



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 em
Engenharia da Energia**

***TEORIA DO PORTFÓLIO APLICADA A PEQUENAS
CENTRAIS HIDRELÉTRICAS***

PAULO ROBERTO FERREIRA DE MOURA BASTOS

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia da Energia.

Orientador: Prof. EDSON DA COSTA BORTONI, D. Sc.
Coorientador: Prof. AFONSO HENRIQUES M. SANTOS, D. Sc.

Itajubá, Dezembro de 2002

REFLEXÕES

“Nem sempre sou igual no que digo e escrevo.

Mudo, mas não mudo muito.

A cor das flores não é a mesma ao sol

De que quando uma nuvem passa.....

...

Nunca sei como é que se pode achar um poente triste.

Só se é por um poente não ter uma madrugada.

Mas se ele é um poente, como é que ele havia de ser uma madrugada?

Um dia de chuva é tão belo como um dia de sol.

Ambos existem; cada um como é.”

Fernando Pessoa

"Pergunte aos animais, que eles instruirão; pergunte às aves do céu, que elas o instruirão; pergunte aos répteis do chão, que eles lhe darão lições. Os peixes do mar lhe contarão tudo isso".

(Jó 12, 7-8)

“Os problemas sérios da vida nunca são completamente resolvidos. Se nos parecer que foram resolvidos é porque alguma coisa nos escapou. O significado e objetivo de um problema não está em sua solução, mas no empenho incessante em resolvê-lo”.

Carl Gustav Jung

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho:

Aos meus pais, Edith e Luiz (este, em memória), exemplos de zelo na administração da coisa pública, em reconhecimento pela indicação do caminho;

À esposa Teresa, entusiasta e dedicada companheira, também revisora;

Aos filhos, Fábio e Mateus, pacientes companheiros de caminhada, compreensivos; tão bem aceitaram e assimilaram a minha necessária ausência física, que hoje são eles os ausentes.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pelas graças recebidas.

Às instituições UFBA, UNIFACS e UNIFEI, pela oportunidade, particularmente aos seus fiéis colaboradores, pelo apoio e amizade.

Ao orientador Edson da Costa Bortoni, sempre otimista, leal e sintonizado, pela presteza e confiança depositada, tendo uma relação que resulta em uma verdadeira amizade.

Aos amigos, colegas e irmãos, baianos e mineiros, aqui representados por Alfonso, Mônica, Elisabete, Luiz, João Carlos e Adriana, pelos incentivos e sinceras palavras.

À Iberdrola Engenharia do Brasil, especialmente seus engenheiros Roberto Lemos e Ricardo Martins, pelo apoio recebido.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1: APRESENTAÇÃO	01
1.1 INTRODUÇÃO	01
1.2 SÍNTESE DOS CAPÍTULOS	02
CAPÍTULO 2: HISTÓRICO E OPORTUNIDADES DE NEGÓCIO	06
2.1 HISTÓRICO DAS PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS	06
2.1.1 As Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil	07
2.1.2 As Pequenas Centrais Hidrelétricas no Estado da Bahia	11
2.2 OPORTUNIDADES DE NEGÓCIO RELATIVAS A PCH	12
CAPÍTULO 3: ALTERNATIVAS DE REFORMA, RE-POTENCIAÇÃO E NOVOS PROJETOS	18
3.1 ESTUDOS E METODOLOGIA	18
3.2 APROVEITAMENTOS ESTUDADOS	24
3.2.1 Usina São José das Guaribas	24
3.2.2 Usina Garimpo da Sibéria	34
3.2.3 Usina Fazenda Macaubeira	43
3.2.4 Reforma e re-potenciação da Usina Pancada Grande	51
3.2.5 Reforma e re-potenciação da Usina Cachoeira do Inferno	57
3.3 RESUMO DAS ALTERNATIVAS	63
CAPÍTULO 4: ANÁLISE ECONÔMICA DAS ALTERNATIVAS	67
4.1 AVALIAÇÃO ECONÔMICA DOS PROJETOS ATRAVÉS DOS MÉTODOS DETERMINÍSTICOS CONVENCIONAIS	74
4.1.1 Método do “Tempo de Retorno do Investimento simples” (TRIs)	79
4.1.2 Método do “Tempo de Retorno do Investimento com taxa de desconto” (TRId)	81
4.1.3 Método do Valor Presente Líquido (VPL ou Fluxo de caixa descontado)	82
4.1.4 Método da Taxa Interna de Retorno (TIR ou taxa mínima de atratividade)	83
4.1.5 Método da Relação Benefício/Custo (B/C)	83
4.1.6 Decisão com base nos métodos determinísticos	84
4.2 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO VPL	85
4.3 ESTUDO DE CENÁRIOS	91
CAPÍTULO 5: PORTFÓLIO APLICADO A PCH	94
5.1 INCERTEZAS, RISCOS E RETORNOS DAS PCH	94

5.1.1 Modelagem para determinação do retorno e risco	94
5.1.2 O retorno das PCH sob condições de incerteza	102
5.2 PORTFÓLIO: CRITÉRIO DE EFICIÊNCIA E APLICAÇÃO A PCH	108
5.2.1 Plano média-variância e critério de eficiência	108
5.2.2 Aplicação do Portfólio a PCH	115
CAPÍTULO 6: CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS	128
ANEXO I: PROCEDIMENTOS, ESTUDOS E LEGISLAÇÃO RELATIVOS AS PCH	132
I.1 PROCEDIMENTOS E ESTUDOS RELATIVOS AS PCH	132
I.2 LEGISLAÇÃO RELATIVA AS PCH	134
I.2.1 Legislação do setor elétrico	135
I.2.2 Legislação ambiental	137
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	141

LISTA DAS TABELAS

Tabela 1 – PCH existentes no Brasil	09
Tabela 2 - Quantidade de autorizações expedidas anualmente pela ANEEL	14
Tabela 3 – Precipitações médias mensais, estações próximas a São J. das Guaribas	28
Tabela 4 – Pontos da curva de duração de vazões, PCH São José das Guaribas	29
Tabela 5 – Orçamento da PCH São José das Guaribas	33
Tabela 6 – Balanço hídrico mensal, estação de Andaraí	37
Tabela 7 – Pontos da curva de duração de vazões, PCH Garimpo da Sibéria	38
Tabela 8 – Orçamento da PCH Garimpo da Sibéria	42
Tabela 9 – Pontos da curva de duração de vazões, PCH Faz. Macaubeira	47
Tabela 10 – Orçamento da PCH Fazenda Macaubeira	50
Tabela 11 – Balanço hídrico mensal, estação de Camamu	53
Tabela 12 – Pontos da curva de duração de vazões, PCH Pancada Grande	54
Tabela 13 – Orçamento, PCH Pancada Grande	57
Tabela 14 – Pluviometria em Cachoeira do Inferno e balanço hídrico em Jaguaquara	60
Tabela 15 – Pontos da Curva de duração de vazões, PCH Cachoeira do Inferno	60
Tabela 16 – Orçamento da PCH Cachoeira do Inferno	64
Tabela 17 – Resumo das características das PCH estudadas	66
Tabela 18 – Fluxo de caixa para a PCH São José das Guaribas	77
Tabela 19 – Resumo dos métodos determinísticos de análise econômica	80
Tabela 20 – Análise de Sensibilidade do % VPL/I com respeito a taxa de juros	88
Tabela 21 – Análise de Sensibilidade do % VPL/I com respeito ao preço de comercialização da energia	90
Tabela 22 – Análise Econômica das PCH estudadas considerando três cenários	93
Tabela 23 – Retorno esperado e risco de ações	96
Tabela 24 - Medidas de risco relativas a ações da empresa XX.	98
Tabela 25 – Retorno em % e suas probabilidades para a empresa VZX, hipotética	101
Tabela 26 - Caracterização das incertezas relativas ao investimento, juros e preço da energia	103
Tabela 27 – Vazões médias, desvios padrão, relação σ/Q_m , energias anual e máxima	105

Tabela 28 – Discretização da distribuição das vazões com $\sigma=10\%$ da PCH Fazenda Macaubeira	107
Tabela 29 – Retorno e risco para as PCH estudadas	108
Tabela 30 – Taxas de retorno e probabilidades para cinco eventos das empresas K , J, e da carteira	110
Tabela 31 – Retorno e risco para as carteiras de ativo das PCH	120
Tabela 32 – Retorno, risco, coeficientes angulares e classificação das carteiras das PCH	122
Tabela 33 – Coeficientes angulares e ordenação das carteiras para diferentes correlações	125

LISTA DAS FIGURAS E GRÁFICOS

Figuras 1 (a) e (b) – Usina de Paulo Afonso, casa de máquinas e <i>canyon</i>	08
Figura 2 – Localização das PCH existentes no país	10
Figura 3 – Número de PCH em operação, distribuídas nos diversos Estados da Federação	10
Figura 4 – Distribuição por Estado das quantidades de PCH autorizadas pela ANEEL	15
Figura 5 – Potência instalada em PCH, por Estado, autorizadas pela ANEEL	15
Figura 6 – Zona plana do cerrado, próxima a PCH São José das Guaribas	19
Figura 7 – Vista da Cachoeira de Pancada Grande	19
Figura 8 – Vista da barragem e casa de força da Usina Francisco Borges, rio Acaraí	20
Figuras 9 (a) e (b) – Gerador e turbina da Usina Francisco Borges	20
Figura 10 – Custo da energia produzida em função da potência instalada	22
Figura 11 – Energia anual produzida, em função da potência instalada	23
Figura 12 – Definição da potência instalada, PCH São José das Guaribas	23
Figura 13 – Ante-projeto da barragem da PCH São José das Guaribas	26
Figura 14 – Curva de duração de vazões, PCH São José das Guaribas	30
Figura 15 – Energia anual em função da potência instalada, PCH São José das Guaribas	31
Figura 16 – Esboço da casa de força da PCH São José das Guaribas	32
Figura 17 – Esboço da barragem da PCH Garimpo da Sibéria	36
Figura 18 – Energia anual em função da potência instalada, PCH Garimpo da Sibéria.	39
Figura 19 - Planta da casa de força da PCH Garimpo da Sibéria	41
Figura 20 – Detalhe da casa de força da PCH Garimpo da Sibéria	41
Figura 21 - Curva de duração de vazões, PCH Fazenda Macaubeira	48
Figura 22 – Energia anual em função da potência instalada, PCH Fazenda Macaubeira	48
Figura 23 – Corte transversal da barragem, detalhe casa de força, PCH Faz. Macaubeira	49

Figura 24 – Vista da barragem existente da antiga Usina Pancada Grande	52
Figura 25 (a) e (b) – Blocos de ancoragem e casa de força, PCH Pancada Grande	52
Figura 26 – Energia anual em função da potência instalada, PCH Pancada Grande	55
Figura 27 – Curva de duração de vazões, PCH Cachoeira do Inferno	61
Figura 28 – Energia anual em função da potência instalada, PCH Cachoeira do Inferno	62
Figura 29 – Comparativos dos desvios padrão das vazões em %, para as PCH estudadas	65
Figura 30 – Representação do fluxo de caixa de uma das PCH.	75
Figura 31 - VPL em função dos anos, para as Usinas Garimpo da Sibéria e Pancada Grande	82
Figura 32 – VPL em função da taxa de juros para a PCH São José das Guaribas	89
Figura 33 – VPL em função da taxa de juros para a PCH Pancada Grande	89
Figura 34 – Distribuição normal discretizada em sete intervalos, com suas probabilidades	101
Figura 35 – Fronteira de eficiência caracterizada por pontos no Plano (μ, σ) .	114
Figura 36 – Fronteira de eficiência representada por uma curva no Plano (μ, σ) .	115
Figura 37 – Fronteira de eficiência das PCH estudadas	123
Figura 38 – Alternância das primeiras posições entre carteiras, variando-se coeficientes de correlação.	126

DEFINIÇÕES E ABREVIATURAS

ANA – Agência Nacional de Águas.

ANEEL – Agência Nacional de Água e Energia Elétrica.

AP (Autoprodutor) – pessoa física, jurídica ou empresa reunida em consórcio, que recebe autorização ou concessão para produzir energia elétrica para seu uso próprio, exclusivo.

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.

CCC – conta de consumo de combustíveis fósseis. Todos os consumidores recolhem um valor em suas contas de energia elétrica, de forma a subsidiar através rateio as termelétricas implantadas em sistemas isolados, que usam derivados de petróleo.

CHESF – Companhia Hidrelétrica do São Francisco.

CODEVASF – Companhia de Desenvolvimento do Vale do São Francisco.

COELBA – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia.

CONAMA - Conselho Nacional de Meio Ambiente.

CV - Coeficiente de variação, parâmetro estatístico que relaciona o desvio padrão e a média de uma distribuição.

DNAEE – Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica.

EIA – Estudo de Impacto Ambiental – estudos relativos aos aspectos ambientais relacionados à localização, instalação, ampliação e operação de um empreendimento, devendo conter diagnóstico ambiental, análise dos impactos ambientais, definição de medidas mitigadoras e programa de monitoramento e acompanhamento de tais medidas.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.

LA - Licença Ambiental, ato administrativo emitido pelo órgão ambiental competente, estabelecendo condições para o empreendedor localizar (Licença Prévia, LP), instalar (Licença de Instalação, LI), ampliar e operar (Licença de Operação, LO).

μ (mi) - letra grega usada na representação da média ou esperança matemática de uma distribuição.

PCH - Pequena Central Hidrelétrica, usina hidrelétrica com capacidade entre um e trinta MegaWatts de potência e cuja área inundada do reservatório seja inferior a 3 km².

PCH-COM - Programa de Desenvolvimento e Comercialização de Energia Elétrica das Pequenas Centrais Hidrelétricas, trata-se de programa de incentivo à comercialização, lançado conjuntamente pela ELETROBRÁS e BNDES.

PIE - Produtor Independente de Energia Elétrica, é a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte desta energia produzida, por sua conta e risco.

PNCE – Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas, da ELETROBRÁS.

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (ver Lei 10.438, de 26 de abril de 2002).

Q_{MLT} – Vazão média de longo termo, correspondente à média da série histórica disponível.

RAS – Relatório Ambiental Simplificado, permitido através Resolução 279/CONAMA/2001, para empreendimentos de menor impacto ambiental, em substituição ao RIMA.

RIMA – Relatório de Impacto Ambiental, é o relatório que condensa as informações fruto do estudo de impacto ambiental (EIA).

Resolução – um dos mecanismos usados pelas agências reguladoras de serviços, a exemplo da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), e do CONAMA (Conselho Nacional de Meio Ambiente), para definir regulamentos específicos.

SUDENE – Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste.

RESUMO

A “teoria do portfólio” tem sido muito empregada no mercado de ações, em aplicações realizadas nas bolsas de valores, visando maximizar a relação entre retorno e risco. Esta teoria identifica várias combinações possíveis de investimento, pois está associada à idéia de que a diversificação das aplicações conduz à redução dos riscos. Tem por objetivo identificar aquele portfólio, ou “carteira de investimentos” que represente a aplicação mais eficiente do capital.

As reformas que vêm acontecendo no setor elétrico brasileiro facilitam a participação do médio investidor tanto na geração como na comercialização da energia elétrica. Tem havido incentivos econômicos para a energia eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), além de uma série de mecanismos legais e regulatórios visando manter a elevada participação das fontes renováveis na produção de energia elétrica no Brasil. As PCH em especial se constituem em ótima oportunidade de negócio face ao pequeno impacto ambiental, baixo custo operacional e completo domínio tecnológico.

A decisão quanto a opções de investimento tem sido baseada em análises econômicas convencionais como Valor Presente Líquido, Tempo de Retorno do Investimento ou relação entre benefício e custos. Outras técnicas como análises de cenário e de sensibilidade têm sido incorporadas, e mais recentemente tem-se buscado outros métodos que considerem as incertezas que podem acontecer dentro do horizonte de estudo.

Neste trabalho seis centrais são estudadas de modo convencional e as quatro PCH consideradas economicamente viáveis constituem um estudo de caso para a aplicação da teoria do portfólio. Determinadas as combinações das carteiras de ativos, é identificada a opção mais viável através do critério média-variância desenvolvido por Markowitz, concluindo-se que esta teoria pode ser aplicada dando melhor suporte às decisões relativas a empreendimentos de geração de energia.

Após otimização desde o ponto de vista retorno/risco, quando realizada a hierarquização dos empreendimentos verifica-se que há mudança de posições. Experimentados outros fatores de correlação entre os retornos dos ativos há grande influência nos resultados, conduzindo a nova alteração na classificação das carteiras. Deste modo confirma-se a necessidade da análise das incertezas e riscos, e a opção por carteiras

diversificadas, não significando entretanto que os métodos convencionais devam ser abandonados.

ABSTRACT

The "Portfolio Theory" has been largely employed on stock markets, aiming to improve the relation between risk and return. This theory identifies many possible investment combinations once it's associated with the idea that increasing investment diversification can lower risk. The objective is, thus identify the portfolio that offers the most efficient diversification of capital.

The reforms on the energy sector in Brazil have made investments on both generation and commercialization of electric energy easier for medium sized investors. There have been economic incentives to the exploration of wind and bio-mass energy, and to the construction of small hydro-electric power plants (in Portuguese, PCH), as well as many legal and regulatory mechanisms pursuing the maintenance of elevate rates of participation of renewable source in the production of electrical energy in Brazil. Between these options, the PCH are a specially good opportunity taking account of its minimum environment impact, low operational costs and total technologic control.

The decision concerning investment options has been based on standard economic analysis like "Net Present Value", "Payback Time" or "Cost/Benefit Relations". Other techniques such as scenario and sensitivity have been incorporated and, more recently, there has been a search for other methods consider the uncertainty of happenings within the horizon of study.

This dissertation will analyse six possibilities of PCH with standard techniques. Of them, the four possibilities considered viable will constitute our examples for the application of Portfolio Theory techniques. Once the active portfolio is determined, the best option is identified using the "mean-variance efficient" developed by Markowitz, concluding that the theory can give better support to the decision-making in future enterprises on the electric sector.

After considering the optimal return/risk combinations, there was a change on the hierarchy concerning the best options between the four possibilities. When confronted with other correlation coefficients (statistical measures of how two return move together), huge influence on the results were observed again. Therefore, the necessity of risk and uncertainty analysis, and option for diversified portfolios is confirmed, however, this doesn't mean that standard economics methods should be abandoned.

CAPÍTULO 1

APRESENTAÇÃO

1.1 – INTRODUÇÃO

Com a reforma do setor elétrico, apresenta-se para o Produtor Independente de Energia (PIE), e assim para o investidor, a oportunidade de produzir e de comercializar energia elétrica através de pequenas e médias centrais hidrelétricas.

As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) são usinas com potência instalada superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, cujos reservatórios correspondam a área igual ou inferior a três quilômetros quadrados. Em geral as PCH se caracterizam pelo pequeno impacto ambiental, baixo custo operacional e por não requererem muito capital, sendo o tipo de empreendimento que permite um melhor atendimento às necessidades de pequenos e médios centros urbanos. A implantação das PCH tem sido incrementada por meio de uma série de mecanismos legais e regulatórios, além de incentivos econômico-financeiros.

O processo de decisão pelo investidor ou mesmo por aqueles que trabalham na expansão da geração nas empresas do setor, tem sido realizado através de análises econômicas convencionais, a exemplo do método do VPL (Valor Presente Líquido), da TIR (Taxa Interna de Retorno) ou da relação benefício/custo (B/C). Todas estas análises têm caráter determinístico, pois variáveis como a energia anual produzida e a taxa de juros dentre outras, permanecem constantes durante toda a vida útil ou o período analisado.

Nas últimas duas décadas, nos estudos da expansão da geração tem sido introduzida a análise de cenários ou de sensibilidade, procurando identificar o quanto determinada alternativa é estável com respeito à variação de um parâmetro específico. Tratar adequadamente as incertezas tem sido um desafio, e mais recentemente têm surgido inovações procurando contemplar incertezas e riscos, a exemplo do critério de Savage (que minimiza o máximo dos arrependimentos associados a cenários vários) e dos algoritmos genéticos.

Este trabalho traz uma nova abordagem na área da decisão relativa a empreendimentos de pequeno e médio porte para geração de energia elétrica, que é a “teoria do portfólio”, já empregada no setor financeiro, no mercado de ações e outros, compondo as “carteiras de investimento”. O termo *portfolio* em inglês significa carteira ou

pastas e aqui será usado de forma portuguesa como portfólio. Trata-se de um método que incorpora a análise das incertezas associadas a probabilidades, determinando-se para cada ativo o retorno médio esperado e o risco. Procura-se então compor combinações de carteiras de investimento visando a otimização da relação entre retorno e risco.

Assim, foi realizado inicialmente o estudo tradicional de seis centrais hidrelétricas localizadas no Estado da Bahia. Embora a Bahia não tenha grande potencial para implantação de PCH, esta localização foi conveniente para o mestrando, radicalizado nesse Estado e vinculado a duas instituições de ensino locais. Dentre as seis usinas estudadas, cinco delas se caracterizam como PCH, e para estas foram feitas a análise econômica convencional e avaliação de sensibilidade e cenários.

Dentro do estudo do portfólio foi verificado o comportamento das variáveis envolvidas e como estas alteram o fluxo de caixa e os benefícios, interferindo no retorno. Consideradas as incertezas destas variáveis, são associadas probabilidades, determinando-se para cada ativo o retorno esperado (associado à esperança matemática) e o risco (representado pelo desvio padrão).

São feitas várias combinações possíveis de implantação das PCH estudadas, compondo as carteiras de ativos. É empregado o método de Markowitz, através do critério média-variância, procurando identificar a aplicação de capital mais eficiente, ou seja, aquela que maximize a relação entre retorno e risco. Posteriormente é apresentada uma classificação entre as diversas possibilidades de investimento no conjunto de PCH, sendo realizada uma comparação com a seqüência de empreendimentos viáveis consideradas as análises econômicas convencionais.

Por fim são experimentados alguns fatores de correlação entre os retornos das usinas de modo a identificar como se alteraria a classificação ou a hierarquização das carteiras, e em seguida são apresentadas as conclusões.

1.2 – SÍNTESE DOS CAPÍTULOS

No capítulo 2 procura-se mostrar que a energia elétrica no Brasil surgiu associada às Pequenas Centrais Hidrelétricas e como hoje, novamente estas se constituem em grande oportunidade de negócio.

Assim, inicialmente é apresentado um histórico das PCH no Brasil e no Estado da Bahia, constatando-se que no início da eletrificação no Brasil foram construídas muitas

PCH, a grande maioria pela iniciativa privada, com a finalidade de atender a indústrias, especialmente de tecidos e fios, e a iluminação pública (substituição de lampiões a óleo). Verifica-se também que nos últimos quatro anos a ANEEL expediu mais que 150 autorizações para novas PCH, representando uma potência instalada superior a 2.000 MW.

É mostrada a PCH como oportunidade de negócio, pois com a reforma do setor elétrico tem havido incentivo econômico para implantação das energias eólica, biomassa e PCH. São apontadas várias leis e mecanismos regulatórios que incentivam a implantação destas fontes renováveis a exemplo da redução ou isenção dos encargos de transporte de energia pelos sistemas de transmissão e distribuição, ou do benefício da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis). Ao final deste capítulo é referido o Anexo 1, que contém uma síntese da legislação relativa a PCH bem como dos procedimentos e estudos necessários à implantação destes aproveitamentos.

O capítulo 3 diz respeito às seis centrais estudadas: três alternativas de novas PCH e outras três referentes a reforma ou repotenciação de usinas já existentes. No tópico 3.1 é apresentada a metodologia dos estudos. Os estudos topográficos e geológicos estão restritos a pesquisas bibliográficas e estudos anteriores, sendo enfatizados os estudos hidrológicos e hidroenergéticos. São realizados também dimensionamentos dos equipamentos e estruturas de modo a se obter os diversos orçamentos.

No item 3.2 são apresentados os resultados dos estudos técnicos e os orçamentos dos cinco empreendimentos que se caracterizam como PCH, havendo uma subdivisão relativa a cada um dos aproveitamentos. Ao final do capítulo, é apresentado um resumo das alternativas (tópico 3.3).

No capítulo 4 é feita a avaliação dos cinco projetos de investimento sob o ponto de vista dos métodos de análise econômica tradicionais. Assim, inicialmente são ponderados alguns fatores que influenciam na decisão de investimentos e são feitos comentários a respeito da consideração de incertezas e de análises baseadas em métodos probabilísticos.

O tópico 4.1 apresenta a avaliação econômica dos cinco projetos através dos métodos convencionais. Após algumas considerações é mostrado como foram elaborados os fluxos de caixa, havendo um subitem para cada um dos seguintes métodos:

- Tempo de retorno do investimento simples;
- Tempo de retorno do investimento com taxa de desconto;
- Valor presente líquido – VPL;
- Taxa interna de retorno – TIR;

- Relação benefício/custo.

O item 4.1.6 apresenta a decisão baseada nestes métodos convencionais, concluindo com a hierarquização das PCH que se mostram viáveis. No item 4.2 é feita uma análise de sensibilidade do valor presente líquido, procurando-se verificar a robustez dos empreendimentos face incertezas como por exemplo, a variação da taxa de juros, e no 4.3 um estudo de cenários, objetivando verificar como se comportam os retornos das várias PCH frente a alterações simultâneas em algumas das variáveis. Além do cenário básico são trabalhados dois mais: um reunindo condições macro-econômicas pessimistas, e outro combinando condições otimistas.

O capítulo 5 é dedicado à teoria do portfólio e sua aplicação ao estudo de caso das PCH. Como já foi dito o portfólio parte da associação de um retorno esperado e determinado risco a cada um dos projetos ou ativos. É montada uma combinação de “carteiras de investimentos” reunindo estes ativos e analisado o comportamento de cada uma das carteiras. Busca-se então a identificação da carteira que se apresente mais eficiente do ponto de vista da relação entre retorno e risco.

Deste modo, o tópico 5.1 apresenta a modelagem para a determinação do retorno e do risco associados a cada uma das cinco PCH. São verificadas as variáveis mais sujeitas a incertezas e quais os modelos de distribuição de probabilidades que melhor podem representar tais incertezas. Através de modelos probabilísticos são encontrados retornos esperados sob diversas situações. A esperança matemática dos retornos é o próprio retorno médio e o desvio padrão é relacionado ao risco. Mostra-se que o risco é tanto maior quanto maior é o desvio padrão dos retornos esperados.

No item 5.2 são feitas as combinações das carteiras de ativos, em número de 15. É mostrado inicialmente no item 5.2.1 como são calculados matematicamente o retorno esperado e o risco de uma carteira, sendo apresentados exemplos relativos a carteira de ações. Através de uma análise detalhada do desvio padrão da carteira verifica-se a importância da correlação entre os retornos de cada ativo, e de como este parâmetro influencia na redução dos riscos. A correlação é uma medida estatística que avalia inter-relações entre variáveis (correlação nula significa que as variáveis são independentes).

Ainda no item 5.2.1 é mostrado como pode ser feita a representação de cada uma das carteiras, caracterizada por seu retorno (média) e risco (desvio ou variância) no plano chamado “média-variância”. Esta representação constitui o que se denomina “fronteira de

eficiência” do portfólio e, através do critério proposto por Markowitz identifica-se a carteira ótima sob o aspecto da relação entre retorno e risco.

No tópico 5.2.2 são determinados os retornos e riscos das quinze carteiras destacando-se aquelas que conduzem ao menor risco (não necessariamente são as carteiras ótimas) e aquelas que se mostram mais eficientes, considerados inicialmente os coeficientes de correlação nulos entre todas as PCH visto que se situam em bacias hidrográficas distintas. É feita uma classificação em ordem crescente de eficiência das carteiras e então compara-se com a análise econômica convencional de cada empreendimento isoladamente.

Ainda no item 5.2.2, é realizada uma análise mais profunda dos coeficientes de correlação e, considerando que os mesmos podem assumir valores positivos entre zero e um, são feitas outras simulações para as mesmas quinze carteiras. Após obtenção dos resultados é feita a representação no plano média-variância; são realizadas novas classificações em função da eficiência das carteiras e estas hierarquizações comparadas entre si, e com os métodos econômicos convencionais.

Por fim, o capítulo 6 apresenta as conclusões e considerações finais. Primeiramente são apresentadas as conclusões relativas a aplicação da teoria do portfólio ao estudo de caso caracterizado pelas PCH estudadas, e recomendações que podem ser propostas para trabalhos futuros. Posteriormente são enunciadas conclusões mais abrangentes referentes ao momento que vive o setor elétrico, aos estudos hidroenergéticos e econômicos convencionais, enfim, observações inerentes àquilo que foi apresentado nos capítulos anteriores ao quinto.

CAPÍTULO 2

HISTÓRICO E OPORTUNIDADES DE NEGÓCIO

2.1 – HISTÓRICO DAS PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

O período compreendido entre o final do século XIX e as primeiras duas décadas do século XX, foi caracterizado no Brasil pela implantação de diversas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), que tinham a finalidade de suprir cargas de iluminação, tração (os bondes estavam sendo implantados no transporte público), e os motores das primeiras indústrias.

Com a verticalização do setor elétrico iniciada na década de 1930 e acelerada posteriormente nos anos 1950 a 1960, face às necessidades de energia como insumo para o desenvolvimento industrial, há “a passagem da era do quilowatt para a do megawatt” (AMARAL et al, 2000). Com o argumento de economia de escala e custos operacionais elevados, a década de 1970 caracterizou-se pela implantação de grandes barragens de Norte a Sul do país, e pela desativação de algumas centenas de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

Com a segunda crise do petróleo, os técnicos do setor voltam a encontrar viabilidade para as PCH e, por volta de 1982 a Eletrobrás lança o “Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas”, voltado para o incentivo à construção das PCH pelos auto-produtores. Nesta ocasião foram estabelecidas condições de contorno definindo Pequenas Centrais Hidrelétricas aquelas usinas a fio d’água (sem reservatório para regularizar vazões), com barragem de altura máxima de 10 metros, com potência instalada até 10 MW e potência por máquina não superior a 5 MW.

Mais recentemente, em 1993, inicia-se a reformulação do setor elétrico brasileiro, que implanta novo modelo, buscando a livre competição na geração e comercialização de energia elétrica, e incentivando a maior participação das empresas privadas no setor, inclusive a abertura ao capital estrangeiro. É o que se denominou “reforma do setor elétrico”, com a maioria das leis que regulam o assunto sendo emitidas no período 1995/97.

Neste novo modelo, como forma de incrementar a produção de energia elétrica, foram estabelecidos alguns incentivos como linhas de crédito especiais do BNDES e não cobrança do custo de conexão e transporte para usinas que estejam em operação até dezembro de 2003, tendo sido alterados os critérios característicos das PCH, elevando sua

potência instalada até 30 MW e limitando a área inundada a um máximo de três quilômetros quadrados (3 km²).

Assim, face à flexibilização da legislação no que diz respeito a PCH, e às facilidades de produção de energia como autoprodutor (AP) ou como produtor independente de energia elétrica (PIE), o tema volta a ficar atual e são diversas as oportunidades de investimento.

Este capítulo apresenta nos dois primeiros tópicos um breve histórico das Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil e particularmente no Estado da Bahia, enquanto o último item traz um resumo das recentes alterações no setor elétrico brasileiro, reforçando a figura do produtor independente de energia, procurando mostrar as oportunidades de negócio vinculadas às Pequenas Centrais Hidrelétricas.

2.1.1 - As Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil

O início da eletrificação no Brasil, ocorrido no período que vai do final do século XIX às primeiras duas décadas do século XX, foi caracterizado pela implantação de diversas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH). A maioria delas foi construída com a finalidade de abastecer o sistema de iluminação pública, tornando-o moderno através da substituição dos lampiões a óleo pelas lâmpadas elétricas, podendo-se citar como exemplos a Usina de Corumbataí (Rio Claro/SP) inaugurada em 1895 (AMARAL et al, 2000), e a Usina de Marmelos Zero, implantada em Juiz de Fora/MG em 1889, com 250 kW de potência instalada, considerada a primeira do país.

Outras foram construídas com a finalidade de proporcionar tração elétrica, permitindo a implantação dos bondes e a modernização dos sistemas de transportes públicos urbanos. Por último, Pequenas Centrais também foram construídas objetivando acionar as máquinas e motores das indústrias, especialmente nos setores de mineração e têxtil, não apenas no Sul/Sudeste do país como também no Nordeste. Pode-se citar como exemplos, no setor mineração, a Mineração Santa Maria (Diamantina/MG, 1883), e no setor têxtil a Usina Votorantim (Sorocaba/SP, 1912) com 1.400 kW, a Usina São Pedro, da Companhia de Fiação e Tecelagem São Pedro (Itu/SP, 1916), a Companhia de Tecidos Valença (Valença/BA), e a Companhia Agro Fabril Mercante proprietária da Fábrica de Linhas da Pedra (Vila da Pedra/AL), esta última responsável pela implantação da primeira

Central Hidrelétrica no *canyon* do rio São Francisco, local onde hoje há o complexo de Usinas de Paulo Afonso, da CHESF (Paulo Afonso/BA), ilustrado nas Figuras 1 (a) e (b).



Figuras 1 (a) e (b) – Usina de Paulo Afonso, casa de máquinas e *canyon*.

Quanto à estrutura, o setor elétrico começou verticalizado pois, embora a concessão da distribuição fosse municipal, as empresas se estruturavam para a produção de energia elétrica em locais razoavelmente próximos dos centros de consumo, operavam através de sistemas isolados, e portanto era mínimo o sistema de transmissão. De todo modo, havia a verticalização por área, pois uma mesma empresa era responsável pela geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica dentro da sua área geográfica de concessão. A maioria destas concessionárias era composta por empresas privadas.

Até 1934, ano da promulgação do Decreto 24.643 de 10.07.34, conhecido como “Código de Águas”, “existiam no Brasil 573 usinas hidrelétricas com a potência total de 614.274 kW ou seja, uma média de 1.072 kW por usina!” (AMARAL et al, 2000).

