destas usinas produzem a minimização dos custos operativos e o menor custo marginal, em vista das afluições hidrológicas e armazenamento de água dos reservatórios, dos preços ofertados pelas usinas térmicas e as restrições do sistema de transmissão.

O Excedente Financeiro da comercialização de energia entre submercados é a diferença positiva entre o total de pagamentos e o total de recebimentos no MAE e surge devido à diferença de preços entre os submercados. Este excedente financeiro ocorre devido ao fluxo de energia entre submercados, porque a energia gerada é valorada ao preço do submercado onde ela foi gerada e é paga ao preço do submercado onde a energia foi consumida. Assim, quando existe diferença de preços entre os submercados, o consumo pagará ao MAE um valor maior do que a geração receberá do MAE. Também diferença de preços surge quando existe uma limitação de transmissão de energia entre os submercados não permitindo que uma geração mais barata possa atender ao consumo do outro submercado (restrição de transmissão ativa). Neste caso, o submercado consumidor precisa de uma geração mais cara no próprio submercado para atender seu consumo, causando então, a diferença de preços entre estes submercados.

A Alocação do Excedente Financeiro no MAE é utilizada para aliviar as exposições de alguns contratos de forma especial por diferentes motivos. Este tratamento especial é destinado a:

- Contratos Iniciais
- Contratos de Itaipu
- Contratos de Importação
- Alocações do MRE entre submercados (somente para Energia Assegurada)
- Direitos especiais a usinas específicas (definidos pela ANEEL)

Não existem garantias que os casos mencionados acima receberão os alívios a que têm direito. Quando não há saldo suficiente para alívio de todas as exposições negativas, existe um

compartilhamento entre todos os agentes geradores do saldo negativo que necessita de alívio. Quando há sobra neste fundo virtual para alívio de exposições, automaticamente o valor é repassado para compensar, caso tenha ocorrido, exposições no mês imediatamente anterior ao contabilizado. Na falta destas exposições no mês anterior ou no caso de ainda restar algum fundo, esses valores serão utilizados para pagamento de Encargos de Serviços do Sistema.

Como dito anteriormente, existem quatro submercados, correspondendo às regiões dos sistemas interligados. O ONS redefinirá periodicamente a configuração de submercados e as fronteiras entre eles, tendo em conta as principais e persistentes restrições de transmissão entre regiões geo-elétricas dos sistemas interligados, submetendo propostas de modificação à aprovação da ANEEL.

Os preços são diferentes para cada submercado. Estes preços refletem o custo marginal de energia de curto prazo de cada submercado. Intercâmbios entre submercados são tratados como geração ou demanda nas fronteiras elétricas de cada submercado.

As realocações entre as usinas do MRE serão realizadas primeiramente entre seus próprios submercados. Havendo necessidade e possibilidade adicional de realocação, essa ocorrerá em outros submercados, o que poderá acarretar exposição dos agentes a diferencial de preços.

Será instituído pelo MAE e aprovado pela ANEEL um sistema de incentivos e penalidades para garantir o cumprimento das regras do MAE e evitar o comportamento anticompetitivo. O nível das penalidades deverá guardar proporção com as perdas acarretadas em decorrência das violações das regras do MAE. Penalidades deverão ser aplicadas para, entre outras violações, falsas declarações e redeclarações de disponibilidade, não cumprimento das instruções de despacho do ONS por parte dos geradores e dos consumidores que declararem ofertas de redução de demanda. As penalidades poderão ser aplicadas exclusivamente em situações previstas pelo Acordo do MAE.

O SINERCOM é o Sistema Computacional, desenvolvido com base nas Regras de Mercado, que suporta as transações comerciais do MAE, facilitando o funcionamento dos principais processos de comercialização de energia elétrica.

A partir da inserção de dados de ofertas, medição e contratos pelos próprios agentes, o SINERCOM processa os resultados da contabilização e pré-fatura além de disponibilizar os resultados em relatórios, necessários à tomada de decisão dos agentes.

- **Medição e Contratos:** É através deste componente que os agentes do MAE informam os dados dos seus pontos de medição e efetuam os registros dos contratos firmados.
- **Agentes e Sistema Elétrico:** contêm dados cadastrais de cada um de seus ativos.
- **Contabilização:** este módulo é responsável pelos cálculos dos pagamentos e recebimentos de cada agente relativos à energia transacionada no mercado de curto prazo.
- **Precificação:** utiliza modelos de otimização do sistema para calcular os preços do MAE. O resultado é automaticamente inserido na contabilização e disponibilizado para o mercado.
- **Pré-Faturamento:** demonstrativo dos pagamentos ou recebimentos de cada agente.
- Esta solução suporta os processos do MAE, trazendo benefícios e acompanhando as mudanças do mercado, abrangendo as funcionalidades necessárias para o sucesso das transações de energia elétrica no MAE.

## ***4.3 – Agentes do Mercado***

### **4.3.1 - Agentes de Geração**

A geração é uma atividade aberta à competição, não é regulada economicamente e todos os seus agentes têm a garantia de livre acesso aos sistemas de transporte (transmissão e distribuição) e podem comercializar sua energia livremente. A geração compreende os diferentes processos de conversão de energia primária em energia elétrica, sejam através de hidroelétricas, termoelétricas, usinas nucleares, entre outras.

### **4.3.2 - Agentes de Transmissão**

Os agentes de transmissão são aquelas empresas proprietárias da rede básica de transmissão, rede acima de 230 kV, que agora constituem-se vias de uso aberto, podendo ser utilizadas por qualquer outro agente, desde que pagando a devida remuneração ao seu proprietário (custo de uso do sistema de transmissão). O pagamento pelo uso da rede deve estimular o ingresso de novos geradores e consumidores, bem como a entrada de novos agentes de transmissão por licitação para construção de novas linhas de transmissão de rede básica.

### **4.3.3 - Agente de Distribuição**

O agente de distribuição exerce a atividade de distribuir e comercializar energia, regulada técnica e economicamente pela ANEEL e, assim como nas redes de transmissão, deve conceder liberdade de acesso a todos os agentes do mercado, sem discriminação. Todo consumidor localizado na zona geográfica de abrangência da distribuidora tem o direito de se conectar a sua rede de distribuição, sendo obrigada a prestar um serviço de qualidade, independente do consumidor comprar dela ou de qualquer outra comercializadora.

### **4.3.4 - Agente de Comercialização**

Com a reestruturação do setor energético, surgiu a figura do comercializador de energia, responsável pela compra, importação, exportação e venda de energia elétrica a outros comercializadores, distribuidores, geradores ou consumidores livres, através de contratos de longo prazo ou no mercado spot, com os preços livremente negociados entre as partes de acordo com o montante de energia.

### **4.3.5 – Autoprodutor e Produtor Independente de Energia**

A primeira referência a autoprodução de energia ocorre no Decreto-Lei nº 1.872, de 21 de maio de 1981, onde é definida a figura do autoprodutor de energia e que possibilitava a aquisição, pelas concessionárias, da energia elétrica excedente gerada pelos mesmos. Neste decreto, considerava-se autoprodutor o “o titular de concessão ou autorização federal para a produção de energia elétrica destinada a seu uso exclusivo” e a energia excedente “a diferença entre a geração elétrica que pode ser obtida pela plena utilização de capacidade instalada do autoprodutor e o seu consumo próprio”.

Neste novo ambiente regulatório e institucional, alguns novos agentes passaram a compor o setor elétrico e, dentre eles, o Produtor Independente de Energia Elétrica – PíEE. As principais disposições legais e regulamentares quanto à produção independente no País iniciam pela Constituição de 1988.

A partir de 1995, mudanças foram realizadas no setor. Este processo iniciou-se com a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que define o regime de concessão e permissão para

prestação de qualquer serviço público, passando o mesmo a ser regido pelo artigo 175 da Constituição Federal. Esta Lei define, entre outros, as características do processo de licitação e do contrato de concessão e os encargos as do poder concedente e das concessionárias. Entretanto, a Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, que introduziu, oficialmente, a figura do PIE no Brasil. Pela lei é definido que o PIE é "... a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida". Além disso, assegurou o direito de comercializar sua energia com concessionários e diversos tipos especiais de consumidores. A partir desta Lei, tornou-se legalmente possível à produção independente no Brasil. O Decreto nº 2.003, de 10 de dezembro de 1996, regulamentou o processo de produção de energia elétrica por autoprodutores e PIE's, e garantiu o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, mediante o ressarcimento do custo de transporte envolvido.

Com a promulgação da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, fica confirmada a vontade do Governo Federal em estimular a Produção Independente de Energia Elétrica. Dentre outras vantagens podemos destacar:

- O limite de potência para os aproveitamentos hidrelétricos por PIE's, a serem dispensados de processo de licitação aumentou de 10.000KW para 30.000 KW (desde que mantidas as características de PCH's);
- Em caso de privatização de empresa detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica, foi igualmente facultado ao poder concedente, alterar o regime de exploração, no todo ou em parte, para produção independente, devendo se pagar pelo uso do bem público, a água;
- Assegurou-se ao Produtor Independente, a participação de suas PCH's nas vantagens técnicas e econômicas da operação interligada;
- Assegurou-se a isenção do pagamento de compensação financeira pela utilização de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica aos aproveitamentos de PCH's e fixou em 6,75% sobre o valor da energia produzida para os demais aproveitamentos;
- Permitiu a comercialização da energia produzida pelos produtores independentes com consumidores de carga maior ou igual à 500KV;
- Permitiu aos produtores independentes, a partir de fontes alternativas instaladas em substituição a sistemas termelétricos que usam óleo combustível nos sistemas isolados, que participem dos benefícios da sistemática da CCC.

### **4.3.6 – Consumidores Livres**

Os consumidores livres foram definidos através das Leis n<sup>os</sup> 9.074/1995 e 9.648/1998, assim como através da resolução 264/1998, como sendo empresas com demandas instaladas maiores ou iguais a 3 MW e atendimento de tensão mínima 69 kV, ou seja, estão legalmente autorizadas a escolher o fornecedor de energia elétrica que lhes oferecer melhores condições, gerando economia para a empresa. Este direito será gradativamente estendido às empresas de médio e pequeno porte.

A figura do consumidor livre surge no novo contexto de desenvolvimento do setor elétrico como um dos agentes para a introdução da competição no setor.

Os consumidores livres inserem-se na nova estrutura do setor elétrico dentro do mercado competitivo, pois poderão realizar contratos bilaterais a serem feitos com os fornecedores de energia.

### **4.3.7 – Consumidores cativos**

São os consumidores residenciais, as pequenas indústrias e o pequeno comércio que terão tarifas regulamentadas pelo governo e que permanecerão sujeitos do monopólio das distribuidoras.

## ***4.4 - Tipos de Contratos***

A implantação do MAE é precedida por um período de transição em que o antigo modelo irá cedendo espaço para a expansão da competição entre os agentes econômicos. Dentro destes aspectos, esta nova etapa do sistema elétrico brasileiro trouxe novas plataformas de negociação:

### **4.4.1 – Contratos Iniciais**

Com a privatização deu-se início aos contratos iniciais, fundamentados pelas leis n<sup>o</sup> 8.987 e 9.074 e pela legislação emitida pela ANEEL, sob a coordenação do Ministério de Minas e Energia e sua Secretaria de Energia. Estes contratos são contratos de longo prazo firmados entre empresas de Geração e Distribuição, Distribuição e Distribuição e Geração e Geração com preços fixados pela ANEEL.



Além de consolidar a nova modelagem de compra e venda de energia, os contratos iniciais espelham a desverticalização dos serviços de geração, transporte e distribuição de energia elétrica, operacionalizando as regras de acesso, uso e operação da Rede Básica de Transmissão.

Para garantir a isonomia de tratamento aos usuários do sistema de transmissão, os Contratos de Prestação de Serviços, Conexão e Uso do Sistema de Transmissão deverão ser iguais para todos os usuários, ou seja, terem redação de cláusulas iguais a todos, à exceção da qualificação das partes.

Há um cronograma que prevê a redução dos Contratos Iniciais em 25% ao ano até 2005, ano em que eles se extinguirão.

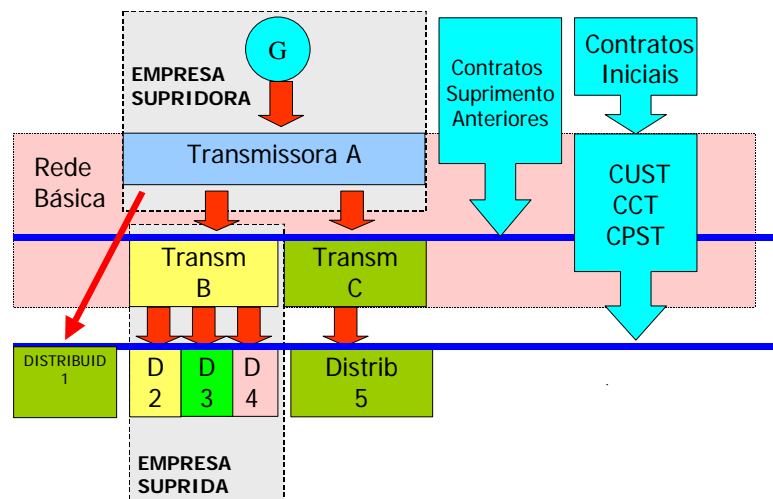


Figura 4.1 - Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia:

Fonte: ONS, ago/99

Na sistemática anterior, os Contratos de Suprimento estabeleciam, como ponto de entrega de demanda e energia, a fronteira elétrica entre as empresas supridora e suprida. Desta forma, estavam incluídos:

- Na tarifa de suprimento, os custos de geração e de transmissão da empresa supridora;
- Nos custos de comercialização da energia, os custos de transporte de energia sobre os sistemas de transmissão e distribuição da suprida.

Com a implantação dos Contratos Iniciais, os Agentes de Produção (e de Consumo) medem a entrega (e o recebimento) de demanda e energia nos respectivos pontos de conexão com a Rede Básica.

Desta forma, faz-se necessário efetuar o ajuste:

- Dos valores físicos de demanda e energia contratados, de forma a considerar as perdas de transmissão. Como nem o ONS nem o Agente de Transporte podem “desempenhar qualquer atividade comercial de compra e venda de energia”<sup>9</sup>, a compensação destas perdas devem ocorrer nos valores disponibilizados pelos Agentes de Produção ou contratados pelos Agentes de Consumo; e
- Das tarifas de suprimento, segregando os custos referentes à geração e ao transporte de energia.

#### **4.4.2 – Contratos Bilaterais**

Contratos de compra e venda de energia negociada livremente entre duas partes. São firmados entre os agentes sem a participação da ANEEL ou MAE.

Os contratos não contêm informações de preços, apenas os montantes contratados, que serão contabilizados em base horária e modulados por patamar sem validações, ou seja, os dados não precisam ser iguais para um mesmo patamar. O contrato bilateral é registrado pelo agente vendedor e validado pelo agente comprador.

Os Contratos Bilaterais dividem-se em:

- Contratos Bilaterais de Curto Prazo: Contratos com prazo de validade menor que 02 anos (< 24 meses).
- Contratos Bilaterais de Longo Prazo: Contratos com prazo de validade maior ou igual há 02 anos ( $\geq$  24 meses).
- Contratos Bilaterais com Direitos Especiais: Contratos Bilaterais que se encontram em situação de exceção, como partes compradora e vendedora localizada em submercados diferentes, cujo direito ao excedente financeiro é concedido pela ANEEL. A responsabilidade de registrar contratos bilaterais entre submercados é de responsabilidade do agente, portanto, a caracterização do contrato como direito especial e o direito ao excedente, apenas é concedido com a autorização da ANEEL.
- Contratos Bilaterais de Auto Produção: Define-se como Auto Produtor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo. Para os

---

<sup>9</sup> Decreto n. art. 25, § 3.

autoprodutores que se tornem agentes do MAE, os acordos serão cadastrados como contratos bilaterais.

#### **4.4.3 - Negociação no mercado multilateral de curto prazo (MAE)**

Compras do faltante e vendas do excedente da energia não coberta pelos contratos bilaterais podem ser negociadas no mercado multilateral de curto prazo, cujo preço dependerá das incertezas inerentes à Operação do Sistema Elétrico.

#### **4.5 - Autorização do Empreendimento na ANEEL**

Todo acréscimo de geração deve ser registrado e autorizado pela ANEEL. A Resolução nº 395/98, de 04 de dezembro de 1998, estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação de estudos de viabilidade e projeto básico de empreendimentos de geração hidrelétrica, assim como da autorização para exploração de centrais de até 30 MW.

A partir da aprovação do inventário hidrelétrico, o interessado elabora o projeto básico da central e o submete a aprovação da Aneel, obtendo a autorização para a implantação do empreendimento, desde que tenha obtido a licença ambiental de instalação.

#### **4.6 – Participação de Empreendimentos de Pequeno Porte no MAE**

A principal alteração de regulamentação decorrente das proposições comerciais, diz respeito à criação do Mercado de Atacadista de Energia – MAE, no qual toda energia do sistema interligado deve ser comercializada. Neste item encontram-se os principais procedimentos da participação neste mercado.

##### **4.6.1 - Processo de Comercialização**

De acordo com a Resolução 265/98, art. 4º, a atividade de comercialização compreende “a compra, a importação, a exportação, e a venda de energia elétrica a outros comercializadores, ou a consumidores que tenham livre opção de escolha do fornecedor (consumidor livre)”

A comercialização de energia elétrica, no âmbito do mercado de livre negociação, poderá ser exercida por:

- Agente comercializador;
- Detentores de autorização para importar e exportar energia elétrica;
- Produtores independentes;
- Concessionários e permissionários de serviços públicos de distribuição;
- Concessionários de geração.

No ambiente de negócios de blocos de energia elétrica a figura do agente comercializador, conhecido no mercado internacional como “*broker*”, assume o papel importante de intermediador entre agentes de geração, agentes consumidores e o MAE.

O Agente Comercializador deve ser pessoa jurídica especialmente constituída para exercício de sua atividade de comercialização e deverá ser autorizado pela ANEEL. Para obtenção desta autorização o requerente deverá comprovar capacidade jurídica, regularidade fiscal e idoneidade econômico-financeira.

#### ***4.7 - Diretrizes Básicas do novo modelo para o setor elétrico***

De acordo com a palestra da Ministra do MME, Dilma Rousseff in *Energy Summit* (2003), o modelo atual do setor elétrico, mesmo não tendo sido completamente implantado, mostrou-se inviável pelos seguintes fatos:

- a crise de oferta que levou ao racionamento;
- o grave desequilíbrio econômico-financeiro das empresas distribuidoras e
- a explosão das tarifas para os consumidores finais.

Por conta disso, o atual Governo decidiu rever as bases do modelo institucional, que permitam equacionar as limitações e insuficiências diagnosticadas no modelo vigente.

Os princípios básicos do modelo proposto podem ser resumidos como se seguem:

- Prevalência do conceito de serviço público;
- Modicidade tarifária;
- Mitigação do risco sistêmico;
- Universalização do acesso e do uso dos serviços de eletricidade;
- Transparência – contestação pública.

De acordo com o Governo, o modelo proposto tem por objetivo assegurar o atendimento da demanda de energia elétrica de forma confiável, com racionalidade e sustentabilidade econômica.

Ainda de acordo com o Governo, as tarifas de energia tendem a ficar mais baratas a médio e longo prazo depois da implantação do novo modelo do setor elétrico. Pelo novo modelo, os contratos com as distribuidoras darão às geradoras uma receita garantida e em contrapartida, as tarifas deverão ficar mais baixas.

Os principais pontos do novo modelo são:

- A formação de um pool para a compra e venda de energia;
- A recuperação do planejamento do setor;
- O aproveitamento da vocação do país para a hidreletricidade.

Após a divulgação das linhas gerais do novo modelo do setor elétrico, as empresas analisaram e continuam analisando os impactos que a regulação poderá trazer e já se mobilizam para buscarem mudanças.

A Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica – Abrage enviou ao governo uma lista com 13 pontos considerados relevantes para a transição do atual para o novo modelo do setor. Os geradores querem:

- cobertura de custos não gerenciáveis;
- um prazo para que os produtores independentes possam avaliar se entram ou não no pool;
- a criação de um mecanismo que substitua a CCC para não inviabilizar a geração térmica que não pode competir com a hidrelétrica.

A Abrage também está preocupada com o tratamento que será dado aos contratos das geradoras que são concessionárias de serviço público e, ao mesmo tempo, produtores independentes. Isso porque o novo modelo prevê tratamento diferenciado para um e outro. (folha on-line, 2003).

Em suma, o modelo proposto pelo governo carece de mais detalhes, mas tem condições favoráveis para sua implantação. Politicamente por conta do grau de insatisfação geral de todos os agentes econômicos e da dependência das distribuidoras e geradoras em relação a medidas de ajustes de curto prazo. (Castro, 2003)

Os segmentos do atual Governo, direta e indiretamente envolvidos com o setor elétrico, têm plena consciência de que o atual modelo precisa ser revisto com urgência, para que sejam canalizados novos investimentos no volume necessário para criar as bases para o re-equilíbrio no

médio e longo prazo. Com o intuito de colher sugestões e críticas que venham a contribuir para um modelo que atenda aos interesses de todos os agentes de mercado o MME disponibilizou desde de o final de julho de 2003 a proposta do novo modelo em seu site ([www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)).

## ***CAPÍTULO 5 - OS RISCOS ASSOCIADOS A EMPREENDIMENTOS NO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL***

### ***5.1 – Introdução***

Os investimentos em infra-estrutura vêm experimentando, desde o início da década de 90 novas modalidades de financiamento em todos os países do mundo. O traço comum a todas essas novas modalidades tem sido a tendência de repartição de riscos, tanto nas formas renovadoras de captação de recursos externos, quanto nas técnicas de financiamento que regem as relações de parcerias. No atual contexto de concorrência acirrada por capitais em condições favoráveis de captação, duas questões fundamentais devem ser examinadas: as modalidades de financiamento externo mais adaptadas ao perfil de investimento das empresas elétricas; e a percepção dos investidores potenciais com relação aos diversos tipos de riscos (cambial, regulatório, de mercado, tecnológico, de crédito, etc), dos investimentos a serem realizados.

Com a abertura dos mercados, as empresas geradoras de energia elétrica são as que mais estão sujeitas à concorrência, devendo, portanto, conhecer ferramentas que as capacitem planejar seus investimentos e proteger-se dos riscos a que estão sujeitas como agentes do mercado.

O presente capítulo aborda os diversos riscos a que estão sujeitos os agentes formadores do mercado de energia no Brasil, bem como apresentar ferramentas capazes de mitigar tais riscos., é também apresentado neste capítulo estudo para rentabilidade de projetos.

### ***5.2 – Métodos para Estudo da Rentabilidade de Projetos de Investimento incorporando riscos e incertezas***

Neste item procura-se apresentar da forma mais clara possível, alguns métodos possíveis de utilização para o cálculo da rentabilidade de projetos de investimento, incorporando as incertezas que os caracterizam, dentro dos enfoques probabilístico e possibilístico.

A avaliação de projetos em um ambiente que não seja sujeito à incerteza é bastante conveniente. Entretanto, a realidade mostra que pouco, ou nada pode ser tomado como certo. Na economia isto é ainda mais evidente, pois as variáveis estão ligadas a parâmetros de grande

incerteza, como o mercado, balança de pagamentos, etc. A análise econômica dos projetos de engenharia combina, pois, as incertezas técnicas e econômicas.

É necessário dizer que o risco é uma consequência da incerteza. Logo, uma maneira de se reduzir os riscos de um projeto é o aprofundamento dos estudos prévios. Isto é válido não somente na área técnica, mas também, na área econômica.