Foi necessário incrementar a oferta de energia em virtude da necessidade de desenvolvimento econômico do país, após a Segunda Guerra Mundial. É desta época o surgimento das primeiras emissoras de televisão, o início da produção de refrigeradores, e a implantação das primeiras montadoras de automóveis no Brasil. Cabe lembrar inclusive o lema do governo do Presidente Juscelino Kubstichek (1956/61) que era “crescer 50 anos em cinco”.

Aconteceram profundas mudanças no setor elétrico: passou-se a construir grandes usinas hidrelétricas, transportar grandes blocos de energia e interligar os sistemas. Entre 1965 e 1980 a economia do país experimentou altos índices de crescimento, tendo as

concessionárias do setor elétrico se adaptado bem a esta nova fase. As empresas do setor elétrico cresceram a índices por vezes superiores a 10% ao ano, construíram usinas de porte, citando-se como exemplo: ampliação de Paulo Afonso e construção de Sobradinho (no Nordeste), implantação de Porto Primavera e Itaipu (Sul/Suldeste). Assim, devido a razões de custo operacional e escala, aliadas aos melhores rendimentos das grandes hidrelétricas, muitas das pequenas centrais hidrelétricas foram desativadas no Brasil, principalmente na década de 1970.

No início dos anos 80, volta a haver maior interesse na geração de energia elétrica com pequenas ou mini-centrais, desta vez mais por iniciativa de auto-produtores, tendo a ELETROBRÁS editado os manuais de Pequenas Centrais Hidrelétricas (1982) e o de Mini-centrais (1985), e o Departamento de Águas e Energia Elétrica –DNAEE/MME, instituído através da Portaria 109/82, as características limite das Pequenas Centrais: potência instalada total até 10 MW (ou máximo de 5 MW por unidade geradora), barragem inferior a 10 metros de altura e vazão turbinável máxima de 20 m³/s.

Segundo consta no “Plano Decenal de Expansão 2000/2009”, elaborado pela ELETROBRÁS/MME, existem atualmente em operação no Brasil 147 Pequenas Centrais Hidrelétricas, totalizando uma potência instalada de 931,84 MW, localizadas como mostrado na Tabela 1, a seguir.

Tabela 1 – PCH existentes no Brasil.

Empresas	Unidades	Faixa de Potência (MW)	Potência Instalada (MW)	% Potência no Brasil
CELESC	14	0,42 a 17,4	80,87	8,7
CEMIG	25	0,36 a 18,0	130,7	14,0
COPEL	12	0,79 a 9,6	60,49	6,5
CERJ	9	0,7 a 20,0	59,98	6,4
CPFL	15	0,8 a 18,8	78,3	8,4
ENERSUL	6	0,4 a 30,0	77,2	8,3
COELBA	2	9,0 a 9,9	18,9	2,0
CHESF	4	3,52 a 30,0	57,5	6,2
OUTRAS	60		367,9	39,5

Fonte: ELETROBRÁS, “Plano de Expansão 2000/2009”.

Conforme aparece na página da ANEEL na internet, seriam cerca de 300 PCH em operação, cuja distribuição geográfica está mostrada na Figura 2.



Figura 2 – Localização das PCH existentes no país.
 Fonte: ANEEL (*Atlas de Energia Elétrica do Brasil*, Brasília, 2002).

A quantidade de PCH em operação, distribuídas nos diversos Estados da Federação é apresentada na Figura 3.

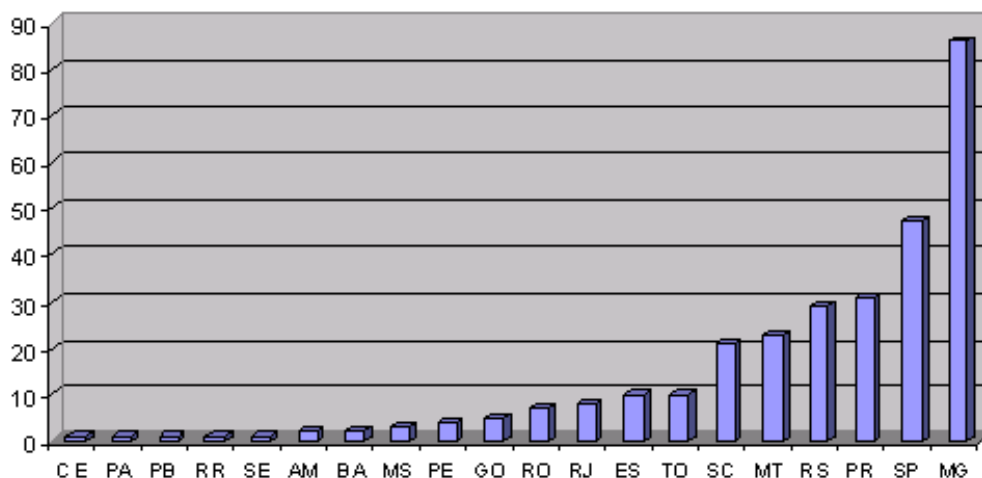


Figura 3 – Número de PCH em operação, distribuídas nos diversos Estados da Federação.
 Fonte: ANEEL (*Atlas de Energia Elétrica do Brasil*, Brasília, 2002).

Pode-se observar que a maioria das PCH encontra-se nos Estados de Minas Gerais, São Paulo e Paraná. Segundo a ANEEL, a potência total instalada das PCH em operação no país está em torno de 850MW dos quais 265 MW em Minas Gerais. A divergência entre

dados da ANEEL e ELETROBRÁS deve-se possivelmente à recente retirada de operação (desativação) de muitas das PCH.

2.1.2 - As Pequenas Centrais Hidrelétricas no Estado da Bahia

No Estado da Bahia existiram várias PCH quando do início da eletrificação do Estado e foi também a iniciativa privada que construiu as primeiras Pequenas Centrais Hidrelétricas. São exemplos as Usinas de Delmiro Gouveia, em 1913, primeira usina do Nordeste (em Paulo Afonso), suprimindo uma indústria de fiação, e a Usina de Valença (no rio Una). Esta última está situada dentro da cidade do mesmo nome, aproximadamente 150 km ao sul de Salvador (em linha reta). Esta usina operou na frequência de 50 Hz, suprimindo a indústria têxtil Valença Industrial, e também uma grande parcela da população local (empregados da indústria e outros). Por volta de 1978, a COELBA – Cia de Eletricidade do Estado da Bahia passou a atender este município, fazendo a conversão de frequência dos equipamentos dos consumidores. Desde então a usina ficou atendendo estritamente à fábrica, e sua desativação veio a acontecer mais recentemente na segunda metade da década de 1990, devido ao fechamento da indústria.

Na área próxima a Salvador existiu a Usina de Bananeiras, com 10 MW de potência instalada, construída pela CEEB – Companhia de Energia Elétrica da Bahia, empresa de capital canadense e que era a concessionária responsável pelo fornecimento a Salvador e demais municípios da região do Recôncavo baiano. A Usina de Bananeiras situava-se no rio Paraguaçu, a montante das cidades históricas de Cachoeira e São Felix. Posteriormente esta usina passou para a CHESF que a desativou na década de 1970, alegando altos custos de operação. Foi desmontada devido à construção da barragem de Pedra do Cavalo (aproveitamento com múltiplas finalidades: regularização de cheias, abastecimento d' água e geração de energia elétrica), no final da década de 1980.

A Usina de Pancada Grande, no rio Cachoeira Grande ou Serinhaém, município de Ituberá, na região sul do Estado, foi construída pela iniciativa privada visando suprir uma fábrica de borracha que beneficiava o látex extraído das seringueiras. A potência instalada era de 1.280 kW, duas máquinas de 360 kW e uma terceira de 560 kW.

Outras PCH no Estado foram construídas pelas Prefeituras Municipais ou pelo Governo do Estado, visando atendimento local e funcionando durante muito tempo como

sistemas isolados. A grande maioria delas tinha potência instalada próxima a 1.000 kW ou pouco inferior, estando atualmente todas desativadas. Pode-se citar entre elas:

- Usina de Cachoeira dos Remédios, próxima à cidade de Nazaré das Farinhas;
- Usina de Lençóis, na cidade do mesmo nome, na Chapada Diamantina;
- Usina Francisco Borges, no rio Acaraí, região sul do Estado, no município de Camamu;
- Usina de Cachoeira do Inferno, no rio Preto, região do recôncavo sul, próximo à cidade de Jaguaquara;
- Usina Presidente Jânio Quadros, próxima ao município de Barra da Estiva, também na Chapada Diamantina;
- Usina de Barreiras, no rio de Ondas, Oeste do Estado.

Pequenas Centrais de maior potência ainda estão em funcionamento no Estado. Por exemplo, na região Oeste, construída pela COELBA, há a Usina de Correntina, no rio Correntina, afluente do rio Corrente que por sua vez é afluente da margem esquerda do rio São Francisco. A Usina de Correntina tem 8.000 kW, e através de um sistema de transmissão em 69 kV atendeu durante longos anos às cidades de Santa Maria da Vitória, Bom Jesus da Lapa, Barreiras, Correntina e outras, até a construção pela CHESF de uma subestação 230 kV – 69 kV em Bom Jesus da Lapa, quando então Correntina passou a funcionar de modo interligado.

Também estão em operação no Estado:

- a Usina de Alto das Fêmeas, construída pela COELBA no final da década de 1980, no rio das Fêmeas, com 10 MW de potência instalada (3 máquinas iguais), no município de Barreiras, Oeste do Estado, distante aproximadamente 60 km da sede municipal, operando interligada ao sistema CHESF;
- a Usina de Pedras com 20 MW de potência instalada, situada próximo a cidade de Jequié, no rio de Contas, operada pela CHESF, e
- a Usina de Funil, próxima a cidade de Ubaitaba, 30 MW, também no rio de Contas e operada pela CHESF.

2.2 – OPORTUNIDADES DE NEGÓCIO RELATIVAS A PCH

A partir de 1993 estamos vivendo a reforma do setor elétrico, com a abertura ao capital estrangeiro, o fim da equalização tarifária e da tarifa pelo custo do serviço, a

desverticalização, as novas regras estabelecendo a competição na geração e comercialização da energia elétrica, as concessões através de licitações, enfim, sendo estabelecidos novos modelo e estrutura para o setor.

A Lei 8.987/95, denominada “Lei das Concessões”, introduziu o novo modelo regulatório. No modelo anterior, as concessões dos aproveitamentos hidrelétricos eram outorgadas pelo antigo DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica e após 1995 há a licitação envolvendo os aproveitamentos de médio e grande porte, sendo as PCH objeto de autorização.

A Lei 9.074/95 estabeleceu as bases legais da competição na comercialização da energia elétrica, permitindo que os grandes consumidores de energia possam adquirir livremente dos diversos agentes distribuidores e comercializadores (inicialmente são ditas “livres” as unidades consumidoras com demanda superior a 500 kW).

Com a Lei 9.427, de 26.12.96, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica –ANEEL, foi permitida a importação e/ou exportação de energia elétrica pelo produtor independente, e estabelecido que, quando da construção de PCH por produtores independentes ou autoprodutores, haja autorização da ANEEL.

Nos últimos quatro anos o Conselho Nacional de Recursos Hídricos e a própria ANEEL, tornaram mais abrangente o conceito das PCH, elevando o limite de potência de modo a abranger aproveitamentos com potência instalada até 30 MW, embora tenha incluído na caracterização a necessidade de que os reservatórios tenham superfície inferior a 3 km².

Quanto às condições de exploração, aquelas centrais com potência inferior a 1 MW têm dispensa de concessão, permissão ou autorização. As PCH (potência instalada entre 1 MW e 30 MW) necessitam apenas de autorização da ANEEL, e estão dispensadas de remunerar Estados e Municípios pelo uso dos recursos hídricos. Têm desconto no pagamento das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, e aquelas que venham a entrar em operação até 2003, estarão isentas deste encargo. Com estas medidas, o Governo Federal tem tentado facilitar o aparecimento de novos investimentos em PCH.

Foi instituído o Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PNCE), e no “Plano Decenal de Expansão 2000/2009” elaborado pela ELETROBRÁS/MME, há destaque para as Pequenas Centrais Hidrelétricas no capítulo dedicado a “Geração Descentralizada”, sendo mencionado o grande número de projetos com solicitação de financiamento. Dentro do PNCE, a ELETROBRÁS tem desenvolvido estudos em parceria

com empresas do setor elétrico, sendo inventariadas diversas bacias no país. Há também incentivos de fundos setoriais e linhas de crédito específicas do BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social). Posto isto, vê-se a grande oportunidade de negócios na construção de PCH.

Nos últimos cinco anos, desde a criação da ANEEL, foram expedidas 157 autorizações de PCH, ultrapassando 2.000 kW de potência instalada. Na Bahia houve apenas uma autorização, em 1999. A Tabela 2, abaixo, mostra a quantidade de autorizações expedidas anualmente, a potência correspondente e onde se concentram tais aproveitamentos. A Figura 4 traz um gráfico com o número acumulado de autorizações concedidas pela ANEEL, podendo-se verificar que o Estado de Minas Gerais com 54 PCH, concentra mais que 33% das autorizações concedidas. É o Estado da Federação com maior quantidade de PCH tanto em operação quanto autorizadas.

Tabela 2 - Quantidade de autorizações expedidas anualmente pela ANEEL.

Ano	Quantidade de Autorizações	Potência Instalada (MW)	Estados onde mais se concentram
1998	5	15,8	Minas Gerais
1999	26	337,8	Minas Gerais, Paraná e Espírito Santo
2000	50	576,2	Minas Gerais, Paraná, Mato Grosso, São Paulo e Rio Grande do Sul
2001	43	622,7	Minas Gerias, Mato Grosso, Goiás e São Paulo
2002	33	536,69	Minas Gerias e São Paulo
Totais	157	2.089,0	

Observando ainda a Figura 4, vê-se que Mato Grosso e São Paulo já obtiveram 16 autorizações cada e o Paraná 14. Na Figura 5 há a indicação desta distribuição de PCH por Estado, em termos de potência instalada, podendo-se observar que dentre os 2.089 kW autorizados, 728 MW estão em Minas Gerais, 218 MW no Paraná, 204 MW no Mato Grosso e 139 MW em São Paulo.

Já no Programa conjunto ELETROBRÁS e BNDES, denominado PCH-COM, após a avaliação do empreendimento por estes dois organismos há a liberação dos recursos para construção, sendo feita também assinatura de contrato de comercialização imediata da energia produzida (ao preço dos valores normativos definidos pela Resolução 024/2001, da ANEEL), o que proporciona total segurança ao investidor, embora haja também a opção de deixar com o empreendedor a comercialização da sua energia no mercado livre.

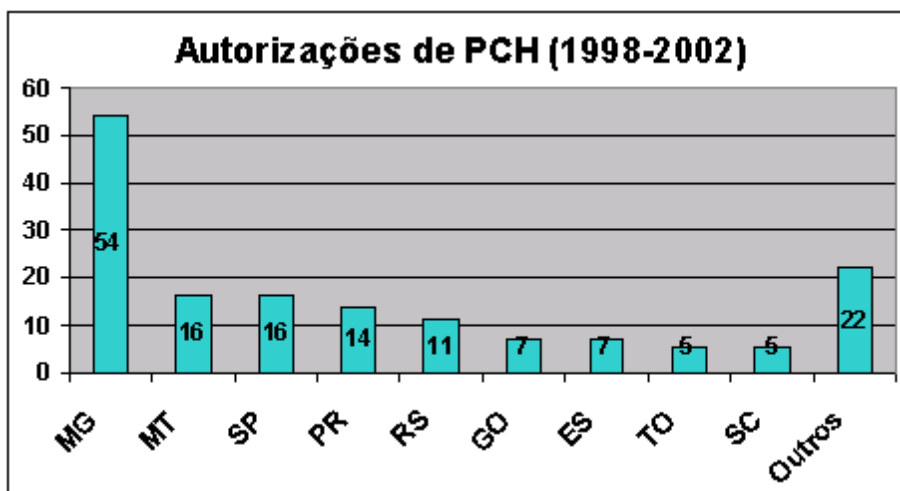


Figura 4 – Distribuição por Estado das quantidades de PCH autorizadas pela ANEEL.

Outra grande vantagem é permitir ao empreendedor proprietário de uma PCH, se beneficiar do rateio da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis). Isto foi regulamentado através da Resolução 245/ANEEL de 11 de agosto de 1999, onde está definido que as PCH que venham a ser implantadas em sistemas isolados, atendendo às expansões de mercado ou substituindo, total ou parcialmente, geração termelétrica que utilizem derivados de petróleo, podem usufruir tal benefício.

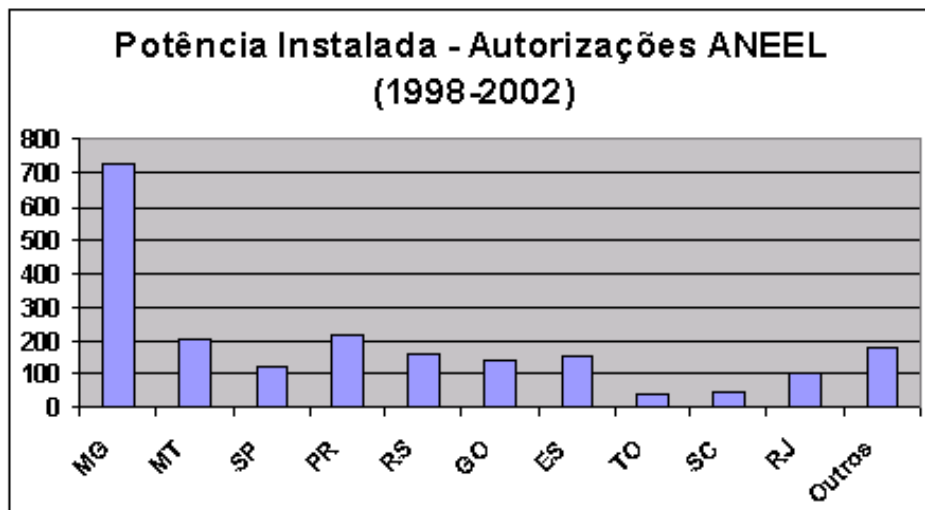


Figura 5 – Potência instalada em PCH, por Estado, autorizadas pela ANEEL.

O Plano Decenal 2000/2009 (ELETROBRÁS/MME, 1999) já apontava riscos de déficit elevados nas regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, para os anos 2000 a 2003, superiores a 5%, limite normalmente aceito nos estudos de planejamento e operação do sistema elétrico brasileiro, cuja participação de centrais hidrelétricas é muito significativo, superior a 90% da energia produzida. Em 2000, face à hidrologia favorável, os riscos de déficit não se traduziram em necessidade de racionamento de energia, embora tenha havido uma maior depleção dos reservatórios das regiões citadas. Assim, em 2001, inicia-se o período seco com os reservatórios das regiões Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste apresentando volumes úteis insuficientes, o que veio a requerer a implantação do racionamento de energia a partir de maio/junho de 2001.

As condições inicialmente expostas, associadas ao racionamento de energia em 2001, fazem com que as Pequenas Centrais Hidrelétricas reassumam papel vital, contribuindo para que se apresentem como alternativa viável para solução da crise de energia a curto/médio prazo, ou seja, o momento atual é extremamente favorável à implantação das PCH.

Prova disto é a recente Lei. No. 10.438 de 26 de abril de 2002 que dispõe sobre a expansão da oferta de energia e cria o PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. Tal Programa visa incentivar a expansão das fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, objetivando a implantação de 1.100 MW de cada uma delas, estando concebido em duas etapas, a primeira das quais se estende até dezembro de 2006 e assegura a compra da energia produzida por 15 anos, ao valor mínimo de 80% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final (artigo terceiro da mencionada Lei). O Valor Normativo pela Resolução 022/ANEEL de 01/02/01 era de R\$79,29/MWh, e com a nova lei a energia das PCH poderá ser negociada a R\$98,30 (noventa e oito reais e trinta centavos), correspondendo a 80% da tarifa média brasileira praticada em 2001 que foi de R\$122,88/MWh (cento e vinte e dois reais e oitenta e oito centavos o MWh).

Deste modo, as principais alterações visando definir e flexibilizar as regras para implantação das PCH foram:

- Usinas com potencial hidrelétrico entre 1 e 30 MW, destinadas a produção independente ou auto-produção, mantidas as características de PCH, necessitam apenas de autorização da ANEEL;

- Possibilidade de formação de consórcios para exploração de novos aproveitamentos;
- As PCH têm tarifas especiais de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, necessários ao transporte da energia gerada;
- PCH implantada em sistema isolado que venha a substituir uma termelétrica já implantada que use derivados de petróleo, terá direito a usufruir do rateio total ou parcial da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC (Resolução 245/ANEEL de 11/8/99);
- Possibilidade de vender/comercializar energia para consumidores livres (aqueles com demanda igual ou superior a 500kW), bem como de comercialização temporária dos excedentes de energia produzida pelo auto-produtor;
- Inserção das PCH no PROINFA, assegurando a compra da energia durante quinze anos, a preço competitivo.

Considerando a situação de desespero social que caracterizou a fase de racionamento de energia elétrica no ano de 2001, é possível que surjam novas linhas de financiamento ou até mesmo novos incentivos visando facilitar a implantação das PCH e outras fontes renováveis de energia. Vantagens adicionais da inserção das PCH seriam:

- maior participação do setor privado no setor elétrico, acelerando a implantação do novo modelo;
- redução dos impactos ambientais pois uma PCH em geral representa impactos mínimos, bem menores que aqueles causados pelas grandes hidrelétricas ou pelas termelétricas;
- em sistemas isolados, substituindo termelétricas obsoletas e ineficientes, em áreas onde se está iniciando o processo de eletrificação (áreas remotas dos Estados do Maranhão, Tocantins, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, e da região Norte).

Face à necessidade de dimensionar as PCH que compõem o estudo de caso, foi realizada uma revisão da legislação e regulamentação específicas, bem como verificados os procedimentos e estudos recomendados pela ANEEL e ELETROBRÁS, de modo a atender as exigências dos diversos órgãos reguladores, inclusive daqueles responsáveis pelo meio ambiente. Assim, está apresentado no Anexo I um resumo dos procedimentos, estudos e legislação relativos a PCH.

CAPÍTULO 3

ALTERNATIVAS DE REFORMA, RE-POTENCIAÇÃO E NOVOS PROJETOS

3.1 – ESTUDOS E METODOLOGIA

Foram realizados estudos técnico e econômico para seis aproveitamentos hidrelétricos, sendo três pequenas centrais novas e três pequenas centrais a re-potenciar ou reformar, todas situadas no Estado da Bahia. São eles:

- Novos aproveitamentos:

- Usina São José das Guaribas, rio Preto, afluente do Rio Grande, município de Formosa do Rio Preto, região Oeste do Estado, próximo a fronteira com o Piauí;
- Usina Garimpo da Sibéria, rio Paraguaçu, no município de Mucugê, região da Chapada Diamantina (central do Estado);
- Usina Fazenda Macauberia, também no rio Preto, município de Formosa do Rio Preto, região Oeste do Estado.

- Reforma ou re-potenciação:

- Usina Pancada Grande, rio Serinhaém, município de Ituberá, região sul do Estado;
- Usina Cachoeira do Inferno, no rio Preto, região Recôncavo Sul, próximo a cidade de Jaquaquara;
- Usina Francisco Borges, no rio Acaraí, região Sul do Estado, no município de Camamu.

A Figura 6 mostra uma vista da região Oeste da Bahia, área do cerrado, próxima a PCH São José das Guaribas e a Figura 7 é uma fotografia da Cachoeira de Pancada Grande.

Para re-potenciação os estudos realizados objetivaram aproveitar ao máximo as obras civis existentes (barragem, vertedouro, tomada d água, casa de força, etc).

Os estudos hidrenergéticos para re-potenciação da Usina Francisco Borges mostraram que a potência instalada seria inferior a 1 MW, não se enquadrando em PCH, razão pela qual tais estudos não prosseguiram. A Figura 8 é uma foto da barragem e casa de força desta usina e as Figuras 9 (a) e (b) mostram o gerador e a turbina existentes, mas já fora de operação.



Figura 6 – Zona plana do cerrado, próxima a PCH São José das Guaribas.



Figura 7 – Vista da Cachoeira de Pancada Grande.

Para todos os aproveitamentos, os estudos foram baseados na metodologia de “inventário simplificado”, conforme “Diretrizes para Projeto de PCH”, acessível através da página da ELETROBRÁS na internet, e o livro “Centrais hidrelétricas, estudos para implantação” (SOUZA, et al, 1999). Foram feitas visitas aos locais e realizados estudos envolvendo as seguintes etapas:

- estudos topográficos e geológicos;
- estudos hidrológicos e hidroenergéticos;

- definição de equipamentos e arranjo, envolvendo escolha do tipo e altura de barragem, definição dos equipamentos (tipo e número de turbinas, geradores), dimensionamento do canal de adução, conduto forçado, demais equipamentos e arranjo da casa de força;
- orçamento.



Figura 8 – Vista da barragem e casa de força da Usina Francisco Borges, rio Acaraí.



Figuras 9 (a) e (b) – Gerador e turbina da Usina Francisco Borges.

Os estudos topográficos e geológicos ficaram restritos a pesquisas bibliográficas e a estudos anteriores de modo a caracterizar geologicamente as regiões das bacias dos rios e os locais dos aproveitamentos, possibilitar a definição do eixo da barragem, bem como permitir avaliação da queda disponível. Para alguns dos aproveitamentos foram utilizados

mapas e levantamentos aero-fotogramétricos, além de plantas relativas a estudos anteriores.

Com relação aos estudos hidroenergéticos, foram pesquisados os dados climatológicos além dos dados fluviométricos das estações existentes nas bacias estudadas, e/ou nas proximidades, buscando-se compor uma série histórica expressiva e consistente. Tendo-se as vazões nos locais dos aproveitamentos, foram traçadas as curvas de duração, determinada a potência firme (para a vazão com 95% de frequência), calculada a energia firme com base em 8.760 horas/ano, além da energia anual produzida em função da potência instalada.

A potência de um aproveitamento hidrelétrico é dada por:

$$P = 9,8 \eta_g \cdot H_b \cdot Q \quad [\text{kW}] \quad (1)$$

Onde:

η_g , é o rendimento global produto dos três rendimentos individuais: da turbina, do gerador e o hidráulico;

H_b é a queda bruta disponível, em metros;

Q é a vazão em m^3/s .

Já que os demais parâmetros são constantes, a potência é aproximadamente:

$$P = k \cdot Q \quad [\text{kW}] \quad (2)$$

Onde:

$$k = 9,8 \eta_g \cdot H_b$$

Para definição da potência instalada nas usinas a fio d'água, isto é, aquelas que não possuem reservatórios de regularização de vazões, o primeiro passo é traçar um gráfico da energia anual produzida (ou da potência média anual), em função da potência que venha a ser instalada. A rigor a potência instalada deve ser definida tal que minimize a relação custo anual/energia produzida, ou seja, o custo mínimo da energia em R\$/MWh. Isto significa que para a potência instalada igual à potência firme, deve ser definido um arranjo da usina, ser feito o orçamento do empreendimento, e encontrado o custo anual equivalente considerando os custos de operação, manutenção, depreciação, remuneração do investimento e outros. O custo anual equivalente dividido pela energia firme resulta no custo unitário da energia. Considera-se então novo valor de potência instalada maior que a potência firme, refaz-se o orçamento para esta nova condição, determina-se os custos anuais, permitindo-se chegar a um novo valor da energia produzida, que certamente é menor que o custo anteriormente determinado.

Prosseguindo-se, toma-se novo valor de potência instalada e determina-se também novo valor do custo unitário da energia. Obtém-se um gráfico semelhante ao da Figura 10, devendo a potência instalada escolhida corresponder ao valor do custo mínimo da energia produzida.

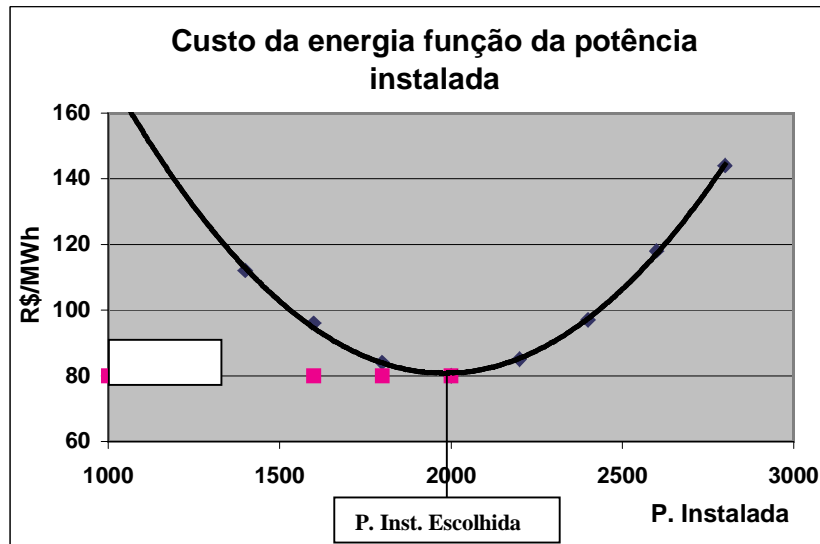


Figura 10 – Custo da energia produzida em função da potência instalada.

Há outros métodos para definição da potência instalada. Alguns trabalham com a curva de energia anual produzida ou da potência média anual (que é a mesma energia anual dividida pelo número de horas do ano, 8.760), em função da potência a instalar. No gráfico que representa tal curva, quando o acréscimo de energia anual é pequeno em relação a um aumento da potência instalada, este deve ser o ponto definido, pois a partir deste ponto pouco se agregaria em termos de benefícios.

A Figura 11 mostra um gráfico da energia anual produzida em uma usina a fio d'água, em função da potência instalada.

SOUZA et al, 1999, preferem trabalhar com a curva de potência média em função da potência instalada, que em geral apresenta o mesmo aspecto da Figura 11. Estes autores sugerem que a definição da motorização seja feita a partir do ponto de encontro da assíntota correspondente ao valor da potência média, quando a potência instalada tende para infinito, com a reta relativa a potência instalada igual à potência média. A Figura 12 apresenta graficamente a aplicação deste método no estudo realizado para a definição da potência instalada do aproveitamento de São José das Guaribas.

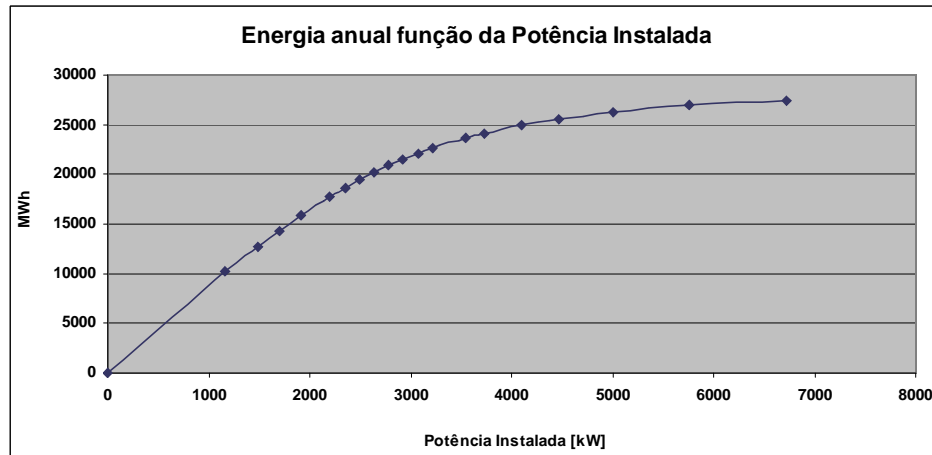


Figura 11 – Energia anual produzida, em função da potência instalada.

Neste trabalho foi determinada a potência instalada para a PCH São José das Guaribas pelos dois métodos. Considerando os resultados apresentados, muito próximos, adotou-se o segundo método, mais simples, para definição das potências instaladas dos demais aproveitamentos.

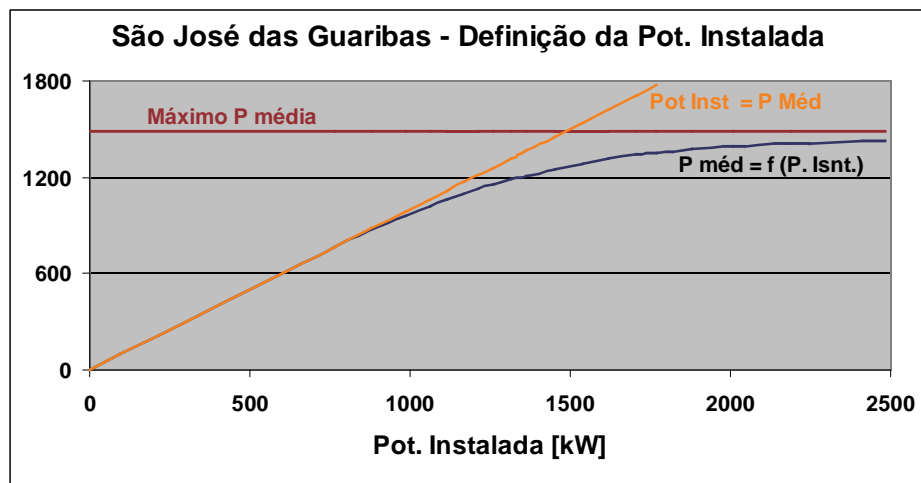


Figura 12 – Definição da potência instalada, PCH São José das Guaribas.

Conforme anteriormente mencionado, tendo-se definido a vazão nominal turbinada, foram dimensionados a tomada d'água, canal de adução, conduto forçado, turbinas, geradores e demais equipamentos. O orçamento foi realizado conforme orientações de SOUZA et al, 1999, das "Diretrizes para Projeto de PCH" (ELETROBRÁS), e em orçamentos realizados em estudos anteriores. Todos os custos estão referenciados a abril de 2001. Para esse referido mês o dólar comercial esteve cotado a R\$2,198 (dois reais,

cento e noventa e oito milésimos) para venda, e o índice Geral de Preços ao Consumidor da Fundação Getúlio Vargas era de 200,591 (duzentos inteiros e quinhentos e noventa e um milésimos).

Admitiu-se que o cronograma físico das obras de todas as usinas desenvolve-se em dois anos, e o financeiro corresponde a 20% do valor do empreendimento desembolsado no primeiro semestre do primeiro ano, 30% no segundo semestre; no segundo ano, desembolsos de 30% e 20% em cada um dos semestres.

Os juros durante a construção foram considerados como 10% ao ano, aplicados sobre a totalidade dos custos diretos e sobre 50% dos custos indiretos, conforme o cronograma financeiro de desembolso. Os custos indiretos foram tomados na base de 20% dos custos diretos, procurando cobrir despesas com engenharia, topografia, canteiros, administração e outras.

Ao final deste capítulo é apresentado um resumo das alternativas estudadas, caracterizando os aproveitamentos analisados.

3.2 – APROVEITAMENTOS ESTUDADOS

São descritos a seguir os estudos realizados e as características das alternativas estudadas para cada uma das PCH, iniciando-se pelos novos aproveitamentos.

3.2.1 – Usina São José das Guaribas

Aproveitamento hidrelétrico situado no rio do Ouro, afluente do rio Preto, por sua vez, afluente do rio Grande, na bacia do rio São Francisco, município de Formosa do Rio Preto, região Oeste do Estado da Bahia. Está a $11^{\circ} 10' 00''$ S de latitude, e na longitude $45^{\circ} 23' 21''$ W. O acesso ao local é através da BR-242 que liga Salvador a Brasília, e percorrendo mais 180 km em direção ao norte pela BR-135 chega-se a Formosa. A partir da cidade de Formosa do Rio Preto, toma-se uma estrada vicinal em direção à foz do rio do Ouro; deste ponto são cerca de 12 km mais até o local do aproveitamento. As coordenadas UTM do local do aproveitamento são X=8765550 e Y=457500. O rio do Ouro corre no sentido sudoeste para nordeste, sendo um dos principais afluentes do rio Preto.

Na bacia do rio Preto, no trecho entre a divisa com o Estado de Goiás até próximo a Formosa, a vegetação é o cerrado e o solo constituído por depósitos de arenitos por vezes siltitos argilosos. Desde Formosa até a descarga no rio Grande, a vegetação é de caatinga e floresta caducidófila, sendo o solo de baixa fertilidade, ácido até Santa Rita de Cássia e latossolos de textura média até a confluência com o rio Grande. “O cerrado é encontrado nos trechos mais úmidos, possui temperatura amena, vegetação rasteira com arbustos e árvores independentes” (SEPLANTEC, Bacias Hidrográficas do Estado da Bahia, 1977). A caatinga é característica da área mais seca, formada por plantas espinhosas, de porte baixo, compondo uma associação de árvores e arbustos.

A temperatura é amena durante todo o ano, em torno de uma média anual de 23,5°C, apresentando noites um pouco mais frias apenas no inverno. O clima é tropical úmido, com estação chuvosa no verão e início do outono e uma estação seca no inverno e durante os primeiros meses da primavera (junho a outubro). Devido aos solos arenosos sobre estruturas de arenito, e à vegetação que reduz o escoamento superficial, as vazões dos rios são regulares, característica dos rios da margem esquerda do rio Grande.

Em termos geomorfológicos, na parte superior da bacia há extensos chapadões sustentados por arenitos da Formação Urucuia, aparecem paredões conduzindo a regiões mais baixas onde estão as nascentes dos rios e o trecho inferior mais plano ou com leves ondulações, sendo o solo composto por depósitos arenosos e aluviais, característico das proximidades de Formosa do Rio Preto. O relevo da bacia do rio do Ouro encontra-se entre as cotas 770 e 500 m (IBENBRASIL, 2000).

A região dos cerrados do Oeste da Bahia tem-se constituído em nova fronteira agrícola nos últimos 15 anos face aos recursos hidrológicos que têm sido aproveitados para irrigação. Dentre as culturas da região destacam-se a soja, feijão, milho, sorgo, e os frutos tropicais. Organizados em grandes cooperativas, os agricultores têm conseguido colocar seus produtos no mercado nacional e internacional, sendo já significativa a exportação de soja e frutas tropicais. As condições de infra-estrutura especialmente estradas e energia elétrica ainda são deficientes, precisando melhorar.

Recentemente, em setembro/2000, a empresa IBENBRASIL estudou a viabilidade de uma PCH no local, com potência instalada de 1.148 kW (“Estudo de Inventário Hidrelétrico da Bacia do rio Preto – AHE São José das Guaribas”, IBENBRASIL, 2000). A alternativa a seguir desenvolvida baseia-se neste estudo, especialmente quanto ao arranjo físico e à barragem, cujo ante-projeto é mostrado na Figura 13.

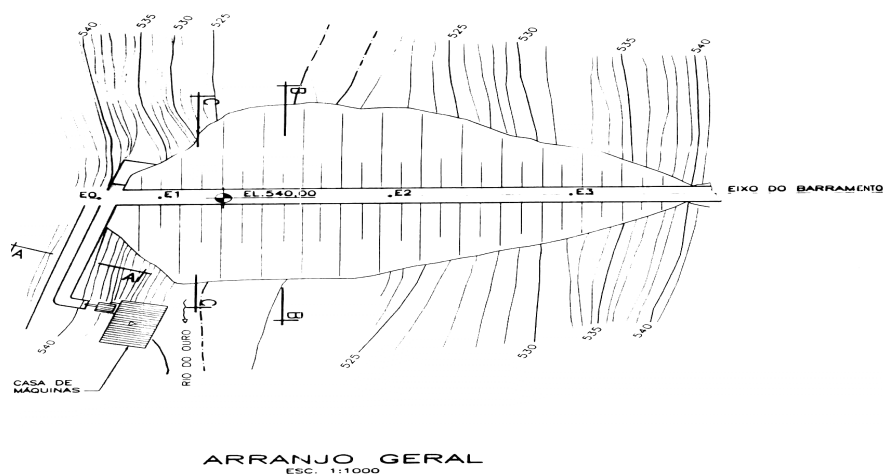


Figura 13 – Ante-projeto da barragem da PCH São José das Guaribas.

Fonte: IBENBRASIL, 2000.

3.2.1.1 – Estudos topográficos e geológicos

O rio do Ouro é um dos principais afluentes do rio Preto, que é afluente do rio Grande, que deságua na margem esquerda do rio São Francisco. A coleta de dados topográficos envolveu o IBGE, a SUDENE e a CODEVASF. Para os estudos topográficos, cujo objetivo foi identificar queda e a localização preliminar das estruturas, se dispôs de cartas do IBGE e da SUDENE, nas escalas 1:100.000 e 1:250.000. Foram ainda usados estudos anteriores realizados pela HIGESA – Engenharia Ltda.

Geologicamente a região foi bem caracterizada nos estudos realizados pela empresa Hidroservice Engenharia (ELETROBRÁS, 1972), e apresenta quatro unidades:

- Grupo Santo Onofre – do período proterozóico médio, aparece desde uns 25 km antes da cidade de Formosa do Rio Preto até próximo à cidade de Santa Rita de Cássia. Apresenta relevos regulares, composto por quartzitos, filitos e xistos, fortemente estruturado, com orientação de sudoeste para nordeste, existindo a presença de dobras muito associadas a fraturas;
- Formação Urucuia – do Cretáceo, aparece muito na área oeste formando chapadões de bordos escarpados e topos aplainados; é constituído quase que exclusivamente por arenitos porosos, de cores variadas. Tal formação ocorre nas cachoeiras do rio do Ouro. É um bom aquífero, pois, face à

- permeabilidade, permite a formação de lençóis subterrâneos contribuindo para regularidade das vazões dos rios e a perenização dos mesmos;
- Coberturas – da idade terciária são as coberturas detríticas. Predominam na porção leste a jusante de Santa Rita de Cássia, com espessura de dezenas de metros sobre o Grupo Santo Onofre. São compostas por areias de granulometria variável, com seixos de quartzo, e sobre a formação Urucuia há predomínio de areias finas a médias, por vezes apresentam-se grosseiras e pouco siltosas;
 - Aluviões – são depósitos irregularmente distribuídos trabalhados pelos cursos d'água, com largura e espessura variáveis. Normalmente compostos de areia fina a grossa e às vezes com seixos. Formam brejos em zonas alagáveis das sub-bacias dos pequenos afluentes, sobre a formação Urucuia.

No local do aproveitamento há presença do Grupo Santo Onofre (micaxistos e quartzo-xistos) em várias direções, coberto por arenitos do grupo Urucuia. Há ainda coberturas retrabalhadas compostas por areias, com cascalheiras ferruginosas. A ombreira esquerda apresenta declividade bem suave e depósito aluvionar de espessura em torno de dois metros, composto mais por areias fina e média. Na parte média da ombreira a declividade é média existindo solo residual composto por silte arenoso. No trecho superior o solo passa a rocha alterada, composta por quartzo-mica, xisto e com veios de quartzo. Quanto à ombreira direita, a declividade é acentuada com pouco depósito aluvionar na margem do rio, apresentando solo residual com cerca de 5 metros. Já o leito do rio no local, se desenvolve sobre depósitos aluvionares em blocos de quartzo. Futuramente o solo residual deverá ser melhor avaliado (IBENBRASIL, 2000).

3.2.1.2 – Estudos hidrológicos, hidroenergéticos e ambientais

Quanto aos dados pluviométricos, há várias estações catalogadas pela ANEEL na região, podendo-se citar as estações de Mansidão (código 01044007, nas coordenadas 14⁰ 43' S e 44⁰ 02' W), Santa Rita de Cássia (01144009), Formosa do Rio Preto (01145001/012, nas coordenadas 11⁰ 03' S e 45⁰ 12' W), e Fazenda Bom Jardim (01145004/015). As duas primeiras estão situadas no município de Santa Rita de Cássia e as outras no município de Formosa do Rio Preto. Devido ao histórico e maior proximidade com o local do aproveitamento, foram analisadas as três primeiras estações citadas.

As chuvas mais intensas ocorrem no final da primavera e no verão, chegando a atingir médias mensais acima de 150mm nos meses mais chuvosos, novembro, dezembro e janeiro. O período seco é bem definido, meses de junho até agosto, com precipitações médias mensais praticamente nulas. A Tabela 3 apresenta o registro das precipitações médias mensais dos citados postos, para o período analisado.

Tabela 3 – Precipitações médias mensais, estações próximas a São J. das Guaribas.

Meses	Mansidão	Santa Rita de Cássia	Formosa do Rio Preto
	(08/36 a 12/83)	(07/39 a 08/97)	(01/42 a 08/97)
	(mm)	(mm)	(mm)
Janeiro	157,1	135	146,1
Fevereiro	133,2	144	117,4
Março	135,6	133	122,9
Abril	70,3	65	72,8
Maio	11,4	8	7,4
Junho	0,0	4	0,0
Julho	0,5	5	1,1
Agosto	0,3	0	0,2
Setembro	6,5	13	11,5
Outubro	57,9	92	76,5
Novembro	152,9	137	173,4
Dezembro	167,6	172	196,0
Anual	893,3	908	925,3

A precipitação média destes postos mais próximos é de 909 mm/ano. Com respeito a evaporação, com base no posto evaporimétrico de Barreiras a média anual é de 1.256 mm, resultando em uma deficiência anual de 347 mm.

Os dados fluviométricos foram analisados a partir daqueles obtidos relativos aos seguintes postos:

- Fazenda Bom Jardim (código 46770000, 11⁰ 01´S e 45⁰ 33´W) – localizado no rio Sapão, área de drenagem de 5.990,3 km², dados relativos a cotas médias diárias desde 06/1962. Há também dados de medição de descarga;

- Formosa do Rio Preto (46790000, 11^o 03´S e 45^o 11´S) – localizado no rio Preto, área de drenagem de 14.418,6 km², dados relativos à medição de cotas médias diárias desde 09/1941 até 02/99. Também dispõe de dados de medição de descarga;
- Ponte Serafim, Montante (46570000)– localizado no rio de Janeiro, área de drenagem de 2.040 km², dados desde 01/1977 até 01/1999 relativos a cotas médias diárias e a medições de descarga.

Foi considerada a análise feita pela IBERDOLA Engenharia do Brasil, Relatório “Estudo de Inventário Hidrelétrico da Bacia do rio Preto – AHE São José das Guaribas” (IBENBRASIL, 2000), no qual são analisados os deflúvios específicos médios, as variações de vazões, além de características relativas a vegetação, geologia e área de drenagem, concluindo que as condições no local do aproveitamento se aproximam bastante às do Posto Ponte Serafim no rio de Janeiro. Visando analisar a confiabilidade das observações, os dados destes três postos foram correlacionados, verificando-se coerência dos mesmos. Optou-se pela complementação dos dados de Ponte Serafim através de correlação com os dados do Posto Formosa do rio Preto.

Tabela 4 – Pontos da curva de duração de vazões, PCH São José das Guaribas.

CURVA DE DURAÇÃO – PCH SÃO JOSÉ DAS GUARIBAS										
Frequência (%)	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Vazões (m ³ /s)	17,94	15,81	14,51	13,57	12,79	12,32	11,70	11,12	10,49	9,86
Frequência (%)	55	60	65	70	75	80	85	90	95	99
Vazões (m ³ /s)	9,52	9,09	8,76	8,44	8,06	7,69	7,13	6,37	5,53	4,50

Dispondo-se então da série de vazões relativas ao período 09/41 a 02/99 para o Posto Ponte Serafim, foi desenvolvida a série para o local do aproveitamento, através da proporcionalidade entre as áreas de drenagem deste Posto (2.040 km²) e do local do aproveitamento (1.734,3 km²). Com tais dados foi obtida a curva de duração apresentada na Figura 14, cujos pontos estão mostrados na Tabela 4.

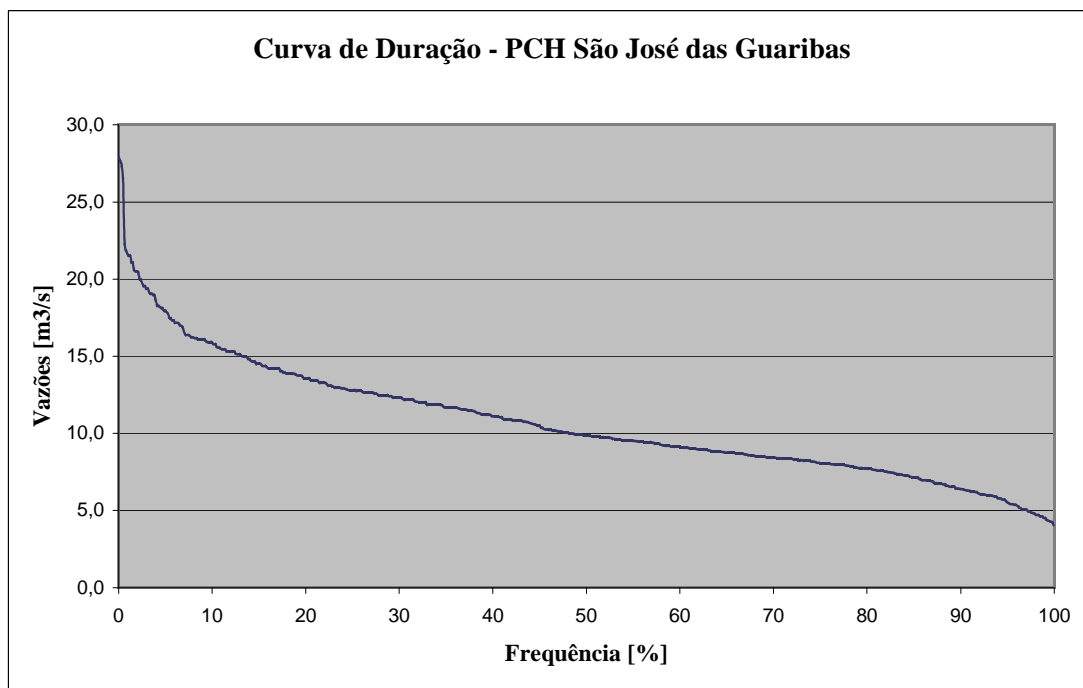


Figura 14 – Curva de duração de vazões da PCH São José das Guaribas.

A vazão média de longa duração (Q_{MLT}) é de $10,71\text{m}^3/\text{s}$ no local do aproveitamento, ocorrendo vazões superiores a esta durante 43,7% do período. Isto corresponde a um deflúvio médio específico de $6,2\text{litros}/\text{s}/\text{km}^2$. O período de menor afluência vai de julho a outubro e as vazões máximas acontecem entre dezembro e abril. As variações de vazões não são muito grandes, indo desde o mínimo de $4,02\text{ m}^3/\text{s}$ (outubro/63) a $27,89\text{ m}^3/\text{s}$ (fevereiro/80); a vazão com probabilidade de 50% é de $9,86\text{ m}^3/\text{s}$. O desvio padrão das vazões mensais é de $3,82\text{ m}^3/\text{s}$, resultando uma relação desvio/média de 35,7%. O desvio padrão das vazões médias anuais é de 21,2%.

Para os estudos hidrenergéticos, considerou-se rendimento hidráulico de 95%, rendimento da turbina de 92% e do gerador de 95%, isto é, um rendimento global de 83,0%. Deste modo, já considerada a queda bruta de 17,0 metros, a potência elétrica é dada por:

$$P = 138,47.Q \quad [\text{kW}] \quad (3)$$

Onde:

Q corresponde à vazão turbinada, em m^3/s .

Tomando-se a vazão com frequência de 95% ($5,53\text{ m}^3/\text{s}$), encontra-se a potência firme de 766 kW, correspondendo a uma energia firme de 6.708 MWh/ano. Conforme

descrito na metodologia, optou-se pela potência instalada de 1.500 kW, podendo ser visto na Figura 15 a energia anual produzida [MWh] em função da potência instalada [kW].

Para potência instalada de 1.500 kW, corresponde a vazão turbinada de 10,83 m³/s e uma energia anual produzida de 11.116 MWh. Pela curva de duração vê-se que 42,2% do tempo as vazões são iguais ou superiores a 10,83 m³/s.

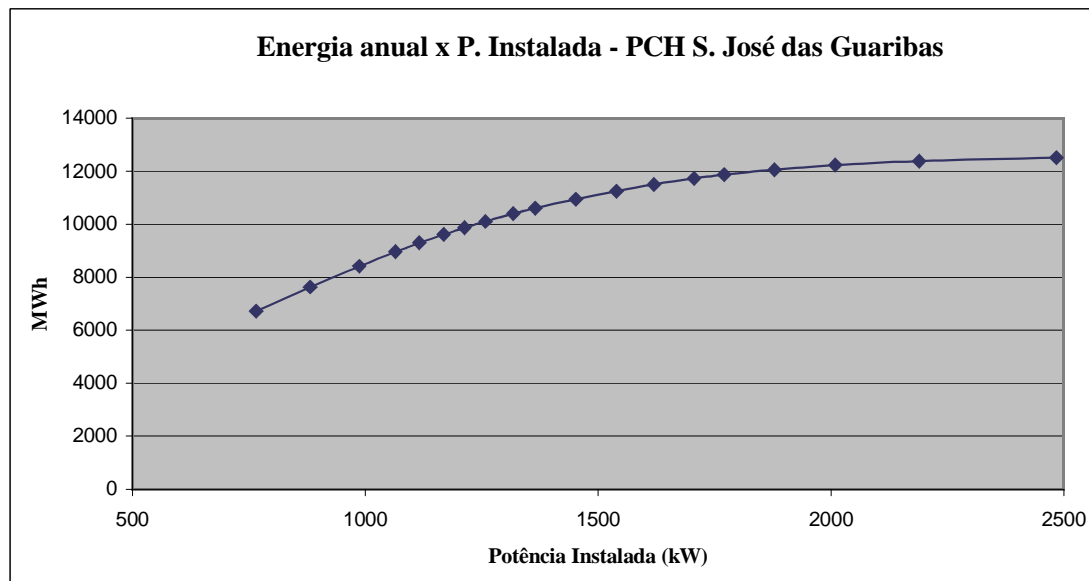


Figura 15 – Energia anual em função da potência instalada, PCH São José das Guaribas.

Ambientalmente, os estudos não foram aprofundados face ao pequeno impacto ambiental verificado, visto que a barragem terá apenas 23 m de altura e a área inundada será inferior a 15 km². Fez-se uma visita preliminar à região, não sendo verificadas interferências com áreas indígenas, áreas do patrimônio histórico-cultural, ou sítios arqueológicos. Pelo visto também não há ocorrências de jazidas minerais de valor econômico na área, e mesmo a população rural que mantém atividade agrícola ou pesqueira nas proximidades, não é significativa, obtendo certamente mais benefícios que prejuízos com a área inundada. Foi verificado que recentemente a COELBA efetuou estudos semelhantes, tendo inclusive encaminhado correspondência ao órgão de controle e fiscalização ambiental na Bahia, visando obter uma licença prévia. A Fazenda AGROPLAN também se beneficia das águas do rio do Ouro, porém não há outorga de vazão para a mesma emitida pela Superintendência de Recursos Hídricos.

Com respeito às vazões de enchente máxima, foram conservados os parâmetros dos estudos da IBENBRASIL, isto é, utilizado o método estatístico de cálculo, ajustando-se a distribuição de Gumbell às máximas vazões historicamente observadas, resultando para o

tempo de recorrência de 20 anos, a vazão de 43,9 m³/s, considerada no dimensionamento do desvio durante a construção. A enchente milenar é de 77,6 m³/s tendo sido considerada no dimensionamento do vertedouro.

3.2.1.3 – Equipamentos e casa de força

Para a PCH São José das Guaribas, optou-se por uma barragem de 23 metros de altura com extensão de 145 m. A tomada d'água está na margem esquerda, na cota 537, e a restituição na cota 520, resultando na queda bruta de 17,0 metros. O aproveitamento será a fio d'água, com barragem de derivação em terra e enrocamento, de modo semelhante ao ante-projeto mostrado na Figura 13, retirada do relatório “Estudo de Inventário Hidrelétrico da Bacia do Rio Preto – AHE São José das Guaribas” (IBENBRASIL, 2000).

O canal de adução, seção retangular com 3,40 m de largura e 2,70 m de profundidade, é revestido em concreto, com cerca de 44,0 m de comprimento. A tubulação forçada com 2,60 metros de diâmetro e 12,20 metros de comprimento. A velocidade adotada no canal é de 1,4m/s e a perda hidráulica total estimada foi de 5%.

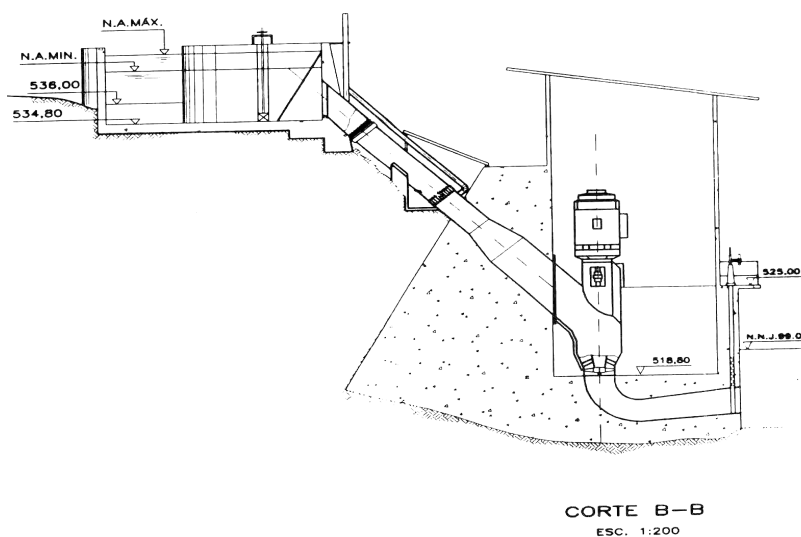


Figura 16 – Esboço da casa de força da PCH São José das Guaribas.

Fonte: IBENBRASIL, 2000.

São duas turbinas Kaplan tipo “S”, eixo vertical, cada gerador com potência de 750 kW (ou 880 kVA considerado o fator de potência de 0,85).

A casa de força terá aproximadamente 10,5 x 20,0 metros, tendo seu piso na cota 525,0 e sendo o nível d'água na restituição na cota 519,9. A Figura 16 mostra um esboço da casa de força (IBENBRASIL, 2000).

3.2.1.4 – Orçamento

A Tabela 5 a seguir apresenta o orçamento resumido relativo à implantação do Aproveitamento Hidrelétrico de São José das Guaribas.

Tabela 5 – Orçamento da PCH São José das Guaribas.

Conta	Discriminação	Custo (R\$)	Custo (%)
.10	Terrenos e ações sócio-ambientais	463.389,13	6,95
.11.12	Benfeitorias na área da usina	25.441,49	0,38
.11.13	Casa de força	220.953,73	3,31
.12.17.25	Barragem e diques	686.108,28	10,29
.12.18.28	Vertedouro de superfície	454.605,95	6,81
.12.19.30	Tomada d'água	224.485,27	3,37
.12.19.31	Canal adutor	111.568,98	1,67
.12.19.34	Conduto forçado	167.144,98	2,51
.13	Turbinas e geradores	1.470.043,57	22,04
.14	Equipamentos elétricos e acessórios	226.074,48	3,39
.15	Diversos equipamentos da usina	139.066,48	2,08
.16	Estradas de rodagem, de ferro, pontes	491.026,86	7,36
Sub-total	Custo Direto Global	4.679.909,21	70,15
.17	Custo indireto	935.981,84	14,03
.18	Juros durante a construção	386.092,51	5,79
Sub-total 2	Juros + custo indireto	1.322.074,35	19,82
	Obras de transmissão associadas	668.874,46	10,03
	Total do Investimento	6.670.858,01	100,00

O cronograma físico das obras da usina desenvolve-se em dois anos, e o financeiro conforme colocado no tópico 3.1, relativo a metodologia, sendo os juros durante a

construção de 10% ao ano. Os juros foram aplicados de acordo com o cronograma, sobre o custo direto global e sobre 50% do custo indireto.

Foi considerado o desembolso relativo às obras de transmissão ocorrendo integralmente no segundo ano das obras. O custo índice corresponde a R\$4.447,23/kW (quatro mil quatrocentos e quarenta e sete reais, e vinte e quatro centavos por kW instalado). Considerou-se 35 anos a vida útil da usina e dos equipamentos eletromecânicos, e no item específico é feita a análise econômica do aproveitamento.

3.2.2 – Usina Garimpo da Sibéria

Aproveitamento hidrelétrico situado na Chapada Diamantina, mais especificamente no alto do rio Paraguaçu, município de Mucugê, Bahia, a 12^o 57' 00" S e 41^o 20' 00" W. Chega-se ao local através da BR-242 que liga Salvador a Brasília, e daí pela BA-142 que une aquela BR às cidades de Andaraí, Mucugê, indo até Barra da Estiva e Brumado.

Grande parte do alto Paraguaçu se desenvolve nos gerais, cujo relevo é em geral plano. O solo apresenta boa permeabilidade e a calha do rio baixa declividade. No trecho que se situa entre as cidades de Mucugê e Andaraí as características são distintas, pois a topografia é bastante acidentada, o solo apresenta baixa permeabilidade, e a calha do rio grande declividade. A bacia do Paraguaçu, no alto Paraguaçu, desde as nascentes até a cidade de Andaraí, pode ser caracterizada em três zonas:

- as cabeceiras (relevo acidentado, com áreas de mata e vegetação rasteira);
- os gerais, que se estende até as proximidades de Mucugê (sendo característica a vegetação rasteira);
- trecho do “canyon”, entre as cidades de Mucugê e Andaraí (vegetação rala desenvolvida em camada de solo não muito espessa, sem aptidão agrícola).

Em termos geomorfológicos há domínio dos planaltos em estruturas dobradas, característicos das “encostas orientais da Chapada Diamantina”. As altitudes acima dos 800 metros apresentam forte controle tectônico, vertentes íngremes, e desníveis de até 200 metros.

Na serra do Sincorá, o clima é de transição de úmido, característico da porção sudoeste em torno do município de Piatã, para o semiárido característico das bacias dos rios Utinga e Santo Antônio. A temperatura na região tem média anual de 17,60C em Piatã

e de 23,90C em Andaraí. A umidade relativa é da ordem de 60% na serra do Sincorá, variando entre 70 e 80% nas demais áreas da Chapada Diamantina.

Em termos econômicos, face às características topográficas e climáticas, há muita área não produtiva. Da área aproveitada para atividade agropecuária, aproximadamente 70% é ocupada pela agricultura, havendo predomínio de culturas temporárias como tomate, feijão, milho, mandioca e alho. O café se destaca entre as culturas permanentes. A atividade pecuária não é representativa e desenvolve-se de forma extensiva. Indústrias praticamente inexistem na região, e o comércio também tem pouca representatividade econômica. O destaque maior é para o turismo, que tem na cidade de Lençóis o maior pólo da regional.

Recentemente, em maio/2000, a empresa IBENBRASIL estudou a viabilidade de uma PCH no local, tendo a mesma uma potência instalada de 12.525 kW (Relatório “Aproveitamento Hidrelétrico de Garimpo da Sibéria”, 2000). Devido a fatores econômicos e ambientais o empreendimento não foi implantado. A alternativa aqui desenvolvida baseia-se neste estudo, mantidas as mesmas características da barragem, nível de jusante, dimensões da chaminé de equilíbrio, tendo sido modificados a potência instalada, vazão turbinada, adução e conduto forçado, de modo a reduzir o custo unitário.

3.2.2.1 – Estudos topográficos e geológicos

O objetivo foi verificar cotas e localização das principais estruturas existentes, além de avaliar a queda disponível. Foram usadas cartas do IBGE na escala 1:100.000, desenho da bacia hidrográfica em escala 1:1.250.000 cedido pela IBENBRASIL, e mapas em escala 1:1.000.000 da publicação “Bacias Hidrográficas do Estado da Bahia”, SEPLANTEC, 1979. Também se obteve junto a IBENBRASIL, o levantamento do perfil do rio na escala horizontal 1:25.000 num trecho de aproximadamente 6 km próximo a Garimpo da Sibéria. Foram acessados mapas geológicos e geomorfológicos do Estado da Bahia, escala 1:1.000.000, embora de 1980.

A região Chapada Diamantina faz parte do proterozóico médio. As falhas longitudinais proporcionam um alinhamento norte-sul à Serra do Sincorá, embora existam falhas menores, transversais. Os diamantes outrora encontrados na Chapada tiveram origens no interior de vulcões muito antigos (AMADO et al, 1988).

Na área da Chapada ocorrem três unidades geológico-geotécnicas (IBENBRASIL, 2000):

- depósitos aluvionares, de ocorrência restrita, fazendo pequenos acúmulos junto aos leitos dos rios, compostos por areias finas a grossas, associados a matacões e blocos que entulham parcialmente os trechos dos rios. Tais blocos resultam de escorregamentos e tombamentos das encostas das serras;
- cobertura colúvio-aluvionar, composta por areia fina a grosseira e seixos, sendo restrita aos sopés das encostas e altos com baixa declividade;
- formação tombador, pertencente ao grupo Chapada Diamantina, observados quartizitos (cinza claros a amarelados e esbranquiçados) e níveis de conglomerado (seixos de quartzo e rochas diversas).

O local conhecido por Garimpo da Sibéria marca o início de um “canyon” no rio Paraguaçu, que se estende praticamente até a sua saída da Chapada Diamantina. Em um trecho em torno de 7,5 km há um desnível de aproximadamente 320 metros. No passado houve intensa atividade de garimpo de diamantes na área, e atualmente há nas proximidades locais turísticos e de lazer, com cachoeiras e lagos. Há um plano de falha reversa no sopé do primeiro paredão a jusante da cachoeira. Visando evitar interferência com a área da cachoeira principal da Sibéria, situou-se a barragem 100 metros a jusante, ficando o eixo do barramento nas coordenadas UTM aproximadas de $X = 8569900$ e $Y = 243400$, mantendo-se o mesmo eixo definido nos estudos da IBENBRASIL.

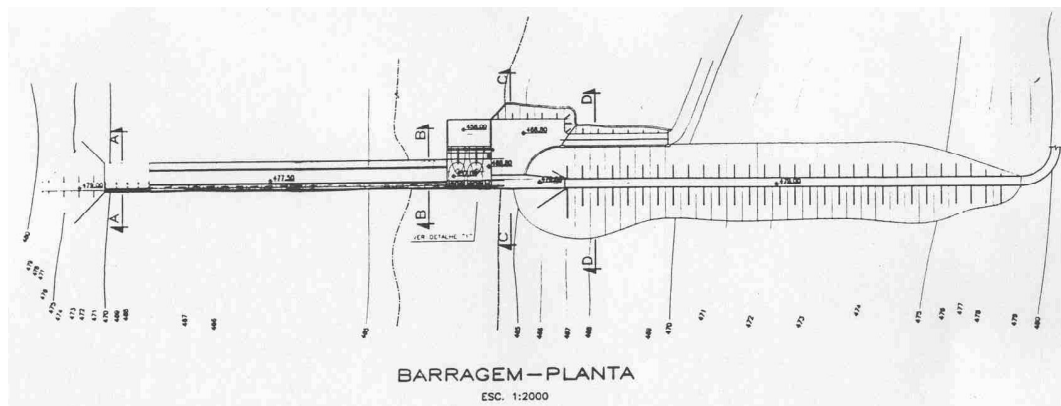


Figura 17 – Esboço da barragem da PCH Garimpo da Sibéria.

Fonte: IBENBRASIL, 2000.

Deste modo, a barragem tem 2,5 metros de altura (ver esboço na Figura 17), o nível d'água de montante estará a 797,5 metros e a restituição a 555,0 metros, totalizando uma queda bruta de 242,5 m.