### **5.2.1 - Variáveis**

Pode-se dizer que as variáveis envolvidas em uma análise técnico-econômica podem ser condensadas em três grupos:

- No primeiro, se localizam aquelas variáveis que podem ser caracterizadas estatisticamente, através de distribuições de probabilidades. Para essas, geralmente se têm dados coletados (históricos, dados de ensaios, etc.), que permitem caracterizar as distribuições. Em outros casos, se pode basear em outras experiências, assumindo distribuições semelhantes.
- No segundo grupo, ficam aquelas variáveis que não podem ser bem definidas, por não terem características de repetibilidade. Enquadram-se aí as variáveis com grande influência política, como as tarifas públicas. Uma técnica para lidar com essas variáveis é a cenarização. Assim, pode-se traçar cenários pessimista, otimista e médio. Em geral, os cenários são considerados equiprováveis. Matematicamente, isto é também uma distribuição. A grande diferença está na maneira de estabelecer os valores.
- No terceiro grupo ficam as variáveis envolvidas na análise econômica que são de difícil quantificação, sendo por vezes, pouco definidas. Enquadram-se aí os custos e benefícios ambientais e sociais.

### **5.2.2 - Cálculo da Taxa Interna de Retorno e do Valor Presente Líquido**

Aqui serão apresentadas cinco técnicas de análise que permitem obter as distribuições da taxa interna de retorno e do valor presente líquido: A primeira pode ser chamada de "análise de sensibilidade" e é a mais simplificada delas; a Segunda é um método algébrico, que se baseia na propriedade de distribuição normal; o terceiro utiliza a operação da convolução; o quarto é a técnica de Monte Carlo e a quinta teoria do portfólio.



### 5.2.2.1 - Método da análise de sensibilidade

A análise clássica de sensibilidade não permite o cálculo das distribuições da TIR e/ou do VPL. Esta análise se limita a variar independentemente cada parâmetro, para um valor superior e um inferior, e verificar se o projeto é ainda viável. Como ilustrado na tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Análise de sensibilidade.

	Investi- mento	Benefício	Custo de operação	Vida útil (ano)	Taxa de interesse (%)	Valor presente	Mudança no valor presente
Situação inicial	14	1.83	0.35	25	7	3.26	
+ 10% de investimento	15.4	1.83	0.35	25	7	1.68	-42%
- 10% de investimento	12.6	1.83	0.35	25	7	4.66	+42%
+ 10% de benefício	14	2.01	0.35	25	7	5.40	+65%
- 10% de benefício	14	1.64	0.35	25	7	1.12	-65%
+ 10% de custo operacional	14	1.83	0.38	25	7	2.85	-12%
- 10% de custo operacional	14	1.83	0.31	25	7	3.66	+12%
+ 10% de vida útil	14	1.83	0.35	27.5	7	3.85	+18%
- 10% de vida útil	14	1.83	0.35	22.5	7	2.13	-34%
+ 10% da taxa de interesse	14	1.83	0.35	25	7.3	2.21	-32%
- 10% da taxa de interesse	14	1.83	0.35	25	6.3	4.39	+34%

Uma adaptação deste método permite que se chegue em uma estimativa das distribuições desejadas. Para isto, faz-se inicialmente o mesmo que no processo clássico: fixa-se três valores para os parâmetros, que contêm a maior incerteza, sendo um o mais provável, outro, um valor inferior e, o outro, um superior. De posse desses valores, combinam-se todos, como ilustrado na figura 5.1.

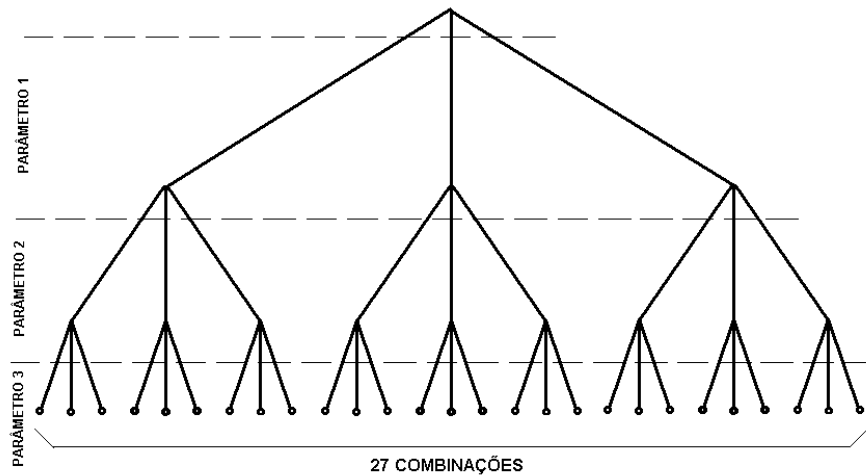


Figura 5.1 - Árvore com todas as combinações entre os parâmetros incertos do VPL e da TIR.

De posse dos valores resultantes da combinação, pode-se calcular os estimadores para a média e desvio padrão, e assumir que a distribuição resultante se aproxima da normal. Isto se baseia no princípio da distribuição normal, que é a resultante de um número infinito de eventos independentes.

$$\mu = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m X_i \quad (5.1)$$

$$\sigma^2 = \frac{1}{m-1} \sum_{i=1}^m (X_i - \mu)^2 \quad (5.2)$$

onde,  $m$  é o número de combinações e  $X$ , cada valor resultante. Se para cada combinação dos parâmetros se calcular a taxa interna de retorno do fluxo de caixa,  $X$  corresponderá a TIR, sendo sua a distribuição. Caso se calcule o valor presente líquido,  $X$  será correspondente ao VPL.

### 5.2.2.2 - Método Algébrico

Este método se utiliza as propriedades da distribuição normal. Para tanto, assume-se que cada incidência no fluxo de caixa (custo ou benefício) está associada a uma distribuição normal conhecida. Isto é, a média ( $\mu$ ) e o desvio-padrão ( $\sigma$ ) são valores que podem ser estimados.

Em muitos casos não se têm dados suficientes para se estimar uma distribuição de probabilidade mesmo que seja a Normal, em que só se necessita dos estimadores da média e variância.

Nestes casos pode-se fazer três estimativas: uma correspondente a mais provável ( $X_e$ ), outra pessimista ( $X_p$ ) e outra otimista ( $X_o$ ). De posse desses valores, os estimadores  $\mu$  e  $\sigma^2$  podem ser dados por:

$$\mu = \frac{x_o + 4x_e + x_p}{6} \quad (5.3)$$

$$\sigma^2 = \left( \frac{b-a}{b} \right)^2 \quad (5.4)$$

Uma outra forma de se trabalhar, que tem apresentado melhor coerência com modelos mais elaborados, é com a distribuição triangular. A figura 2.5 apresenta tal distribuição, sendo  $X_e$ ,  $X_p$  e  $X_o$  já definidos.

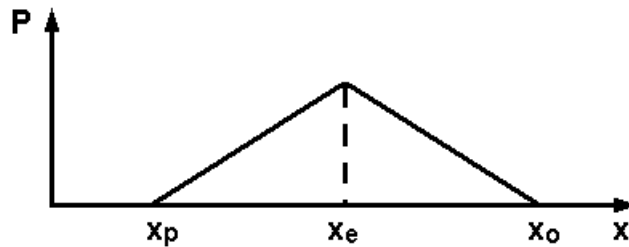


Figura 5.2 – Distribuição triangular

Dentro de um intervalo de confiança de 80%, os estimadores da média e desvio-padrão são dados por:

$$\mu = \frac{x_p + 2x_e + x_o}{4} \quad (5.5)$$

$$\sigma = \frac{x_o - x_p}{2,65} \quad (5.6)$$

Feitos estes comentários sobre as estimativas de custos e benefícios, e assumindo que muitos desses custos e benefícios podem ter suas distribuições melhores definidas parte-se, agora, para a manipulação algébrica dessas distribuições. Para tanto, são muito importantes duas propriedades: primeiro, a soma de duas Normais resulta sempre em uma Normal; segundo, a soma de um número elevado de distribuições, não importando seus tipos, tende a uma distribuição Normal. Esta última propriedade se baseia no "Teorema Central do Limite". Em ambos os casos, a média resultante ( $\mu$ ) será a soma das variâncias das  $n$  distribuições somadas.

$$\mu = \sum_{i=1}^n \mu_i \quad (5.7)$$

$$\sigma = \sum_{i=1}^n \sigma_i^2 \quad (5.8)$$

### 5.2.2.3 – Método da Convolução discreta

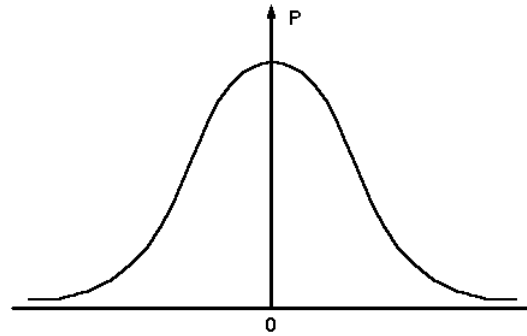
A discretização de uma distribuição confirma que será tanto melhor quanto maior for o número de parcelas. Por outro lado, um elevado número de discretizações pode tornar computacionalmente inviável o procedimento.

A técnica usual de se discretizar qualquer distribuição é dividir em trechos equiprováveis (mesma área), centrando o valor no baricentro da respectiva área (área da esquerda igual à da direita).

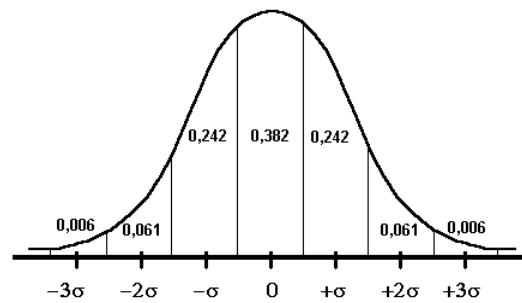
No caso da distribuição Normal, que é a mais utilizada nas análises técnico-econômicas, vale fazer alguns comentários.

Inicialmente, cabe lembrar que qualquer discretização Normal pode ser normalizada, resultando em uma distribuição Normal, com média zero e variância igual a 1.

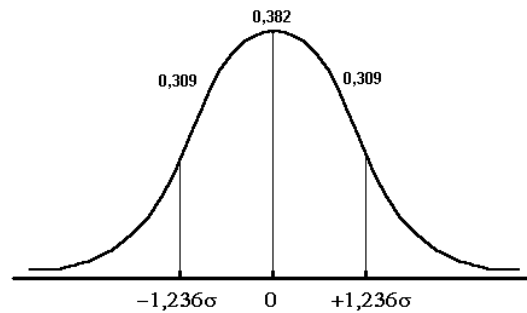
$$Z = \frac{X - \mu}{\sigma}$$



(a)



(b)



(c)

Figura. 5.3-a)distribuição Normal; b)discretização em 7 parcelas; c)discretização em 3 parcelas.

A área sob a curva de distribuição Normal normalizada (probabilidade), em função de um certo valor  $Z^*$ , pode ser dada pela seguinte aproximação numérica:

$$P(z \leq Z^*) = 1 - \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{z^2}{2}} \cdot (at + bt^2 + ct^3 + dt^4 + et^5) + \varepsilon(z) \quad (5.9)$$

$$\mathbf{t} = \frac{\mathbf{1}}{\mathbf{1} + \mathbf{f} \cdot \mathbf{Z}^*} \quad (5.10)$$

Para  $Z^* \geq 0$

Sendo,

$$a = 0.31938153$$

$$b = -0.356563782$$

$$c = 1.78147937$$

$$d = -1.821255978$$

$$e = 1.330274429$$

$$f = 0.2316419$$

$$\varepsilon|Z| < 7,5 \times 10^{-8}$$

Para valores de  $Z^*$  negativo, basta subtrair de 1 a probabilidade associada ao seu módulo ( $P(Z \leq |Z^*|)$ ). Caso a probabilidade seja conhecida e se deseje o valor de  $Z^*$ , deve-se utilizar a expressão seguinte:

$$\mathbf{Z}^* = \mathbf{q} - \frac{\mathbf{c}_0 + \mathbf{c}_1\mathbf{q} + \mathbf{c}_2\mathbf{q}^2}{\mathbf{1} + \mathbf{d}_1\mathbf{q} + \mathbf{d}_2\mathbf{q}^2 + \mathbf{d}_3\mathbf{q}^3} + \varepsilon(\mathbf{p}) \quad (5.11)$$

$$\mathbf{q} = \sqrt{\ln \frac{\mathbf{1}}{\mathbf{p}^2}} \quad (5.12)$$

onde:

$$c_0 = 2,515517$$

$$c_1 = 0,802853$$

$$c_2 = 0,010328$$

$$d_1 = 1,432788$$

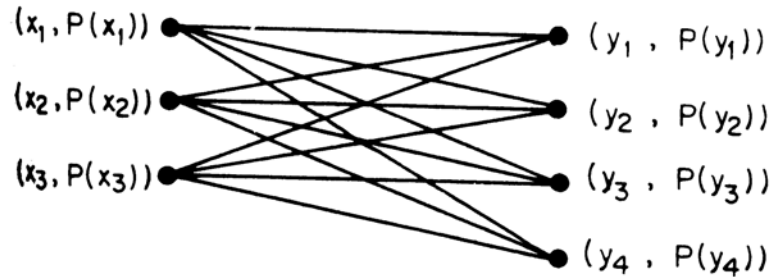
$$d_2 = 0,189269$$

$$d_3 = 0,001308$$

$$|\varepsilon(p)| = 0,45 \times 10^{-4}$$

A operação de convolução é, de fato, uma varredura de uma distribuição sobre outra. Cada ponto de discretização de uma distribuição pode ser visto como um par  $(x, P(x))$ . A convolução combina, pois, cada ponto  $(x, P(x))$ , de uma distribuição  $f(x)$ , com cada ponto  $(y,$

$P(y)$  de uma distribuição  $g(y)$ . A figura 5.4 ilustra o afirmado para 3 discretizações de  $f(x)$  e 4 de  $g(y)$ . Para o mesmo problema, na tabela 5.2 expõe os pares obtidos.



$$h(z) = f(x) \circ g(y)$$

Figura 5.4 - Operação de convolução.

Tabela 5.2 - Resumo da operação de convolução.

x	P(x)	Y	P(y)	Z = x o y	P(z)=P(x) . P(y)
x <sub>1</sub>	P(x <sub>1</sub> )	y <sub>1</sub>	P(y <sub>1</sub> )	x <sub>1</sub> o y <sub>1</sub>	P(z)=P(x <sub>1</sub> ) . P(y <sub>1</sub> )
x <sub>1</sub>	P(x <sub>2</sub> )	y <sub>1</sub>	P(y <sub>1</sub> )	x <sub>2</sub> o y <sub>1</sub>	P(z)=P(x <sub>2</sub> ) . P(y <sub>1</sub> )
x <sub>1</sub>	P(x <sub>3</sub> )	y <sub>1</sub>	P(y <sub>1</sub> )	x <sub>3</sub> o y <sub>1</sub>	P(z)=P(x <sub>3</sub> ) . P(y <sub>1</sub> )
x <sub>1</sub>	P(x <sub>1</sub> )	y <sub>2</sub>	P(y <sub>2</sub> )	x <sub>1</sub> o y <sub>2</sub>	P(z)=P(x <sub>1</sub> ) . P(y <sub>2</sub> )
x <sub>1</sub>	P(x <sub>2</sub> )	y <sub>2</sub>	P(y <sub>2</sub> )	x <sub>2</sub> o y <sub>2</sub>	P(z)=P(x <sub>2</sub> ) . P(y <sub>2</sub> )
x <sub>1</sub>	P(x <sub>3</sub> )	y <sub>2</sub>	P(y <sub>2</sub> )	x <sub>3</sub> o y <sub>2</sub>	P(z)=P(x <sub>3</sub> ) . P(y <sub>2</sub> )
x <sub>1</sub>	P(x <sub>1</sub> )	y <sub>3</sub>	P(y <sub>3</sub> )	x <sub>1</sub> o y <sub>3</sub>	P(z)=P(x <sub>1</sub> ) . P(y <sub>3</sub> )
x <sub>1</sub>	P(x <sub>2</sub> )	y <sub>3</sub>	P(y <sub>3</sub> )	x <sub>2</sub> o y <sub>3</sub>	P(z)=P(x <sub>2</sub> ) . P(y <sub>3</sub> )
x <sub>1</sub>	P(x <sub>3</sub> )	y <sub>3</sub>	P(y <sub>3</sub> )	x <sub>3</sub> o y <sub>3</sub>	P(z)=P(x <sub>3</sub> ) . P(y <sub>3</sub> )
x <sub>1</sub>	P(x <sub>1</sub> )	y <sub>4</sub>	P(y <sub>4</sub> )	x <sub>1</sub> o y <sub>4</sub>	P(z)=P(x <sub>1</sub> ) . P(y <sub>4</sub> )
x <sub>1</sub>	P(x <sub>2</sub> )	y <sub>4</sub>	P(y <sub>4</sub> )	x <sub>2</sub> o y <sub>4</sub>	P(z)=P(x <sub>2</sub> ) . P(y <sub>4</sub> )
x <sub>1</sub>	P(x <sub>3</sub> )	y <sub>4</sub>	P(y <sub>4</sub> )	x <sub>3</sub> o y <sub>4</sub>	P(z)=P(x <sub>3</sub> ) . P(y <sub>4</sub> )

Observa-se que a quinta coluna apresenta o resultado da operação "x o y", onde "o" é um operador genérico, podendo ser soma, multiplicação, exponenciação, ou qualquer outro, dependendo do problema que se tenha. Por outro lado, a sexta coluna é a multiplicação das probabilidades, independentemente de qual operação se faça com as distribuições.

### 5.2.2.4 Método de Monte Carlo

A vantagem deste método é a sua flexibilidade, podendo incorporar as mais diferentes operações sem maiores complicações sob o ponto de vista programação.

O princípio do método é a realização de um número elevado de simulações, sendo que a cada simulação sorteia-se valores para as variáveis aleatórias. Esses sorteios têm, entretanto, de respeitar as distribuições que definem cada uma das variáveis. O importante é saber preparar o modelo de maneira que se possam realizar as simulações necessárias.

Fórmulas previamente definidas podem não ser compatível com o método. Seja o caso do Fator de Valor Presente, que transforma uma série de  $n$  parcelas anuais iguais ( $A$ ) em um pagamento simples no instante inicial ( $P$ ), fixada a taxa de juros ( $i$ ), dado por:

$$P/R = FVP(n, i) = \frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \cdot i} \quad (5.13)$$

Neste caso,  $P$  e  $A$  são distribuições normais que definem o pagamento no instante inicial e as anuidades. As variáveis aleatórias serão representadas por letras maiúsculas sob um til. Uma análise apressada poderia levar à seguinte expressão, na qual a taxa de juros ( $i$ ) e o número de parcelas ( $n$ ) são determinísticos:

$$\hat{P} = \left\{ \sum_{j=1}^n \frac{1}{(1+i)^j} \right\} \hat{R} = \left\{ \frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \cdot i} \right\} \hat{R} \quad (5.14)$$

Esta equação não leva em consideração a diversidade existente entre as anuidades, o que de fato reduz a incerteza do valor presente, com relação às parcelas anuais. As verdadeiras relações entre essas variáveis (assumidas como distribuições normais) são dadas pelas expressões seguintes, associando-se seus desvios-padrões ( $\sigma_P$  e  $\sigma_A$ ) e suas médias ( $\mu_P$  e  $\mu_A$ ).

$$\mu_P = \left\{ \frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \cdot i} \right\} \mu_A \quad (5.15)$$

$$\sigma_P = \left\{ \frac{(1+i)^{2n} \cdot [(1+i)^2 - 1]}{(1+i)^{2n} - 1} \right\} \sigma_A \quad (5.16)$$



Observe que a relação entre o desvio padrão P e sua média será sempre inferior à mesma relação de A, evidenciando a redução da incerteza.

Quando todas as variáveis são aleatórias. (A, P, i, n), a maneira correta para se proceder ao cálculo é fazendo-se P igual à somatória das anuidades descontadas.

Desta forma, realizam-se M simulações, sorteando valores para as variações i, n e A<sub>n</sub>. Observe que as anuidades têm as mesmas distribuições, mas ao serem sorteadas, não apresentarão necessariamente os mesmos valores. Ao final, calcula-se a média e o desvio-padrão de P, com base no conjunto dos valores calculados, definidos as distribuições resultantes. Com base no teorema central do limite, pode-se dizer que a distribuição resultante será uma normal.

$$\mu_P = \frac{\sum_{j=1}^M P_j}{M} \quad (5.17)$$

$$\sigma_P = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^M (P_j - \mu_P)^2}{M - 1}} \quad (5.18)$$

A utilização do método probabilístico exige um bom conhecimento das variáveis envolvidas, de maneira a se definir suas distribuições. Entretanto quando este conhecimento não é tão profundo, pode-se fazer uso das distribuições triangular. Neste caso, basta conhecer os valores superior, inferior e o mais provável das variáveis para definir as distribuições.

### 5.2.2.5 - Teoria do Portfólio

Muitas incertezas existem associadas aos estudos econômico-financeiros, embora muitos dos métodos de análise econômica de empreendimentos continuem não as considerando. Podemos exemplificar abordagens como análises de sensibilidade e de cenários, muito úteis na busca de uma decisão mais refinada quanto a investimentos. Dentre os métodos que consideram as incertezas, podemos destacar a teoria do portfólio para o processo de decisão de investimento em PCHs.

Na análise de portfólio, mostra-se que as decisões de investimento podem ser tomadas através da rentabilidade esperada e o seu desvio padrão associado (risco). Essa teoria tem sido

empregada no mercado de ações (bolsas de valores), sendo caracterizada pela diversificação das aplicações e redução dos riscos naquilo que tem sido denominado “carteira de ações”.

A expectativa de retorno está associada a um rendimento isento de risco e a um maior prêmio em função de um risco crescente. O denominado “modelo de precificação de ativos financeiros” (CAPM – *Capital Asset pricing Model*) é uma expressão da relação entre risco e retorno requerido. Neste modelo os preços dos ativos são fixados de modo que suas taxas de retorno esperadas sejam proporcionais ao grau de risco sistemático.

O comportamento dos investidores em relação ao risco está muito associado às finalidades dos investimentos e aos fatores que influenciam no retorno, e não ao perfil comportamental destas pessoas. Mesmo conhecidos os retornos esperados e os riscos, devem ser respondidas as questões: qual a finalidade do investimento? Qual o risco tolerável? Qual a taxa de retorno necessária? Por quanto tempo o capital poderá ficar disponível?

Diversos autores consideram três tipos de comportamento do investidor com relação ao risco, ou seja, cada indivíduo tem uma resposta diferente ao tomar a decisão de investimento em relação às diversas possibilidades existentes frente a situações de incertezas:

- a) Averso ao risco: Indivíduos que considerando duas alternativas de investimento com a mesma rentabilidade escolhem aquela de menor risco (comportamento tímido);
- b) Propenso ao risco: Indivíduos que diante de duas alternativas de investimento com a mesma rentabilidade, preferem a mais arriscada (comportamento audaz)
- c) Indiferente ao risco: Indivíduos que não fazem distinção entre duas alternativas de investimento com a mesma rentabilidade e diferentes riscos.