3.2.2.2 – Estudos hidrológicos, hidroenergéticos e ambientais

Quanto aos dados pluviométricos há cinco estações catalogadas pela ANEEL na região, porém face ao histórico e consistência dos dados, além da maior proximidade com o local do aproveitamento, foram analisados os dados das estações de Andaraí e Mucugê. De um modo geral, na serra do Sincorá as precipitações anuais são da ordem de 1.000 mm, e a evaporação em torno de 900 mm, resultando em pequeno balanço excedente.

As chuvas são mais intensas no verão (novembro a março), chegando a atingir médias próximas a 200mm em novembro e dezembro. A pluviosidade média anual é pouco superior a 1.000 mm, e nos meses de junho a setembro, praticamente não há chuvas, registrando-se médias mensais inferiores a 20 mm. A evapotranspiração potencial é da ordem de 890 mm, chegando até a 1.200 mm no setor oriental da serra do Sincorá.

Tabela 6 – Balanço hídrico mensal, estação de Andaraí.

Meses	Pluviometria	Evaporação	Balanço hídrico
	(mm)	(mm)	(mm)
Janeiro	114,0	98	16,0
Fevereiro	107,8	82	25,8
Março	146,8	91	55,8
Abril	115,1	79	36,1
Maio	44,0	65	(21,0)
Junho	36,4	53	(16,6)
Julho	34,2	53	(18,8)
Agosto	18,8	57	(38,2)
Setembro	30,2	63	(32,8)
Outubro	60,4	80	(19,6)
Novembro	181,8	80	101,8
Dezembro	195,0	90	105,0
Anual	1084,5	891	193,5

Com base nos dados pluviométricos do posto de Andaraí (1932 a 1973), além dos estudos contidos na publicação da SEPLANTEC (Bacias Hidrográficas do Estado da Bahia, 1979), montou-se a Tabela 6 referente ao balanço hídrico na estação de Andaraí, verificando-se um excedente hídrico anual de aproximadamente 193 mm.

Os dados fluviométricos foram analisados a partir daqueles obtidos relativos à estação de Andaraí (51120000), abrangendo um histórico de junho/1934 a fevereiro/1996. A área de drenagem no posto Andaraí é de 2.827 km² e o local do aproveitamento é um pouco a montante, correspondendo a uma área de drenagem de 2.644 km².

Já existe uma barragem a montante do local do aproveitamento, denominada de Apertado, e há outra em construção no rio Capãozinho (barragem de Casa Branca), um dos afluentes também a montante. Assim, a série histórica de vazões no local do aproveitamento foi gerada considerando nula a vazão na barragem de Apertado, como forma de compensar a menor contribuição futura do rio Capãozinho, ou seja, admitiu-se que as vazões a jusante serão usadas na irrigação, após a construção da barragem de Casa Branca. Portanto, as vazões no local do aproveitamento foram determinadas tomando a área de drenagem como 1049 km², que é a área entre a barragem de Apertado e o local do aproveitamento. A partir destes dados obteve-se a curva de duração, cujos pontos estão apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Pontos da curva de duração de vazões, PCH Garimpo da Sibéria.

CURVA DE DURAÇÃO – PCH GARIMPO DA SIBÉRIA										
Frequência (%)	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Vazões (m ³ /s)	27,53	19,48	13,83	10,21	8,61	7,12	6,23	5,42	4,49	3,82
Frequência (%)	55	60	65	70	75	80	85	90	95	99
Vazões (m ³ /s)	3,26	2,89	2,48	2,10	1,77	1,48	1,08	0,874	0,556	0,25

A vazão média de longa duração (Q_{MLT}) é de 7,41 m³/s no local do aproveitamento. O período de menor afluência vai de julho a outubro e as vazões máximas acontecem em dezembro, janeiro ou março. As variações de vazões são muito grandes, indo desde 0,145

m^3/s (outubro/34) a $86,4 \text{ m}^3/\text{s}$ (dezembro/48) o que certamente requereria grandes volumes de reservatório para regularização de vazões. Entretanto não é o caso, visto que a alternativa estudada é relativa ao aproveitamento a fio d'água. O desvio padrão das vazões mensais é de $9,76 \text{ m}^3/\text{s}$, resultando uma relação desvio/média de 131,6%; o desvio padrão para as vazões médias anuais corresponde a 52,4% da Q_{MLT} .

Para os estudos hidrenergéticos, considerou-se rendimento hidráulico de 93%, rendimento da turbina 95%, e do gerador 96%, isto é, um rendimento global de 84,8%. Deste modo, considerada a queda bruta de 242,5 metros, a potência elétrica é dada por:

$$P = 2.017,60.Q \quad [\text{kW}] \quad (4)$$

Onde Q corresponde a vazão turbinada em m^3/s .

Considerada a vazão com frequência de 95% ($0,556 \text{ m}^3/\text{s}$), encontra-se a potência firme de 1.122 kW, e uma energia firme de 9.827 MWh/ano. A Figura 18 apresenta a energia anual produzida em função da potência instalada. Optou-se por 14.355 kW de potência instalada, conforme a metodologia, correspondendo a uma vazão turbinada de $7,12 \text{ m}^3/\text{s}$ e uma energia anual produzida de 70.455 MWh. Pela curva de duração vê-se que 30% do tempo as vazões são iguais ou superiores a $7,12 \text{ m}^3/\text{s}$.

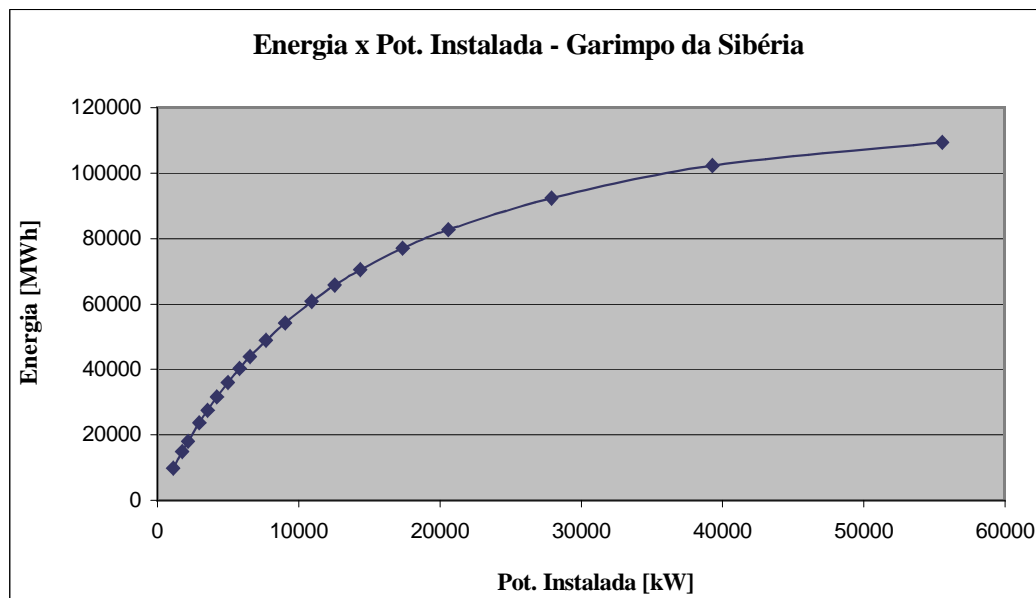


Figura 18 – Energia anual em função da potência instalada, PCH Garimpo da Sibéria.

Embora o aproveitamento esteja inserido na reserva ambiental da Chapada Diamantina, há a possibilidade da licença ambiental, visto que se procurou garantir uma

vazão mínima da ordem de 20% da vazão de referência ($0,175 \text{ m}^3/\text{s}$) no trecho entre a barragem e a restituição, além de preservar intacta a área turística próxima à cachoeira principal. Visando não interferir com a queda principal, lagos e locais de banho característicos da exploração turística, haja vista ser esta atividade a mais representativa economicamente, situou-se a barragem a jusante desta queda principal e limitou-se sua altura em 2,5 metros, daí que praticamente é mínima a área inundada.

A montante já existe a barragem de Apertado, com capacidade de acumulação de 108 milhões de metros cúbicos; há o compromisso de liberar 20% da vazão de referência. Conforme o Plano Diretor de Recursos Hídricos do Alto Paraguaçu, há em implantação as barragens de Integral (a montante de Apertado) e de Casa Branca, esta no rio Capãozinho, regularizando a vazão de $1,11 \text{ m}^3/\text{s}$ e situando-se a montante de Garimpo da Sibéria.

Com respeito às vazões de enchente máxima, foram conservados os parâmetros dos estudos da IBENBRASIL, isto é, utilizado o método estatístico de cálculo, ajustando-se a distribuição de Gumbell às máximas vazões historicamente observadas na estação de Andaraí. Resultou para o tempo de recorrência de 20 anos, a vazão de $1.418 \text{ m}^3/\text{s}$, considerada no dimensionamento do desvio durante a construção. A enchente milenar é de $2.653 \text{ m}^3/\text{s}$ tendo sido considerada no dimensionamento do vertedouro.

3.2.2.3 – Equipamentos e casa de força

Devido à topografia e às razões ambientais, a barragem está localizada de modo que o nível d'água máximo não interfira com a Cachoeira da Sibéria, nem com o lago denominado “Mar de Espanha”, localizados entre as cotas 800 e 855. Assim, a tomada d'água fez-se na cota 797,5 e a restituição na cota 555, resultando na queda bruta de 242,5 metros. O aproveitamento é a fio d'água, barragem de derivação em pedra argamassada com 2,6 m de altura acima do leito do rio, totalizando 110 metros de extensão.

A adução será através de um túnel de 2,30 metros de diâmetro, com 4.260 metros de extensão, terminando em uma chaminé de equilíbrio escavada na rocha, com 2,1 m de diâmetro e 55 metros de altura, a partir da qual segue a tubulação forçada com 1,38 metros de diâmetro e 400 metros de comprimento. A velocidade adotada no canal foi de $1,72 \text{ m/s}$, resultando numa perda hidráulica de 4,5%. Embora este valor de perda pareça elevado, devido à extensão do canal resulta em ganho face à redução do volume escavado, quando comparado com um de maior diâmetro.

São três turbinas tipo Francis eixo horizontal, e 3 geradores cada um com 4.785 kW de potência, que, considerado o fator de potência de 0,85 resulta em 5.630 kVA. A casa de força terá aproximadamente 15,0 x 40,0 metros, conforme planta mostrada na Figura 19.

O piso da casa de força está na cota 558,0 e o nível d'água na restituição na cota 555,0, sendo mostrado na Figura 20 um esboço do corte vertical da casa de força.

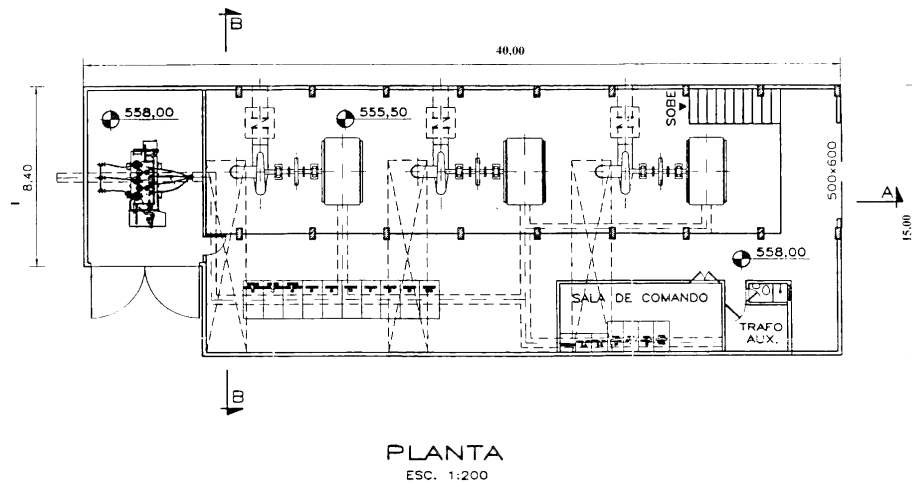


Figura 19 - Planta da casa de força da PCH Garimpo da Sibéria.

Fonte: IBENBRASIL, 2000.

A barragem tipo vertedouro tem 110 metros de extensão; o vertedouro foi dimensionado para a cheia milenar de $2.653 \text{ m}^3/\text{s}$ resultando em uma lâmina de 5,2 metros.

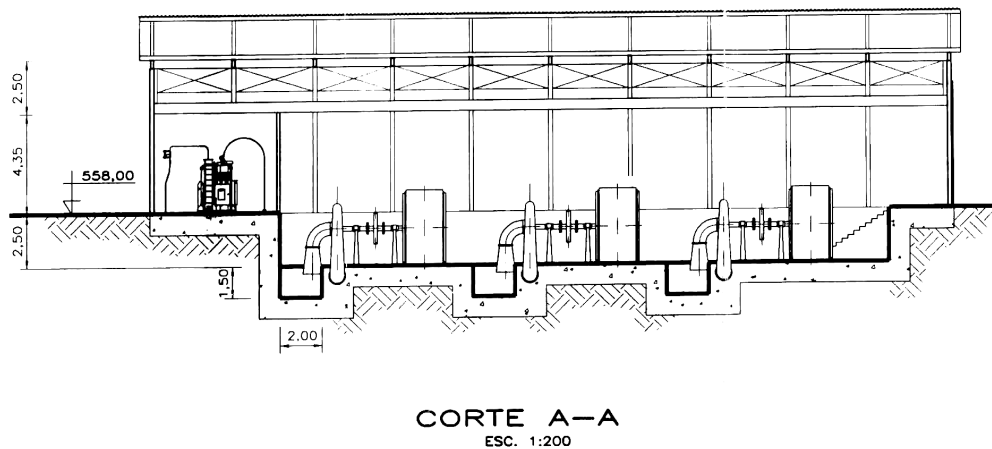


Figura 20 - Detalhe da casa de força da PCH Garimpo da Sibéria.

Fonte: IBENBRASIL, 2000.

3.2.2.4 – Orçamento

A Tabela 8, a seguir, mostra o orçamento resumido para a implantação do aproveitamento hidrelétrico de Garimpo da Sibéria.

Tabela 8 – Orçamento da PCH Garimpo da Sibéria.

Conta	Discriminação	Custo (R\$)	Custo (%)
.10	Terrenos e ações sócio-ambientais	1.164.312,79	5,21
.11.12	Benfeitorias na área da usina	136.227,35	0,61
.11.13	Casa de força	406.560,54	1,82
.12.16.22	Ensecadeiras	40.404,78	0,18
.12.17.26	Barragens de concreto	609.681,52	2,73
.12.19.30	Tomada d'água	397.001,22	1,78
.12.19.32	Conduto adutor	5.988.523,68	26,80
.12.19.33	Chaminé de equilíbrio	114.462,26	0,51
.12.19.34	Conduto forçado	1.428.894,40	6,39
.12.19.35	Canal de fuga	18.408,10	0,08
.13	Turbinas e geradores	5.706.786,31	25,54
.14	Equipamentos elétricos e acessórios	440.165,67	1,97
.15	Diversos equipamentos da usina	293.497,90	1,31
.16	Estradas de rodagem, pontes, etc	208.915,70	0,93
Sub-total	Custo Direto Global	16.953.842,22	75,86
.17	Custo indireto	3.390.768,44	15,17
.18	Juros durante a construção	1.398.691,98	6,26
Sub-total 2	Juros + custo indireto	4.789.460,43	21,43
	Obras de transmissão associadas	605.552,75	2,71
	Total do investimento	22.348.855,40	100,00

Quanto a juros durante a construção, prazo de execução das obras e custos indiretos, seguiu-se a metodologia descrita no item 3.1. Foi considerado o desembolso relativo às obras de transmissão, ocorrendo integralmente no segundo ano das obras; a vida útil da usina e dos equipamentos eletromecânicos foi considerada 35 anos.

Para a PCH Garimpo da Sibéria resulta um índice de investimento de R\$1.556,87/kW (hum mil quinhentos e cinquenta e seis reais e oitenta e sete centavos por kW).

3.2.3 – Usina Fazenda Macaubeira

Este aproveitamento está situado no rio Preto, afluente do rio Grande, na bacia do rio São Francisco, região Oeste do Estado da Bahia, município de Formosa do Rio Preto. Chega-se ao local do aproveitamento através da BR-242 que liga Brasília a Salvador, seguindo-se pela BR-135 por aproximadamente 180 km até a cidade de Formosa do Rio Preto e depois mais 18 km por uma estrada sem pavimentação asfáltica. O local da Usina Fazenda Macaubeira está nas coordenadas 11^o 01' 00" de latitude sul e longitude 45^o 01' 48" W. O eixo da barragem corresponde às coordenadas UTM X = 8780700 e Y = 498000, mesmo de estudos anteriores (IBERDROLA, 2000).

O clima da região caracteriza-se por uma temperatura amena e pela estação chuvosa bem definida no verão. Baixos índices de pluviosidade ocorrem nos meses de junho, julho e agosto, período muito seco. Já as vazões dos rios não apresentam uma variação das médias mensais tão acentuada, devido principalmente à predominância de solos arenosos sobre estruturas de arenito e ao relevo bastante plano do chapadão ocidental. Isto, associado à proteção ainda da vegetação natural do cerrado, amortece o escoamento superficial, favorecendo a infiltração, ocorrendo posteriormente uma transferência das águas subterrâneas aos rios.

O município de Formosa do Rio Preto situa-se nos chapadões do rio Grande, região Oeste do Estado da Bahia, com população aproximada de 16 mil habitantes e área de 14.905 km². Faz fronteira com os municípios baianos de Santa Rita de Cássia e Riachão das Neves, e com os Estados do Piauí, ao Norte, e com Tocantins, a Oeste.

O município, em termos econômicos, tem sido caracterizado como os demais do Oeste do Estado, pela forte expansão agrícola experimentada pela região dos Cerrados nos últimos anos. Esta expansão ocorreu muito mais pela proximidade com o Centro-Oeste e Sudeste do Brasil, devido às terras planas e hidrologicamente ricas, e pelo baixo valor das terras (inicialmente). O solo não é rico, e a região não dispõe de infra-estrutura adequada. A concentração fundiária é alta e com irrigação, correção do solo e uso intensivo de fertilizantes, consegue-se excelentes safras, especialmente de arroz, soja, milho, e frutas

tropicais. O comércio e a pecuária não são fortes na região, embora a relação do rebanho bovino existente seja superior a duas cabeças/habitante.

Com respeito à vegetação, o cerrado ocupa o trecho superior da bacia, e desde a cidade de Formosa do Rio Preto até o trecho inferior varia de floresta caducidófila passando a caatinga. O relevo da bacia do rio Preto encontra-se distribuído entre as cotas 760 nas cabeceiras e 500 na confluência do rio Preto com o rio Grande.

No trecho superior da bacia do rio Preto, as terras são depósitos de arenitos com níveis de siltitos argilosos e o latossolo vermelho-amarelo ocorre em quase toda a área da bacia. Assim, os terrenos da região geralmente são ácidos e de baixa fertilidade. De um modo abrangente, a bacia do rio Preto em termos geomorfológicos é formada por:

- Extensos chapadões na parte superior, representados por elevações com relevo aplanado, sustentado por arenitos de formação Urucuia;
- Um segundo patamar onde ocorrem as nascentes dos riachos e rios, topograficamente mais baixo que o anterior;
- O terceiro patamar cujo terreno é composto por depósitos arenosos e aluviais, com superfície aplanada e leves ondulações, dominando grande parte da bacia.

Os depósitos aluviais ocorrem na parte inferior da bacia, com pouca espessura, não favorecendo aquíferos promissores. Já no vale do rio Preto são encontrados depósitos aluviais de espessura de até 10 metros, constituídos de argila e material arenoso, com permeabilidade intersticial de média a elevada.

3.2.3.1 – Estudos topográficos e geológicos

O objetivo é identificar cotas e localização das principais estruturas existentes, além de avaliar a queda disponível. Foram usadas cartas do IBGE na escala 1:100.000 e mapas da publicação “Bacias Hidrográficas do Estado da Bahia”, SEPANTEC, 1979, além de levantamentos topográficos e geológicos relativos a estudos anteriormente realizados pela HIGESA – Engenharia Ltda (1992). Também foram usados desenhos da bacia e do eixo da barragem em escala 1:2.000 (IBENBRASIL, 2000).

Conforme estudos geológicos anteriores da HIGESA, há quatro unidades na região: Grupo Santo Onofre, Formação Urucuia, Coberturas e Aluviões. O Grupo Santo Onofre, sobre o qual encontra-se o barramento da Fazenda Macaubeira, forma relevos regulares, é do período Proterozóico, composto por quartizitos, filtros, xistos e ainda conglomerados na

base. Apresenta-se fortemente estruturado, com xistosidades, clivagens e dobras que se superpõem, associadas a sistemas de fraturas e estruturas na orientação SW-NE.

A Formação Urucuia, do período Cretáceo, ocorre em toda porção oeste da bacia, na forma de chapadões com topos aplainados e bordos escarpados, sendo “formada por uma sucessão de camadas de arenitos marrons a amarelados claros, finos a grosseiros, grãos sub-arredondados, localmente formando leitos de conglomerados com seixos de quartzo. Alguns níveis são caolínicos, outros silicificados. Observam-se estratificações cruzadas e laminares. Sua formação na área se deu sob a influência de ambiente fluvial, com contribuição eólica. As principais estruturas são sistemas de fraturamento que se desenvolvem nas bordas dos chapadões” (IBENBRASIL, 2000). A Formação Urucuia é um excelente aquífero devido à extensa distribuição e a sua permeabilidade, contribuindo para cursos d’água perenes, com vazões regulares.

As Coberturas retrabalhadas são detríticas, da idade terciária. Predominam na bacia do rio Formoso, trecho a jusante de Santa Rita de Cássia, correspondendo a dezenas de metros sobre a formação Santo Onofre. Em outros trechos, forma manchas irregulares compostas por areias silto-argilosas de granulometria variável, com seixos de quartzo. As coberturas cluvionares quaternárias apresentam areias finas a médias, pouco siltosas.

Por fim os Aluviões, depósitos trabalhados pelos cursos d’água, com distribuição irregular, isto é, largura e espessura variáveis, desenvolvem-se na parte inferior do rio Preto, com composição caracterizada por areias, fina a grossa. Nos domínios de formação Urucuia são mais estreitos, e há zonas alagáveis formando brejos.

No local do aproveitamento, ocorrem o Grupo Santo Onofre, as Coberturas e os Aluviões. Estudos recentes, analisando 600 metros ao longo do eixo do aproveitamento, concluem (IBENBRASIL, 2000):

- “a ombreira esquerda é formada por um trecho de declividade média, seguido de um trecho plano de aproximadamente 170 m. Há depósitos aluvionares compostos por areias cinzas (amarelada e escura), pouco siltosa, média a fina, de alta permeabilidade e com espessura de cerca de 4m, sendo inadequadas às fundações”. No restante da ombreira há solo residual, silte arenoso e argiloso, castanho avermelhado;
- “A ombreira direita tem relevo constante, suave, em depósito aluvionar, se estendendo por 25 m e com espessura estimada de 3m, ... o material também se mostra inadequado à implantação de fundações”. Há ainda “coberturas

coluvionares com areia pouco siltosa, média a fina, cor cinza claro acastanhada, pouco consolidada”.

3.2.3.2 – Estudos Hidrológicos, hidroenergéticos e ambientais

Quanto aos dados pluviométricos, há várias estações catalogadas pela ANEEL na região. Considerando o histórico e a maior proximidade com o local do aproveitamento, foram analisados os dados das estações de Mansidão (código 01044007, nas coordenadas $14^{\circ} 43' S$ e $44^{\circ} 02' W$), Santa Rita de Cássia (01144009), e Formosa do Rio Preto (01145001/012), esta nas coordenadas $11^{\circ} 03' S$ e $45^{\circ} 12' W$. As duas primeiras estão situadas no município de Santa Rita de Cássia e a terceira no município de Formosa do Rio Preto. Nos estudos realizados pela IBENBRASIL (2000), também foram obtidos e analisados os dados das estações pluviométricas de Fazenda Porto Limpo (011433014), Ponte Serafim (01145013), e Cariparé (01145003/5019, nas coordenadas $11^{\circ} 32' S$ e $45^{\circ} 04' W$), situadas respectivamente nos municípios de Santa Rita de Cássia, Riachão das Neves e Barreiras.

Como este aproveitamento situa-se relativamente próximo ao aproveitamento de São José das Guaribas, estudado no item anterior, a análise do balanço hídrico é semelhante, apontando uma deficiência aproximada de 347 mm anuais, sendo as chuvas mais intensas nos meses de novembro a março e apresentando período seco bem definido que vai de maio a setembro, com precipitações médias mensais praticamente nulas entre junho e agosto.

Os dados fluviométricos foram analisados a partir daqueles obtidos relativos aos postos Fazenda Porto Limpo (46870000) e Formosa do Rio Preto (46790000, $11^{\circ} 03' S$ e $45^{\circ} 11' S$), com área de drenagem de 22.030 km² e de 14.418,6 km² respectivamente, ambos no rio Preto. Para o primeiro, os dados disponíveis foram relativos ao período janeiro/1977 a novembro/98, enquanto que para o Posto de Formosa do Rio Preto, ao período setembro/41 a fevereiro/99.

A série histórica de vazões no local do aproveitamento foi gerada por transposição de áreas das bacias, considerando os dados do Posto de Formosa do Rio Preto ($A_d = 14.418,6 \text{ km}^2$) e tomando a área de drenagem no local do aproveitamento como 14.816,6 km². Obteve-se a curva de duração mostrada no gráfico da Figura 21, e a Tabela 9, com alguns pontos da referida curva.

Tabela 9 – Pontos da curva de duração de vazões, PCH Faz. Macaubeira.

CURVA DE DURAÇÃO – PCH FAZENDA MACAUBEIRAS										
Frequência (%)	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Vazões (m ³ /s)	139,8	127,7	120,2	115,1	109,5	105,8	102,7	98,4	95,4	91,5
Frequência (%)	55	60	65	70	75	80	85	90	95	99
Vazões (m ³ /s)	89,2	87,1	84,6	82,1	80,3	77,7	74,0	68,0	62,2	55,4

As vazões médias mensais não apresentam variação tão significativa; situam-se entre uma máxima de 228,1 m³/s (fevereiro/80) e mínima de 52,2 m³/s (outubro/63). Isto facilitaria a regularização de vazão, porém neste estudo a opção é por um aproveitamento a fio d'água. O período de menor afluência vai de julho a outubro e as maiores vazões acontecem de dezembro a março. A vazão média de longa duração (Q_{MLT}) é de 96,3 m³/s no local do aproveitamento, ocorrendo vazões superiores a esta durante 43,4% do período. O deflúvio específico é de 6,5 litros/s/km². A vazão de 91,5 m³/s corresponde à probabilidade de 50%. O desvio padrão das vazões mensais é de 24,3 m³/s, resultando uma relação desvio/média de 25,3%, e o desvio das vazões médias anuais é de 13,7% .

Para os estudos hidrenergéticos, considerou-se rendimento hidráulico de 95%, rendimento da turbina de 92% e do gerador de 95%, isto é, um rendimento global de 83,0%. Deste modo, já considerada a queda bruta de 13,5 metros, a potência elétrica é dada pela expressão seguinte:

$$P = 109,96.Q \quad [\text{kW}] \quad (5)$$

Onde Q corresponde a vazão turbinada, em m³/s.

Tomando-se a vazão com frequência de 95% (62,2 m³/s), encontra-se a potência firme de 6.840 kW, correspondendo a uma energia firme de 59.915 MWh/ano. Conforme metodologia, optou-se pela potência instalada de 11.300 kW. A Figura 22, mostra a energia anual produzida em função da potência instalada, vendo-se que um valor maior estaria crescendo pouco na energia anual produzida. Esta potência instalada representa uma vazão de engolimento nominal de 102,7 m³/s, que é excedida durante 35% do tempo, correspondendo a uma energia anual produzida de 83.876 MWh.

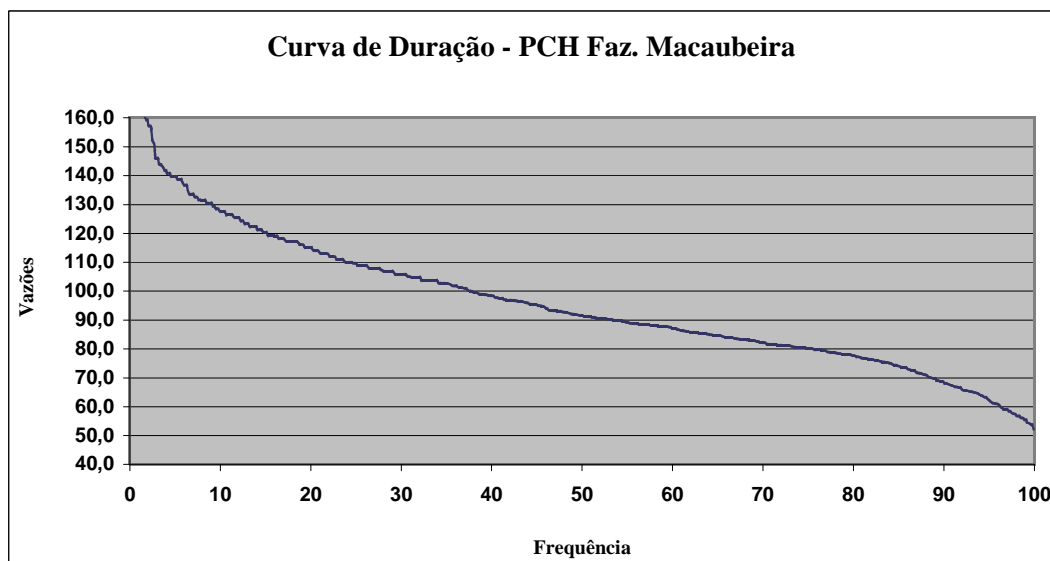


Figura 21- Curva de duração de vazões, PCH Fazenda Macaubeira.

Ambientalmente fez-se apenas uma análise preliminar, visto que a área inundada é pouco inferior a 15 km². Conforme observações feitas durante a visita à região, o aproveitamento não interferirá com áreas pertencentes a grupos indígenas, sedes distritais, nem com sítios arqueológicos ou áreas de patrimônio histórico-cultural.

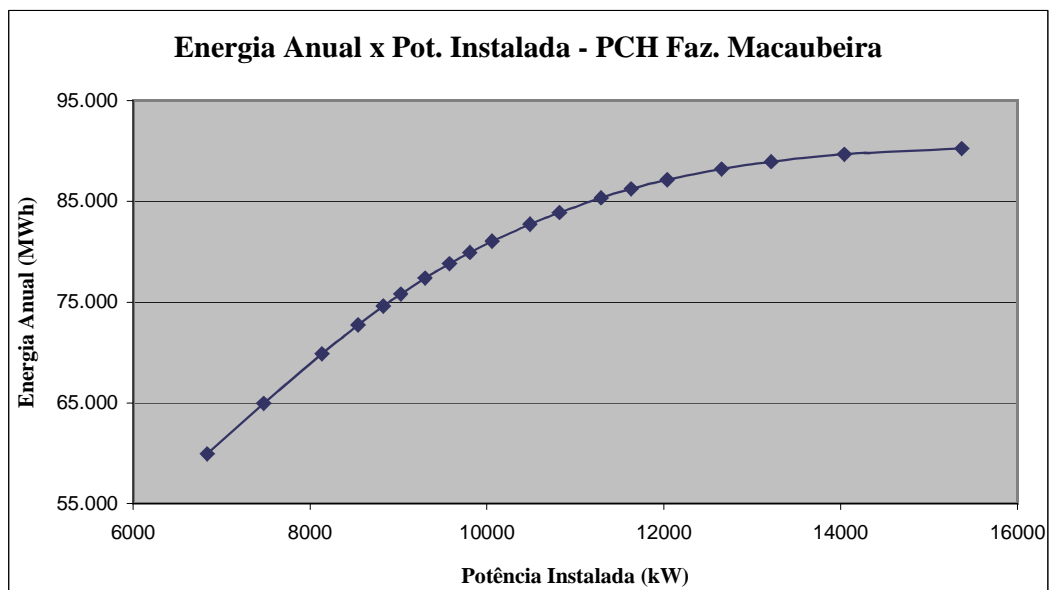


Figura 22 – Energia anual em função da potência instalada, PCH Fazenda Macaubeira.

Também a população rural praticamente não será afetada pela área inundada e, não há ocorrências de jazidas minerais de valor econômico. No relatório “Estudo de Inventário

Hidrelétrico da Bacia do Rio Preto – AHE Fazenda Macaubeira” (IBENBRASIL, 2000), são feitos estudos semelhantes e consta que a COELBA solicitou do órgão de controle e fiscalização ambiental na Bahia a licença prévia.

Com respeito às vazões de enchente máxima, utilizou-se o método estatístico de cálculo, ajustando-se a distribuição de Gumbell às máximas vazões historicamente observadas, resultando para o tempo de recorrência de 20 anos a vazão máxima de 270,5 m³/s, e para a enchente com tempo de recorrência de 1.000 anos uma vazão de cheia de 401,1 m³/s.

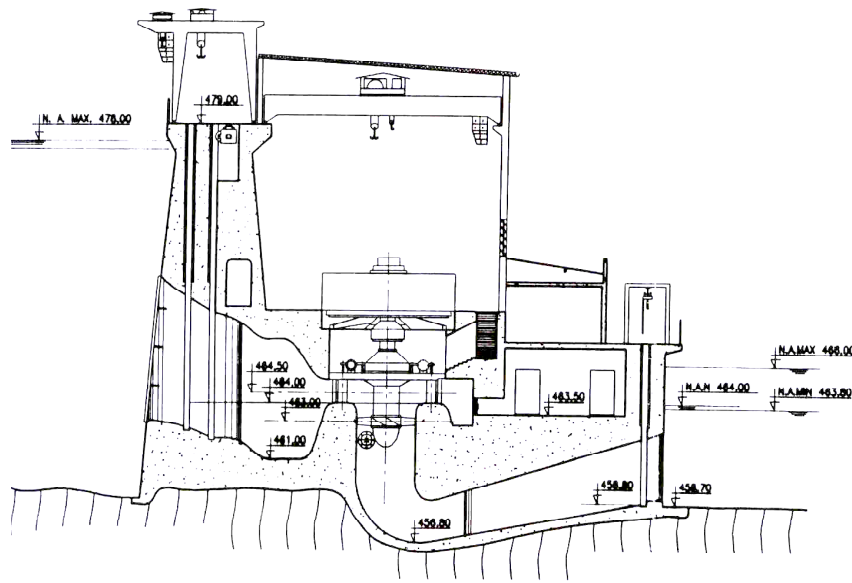


Figura 23 – Corte transversal da barragem, detalhe casa de força, PCH Faz. Macaubeira.

Fonte: IBENBRASIL, 2000.

3.2.3.3 – Equipamentos e casa de força

Para a PCH Fazenda Macaubeira optou-se por uma barragem mista de terra/concreto com 20,5 metros de altura com vertedouro incorporado, semelhante ao indicado nos estudos da IBERDROLA (2000). A barragem propriamente dita teria aproximadamente 420 m de extensão, e o vertedouro incorporado à barragem cerca de 216 m de comprimento. O nível d’água a montante está na cota 477,5 e o nível do canal de restituição na cota 464,0, correspondendo a uma queda bruta de 13,5 metros.

A casa de máquinas será no pé da barragem, vendo-se o desenho de um corte transversal na Figura 23. Nestas condições, para a cheia milenar de 401 m³/s, a altura da lâmina d'água no vertedouro será de 0,95 m.

Serão dois geradores de 5.650 kW acoplados ao eixo da turbina. Tomado o fator de potência de 0,85 corresponde uma potência de 6.650 kVA para cada máquina. As duas turbinas serão do tipo Kaplan, eixo horizontal, com 5.950 kW cada (rendimento estimado de 0,92), engolimento nominal de 51,3 m³/s cada. A perda hidráulica total estimada foi de 5%.

3.2.3.4 – Orçamento

A Tabela 10 mostra o orçamento resumido para a implantação do aproveitamento hidrelétrico de Fazenda Macaubeira.

Tabela 10 – Orçamento da PCH Fazenda Macaubeira

Conta	Discriminação	Custo (R\$)	Custo (%)
.10	Terrenos e ações sócio-ambientais	2.047.159,38	5,53
.11.12	Benfeitorias na área da usina	81.057,76	0,22
.11.13	Casa de força	1.171.541,55	3,16
.12.16	Desvio do rio	364.401,68	0,98
.12.17.25	Barragens, diques de terra e enrocamento	1.824.893,90	4,93
.12.17.26	Barragens de concreto	9.706.826,39	26,21
.13	Turbinas e geradores	7.004.467,51	18,91
.14	Equipamentos elétricos e acessórios	1.282.104,00	3,46
.15	Diversos equipamentos da usina	524.992,31	1,42
.16	Estradas de rodagem, de ferro, pontes	423.299,02	1,14
Sub-total	Custo Direto Global	24.430.743,50	65,96
.17	Custo indireto	6.180.978,11	16,69
.18	Juros durante a construção	2.295.879,12	6,20
Sub-total 2	Juros + custo indireto	8.476.857,23	22,89
	Obras de transmissão associadas	4.130.880,00	11,15
	Total do Investimento	37.038.480,73	100,00

Quanto a juros durante a construção, prazo de execução das obras e custos indiretos, seguiu-se a metodologia descrita no item 3.1. Foi considerado o desembolso relativo às obras de transmissão ocorrendo integralmente no segundo ano das obras, e a vida útil da usina e dos equipamentos eletromecânicos 35 anos.

O investimento representa R\$3.277,74/kW (três mil, duzentos e setenta e sete reais e setenta e quatro centavos por kW instalado).

3.2.4 – Reforma e re-potenciação da Usina Pancada Grande

A Usina Hidrelétrica Pancada Grande, no município de Ituberá, Bahia, situa-se no rio Cachoeira Grande ou Serinhaém, nas coordenadas geográficas 13^o 47' 02" S e 39^o 10' 24" W. Está na faixa litorânea da região Sul do Estado da Bahia, área que apresenta altos índices pluviométricos. O rio Serinhaém deságua no Oceano Atlântico, próximo à baía de Camamu, faz parte da denominada “Bacia do Recôncavo Sul” (SEPLANTEC, 1979) e tem menos de 150 km de extensão.

Chega-se ao local do aproveitamento através da estrada que liga os municípios de Valença a Camamu, passando pelas cidades de Taperoá e Nilo Peçanha; segue-se em direção a Ituberá, e pouco antes da ponte sobre o rio Serinhaém, toma-se uma estrada vicinal à direita, percorrendo-se mais 1,5 km aproximadamente. No local do aproveitamento a área de drenagem é de 305 km².

No passado existiu uma usina no local, mas hoje a situação é de completo abandono e destruição, conforme pode ser visto nas fotos da barragem (Figura 24) e da casa de força e tubulação forçada (Figuras 25 (a) e (b)). A usina anteriormente existente tinha uma potência instalada da ordem de 1 MW, tendo sido desativada pela COELBA na década de 1970. A barragem existente é do tipo alvenaria em pedra, com vertedouro no corpo da barragem, tendo aproximadamente 50 metros de extensão e altura de 2 metros; a tomada d'água à margem esquerda, dando acesso ao canal de adução que tinha 1,50m de largura e 1,30 m de profundidade. A tomada d'água e o canal estão completamente obstruídos e destruídos.

A tubulação forçada, cuja foto está na figura 25 (a), tinha 96 cm de diâmetro e aproximadamente 85 metros de comprimento. A casa de força mostrada na figura 25 (b) situava-se a uns 90 metros a jusante da cachoeira. Existiu uma pequena subestação e uma linha de 13,8 kV levando energia para as cidades próximas e para uma antiga fábrica de

borracha da região. Atualmente o local tanto a montante quanto a jusante da cachoeira de Pancada Grande, serve apenas para recreação e lazer.



Figura 24 – Vista da barragem existente da antiga Usina Pancada Grande.

Em verdade, face ao estado atual, nada mais resta da casa de força, sistema de adução, conduto forçado e demais equipamentos, e não seria correto definir a alternativa aqui analisada como “re-potenciação”, pois mesmo a pequena barragem existente necessita reparos. Entretanto, como nos últimos anos o local foi bastante estudado, surgindo propostas de implantação de re-potenciação para 4,0 MW (estudos COELBA, 1991) e de 2,5 MW (ELETROBRÁS, 1999), preferiu-se manter o termo.



Figura 25 (a) e (b) – Blocos de ancoragem e casa de força, PCH Pancada Grande.

Verificadas as condições atuais, fez-se uma revisão dos estudos hidroenergéticos, optando-se por um aproveitamento novo, com uma nova barragem situada

aproximadamente 120 metros a montante da atual, com potência instalada de 3.540 kW, correspondendo a dois geradores de 1.770 kVA.

3.2.4.1 – Estudos topográficos e geológicos

Foram usadas cartas do IBGE na escala 1:100.000 e levantamentos topográficos de estudos anteriores realizados pela CNEC, bem como plantas de situação aproveitadas de estudos anteriores. Não foi feita qualquer nova análise geológico-geotécnica visto que a barragem existe há vários anos, e a usina operou também durante muitos anos, sem anormalidades estruturais. Há bastante material de empréstimo nas proximidades.

3.2.4.2 - Estudos hidrológicos, hidroenergéticos e ambientais

A estação pluviométrica mais próxima é a de Camamu, situada perto do litoral. Com base nos dados pluviométricos desta estação, montou-se a Tabela 11, verificando-se um excedente hídrico anual de aproximadamente 1.175 mm (SEPLANTEC, 1979).

Tabela 11 – Balanço hídrico mensal, estação de Camamu.

Meses	Pluviometria	Evaporação	Balanço hídrico
	(mm)	(mm)	(mm)
Janeiro	210,7	139,3	71,4
Fevereiro	192,9	121,4	71,4
Março	185,7	132,1	53,6
Abril	239,3	114,3	125,0
Maiο	210,7	100,0	110,7
Junho	192,9	85,7	107,1
Julho	225,0	78,6	146,4
Agosto	242,9	71,4	171,4
Setembro	167,9	89,3	78,6
Outubro	210,7	103,6	107,1
Novembro	178,6	121,4	57,1
Dezembro	210,7	135,7	75,0
Anual	2467,9	1292,9	1175,0

À medida que se penetra para o interior do Estado, na direção oeste, há também as estações de Gandu e Jaguaquara. Em Camamu chove regularmente o ano inteiro, com média anual superior a 2.000 mm, o que até passado recente favoreceu muito a cultura do cacau. A média de precipitação mensal é em torno de 200 mm, sendo julho e agosto os meses mais chuvosos. Mesmo nos meses mais quentes, de dezembro a março, o balanço hídrico mensal é positivo, sendo o saldo anual excedente de 1.175 mm (SEPLANTEC, Bacias Hidrográficas do Estado da Bahia 1979). Já nos postos mais a oeste, em direção ao interior do Estado, com clima mais quente e vegetação se alterando de mata atlântica para caatinga, as precipitações diminuem e ficam menos regulares. O posto de Gandu ainda apresenta excedente anual de 205 mm e chuvas regulares, mas a estação de Jaguaquara já não apresenta a mesma regularidade de chuvas, nem excedente hídrico.

Os dados fluviométricos foram analisados a partir daqueles obtidos relativos ao posto de Ituberá (código 51940000, localizado nas coordenadas 13° 47' S e 39° 18' W), cuja área de drenagem é de 310 km², localizado no rio Serinhaém, bem próximo ao local da cachoeira de Pancada Grande. Foram analisados os dados de vazões diárias do período janeiro de 1969 a dezembro de 1977. Os dados da curva de duração das vazões para o local do aproveitamento estão mostrados na Tabela 12, abaixo:

Tabela 12 – Pontos da curva de duração de vazões, PCH Pancada Grande.

CURVA DE DURAÇÃO – PCH PANCADA GRANDE										
Frequência (%)	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Vazões (m ³ /s)	13,20	11,30	9,84	8,76	8,04	7,32	6,96	6,32	6,03	5,75
Frequência (%)	55	60	65	70	75	80	85	90	95	99
Vazões (m ³ /s)	5,46	5,18	4,89	4,61	4,32	3,75	3,33	2,91	2,28	1,54

As vazões médias mensais variaram entre uma máxima de 14,02 m³/s (outubro/72), e mínima de 1,71m³/s (março/71), com uma média de 6,60 m³/s. Esta vazão média é excedida aproximadamente 37% do tempo. A menor média diária registrada no período analisado foi de 1,08 m³/s e a máxima de 53,0 m³/s. Os meses de menor afluência são janeiro a maio e o período de maiores vazões vai de junho a agosto em geral. As chuvas, e também as vazões mostram-se bastante regulares ao longo do ano. O deflúvio específico é de 21,3 litros/s/km². A vazão cuja probabilidade é 50% corresponde a 5,75 m³/s. O desvio

padrão das vazões mensais é de 2,65 m³/s, que quando comparado a Q_{MLT} resulta numa relação desvio/média de 40,2%; para as vazões médias anuais essa relação é 21,8%.

Para os estudos hidroenergéticos, considerou-se rendimento hidráulico de 95%, rendimento da turbina de 94% e do gerador de 95%, isto é, um rendimento global de 84,8%. Deste modo, sendo a queda bruta de 61,2 metros, a potência elétrica é dada pela expressão seguinte:

$$P = 509,3.Q \quad [\text{kW}] \quad (6)$$

Onde Q corresponde a vazão turbinada, em m³/s.

Tomando-se a vazão com frequência de 95% (2,28 m³/s), encontra-se a potência firme de 1.161 kW, correspondendo a uma energia firme de 10.173 MWh/ano. Optou-se pela potência instalada de 3.540kW, conforme descrito na metodologia, e o gráfico da energia anual produzida em função da potência instalada está mostrado na Figura 26.

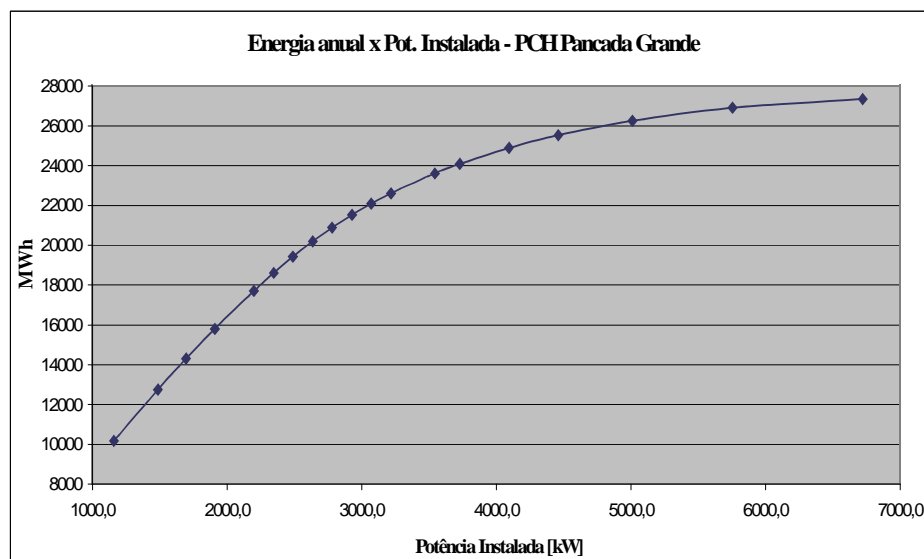


Figura 26 – Energia anual em função da potência instalada, PCH Pancada Grande.

Esta potência instalada representa uma vazão de engolimento nominal de 6,96 m³/s, que é excedida durante 35% do tempo, correspondendo a uma energia anual produzida de 23.611 MWh.

Ambientalmente, feita uma análise preliminar durante a visita à região, não foram constadas interferências com áreas pertencentes a grupos indígenas, sedes distritais, nem com sítios arqueológicos ou áreas de patrimônio histórico-cultural. Não há população rural afetada devido à pequena área do reservatório. Problema maior é que a cachoeira é bastante visitada por turistas e habitantes das cidades vizinhas, principalmente nos

domingos e feriados, devendo ser garantida uma vazão em torno de 60% da mínima nos períodos diurnos destes referidos dias de modo a não prejudicar pequenos comerciantes e a comunidade local. Entretanto, não foi considerada na avaliação energética qualquer redução da energia anual produzida em função da garantia desta vazão mínima.

Também foi calculada a cheia máxima utilizando-se o método estatístico de cálculo, ajustando-se a distribuição de Gumbell às máximas vazões historicamente observadas, resultando para o tempo de recorrência de 1.000 anos a máxima de 133 m³/s.

3.2.4.3 – Equipamentos e casa de força

Para a PCH Pancada Grande optou-se por uma nova barragem em concreto e pedra argamassada, com vertedouro incorporado, aproximadamente a 120 metros a montante daquela existente atualmente. A barragem terá altura máxima de 6,5 metros, e cerca de 76 metros de comprimento, estando o nível d'água a montante na cota 171,5. A queda bruta é de 61,5 metros já que o nível do canal de restituição está na cota 110. A área inundada pelo reservatório será de aproximadamente 4 km².

Para a cheia milenar de 133 m³/s, a altura da lâmina d'água no vertedouro será de 1,7 m. A casa de máquinas será pouco a jusante da cachoeira e serão dois geradores de 1.770 kW (rendimento estimado de 95%), acoplados ao eixo da turbina. Tomado o fator de potência de 0,85 corresponde uma potência de 2.080 kVA cada máquina. As duas turbinas serão do tipo Francis, eixo horizontal, com aproximadamente 1.845 kW cada (rendimento estimado de 94%), engolimento nominal de 3,48 m³/s cada. A perda hidráulica total estimada foi de 5%.

A adução será feita pela margem esquerda, tendo o canal 140 metros de extensão, largura 1,9 m e profundidade de 2,20 m. A tubulação forçada será em aço, diâmetro de 1,6 m e comprimento de 130 metros.

3.2.4.4 – Orçamento

A Tabela 13 resume os custos de investimento da PCH Pancada Grande.

Quanto a juros durante a construção, prazo de execução das obras e custos indiretos, seguiu-se a metodologia descrita no item 3.1. Foi considerado o desembolso relativo às obras de transmissão ocorrendo integralmente no segundo ano das obras, e a

vida útil da usina e dos equipamentos eletromecânicos de 35 anos. No capítulo seguinte é feita a análise econômica do aproveitamento.

Tabela 13 – Orçamento, PCH Pancada Grande

Conta	Discriminação	Custo (R\$)	Custo (%)
.10	Terrenos e ações sócio-ambientais	720.791,23	6,60
.11.12	Benfeitorias na área da usina	99.506,88	0,91
.11.13	Casa de força	895.849,10	8,20
.12.16.	Desvio	236.342,28	2,16
.12.17.25	Barragens e diques	993.670,28	9,09
.12.18.28	Vertedouro	577.954,22	5,29
.12.19.30	Tomada d'água	213.531,00	1,95
.12.19.31	Canal de adução	290.709,93	2,66
.12.19.34	Conduto forçado	532.045,30	4,87
.13	Turbinas e geradores	3.124.154,42	28,59
.14	Equipamentos elétricos e acessórios	385.828,50	3,53
.15	Diversos equipamentos da usina	250.097,89	2,29
.16	Estradas de rodagem, de ferro, pontes	136.207,16	1,25
Sub-total	Custo Direto Global	8.456.688,16	77,40
.17	Custo indireto	1.691.337,63	15,48
.18	Juros durante a construção	697.676,77	6,39
Sub-total 2	Juros + custo indireto	2.389.014,40	21,86
	Obras de transmissão associadas	80.681,25	0,74
	Total do Investimento	10.926.383,81	100,00

O investimento representa R\$3.086,55/kW (três mil, oitenta e seis reais e cinquenta e cinco centavos por kW instalado).

3.2.5 – Reforma e re-potenciação da Usina Cachoeira do Inferno

A Usina Cachoeira do Inferno está localizada no rio Preto, no município de Cravolândia, Bahia, no Recôncavo Sul, próximo a Jaguaquara, nas coordenadas geográficas 13^o 30' S e 39^o 45' W, compreendendo uma área de drenagem de 295 km².

Tem uma potência instalada de 1.040 kVA, dois geradores de 520 kVA, e duas turbinas tipo Francis Horizontal, sendo denominada Usina Lafayette Coutinho; funcionou desde 1958 até o final dos anos 70, quando foi desativada pela COELBA.

Chega-se à PCH Cachoeira do Inferno através da rodovia que interliga as BR-116 e BR-101, tomando-se o acesso às cidades de Mutuípe, Laje e Santa Inês. Desta, segue-se para Cravolândia indo até a localidade de Três Braços. A região é uma transição entre o semi-árido característico da área central do Estado da Bahia e a faixa litorânea. Esta zona litorânea ao sul da baía de Todos os Santos apresenta altos índices pluviométricos.

Foi feita uma visita ao local, ocasião em que foram verificadas as condições atuais. As estruturas existentes apresentam-se em bom estado, de um modo geral. A barragem é tipo alvenaria em pedra, com altura média de 6,0 m e máxima de 10 m, comprimento de 70 m, e área inundada muito pequena, inferior a 0,5 km². O vertedouro é do tipo Creager para vazão máxima de 100 m³/s aproximadamente.

A tomada d'água frontal e submersa tem cerca de 4,0 metros de comprimento e 2,0 m de largura. A adução é feita através de canal de alvenaria em pedra com secção de 2,0 m x 2,0 m, medindo 395 metros. O conduto forçado, de aço, com 190 m de comprimento e 1,23 m de diâmetro está em péssimo estado de conservação, devendo ser todo substituído. A câmara de carga é em concreto armado, com 4,2 m de comprimento e 3,7 m de largura, profundidade máxima de 2,8 m (no lado raso, 2,3m). Foram revisados os estudos hidroenergéticos, e elaborado o orçamento visando a reforma da casa de força e a instalação dos novos equipamentos.

3.2.5.1 – Estudos topográficos e geológicos

Foram usadas cartas do IBGE na escala 1:100.000 e levantamentos topográficos realizados para a COELBA, que constam do relatório “Estudo de Inventário Hidrelétrico da Bacia do Rio Preto – AHE Cachoeira do Inferno” (IBENBRASIL, 2000), relativos ao local do aproveitamento, arranjo, além do levantamento planialtimétrico referente ao caminhamento da tubulação forçada (planta e corte).

Não houve estudo ou análise geológico-geotécnica visto que a barragem e demais estruturas já existem há mais de 40 anos, sem apresentar nenhum problema aparente.

3.2.5.2 - Estudos hidrológicos, hidroenergéticos e ambientais

Quanto aos dados pluviométricos, há sete estações catalogadas na região: Ubaíra, Wesceslau Guimarães, Cachoeira do Inferno, Santa Inês, Itaquara, Jaguaquara e Maracás. Foram analisados os dados dos cinco postos mais próximos, concluindo-se que em 3 deles, Santa Inês, Itaquara e Jaguaquara, a precipitação média anual varia entre 570 mm a 686 mm, com chuvas mais intensas de novembro a março (meses com precipitação média entre 58mm e 98 mm mensais) e demais meses secos, sendo sempre inferior a 49 mm mensais nos meses de julho a setembro.

Já os postos de Ubaíra e Cachoeira do Inferno apresentam médias pluviométricas anuais maiores, correspondendo a 998 mm e 1264 mm, respectivamente. Nestes dois postos a chuva é mais uniforme ao longo do ano, e apenas os meses de agosto, setembro e outubro são mais secos.

Com base nos dados pluviométricos do posto de Cachoeira do Inferno, e nos dados pluviométricos e evaporimétricos da estação de Jaguaquara, foi montada a Tabela 14, verificando-se uma deficiência hídrica anual da ordem de 263mm em Jaguaquara. Em Cachoeira do Inferno, tomando referências anuais (SEPLANTEC, 1979), o balanço hídrico apresenta um excedente pouco superior a 200 mm anuais.

Os dados fluviométricos foram analisados a partir daqueles obtidos das duas estações existentes no próprio rio Preto: Estação de Tesouras (código 51840000, localização $13^{\circ} 31' S$ e $39^{\circ} 48' W$), área de drenagem de 341 km² e estação de Santa Luzia (51870000, situada a $13^{\circ} 36' S$ e $39^{\circ} 30' W$) com área de drenagem de 879 km², tendo-se trabalhado com uma série histórica de janeiro/1952 a dezembro/1998.

Na mesma bacia há ainda o posto fluviométrico de Wesceslau Guimarães (51820000) no rio das Almas e o posto de Ubaíra (51640000, localizado a $13^{\circ} 16' S$ e $39^{\circ} 40' W$), no rio Jequiriçá, com área de drenagem de 3.150 km² que abrange uma série histórica maior (1932 a 1955). Em estudos recentes foram usados os dados deste último posto para recompor o período de 1932 a 1952, ampliando a série no local do aproveitamento (IBENBRAIL, 2000). Aqui se preferiu trabalhar com os dados históricos do posto Tesouras considerando o período já satisfatório (janeiro/1952 a dezembro/98), devido ao baixo coeficiente de correlação.

O aproveitamento de Cachoeira do Inferno está bem próximo da estação de Tesouras, ou seja, aproximadamente 3 km a montante. Devido a inconsistências apresentadas foram desconsiderados os dados médios de vazões relativos ao ano de 1979,

sendo as demais vazões transpostas para o local do aproveitamento através de proporcionalidade entre as áreas de drenagem (295 km² no local do aproveitamento).

Tabela 14 – Pluviometria em Cachoeira do Inferno e balanço hídrico em Jaguaquara.

Meses	C. do Inferno	Jaguaquara		
	Pluviometria	Pluviometria	Evaporação	Balanço hídrico
	(mm)	(mm)	(mm)	(mm)
Janeiro	70,1	72	105	(33)
Fevereiro	51,1	56	92	(36)
Março	78,7	89	97	(8)
Abril	57,5	58	84	(26)
Maiο	37,8	36	65	(29)
Junho	42,6	53	60	(7)
Julho	42,0	49	57	(8)
Agosto	23,3	33	61	(28)
Setembro	18,6	18	64	(46)
Outubro	31,4	40	83	(43)
Novembro	77,1	98	86	12
Dezembro	69,1	84	95	(11)
Anual	1264,0	686	951	(263)

Analisados os dados de vazões médias mensais no local da usina existente, obteve-se a curva de duração apresentada na Figura 27, cujos pontos estão indicados na Tabela 15.

Tabela 15 – Pontos da curva de duração de vazões, PCH Cachoeira do Inferno.

CURVA DE DURAÇÃO – PCH CACHOEIRA DO INFRNO										
Frequência (%)	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Vazões (m ³ /s)	3,69	2,86	2,36	2,10	1,93	1,81	1,71	1,59	1,48	1,33
Frequência (%)	55	60	65	70	75	80	85	90	95	99
Vazões (m ³ /s)	1,27	1,16	1,07	0,96	0,84	0,72	0,61	0,46	0,32	0,11

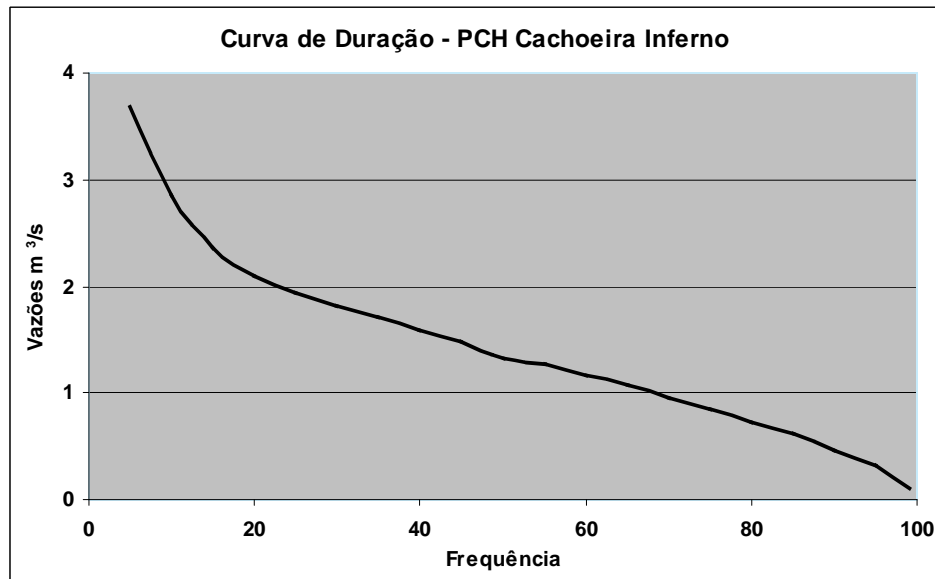


Figura 27 – Curva de duração de vazões, PCH Cachoeira do Inferno.

As vazões médias mensais variaram entre uma máxima de 19,32 m³/s (abril/63), e mínima de 0,05m³/s (novembro/96), com uma média Q_{MLT} de 1,63 m³/s (deflúvio específico de 5,53 litros/s/km²). Esta vazão média é excedida aproximadamente 38,3% do tempo. O mês de menor afluência é outubro e aqueles que apresentam maiores vazões são dezembro, janeiro e fevereiro. À vazão média de 1,33 m³/s corresponde uma probabilidade de 50% e o desvio padrão das vazões mensais é de 1,64 m³/s, resultando uma relação desvio/média de 100,7%. Tal relação para as vazões médias anuais é de 71,8%.

Para os estudos hidroenergéticos, considerou-se rendimento hidráulico de 96%, rendimento da turbina de 90% e do gerador de 95%, isto é, um rendimento global de 82%. Deste modo, considerada a queda bruta de 81,5 metros, a potência elétrica é dada pela expressão seguinte:

$$P = 656,2.Q \quad [\text{kW}] \quad (7)$$

Onde Q corresponde a vazão turbinada, em m³/s.

Tomando-se a vazão com frequência de 95% (0,32 m³/s), encontra-se a potência firme de 210 kW, correspondendo a uma energia firme de 1.840 MWh/ano. Conforme metodologia, optou-se pela potência instalada de 1.120kW, sendo mostrado na Figura 28 o gráfico da energia anual produzida em função da potência instalada. Esta potência instalada representa uma vazão de engolimento nominal de 1,71 m³/s, que é excedida durante 35% do tempo, correspondendo a uma energia anual produzida de 6.927 MWh.

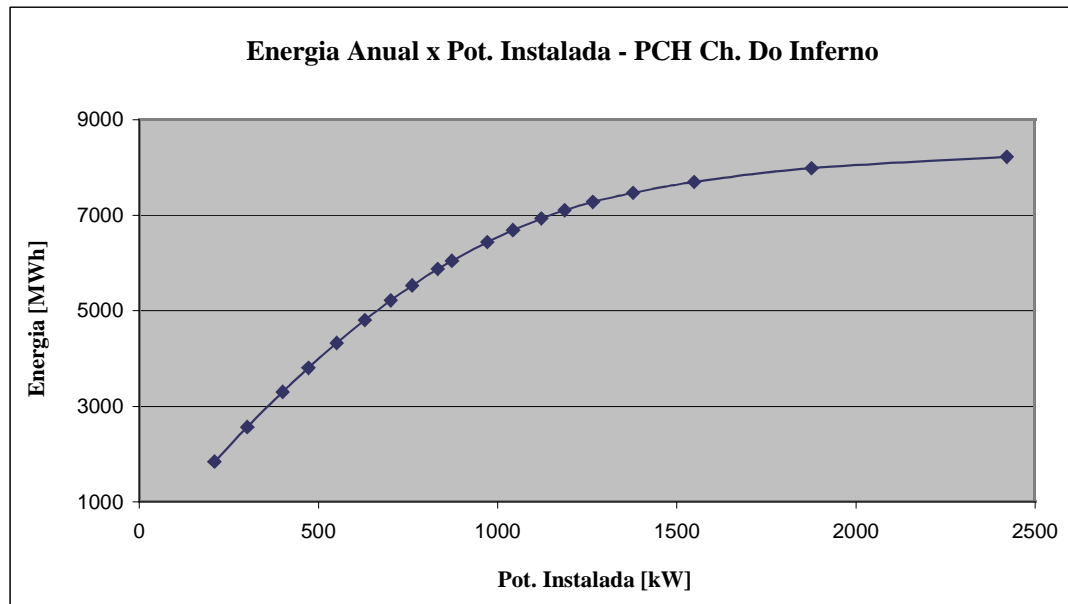


Figura 28 – Energia anual em função da potência instalada, PCH Cachoeira do Inferno.

Ambientalmente, em avaliação preliminar feita durante a visita à região, constatou-se que a PCH Cachoeira do Inferno não interfere com nenhum núcleo urbano, rural, ou população indígena. Mesmo o distrito de Três Braços, município de Cravolândia, não se encontra na área de influência do aproveitamento, e não há sítios arqueológicos ou áreas de patrimônio histórico-cultural na região. A barragem já é existente e o reservatório inunda uma área inferior a 0,5 km². Riscos ao ecossistema ou ao patrimônio praticamente não existem, ainda mais considerando que a barragem já existe há muitos anos.

Com respeito às vazões de enchente máxima, utilizou-se o método estatístico de cálculo, ajustando-se a distribuição de Gumbell às máximas vazões historicamente observadas na estação de Tesouras e transpostas para o local do aproveitamento. Resultou para o tempo de recorrência de mil anos a vazão de 120 m³/s, representando uma lâmina d'água de aproximadamente dois metros sobre o vertedouro existente.

3.2.5.3 – Equipamentos e casa de força

A Usina Cachoeira do Inferno é a fio d'água, com a barragem de derivação em concreto com 70 m de extensão e 10 m de altura, vertedouro incorporado com 21 m de extensão, aproximadamente. Esta barragem já existe atualmente.

A tomada d'água é na margem direita, e o canal de adução segue pela encosta, em alvenaria de pedra argamassada, com secção retangular (2,0 metros de base e 2,0 m de profundidade no início, alcançando 2,65 m ao final do trecho). A tubulação forçada a ser adquirida terá 91,4 cm de diâmetro (36 polegadas), e extensão de 195,0 metros. A restituição dá-se na cota 308,5 resultando numa queda bruta de 81,5m.

São 2 turbinas tipo Francis eixo horizontal, e 2 geradores cada um com 560 kW de potência, que, considerado o fator de potência de 0,85 resulta em 660 kVA.

A barragem vertedouro tem 110 metros de extensão e para a cheia milenar de 120 m³/s resulta em uma lâmina de aproximadamente 2,0 metros.

A casa de força terá aproximadamente 10 x 13 metros, tendo seu piso na cota 311,6 e o nível d'água na restituição na cota 308,5.

3.2.5.4 – Orçamento

A Tabela 16 apresenta um resumo dos custos relativos a reforma e re-potenciação da PCH Cachoeira do Inferno.

Quanto a juros durante a construção, prazo de execução das obras e custos indiretos, seguiu-se a metodologia descrita no item 3.1. Foi considerado o desembolso relativo às obras de transmissão, ocorrendo integralmente no segundo ano das obras, e a vida útil da usina e dos equipamentos eletromecânicos 35 anos. O investimento representa R\$2.575,08/kW (dois mil, quinhentos e setenta e cinco reais e oito centavos por kW instalado). No capítulo específico é feita a análise econômica do aproveitamento.

3.3 – RESUMO DAS ALTERNATIVAS

As principais características técnicas como queda bruta, vazão nominal, potência instalada, energia anual produzida, tipo e altura máxima das barragens, tipos e número de turbinas e geradores, coordenadas do local do aproveitamento, além do investimento e do valor do mesmo em R\$/kW foram agrupados na Tabela 17, “Resumo das características das PCH estudadas”.