A figura 5.5 ilustra esses três tipos de comportamento:

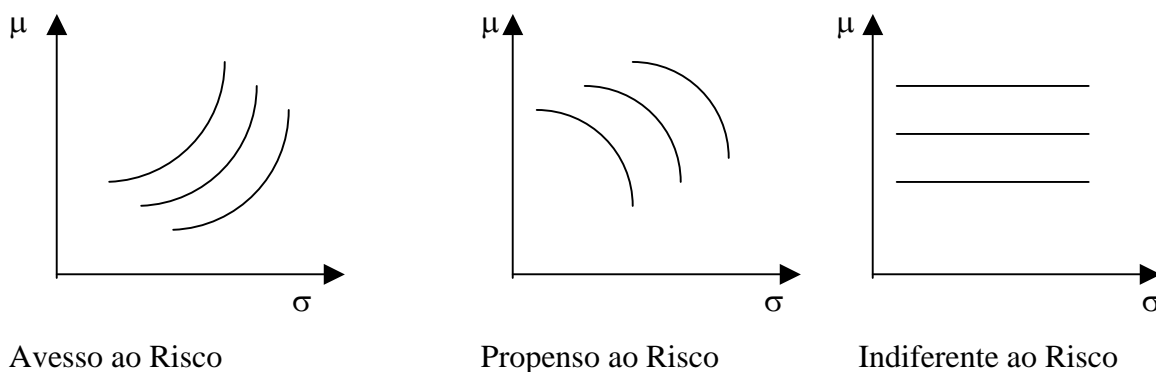


Figura 5.5 – Curvas de Indiferença

### Critério Média-Variância

O critério média-variância foi desenvolvido para solução do problema de estrutura dos portfólios, e tem-se mostrado, muito eficiente. Porém, essa técnica foi desenvolvida inicialmente para aplicação na decisão de investimentos em bolsas de valores.

O método baseia-se na determinação do chamado espaço rentabilidade – risco -  $\mu \times \sigma$ , através da obtenção da esperança matemática da rentabilidade e o desvio padrão associado. Na linguagem financeira, o desvio padrão é chamando de risco. (Souza et all, 1999).

Quando estas alternativas são correlacionadas, pode-se obter uma curva contínua e quadrática, chamada fronteira de eficiência, resultante da combinação das diversas alternativas de investimento possíveis. Por outro lado quando se trata de projetos não correlacionados, a fronteira de eficiência passa a ser formada somente por pontos discretos.

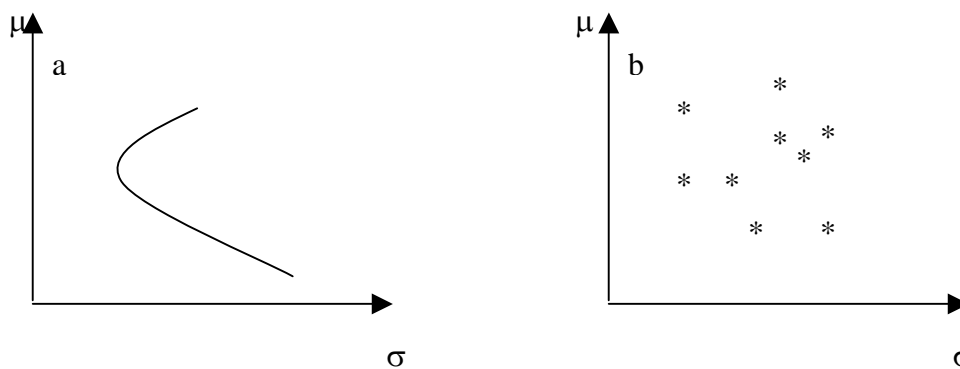


Figura 5.6 – Espaço rentabilidade – risco com fronteira de eficiência por curva (a) e por pontos discretos (b).

Fonte: Souza et all, 1999

A seleção da melhor alternativa irá depender da característica do investidor – se governo, iniciativa privada, etc. – já que cada um exige um prêmio como forma de compensação de riscos.

Resta, afinal, escolher, entre os pontos da fronteira de eficiência, aquele que corresponde ao melhor investimento. Para tanto, deve-se considerar um outro ponto do plano  $\mu \times \sigma$ , com rentabilidade  $R_0$ , que represente risco nulo. Ao se combinar a fronteira de eficiência com um ponto de risco nulo, a nova fronteira de eficiência passa a ser uma reta que passa por  $R_0$  e um ponto tangente à antiga fronteira. Este ponto é, então, o que melhor combina rentabilidade e risco ou, em outras palavras, este ponto é aquele que, com base na rentabilidade mínima desejada, apresenta a maior relação rentabilidade-risco (Souza et all, 1999), como mostra a figura 5.7.

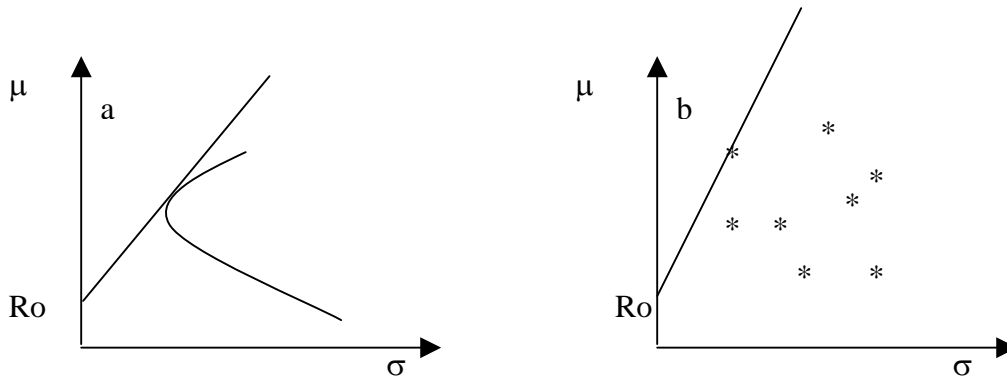


Figura 5.7 Seleção das alternativas  
Fonte: Souza et all, 1999

### 5.3- *Riscos Envolvidos em um Empreendimento Hidrelétrico*

Os investidores se preocupam com todos os riscos envolvidos em um projeto, com quem assumirá cada um deles e se seus retornos serão suficientes para compensá-los pelos riscos que lhes estão sendo solicitados a assumir.

Como regra geral, os investidores não concordam em fornecer recursos financeiros a um projeto sem que estejam convencidos, de que será um empreendimento viável e continuado. Conseqüentemente, os investidores de um projeto exigem a proteção contra certos riscos básicos.

À luz dos riscos financeiros e de negócios associados a um projeto, os investidores exigem arranjos de garantias destinados a transferir esses riscos para as partes financeiramente capazes. Os diversos riscos serão caracterizados aqui como: risco de conclusão, risco tecnológico, risco de suprimento de matérias primas, riscos econômicos, riscos financeiros (de mercado, de crédito, de liquidez, operacionais, legais), riscos cambiais, riscos políticos, riscos ambientais, risco de força maior e riscos hidrológicos.

#### 5.3.1-Risco de Conclusão

O risco de conclusão refere-se ao risco de que o projeto venha a ser interrompido. Os investidores de projetos insistem em ser excluídos do investimento caso a conclusão do projeto não se concretize. Existem dois aspectos no risco de conclusão: o aspecto monetário e o aspecto técnico.

O aspecto monetário do risco de conclusão refere-se ao risco de ocorrer uma taxa de inflação acima da esperada, uma escassez de suprimentos críticos e atrasos inesperados que

retardem os cronogramas de construção ou simplesmente que uma subestimação de custos de construção possam causar um aumento de tal ordem nos desembolsos de capital necessários para por o projeto em operação, que o projeto não seja mais lucrativo; ou um preço menor do que o esperado para a produção do projeto ou um custo acima do esperado de um insumo crítico possa reduzir a taxa de retorno esperado a tal ponto que os patrocinadores não mais considerem o projeto lucrativo. Para um projeto de grande porte, um excedente de custos de apenas 25%, que em anos recentes teria sido considerado modesto para um projeto de construção de tal magnitude, poderá muito bem exceder a contribuição total de capital dos patrocinadores.

Outro elemento do risco de conclusão é relativo aos processos técnicos incorporados ao projeto. Apesar de todas as garantias de especialistas dadas aos patrocinadores antes do financiamento, o projeto poderá se mostrar tecnicamente inviável ou prejudicial ao meio ambiente. Alternativamente, poderá exigir desembolsos de tal importância para se tornar tecnicamente viável, que se tornará economicamente inviável de ser concluído. Podemos citar como exemplo, o projeto inicial da UHE Belo Monte, que se apresentou inviável por questões ambientais, o que obrigou ao reestudo da central.

### **5.3.2 – Risco Tecnológico**

O risco tecnológico existe quando a tecnologia, na escala proposta para o projeto, não apresenta desempenho de acordo com as especificações, ou se torna prematuramente obsoleta. Se a deficiência tecnológica faz com que o projeto fracasse em seu teste de conclusão, o elemento de risco se enquadra mais corretamente no risco de conclusão. Entretanto, o projeto poderá alcançar sua exigência de conclusão e mesmo assim não apresentar desempenho à altura de suas especificações técnicas. Tais falhas prejudicam os retornos sobre o capital investido.

O risco da obsolescência técnica posterior à conclusão se torna especialmente importante quando um projeto envolve uma tecnologia no estado-da-arte num setor cuja tecnologia está em rápida evolução.

Para ilustrarmos melhor o risco tecnológico podemos exemplificar da seguinte forma: Considere uma central hidrelétrica cuja potência seja de 10 MW, disponibilidade seja de 95% e tenha um prazo de concessão de 30 anos e que o rendimento do grupo gerador seja 92% ( $\eta=92\%$ ). Uma redução neste rendimento de 1% para uma potência de 10 MW acarretaria uma redução de 24.624 MWh/mês. Em 30 anos isto representaria R\$ 1.969.920,00 de lucro cessante.

### **5.3.3 – Risco de Fornecimento de matéria-prima**

Especialmente em relação aos projetos de recursos naturais, há o risco de que os recursos naturais, matérias-primas ou outros fatores de produção sejam exauridos ou se tornem indisponíveis durante a vida do projeto. Como regra geral, deve-se esperar que as reservas passíveis de extração durem pelo menos duas vezes mais do que as reservas que serão extraídas durante o período de serviço da dívida do projeto. Os investidores de um projeto quase sempre exigirão um estudo de reservas independente para determinar a adequação das reservas minerais para um projeto de recursos naturais.

Neste trabalho, esses riscos serão desconsiderados devido ao dimensionamento de jazidas ter sido realizado na fase de estudos geológicos (projeto básico) que são feitos para a construção de centrais hidrelétricas.

Já o risco de fornecimento de materiais, tais como, cimento, tijolos, turbinas, etc, necessários para a construção de uma central hidrelétrica, poderão ser feitos através de contratos, e um possível atraso no fornecimento dos referidos materiais pode prejudicar o andamento da obra, por isso nesses contratos deverá constar uma cláusula que na possibilidade de possíveis atrasos os donos do empreendimento sejam ressarcidos através de indenizações monetárias ou de alguma outra forma estipulada no contrato entre as partes.

### **5.3.4 – Risco Econômico**

Mesmo que o projeto seja tecnologicamente bom e esteja operando a plena capacidade ou próximo disso, há o risco de que a demanda pelos produtos ou serviços do projeto não seja suficiente para gerar a receita necessária para cobrir os custos operacionais e o serviço da dívida do projeto e, ainda, oferecer uma taxa de retorno justa aos investidores de capital. Tal acontecimento poderá decorrer, por exemplo, de um declínio do preço final da produção do projeto ou de um aumento no custo de importante matéria-prima.

Dependendo das características econômicas de determinado projeto poderá haver muita pouca margem para a ocorrência de uma mudança de preço antes que qualquer retorno sobre capital seja eliminado e a capacidade de serviço da dívida do projeto seja prejudicada.

Um importante elemento do risco econômico é a eficiência com a qual as instalações do projeto serão operadas, para tanto os patrocinadores do projeto providenciam um gerente/operador competente.

Um projeto não possui qualquer capacidade inerente de obtenção de crédito antes do início da operação. Os investidores não têm qualquer histórico do passado operacional que possam estudar para avaliar os riscos econômicos do projeto. Exigem, portanto, compromissos das partes capazes de obter crédito suficiente para assegurar que as exigências de serviço da dívida do projeto sejam atendidas.

### **5.3.5 – Risco Financeiro**

Se uma parcela significativa do financiamento da dívida de um projeto consistir em dívida a taxas de juros flutuantes, há risco de que taxas de juros crescentes possam pôr em perigo a capacidade de o projeto em atender o seu propósito principal. Entretanto, durante a década de 80 foram desenvolvidos vários instrumentos financeiros novos que possibilitaram aos patrocinadores de um projeto eliminarem a exposição do projeto ao risco de taxas de juros. O método tradicional de se controlar a exposição a esse tipo de risco envolvia a obtenção de dívida a taxas de juros fixas para o projeto. Entretanto, os financiadores de dívida à taxa de juros flutuantes, geralmente bancos comerciais, freqüentemente se mostram mais dispostos a assumir maiores riscos de conclusão ou outros riscos do negócio do que os que emprestam a juros fixos, como companhias de seguros de vida e fundos de pensão. A disponibilidade de veículos para o *hedging* do risco de taxas de juros possibilita aos patrocinadores de projetos eliminarem o risco de taxas de juros sem ter que aceitar alternativas que envolvam outras exposições ao risco. Normalmente, os riscos financeiros são classificados como risco de mercado, riscos de crédito, riscos de liquidez, riscos operacionais e riscos legais.

#### **5.3.5.1 – Riscos de Mercado**

Os riscos de mercado surgem de mudanças nos preços de ativos e passivos financeiros, sendo mensurados pelas mudanças no valor das posições em aberto ou nos ganhos.

Os riscos de mercado incluem o risco de base, que ocorre quando mudam ou falham as relações entre os produtos usados para *hedge*, e o risco de gama, oriundo de relações não-

lineares. Os detentores de grandes posições em derivativos já foram afetados pelo risco de base e pelo risco de gama, embora acreditassem estar inteiramente *hedgedos*.

Há dois tipos de risco de mercado: risco absoluto, mensurado pela perda potencial em dólares, e risco relativo, relacionado a um índice de referência. Enquanto o primeiro enfoca a volatilidade dos retornos totais, o segundo mede o risco em termos do desvio em relação a algum índice. Além das mensurações lineares de risco.

#### **5.3.5.2 – Riscos de Crédito**

Os riscos de crédito surgem quando as partes não desejam ou não são capazes de cumprir suas obrigações contratuais. Seu efeito é medido pelo custo de reposição de fluxos de caixa, caso a outra parte fique inadimplente. Em termos mais genéricos, o risco de crédito também pode causar perdas quando a classificação dos devedores é rebaixada pelas agências especializadas, o que normalmente causa redução no valor de mercado de suas obrigações.

O risco de crédito também inclui o risco soberano, que pode ser exemplificado quando países impõem controles cambiais que impossibilitam às contrapartes honrar suas obrigações. Enquanto o risco de inadimplência é especificamente relacionado às empresas, o risco soberano relaciona-se exclusivamente com os países.

A administração do risco de crédito engloba aspectos qualitativos e quantitativos. A determinação da capacidade de crédito da contraparte é o componente qualitativo. Avanços recentes resultaram na avaliação quantitativa do risco de crédito.

#### **5.3.5.3 – Riscos de Liquidez**

Os riscos de liquidez podem ser divididos em risco de liquidez de mercado/produto e risco de liquidez de fluxo de caixa/obtenção de recursos. O primeiro surge quando uma transação não pode ser conduzida pelos preços de mercado prevalecentes, devido a uma atividade insuficiente de mercado. Mais especificamente, esse risco retrata o problema de centrado de balcão sem liquidez e da utilização de *hedging* dinâmico. O risco de liquidez pode ser difícil de ser quantificado, podendo variar de acordo com as condições de mercado. O risco de liquidez de mercado/produto pode ser administrado por meio do estabelecimento de limites em determinados mercados ou produtos e também por meio de diversificação.

O segundo tipo de risco refere-se à impossibilidade de cumprir as obrigações relativas aos fluxos de caixa, o que pode forçar a liquidação antecipada de contratos, transformando perdas



escriturais em perdas reais. O risco de obtenção de recursos pode ser controlado através do planejamento adequado das necessidades, que podem ser administradas pela limitação dos intervalos entre os fluxos de caixa e também por meio de diversificação.

#### **5.3.5.4 – Riscos Operacionais**

Os riscos operacionais referem-se às perdas potenciais resultantes de sistemas inadequados, má administração, controles defeituosos ou falha humana, a qual inclui o risco de execução, às vezes, em atrasos onerosos ou em penalidades. Em termos mais genéricos, o risco de execução relaciona-se a qualquer problema nas operações de *back Office*, pertinentes ao registro de transações e à reconciliação de operações individuais com a posição agregada da instituição.

O risco operacional também inclui fraude (situação em que os *traders* falsificam informações) e risco tecnológico, o qual se refere à necessidade de proteger os sistemas contra acesso não autorizado e violações. Outros exemplos são falhas de sistemas, prejuízos oriundos de desastres naturais ou acidentes envolvendo pessoas importantes. A melhor proteção contra os riscos operacionais consiste na redundância de sistemas, na separação transparente de responsabilidades com controles internos rígidos e no planejamento regular de contingências.

Questões ligadas à avaliação de ativos também podem criar sérios problemas operacionais. Chama-se de risco de modelo o perigo (não aparente) de que o modelo utilizado na avaliação de posições ser imperfeito. Os *traders* que utilizam um modelo convencional na precificação de opções podem ficar expostos ao risco de modelo, caso este seja especificado erroneamente ou caso seus parâmetros estejam incorretos.

Infelizmente, o risco de modelo não é evidente e, para mensurá-lo, é necessário um conhecimento profundo do processo de modelagem. Como medida preventiva, os modelos devem estar sujeitos a avaliações independentes, utilizando preços de mercado, quando disponíveis, ou avaliações objetivos com dados fora da amostra.

#### **5.3.5.5 – Riscos Legais**

Os riscos legais surgem quando uma contraparte não possui autoridade legal ou regulatória para se envolver em uma transação. Esse risco pode fazer com que um acionista abra ações judiciais contra uma empresa que tenha sofrido grandes perdas. O risco legal está diretamente ligado ao risco de crédito.

Os riscos legais também incluem o risco de conformidade e o risco de regulamentação, que dizem respeito a atividades que podem violar regulamentações governamentais, como manipulação de mercado e transações realizadas por pessoas com acesso a informações privilegiadas (*insider trading*). A estrutura dos órgãos reguladores, entretanto, varia muito de país para país e pode estar sujeita a mudanças e diferenças de interpretação, até mesmo dentro do mesmo país. O risco de regulamentação se manifesta no cumprimento e na interpretação de normas e até mesmo em “persuasão moral”.

#### **5.3.5.6 – Risco Cambial ou de Moeda**

O risco cambial surge quando o fluxo de receita de um projeto ou seu fluxo de custos são denominados em mais de uma moeda, ou quando ambos os fluxos são denominados em moedas diferentes. Em tais casos, uma mudança nas taxas de câmbio entre as moedas envolvidas afetará a disponibilidade de fluxo de caixa para o serviço da dívida do projeto. Por exemplo, se as receitas do projeto estiverem denominadas em dólares e seus custos devem ser pagos em outra moeda que não essa, há exposição ao risco em moeda estrangeira. Se o dólar depreciar em relação à outra moeda sem qualquer mudança do preço em dólares por unidade produzida e se a dívida do projeto estiver denominada na mesma moeda, diferente do dólar, mas igual aos custos operacionais do projeto, a depreciação de valor agravará o risco de o projeto não conseguir atender o serviço de sua dívida de forma adequada.

O risco pode ser gerenciado da seguinte forma:

- Tomando emprestado uma parcela adequada da dívida do projeto em dólares americanos;
- realizando *hedging* com contratos a termo e futuros de moeda; e
- realizando um ou mais *swaps* de moedas (As operações de swap consistem, basicamente, na troca de posições em determinados índices entre dois agentes econômicos. Estes, por meio de um contrato de swap, estipulam um valor base e elegem um índice (taxa de juros, moeda, mercadoria) distinto para correção original deste valor base).

A figura 5.8 a seguir ilustra uma operação com *swaps*.

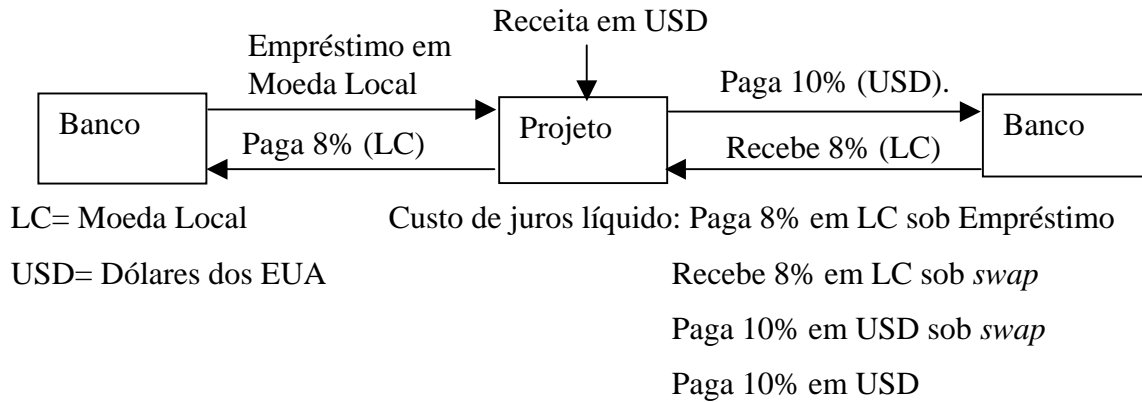


Figura 5.8 – Um Swap de Moedas

Fonte: *Finnerty*, 1998

### 5.3.6 – Risco Político

O risco político envolve a possibilidade de autoridades políticas na jurisdição política do país anfitrião interferir no desenvolvimento pontual e/ ou viabilidade econômica do projeto. Por exemplo, podem impor pesados tributos ou restrições legais onerosas uma vez iniciadas as operações do projeto. No caso extremo, há o risco de expropriação. O risco político pode ser atenuado tomando-se recursos financeiros para o projeto junto a bancos locais (que sofreriam financeiramente se o projeto fosse impedido de liquidar sua dívida devido à expropriação de seus ativos). Também pode ser mitigado tomando-se os recursos financeiros para o projeto junto ao Banco Mundial, ao banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) ou a outro órgão multilateral de financiamento, caso o país anfitrião estivesse na dependência de tais órgãos para o financiamento de gastos públicos (a expropriação prejudicaria tal financiamento). Além disso, os patrocinadores do projeto devem dedicar tempo e esforços consideráveis na obtenção das competentes aprovações legislativas e reguladoras que permitam que o projeto vá adiante. A existência de tais obstáculos poderá ter um impacto significativo sobre a decisão dos patrocinadores quanto à localização do projeto. A tomada de providências necessárias junto ao governo do país anfitrião pode reduzir substancialmente ou até mesmo eliminar esse elemento de risco político.

### 5.3.7 – Risco Ambiental

O risco ambiental se faz presente quando os efeitos do projeto sobre o meio ambiente possam causar atrasos ao desenvolvimento do projeto ou torne necessário um oneroso reprojeto. Por exemplo, com relação a um projeto de mineração, a disposição de escória é freqüentemente uma questão ambiental nos EUA (tanto no nível federal quanto no estadual), e, muitas vezes, lobbies agressivos e desafios legais montados por grupos de ambientalistas, dão margem a riscos ambientais significativos para projetos ambientalmente sensíveis. A partir do momento que objeções ambientais forem feitas através do processo político, dará margem ao surgimento de risco político.

Dentre os desafios atuais para as empresas, estatais e privadas, que atuam no planejamento, na implantação e na operação de empreendimentos elétricos, está a adaptação dos seus planejamentos à conjuntura política e econômica, da qual destaca-se a preocupação com o meio ambiente.