Tabela 16 – Orçamento da PCH Cachoeira do Inferno.

Conta	Discriminação	Custo (R\$)	Custo (%)
.10	Terrenos e ações sócio-ambientais	99.471,81	3,45
.11.12	Benfeitorias na área da usina	15.513,39	0,54
.11.13	Casa de força	80.444,54	2,79
.12.16.	Desvios	36.197,23	1,26
.12.17.26	Barragens de concreto	7302,30	0,25
.12.19.30	Tomada d'água	82.887,54	2,87
.12.19.31	Conduto adutor	52.645,64	1,83
.12.19.34	Conduto forçado	170.161,42	5,90
.12.19.35	Canal de fuga	4.363,01	0,15
.13	Turbinas e geradores	847.556,53	29,39
.14	Equipamentos elétricos e acessórios	116.962,80	4,06
.15	Diversos equipamentos da usina	101.739,27	3,53
.16	Estradas de rodagem, de ferro, pontes	69.789,27	2,42
.Sub-total 1	Custo Direto Global	1.685.034,76	58,43
.17	Custo indireto	454.116,87	15,5
.18	Juros durante a construção	126.377,61	4,38
.Sub-total 2	Juros + custo indireto	580.494,47	20,13
.	Obras de transmissão associadas	618.556,25	21,45
	Total do Investimento	2.884.085,48	100,00

Na Tabela 17 os dados são apresentados visando comparações. Verifica-se que em termos de potência instalada a maior dentre as PCH é Garimpo da Sibéria cuja potência é de 14.355 kW, enquanto a re-potenciação de Cachoeira do Inferno e a PCH São José das Guaribas são as menores, com 1.120 kW e 1.500 kW, respectivamente.

Com respeito a investimentos, Fazenda Macaubeira, no oeste da Bahia corresponde a R\$37.038.480,73 representando sozinha 46,4% do investimento total das cinco PCH.

É também a PCH Fazenda Macaubeira responsável pela maior produção anual de energia, 83.876 MWh e, por outro lado, a PCH Cachoeira do Inferno produzirá apenas 6.927 MWh anuais.

Em relação ao índice de investimento por potência instalada, expresso em R\$/kW, o menor valor é da PCH Garimpo da Sibéria com R\$1.556,87 seguido pela re-potenciação

das centrais Cachoeira do Inferno e Pancada Grande, e os novos aproveitamentos de Fazenda Macaubeira e São José das Guaribas, este com R\$4.447,23/kW.

Vê-se ainda que todas as PCH têm dois grupos turbina-gerador enquanto a PCH Garimpo da Sibéria tem um arranjo com três. Garimpo da Sibéria e Cachoeira do Inferno apresentam as menores áreas inundadas, e quanto à energia anual produzida os maiores valores estão em Fazenda Macaubeira e Garimpo da Sibéria.

Por fim, faz-se algumas comparações a respeito das vazões nas bacias hidrográficas estudadas: há grande variação entre vazões mínimas e máximas em praticamente todas as bacias, sendo mais acentuada nas bacias dos rios Paraguaçu e Preto onde se localizam os aproveitamentos de Garimpo da Sibéria e Cachoeira do Inferno, respectivamente, com reflexos nos desvios padrão calculados das vazões mensais ou anuais.

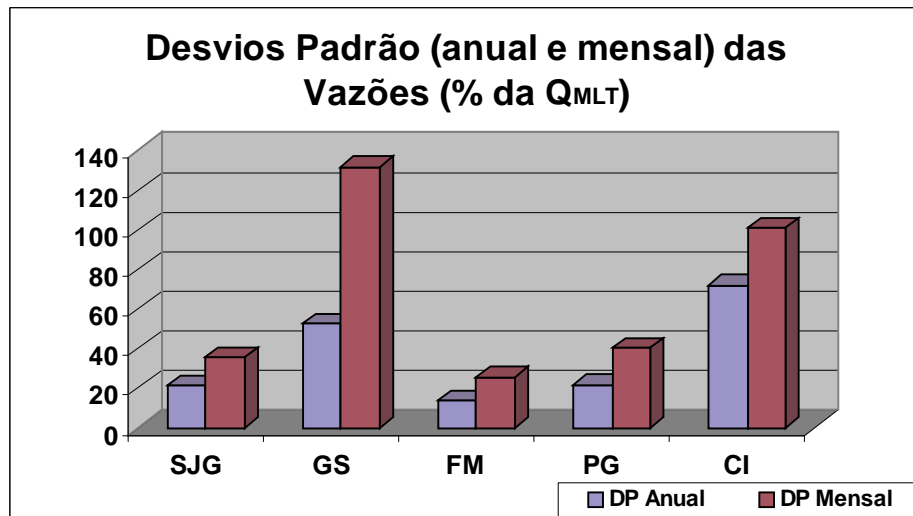


Figura 29 – Comparativos dos desvios padrão das vazões em %, para as PCH estudadas.

Verifica-se que as relações destes desvios padrão em relação às respectivas vazões médias mensais são percentualmente mais elevadas. É o que se procurou mostrar na Figura 29, vendo-se que para os desvios mensais em Garimpo da Sibéria chega a 131,6% e em Cachoeira do Inferno a 101,7%, enquanto o menor é em Fazenda Macaubeira (25,3%).

Com relação aos desvios padrão das médias anuais, obviamente são menores que os mensais, porém continuam elevados em Cachoeira do Inferno (71,8%) e Garimpo da Sibéria (52,4%), sendo menores em Pancada Grande (21,8%) e Fazenda Macaubeira (13,7%). Estas variações menores nas bacias do Oeste são devido ao solo e a maior regularidade de chuvas enquanto na região litorânea onde se localiza a PCH Pancada Grande, a regularidade das chuvas é enorme e ainda existe muita vegetação.

Tabela17 – Resumo das características das PCH estudadas

CARACTERÍSTICAS DOS APROVEITAMENTOS ESTUDADOS						
		SÃO JOSÉ DAS GUARIBAS	GARIMPO DA SIBÉRIA	FAZENDA MACAUBEIRA	PANCADA GRANDE	CACHOEIRA DO INFERNO
Coordenadas	Lat.	11 ⁰ 10' 00" S	12 ⁰ 57' 00" S	11 ⁰ 01' 00" S	13 ⁰ 47' 02" S	13 ⁰ 30' S
	Long.	45 ⁰ 23' 21" W	41 ⁰ 20' 00" W	45 ⁰ 01' 48" W	39 ⁰ 10' 24" W	39 ⁰ 45' W
Queda Bruta	m	17	242,5	13,5	61,2	81,5
Vazão Nominal	m³/s	10,83	7,12	102,7	6,96	1,71
Barragem	Tipo	terra/enrocamento	pedra/argamassa	mista	Concreto/pedra	concreto
	H max (m)	23	2,5	20,5	6,5	10
	Comp. (m)	145	110	420	76	70
Área Inundada	km²	< 15	< 0,1	< 15	4	0,5
Adução		Canal retangular	Túnel	Incorporada	Canal retangular	Canal em pedra
Turbinas	Número	2	3	2	2	2
	Tipo	Kaplan S	Francis	Kaplan	Francis	Francis
Gerador	Nº. x Pot.	2 x 880 kVA	3 x 5.630 kVA	2 x 5.650 kVA	2 x 2.080 kVA	2 x 660 kVA
Potência Instalada	kW	1.500	14.355	11.300	3.540	1.120
Energia Anual	MWh	11.116	70.455	83.876	23.611	6.927
Investimento	R\$	6.670.858,01	22.348.855,40	37.038.480,73	10.926.383,81	2.884.085,48
Custo índice	R\$/kW	4.447,23	1.556,87	3.277,74	3.086,55	2.575,08

CAPÍTULO 4

ANÁLISE ECONÔMICA DAS ALTERNATIVAS

Avaliar projetos de investimento faz parte dos negócios das empresas e requer conhecimentos de engenharia, tributação, contabilidade, microeconomia, finanças, matemática financeira, informática, entre outros. Trata-se de bem equacionar o investimento, as despesas operacionais, financeiras, os custos de mão-de-obra e manutenção, impostos e taxas, avaliar o mercado, os preços, quantificar os benefícios, e algo mais.

Decidir sobre em que investir requer além dos conhecimentos citados, sensibilidade, estratégia, conhecimentos da área gerencial, de marketing, e outras. Em geral busca-se a maximização do retorno do capital investido ou o retorno do capital no menor prazo possível.

A decisão deve considerar “critérios econômicos (rentabilidade do investimento, taxa de retorno), financeiros (disponibilidade dos recursos) e imponderáveis (aqueles fatores não conversíveis em dinheiro)” (CASAROTTO e HARTMUT, 2000). Por vezes o critério financeiro é preponderante pois não adiantaria decidir por um empreendimento não havendo recursos para realizá-lo. Ao se combinar estratégia empresarial com decisão sobre investimentos, pode-se decidir por um projeto cujo valor presente líquido seja inferior mas que contribua significativamente para aumentar o capital de giro da empresa. Quanto aos imponderáveis, estão mais associados a uma manutenção do nível de emprego (ligada a uma estratégia de recursos humanos), à preservação ambiental (associada a política empresarial e relacionamento com a comunidade), enfim outras estratégias ligadas a marketing, lazer, etc.

A obrigação daqueles que usam capital é prover lucros aos fornecedores do capital; os lucros e os juros são os componentes que definem a taxa mínima de juros requerida pelos acionistas das empresas nos seus negócios. Taxas mínimas de juros têm maior garantia mas as empresas e seus sócios não se contentam com taxas mínimas. Tem sido assim há décadas, embora nos últimos anos alguns empresários venham deixando a visão imediatista de lucro máximo nos primeiros anos de um projeto para traçarem estratégias de rentabilidade máxima dentro de determinado período, tornando-se tolerável não se ter lucros ou até mesmo se permitir perda em alguns anos.

O administrador Stephen Kanitz (Revista VEJA, No. 1.766, seção Ponto de Vista, pág.18, agosto de 2002) mostra que a economia americana tem pequena poupança interna, correspondendo a apenas 6% do PIB, mas que funciona à base do capital estrangeiro, captando-o a juros de 3% ao ano e fazendo este dinheiro crescer a taxas superiores.

A decisão de investir requer análise sobre risco e retorno do capital. Seja no investimento empresarial ou nas aplicações individuais, é de suma importância conhecer a expectativa de retorno, o risco tolerável, qual o período do investimento, se de curto ou longo prazo, além da visão de garantia associada à diversificação dos investimentos. A questão do prazo pode ser exemplificada com um investimento pessoal: uma pessoa pode estar investindo hoje tentando se precaver contra um desemprego que pode acontecer já nos próximos meses ou anos (curto prazo), visando assegurar o pagamento da universidade de seu filho dentro de 5 ou 10 anos, ou almejando garantir uma aposentadoria complementar que tem em mente para daqui a 30 anos (longo prazo). Assim, prazos e finalidades distintas podem significar que a pessoa aceite garantias ou riscos também distintos.

E quanto à expectativa de retorno e risco, há o exemplo dos títulos do governo americano, que representam menor risco, associados a menores ganhos que a aplicação em ações: US\$1.000 aplicados em 1926 em títulos do governo americano representariam US\$39.000 em junho de 1999 mas, o mesmo capital aplicado na bolsa (papéis de empresas americanas) estariam rendendo mais que US\$ 26 milhões já em 1996 (HEARTH e ZAIMA, 2001).

O foco principal deste trabalho é a aplicação de uma nova metodologia, a teoria do portfólio, na decisão relativa a investimentos de geração, especificamente investimentos em PCH. Esta teoria a princípio foi aplicada a fundos de ação e de pensão mas pode ser aplicada a decisão sobre quaisquer investimentos. Aqui, o “estudo de caso” é composto por cinco PCH, analisadas sob os métodos determinísticos tradicionais, sob o enfoque de sensibilidade, cenários, e aplicando a teoria do portfólio cujos conceitos estão associados a análise da rentabilidade e risco.

Os recursos naturais, bem como o capital, são escassos, não havendo recursos disponíveis para deslanchar todos os projetos simultaneamente. Assim, o volume de capital disponível e o risco associado ao projeto são fundamentais na definição do custo do capital.

No processo de planejamento é essencial dispor de informações relativas à previsão do consumo do mercado, às características físicas, operativas e econômicas das fontes de geração visando subsidiar as decisões. Deste modo, decidir significa definir em que alocar recursos, quando e onde construir (KAZAY, 2000). Acrescente-se a necessidade de verificar ainda um fator de fundamental importância associado ao mercado, qual seja o quanto o consumidor está disposto a pagar pela energia consumida.

Quanto ao processo de decisão relativo a avaliação de projetos, LAPPONI, 1996, define cinco fases:

- “reconhecimento da existência de uma oportunidade”: o ponto de partida é identificar oportunidade, ou tentar solucionar um problema, definindo-se então resultados esperados, condições de contorno e limitações, iniciando-se o “projeto de investimento”;
- “procura e desenvolvimento de projetos diferentes”: deve-se ter alternativas, valendo-se da inovação e criatividade. Assim, na área energética, universalizar o serviço de fornecimento de energia elétrica não significa necessariamente levar linhas e subestações a todos os rincões e localidades, suprindo-os com centrais hidrelétricas ou termelétricas convencionais; o exame da real necessidade da localidade, os recursos disponíveis nas proximidades, a disponibilidade de mão-de-obra e outros fatores podem demonstrar por exemplo, que um misto de geração eólica e solar locais compõe a alternativa mais viável;
- “análise dos projetos selecionados”: devem ter sido construídos os fluxos de caixa, realizados julgamentos dos projetos individuais, verificadas estimativas relevantes e oportunidades novas de receita, bem como selecionados os critérios a aplicar na decisão entre os projetos;
- “escolha do melhor projeto”: é definir e optar pelo melhor, considerando os critérios adotados;
- “implantação e acompanhamento do projeto selecionado”: é necessário estabelecer medidas de desempenho, mensurando-se resultados dentro dos conceitos contábeis, avaliando-se a rentabilidade. A comparação entre resultados previstos e realizados é fundamental, inclusive na estimativa de futuros projetos.

Tudo o que foi dito anteriormente é aplicado também às pessoas físicas, ao investidor, estando associado em economia ao “custo de oportunidade” que significa: quando se decide por investir em um “projeto A”, se renuncia a outras opções e logicamente ao rendimento a elas correspondente. O valor do custo de oportunidade “é definido pelo custo da melhor alternativa rejeitada, mantendo o mesmo nível de risco de investimento” (LAPPONI, 1996).

Os recursos são escassos e os orçamentos restritos. Assim, seja no setor público como em família, decidir por um investimento ou uma compra, significa deixar de lado outra opção: quando se decide pela compra de um novo automóvel, pode-se deixar de reformar a casa, por exemplo. A expressão custo de oportunidade “tem a ver com os desejos e as necessidades que deixam de ser atendidas sempre que outros gastos são priorizados” (ROSSETTI, 1997).

No setor elétrico vivia-se nas últimas décadas o modelo pelo custo do serviço, que já assegura uma faixa de rentabilidade, e a estrutura era verticalizada. Os setores de planejamento tanto da distribuição como da transmissão ou da geração, na maioria das vezes decidiam pela alternativa de custo mínimo, ou de menor custo marginal. Isto significa dizer que na expansão do sistema elétrico, por exemplo, quando da construção de linhas e subestações para o suprimento de determinada área, eram determinados e comparados os valores presentes de todas as alternativas estudadas dentro do horizonte considerado, decidindo-se por aquela que apresentava menor valor, mesmo que a opção por outra obra com valor presente pouco maior conduzisse a rentabilidade bastante superior. Na geração, significava que dentre várias alternativas para construção de novas usinas, a primeira a ser construída seria aquela de menor valor presente.

Ao final da década de 80 e início dos anos 90, com a falta de recursos para investimento e o acesso difícil ao crédito internacional, as empresas do setor elétrico passaram a utilizar o método de maximização da relação benefício/custo para justificar linhas de financiamento. Adotaram postergar os investimentos o máximo possível, por vezes decidindo em função apenas do aspecto financeiro isto é, optando por uma alternativa que representava menores desembolsos nos primeiros anos, mesmo não sendo a opção de menor valor presente dentro do horizonte considerado, nem a que representasse maior relação benefício/custo ou maior rentabilidade.

Isto aconteceu no período que o Governo Federal utilizou as tarifas de energia elétrica para conter a inflação, descapitalizando as empresas do setor. Analisando-se as

tarifas médias de fornecimento, vê-se que entre 1981 e 1984 a tarifa média caiu de 45,49 para 27,63 US\$/MWh. Com a reestruturação do setor elétrico, preparando o mercado para a privatização, o Estado permitiu a elevação da mesma tarifa média de 44,28 US\$/MWh em 1991 para 74,89 em 1997 (CCPE, 2002). Porém, com a maxi-desvalorização cambial de 1999 e com a desvalorização do real que tem ocorrido, o preço médio em dólar da energia no Brasil voltou a cair, atingindo ao final do ano 2000 o valor de 59,05 US\$/MWh.

Com respeito a avaliação de projetos de investimento relativos a obras de geração de energia elétrica e em especial a investimentos em PCH, os engenheiros normalmente elaboram os estudos de viabilidade chegando ao custo índice relacionado ao investimento, normalmente expresso em US\$/kW, e ao custo da energia produzida, em US\$/MWh. O índice em US\$/kW dá uma idéia do montante a investir, enquanto o valor da energia em US\$/MWh deve ser inferior à tarifa praticada no mercado.

As análises da viabilidade e da decisão relativas às alternativas de investimento, normalmente são feitas a partir da montagem do fluxo de caixa, no qual o investimento (sinal negativo) é realizado no ano zero, e durante a vida útil do empreendimento são gerados fluxos positivos (benefícios) devidos à energia anual produzida, comercializada a um preço médio, deduzidos custos com operação, manutenção, seguros, taxas, contribuições e impostos.

Uma análise técnico-econômica envolve variáveis que podem ser caracterizadas através de distribuições de probabilidades (a vazão é um exemplo, cujos dados históricos são usados para previsão da energia gerada, considerando que no futuro se repetirão períodos de seca e séries semelhantes), bem como variáveis que não apresentam repetibilidade, as quais oscilam em função de fenômenos sócio-político-econômicos, para as quais pode-se empregar a técnica de “cenários” associados a tendências políticas e macro-econômicas, a exemplo das tarifas públicas e dos impostos. O estudo de cenários envolve o exame das variáveis numa caracterização normal, mais provável, e sob outras condições. Há ainda variáveis pouco definidas, de difícil quantificação, ou mesmo imponderáveis, como alguns custos e benefícios sociais e ambientais (caso do esporte ou lazer proporcionado pelo lago de uma represa).

A análise econômica dos investimentos utiliza geralmente métodos determinísticos. Após realizadas as análises técnico-econômicas das alternativas, normalmente os aproveitamentos são classificados em ordem crescente relativamente aos seus custos da energia anual produzida, recaindo a escolha inicial naquele que apresenta a energia mais

barata, depois a segunda colocada, e assim sucessivamente. Por vezes a escolha dá-se em função da rentabilidade do investimento ou orientada ainda por critérios financeiros, e “não raro a escolha é feita sem que o custo do capital empregado seja considerado adequadamente” (CASAROTTO e HARTMUT, 2000).

Os métodos determinísticos mais utilizados são o tempo de retorno do investimento simples - TRIs (ou “payback” simples), o tempo de retorno do investimento com taxa de descontos –TRId (ou “payback” descontado), o método do valor presente líquido (VPL), o da taxa interna de retorno do investimento (TIR) e o da relação benefício/custo. Tais métodos não introduzem incertezas porém, para uma análise de valor presente líquido de uma PCH que tem 35 anos de vida útil, é um tanto ingênuo se esperar que as taxas de juros permaneçam constantes ao longo de tão longo período, ou que o preço da energia (elemento básico para quantificar os benefícios) também se mantenha constante.

Um princípio do mercado financeiro por demais conhecido dos países em desenvolvimento, é que “maiores riscos têm que ser recompensados por maiores taxas de juros”. Assim, na realidade, a taxa de juros e o preço da energia variam durante o horizonte considerado. Outro parâmetro bastante sujeito a variação é o valor global dos investimentos, que sofre influência da inflação, do câmbio, e outras mais.

Dentro da teoria da decisão sobre investimentos, algumas empresas realizam também análise de sensibilidade e estudo de cenários. A análise de sensibilidade é realizada em relação a uma ou algumas variáveis, verificando-se a cada vez como uma das variáveis isoladamente influencia a rentabilidade, significando examinar a robustez do empreendimento quanto à variação destas poucas variáveis. O estudo de cenários significa, grosso modo, a alteração simultânea de diversas variáveis dentro de uma certa lógica. Para a análise de cenários normalmente são reunidos especialistas, traçando-se três cenários (médio, pessimista e otimista), geralmente não associados a probabilidade. Isto também pode significar que estes três cenários tenham iguais probabilidades.

Mais recentemente se tem recorrido a modelos estocásticos que assimilam aspectos relativos a riscos e incertezas. Assim, no planejamento e nas decisões relativas a projetos, novos métodos e algoritmos têm sido desenvolvidos e experimentados, como por exemplo:

- Modelos probabilísticos, como a árvore da decisão;
- Minimização da função custo (retorno do investimento mais despesas de operação e manutenção), sujeita à probabilidade de falhas e risco de déficit;

- Critério do Minimax, que consiste em minimizar o máximo arrependimento ou prejuízo associado a diversos cenários, visando otimizar os investimentos;
- Otimização estocástica que procura modelar incertezas e o processo de decisão, buscando identificar o plano de expansão ótimo sujeito a restrições;
- Algoritmos genéticos, visando identificar a programação evolucionária, otimizando parâmetros contínuos e discretos através de redes neurais e inteligência artificial (KAZAY, 2000), e
- a “Teoria do portfólio” que tem sido aplicada no mercado financeiro pelos fundos de pensão e de ações na última década, e que é o objeto deste trabalho.

No portfólio se determina uma função ou pontos no plano rentabilidade versus risco, procurando-se trabalhar no ponto ótimo, que garanta uma eficiente diversificação das suas aplicações. Quando são associadas condições de incerteza ou risco, duas máximas se apresentam: entre os investimentos de mesma rentabilidade a opção é por aquele de menor risco, e entre investimentos de mesmo risco a decisão é favorável àquele de maior rentabilidade.

Neste capítulo, que antecede a teoria do portfólio, procura-se descrever os métodos mais usuais de análise de projetos de investimento, efetuar a aplicação de alguns destes métodos aos aproveitamentos estudados anteriormente, ou seja às cinco PCH, permitindo apresentar comentários, vantagens e desvantagens dos métodos, e obter conclusões visando facilitar a tomada da decisão a respeito dos projetos. É então estabelecida uma hierarquização segundo alguns critérios já que não haveria recursos econômicos para investir em todos eles. A decisão relativa aos investimentos deve ser substancial pois optando-se pela construção de uma ou duas PCH, algumas outras deixariam de ser realizadas ou mesmo outros negócios ficariam sem recursos, o que representa o custo de oportunidade já anteriormente mencionado.

O item 4.1 apresenta a avaliação econômica dos projetos das cinco PCH através dos métodos determinísticos: tempo de retorno do investimento simples (TRIs), tempo de retorno do investimento com taxa de descontos (TRId), método do valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR, ou taxa mínima de rentabilidade), e da relação entre benefício e custo (B/C).

No item 4.2 são feitas análises de sensibilidade do VPL com respeito às variações da taxa de juros, e em relação ao preço de comercialização da energia. Para completar a análise econômica tradicional, no tópico 4.3 são examinados mais dois cenários.

4.1 – AVALIAÇÃO ECONÔMICA DOS PROJETOS ATRAVÉS DOS MÉTODOS DETERMINÍSTICOS CONVENCIONAIS

Retomando os conceitos determinísticos, o retorno de uma PCH é função da energia anual produzida, do valor do investimento, da vida útil, da taxa de juros, dos preços de comercialização da energia (tarifa à época do serviço pelo custo) e dos tributos e taxas. Matematicamente pode-se escrever o retorno como função das demais variáveis:

$$\text{Retorno} = f(kWh, I, n, i, p, T_t) \quad (8)$$

Onde:

kWh, é a energia anual produzida pela PCH;

I, é o investimento global incluídos os juros durante a construção;

n, vida útil da usina;

i, taxa anual de juros;

p, preço médio anual de comercialização da energia elétrica;

T_t, são os tributos e taxas que envolvem o negócio energia elétrica.

O produto da energia produzida pelo preço médio de comercialização representa uma receita anual, da qual são deduzidas as despesas de operação e manutenção, taxas, seguros, impostos, depreciação e amortizações, determinando-se o benefício líquido anual (BA). Em geral são considerados os seguintes critérios para definição do fluxo de caixa:

- investimento contabilizado no ano zero;
- não há inflação no período.

Para o caso em estudo, o benefício estará presente durante toda a vida útil, os “n” anos considerados, podendo o fluxo de caixa ser representado conforme Figura 30, onde:

I = Investimento inicial no ano zero, tomado com sinal negativo;

RA = Receita anual média, oriunda da comercialização da energia anual produzida;

CA = Custo anual relativo a operação, manutenção, despesas outras, taxas e impostos.

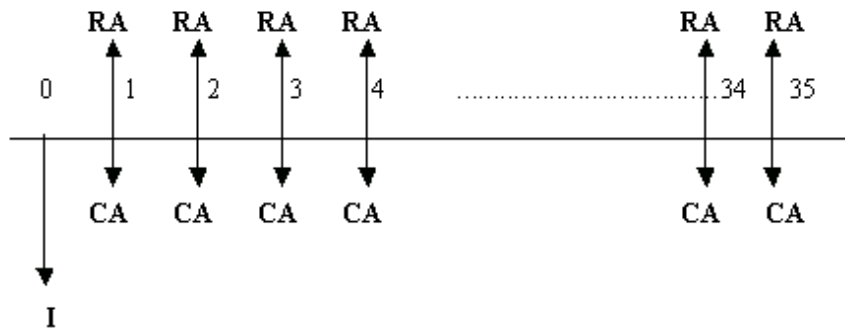


Figura 30 – Representação do fluxo de caixa de uma das PCH.

O benefício líquido anual (BA) corresponde a:

$$BA = RA - CA \quad (9)$$

Para as cinco PCH estudadas, nos itens anteriores já foram determinados os respectivos investimentos totais e a energia anual produzida. Procurou-se então verificar o faturamento bruto, as despesas operacionais e de manutenção, as taxas e impostos, de modo a montar o fluxo de caixa determinando-se os retornos líquidos anuais. Para isto, com relação aos tópicos econômicos, foram feitas algumas suposições como:

- a vida útil de todas elas é de 35 anos conforme recomenda a ELETROBRÁS;
- depreciação linear em 35 anos;
- preço médio de comercialização da energia foi aquele definido pela Lei 10.438 de 26 de abril de 2002, correspondendo a 80% do preço médio de fornecimento, superior ao definido através das Resoluções ANEEL 022/01, revogada pela 248/02 e 488/02 (R\$79,29/MWh). Conforme página da ANEEL na *internet*, o preço médio do MWh no Brasil em dezembro de 2001 foi de R\$122,88 sendo então adotado o preço de comercialização R\$98,304 (noventa e oito reais e trezentos e quatro milésimos);
- taxa de juros anual de 10% ao ano;
- despesas relativas a PIS (1,65%), COFINS (2%) e taxa de fiscalização da ANEEL (0,5%), representando um total de 4,15% sobre o faturamento bruto;

- custos de operação e manutenção correspondendo anualmente a 2,7% do investimento, ou a um valor mínimo de R\$108.000,00 (cento e oito mil reais);
- contribuição social e imposto de renda conforme legislação específica, incidindo sobre a remuneração anual, descontada a amortização do investimento em 30 anos. A contribuição social representa 8% e o imposto de renda pessoa jurídica incidindo sobre o resultado operacional, já descontada a amortização do investimento, na base de 15% sobre os primeiros R\$240.000,00 anuais e 25% sobre o que excede tal valor;
- amortização do investimento, exceto juros durante a construção, é feita em 30 anos;
- amortização dos juros durante a construção, realizada em 15 anos.

Na Tabela 18, da página seguinte, é apresentado o fluxo de caixa da PCH São José das Guaribas de acordo com os critérios expostos, possibilitando calcular os retornos anuais ao longo do horizonte de 35 anos.

Para esta PCH e para as demais, foram montados os fluxos de caixa com base nestes critérios e também considerando as amortizações dos juros e dos investimentos em 35 anos. Considerando que as diferenças nos valores presentes líquidos dos diversos aproveitamentos calculados de uma forma ou de outra resulta em diferenças sempre inferiores a 0,4%, visando simplificar cálculos futuros, foram tomadas sempre as amortizações em 35 anos, pois isto torna o retorno líquido anual constante ao longo de todo o horizonte. Isto equivale a considerar o retorno líquido anual (linha 7 da Tabela 18), constante e igual a R\$545.508,68 durante todo o período. Os cálculos foram realizados em microcomputador através de planilhas em EXCELL.

Serão tratados cinco métodos determinísticos convencionais de análise econômica:

- 1- tempo de retorno do investimento simples (TRIs, ou “payback” simples);
- 2- tempo de retorno do investimento com desconto (TRId, ou “payback” descontado);
- 3- valor presente líquido (VPL ou fluxo de caixa descontado);
- 4- taxa interna de retorno do investimento – TIR;
- 5- relação benefício/custo.

Tabela 18 – Fluxo de caixa para a PCH São José das Guaribas.

FLUXO DE CAIXA DA PCH SÃO JOSÉ DAS GUARIBAS								
		Ano Zero	Ano Um	... Ano 15	Ano 16	... Ano 30	Ano 31	... Ano 35
	Energia Anual (MWh)	11.116	11.116	11.116	11.116	11.116	11.116	11.116
1.1	Terrenos	463.389,13						
1.2	Juros durante a construção	386.092,51						
1.3	Obras civis, equipamentos e outros	5.821.376,37						
1	TOTAL DO INVESTIMENTO	6.670.858,01						
2	RECEITA BRUTA ANUAL		1.092.747,26	1.092.747,26	1.092.747,26	1.092.747,26	1.092.747,26	1.092.747,26
3.1	Amortização (Inv. – JDC) - 30 anos		209.492,18	209.492,18	209.492,18	209.492,18	0,00	0,00
3.2	Juros durante Construção, Amortização 15 anos		25.739,50	25.739,50	0,00	0,00	0,00	0,00
3.3	ANEEL + Cofins + PIS		45.349,01	45.349,01	45.349,01	45.349,01	45.349,01	45.349,01
3.4	Operação e Manutenção		180.113,17	180.113,17	180.113,17	180.113,17	180.113,17	180.113,17
3.5	Depreciação (I-Jdc-Terr)/35		166.325,04	166.325,04	166.325,04	166.325,04	166.325,04	166.325,04
3	TOTAL DESPESAS E DEDUÇÕES		627.018,90	627.018,90	601.279,40	601.279,40	391.787,22	391.787,22
4 = 2-3	RESULTADO OPERACIONAL		465.728,36	465.728,36	491.467,86	491.467,86	700.960,05	700.960,05
5.1	Contribuição Social		37.258,27	37.258,27	39.317,43	39.317,43	56.076,80	56.076,80
5.2	Imposto de Renda		92.432,09	92.432,09	98.866,97	98.866,97	151.240,01	151.240,01
5	TOTAL DE IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES		129.690,36	129.690,36	138.184,40	138.184,40	207.316,82	207.316,82
6 = 4-5	BENEFÍCIO LÍQUIDO ANUAL		336.038,00	336.038,00	353.283,47	353.283,47	493.643,23	493.643,23
7=6+(3.1)	RETORNO LÍQUIDO ANUAL (ou Benefício total líquido anual)		545.530,19	545.530,19	562.775,65	562.775,65	493.643,23	493.643,23

O primeiro destes, TRIs é rápido e de fácil entendimento, sendo dado por:

$$TRIs = \frac{I}{BA} \quad (10)$$

Onde:

I, é o investimento global realizado no “ano zero”;

BA, é o benefício anual líquido (ou retorno).

Para se realizar comparações de alternativas de investimento através do tempo de retorno do investimento simples, deve-se ter a estratégia da empresa definida quanto ao prazo máximo tolerado para o retorno do investimento, aceitando-se todas as alternativas com TRIs inferior a este limite máximo. Menor TRIs significa maior liquidez.

Por outro lado o TRIs é um método que não mede o retorno e não considera o valor do dinheiro no tempo (faz como se a taxa de juros fosse igual a zero). Estes fatores conduziriam a aceitar projetos de baixa rentabilidade e a não aceitar projetos de maior maturação e alta rentabilidade (LAPPONI, 1996).

Os demais métodos consideram a taxa de juros, e três deles (TRId, VPL e TIR), em verdade são obtidos a partir da expressão do “valor presente líquido”. O método da relação entre benefício e custo, é a expressão do quociente entre o somatório dos benefícios líquidos anuais e o investimento, ambos considerados na mesma data.

Considerada a taxa de juros, o fator de valor presente de uma série de modo a trazer para valor atual o somatório das rentabilidades líquidas anuais, o valor presente líquido pode ser dado pela expressão seguinte:

$$VPL = -I + BA.FVP(i, n) \quad (11)$$

Onde

VPL, é o valor presente líquido, I e BA já foram anteriormente definidos; e

FVP (i,n) é o fator de valor presente para uma série uniforme, dentro do horizonte de n anos, à taxa de juros anual i.

Nos livros de matemática financeira FVP é dado por:

$$FVP (i, n) = \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} \quad (12)$$

Assim, o “tempo do retorno do investimento com taxa de desconto” (TRId) é o valor de n que torna o valor presente líquido igual a zero, ou seja, o tempo para o qual o investimento retorna ao empreendedor. Matematicamente, significa determinar n para que a expressão (11) seja nula, a uma taxa de juros determinada. De modo semelhante ao TRIs, sendo TRId inferior ao tempo máximo estimado pelo empreendedor, a alternativa é viável.