Em conseqüência, os gastos das empresas com programas ambientais assumem uma dimensão cada vez maior nos planos orçamentários.

O Governo Federal, no uso de suas atribuições, vem estabelecendo, em várias instâncias, novas normas visando à proteção e conservação dos recursos naturais em todo território nacional, assim como medidas de controle de impactos ambientais que venham a comprometer a qualidade de vida dos cidadãos.

Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro e a conseqüente introdução de novos parceiros, cresceu a demanda do empreendedor por informações que viessem a esclarecer as regras a serem observadas em relação à proteção ambiental.

Esta demanda demonstrou a necessidade de selecionar a legislação ambiental relativa ao setor elétrico, uma vez que as publicações existentes continham as leis de uma forma generalizada e dispersa, tornando demorada a identificação dos temas específicos.

Ainda é interessante ressaltar que cada empreendimento possui características próprias com impactos específicos, não estando, logicamente subordinado a todos os dispositivos legais contidos no presente levantamento, mas sim, somente àqueles que lhe digam respeito.

### **5.3.8 – Risco de Força Maior**

Esta categoria diz respeito ao risco de um determinado evento possa prejudicar, ou impedir completamente, a operação do projeto por um período de tempo prolongado após a conclusão do projeto e sua entrada em operação. Tal evento pode ser específico ao projeto, como uma catastrófica falha técnica, uma greve ou um incêndio. Alternativamente, poderá ser uma interrupção imposta externamente, como um terremoto que danifique as instalações do projeto, ou uma insurreição que prejudique a sua operação.

Os patrocinadores normalmente insistem em serem protegidos de perda causada por força maior. Certos eventos de força maior, como incêndios e terremotos, podem ser garantidos por seguro. Os credores exigem garantias das partes financeiramente capazes de que as exigências de serviço da dívida do projeto serão atendidas no evento de uma ocorrência de força maior. Se da ocorrência de um evento de força maior resultar o abandono do projeto, os patrocinadores geralmente exigirão a amortização da dívida em bases aceleradas.

A maioria dos riscos representa risco de negócio (em contrapartida a riscos de crédito). Riscos de negócios não são normalmente aceitos se conhecidos pelos investidores. Entretanto, por meio de garantias, dispositivos contratuais e outras providências relativas a suporte de crédito suplementar, os riscos de negócios do projeto podem ser alocados entre as várias partes nele envolvidas, ou seja, proprietários do projeto, compradores da produção do projeto, fornecedores de matérias-primas e órgão do governo, assim, oferecendo o suporte de crédito indireto de que o projeto necessita para atrair financiamento.

### **5.3.9 – Risco Hidrológico**

Os riscos hidrológicos são relativos à disponibilidade hídrica nas diversas regiões do sistema interligado e às regras de otimização deste sistema, por exemplo, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Com a finalidade de melhor administrar o risco hidrológico a que os geradores hidrelétricos se expõem, foi adotado no âmbito do MAE o denominado Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Esse mecanismo tem por objetivo garantir que sob condições normais de operação, os geradores recebam a receita associada à sua energia assegurada através de realocação da geração das usinas com excedente para aquelas que estão deficitárias.

A energia assegurada de uma usina pode ser entendida como o montante de geração que cada usina pode fornecer ao sistema, obedecendo a um específico critério de risco de déficit. Com o MRE, cada usina hidrelétrica recebe um crédito de energia em proporção a sua contribuição para a energia assegurada do sistema, correspondente à máxima carga que pode ser suprida pelo sistema com um nível de risco fixado.

Este mecanismo tem por objetivo reduzir o risco hidrológico, porém como demonstrado por BETTEGA (1999), “(...) *não elimina totalmente o risco hidrológico (...). Portanto, apesar da existência do MRE, o investidor deve ficar atento para, em função do risco inerente ao seu projeto, buscar fontes alternativas de proteção contra o risco hidrológico*”.

Como mecanismos de mitigação para risco hidrológico sugere-se

- Tradicionais: como as opções de compra financeiras;
- Energia de reserva (*Backup* de energia): que consiste em se ter algum contrato de fornecimento de energia caso a geração em sua própria usina falhe, funcionando como uma opção de compra de energia com respaldo físico;
- Definição do nível de contratação bilateral: que consiste na definição adequada do montante a ser vendido bilateralmente, evitando exposições aos preços de mercado de curto prazo. As usinas hidrelétricas têm como limite de contratação a sua energia assegurada, porém em determinadas situações estará gerando mais ou menos que a energia assegurada. Quando estiver gerando menos do que o contratado bilateralmente terá de comprar energia ao preço de mercado de curto prazo, o que pode ser minimizado contratando-se algum valor inferior à energia assegurada

## **5.4 – Gestão do Risco**

A gestão de riscos permite um melhor planejamento e até mesmo um melhor conhecimento do negócio, por exigir a pesquisa de todos os fatores que possam afetar um projeto. Neste sentido, acredita-se que a gestão de riscos representa uma ferramenta indispensável no processo de aperfeiçoamento do modelo de gestão das empresas, em especial as que trabalham com *commodities*. Os negócios ou empresas que adotam processos de gestão de riscos têm mais facilidade de obtenção de crédito (financiamento) no mercado. Ainda, entre as vantagens da gestão de riscos está a maior eficiência no resguardo do capital do acionista, pois com ela é possível montar uma estratégia que procure garantir uma rentabilidade mínima a este. Possibilita

também a maior precisão para avaliar os fatores que podem impactar na precificação da *commodity*.

Segundo, Tamarozi apud Ramos et all.:

O processo de gestão de riscos pode ser resumido nas seguintes atividades:

- identificação (qualificação) de fatores geradores de riscos, de todos os grupos de riscos da atividade comercial;
- modelagem dos fatores geradores de risco (definição das funções de distribuição de probabilidade ou elaboração de cenários possíveis);
- modelagem do sistema afetado (Ex: fluxo de caixa do negócio);
- obtenção das relações risco versus retorno, através da distribuição de probabilidade do retorno financeiro;
- decisão e verificação de critérios e valores aceitáveis de risco versus retorno (aceitação de risco);
- com base nos resultados do modelo do sistema afetado, pode-se optar por utilizar mecanismos de mitigação dos riscos, para reduzir o risco associado a um certo retorno desejado.

O fator gerador de risco é todo o elemento, cuja mudança de estado, influencia direta ou indiretamente o risco de determinada operação, por exemplo, a comercialização de energia elétrica.

## ***5.5 – Mitigação do Risco***

A mitigação de risco é a redução (ou adequação) do risco a valores aceitáveis, sabendo-se que no que se refere à mitigação o que se deseja evitar não é necessariamente a ocorrência do fator gerador do risco, mas sua consequência. Para obter a mitigação do risco várias técnicas são possíveis, podendo ser agrupadas da seguinte forma:

- atuação no fator gerador de risco, por exemplo, i) criação de reservatórios: reduz risco de déficit, ii) “atrelamento” dos preços à variação cambial: reduz exposição cambial;
- criação de fator gerador de risco inversamente correlacionado para atuar sobre o sistema afetado, por exemplo, i) seguros: gera uma receita quando a consequência é uma ocorrência indesejável, ii) opções: cria uma proteção caso ocorra o efeito oposto ao desejado para o fator gerador de risco;

- aumento da capacidade de absorção do risco: variação do valor aceitável do parâmetro selecionado.

A mitigação de riscos tem custos, que podem ser o custo de uma atividade tecnológica, ou um investimento, ou a absorção do risco, pelo próprio investidor no negócio base, ou por empresa dedicada à atividade de gestão de riscos (seguradora ou comercializadora, por exemplo).

No caso de ser realizada pelo próprio investidor no negócio base, a mitigação de riscos tem um custo que é refletido pelo valor esperado de um prejuízo, ou de uma taxa de mitigação do risco, ou diretamente pelo valor de um investimento (reservatório, por exemplo), logo, afeta o fluxo de caixa do investidor.

No caso de empresas que efetuam gestão de riscos, a mitigação de risco tem um preço que é refletido pela reserva de capital necessário para cobrir o prejuízo, no nível aceitável de probabilidade de ocorrência e devidamente remunerada pela TIR desejada. Este preço é regulado ainda pela competição de mercado na oferta de produtos de mitigação de risco, e afeta o fluxo de caixa do comprador da mitigação do risco.

## ***5.6 – Mecanismos para Mitigação de Riscos***

### **5.6.1 – Derivativos**

Derivativo é qualquer instrumento financeiro que deriva de um ativo relacionado ou subordinado. Os derivativos surgiram da necessidade de proteção contra os crescentes riscos dos investimentos econômicos. Eles se aprimoraram em função da maior concorrência nos mercados, do desenvolvimento tecnológico acelerado e da rapidez de difusão de informações, consequência dos avanços nas telecomunicações.

Os riscos são representados basicamente pelas oscilações de preços de ativos, de taxas de juros e de taxas de câmbio e nem sempre são indesejáveis, já que também fazem surgir oportunidades de se gerar riqueza.

O mercado de derivativos por si só não gera o risco, mas distribui o risco gerado pela atividade econômica. Como o ativo eletricidade, por exemplo, é volátil por suas peculiaridades de produção e demanda, é sensato pensar em utilizar-se das proteções contra o risco dos mercados financeiros no mercado de energia elétrica. Neste contexto, a aplicação de derivativos no mercado de eletricidade parece ser uma atitude coerente.



### 5.6.1.1 - Conceitos do Mercado de Derivativos

#### a) Swaps

Os primeiros derivativos que surgiram foram os *swaps* que é uma troca de valor entre ativos, índices ou até de *commodities*. Ou seja, uma contraparte exposta a um risco indesejável pode transferi-lo a outra contraparte, assumindo um risco diferente daquele original, ou pagando um preço para se livrar daquele risco. Um exportador, por exemplo, poderá realizar um *swap*, comprometendo-se a vender, em data futura, a moeda a ser recebida de uma exportação. Se o valor real obtido com a exportação no futuro for superior àquele esperado, ele repassará à contraparte o lucro não esperado na operação. Em compensação, se o valor real obtido for inferior ao esperado, sua contraparte irá ressarcir-lo de sua perda. Exemplo: Um *Swap* de taxa de juros pós-fixada por uma taxa de juros pré-fixada, onde o preço de um produto à vista seja R\$ 100,00 com uma taxa prevista de 10% a.a., para pagamento em 60 dias. Esta taxa poderá se revelar, ao final do prazo, em um percentual superior ou inferior àquela prevista. Fazendo-se um *Swap* com um banco garante-se a taxa fixa. Ou seja, caso a taxa pós-fixada seja maior, o banco cobre a diferença. Caso a taxa de juros seja menor, a empresa repassará ao banco a diferença, ficando com a taxa de juros garantida (prefixada).

A troca de uma taxa fixa por uma taxa flutuante ou vice-versa é chamada de *Swap Plain Vanilla*.

Se o mercado fosse perfeitamente eficiente, as taxas seriam corretamente antecipadas na contratação dos *Swaps* não havendo ganhos nem perdas. Entretanto, mudanças nos preços de mercado causam estas possibilidades de ganhos e perdas. Enfim, um *Swap* é um tipo de contrato a termo, com precificação similar a contratos futuros, com a vantagem de não possuírem ajustes diários e serem moldados de acordo com os clientes (não padronizados). No entanto, não têm a mesma transparência de contratos futuros que também têm menor custo.

#### b) Contratos a Termo

Um contrato a termo é uma promessa de compra e venda, firmada hoje, com entrega da mercadoria e recebimento do pagamento em data futura. Há então, a necessidade de se definir a qualidade da mercadoria, a quantidade negociada, o local de entrega, o preço do produto e as penalidades pelo não cumprimento deste contrato.

As vantagens de um contrato a termo são:

- O vendedor garante mercado e preço para a sua produção;
- O comprador garante fornecimento e preço para o produto desejado;

- Há facilidade na comercialização de bens;
- Há menor oscilação no preço do bem;
- Há maiores informações de preços futuros de produtos;
- Os produtores podem escolher o produto mais vantajoso a vender em determinada época do ano.

c) Hedge

O *hedge* é uma operação que tem por objetivo diminuir o risco de determinada posição de caixa, estoque ou outra operação. Um *hedge*, ou operação de *hedging* perfeita é aquela que elimina completamente o risco, reduzindo a probabilidade de perdas futuras ao mesmo tempo em que reduz a possibilidade de ganhos futuros. Isto é feito fixando o preço do bem, mercadoria ou ativo.

O *Hedger* é a entidade que se utiliza o mercado para se proteger de eventuais mudanças no preço de um produto, ou para negociar um bem. Ou seja, o *hedger* realiza uma operação de proteção à oscilação de um preço, de uma taxa, ou de um índice. Com o *hedge*, uma empresa se protege do risco inerente a sua atividade econômica principal, abrindo mão de ganhos futuros para não incorrer em possíveis perdas futuras. Por exemplo, uma torrefação de café terá perdas em contratos futuros se o preço de seu produto subir, pois poderia vender à vista por este preço superior. Entretanto, teria o preço garantido por um contrato futuro se o mesmo se reduzir (margem de lucro garantida).

O especulador é a entidade que assume o risco de perdas futuras que o *Hedger* não quer assumir, na esperança de auferir ganhos futuros. Sua atuação é facilitada por não haver necessidade de possuir moeda ou o produto para adquirir contratos de liquidação futura. Por assumir o risco, o especulador busca muitas informações sobre o ativo negociado, de tal forma que quanto mais especuladores o mercado tiver, maior será a transparência de seus preços.

O arbitrador é a entidade que opera concomitantemente no mercado à vista e de liquidação futura de determinada mercadoria, pois sempre há uma relação equilibrada entre o preço atual e futuro desta mercadoria. Se esta relação é quebrada, o arbitrador ganha ao se restabelecer o equilíbrio. O arbitrador corre pouco risco e opera em mais de um mercado para se fazer valer da distorção relativa de preços. Os arbitradores são geralmente os grandes bancos e as grandes empresas.

Os *Market makers* são bancos ou corretoras que sempre operam em determinado mercado, investindo seu próprio capital e que se especializaram em determinados produtos e papéis. Os preços de seus produtos seguem regras da bolsa e devem atender a um *spread* máximo.

A atuação dos *market makers* garante a liquidez do produto e auxilia na formação de seu preço.

A Câmara de Compensação (*Clearing House*) é uma instituição criada com o objetivo de garantir as operações realizadas na bolsa. Esta instituição é capitalizada com o dinheiro de seus corretores membros, evitando que os contratos não sejam honrados (liquidados). *Posições longas ou curtas*. Uma posição longa é assumida quando se compra um ativo ou se produz um instrumento de compra. Uma posição curta é assumida quando se vende um ativo ou se produz um instrumento de venda.

O Preço *Spot*, Preço Futuro e Preço de Exercício - O preço *spot* é o preço de mercado para entrega imediata (à vista) e estabelecimento deste durante o dia corrente. O preço futuro é o preço do ativo ou do instrumento financeiro para entrega e estabelecimento deste em um tempo futuro. O preço de exercício (*strike price*) é o preço especificado no qual o detentor pode exercer sua opção para comprar ou vender o ativo subjacente.

#### **d) Contratos a Termo (*Forward Contracts*) e Futuros**

Um contrato a termo é um acordo entre partes para se comprar ou vender um ativo a um preço especificado em um determinado tempo futuro. O preço do contrato a termo pode ser diferente dependendo do período de vigência. Por exemplo, o preço de um contrato mensal difere do preço de outro contrato trimestral. O contrato a termo permite datas de expiração, ou maturidade, de acordo com o cliente e não requer obrigação de desempenho exigida nos contratos futuros negociados em bolsa.

Para a posição longa, o contrato a termo apresenta lucro se o preço do ativo subjacente ( $S_T$ ) é maior que o preço de exercício ( $k$ ). Caso contrário, o contrato é liquidado com prejuízo.

Os contratos futuros são acordos entre partes com termos padronizados e com condições onde o vendedor garante entregar um ativo a um preço especificado em um determinado tempo futuro e o comprador garante a aquisição do ativo naquele preço.

Os contratos futuros são negociados em bolsas que garantem o desempenho do contrato através de:

- Características padrão do contrato;
- Preço do produto;
- Quantidade e qualidade do produto;

- Localidade de entrega;
- Data de entrega (que depende da *commodity* negociada).

Os contratos futuros diferem dos contratos a termo por não apresentar a mesma flexibilidade deste, ou seja, não é feito sob medida para o cliente. Em contrapartida, os contratos futuros são padronizados em:

- Quantidade: cada contrato apresenta uma quantidade fixa de determinado produto.
- Por exemplo: 100 sacas de café.
- Qualidade: há limites mínimos e máximos de variação da qualidade permitida para produtos agrícolas e industriais.
- Data de vencimento: as bolsas estabelecem datas específicas para a liquidação dos contratos, normalmente acompanhando o ciclo de comercialização dos produtos.
- Local de entrega: normalmente próximo dos centros de consumo ou produção dos bens.

A única exceção que foge à padronização são os preços dos contratos que serão liquidados em data futura, que são livremente negociados entre o comprador e o vendedor dos contratos.

As principais diferenças entre contratos futuros e a termo são:

- Os contratos futuros têm termos e condições padronizadas que os contratos a termo não têm;
- Os contratos a termo têm data de maturidade de acordo com o cliente, enquanto os contratos futuros têm maturidade definida pelo mercado;
- Os contratos futuros trabalham com entrega física de lotes e os contratos a termo com moeda;
- Os contratos futuros requerem um pagamento que age como obrigação de desempenho (*performance bond*) que segue as flutuações de mercado no preço futuro, enquanto os contratos a termo não a requerem.

As principais similaridades entre contratos futuros e a termo são:

- Em ambos, o preço futuro do derivativo depende do ativo subjacente, da data de maturidade do contrato e da taxa livre de risco da economia;
- Em um mundo hipoteticamente perfeito, com taxa livre de risco fixa e sob as mesmas condições, o preço de contratos futuros seria idêntico ao preço de contratos a termo. Ou seja, eles têm precificação similar.

#### e) Opções

Uma opção é um instrumento que fornece ao seu titular, ou comprador, um direito futuro sobre algo, mas não a obrigação; e a seu vendedor, uma obrigação futura, caso solicitado pelo comprador da opção.

No mercado de futuros, comprador e vendedor negociam um direito e uma obrigação realizáveis em data futura. No mercado de opções estão negociando direitos e deveres realizáveis em datas distintas.

O vendedor de uma opção está vendendo um direito para que o comprador o realize em data futura às suas custas. O comprador da opção paga em data presente o prêmio, que é a remuneração do vendedor do título, por este ter assumido a responsabilidade de tomar uma posição no mercado em data futura se solicitado pelo comprador da opção.

Um bom exemplo de opção é um contrato de seguro, onde o titular da opção (segurado) tem o direito de ser ressarcido caso haja um sinistro, sem que tenha nenhuma obrigação futura. O vendedor da opção (seguradora) tem a obrigação de pagar ao comprador, se o sinistro ocorrer e se assim lhe for solicitado.

Na opção de compra (*call*), o titular da opção garante o preço de compra de um bem. O vendedor adquire a obrigação futura de entregar o bem, ao valor acordado, mediante o recebimento presente do prêmio, que é o valor recebido em troca da obrigação futura assumida.

Na opção de venda (*put*), o titular da opção tem o direito de vender o bem por determinado preço (garantia de preço mínimo). O vendedor da opção irá adquirir a obrigação de comprar o ativo, se solicitado pelo titular da *put*. O vendedor da opção também recebe o prêmio presente em troca da obrigação futura assumida. As opções podem ser classificadas em dentro-do-dinheiro (*in-the-money*), no-dinheiro (*at-the-money*) ou fora-do-dinheiro (*out-of-the-money*), sendo que somente o primeiro caso representa algum valor (lucro), conforme se ilustra na tabela 5.3 a seguir:

Tabela 5.3 Classificação das opções

CLASSIFICAÇÃO	OPÇÃO DE COMPRA	OPÇÃO DE VENDA
Dentro-do-dinheiro	Preço do objeto > Preço do Exercício	Preço do objeto > Preço do Exercício
No-dinheiro	Preço do objeto = Preço do Exercício	Preço do objeto = Preço do Exercício
Fora-do-dinheiro	Preço do objeto < Preço do Exercício	Preço do objeto < Preço do Exercício

## 5.7 – Value-at Risk

Atualmente os produtos transacionados no mercado financeiros vêm apresentando uma constante sofisticação. Particularmente, o crescimento da importância dos derivativos aumentou,

consideravelmente, a complexidade das carteiras ampliando o número de fontes de risco as quais elas estão sujeitas.

Neste contexto, torna-se fundamental o desenvolvimento de técnicas que permitam avaliar o potencial de perda de uma carteira de investimentos. Certamente, a técnica mais difundida é o *value-at-risk* que resume num único número a perda provável de uma posição.

O valor monetário das perdas a que uma operação, ou carteira de investimentos está sujeita, dado determinado intervalo de confiança e de tempo chama-se *Value-at-risk (VAR)*. Em outras palavras, o VAR é a perda mínima esperada, medida em valores monetários, em determinado intervalo de tempo, dada sua probabilidade de ocorrência. Para uma mesma carteira, ou ativo, em um mesmo momento, pode-se obter vários resultados para o VAR, dependendo do intervalo de confiança, do tempo de estudo ou da moeda empregada.

Com a rápida expansão dos mercados financeiros, os sistemas de administração de risco passaram a oferecer proteção essencial contra riscos. O valor no risco é componente importante desses sistemas, pois permite às empresas mensurar e controlar riscos financeiros.

VAR pode até mesmo proporcionar vantagem competitiva, pois as empresas podem alterar suas estratégias, a fim de desenvolverem setores que agreguem valores ajustados pelo risco (*risk-adjusted values*).

Nesta seção iremos ilustrar as aplicações dos métodos de VAR na administração do risco financeiro. O VAR é essencial para instituições que precisam de uma gestão centralizada de risco.

### **5.7.1 - Administração do Risco Global**

Uma tendência recente é à busca de uma administração de risco centralizada. Por vários anos, instituições financeiras mantiveram unidades locais de gestão de risco, especialmente no tocante a derivativos, que precisam ser cuidadosamente controlados, devido a sua alavancagem. Apenas nos últimos anos as instituições começaram a mensurar o risco de forma global.

Essa tendência de administração global de risco é motivada por dois fatores: exposição a novas fontes de risco e maior volatilidade de novos produtos. Há 20 anos, a maioria dos ativos negociados por bancos consistia de títulos convencionais, atualmente são comuns produtos como derivativos sobre índices de títulos municipais de 30 anos ou opções exóticas. Com a globalização dos mercados financeiros, os investidores passaram a expor-se a novas fontes de

risco, como moeda estrangeira. Maior volatilidade é induzida pelo maior potencial de oscilação de um ativo-objeto, como taxa de câmbio, ou pelo desenvolvimento de produtos mais sensíveis às variáveis financeiras.

A centralização também se tornou fator essencial para a administração do risco de crédito. A expansão continuada do mercado de derivativos propiciou o ingresso, no mercado, de participantes com classificações de crédito inferiores, aumentando a exposição razoável quando consideradas em bases individuais, quando agregadas, essas exposições podem atingir um nível de risco inaceitável.

As instituições financeiras foram as primeiras a monitorar, em bases centralizadas, a exposição à contraparte, os riscos soberanos e os riscos de mercado, entre produtos e localidades.

A tendência em direção da administração global de risco pode ser explicada através de vários fatores. Um deles é o de que, com o crescimento das instituições financeiras, a exposição ao risco ampliou-se: do risco de taxa de juro doméstica, partiu-se para grande número de riscos globais. Isso tornou o risco muito mais difícil de se mensurar.

Além de fornecerem melhores controles operacionais os sistemas de VAR mensuram os riscos de mercado de forma mais precisa. Os fundos de pensão, por exemplo, podem utilizar medidas de desvio em relação a um *benchmark*.<sup>10</sup>, com o intuito de avaliarem parâmetros de investimento em tempo real.

### **5.7.2 - O Var Como Instrumento de Alocação de Recursos**

O VAR não é apenas importante para a divulgação de informações, mas também para a tomada de decisão. Os modelos de VAR permitem que os usuários controlem o risco e decidam como alocar recursos limitados.

Os *traders* também devem ajustar as posições de maneira racional, conforme o risco muda com o tempo. Em um ambiente de volatilidade crescente, por exemplo, uma reação sensata seria a redução de posições.

Grande vantagem do VAR está no fato de criar um denominador comum para a comparação de várias atividades de risco.

---

<sup>10</sup> Termo utilizado no mercado financeiro para determinar um índice que servirá como parâmetro para comparação de investimentos. Um fundo de ações, por exemplo, pode ter o Ibovespa como *benchmark*.

A grande motivação para o uso do conceito de VAR é que este integra o risco de todo o ativo/passivo em uma única medida numérica, resumindo o risco total, por exemplo, de um banco para acompanhamento por sua diretoria. A grande deficiência do conceito de VAR é que risco é um conceito multidimensional, logo a integração do risco total de uma instituição em uma única medida numérica requer simplificações.

Existem três metodologias para o cálculo do VAR:

- Metodologia Analítica.
- Metodologia da Simulação Histórica.
- Metodologia da Simulação Monte Carlo.

Em comum as três metodologias necessitam de um horizonte para cálculo do risco, um nível de significância, e dos preços e taxas relacionados aos ativos/passivos na carteira. Além disto, a metodologia analítica requer a estimação da matriz de correlações e de volatilidades, assim como a decomposição e mapeamento de ativos/passivos para fatores de mercado previamente selecionados, este último passo podendo levar a diferenças substanciais no VAR estimado. Na metodologia da simulação histórica os dados são diretamente usados como cenários para o cálculo do risco, ao passo que na simulação Monte Carlo os cenários são gerados aleatoriamente.

Nos Estados Unidos, a utilização do VAR como medida de divulgação de risco de mercado já vem ocorrendo há algum tempo, conforme apontado por recente pesquisa “*Wharton Survey of Derivatives by US Non-Financial Firms (1998)*”, que demonstra: 40% das empresas não-financeiras americanas de vários setores que utilizam derivativos em suas carteiras de *hedge* medem o VAR de suas posições.

A maior dificuldade na adesão ao VAR, segundo vários artigos, relaciona-se à falta de conhecimento sobre o assunto e aos altos custos requeridos para implementar tais medidas.

Em relação às questões práticas, o VAR permite enorme monitoramento de risco para o mercado. As instituições fornecedoras de crédito estão diretamente expostas ao risco de crédito e, indiretamente, ao risco de mercado, em virtude das fortes oscilações nos preços dos ativos negociados por seus clientes. O uso do VAR pode servir de parâmetro às instituições de crédito, pois o fato de ser conhecido o valor de risco assumido pelos tomadores fornece um grau de confiança maior quanto ao ressarcimento do crédito oferecido, sendo que taxas mais baixas podem ser estipuladas.



Outra vantagem do VAR é servir de “ponte de comunicação” entre a hierarquia das organizações, os gerenciadores de risco e os *traders*, que operam somas consideradas nos mercados financeiros.

De acordo com Manfredo e Leuthold (1998) apud Bignotto (1999): “*as vantagens do VAR em relação a outras formas de monitorar o risco de mercado advêm do fato de esse instrumento servir como ferramenta de*”:

- *divulgação de informação para traders, gerenciadores de risco, diretores, acionistas, dentre outros, auxiliando-os nas decisões de*
- *alocação de recursos das empresas e dos fundos de investimento;*
- *avaliação de desempenho, geralmente comparando os resultados a algum parâmetro, benchmark”.*

O risco está presente em várias formas no mercado financeiro, eliminá-lo por completo é tarefa impossível e muito pouco desejável, pois existem riscos que se deseja incorrer. A exposição a certos riscos trás consigo a possibilidade de materialização de cenários favoráveis onde seja possível obter um lucro compatível. O importante é ter a capacidade de conhecer e gerenciar o risco das decisões tomadas. Com isso, torna-se possível dimensionar a exposição a diversas fontes de risco bem como escolher que tipo de risco aceitar e que tipo eliminar.

O VAR é uma medida de risco muito versátil que expressa este risco de várias formas diferentes. Sua medição torna-se muito complexa quanto mais complexos forem os instrumentos que compõem a carteira de investimentos.

Uma das principais funções dos derivativos é permitir a transferência de risco entre participantes do mercado. Cada instrumento criado para a redução do risco tem suas vantagens e desvantagens. Por exemplo, os contratos a termo e os *Swaps* podem até cobrir totalmente o risco de uma carteira de investimentos, porém, com custo elevado. Por outro lado, os contratos futuros raramente proporcionam um *hedging* perfeito, ou seja, de 100%, mas é uma alternativa eficiente e com um custo razoável.

As opções são instrumentos muito versáteis tanto para especulação quanto para a arbitragem e *hedge*. Elas proporcionam cobertura para o risco e quando compradas permitem que se participe do lucro caso o preço do ativo evolua favoravelmente. Suas principais desvantagens são o custo e o risco assumido pelo seu vendedor. O custo de uma opção pode inviabilizar o *hedging*.

As instituições que desejem atuar no mercado de derivativos têm que se preparar para mensurar, avaliar e acompanhar seus riscos, pois se trata de um mercado onde os riscos são grandes, assim como suas oportunidades de lucro. Em virtude das características aleatórias do mercado de eletricidade e de sua recente liberalização no Brasil, acredita-se ser possível utilizar-se dos derivativos para a proteção dos investimentos e operações de empresas neste mercado.

# ***CAPÍTULO 6 MODELO DE PROJECT FINANCE APLICADO A EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS DE PEQUENO PORTE***

## ***6.1 – Introdução***

A crescente desregulamentação da economia brasileira e, principalmente, de setores estratégicos importantes como de petróleo e telecomunicação tem atraído a atenção de investidores interno e externo. É crescente o número de organizações estrangeiras interessadas em fazer parcerias com empresas nacionais para viabilização de projetos como a construção de hidrelétricas, termelétricas, gasodutos e exploração e produção de petróleo.

Fundamentais para o país, estes projetos de infra-estrutura demandam investimentos maciços, que podem ser viabilizados através deste método inovador de captação de recurso chamado *project finance*. Esta técnica de financiamento é um recurso eficaz e de baixo risco para a promoção do desenvolvimento de países, como o Brasil, que possuem reservas naturais valiosas, mas não dispõem de recursos financeiros para explorá-los.

O objetivo do presente capítulo é propor um modelo baseado na modalidade *project finance* como forma de financiamento a empreendimentos hidrelétricos de pequeno porte, principalmente para aqueles empreendedores que não dispõem de recursos financeiros ou de garantia patrimonial, mas somente um PPA, além dos investimentos iniciais, como, por exemplo, estudos, projetos e área de servidão. Para tanto são efetuadas algumas adaptações à técnica tradicional do *project finance* para que melhor se aplique a estes empreendimentos. As adaptações fazem-se necessárias porque as técnicas tradicionais de *project finance* envolvem custos de transações mais altos do que o financiamento convencional e se aplicados a pequenos empreendimentos os tornariam inviáveis.

Os custos mais elevados são especialmente associados a customização dos arranjos de financiamento do projeto. Em conseqüência, apenas projetos de grande porte são financiados com base em *project finance*, seu porte lhe permite a geração de benefícios suficientes para compensar as despesas desta modalidade de financiamento. É necessário, porém, salientar que as adaptações feitas procuram não descaracterizar esta técnica de financiamento.

## 6.2 - Fundamentos de um *project finance* - Modelo Tradicional

Devido ao *project finance* ser baseado na atratividade do projeto, requer uma cuidadosa engenharia financeira para alocar os riscos e retornos entre as partes envolvidas, de forma que sejam mutuamente aceitáveis. A figura 6.1 demonstra os elementos básicos num investimento financiado com base em projeto.

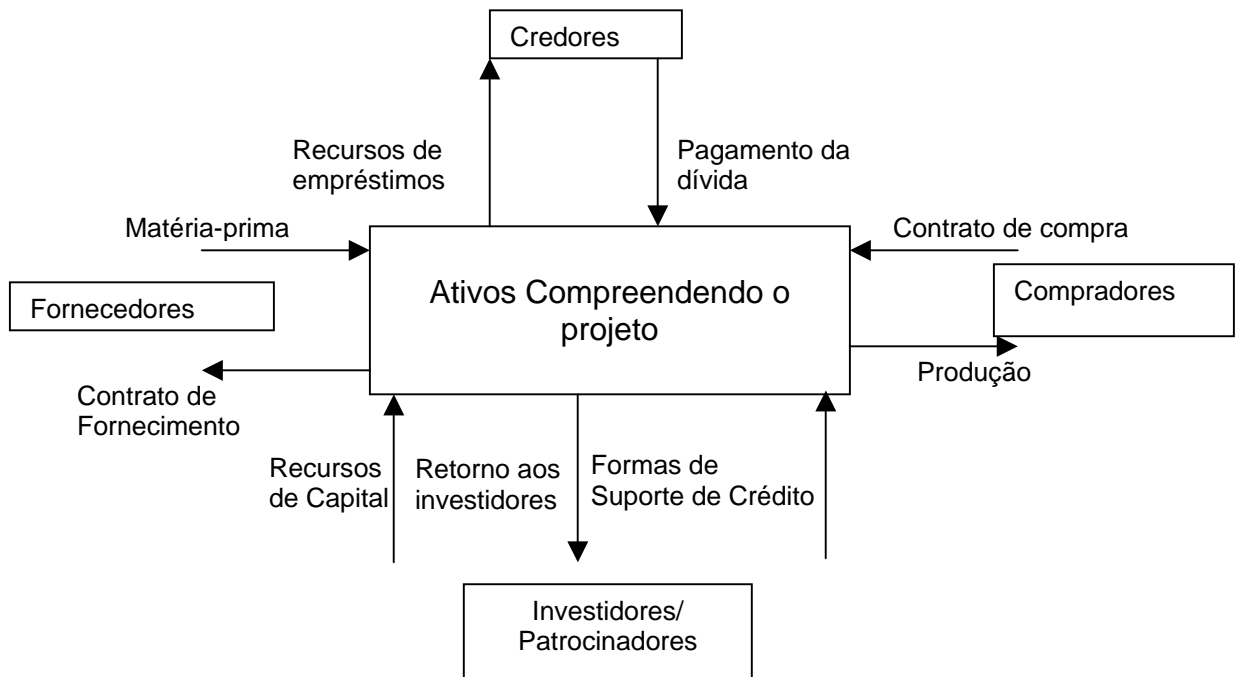


Figura 6.1 – Os elementos básicos de um *project finance*.

Fonte: Finnerty (1998)

No centro há um ativo distinto, uma instalação em separado ou um conjunto de ativos relacionados, que tem uma finalidade específica. Com já observamos, essa instalação ou grupo de ativos deve ser capaz de funcionar como unidade econômica independente. As operações devem ser baseadas em uma variedade de condições contratuais, deve ser organizada de forma que o projeto possua a capacidade incontestável de gerar um fluxo de caixa suficiente para pagar seus compromissos.

Um projeto não possui qualquer história operacional no momento do financiamento da dívida inicial. Conseqüentemente, sua confiabilidade creditícia depende da lucratividade projetada do projeto e do suporte de crédito indireto fornecidos por terceiros através de diversos arranjos contratuais. O *project finance* pode ser um benéfico para uma empresa que tenha um

projeto proposto quando os contratos tiverem condições fortes o suficiente para que bancos estejam dispostos a adiantar recursos para financiar a construção com base nos contratos.

Os credores requerem garantias de que o projeto será colocado em operação, e de que uma vez iniciadas as operações, o projeto constituirá um empreendimento economicamente viável. A disponibilidade de recursos financeiros para um projeto dependerá de o patrocinador convencer os provedores de recursos de que o projeto é técnica e economicamente viável.

### **6.2.1 – Características básicas do *project finance* tradicional**

Para que um empreendimento se enquadre na modalidade de *project finance* é necessário que ele possua algumas características fundamentais, tais como:

- Constituição de uma Sociedade de Propósito Específico (SPE), para que o projeto funcione de forma lucrativa como unidade econômica independente da empresa empreendedora do projeto.
- Financiamento baseado em créditos de terceiros com compartilhamento de todos ou quase todos os riscos envolvidos no projeto. Este compartilhamento é feito entre os agentes participantes do projeto via cláusulas contratuais de obrigações e responsabilidades. Os riscos não assumidos por nenhuma das partes podem ser diluídos através de instrumentos financeiros como, por exemplo, seguros.
- Garantias de venda da produção do projeto, tipicamente na forma de um contrato de longo prazo de compra e venda, que garanta que, quando ocorrer à finalização do projeto e se iniciarem as operações, o projeto tenha recursos financeiros suficiente para atender a todas as suas despesas operacionais e exigências de serviço de sua dívida, mesmo que o projeto não seja bem sucedido por motivo de força maior ou quaisquer outros.
- Garantias das partes financeiramente responsáveis de que, ocorrendo uma dificuldade nas operações, que torne imprescindível o investimento de recursos financeiros para devolver ao projeto condições de operação, os recursos necessários serão disponibilizados através de indenizações de seguro, adiantamento contra entregas futuras ou algum outro meio.

- Estrutura de garantias financeiras (baseadas no fluxo de caixa do projeto), pessoais<sup>11</sup> (restrita a participação dos controladores do projeto) e reais (evolutivas) apresentadas aos financiadores visando verificar a viabilidade do projeto;
- Apresentação do fluxo de caixa do projeto como fonte primária de recursos para atender ao serviço de seus empréstimos e obtenção do retorno sobre o capital investido no empreendimento;
- Cumprimento dos contratos firmado por todos os participantes envolvidos no projeto;
- Profundo estudo de viabilidade técnica-financeira, fundamentando a decisão;

## 6.3 – Modelo Proposto

### 6.3.1 – Finalidade do modelo proposto

O modelo proposto tem como finalidade à utilização do *project finance*, para alavancar recursos para empreendimento hidrelétricos de pequeno porte, tendo como público alvo pequenos empreendedores com recursos de capital limitado, que queiram viabilizar seus empreendimentos, através de parcerias com disponibilidade de capital que possam estar envolvidos técnica e financeiramente com o projeto, mitigando assim riscos e responsabilidades.

### 6.3.2 – Participantes do modelo

- **Equity Holder** - Pequeno empreendedor sem recursos financeiros suficientes para executar o projeto, mais tem sobre sua posse um significativo percurso d'água que pode se transformar numa PCH.
- **Lender** – Banco comercial disposto a financiar pequenos empreendimentos através de um *project finance*.
- **Consultoria** – contratação de um único especialista, em comum acordo pelos participantes, para dar suporte técnico ao empreendimento. Está medida é necessária porque se cada um dos

---

<sup>11</sup> Garantias emitidas pelos *sponsors*, através de cartas de crédito, DSRA (*Debt Service Reserve Account*) onde ficam depositado recursos suficientes para cobertura de parcela da dívida conforme acordado, essas garantias e somente as garantias serão *on-balance* para os *sponsors*. A obrigação do *sponsor* estará limitada a abrangência de garantia oferecida.

participantes contratar um profissional de sua confiança o custo do empreendimento se elevaria.

- **Construtor** – Empresa de construção que será responsável pela construção e fornecimento de equipamentos necessários para a execução do projeto, sob contrato *turnkey*, a preço fixo.
- **Off Taker**: Cliente que comprará a energia elétrica gerada pela central, assinando um contrato de compra de longo prazo (10 anos).

### 6.3.3 – Estrutura Jurídica

Para o modelo proposto optou-se por utilizar uma estrutura de sociedade limitada, constituindo para tal uma Sociedade de Propósito Específico (SPE). Este tipo societário foi escolhido em razão da facilidade de sua constituição e simplicidade de seu funcionamento

### 6.3.4 – Estrutura Contratual

É através das obrigações contratuais que são fornecidas a garantia necessária para que o projeto honre sua dívida. Contudo, dimensionar/negociar corretamente esse arranjo de garantia leva-se muito tempo devido à complexidade e é, talvez, o maior custo relativo na negociação de um *project finance*. No intuito de minimizar estes custos optou-se para ser o *arranger* do empreendimento o banco comercial participante do empreendimento, sendo responsável por toda documentação e pela coordenação do fluxo de caixa do projeto administrando uma conta para entrada e saída de capital e responsabilizando-se pelos pagamentos a serem feitos e controlando o recebimento de receitas (*escrow account*).

#### 6.3.4.1 - Principais Contratos do Projeto

- Contrato de Empréstimo de capital: Neste contrato constará o total de empréstimo de capital concedido para a execução do projeto.
- Contrato de Engenharia e Construção: Será firmado um contrato de EPC para a construção do projeto, esse tipo de contrato foi escolhido porque é um instrumento essencial para a mitigação dos riscos inerentes a qualquer projeto, assim como a correta

alocação e distribuição dos mesmos entre os diferentes participantes do projeto. Por conseguinte, a celebração de um bom contrato de EPC dependerá, mais do que da capacitação e experiência profissional, mas da reunião dessas aptidões em um esforço conjunto em favor da correta e mais benéfica alocação dos riscos e custos do projeto de acordo com o interesse dos participantes.

O EPC como parte da estrutura de nosso modelo caracteriza-se com um dos instrumentos hábeis para correta alocação dos diversos riscos do projeto e, nesse sentido, apresenta relação direta com a maior parte dos contratos do projeto.

Os atrasos na construção e os riscos de má performance devem ser mitigados através de cláusulas que prevêm penalidades e multas pelo não atendimento aos compromissos assumidos no contrato.

Como se sabe, em se tratando de centrais hidrelétricas cada projeto é um caso particular, exigindo equipamentos e estruturas civis especialmente projetadas, por isso não há contrato de EPC padrão com preços previamente formatados.

Quanto aos riscos hidrológicos, durante o período de construção serão assumidos pela empreiteira conforme cláusulas acordadas entre o empreendedor e o construtor, fazendo-se um seguro de construção.

- Contrato de Compra de energia: Este contrato tem por objeto estabelecer os termos e condições que irão regular a comercialização da energia elétrica contratada entre as Partes. O contrato vigorará a partir da data de sua assinatura e permanecerá em vigor por 10 anos. As Partes, de comum acordo, poderão prorrogar o prazo do contrato por 10 anos. Para o modelo proposto será feito um contrato de PPA do tipo *take or pay* para uma quantia específica de energia. Esse tipo de contrato foi escolhido porque são predominantemente contratos financeiros no sentido de que os compradores não determinam a produção da central e o vendedor não é punido se não gerar. O comprador tem a obrigação de pagar pela energia contratada independente da produção real da central, e a central tem a obrigação de adquirir a energia no mercado caso não gere a quantia contratada.
- Contrato de Participação: Neste contrato será especificadas a porcentagem de capital próprio (*equity*) e a porcentagem de capital financiado através de um financiamento de longo prazo na modalidade *project finance*.

A figura 6.2 mostra a organização do modelo proposto



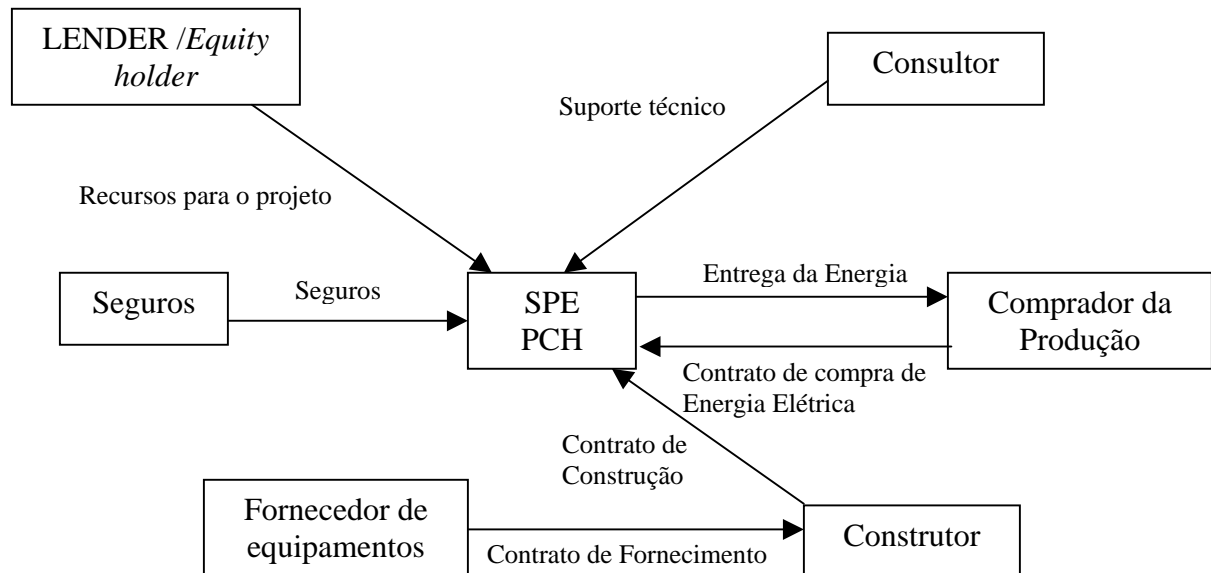


Figura 6.2 – Elementos do modelo proposto

### 6.3.5 - Riscos do Projeto:

- Riscos de Conclusão, Fornecimento de Equipamentos, Força Maior: esses riscos serão mitigados através do contrato de EPC.
- Risco de Operação: Esses riscos se referem à impossibilidade de algum equipamento ou estrutura física não cumprir sua função durante a operação. Para atenuar o risco de perda destes itens será feito seguro patrimonial.
- Risco de mercado: será mitigado através do contrato de compra e venda feito com o *off taker*, Ter um PPA de longo prazo com um *off taker* que garanta ao projeto um rendimento estável por um período suficiente para cobrir o serviço da dívida com o banco financiador e os custos operacionais do projeto, minimiza o risco comercial do projeto, e permite uma “proteção” contra os risco de variação de inflação. Quando a PCH não estiver disponível devido a paradas programadas ou forçadas, ficando assim exposta ao risco de mercado uma vez que precisa comprar no MAE o déficit da energia elétrica que necessita para atender a quantidade contratada, essa exposição será mitigada com a criação de uma conta com fundos suficientes para cobrir a compra de energia no mercado num ano, a qual será mantida com fundos oriundos do próprio fluxo de caixa do projeto.

- **Risco Ambiental:** ocorre quando os efeitos do projeto ao meio-ambiente podem causar atrasos no desenvolvimento do mesmo ou tornem necessário um oneroso reprojeto. Em grandes investimentos de infra-estrutura torna-se, em geral, obrigatória a obtenção de licenças ambientais de construção e operação pelas autoridades competentes. Estas requerem estudos de avaliação de impacto ambiental e complexos processos de consulta pública. Para implantação das PCHs, ha uma simplificação dos procedimentos ambientais. Esses procedimentos podem ser divididos basicamente em três licenças:
  1. Licença prévia - LP: que são os estudos iniciais de viabilidade do empreendimento;
  2. Licença de Implantação - LI: onde é apresentado o projeto básico ambiental. A partir da obtenção da LI é feita uma série de exigências que requerem um gerenciamento efetivo para a obtenção de licença de Operação.
  3. Licença de Operação – LO: essa licença somente será obtida se todas as exigências feitas na LI tiverem sido cumpridas.

Se o pequeno empreendedor cumprir todas as exigências das licenças o risco ambiental será em grande parte atenuado.