O método da “taxa interna de retorno” (TIR) tem significado análogo, ou seja, é encontrar qual a taxa de juros que faz o valor presente líquido igual a zero ao fim do horizonte considerado. Encontrando-se TIR superior à taxa mínima de mercado ou a mínima com que trabalha o investidor, equivale a aceitar o projeto de investimento.

O VPL por si só também já diz tudo: sendo o somatório dos benefícios anuais menos o investimento inicial, significa que sendo positivo o projeto é viável. Uma crítica ao VPL é que se pode ter dois projetos (A e B) com VPL iguais, porém o Projeto A requerendo investimento muito superior ao B; assim, não seriam equivalentes pois se ambos apresentam o mesmo lucro líquido, certamente seria preferível aquele que requer menor investimento (Projeto B).

A Tabela 19 apresenta o resumo da análise econômica através dos métodos determinísticos descritos, permitindo visualizar para todas as cinco PCH estudadas qual o investimento total, a energia anual produzida, a receita bruta, os valores das despesas e receita operacional, as taxas, impostos, e outras contribuições, determinando-se o retorno líquido anual. Visando possibilitar comparações e comentários específicos, a seguir há sub-ítem relativos a cada um dos destes métodos de análise econômica.

4.1.1 - Método do “Tempo de Retorno do Investimento simples” (TRIs)

Este método, também denominado “payback” simples, é direto, permitindo determinar facilmente o tempo necessário para retornar o investimento realizado, sem considerar entretanto o custo do capital. Por exemplo, o investimento (I) na Usina de São José das Guaribas é de R\$ 6.670.858,01 (seis milhões, seiscentos e setenta mil, oitocentos e cinquenta e oito reais e um centavo), e o benefício anual (BA) é de R\$545.508,68 (quinhentos e quarenta e cinco mil, quinhentos e oito reais e sessenta e nove centavos), resultando em:

$$TRIs = \frac{I}{BA} = 12,23 \quad \text{ou 12 anos e 3 meses.} \quad (13)$$

Conhecido o prazo máximo tolerado para o retorno do investimento, que é uma estratégia do empreendedor, pode-se comparar alternativas. Nesta análise das PCH, sendo o prazo máximo tolerado de 35 anos, ou mesmo 20 anos que é um período razoável para investimentos em infra-estrutura, todas as cinco usinas seriam aceitas.

Tabela 19 – Resumo dos métodos determinísticos de análise econômica.

ANÁLISE ECONÔMICA DAS ALTERNATIVAS						
Preço da Energia [R\$/MWh]		98,304				
Taxa de Juros (% ao ano)		10				
FVP (35 anos, 10%)		9,644159				
		SÃO JOSÉ DAS GUARIBAS	GARIMPO DA SIBÉRIA	FAZENDA MACAUBEIRA	PANCADA GRANDE	CACHOEIRA DO INFERNO
	Energia Anual Produzida (MWh)	11.116	70.455	83.876	23.611	6.927
1.1	Terrenos	463.389,13	1.164.312,79	2.047.159,38	720.791,23	99.471,81
1.2	Juros durante a construção	386.092,51	1.398.691,98	2.295.879,12	697.676,77	126.377,61
1	TOTAL DO INVESTIMENTO	6.670.858,01	22.348.855,40	37.038.480,73	10.926.383,81	2.884.085,48
2	RECEITA BRUTA ANUAL	1.092.747,26	6.926.008,32	8.245.346,30	2.321.055,74	680.951,81
3	TOTAL DAS DESPESAS E DEDUÇÕES	582.383,16	2.094.697,18	3.334.618,65	975.173,31	294.611,54
4=2-3	RESULTADO OPERACIONAL	510.364,10	4.831.311,14	4.910.727,65	1.345.882,44	386.340,26
5	TOTAL DE IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES	144.420,15	1.570.332,67	1.596.540,13	420.141,20	103.492,29
6=4-5	BENEFÍCIO LÍQUIDO ANUAL	365.943,95	3.260.978,46	3.314.187,53	925.741,23	282.847,98
7=6+(3.1)	RETORNO LÍQUIDO ANUAL (ou Benefício total líquido anual)	545.508,68	3.859.554,56	4.306.833,29	1.217.990,00	361.639,63
	Valor Presente do Benefício Total	5.260.972,43	37.222.157,83	41.535.785,02	11.746.489,26	3.487.710,10
MÉTODOS DE ANÁLISE ECONÔMICA						
	Tempo de Retorno do Investimento Simples	12,23	5,79	8,60	8,97	7,98
	Tempo de Retorno do Investimento descontado	>35	9 anos e um mês	20 anos e 2 meses	23 anos e 2 meses	16 anos e 2 meses
	Valor Presente Líquido	-1.409.885,58	14.873.302,43	4.497.304,29	820.105,45	603.624,62
	% VPL/Investimento	-21,13	66,55	12,14	7,51	20,93
	Taxa Interna de Retorno	7,5	17,2	11,4	10,8	12,3
	Relação Benefício/Custo	0,79	1,67	1,12	1,08	1,21

Entretanto, na hipótese do empreendedor trabalhar com prazo máximo de 10 anos, apenas o aproveitamento de São José das Guaribas seria rejeitado e todos os demais seriam aceitos.

Dentre as cinco PCH analisadas, Garimpo da Sibéria apresenta menor TRI, significando maior liquidez. Cabe observar que mesmo com prazo máximo de 10 anos estariam sendo viáveis a PCH Fazenda Macaubeira e a re-potenciação da PCH Pancada Grande, que na análise pelo tempo de retorno descontado apresentam tempos bem superiores a este, respectivamente 20 anos e dois meses, e 23 anos e dois meses.

Outro modo de aplicar o TRI é trabalhar com tabelas totalizando o valor do fluxo de caixa acumulado, verificando-se onde este muda de sinal; neste ponto está o TRI. Num gráfico do fluxo de caixa acumulado contra o tempo, o ponto que corta o eixo das abcissas corresponde ao TRI. Os críticos deste método destacam que através deste modo de escolha projetos de baixa rentabilidade podem ser aceitos.

4.1.2 – Método do “Tempo de Retorno do Investimento com taxa de desconto” (TRId)

Conforme anteriormente citado, o método do TRId é semelhante ao anterior entretanto considera o valor do dinheiro no tempo, ou seja, o benefício líquido anual é trazido para valor presente aplicando-se uma atualização segundo a taxa de juros considerada. Elabora-se o gráfico do Valor Presente Líquido acumulado em função do tempo e no ponto que a curva corta o eixo das abcissas corresponde ao tempo de retorno. Na figura 31 são mostradas as curvas do VPL para as PCH Garimpo da Sibéria e Pancada Grande, cujos TRId são respectivamente 9 anos e um mês, e 23 anos e dois meses.

Na Tabela 19 anteriormente apresentada, estão mostrados os TRId para as cinco PCH estudadas. Para a Usina São José das Guaribas o TRId é maior que o horizonte de estudo, 35 anos, tendo-se encontrado os seguintes tempos para os demais aproveitamentos: Usina Garimpo da Sibéria, 9 anos e um mês, Usina Fazenda Macaubeira, 20 anos e dois meses, Usina Pancada Grande, 23 anos e dois meses, e a PCH Cachoeira do Inferno, 16 anos e dois meses.

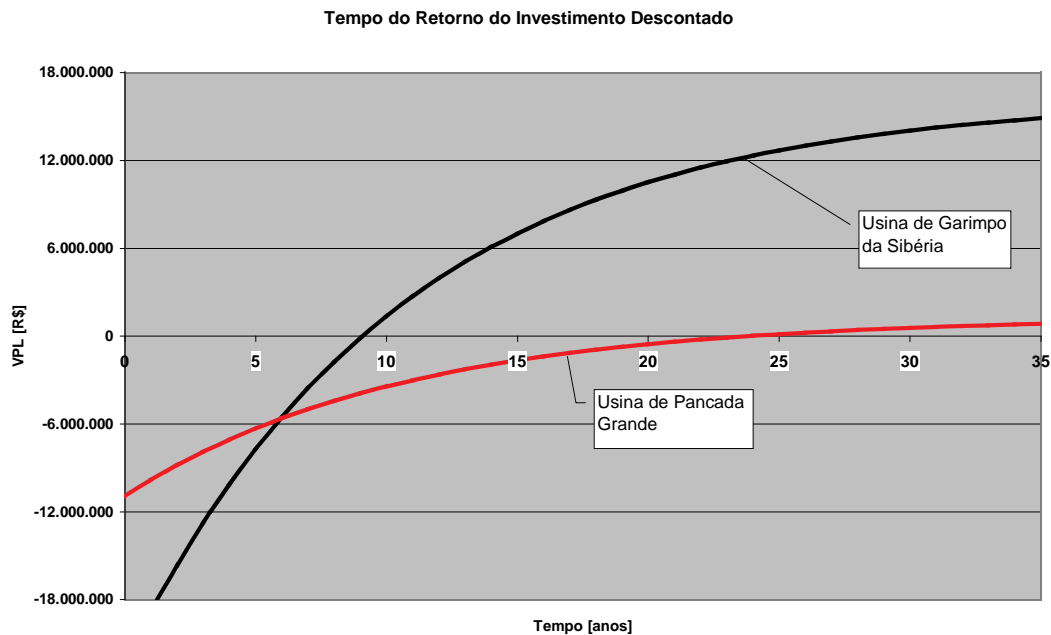


Figura 31 - VPL em função dos anos, para as Usinas Garimpo da Sibéria e Pancada Grande.

4.1.3 – Método do Valor Presente Líquido (VPL ou Fluxo de caixa descontado)

Neste método, tendo-se o valor atual do investimento e o fluxo de caixa, encontra-se o valor presente do fluxo de caixa descontado à taxa de juros considerada. Quando o valor presente líquido – VPL é positivo significa que o projeto em análise tem taxa de remuneração maior que a taxa de juros considerada, devendo ser aceito.

A rigor não importa a data, isto é, o fluxo de caixa poderia ser calculado ao fim do período ou outra data qualquer pois o resultado conduziria à mesma conclusão.

Dentre as cinco PCH analisadas, apenas o aproveitamento de São José das Guaribas não seria aceito, enquanto as PCH Garimpo da Sibéria, Fazenda Macaubeira, Pancada Grande e Cachoeira do Inferno apresentam VPL positivos.

Decidir por investimentos que simplesmente apresentem os maiores valores de VPL pode resultar enganoso; sob esta diretriz a decisão seria por Garimpo da Sibéria em primeiro lugar, Fazenda Macaubeira em segundo, Pancada Grande em terceiro (com VPL de R\$820.105,45) e Cachoeira do Inferno (com VPL de R\$603.624,62). Entretanto, se obter um VPL da ordem de R\$820,10 mil para Pancada Grande requer um investimento superior a R\$10,92 milhões enquanto para Cachoeira do Inferno o ganho de R\$603,62 mil

requer investimento de apenas R\$2,88 milhões. A relação percentual entre VPL e o investimento, também mostrada na Tabela 19 (linha %VPL/Investimento) demonstra isto: 20,93% para Cachoeira do Inferno contra 7,51% para PCH Pancada Grande e 12,14% para Fazenda Macaubeira. Assim, mais importante que o valor absoluto do VPL é a relação percentual entre VPL e o investimento.

Se forem observados outros indicadores como TIR e relação benefício/custo, a verdade é que a alternativa de investir na PCH Cachoeira do Inferno será mais atrativa que nas PCH Fazenda Macaubeira ou Pancada Grande.

Quando o VPL resulta negativo significa que a taxa de retorno é inferior à taxa de juros, daí a decisão pela não viabilidade posto que investir em outra opção que possibilite o ganho representado pela taxa de juros de mercado seria mais atrativo; é o caso da PCH São José das Guaribas.

4.1.4 – Método da Taxa Interna de Retorno - TIR (ou taxa mínima de atratividade)

O método da TIR é também de fácil entendimento, significando a determinação da taxa de juros que faça igual a zero o Valor Presente Líquido, ou seja, trata-se de encontrar sob qual taxa de juros o investimento inicial retorna ao final do horizonte considerado.

Conforme anteriormente colocado, quanto à decisão do investimento, TIR superior à taxa de juros praticada pelo mercado significa que o investimento é atrativo ou aceito. Isto aplicado aos aproveitamentos hidrelétricos estudados mostra não ser atrativa apenas a construção da PCH São José das Guaribas cuja TIR é de 7,5%, inferior portanto à taxa de juros de mercado de 10% ao ano.

Todos os demais aproveitamentos seriam aceitos, visto que apresentam TIR superiores aos 10% da taxa de juros, sendo prioritária a construção de Garimpo da Sibéria por apresentar a maior taxa interna de retorno, 17,2%.

4.1.5 – Método da Relação Benefício/Custo (B/C)

A relação entre benefício e custo (ou simplesmente relação B/C), é a expressão do quociente entre o somatório dos benefícios líquidos anuais do projeto e o respectivo investimento total, todos considerados na mesma data, obviamente. É comum a comparação ser feita com valores presentes (trazidos para o ano zero) mas, por vezes se

trabalha efetuando a comparação ao final do horizonte ou através de benefícios e custos expressos como séries históricas uniformes. Quaisquer das aplicações conduz ao mesmo resultado e aqui se optou pela comparação entre benefício/custo a valor atual.

Relação benefício/custo inferior a um, significa que ao final do horizonte de estudo não há retorno do capital, sob a taxa de juros considerada. É o que acontece para a PCH São José das Guaribas cuja relação é de 0,79.

Os demais aproveitamentos seriam viáveis, podendo-se propor uma hierarquia conforme ordem decrescente da relação B/C. Então, em primeiro a PCH Garimpo da Sibéria com B/C de 1,67, depois cachoeira do Inferno seguida de Fazenda Macaubeira, e por fim Pancada Grande com relação B/C de 1,08.

4.1.6 – Decisão com base nos métodos determinísticos

É apresentado um resumo a respeito da decisão quanto a viabilidade de construção das cinco PCH estudadas, quando analisadas economicamente com base nos métodos determinísticos, valendo-se dos valores que aparecem na parte inferior da Tabela 19.

Sob a ótica do tempo de retorno do investimento simples (TRIs), tanto considerando os trinta e cinco anos quanto um critério do empreendedor de 20 anos, todas as cinco PCH seriam aceitas, segundo uma prioridade de tempos crescentes: construção de apenas uma PCH a opção seria a PCH Garimpo da Sibéria, a segunda seria Cachoeira do Inferno, seguida por Fazenda Macaubeira, Pancada Grande e São José das Guaribas.

De acordo com o método do TRId, sendo o critério um tempo inferior a 35 anos, apenas a PCH São José das Guaribas não seria aceita; entretanto, caso o empreendedor tenha como critério o tempo máximo de 20 anos, também os aproveitamentos de Pancada Grande e Fazenda Macaubeira não seriam aceitos, sendo viáveis apenas as PCH Garimpo da Sibéria e Cachoeira do Inferno, nesta ordem.

A análise do VPL, visto apenas o valor absoluto, conduz a não aceitação da PCH São José das Guaribas e a viabilidade das demais PCH, nesta ordem: Garimpo da Sibéria, Fazenda Macaubeira, Pancada Grande e Cachoeira do Inferno. No tópico 4.1.3 mostrou-se ser mais apropriada a avaliação da relação percentual entre VPL e o valor global do investimento; a avaliação sob este ponto de vista também implica na rejeição da PCH São José das Guaribas e na aceitação das demais, ficando a PCH Cachoeira do Inferno logo atrás de Garimpo da Sibéria e à frente de Fazenda Macaubeira e Pancada Grande.

Pelo método da TIR a hierarquia para decisão quanto aos aproveitamentos estudados seria: Garimpo da Sibéria, Cachoeira do Inferno, Fazenda Macaubeira, Pancada Grande e São José das Guaribas. Se associado ao critério de TIR mínima, e títulos garantidos pelo Governo estivessem com valor de mercado de 10%, por exemplo, a PCH São José das Guraribas não seria viável.

Por fim, considerada a relação B/C seriam aceitos: Garimpo da Sibéria (relação 1,67), Cachoeira do Inferno (B/C igual a 1,21), Fazenda Macaubeira (1,12) e Pancada Grande (1,08).

Concluindo, o método do TRIs aprovaria todos os aproveitamentos enquanto os demais aceitariam os quatro segundo a hierarquização seguinte:

1. Garimpo da Sibéria,
2. Cachoeira do Inferno,
3. Fazenda Macaubeira e
4. Pancada Grande.

Não é recomendável obter apenas o valor absoluto no método do VPL, nem o uso do TRIs (payback simples). Considerando que tais investimentos são de longa maturação (horizonte de 35 anos), visando permitir maior flexibilidade, mesmo para o método da relação benefício/custo é recomendável fixar um limite pouco acima de um (por exemplo 1,10 ou 1,15), bem como para o TRId se fixar limites máximos inferiores ao horizonte avaliado, impondo limites da ordem de 20 ou 25 anos.

4.2 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO VPL

Quando são realizados estudos de sensibilidade, se procura demonstrar a robustez dos investimentos, ou seja, como a rentabilidade ou o valor presente líquido varia quando o valor de uma das variáveis oscila em torno do valor inicialmente definido. Quando se apresentou a equação (8) foi dito que o retorno é função da energia anual produzida, do investimento inicial, do horizonte considerado, da taxa de juros, do preço da energia e dos tributos e taxas. É semelhante a trabalhar em um ponto de operação definido pelos valores fixos pré-estabelecidos para as citadas variáveis, e, submetendo uma delas a variações, se observar o comportamento do retorno frente a tais oscilações.

Matematicamente, consideradas as variáveis independentes kWh_0 , I_0 , n_0 , i_0 , p_0 , e Tt_0 , se procura examinar as derivadas parciais calculadas em torno deste ponto de operação. Calcula-se a variação do valor presente líquido com respeito à variação de apenas uma das variáveis, os juros por exemplo, mantidas as demais variáveis constantes. Portanto a sensibilidade do VLP em relação à taxa de juros pode ser representada por:

$$Sensibilidade = \frac{\partial VPL}{\partial i} \left| \begin{array}{l} kWh_0 = ctc \\ I_0 = ctc \\ n_0 = ctc \\ p_0 = ctc \\ T_{i_0} = ctc \end{array} \right. \quad (14)$$

Também, discretizando, se define:

$$Sensibilidade = \frac{\Delta VPL}{\Delta i} \left| \text{para as demais variáveis constantes.} \right. \quad (15)$$

Determinar a sensibilidade do VPL em relação à taxa de juros é calcular um novo valor presente líquido, VPL1, estimando-se uma variação nesta taxa (positiva ou negativa), e mantendo-se constantes as variáveis investimento, energia anual produzida, vida útil, preço da energia, tributos e taxas. A variação de VPL é:

$$\Delta VPL = VPL_1 - VPL_0 \quad (16)$$

E a variação da taxa de juros é:

$$\Delta i = i_1 - i_0 \quad (17)$$

Pequena sensibilidade (pequeno valor na relação entre a variação de VPL e a variação da taxa de juros) significa um projeto robusto em relação à variação dos juros, ou seja, o valor presente líquido pouco se altera com as variações da taxa de juros.

Neste tópico, foi verificada a variação do Valor Presente Líquido (calculado em valor absoluto e em percentual relativo ao investimento) quanto a variações da taxa de juros em + 2% e também com respeito a variações no preço da energia comercializada, sendo determinada a sensibilidade (variação dos percentuais do VPL em relação ao investimento, com respeito às variações percentuais das taxas de juros).

A Tabela 20 apresenta para cada uma das cinco PCH, os valores em reais do VPL para as taxas de juros de 8%, 10% (caso base) e 12% ao ano, além dos respectivos valores da sensibilidade determinados em %VPL/I sobre % i. Vê-se que quando a taxa de juros

oscila tanto positiva quanto negativamente, menores oscilações do %VPL/I ocorrem para a PCH São José das Guaribas que portanto apresenta menor sensibilidade. A maior sensibilidade é para a PCH Garimpo da Sibéria, significando que quando a taxa de juros cai de 10% para 8%, seu %VPL/I sobe 17,36% para cada 1% de queda dos juros.

Outro modo de avaliar a sensibilidade de VPL em relação à taxa de juros é através de um gráfico que represente o valor presente líquido para cada projeto em função dos juros. De modo a exemplificar, a Figura 32 apresenta a curva dos valores de VPL em R\$ em função da taxa de juros para a PCH São José das Guaribas. A sensibilidade vem a ser a derivada desta curva no ponto correspondente à taxa de juros básica considerada. Pode-se também observar, que o ponto da curva que corta o eixo das abcissas corresponde à taxa de juros capaz de tornar VPL nulo, no horizonte analisado, correspondendo portanto à taxa interna de retorno (TIR), que para esta PCH é de 7,5 anos.

A Figura 33 mostra VPL em função da taxa de juros para a PCH Pancada Grande e neste gráfico a sensibilidade seria a derivada em torno do ponto relativo à taxa de juros de 10%. O ponto onde a curva corta o eixo das abcissas é a TIR deste projeto, 10,8%.

Foi também analisada a sensibilidade em relação aos preços de venda da energia (em R\$/MWh). Para tal, foi feita uma variação de $\pm 5\%$ no preço médio de comercialização da energia, e verificado o comportamento dos retornos percentuais (%VPL/I) das diversas PCH. Para cada uma das PCH estudadas foi determinada a relação entre a variação percentual do retorno e a oscilação percentual no preço de comercialização, denominada relação $(\text{delta \%VPL/I})/(\text{delta \%preço})$, conforme Tabela 21. Nota-se que também a PCH São José das Guaribas apresenta a menor sensibilidade, seguida de Pancada Grande, enquanto a PCH Garimpo da Sibéria apresenta a maior sensibilidade.

Isto significa que a rentabilidade da PCH Garimpo da Sibéria é a mais sensível tanto à variação da taxa de juros quanto a oscilações no preço da energia. A PCH São José das Guaribas é o projeto mais robusto, aquele que menos oscila, seguido das PCH Pancada Grande, Fazenda Macaubeira e Cachoeira do Inferno.

Tabela 20 – Análise de Sensibilidade do %VPL/I com respeito a taxa de juros.

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO %VPL/INVESTIMENTO COM RESPEITO À TAXA DE JUROS						
	Taxa de Juros (% ao ano)	SÃO JOSÉ DAS GUARIBAS	GARIMPO DA SIBÉRIA	FAZENDA MACAUBEIRA	PANCADA GRANDE	CACHOEIRA DO INFERNO
VPL	8%	-313.188,93	22.632.593,37	13.155.809,31	3.268.765,96	1.330.668,91
	10%	-1.409.885,58	14.873.302,43	4.497.304,29	820.105,45	603.624,62
	12%	-2.211.049,63	9.204.948,33	-1.827.947,95	-968.701,66	72.500,76
%VPL/I	8%	-4,69	101,27	35,52	29,92	46,14
	10%	-21,13	66,55	12,14	7,51	20,93
	12%	-33,14	41,19	-4,94	-8,87	2,51
SENSIBILIDADE						
Relação	(%VPL/I) /%i	-8,22	-17,36	-11,69	-11,21	-12,61
Delta (%VPL/I)/		-6,01	-12,68	-8,54	-8,19	-9,21
Delta juros						

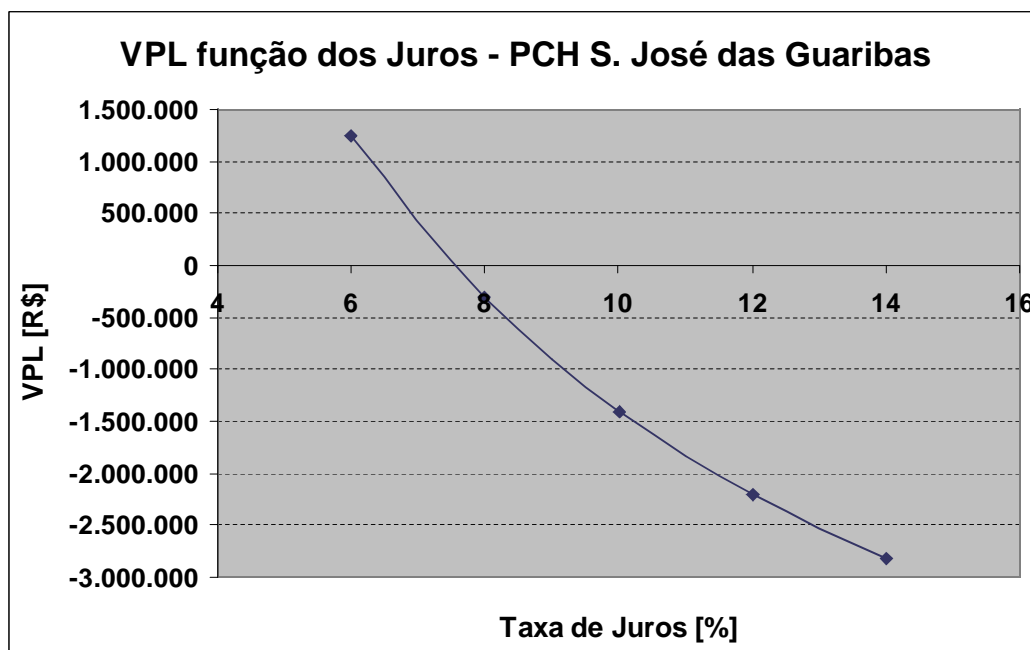


Figura 32 – VPL em função da taxa de juros para a PCH São José das Guaribas.

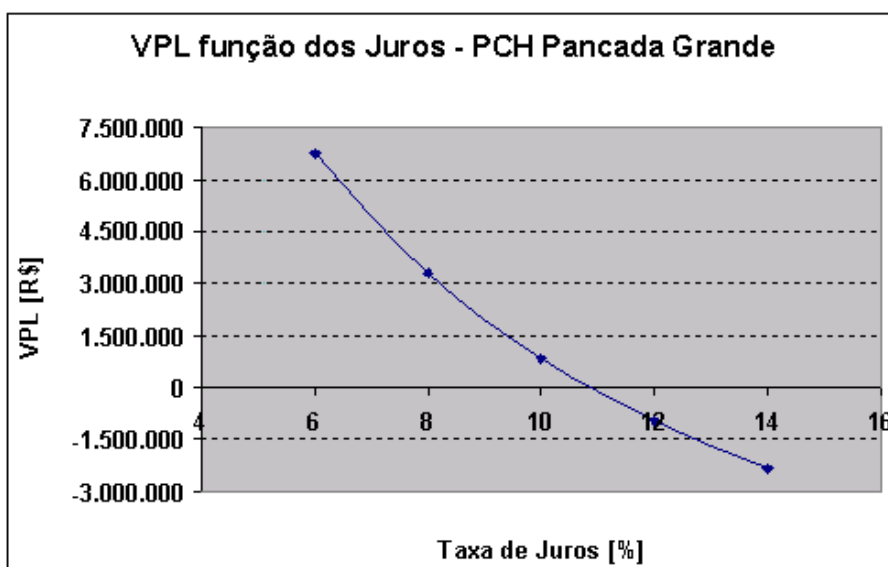


Figura 33 – VPL em função da taxa de juros para a PCH Pancada Grande.

Tabela 21 – Análise de Sensibilidade do % VPL/I com respeito ao preço de comercialização da energia.

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO %VPL/INVESTIMENTO COM RESPEITO AO PREÇO DA ENERGIA						
	Preço da Energia (R\$/MWh)	SÃO JOSÉ DAS GUARIBAS	GARIMPO DA SIBÉRIA	FAZENDA MACAUBEIRA	PANCADA GRANDE	CACHOEIRA DO INFERNO
VPL	103,219	-1.071.506,63	17.018.002,78	7.050.549,44	1.538.841,10	814.487,43
	98,304	-1.409.885,58	14.873.302,43	4.497.304,29	820.105,45	603.624,62
	93,389	-1.748.264,53	12.728.602,08	1.944.059,14	101.369,81	392.761,80
%VPL/I	103,219	-16,06	76,15	19,04	14,08	28,24
	98,304	-21,13	66,55	12,14	7,51	20,93
	93,389	-26,21	56,95	5,25	0,93	13,62
SENSIBILIDADE DO RETORNO EM RELAÇÃO AO PREÇO, AMBOS EM %						
Relação (Delta %VPL/I)/ (delta %Preço)	(%VPL/I)/%Preço	1,014	1,919	1,379	1,316	1,462
		1,014	1,919	1,379	1,316	1,462

4.3 – ESTUDO DE CENÁRIOS

A análise de cenários combina alterações simultâneas em algumas das variáveis, de acordo com uma determinada lógica. Em geral os valores das variáveis em função da conjuntura política, econômica, fiscal, social, tecnológica ou ambiental. O exame de cenários permite verificar como se comportam o retorno ou o valor presente líquido de um projeto, caso as variáveis oscilem devido a estes parâmetros. Conforme já mencionado é comum se trabalhar com três cenários, o normal ou mais provável e dois outros, um otimista e um pessimista, não sendo associadas probabilidades.

Um exemplo recente e comum na América Latina é a influência da política, ou da pesquisa eleitoral, no câmbio e na inflação. Quando a pesquisa eleitoral sinaliza na direção de uma possível vitória de um candidato de esquerda para a Presidência da República, são alterados parâmetros e comportamentos no mercado, visto que muitos investidores associam tal vitória a uma expectativa de moratória, de preços mais elevados para os insumos, levando a uma redução dos lucros, e ao possível retorno da inflação.

No contexto das últimas eleições presidenciais no Brasil, as pesquisas eleitorais alteraram em vários momentos o cenário econômico, fazendo crescer o chamado “risco Brasil” ou tornando rarefeita a circulação da moeda estrangeira. Em termos de cenário, com a eleição de um presidente da república de esquerda, haveria grande incerteza quanto à política de preços isto é, se este novo governo indexaria tarifas ou se ao contrário usaria os preços dos serviços públicos como meio para controle da inflação, o que justificaria as oscilações do mercado.

Por outro lado, a especulação quanto a retomada da força do movimento sindical caso se tenha um presidente de centro ou de esquerda no Brasil, já sinalizava para que as empresas contratassem dirigentes e gerentes mais hábeis em negociação sindical desde dois meses antes das próprias eleições (Revista VEJA, Edição 1.766 de 28 de agosto de 2002, p.24, seção Radar).

Dentro do setor elétrico, tradicionalmente os estudos de mercado são acompanhados de avaliação de cenários, trabalhando-se além do quadro mais provável com dois outros: um mais otimista associado a um maior desenvolvimento e maiores taxas de crescimento anual devido ao aumento de renda, e outro mais pessimista, mais recessivo, vinculado a menores taxas de crescimento, estagnação do PIB, etc.

Deste modo é realizada uma análise visando verificar como as relações benefício/custo (ou os valores presentes líquidos) dos projetos de investimento variam com uma combinação de modificações nas variáveis juros, valor global do investimento e preços de comercialização da energia elétrica.

O cenário base (médio) é aquele analisado no item 4.1, com taxa de juros de 10% ao ano, preço de venda da energia em R\$98,304/MWh e investimentos globais conforme as estimativas de custos que estão apresentadas no capítulo 3.

Para exame do cenário pessimista, cujas condições macroeconômicas corresponderiam a um quadro de estagnação ou até mesmo recessão, combinando uma situação na qual os juros cairiam para 8% ao ano, o preço da energia teria um aumento real crescendo 4% e as obras custariam menos, resultando em investimento 3% menor. Realizadas as análises para as cinco PCH, todos os aproveitamentos apresentariam VPL positivos e as relações B/C seriam portanto superiores à unidade, inclusive para a PCH de São José das Guaribas, cujo valor é 1,04. A maior relação B/C continua sendo da PCH Garimpo da Sibéria e a hierarquização se mantém. Logicamente, sendo a relação B/C maior que 1,0 para todos as usinas, também %VPL/I são todos positivos. A Tabela 22 apresenta para cada um dos cenários (base, pessimista e otimista), os investimentos totais, a receita bruta anual, o retorno anual líquido, o VPL, a relação %VPL/Investimento e a relação B/C, para os cinco aproveitamentos estudados.

O cenário que sob o ponto de vista macroeconômico é otimista seria caracterizado por maior aumento do Produto Interno Bruto, associado a um maior investimento inicial por conta da elevação dos preços, podendo acontecer elevação dos juros (estimado em 12% ao ano) e um menor benefício anual face aos menores preços de comercialização da energia produzida (haveria possibilidade do Governo Federal elevar juros para controlar a inflação e conter reajustes tarifários ou alterar as regras relativas ao valor normativo visando interferir nos preços da energia elétrica, petróleo e derivados). Numa situação caracterizada por este cenário, apenas o aproveitamento de Garimpo da Sibéria apresentaria VPL positivo sendo portanto a única PCH com relação benefício/custo maior que a unidade (valor de 1,30). A usina que apresentaria pior situação continuaria sendo São José das Guaribas, com relação B/C de 0,61 (%VPL/I de - 39,08).