- **Risco de Obsolescência:** Será também desconsiderado, pois estamos falando de um empreendimento hidrelétrico onde a tecnologia empregada é comprovada.
- **Risco Cambial e de Moeda:** esses riscos têm grande efeito quando o financiamento ou parte dele foi tomado de agentes externos com bases em outras moedas ou ainda quando existem insumos importados, por isso esses riscos serão desconsiderados por se tratar de um projeto que será financiado inteiramente por agentes nacionais e não necessitar de nenhum insumo importado.
- **Riscos Econômico-Financeiros:** esses riscos estão ligados a possíveis perdas no mercado financeiro. As oscilações de variáveis financeiras, como taxa de juros e câmbio, geram risco para a maioria dos empreendimentos. A compreensão do risco permite que administradores financeiros formulem estratégias conscientes para se protegerem do impacto de resultados adversos, e, ao fazê-lo, melhor se preparem para a incerteza inevitável. Estes riscos geralmente são mitigados através de contratos de *hedge* por parte dos participantes do projeto, como por exemplo, contratos de swap de taxa de juros. Para o modelo proposto, o contrato de PPA será a forma de se proteger desses riscos, pois se

trata de um pequeno empreendimento, onde o idealizador do projeto é um pequeno investidor que não tem condições financeiras de participar do mercado.

- Risco político: Segundo Moran et al apud Lopes (2003) “*define riscos políticos como ameaças à rentabilidade de um projeto, devido a forças externas à indústria e como resultado de alguma ação ou falta de ação de um governo. Quando ações políticas ou uma falha de um governante em cumprir seus compromissos políticos e regulatórios afetarem as condições econômicas de um projeto, os riscos políticos passam a confundir-se com riscos econômicos*”.O risco político caracteriza-se pela possibilidade de autoridades políticas, na jurisdição do projeto interferirem no desenvolvimento e/ou viabilidade econômica do mesmo. Exemplos de interferências seriam: a imposição de pesados tributos, restrições legais onerosas, uma vez iniciadas a operação do empreendimento, risco de expropriação. Para o caso proposto esses riscos serão desconsiderados devido a uma serie de incentivos legais e regulatórios por parte do governo que facilitam a integração de PCH's ao sistema elétrico nacional.
- Risco hidrológico: esse risco na fase de construção será assumido pelo construtor, e na fase de operação com participação do empreendimento no MRE.

## ***CAPÍTULO 7 – ESTUDO DE CASO***

### ***7.1 Introdução***

O *project finance* pode ser utilizado quando uma determinada instalação ou conjunto de ativos relacionados for capaz de funcionar de forma lucrativa como unidade econômica independente.

Esse capítulo tem por objetivo aplicar o modelo de *project finance* proposto no capítulo anterior em um empreendimento hidrelétrico de 5,15 MW.

### ***7.2 Características Básicas da PCH Araras***

A PCH Araras é uma central de desvio que opera a fio d'água, cuja casa de máquinas é composta de três grupos geradores com a potência instalada total de 5,15 MW e energia assegurada de 4,9 MW, calculada conforme resolução da ANEEL nº 169, de 03 de maio de 2001.

A PCH em questão comercializará o total de sua energia assegurada através de um contrato bilateral de compra e venda de energia de longo prazo.

#### **7.2.1 Avaliação técnica da PCH Araras**

##### **7.2.1.1 Dados da central**

- |                        |                       |
|------------------------|-----------------------|
| • Potência instalada   | 5,15 MW               |
| • Energia assegurada   | 4,9 MWmédio           |
| • Energia média gerada | 3,8 MW                |
| • Queda bruta          | 68 m                  |
| • Vazão de projeto     | 7,8 m <sup>3</sup> /s |

Curva de duração das vazões - Araras

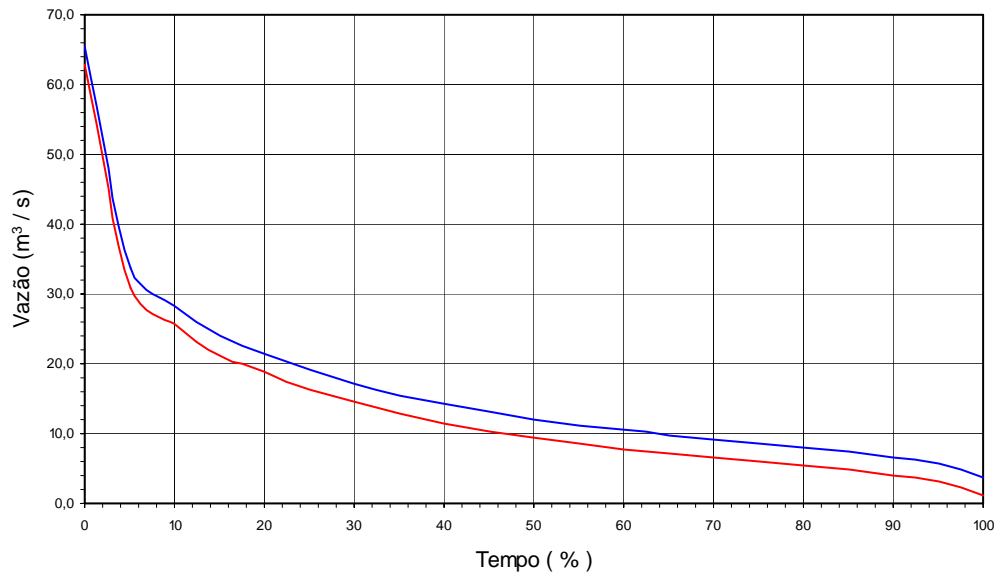


Figura 7.1 - Curva de duração de vazões – PCH Araras

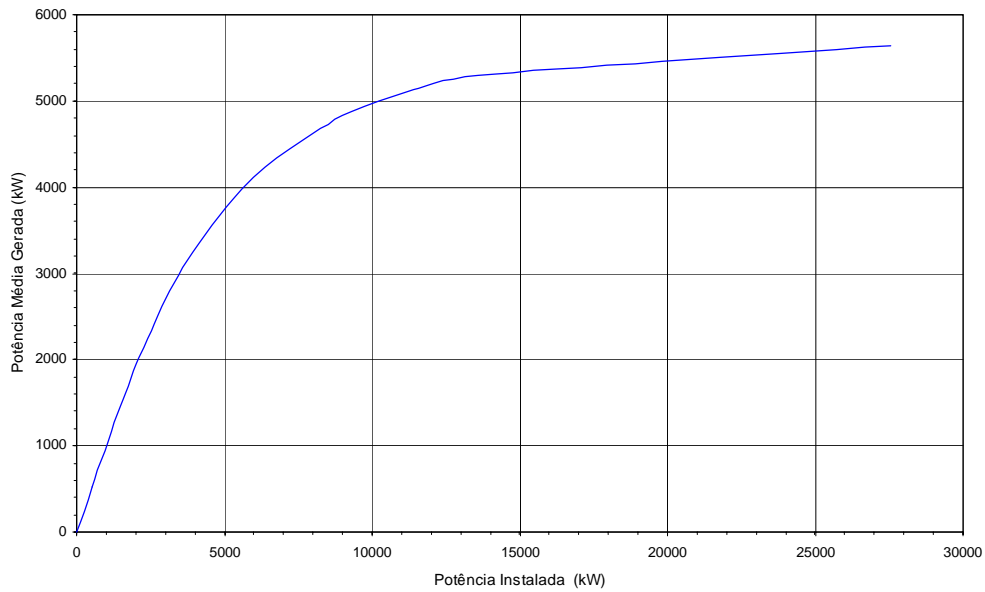


Figura 7.2 - Curva de energia – PCH Araras

## 7.2.2 Aspectos Econômicos

A data base adotada para estes estudos é 11/06/2003, sendo os principais índices econômicos:

- Taxa Média de Câmbio (venda) ..... US\$1,00 = R\$2,86
- Salário mínimo mensal ..... R\$ 240,00
- Investimento Total (Custo índice US\$1000/KW) ..... US\$ 5.150.000
- Percentual financiado ..... 89%
- Prazo de amortização do financiamento ..... 10 anos
- Carência ..... 24 meses
- Período de concessão da Central ..... 30 anos
- Tempo de Construção ..... 24 meses
- Custo de operação ..... R\$ 7,00/MWh

## 7.3 – Viabilidade Econômica

### 7.3.1 – Metodologia de Estudos

Uma Planilha de cálculo desenvolvida no software MS – Excel é a ferramenta para o estudo de caso alvo deste trabalho, conforme anexo I. A planilha foi planejada na mesma seqüência dos Estudos Energéticos de Viabilidade de empreendimentos hidrelétrico, conforme se apresenta a seguir:

#### a) Dados Técnicos

TIR	12%
Horizonte do Estudo	30 Anos
Período de Construção	24 Meses
Potencia instalada	5,15 MW
Fator de capacidade	74%
Fator de disponibilidade	93%
Energia gerada	3,8 MWmédio
Energia assegurada	4,9 MWmédio

Investimento total	R\$14.729.000
Taxa de conversão	2,86 R\$/US\$ Cotação em 11/06/2003
Custo unitário	US\$1000 /kW

a) Composição do investimento

Estudos de viabilidade e área de servidão	4,0%
Estudos ambientais	3,0%
Projeto básico	4,0%
Obras civis	45,0%
Equip. eletromecânicos	38,5%
Administração da obra	2,0%
Administração do escritório central	2,0%
Seguro de construção	0,50%
Programas ambientais	1,0%

b) Encargos

Taxa de fiscalização da ANEEL	0,50%
Seguro operacional (% do ativo não deprec.)	1,00%
PIS	1,65%
COFINS	3,00%
CPMF	0,38%
IR ATÉ 20 MIL REAIS	15,00%
IR ACIMA DE 20 MIL REAIS	+10,00%
CSSL	8,00%

c) Resultados

FLUXO DE CAIXA - Valor presente R\$

Receita bruta	23.117.176
Despesas	7.144.511
Investimento	16.116.342
Valor residual	149.677
<b>Valor Presente Líquido</b>	<b>0</b>

Para a depreciação das Obras civis e equipamentos eletromecânicos seremos considerados 50 e 40 anos respectivamente.

**Despesas diferidas:**

- Despesas pré-operacionais (amortizáveis)	9,2%
- Diferimento de despesas pré-operacionais	5 anos
- Despesas com operação e manutenção	R\$7,00/MWh

As despesas com Operação e Manutenção incluem custos operacionais dos programas ambientais. A taxa de fiscalização da ANEEL incide sobre o faturamento. Os impostos incidem sobre as receitas e sobre o lucro operacional.

Nos estudos, considerou-se uma taxa de desconto anual de 12% e amortização em 10 anos.

### 7.3.2 –Payback

O método do *payback* é um método de avaliação fácil e direto que mede o prazo necessário para recuperar o investimento realizado.

Na figura 7.3 apresenta-se a receita líquida em função do tempo. Neste caso, considerou-se um preço de venda de energia elétrica situada entre R\$ 50,00 e R\$ 120,00/MWh.

Analisando o gráfico nota-se que para que o tempo de retorno de capital se dê em 10 anos, o preço da energia se situa entre R\$ 60,00 e R\$ 70,00/MWh.

Apesar de não ser recomendado como único método de avaliação, o método do *payback* simples é muito usado pelos que decidem. A explicação pode ser atribuída aos seguintes pontos fortes do método (Lapponi, 1996):

- É um método de avaliação fácil de ser explicado;
- Apresenta um resultado de fácil interpretação;
- O *payback* é uma medida de liquidez do projeto. Quanto menor for o prazo de recuperação, maior será a liquidez do projeto.
- O *payback* é uma medida de risco do projeto, porque as estimativas dos retornos do projeto diminuem seu grau de certeza na medida que distanciam da data inicial. Portanto, quanto menor for o valor do *payback* menor será o risco do empreendimento e vice-versa.

Ao definir o prazo máximo tolerado, para fins de comparação com o valor de *payback* do projeto, o risco do projeto fica, de certa forma, limitado.



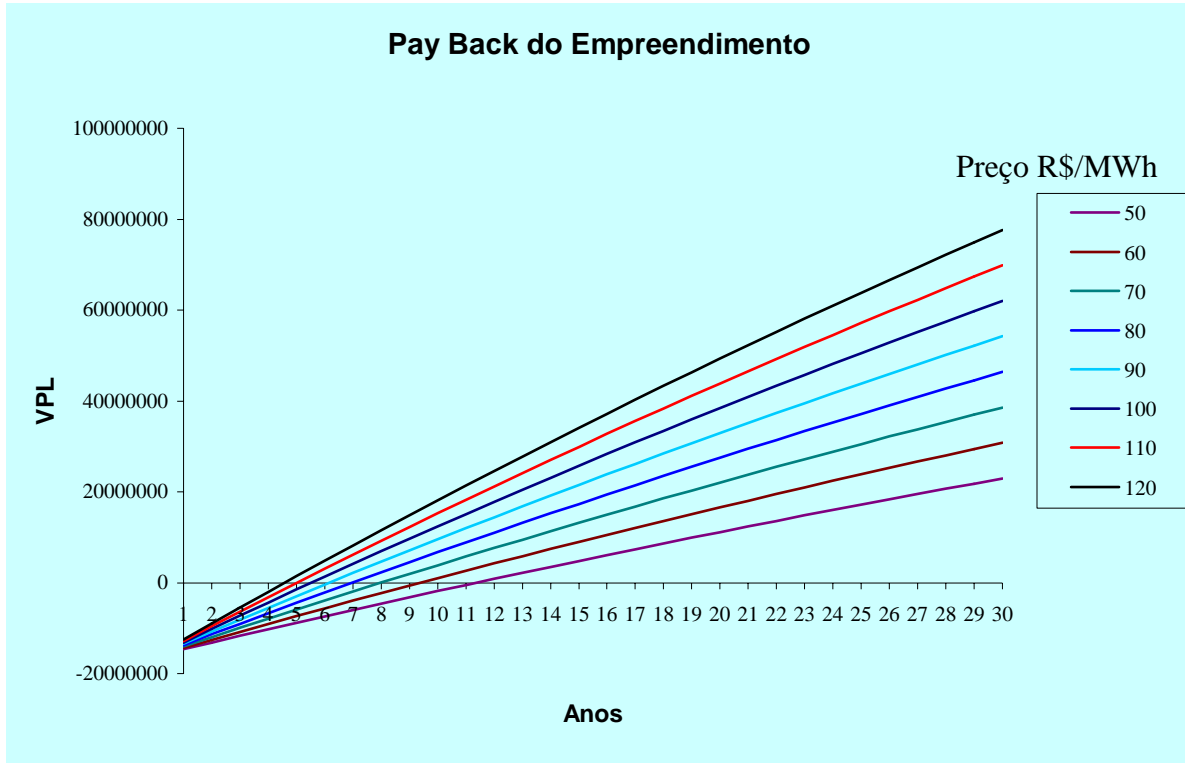


Figura 7.3 – Tempo de Retorno do Investimento x Preço de energia elétrica

### 7.3.3 – Taxa Interna de Retorno – TIR

Um projeto de investimento deve ser aceito se seu Valor Presente Líquido – VPL for positivo, pois demonstra que, para a taxa de desconto utilizada, o investimento será recuperado. Portanto, a TIR mede a rentabilidade do projeto de investimento sobre a parte não amortizada do investimento.

Da análise do gráfico 7.4, nota-se que para obter uma TIR de 12% o preço de venda de energia será de R\$ 66,86/MWh. Essa taxa de retorno, é atualmente, equivalente a taxa praticada pelo mercado. Nos estudos econômicos não foi considerada a taxa de juros praticada no mercado.

Em regra geral, um empreendimento tem que demonstrar-se viável e continuado para obter um financiamento. Por isso, não basta fazer apenas estudos econômicos, é necessário também, fazer estudos financeiros considerando taxa de juros, distribuição do investimento para estudos preliminares, que visam minimizar a exposição dos credores aos riscos financeiros e de negócio.

Diante do exposto, no próximo item fez-se uma análise de sensibilidade considerando algumas variáveis que afetam diretamente a rentabilidade do empreendimento.

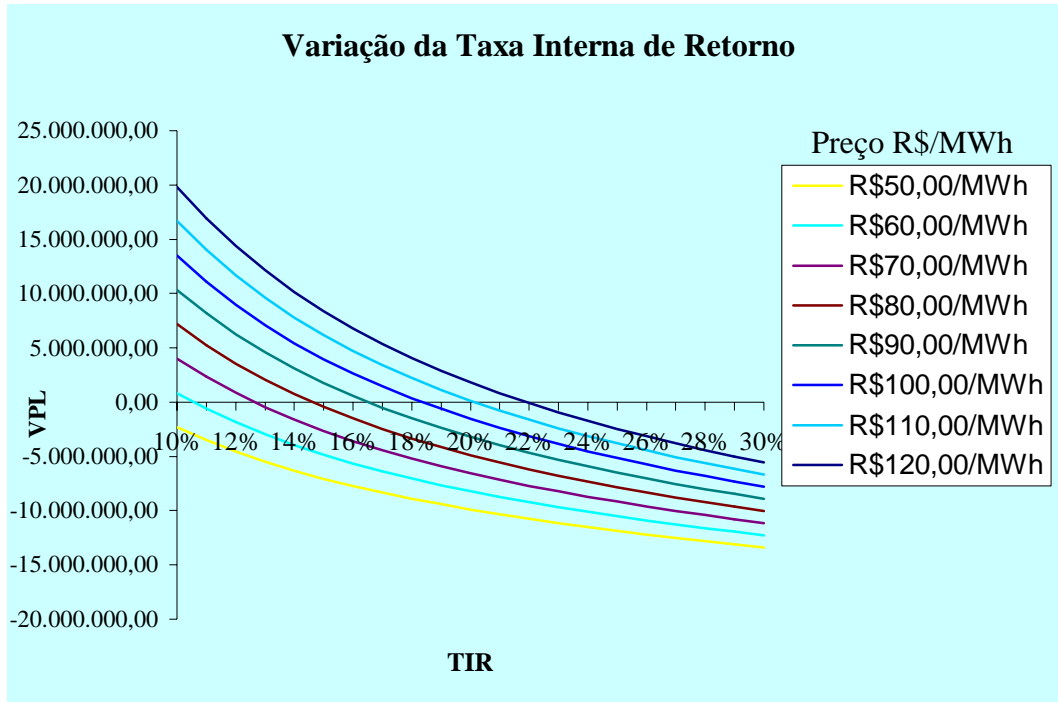


Figura 7.4 – Taxa Interna do Investimento x Tarifa de energia elétrica

### 7.3.2 – Análise de Sensibilidade

Para o estudo em questão realizou-se análise de sensibilidade para explicitar os efeitos de das variáveis chaves sobre o desempenho do projeto:

- Caso 1 Aumento de 10% no Investimento
- Caso 2 Diminuição de 10% no Investimento
- Caso 3 Meta de Inflação

Pelos gráficos a seguir pode-se notar que:

A variação do investimento e da TIR influem diretamente no valor da tarifa de energia, o que afeta a rentabilidade do empreendimento.

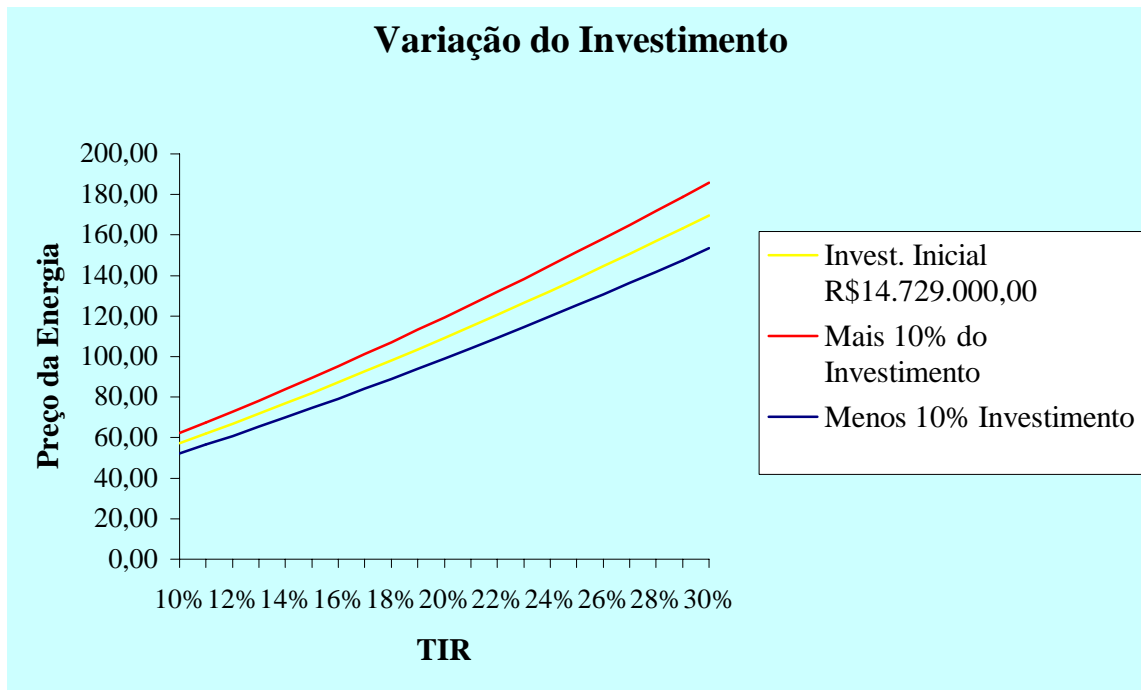


Figura 7.5 – Preço da energia elétrica x Variação do Investimento

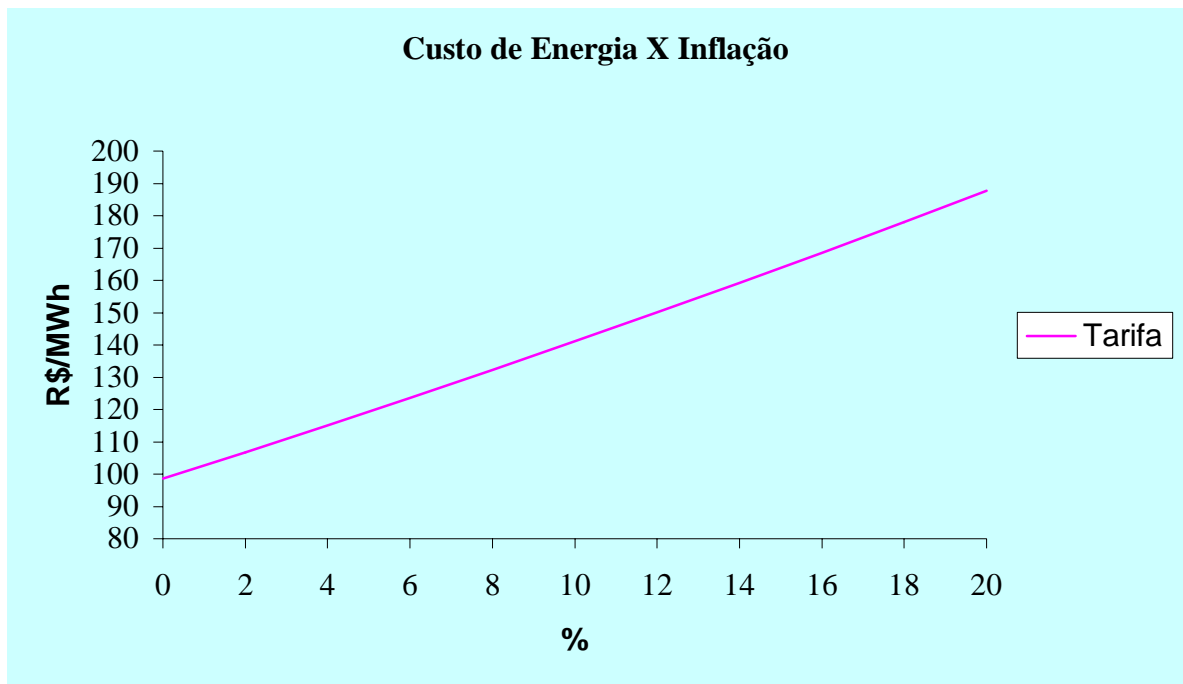


Figura 7.6 – Custo de Energia x Inflação

### 7.3.3 Análise:

A principal fonte de receita da PCH Araras será a venda de energia elétrica sob o contrato de compra de energia com prazo de 10 anos assinado com o *off taker*. As receitas provenientes da venda energia elétrica podem ser prevista com algum grau de certeza porque o acordo de compra de energia elétrica define contratualmente o preço por cada MWh de energia entregue.

Os estudos financeiros feitos, mostram através dos gráficos apresentados a condição financeira do empreendimento. As projeções do fluxo de caixa indicam o quão lucrativo se espera que o projeto seja. Essas projeções também são utilizadas para prever como se espera que a condição financeira do empreendimento se modifique ao longo de sua vida.

Se a dívida incorrida para o empreendimento estiver sujeita a uma taxa de juros flutuante, o acréscimo das taxas de juros poderá prejudicar a rentabilidade do projeto. Pensando nisso, fez-se simulações ajustando o índice de inflação como demonstrado no gráfico 7.6 Para tal simulação considerou-se a meta de inflação definida pelo Conselho Monetário Nacional que confirmou para 2004 a meta ajustada de 5,5% , e para 2005 de 4,5%. Ambas com intervalo de tolerância de mais ou menos 2,5% <sup>12</sup>.

A engenharia financeira que requer um *project finance* é intensa e bem particular a cada tipo de projeto. Essa engenharia engloba alocar os riscos e retornos entre as partes envolvidas de forma mutuamente aceitável.

Conforme comentado no capítulo 3, o grupo de ativos que constitui o projeto deve ser capaz de funcionar independente e gerar um fluxo de caixa necessário para saldar suas dívidas. Os credores requerem garantias de que o projeto será colocado em operação e de que, uma vez iniciadas as operações, o mesmo será economicamente viável.

Nesse âmbito, os valores presentes dos fluxos de caixa projetados para os anos de 1 a 10, foram calculados a uma taxa de juros de capital de 10% e uma TMA de 15%, com isso verificou-se que o preço da energia passou de R\$ 66,86 MWh para R\$ 98,54 MWh. Este reajuste no preço foi devido à preocupação de não se ter prejuízo no primeiro ano do fluxo de caixa.

No gráfico 7.5 considerou-se uma variação do investimento de  $\pm 10\%$  sem considerar a variação da taxa de juros. Pela análise deste gráfico nota-se que mesmo com a variação do

---

<sup>12</sup> Fonte Banco Central do Brasil 25/06/2003 ([www.bcb.gov.br](http://www.bcb.gov.br))

investimento para mais ou para menos o valor da tarifa é menor do quando consideramos as metas de inflação

Em qualquer empreendimento, o processo de administração do risco transforma-se no foco de preocupação, isso não é diferente quando se fala em *Project finance*. Por isso, os participantes desta modalidade de financiamento têm centrado esforços na procura de mecanismos que maximizem os sistemas de controle e minimizem os efeitos resultantes de uma exposição. Portanto, é possível observar através da análise de sensibilidade que a incerteza em relação às receitas e despesas com a venda de energia se reflete sobre a volatilidade de seu retorno, um resultado direto do comportamento dos preços da energia no mercado, quanto maior a incerteza associada a esse comportamento maior será o risco associado.

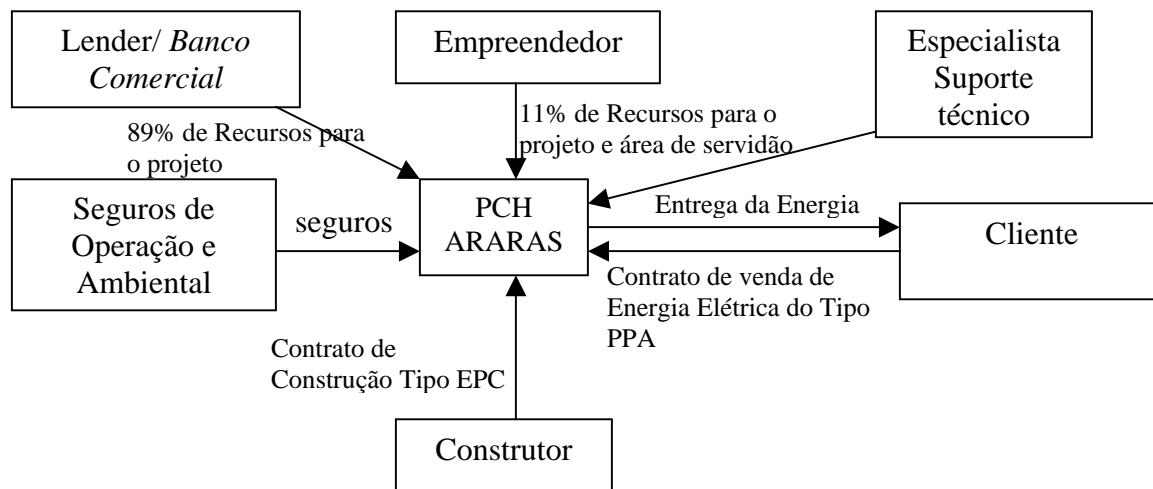
A análise do investidor permeia a relação risco–retorno esperado, sendo um maior retorno algo desejável e um maior risco algo indesejável, de forma que a diversificação do contrato deve estar atrelada ao risco-retorno, e não apenas à maximização do retorno dos investimentos (Lapponi, 1996).

A preocupação dos geradores consiste em maximizar a receita decorrente de sua atuação no mercado, a qual corresponde à diferença entre as vendas da energia e os custos fixos (investimentos e depreciação) e variáveis de operação (manutenção e administração). Neste contexto, a formatação do contrato de compra e venda para um agente de geração significa atingir a melhor decisão de formação de receita.

## 7.4 – Aplicação do Modelo

A PCH Araras tem por objetivo comercializar o total de sua energia assegurada num contrato do tipo PPA com um comprador local.

A figura a seguir mostra os participantes do *project finance*.



### 7.4.2 - Principais Contratos do Projeto:

- a) Contrato de Empréstimo de Capital: Neste contrato constará o total de empréstimo de capital de R\$ 14.129.000,00 concedido para a execução do empreendimento.
- b) Contrato de Engenharia e Construção: Será firmado um contrato de EPC para a construção da central.

A distribuição do investimento será feita da seguinte maneira:

- Capital Próprio:
  - 1º ano: 100% do estudo de viabilidade, 40% dos estudos ambientais e 70% do projeto básico;
  - 2º ano: Mais 40% dos estudos ambientais e 20% do projeto básico;
  - 3º ano: Os 20% restantes para estudos ambientais e 10% do projeto básico;
- Capital Financiado:
  - 1º ano: 20% da administração da obra e 20% da administração do escritório central, 100% de programas ambientais;

- 2º ano: 50% das obras civis, 70% dos equipamentos eletromecânicos, 40% administração da obras, 40% administração do escritório central e seguro de construção;
  - 3º ano: 50% das obras civis, 30% dos equipamentos eletromecânicos, 40% administração da obras, 40% administração do escritório central e seguro de construção;
- c) Contrato de Compra de energia: O empreendedor tem em mãos uma carta de intenção para assinatura de um contrato de compra de energia elétrica do tipo PPA, com prazo de validade de 10 anos e cláusula *take or pay* Esse contrato vai ser a fonte primária de suporte de crédito o projeto.
- d) Contrato de Seguros: foi contabilizado seguro de construção de 0,5% do investimento total e seguro operacional de 1,00% nos estudos econômicos do empreendimento.
- e) Contrato de Participação: A porcentagem de participação no empreendimento é de 89% do capital financiado pelo banco comercial e 11% de capital próprio (*equity*) do empreendedor. Esta contra-partida consiste da totalização dos desembolsos referentes ao estudo de viabilidade e área de servidão (4%), Projeto Básico (4%), estudos ambientais (3%).

### 7.4.3 - Riscos do Projeto:

- Riscos de Conclusão e de Fornecimento de Equipamentos e Força maior: esses riscos serão mitigados através do contrato de EPC.
- Risco de mercado: será atenuado através do contrato de PPA feito com o *off taker*.
- Risco Ambiental: Para este risco será feito seguro, e um acompanhamento rigoroso sobre as exigências do órgão ambiental.
- Risco de Obsolescência: Será também desconsiderado, pois se trata de um empreendimento hidrelétrico onde a tecnologia empregada está consolidada e não apresenta problema de obsolescência dentro do período de concessão. A obsolescência mais comum é dos equipamentos eletrônicos de controle e proteção que, contudo estando em condições de operação e calibrados não afetam a rentabilidade do empreendimento.

- Risco Cambial e de Moeda: Esses riscos serão desconsiderados por se tratar de um projeto que será financiado inteiramente por agentes nacionais e não necessitar de insumos importados.
- Riscos Econômico-financeiros: Os riscos econômico-financeiros são basicamente os riscos tributários e de custos de investimento e de financiamento. As formas para mitigá-los, serão através do contrato de PPA.
- Risco hidrológico na operação: Esse risco será mitigado conforme item 6.3.5.
- Estrutura jurídica do empreendimento é a mesma definida no item 6.3.3.



## ***CAPÍTULO 8 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES***

Pode-se observar, pelo exposto, que o *project finance* é uma forma de financiamento que vem ganhando importância nas estratégias de captação de recursos para empreendimentos com riscos. Isso porque esta técnica possibilita uma repartição de risco entre os agentes participantes do empreendimento e as recompensas econômicas para cada participante são proporcionais aos riscos que cada parte terá que assumir.

Neste sentido, o *project finance* aloca retornos e riscos com maior eficiência do que o financiamento convencional. Permite aos empreendedores mitigar seus riscos e obter recursos (alavancar) sem o comprometimento da estrutura financeira; e aos credores, taxas de remuneração do capital compatíveis com o risco de um projeto e não associadas à capacidade creditícia de uma empresa.

Os arranjos do *project finance* podem ser projetados de forma a alocar os riscos inerentes ao projeto entre as partes mais bem posicionadas para assumi-los, ou seja, ao menor custo. Assim, empresas de engenharia assumem os riscos da construção, os fornecedores de matérias-primas assumem o risco de fornecimento, os compradores da produção podem assumir o risco do preço do produto, e assim por diante. Tais arranjos necessitam de um ambiente onde contratos sejam instrumentos confiáveis e respeitados, pois neles baseiam-se todas as garantias de divisão de riscos e responsabilidades.

Neste trabalho apresentou-se uma proposta de um modelo de *project finance* para alavancagem de empreendimento de pequeno porte. Esse modelo torna-se interessante, pois, pode vir a minimizar as desconfianças e difundir esse tipo de financiamento para alavancagem de empreendimento de pequeno porte no Brasil. À medida que as experiências vão se somando, ainda que em passos lentos, investidores e empreendedores vão sendo motivados a dar maior atenção a essa forma de financiamento.

De acordo com as literaturas existentes, o *project finance* envolve custos de transação mais altos do que o financiamento convencional. Os custos mais elevados são especialmente associados a customização dos arranjos de financiamento do projeto. Em consequência, apenas projetos comparativamente grandes são financiados com base em projeto; seu porte lhe permite a geração de benefícios suficientes para compensar as despesas necessárias. Devido a esse fato procurou-se identificar as principais características dessa modalidade de financiamento bem

como os riscos inerentes a tal atividade de uma forma abrangente, mas que facilitassem a compreensão e entendimento dos principais fatores geradores de risco. Com isso o modelo proposto mostrou-se factível, com a possibilidade de uma melhor administração dos riscos envolvidos a menores custos, pois em se tratando de um pequeno empreendimento pode-se formar uma equipe menor para administração do projeto e com isso diminuir a customização dos arranjos do financiamento.

Percebeu-se a dificuldade de identificar e modelar os riscos do setor elétrico brasileiro devido ao fato que este estar passando por uma fase lenta de re-adequações, visando corrigir erros e permitir seu pleno desenvolvimento. Pode-se dizer que, provavelmente, o risco mais importante identificado até o momento de conclusão deste trabalho é o institucional<sup>13</sup>, devido à alta probabilidade de mudanças em pontos importantes do setor, tais como, o modelo de formação de preços por oferta e a redefinição dos submercados. Uma forma para mitigar esses riscos e o acompanhamento de mudanças institucionais, através, por exemplo, do contato e participação em associações representativas dos agentes. Deve-se acompanhar as regras de intervenção do Estado no mercado, pois como há atividades do setor realizadas mediante concessão, sempre haverá algum tipo de intervenção do Estado no mercado quando houver algum desequilíbrio. É obrigação do Estado estar presente, posto que a energia elétrica tem caráter de serviço público (transmissão e distribuição) e de uso de bem público (geração hidrelétrica).

O modelo proposto apresentou, no estudo de caso, resultados que podem ser considerados satisfatórios para os agentes envolvidos, sendo: (i) preço de venda de energia aceitável para o comprador da produção, e (ii) bom retorno esperado para o vendedor (ofertante) do contrato, o que o habilita a figurar como um importante indutor da expansão da oferta de energia elétrica no Brasil.

Os benefícios decorrentes da utilização do *project finance* são realizados apenas após uma análise cuidadosa e uma habilidosa engenharia financeira para os grandes empreendimentos e uma análise simplificada mas não menos cuidadosa para os pequenos empreendimentos.

---

<sup>13</sup> Quanto aos riscos institucionais referentes à política setorial pode-se citar:

- a falha no planejamento energético de longo prazo: no Brasil a falta de uma política setorial bem estruturada tem contribuído para desbalanços entre oferta e demanda, por não fornecer os incentivos adequados para a entrada de novos agentes;
- as falhas no funcionamento dos diversos órgãos que interferem no setor
- estabelecimento de compras compulsórias. Por exemplo: a Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, que dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa).

Com base nas informações apresentadas neste trabalho, pode-se concluir que, a modalidade de *project finance* pode ser usada para alavancagem de pequenos empreendimentos, desde de que o contrato de compra e venda de energia de longo prazo seja a garantia de pagamento assumida pela SPE. Deve-se salientar também que esse tipo de contrato não é fácil de ser concretizado, principalmente no tocante ao preço da energia elétrica no longo prazo, por isso alguma forma de garantia de compra de energia necessitaria ser estabelecida ou uma mudança de postura dos envolvidos no que concerne ao cumprimento integral das cláusulas contratuais.

Como linhas de pesquisa complementares a este trabalho faz-se as seguintes recomendações:

- Estudo de mercado com vistas à absorção do modelo proposto;
- Dimensionamento efetivo do risco considerando o novo modelo;
- Dimensionamento dos custos do novo modelo sobre o investimento em relação ao modelo tradicional de *project finance*.

## ***REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS***

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL.** Legislação Básica do Setor Elétrico. Brasília, 2002. 2v.il.

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL.** Resolução nº 264 13 de agosto de 1998. Estabelece as condições para contratação de energia elétrica por consumidores livres. Diretor: José Mário Miranda Abdo. **Diário Oficial da União**, Brasília, 14 de agosto de 1998.

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL.** Resolução nº 394 de 04 de dezembro de 1998. Estabelece os critérios para o enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de Pequenas Centrais Hidrelétricas. Diretor: Afonso Henriques Moreira Santos. **Diário Oficial da União, Brasília**, 7 de dezembro de 1998.

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL.** Resolução nº 395 de 04 de dezembro de 1998. Estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação de estudos de viabilidade e projeto básico de empreendimentos de geração hidrelétrica, assim como da autorização para exploração de centrais hidrelétricas até 30 MW e dá outras providências. Diretor: Afonso Henriques Moreira Santos. **Diário Oficial da União, Brasília**, 7 de dezembro de 1998.

**ALMEIDA, Roberto Alves.** **Aplicação do Algoritmo Genético ao Dimensionamento de Sistemas de Cogeração Industrial no Brasil: O Caso de uma Refinaria de Petróleo.** Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1998.

\_\_\_\_\_ Decreto-lei nº 24.643 de 10 de julho de 1934. Decreta o Código de Águas. **Diário Oficial da União**, Rio de Janeiro, 2 de fevereiro de 1935.

\_\_\_\_\_ Decreto-lei nº 1.872 21 de maio de 1981. Dispõe sobre a aquisição, pelos concessionários, de energia elétrica excedente gerada por autoprodutores, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 22 de maio de 1981.

\_\_\_\_\_ Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976. Dispõe sobre as sociedades por ações. **Diário Oficial da União**, Brasília, 17 de dezembro de 1976.

\_\_\_\_\_ Lei nº 8.031 de 12 de abril de 1990. Cria o Programa de Desestatização, e dá outras providências. **Diário Oficial da União, Brasília**, 13 de abril de 1990.

\_\_\_\_\_ Lei nº 8.631 de 04 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis de tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 5 de março de 1993.

\_\_\_\_\_ Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 14 de fevereiro de 1995.

\_\_\_\_\_ Lei nº 9.074 de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações de concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília 08 de julho de 1995.

\_\_\_\_\_ Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 27 de dezembro de 1996.

\_\_\_\_\_ Lei nº 9.457 de 05 de maio de 1997. Altera dispositivos da lei 6.404, de 15 de dezembro de 1976, que dispõe sobre as sociedades por ações e da lei 6.385, de 7 de dezembro de 1976, que dispõe sobre o mercado de valores mobiliários e cria a comissão de valores mobiliários. **Diário Oficial da União**, Brasília, 06 de maio de 1997.

\_\_\_\_\_ Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 28 de maio de 1998.

\_\_\_\_\_ Decreto nº 5.407 de 27 de dezembro de 1904. Analisa o aproveitamento da força hidráulica para transformação em energia elétrica aplicada a serviços federais. **Diário Oficial da União**, Rio de Janeiro, 28 de Dezembro de 1904.

\_\_\_\_\_ Decreto nº 3.708 de 10 de janeiro de 1919. Regula a constituição de sociedades por quotas, de responsabilidade limitada. **Diário Oficial da União**. Rio de Janeiro, 15 de janeiro de 1919.

\_\_\_\_\_ Decreto nº 3.835 de 28 de março de 1925. Determina que a geração e a distribuição de energia elétrica, luz e força motriz, ficariam diretamente subordinada à Secretaria do Estado dos Negócios da Agricultura, Comércio e Obras públicas. **Diário Oficial da União**, Brasília, 29 de março de 1925.

\_\_\_\_\_ Decreto nº 1.009 de 22 de dezembro de 1993. Cria o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (Sintrel), e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 23 de dezembro de 1993.

\_\_\_\_\_ Decreto nº 2.003 de 10 de dezembro de 1996. Regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 11 de dezembro de 1996.

\_\_\_\_\_ Decreto nº 2.655 de 2 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 3 de julho de 1998.

\_\_\_\_\_ Artigo nº 175 da Constituição Federal. Atribui responsabilidade ao poder público, na forma da lei, pela prestação de serviços públicos, diretamente ou sob redime de concessão ou permissão. **Constituição Federal do Brasil, 1998**

\_\_\_\_\_ Artigo nº 176 da Constituição Federal. Define as condições para o aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica e para a pesquisa e a lavra de recursos minerais, bem como dispensa a autorização ou concessão para o aproveitamento do potencial de energia renovável de capacidade reduzida. **Constituição Federal do Brasil, 1998.**

\_\_\_\_\_ Medida Provisória nº 29 de 07 de fevereiro de 2002. Dispõe sobre a autorização para a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, pessoa jurídica de direito privado, e da outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 08 de fevereiro de 2002.

\_\_\_\_\_ Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. **Relatório de progresso nº2**. Disponível em:  
<<http://www.energiabrasil.gov.br/setframe.asp?Mercado=revitalizacao&Pagina=revitalizacao.asp>  
> Acesso em: 14 de maio 2002.

**BESSADA, Octávio. O Mercado de Derivativos Financeiros**, Rio de Janeiro, Record Ed. 2000.

**BIGNOTTO, Edson Costa. Comunicação do Risco Financeiro e Perspectivas de Aplicação do VAR na Agroindústria**, Resenha BM&F n. 141. São Paulo, 1999.

**BORGES, Luiz Ferreira Xavier. Project Finance e infra-estrutura: Descrição e Críticas**. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v. 5, n. 9, p. 105-122, jun 1998.

**BORGES, L. F. X. “Covenants: Instrumentos de Garantia em Project Finance”** Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v. 6, n. 11, p. 117-136, jun 1999.

**BORGES, L. F.X, et all. “Project Finance: Considerações sobre aplicação em Infra-Estrutura no Brasil”** Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v. 9, n 18, p. 241, dez 2002.

**BORTONI, Edson da Costa. Planejamento de Sistemas Elétricos Regionais Considerando a Contribuição da Geração Descentralizada**. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1993.

**CASTRO**, Nivaldo José. “**As Duas crises do setor elétrico brasileiro: a criação de energia nova**”. Rio de Janeiro, IFE nº 1.091. Instituto de Economia - UFRJ, 14 de abril de 2003.

**ELETROBRÁS, DNAEE. Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas**, Rio de Janeiro. 1982.

**ENERGY SUMMIT 2003. International Business Communications – IBC**. Sheraton Rio Hotel & Towers. Rio de Janeiro, 29 e 30 de julho de 2003.

**FINNERTY, J. D. Project Finance: Engenharia Baseada em Ativos**. Tradução de: Bazán Tecnologia e Linguística, Carlos Henrique *Trieschmann*. Supervisão de: Eduardo Fortuna. Rio de Janeiro: Qualitymark Ed., 1998. 376 p.

**HIRSCHFELD, Henrique. Engenharia Econômica e Análise de Custos**. 5. ed. São Paulo: Atlas, 1992.

**JORION, P. Value at Risk: a nova fonte de referência para o controle do risco de mercado**. São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuros, 1998. 306 p.

**LAPPONI, Juan Carlos. Avaliação de Projetos de Investimento: Modelos em EXCEL**. São Paulo: Laponi Treinamento e Editora Ltda, 1996.

**LOPES, Marcelo José Cavalcanti. Dispositivos e Condições Contratuais que dão suporte a um financiamento de longo prazo, Modalidade *project finance*, para projetos termoelétricos a gás natural no Brasil**. Dissertação de mestrado. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003.

**MANFREDO, M. R. and LEUTHOLD, R. M. Agricultural Application of Value at Risk analysis: A perspective. Urbana-Champaign: Working paper of the University of Illinois**, 1998.

**MARTINS, André Ramon S. PALLETA, José W. GAMA, Paulo H. R. P. RIBEIRO, Vantuil J. Opções de Compra de energia Elétrica por Consumidores Livres Através dos Novos Agentes**. Cenários, São Paulo. Agosto 1999.

**MOREIRA, H. C. “Project Finance”**. Revista do BNDES, Rio de Janeiro. Outubro 1999.



**PISTONESE, H.**, Seminário “**O Setor Energético na América Latina**”, Caderno de Energia nº 4, Rio de Janeiro, 1994.

**RAVAZI, Hossein.** *Financing Energy Projects in Emerging Economies* Penn Well, 1996, page 14 (Tradução própria)

**ROSA, L. P.** **Ética: Uma Externalidade Ignorada – Algumas Conseqüências no Setor Elétrico**, Revista Brasileira de Energia, v.4 nº1. 1995.

**SANTOS, Afonso H. M., VIEIRA, Daniela C., KRAUSE, Gilson G., Avaliação e Mitigação de Riscos nos Novos Mercados Energéticos.** Artigo, 1997.

**SOUZA, Zulcy de; FUCHS, R.D.; SANTOS, A H.M., Centrais Hidro e Termelétricas**, São Paulo, 1983

**SOUZA, Zulcy, SANTOS, Afonso, H. M., BORTONI, Edson C., Estudo para Implantação de Centrais Hidrelétricas.** Rio de Janeiro: Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobrás, 1999.

**TAMAROZI, Rodrigo.** **Identificação, modelagem e mitigação de riscos em Operações de comercialização de energia elétrica no Mercado brasileiro.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Paraná. Curitiba 2003.

**VIEIRA, Daniela Calazans, KRAUSE, Gilson Galvão, JUNIOR, Helder Q. Pinto e SILVEIRA, Joyce Perin.** *Project Finance* – ANP, nota técnica. n. 008. ago 1999.

***ANEXOS***



**CERNE - Centro de Estudos sobre Recursos Naturais e Energia**  
**Planilha para cálculo do valor econômico da PCH**  
**Consultoria PNUD/MME**  
**Consultor: Prof. Edson da Costa Bortoni**  
**Atualizada em 24 de abril de 2003**

### Metodologia

A metodologia adotada para o cálculo do valor econômico da tecnologia relativa à pequena central hidrelétrica é descrita em relatório específico. Resumindo, adotou-se custos unitários, percentuais de investimento e custos operacionais de manutenção baseados em um conjunto de projetos disponíveis na ANEEL.

Foram desenvolvidas duas planilhas, sendo que uma (Planilha 1) tem caráter meramente econômico, não considerando alavancagem, mas considerando a incidência de impostos. A planilha 2 tem caráter financeiro considerando uma alavancagem típica, além dos impostos.

### Planilha 1

Dados - Caso Base		
TIR		12,00%
Horizonte do Estudo	Anos	30
Período de Construção	Meses	24
Comissionamento	Todas as unidades	24
Potencia instalada	MW	5,15
Fator de capacidade		74%
Fator de disponibilidade		95%
Energia unitária	MW-médio	4,9
Energia média anual (assegurada)	MWh/ano	42924
Perdas de transporte	Desconsiderado (Barra do gerador)	0%
Preço mínimo de venda de energia	10 anos contrato de PPA	66,86
Investimento total	R\$	14729000
Taxa de conversão	R\$/US\$ Cotação em 11/06/2003	2,86
Custo unitário	US\$/kW	1000

<b>Composição do investimento</b>		
	Estudos de viabilidade e área de servidao	4,00%
	Estudos ambientais	3,00%
	Projeto básico	4,00%
	Obras civis	45,00%
	Equip. eletromecânicos	38,50%
	Administração da obra	2,00%
	Administração do escritório central	2,00%
	Seguro de construção	0,50%
	Programas ambientais	1,00%

Depreciação (anos)	Obras civis	50
	Equipamentos eletromecânicos	40

<b>Despesas diferidas</b>		
Despesas pré-operacionais (amortizáveis)		12,5%
Diferimento de despesas pré-operacionais	Anos	5
Despesas com operação e manutenção	R\$/MWh	7

<b>Encargos</b>		
Taxa de fiscalização da ANEEL		0,50%
Seguro operacional (% do ativo não depreciado)		1,00%
Impostos	PIS	1,65%
	COFINS	3,00%
	CPMF	0,38%
	IR ATÉ 20 MIL REAIS	15,00%
	IR ACIMA DE 20 MIL REAIS	10,00%
	CSSL	8,00%

Fluxo de caixa	VP	1	2
Receita Bruta		2.869.851	2.869.851
	23.117.176	2.562.367	2.287.827
Depreciação Total (Proj+Obras civis+Eletromec)		286.111	286.111
Amortização total		368.225	368.225
Depreciação e Amortização do Diferido		654.336	654.336
Valor residual final	143.677		
Taxa de fiscalização		14.349	14.349
Valor presente da taxa de fiscalização	115.586	12.812	11.439
Seguro		122.987	122.987
Valor presente do seguro	990.684	109.810	98.045
DESP O&M		300.468	300.468
Valor presente da despesa O&M	2.420.325	268.275	239.531
Despesas operacionais		1.092.140	1.092.140
PIS		29.332	29.332
Valor presente do PIS	263.316	26.189	23.383
Cofins		86.096	86.096
Valor presente da COFINS	693.515	76.871	68.635
CPMF		10.905	10.905
Valor presente da CPMF	87.845	9.737	8.694
Lucro operacional		1.651.377	1.651.377
CSSL		132.110	132.110
Valor presente da CSSL	1.193.109	117.956	105.317
LLAIR (Lucro Líquido Antes do IR)		1.519.267	1.519.267
Valor presente LLAIR	13.720.752	1.356.489	1.211.150
Ajuste o LLAIR		1.519.267	1.519.267
IR		152.927	152.927
Valor presente do IR	1.380.130	136.542	121.912

3	4	5	6	7	8	9	10	11
2.869.851	2.869.851	2.869.851	2.869.851	2.869.851	2.869.851	2.869.851	2.869.851	2.869.851
2.042.703	1.823.842	1.628.430	1.453.956	1.298.175	1.159.085	1.034.897	924.015	825.014
286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111
368.225	368.225	368.225						
654.336	654.336	654.336	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111
14.349	14.349	14.349	14.349	14.349	14.349	14.349	14.349	14.349
10.214	9.119	8.142	7.270	6.491	5.795	5.174	4.620	4.125
122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987
87.540	78.161	69.786	62.309	55.633	49.672	44.350	39.599	35.356
300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468
213.867	190.953	170.494	152.226	135.916	121.354	108.352	96.743	86.377
1.092.140	1.092.140	1.092.140	723.915	723.915	723.915	723.915	723.915	723.915
29.332	29.332	29.332	35.408	35.408	35.408	35.408	35.408	35.408
20.878	18.641	16.644	17.939	16.017	14.301	12.768	11.400	10.179
86.096	86.096	86.096	86.096	86.096	86.096	86.096	86.096	86.096
61.281	54.715	48.853	43.619	38.945	34.773	31.047	27.720	24.750
10.905	10.905	10.905	10.905	10.905	10.905	10.905	10.905	10.905
7.762	6.931	6.188	5.525	4.933	4.405	3.933	3.511	3.135
1.651.377	1.651.377	1.651.377	2.013.527	2.013.527	2.013.527	2.013.527	2.013.527	2.013.527
132.110	132.110	132.110	161.082	161.082	161.082	161.082	161.082	161.082
94.033	83.958	74.963	81.609	72.865	65.058	58.088	51.864	46.307
1.519.267	1.519.267	1.519.267	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445
1.081.384	965.522	862.073	938.506	837.952	748.171	668.010	596.438	532.534
1.519.267	1.519.267	1.519.267	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445
152.927	152.927	152.927	186.244	186.244	186.244	186.244	186.244	186.244
108.850	97.188	86.775	94.357	84.248	75.221	67.162	59.966	53.541

12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2.869.851	2.869.851	2.869.851	2.869.851	2.869.851	2.869.851	2.869.851	2.869.851	2.869.851	2.869.851
736.619	657.696	587.228	524.311	468.135	417.978	373.194	333.209	297.508	265.632
286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111
286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111
14.349	14.349	14.349	14.349	14.349	14.349	14.349	14.349	14.349	14.349
3.683	3.288	2.936	2.622	2.341	2.090	1.866	1.666	1.488	1.328
122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987
31.568	28.185	25.166	22.469	20.062	17.912	15.993	14.280	12.750	11.384
300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468
77.123	68.860	61.482	54.894	49.013	43.761	39.073	34.886	31.149	27.811
723.915	723.915	723.915	723.915	723.915	723.915	723.915	723.915	723.915	723.915
35.408	35.408	35.408	35.408	35.408	35.408	35.408	35.408	35.408	35.408
9.088	8.115	7.245	6.469	5.776	5.157	4.604	4.111	3.671	3.277
86.096	86.096	86.096	86.096	86.096	86.096	86.096	86.096	86.096	86.096
22.099	19.731	17.617	15.729	14.044	12.539	11.196	9.996	8.925	7.969
10.905	10.905	10.905	10.905	10.905	10.905	10.905	10.905	10.905	10.905
2.799	2.499	2.231	1.992	1.779	1.588	1.418	1.266	1.131	1.009
2.013.527	2.013.527	2.013.527	2.013.527	2.013.527	2.013.527	2.013.527	2.013.527	2.013.527	2.013.527
161.082	161.082	161.082	161.082	161.082	161.082	161.082	161.082	161.082	161.082
41.346	36.916	32.961	29.429	26.276	23.461	20.947	18.703	16.699	14.910
1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445
475.476	424.532	379.047	338.435	302.174	269.798	240.891	215.081	192.037	171.462
1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445
186.244	186.244	186.244	186.244	186.244	186.244	186.244	186.244	186.244	186.244
47.804	42.682	38.109	34.026	30.381	27.125	24.219	21.624	19.307	17.239

22	23	24	25	26	27	28	29	30
2.869.851	2.869.851	2.869.851	2.869.851	2.869.851	2.869.851	2.869.851	2.869.851	2.869.851
237.172	211.760	189.072	168.814	150.727	134.578	120.159	107.284	95.790
286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111
286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111
								4.304.550
14.349	14.349	14.349	14.349	14.349	14.349	14.349	14.349	14.349
1.186	1.059	945	844	754	673	601	536	479
122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987
10.164	9.075	8.103	7.235	6.459	5.767	5.149	4.598	4.105
300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468
24.831	22.171	19.795	17.675	15.781	14.090	12.580	11.232	10.029
723.915	723.915	723.915	723.915	723.915	723.915	723.915	723.915	723.915
35.408	35.408	35.408	35.408	35.408	35.408	35.408	35.408	35.408
2.926	2.613	2.333	2.083	1.860	1.660	1.483	1.324	1.182
86.096	86.096	86.096	86.096	86.096	86.096	86.096	86.096	86.096
7.115	6.353	5.672	5.064	4.522	4.037	3.605	3.219	2.874
10.905	10.905	10.905	10.905	10.905	10.905	10.905	10.905	10.905
901	805	718	641	573	511	457	408	364
2.013.527	2.013.527	2.013.527	2.013.527	2.013.527	2.013.527	2.013.527	2.013.527	2.013.527
161.082	161.082	161.082	161.082	161.082	161.082	161.082	161.082	161.082
13.312	11.886	10.612	9.475	8.460	7.554	6.744	6.022	5.377
1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445
153.091	136.688	122.043	108.967	97.292	86.868	77.560	69.250	61.831
1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445	1.852.445
186.244	186.244	186.244	186.244	186.244	186.244	186.244	186.244	186.244
15.392	13.743	12.270	10.956	9.782	8.734	7.798	6.962	6.216



	-2	-1	0	
				<b>Distribuição anual dos investimentos</b>
				<b>Valor presente</b>
	589.160			739.042
	176.748	176.748	88.374	508.044
	412.412	117.832	58.916	708.217
		3.314.025	3.314.025	7.025.733
		3.969.466	1.701.200	6.147.001
	58.916	117.832	117.832	323.708
	58.916	117.832	117.832	323.708
		73.645	73.645	156.127
	147.290			184.761
<b>Subtotal</b>	1.296.152	7.887.380	5.471.824	16.116.342
<b>Valores Auxiliares</b>		8.652.638	6.002.717	

<b>FLUXO DE CAIXA - Valor presente</b>	
Receita bruta	23.117.176
Despesas	7.144.511
Investimento	16.116.342
Valor residual	143.677
<b>Valor Presente Líquido</b>	<b>0</b>
<b>Resultados</b>	
Valor Econômico da Tecnologia	66,86
Taxa Interna de Retorno	12%



**CERNE - Centro de Estudos sobre Recursos Naturais e Energia**

**Planilha para cálculo do valor econômico da PCH**

**Consultoria PNUD/MME**

**Consultor: Prof. Edson da Costa Bortoni**

**Atualizada em 24 de abril de 2003**

### Metodologia

A metodologia adotada para o cálculo do valor econômico da tecnologia relativa à pequena central hidrelétrica é descrita em relatório específico. Resumindo, adotou-se custos unitários, percentuais de investimento e custos operacionais de manutenção baseados em um conjunto de projetos disponíveis na ANEEL.

Foram desenvolvidas duas planilhas, sendo que uma (Planilha 1) tem caráter meramente econômico, não considerando alavancagem, mas considerando a incidência de impostos. A planilha 2 tem caráter financeiro considerando uma alavancagem típica, além dos impostos.

### Planilha 2

TMA		15,00%
Horizonte do Estudo	Anos	30
Período de Construção	Meses	24
Comissionamento	Todas as unidades	24
Potencia instalada	MW	5,15
Fator de capacidade		74%
Fator de disponibilidade		95%
Energia média anual (assegurada)	MW-médio	4,9
Energia gerada	MWh/ano	42924
Perdas de transporte	Desconsiderado (Barra do gerador)	0%
Preço mínimo de venda de energia	10 anos contrato de PPA	98,54
Investimento total	R\$	14729000
Taxa de conversão	R\$/US\$ Cotação em 11/06/2003	2,86
Custo unitário	US\$/kW	1000

<b>Composição do investimento</b>		
	Estudos de viabilidade e área de servidão	4,00%
	Estudos ambientais	3,00%
	Projeto básico	4,00%
	Obras civis	45,00%
	Equip. eletromecânicos	38,50%
	Administração da obra	2,00%
	Administração do escritório central	2,00%
	Seguro de construção	0,50%
	Programas ambientais	1,00%
Depreciação (anos)	Obras civis	50
	Equipamentos eletromecânicos	40

<b>Outros Custos</b>		
Despesas pré-operacionais (amortizáveis)		0,125
Diferimento de despesas pré-operacionais	Anos	5
Despesas com operação e manutenção	R\$/MWh	7
<b>Encargos</b>		
Taxa de fiscalização da ANEEL		0,5%
Seguro operacional (% do ativo não depreciado)		1,0%
Impostos	PIS	1,7%
	COFINS	3,0%
	CPMF	0,4%
	IR ATÉ 20 MIL REAIS	15,0%
	IR ACIMA DE 20 MIL REAIS	10,0%
	CSSL	8,0%
Financiamento		89%
	Padrão BNDES	131088,1
	Juros reais(sem inflação)a.a.	10%
	Carência após a operação(meses)	0
	Amortização (anos)	10
	Sistema de amortização	sac
	Capitaliza JDC	não

Período Considerado (anos)		1	2
Receita bruta		4.229.577	4.229.577
Valor presente receita bruta	27.771.316	3.677.893	3.198.168
Pagamento do Empréstimo (juros + amortização)		2.776.553	2.637.725
Valor presente pagamento empréstimo	11.577.656	2.414.394	1.994.499
Depreciação Total (Proj+Obras civis+Eletromec)		286.111	286.111
Amortização total		368.225	368.225
Depreciação e amortização do diferido		654.336	654.336
Valor residual final	65.012		
Taxa de fiscalização		21.148	21.148
Valor presente da taxa de fiscalização	138.857	18.389	15.991
Seguro		122.987	122.987
Valor presente do seguro	807.531	106.945	92.996
DESP O&M		300.468	300.468
Valor presente da despesa de O&M	1.972.867	261.277	227.197
Despesas operacionais		1.098.939	1.098.939
PIS		51.656	51.656
Valor presente do PIS	358.695	44.918	39.059
COFINS		44.918	126.887
Valor presente do COFINS	748.961	39.059	95.945
CPMF		16.072	16.072
Valor presente da CPMF	105.531	13.976	12.153
Lucro Operacional		3.017.992	2.936.023
CSSL		241.439	234.882
Valor presente da CSSL	1.642.074	209.947	177.604
LLAIR (Lucro Líquido Antes do IR)		0	63.416
Ajuste o LLAIR		0	63.416
IR		1.000	7.342
Valor presente do IR	737.186	870	5.551

3	4	5	6	7	8	9
4.229.577	4.229.577	4.229.577	4.229.577	4.229.577	4.229.577	4.229.577
2.781.015	2.418.274	2.102.847	1.828.563	1.590.055	1.382.656	1.202.310
2.498.898	2.360.070	2.221.242	2.082.415	1.943.587	1.804.759	1.665.932
1.643.066	1.349.378	1.104.350	900.285	730.666	589.979	473.562
286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111
368.225	368.225	368.225				
654.336	654.336	654.336	286.111	286.111	286.111	286.111
21.148	21.148	21.148	21.148	21.148	21.148	21.148
13.905	12.091	10.514	9.143	7.950	6.913	6.012
122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987
80.866	70.318	61.146	53.171	46.235	40.205	34.961
300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468
197.563	171.794	149.386	129.901	112.957	98.224	85.412
1.098.939	1.098.939	1.098.939	730.714	730.714	730.714	730.714
51.656	51.656	51.656	57.731	57.731	57.731	57.731
33.964	29.534	25.682	24.959	21.703	18.872	16.411
126.887	126.887	126.887	126.887	126.887	126.887	126.887
83.430	72.548	63.085	54.857	47.702	41.480	36.069
16.072	16.072	16.072	16.072	16.072	16.072	16.072
10.568	9.189	7.991	6.949	6.042	5.254	4.569
2.936.023	2.936.023	2.936.023	3.298.172	3.298.172	3.298.172	3.298.172
234.882	234.882	234.882	263.854	263.854	263.854	263.854
154.439	134.294	116.778	114.071	99.192	86.254	75.004
202.243	341.071	479.899	951.904	1.090.731	1.229.559	1.368.387
202.243	341.071	479.899	951.904	1.090.731	1.229.559	1.368.387
21.224	35.107	48.990	96.190	110.073	123.956	137.839
13.955	20.073	24.357	41.586	41.381	40.521	39.182

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
4.229.577	4.229.577	4.229.577	4.229.577	4.229.577	4.229.577	4.229.577	4.229.577	4.229.577	4.229.577	4.229.577
1.045.487	909.119	790.538	687.424	597.760	519.792	451.993	393.037	341.771	297.193	258.428
1.527.104										
377.477	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111
286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111
					8.596.213					
21.148	21.148	21.148	21.148	21.148	21.148	21.148	21.148	21.148	21.148	21.148
5.227	4.546	3.953	3.437	2.989	2.599	2.260	1.965	1.709	1.486	1.292
122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987
30.401	26.435	22.987	19.989	17.382	15.114	13.143	11.429	9.938	8.642	7.515
300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468
74.271	64.584	56.160	48.834	42.465	36.926	32.109	27.921	24.279	21.112	18.359
730.714	730.714	730.714	730.714	730.714	730.714	730.714	730.714	730.714	730.714	730.714
57.731	57.731	57.731	57.731	57.731	57.731	57.731	57.731	57.731	57.731	57.731
14.270	12.409	10.790	9.383	8.159	7.095	6.169	5.365	4.665	4.057	3.527
126.887	126.887	126.887	126.887	126.887	126.887	6.169	126.887	126.887	126.887	126.887
31.365	27.274	23.716	20.623	17.933	15.594	659	11.791	10.253	8.916	7.753
16.072	16.072	16.072	16.072	16.072	16.072	16.072	16.072	16.072	16.072	16.072
3.973	3.455	3.004	2.612	2.271	1.975	1.718	1.494	1.299	1.129	982
3.298.172	3.298.172	3.298.172	3.298.172	3.298.172	3.298.172	3.418.890	3.298.172	3.298.172	3.298.172	3.298.172
263.854	263.854	263.854	263.854	263.854	263.854	273.511	263.854	263.854	263.854	263.854
65.221	56.714	49.316	42.884	37.290	32.426	29.229	24.519	21.321	18.540	16.122
1.507.214	3.034.318	3.034.318	3.034.318	3.034.318	3.034.318	3.145.379	3.034.318	3.034.318	3.034.318	3.034.318
1.507.214	3.034.318	3.034.318	3.034.318	3.034.318	3.034.318	3.145.379	3.034.318	3.034.318	3.034.318	3.034.318
151.721	304.432	304.432	304.432	304.432	304.432	315.538	304.432	304.432	304.432	304.432
37.503	65.436	56.900	49.479	43.025	37.413	33.720	28.290	24.600	21.391	18.601

21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
4.229.577	4.229.577	4.229.577	4.229.577	4.229.577	4.229.577	4.229.577	4.229.577	4.229.577	4.229.577
224.720	195.409	169.921	147.757	128.485	111.726	97.153	84.481	73.461	63.880
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111
286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111	286.111
									4.304.550
21.148	21.148	21.148	21.148	21.148	21.148	21.148	21.148	21.148	21.148
1.124	977	850	739	642	559	486	422	367	319
122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987	122.987
6.534	5.682	4.941	4.296	3.736	3.249	2.825	2.457	2.136	1.857
300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468	300.468
15.964	13.882	12.071	10.497	9.128	7.937	6.902	6.001	5.219	4.538
730.714	730.714	730.714	730.714	730.714	730.714	730.714	730.714	730.714	730.714
57.731	57.731	57.731	57.731	57.731	57.731	57.731	57.731	57.731	57.731
3.067	2.667	2.319	2.017	1.754	1.525	1.326	1.153	1.003	872
126.887	126.887	126.887	126.887	126.887	126.887	126.887	126.887	126.887	126.887
6.742	5.862	5.098	4.433	3.855	3.352	2.915	2.534	2.204	1.916
16.072	16.072	16.072	16.072	16.072	16.072	16.072	16.072	16.072	16.072
854	743	646	561	488	425	369	321	279	243
3.298.172	3.298.172	3.298.172	3.298.172	3.298.172	3.298.172	3.298.172	3.298.172	3.298.172	3.298.172
263.854	263.854	263.854	263.854	263.854	263.854	263.854	263.854	263.854	263.854
14.019	12.190	10.600	9.218	8.015	6.970	6.061	5.270	4.583	3.985
3.034.318	3.034.318	3.034.318	3.034.318	3.034.318	3.034.318	3.034.318	3.034.318	3.034.318	3.034.318
3.034.318	3.034.318	3.034.318	3.034.318	3.034.318	3.034.318	3.034.318	3.034.318	3.034.318	3.034.318
304.432	304.432	304.432	304.432	304.432	304.432	304.432	304.432	304.432	304.432
16.175	14.065	12.230	10.635	9.248	8.042	6.993	6.081	5.288	4.598

				-2	-1	0	VP	
<b>Capital Financiado</b>				13108810		7739545,5	5369264,515	13.882.765
<b>Capital Próprio</b>				1620190	157988,6766	863295,27	598906,0547	1.800.636

	-2	-1	0
<b>Distribuição anual dos investimentos</b>			
Estudos de viabilidade	589.160		
Estudos ambientais	176.748	176.748	88.374
Projeto básico	412.412	117.832	58.916
Obras civis	0	3.314.025	3.314.025
Equip. eletromecânicos	0	3.969.466	1.701.200
Administração da obra	58.916	117.832	117.832
Administração do escritório central	58.916	117.832	117.832
Seguro de construção	0	73.645	73.645
Programas ambientais	147.290		
<b>Total</b>	<b>1443442</b>	<b>7887379,5</b>	<b>5471823,5</b>
		8739599	6063046

<b>Financiamento</b>		89%
	Padrão BNDES	131088,1
	Juros reais(sem inflação)a.a.	10,0%
	Carência após a operação(meses)	0
	Amortização (anos)	10
	Sistema de amortização	sac
	Capitaliza JDC	não

<b>FLUXO DE CAIXA - Valor presente</b>	
Receita bruta	27.771.316
Despesas	6.511.702
Capital financiado	11.577.656
Capital Próprio	1.800.636
Valor Presente Residual	65.012
<b>Valor Presente Líquido</b>	<b>7.946.334</b>
<b>Resultados</b>	
Valor Econômico da Tecnologia	98,54
Juros sobre capital próprio	15,0%