Tabela 22 – Análise Econômica das PCH estudadas considerando três cenários

ANÁLISE DE CENÁRIOS						
CENÁRIO		SÃO JOSÉ DAS GUARIBAS	GARIMPO DA SIBÉRIA	FAZENDA MACAUBEIRA	PANCADA GRANDE	CACHOEIRA DO INFERNO
BÁSICO i = 10%	Total do Investimento [R\$]	6.670.858,01	22.348.855,40	37.038.480,73	10.926.383,81	2.884.085,48
	Receita Bruta Anual [R\$]	1.092.747,26	6.926.008,32	8.245.346,30	2.321.055,74	680.951,81
	Retorno Anual Líquido [R\$]	545.508,68	3.859.554,56	4.306.833,29	1.217.990,00	361.639,63
	Valor Presente Líquido [R\$]	-1.409.885,58	14.873.302,43	4.497.304,29	820.105,45	603.624,62
	% VPL/Investimento	-21,13	66,55	12,14	7,51	20,93
	Relação Benefício/Custo	0,79	1,67	1,12	1,08	1,21
PESSIMISTA i = 8% I cai 3% Preço venda +4%	Total do Investimento [R\$]	6.470.732,27	21.678.389,74	35.927.326,31	10.598.592,30	2.797.562,92
	Receita Bruta Anual [R\$]	1.136.457,15	7.203.048,65	8.575.160,16	2.413.897,97	708.189,88
	Retorno Anual Líquido [R\$]	578.986,40	4.055.837,28	4.549.006,70	1.286.510,23	379.950,91
	Valor Presente Líquido [R\$]	277.105,21	25.590.649,70	17.089.390,73	4.395.131,26	1.630.601,57
	% VPL/Investimento	4,28	118,05	47,57	41,47	58,29
	Relação Benefício/Custo	1,04	2,18	1,48	1,41	1,58
OTIMISTA i = 12% I sobe 3% Preço venda -4%	Total do Investimento [R\$]	6.870.983,75	23.019.321,06	38.149.635,15	11.254.175,32	2.970.608,04
	Receita Bruta Anual [R\$]	1.049.037,37	6.648.967,99	7.915.532,45	2.228.213,51	653.713,74
	Retorno Anual Líquido [R\$]	512.030,96	3.663.271,84	4.064.659,88	1.149.469,78	343.328,35
	Valor Presente Líquido [R\$]	-2.684.872,58	6.929.772,53	-4.918.992,08	-1.856.680,56	-163.725,75
	% VPL/Investimento	-39,08	30,10	-12,89	-16,50	-5,51
	Relação Benefício/Custo	0,61	1,30	0,87	0,84	0,94

CAPÍTULO 5

PORTFÓLIO APLICADO A PCH

5.1 – INCERTEZAS, RISCOS E RETORNOS DAS PCH

5.1.1 – Modelagem para determinação do retorno e risco

Conforme apresentado no capítulo anterior, há muitas incertezas nos estudos econômico-financeiros, embora a maioria dos métodos de análise econômica de empreendimentos não as considere. Foram exemplificadas abordagens como análises de sensibilidade e de cenários, muito úteis na busca de uma decisão mais refinada quanto a investimentos, e foi feita uma introdução aos métodos probabilísticos aplicados a análise de investimentos. Dentre os métodos que consideram as incertezas, é destacada neste capítulo a teoria do portfólio, aqui aplicada ao processo de decisão de investimento em PCH.

A teoria do portfólio tem sido empregada no mercado de ações (aplicações em bolsas de valores), sendo caracterizada pela diversificação das aplicações e redução dos riscos naquilo que tem sido denominado “carteira de ações”, estando associada à idéia de que “não se deve colocar todos os ovos na mesma cesta”. Desde a década de 1960 com a proliferação dos fundos de pensão privados, especialmente nos Estados Unidos, tem-se buscado maiores retornos e menores riscos, tendo a diversificação dos investimentos demonstrado real contribuição na redução dos riscos.

No Brasil, por exemplo, as fundações que visam garantir aposentadoria aos seus associados diversificam suas aplicações, e aquelas ligadas a empresas estatais como PETROS e PREVI, obedecem a uma legislação específica vendo-se obrigadas a investir em imóveis, ações, títulos do Governo, empresas, e a conceder empréstimos aos patrocinadores e associados, dentro de limites especificados.

A seleção de investimentos ou de aplicações envolve uma primeira etapa de verificação dos objetos passíveis de aplicação, uma segunda que é a análise do portfólio ou de uma “carteira de investimentos” e a terceira que é a “escolha da estratégia preferida” (SANVICENTE, 1988).

Pode-se indagar qual a relação entre retorno requerido e risco. Não há dúvida que para maiores incertezas, maiores são os riscos. Três fatores afetam as taxas de retorno: o valor do dinheiro no tempo, a expectativa de inflação e o risco do investimento ou referindo-se ao mercado de ações, o risco do “papel” (HEARTH e ZAIMA, 2001). A expectativa de retorno está associada a um rendimento isento de risco e a um maior prêmio função de um risco crescente. O denominado “modelo de precificação dos 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.

HEARTH e ZAIMA, 2001, destacam que a decisão relativa a investimentos requer a análise da expectativa de retorno e do risco, além da consideração “de como se deseja investir, se a curto, médio ou longo prazos, com distintas finalidades”. Trazendo o exemplo do investidor individual, a pessoa que quer investir durante oito a dez anos visando garantir o pagamento da universidade de seus filhos, deve procurar uma garantia ou segurança maiores que aquela outra cujo investimento objetiva a compra de um iate com o qual desejaria dar a volta ao mundo daqui a vinte ou vinte e cinco anos, podendo evidentemente este segundo investimento, cuja finalidade não seria tão essencial, possuir maiores riscos.

O portfólio se utiliza da análise do retorno esperado e dos riscos. Deste modo são analisadas várias situações possíveis associadas a suas probabilidades, sendo o retorno de um portfólio, ou de uma “carteira de investimentos”, medido pela provável expectativa de retorno, enquanto o risco é quantificado através do desvio padrão dos retornos, quando determinados sob condições de incerteza.

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?

Há o exemplo clássico relativo ao investimento em ações de três empresas, XX, YY e ZZ cujos retornos esperados e riscos (desvios padrão) estão mostrados na Tabela 23. É óbvio que entre aplicar nas empresas XX e YY é mais sensato optar por YY, afinal para os mesmos riscos YY oferece maior expectativa de retorno. Também entre YY e ZZ, a

decisão recai sobre investir em YY visto que oferece o mesmo retorno esperado associado a menor risco.

Tabela 23 – Retorno esperado e risco de ações.

Ações da empresa	Retorno Esperado (%)	Risco (%)	CV
XX	12	10	0,833
YY	14	10	0,714
ZZ	14	12	0,857

Entretanto, se a comparação fosse entre investir nos papéis das empresas XX e ZZ, a resposta não seria imediata, podendo-se recorrer a comparações entre os “coeficientes de variação” (CV, última coluna da Tabela 23), representados pela relação entre o risco e o retorno (em estatística é a relação entre o desvio padrão e a média, que caracteriza o quão agudo é o “sino” da curva normal). Deste modo, a aplicação em papéis da empresa XX tem coeficiente de variação $10\%/12\% = 0,833$ e da empresa ZZ, o coeficiente é $12\%/14\% = 0,857$, sendo preferível investir na empresa XX (em estatística, uma maior relação desvio padrão/média significa maior dispersão e então maior incerteza ou risco).

Retomando as observações relativas ao comportamento dos investidores quanto ao risco, diversos autores citam que há três tipos de comportamentos característicos frente a situações de incertezas:

- a) Aqueles “avessos ao risco”, pessoas que preferem situações de menor risco (comportamento tímido característico da maioria em geral, no exemplo quanto à decisão entre investir nas empresas YY e ZZ, prefeririam aplicar em YY);
- b) Aqueles “propensos ao risco”, que preferem buscar maiores retornos mesmo sob maiores incertezas (riscos), caracterizando comportamento mais audaz (no exemplo da Tabela 23, entre aplicar em XX ou ZZ, optariam por ZZ face ao maior retorno);
- c) Aqueles “indiferentes ao risco”, que entre alternativas de mesma rentabilidade não distinguem diferenças de risco.

Com respeito ao exemplo anterior, relativo ao investimento entre ações das empresas XX, YY e ZZ, o investidor caracterizado como “avesso ao risco” aceitaria investir em algum papel cujo risco fosse de 12%? A resposta claro que é positiva mas devido ao seu comportamento, certamente requereria retornos superiores a 14%. Afinal,

este retorno pode ser proporcionado pelas ações de YY com risco de apenas 10%. Considerando que o coeficiente de variação relativo a aplicação em YY é $10\%/14\% = 0,714$ e esta seria a opção mais atraente, certamente o investidor “avesso ao risco” investiria em algo diferente com risco de 12% desde que o rendimento fosse superior a 16,8% pois isto lhe proporcionaria trabalhar com coeficiente de variação inferior a 0,714.

Aqueles que se iniciam na análise econômica e na teoria do portfólio compreendem bem e aceitam normalmente os conceitos associando as incertezas com probabilidades, mas apresentam-se resistentes à associação do risco com o desvio padrão dos retornos esperados. KOLLER, 1999, destaca a importância daqueles que trabalham com o processo decisório relativo a investimentos terem conhecimento de probabilidade, estatística, trabalharem com oscilações e faixas, especialmente para taxa de juros, vida útil e outras variáveis.

HEARTH e ZAIMA, 2001, propõem o estudo do risco associado ao retorno relativo a aplicação em ações de uma determinada empresa, acompanhando o retorno médio mensal deste papel, o número de vezes que este retorno mensal esteve negativo, e o seu desvio padrão. Para esclarecer é apresentada a seguir uma adaptação do exemplo introduzido pelo referido autor, mostrando o acompanhamento do risco medido com base no retorno mensal das ações e dos citados parâmetros; a Tabela 24 mostra para o período 1986 a 1997, o retorno percentual anual, a faixa de variação do retorno mensal (%), o número de meses com retorno médio negativo para cada ano, e o desvio padrão anual dos retornos médios mensais.

Quanto ao número de meses nos quais o retorno apresentou-se negativo, verifica-se que a pior situação aconteceu no ano de 1990 quando o retorno foi inferior a zero em 7 meses e, por outro lado, que os melhores anos foram 1995 e 1996 com apenas dois meses cujos retornos foram negativos. Fazendo uma análise com respeito a faixa de oscilação ou faixa de variação dos retornos, vê-se que a menor oscilação aconteceu em 1995 (4,6%) e a maior em 1987 (34,95%); os anos de 1988, 1992 e 1994 apresentaram oscilações semelhantes, da ordem de 8% porém os retornos médios anuais são bem distintos, tendo sido registrado 16,81% em 1988, 7,67% em 1992 e -1,54% no ano de 1994. O valor mostrando faixa de 8,01% em 1988 significa que os rendimentos mensais situaram-se entre 4,70% (melhor) e -3,31% (pior).

É sabido da estatística que o desvio padrão e a média bem caracterizam a distribuição normal (curva de Gauss, tipo sino). O desvio padrão (sigma - σ), significa a

medida de dispersão em torno do valor médio, ou seja, um maior desvio padrão é interpretado como uma curva normal mais aberta, que abrange uma faixa maior. Em outras palavras, sabe-se estatisticamente que o intervalo de confiança correspondente a 95% equivale a uma faixa da variável que vai desde o valor médio menos 1,96 desvios padrão, até o valor médio mais 1,96 desvios padrão.

Tabela 24 - Medidas de risco relativas a ações da empresa XX.

Ano	Retorno Médio Anual (%)	Faixa (%)	Número de Retornos Mensais Negativos	Desvio Padrão dos Retornos Mensais
1986	18,47	15,70	4	17,94
1987	5,23	34,95	4	30,50
1988	16,81	8,01	4	10,07
1989	31,49	11,47	4	12,35
1990	-3,17	18,48	7	18,39
1991	30,55	20,49	3	16,00
1992	7,67	7,91	4	6,05
1993	9,99	6,69	4	6,26
1994	-1,54	8,34	5	3,06
1995	34,11	4,60	2	1,48
1996	17,34	11,91	2	10,83
1997	31,01	13,56	3	15,93

Fonte: adaptado de HEARTH e ZAIMA, 2001.

Deste modo, voltando ao exemplo da Tabela 24, o maior desvio padrão registrado aconteceu em 1987, valor de 30,50, e o menor (1,48%) aconteceu no ano de 1995, podendo ser interpretado que em 1995, com 95% de confiança, os retornos médios mensais se situaram entre a média $\pm 2,90\%$ (que corresponde a $1,96 \sigma$). Portanto, a medida do desvio padrão permite avaliar a largura da faixa, podendo-se inferir informações quanto a probabilidade de ter havido retornos mensais negativos.

Assim, estes três parâmetros (números de meses que o retorno mensal esteve negativo, faixa de oscilação e desvio padrão) são medidas que permitem avaliar os riscos envolvidos mas, dentre esses, o conhecimento do retorno esperado (ou verificado, se

trabalharmos com dados históricos) e do desvio padrão permitem melhores interpretações quanto aos riscos. Ainda com referência aos dados da Tabela 24, em 1986 e 1990 os desvios padrão situaram-se em torno de 18% entretanto os retornos médios anuais são bastante diferentes: 18,47% e -3,17%, respectivamente. Para finalizar, o ano que apresentou melhor rendimento foi o de 1995 (34,11%), tendo uma oscilação pequena (faixa de variação pequena, de 4,60%), e apenas dois meses apresentaram retorno mensal negativo. Também o desvio padrão foi pequeno ($\sigma = 1,48$) no ano de 1995.

Para variáveis cuja distribuição seja normal, conhecida a média (ou valor esperado) e o desvio padrão, o risco pode ser associado à probabilidade desta variável exceder determinado valor, através das áreas sob a curva normal padronizada apresentadas em vários livros de estatística e de análise econômica. Para a curva normal padronizada a média é zero e os valores das áreas desde $-\infty$ até determinado número de desvios padrão são lidos nas mencionadas tabelas. É comum se falar então em “intervalo de confiança” associado a variáveis aleatórias, garantindo-se que na faixa entre a média mais ou menos um desvio padrão o intervalo de confiança é de 68%. Isto quer dizer que há 68% de probabilidade que os eventos relativos a esta variável aleatória estejam no intervalo da média \pm um desvio padrão. Estatisticamente a média $\pm 1,96$ desvios corresponde a um intervalo de confiança de 95%, e para o intervalo da média ± 3 desvios a confiança seria de 99,7%.

Assim, hipoteticamente, para março de 2003, se no mercado futuro um lote de ações ou o dólar estiver cotado a R\$4,50 com desvio padrão de R\$0,50, a probabilidade (ou risco) deste preço exceder os R\$5,60 que é a média mais dois desvios e dois décimos, é a área da curva normal para valores desde R\$5,60 até mais infinito ($+\infty$), correspondendo a 0,0217, que significa um risco de 2,17%.

Nestes estudos de incertezas das variáveis, além da mencionada distribuição normal, “Gaussiana”, é comum se supor para algumas delas distribuição discreta, em picos, ou assimétrica para a esquerda ou para a direita (lembra a curva normal porém com a média deslocada para a esquerda ou direita), bem como hipóteses nas quais somente são conhecidos três valores (médio, mínimo e máximo).

Para distribuições das quais só se conhecem três valores, a média pode ser calculada como:

$$E[R] = \frac{(R_{\min} + 4R_m + R_{\max})}{6} \quad (18)$$

Onde:

$E[R]$ é a esperança matemática ou a média;

R mín, R_m e $R_{máx}$ são os valores conhecidos mínimo, médio e máximo, respectivamente.

A variância, que é o quadrado do desvio padrão, pode ser dada pelo quadrado de um sexto da diferença do valor máximo menos o mínimo (CASAROTTO, 2000). Nestas distribuições em que são conhecidos apenas três valores há também indicação para cálculo do desvio padrão através da expressão seguinte (SANTOS et al, 1999):

$$\sigma = \frac{(R_{máx} - R_{mín})}{2,65} \quad (19)$$

Aqui, $R_{máx}$ e $R_{mín}$ são os valores superior e inferior da variável, respectivamente.

Em simulações de fluxo de caixa, conhecidos três valores são feitas discretizações em cinco contribuições associadas a probabilidades de: “68% (valor mais provável), 13,5% (inferior ao mais provável), 13,5% (superior ao mais provável), 2,5% (pouca probabilidade inferior ao mais provável) e 2,5% (pouca probabilidade superior ao mais provável)” (HIRSCHFIELD, p. 388, 2000). Ainda segundo este autor, a discretização em “três intervalos também recebe boa aceitação, associadas à probabilidade de 66% para o valor médio, e 17% para os valores otimista e pessimista”.

A distribuição normal pode ser discretizada em sete intervalos, cada um deles com uma largura igual a um desvio padrão, como há muito é feito em modelos para estudos de confiabilidade (BILLINTON, p.121, 1980). Assim, ao valor médio é associada a probabilidade 0,382, correspondente à área sob a curva normal padronizada no intervalo desde $(X_m - \sigma/2)$ até $(X_m + \sigma/2)$, sendo X_m o valor médio da variável. A probabilidade de 0,242 é associada aos valores $(X_m - \sigma)$ e $(X_m + \sigma)$, este último correspondendo à faixa desde $(X_m + \sigma/2)$ até $(X_m + 3\sigma/2)$. Às faixas representadas por $(X_m - 2\sigma)$ e $(X_m + 2\sigma)$ correspondem a probabilidade de 0,061 e, por fim, às faixas de $(X_m - 3\sigma)$ e $(X_m + 3\sigma)$ é associada a probabilidade de 0,006. A Figura 34 mostra os sete intervalos da distribuição normal e suas respectivas probabilidades. A distribuição normal também pode ser discretizada em cinco ou em três intervalos, devendo-se observar a abrangência de $\pm 3\sigma$ e as respectivas probabilidades relativas às áreas sob a curva normal.

Efetuada a discretização de uma distribuição, a média e a variância (quadrado do desvio padrão) são calculados através das equações (20) e (21) abaixo:

$$X_m = \sum_{i=1}^n X_i \cdot PROB_i \quad (20)$$

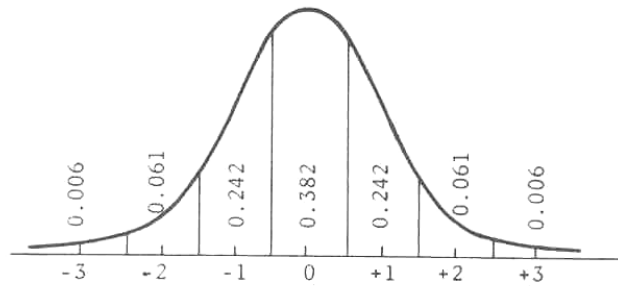


Figura 34 – Distribuição normal discretizada em sete intervalos, com suas probabilidades.

$$\sigma^2 = \sum_{i=1}^n [(X_i - X_m)^2 \cdot PROB_i] \quad (21)$$

Utilizando no cálculo do risco e do retorno médio esperado de uma aplicação em ações da empresa hipotética VZX, cujos retornos são dados na Tabela 25, tem-se:

$$R_m = 15,76\%$$

$$\sigma = 3,11\%$$

Tabela 25 – Retorno em % e suas probabilidades para a empresa VZX, hipotética

Evento	Probabilidade	Retorno (%)
1	0,006	4,6
2	0,061	10,5
3	0,242	12,6
4	0,382	15,8
5	0,242	18,8
6	0,061	21,3
7	0,006	26,5

Procurou-se aqui mostrar que a consideração das incertezas, diferentemente dos estudos determinísticos, conduz não a um resultado único e definitivo para um determinado problema, mas sim a um resultado esperado representado pelo valor médio, associado a um desvio padrão, que é função das incertezas e representa o risco associado. Assim por exemplo, na engenharia elétrica, soluções determinísticas para problemas de fluxo de potência conduzem a determinação dos valores das tensões (módulos e ângulos)

nas barras, podendo-se calcular os fluxos de potência; por outro lado estudos de fluxo de potência que considerem incertezas quanto a carga e incertezas quanto a disponibilidade dos equipamentos de compensação de reativos têm como solução valores médios esperados das tensões nas barra associados aos respectivos desvios padrão (estes desvios representam riscos das tensões situarem-se fora de determinados limites). Nestes problemas, ao final, calculam-se os fluxos médios esperados nas linhas e transformadores associados aos respectivos desvios que significam riscos dos carregamentos excederem determinados limites.

Na área de geração de energia elétrica, em sistemas com dependência hidráulica como o brasileiro, tem-se trabalhado com expectativas de vazões médias para vazões anuais e suas curvas de distribuição ou de probabilidade representadas pelas vazões médias de longo termo e respectivos riscos associados. Em estudos da confiabilidade da geração são avaliados a expectativa de energia anual não suprida e o risco do mercado de energia não ser atendido plenamente, que são os riscos de corte de carga. Os exemplos relativos ao mercado de ações foram introduzidos por serem aqueles mais explorados quando se apresenta a teoria do portfólio.

5.1.2 - O retorno das PCH sob condições de incerteza

Para as cinco PCH que constituem o “estudo de caso” objeto deste trabalho, no capítulo anterior foram determinados os retornos de investimento de modo convencional bem como apresentadas análises de sensibilidade e de cenários, tendo sido descrito que algumas das variáveis são de difícil ponderação e outras estão sujeitas a variações em função de tendências ou situações climatológicas, econômicas, sociais ou políticas. Neste tópico são consideradas incertezas relativas ao montante do investimento (valor do empreendimento), à taxa de juros, ao preço de venda da energia e quanto à própria energia anual produzida em função das variações das vazões médias afluentes futuras.

O modelo apresentado poderia incorporar oscilações e riscos referentes a outras variáveis, entretanto o mais difícil em alguns casos é prever as probabilidades associadas a cada evento, ou conceber a real curva de distribuição. Taxas e impostos, exigências regulatórias futuras da ANEEL, ANA ou CONAMA que venham a interferir nas despesas operacionais reduzindo o benefício anual não são difíceis de imaginar. Porém, exercitar associação de probabilidades a, por exemplo, uma variável como a taxa de fiscalização da

ANEEL oscilar dos atuais 0,5% para 0,3% ou crescer até 0,7%, algo que depende de condições subjetivas, é difícil e apenas geraria polêmica.

Na consideração das incertezas relativas às variáveis valor do investimento, taxa de juros e preço de comercialização da energia, admitiu-se conhecidos três valores um mínimo (inferior), um médio e um máximo, todos associados a uma distribuição normal, conforme apresentado na Tabela 26.

Tabela 26 – Caracterização das incertezas relativas ao investimento, juros e preço da energia.

Caracterização da Incerteza		Investimento	Taxa de Juros (%)	Preço da energia (R\$/MWh)
Média, limites de oscilação e desvio padrão	Valor Mínimo	0,97 * Io	7	93,389
	Valor Médio	Io	10	98,304
	Valor Máximo	1,03 * Io	13	103,219
	Desvio Padrão (σ)	0,01 Io	1	1,638
Risco [%]	(σ/V médio) em %	1%	10%	1,67%

Para a taxa de juros o valor médio foi de 10%, o mesmo considerado como “caso base” na análise econômica pelos métodos convencionais, e na suposição que em função da instabilidade econômica, definições políticas e oscilações de mercado, tais taxas poderiam variar desde 7% (valor inferior) até 13% (valor superior). Admitindo que tais valores extremos representam um intervalo de confiança de aproximadamente 99,7%, a diferença entre os valores máximo e mínimo representa uma faixa de seis desvios padrão, daí para estas variáveis seus respectivos desvios foram calculados conforme a expressão:

$$\sigma = \frac{(V_{m\acute{a}x} - V_{m\acute{i}n})}{6} \quad (22)$$

Foram associados riscos de 1% à estimativa do valor total do investimento (Io) de cada uma das PCH, risco de 10% à taxa de juros, e de 1,67% ao preço de venda da energia. Isto significa admitir que para a PCH de Pancada Grande, por exemplo, o valor total do investimento esperado é aquele determinado no capítulo 3, de R\$10.926.383,81 podendo

oscilar entre R\$10.598.592,30 até o limite superior R\$ 11.254.175,32 o que significa desvio padrão de R\$109.263,84, ou seja 1% do valor da obra.

Tais distribuições gaussianas foram discretizadas em três intervalos com largura aproximada de 2σ , logo:

- ao valor central X_m (para investimento é I_o) foi associada a probabilidade de 0,682;
- ao valor médio menos dois desvios padrão ($X_m - 2\sigma$), a probabilidade de 0,159;
- ao valor médio mais dois desvios padrão ($X_m + 2\sigma$), a probabilidade de 0,159.

Exemplificando, para a PCH de Pancada Grande há a probabilidade de 0,682 associada ao evento “montante do investimento (I_o)” ser R\$10.926.383,81, a probabilidade de 0,159 relativa ao empreendimento apresentar um custo total de R\$10.707.856,13, e de 0,159 relativa ao valor total da obra ser R\$11.144.911,49.

Os benefícios anuais também foram quantificados para cada uma das centrais, tomando-se os três preços da energia comercializada, vinculados às suas respectivas probabilidades. E, de modo a considerar o risco relativo à taxa de juros, os valores dos benefícios anuais para cada uma das PCH foram trazidos para valor presente à taxa de juros de 10% ao ano associados à probabilidade de 0,682, à taxa de juros anuais de 8% ($X_m - 2\sigma$) com probabilidade de 0,159 e também à taxa de juros de 12% ($X_m + 2\sigma$) com probabilidade de 0,159.

Foram consideradas incertezas associadas às vazões de cada um dos aproveitamentos estudados, com influência então na energia anual produzida. Na Tabela 27 é apresentado um resumo das vazões médias anuais, desvio padrão, relação percentual desvio/média (σ/Q_m), vazões de projeto, energia anual produzida conforme calculado no capítulo 3 e energia anual máxima produzida, para cada uma das PCH.

Como já citado no capítulo 3, verifica-se que as vazões apresentam grandes oscilações em várias das bacias estudadas. Em Garimpo da Sibéria por exemplo, nos meses de seca as vazões médias mensais chegam a apenas 2% da média de longo termo enquanto no período úmido há médias mensais de até 1.166%. Em Cachoeira do Inferno há oscilações maiores, verificando-se médias que vão desde 0,3% até 1.185% da vazão média de longo termo (Q_{MLT}). Nestes dois locais os desvios padrão das vazões médias mensais calculados em relação às médias Q_{MLT} , são respectivamente 131,6% e 100,7%.

Tabela 27 – Vazões médias, desvios padrão, relação σ/Q_m , energias anual e máxima

PCH	Qmédia anual	Desvio Padrão	Relação σ/Q_m	Vazão de Projeto	Energia Anual sem incertezas	Máxima energia anual
	[m ³ /s]	[m ³ /s]	[%]	[m ³ /s]	[MWh]	[MWh]
S. José Guaribas	10,71	2,27	21,2	10,83	11.116	11.563
Garimpo Sibéria	7,41	3,88	52,4	7,12	70.445	110.660
Faz. Macaubeira	96,30	13,15	13,7	102,7	83.876	87.109
Pancada Grande	6,60	1,44	21,8	6,96	23.611	27.289
Cach. Do Inferno	1,63	1,17	71,8	1,71	6.927	8.634

As irregularidades dos deflúvios médios mensais são menores para as centrais de Pancada Grande e São José das Guaribas cujos desvios representam 40,2% e 35,7% das vazões médias Q_{MLT} , respectivamente. Isto porque estas duas PCH localizam-se em regiões menos áridas, com mais vegetação e chuvas regulares ao longo do ano. Calculados os desvios padrão das vazões médias anuais, estes situam-se em torno de 21% para essas duas centrais. Na Tabela 27 a segunda coluna apresenta os desvios padrão anuais, e a terceira coluna a relação percentual tomada por base a média Q_{MLT} ; assim, por exemplo, para a PCH Fazenda Macaubeira o desvio padrão das médias anuais é de 13,15 m³/s ou 13,7%.

Efetuar simulações visando quantificar o retorno do investimento e o risco, assumindo para cada PCH o desvio padrão calculado com base em suas séries de vazões médias mensais, resultaria que se estaria trabalhando com riscos distintos e muito elevados para as cinco PCH: variariam desde 25,3% para Fazenda Macaubeira, a 40,2% para Pancada Grande, até 131,6% para Garimpo da Sibéria.

Devido a estas considerações, que dizem respeito às incertezas associadas às vazões, foi admitido para todas as cinco centrais o desvio padrão (risco) de 10% em relação às suas respectivas médias de longo termo, Q_{MLT} . Como para as vazões a distribuição normal foi discretizada em sete intervalos associados às suas respectivas probabilidades conforme descrito no subitem anterior, tais simulações compreenderam o intervalo entre 65% e 135% da média Q_{MLT} .

As cinco PCH aqui estudadas têm pequenos reservatórios, cujas capacidades são insuficientes para regularizar vazões mesmo que mensalmente. A potência instalada em cada uma destas centrais é tal que as vazões de projeto têm valores próximos às respectivas

médias mensais (ver Tabela 27). Logo, durante várias horas do ano possivelmente as vazões afluentes serão superiores à média, tendo que ser parcialmente vertidas face ao limite de potência instalada e incapacidade de armazenamento de água dos reservatórios. Deste modo, foram considerados os valores máximos de energia anual produzida para cada PCH igual às respectivas potências instaladas operando durante 88% do total de horas anuais, sendo tais valores mostrados também na Tabela 27, para as diversas centrais, isto é, a partir da equação abaixo:

$$E_{m\acute{a}x} = 8760 \cdot PI \cdot 0,88 \quad [\text{kWh}] \quad (23)$$

Onde:

$E_{m\acute{a}x}$ é a energia anual máxima produzida limitada pela potência instalada,

8.760 é o número de horas anuais,

PI é a potência instalada da central em kW.

Resumindo estas considerações, a incerteza com relação a vazões foi tomada constante e igual a 10% para todas as PCH. Em qualquer simulação de vazões anuais favoráveis, a energia produzida não pode exceder o limite máximo de energia anual apresentado na Tabela 27. Na realidade, especialmente para as centrais de Garimpo da Sibéria e Cachoeira do Inferno, cujos desvios padrão são muito elevados, existirão mais provavelmente vazões médias futuras inferiores a 65% da média o que certamente reduziria a energia produzida, daí o benefício anual, caracterizando maiores riscos.

Na Tabela 28 é mostrada a discretização da distribuição de vazões relativa à PCH Fazenda Macaubeira, com os respectivos valores da energia anual produzida em MWh. Vale destacar que, como as vazões superiores a Q_{MLT} implicam na mesma quantidade de energia anual devido a limitação imposta pela potência instalada, ao valor de 87.109 MWh corresponde a probabilidade de 0,691, podendo a discretização ser feita em quatro intervalos.

A análise econômico-financeira de um empreendimento é um problema com multi-variáveis. Tendo sido equacionadas as incertezas relativas às variáveis valor do investimento, preço da energia, taxa de juros e energia anual produzida, a solução numérica é encontrada através do método de Monte Carlo ou do método de convolução direta.

Foi adotado o método de convolução direta e a simulação envolveu análise de risco de três variáveis discretizadas em três intervalos e a energia anual discretizada em sete

intervalos de modo que os valores presentes líquidos para cada uma das PCH estudadas resultou em $3^3 \times 7$ combinações ou seja, em 189 eventos.

Tabela 28 – Distretização da distribuição das vazões com $\sigma=10\%$ da PCH Fazenda Macaubeira

Intervalo da Discretização	Vazão	Energia Anual	Probabilidade
	[m ³ s]	[MWh]	
Qm - 3 σ	67,41	64.933	0,006
Qm - 2 σ	77,04	74.209	0,061
Qm - σ	86,67	83.485	0,242
Qm	96,30	87.109	0,383
Qm + σ	105,93	87.109	0,242
Qm + 2 σ	115,56	87.109	0,061
Qm + 3 σ	125,19	87.109	0,006

Como para todas as PCH a partir das vazões médias de longo termo acrescidas de mais um ou dois desvios padrão não há acréscimo de energia produzida pois é atingido o limite máximo de energia anual devido ao limite da potência instalada, o número de eventos se reduz para 108 ou 135 combinações. Para a Fazenda Macaubeira, cujas vazões estão mostradas na Tabela 28, trabalhou-se com 108 eventos (que é $3^3 \times 4$).

Calculados então os benefícios anuais, trazidos seus somatórios ao valor presente, foram correlacionados os vários valores líquidos atuais às respectivas probabilidades, sendo determinados o retorno e o risco para cada uma das centrais estudadas. Os cálculos foram feitos conforme equações (20) e (21), podendo-se destacar que:

- o retorno é o valor presente líquido esperado (retorno esperado referido à média do investimento, em percentual, $\mu = \%VPL / I_0$),
- e o risco percentual é o desvio padrão percentual (σ).

Para as cinco PCH aqui estudadas, os retornos e riscos estão mostrados na Tabela 29.

O valor presente líquido para uma dada central apresenta-se bem próximo àquele determinado para o fluxo de caixa calculado através das médias esperadas para cada uma das variáveis para as quais foram assumidas distribuições normais.

Tabela 29 – Retorno e risco para as PCH estudadas.

PCH	Retorno Líquido		Risco [%]
	VPL [R\$]	% VPL/Io	
S. José Guaribas	-1.140.788,79	-17,09	9,27
Garimpo Sibéria	39.612.171,22	177,28	29,49
Faz. Macaubeira	5.750.415,38	15,54	13,56
Pancada Grande	2.902.742,25	26,59	14,51
Cach. Do Inferno	1.603.829,45	55,63	17,56

5.2 – PORTFÓLIO: CRITÉRIO DE EFICIÊNCIA E APLICAÇÃO A PCH

5.2.1 – Plano média-variância e critério de eficiência

O portfólio é uma combinação de diversas possibilidades de investimento de modo a constituir uma carteira de ativos ou simplesmente uma “carteira”.

O termo “teoria do portfólio” significa um modelo de análise de carteiras de investimento visando a redução dos riscos através da diversificação, buscando-se assegurar o retorno esperado. Consideradas as situações de incerteza ou apenas o mercado futuro, são avaliados o retorno esperado (μ) e o risco ou desvio padrão (σ) relativos a aplicação em determinadas ações ou investimentos individualmente; procura-se determinar o investimento diversificado em vários papéis que compõem “uma carteira” de forma que o risco seja minimizado ou, de outro modo, procura-se encontrar aquela carteira à qual corresponde a maior relação entre retorno e risco.

Para uma carteira composta por um amplo leque de “papéis”, pode-se demonstrar que o risco da carteira decresce significativamente com respeito aos riscos individuais de cada papel, e que a co-variância e a correlação entre os investimentos assumem grande importância.

Deste modo a análise do portfólio aplicada ao mercado de ações (ou “papéis”) envolve as etapas:

- a) avaliação prévia sob diversas hipóteses e incertezas, determinando os retornos esperados (caracterizados por μ) e os riscos (σ), isto com respeito às ações de cada empresa, individualmente;

- b) combinação das diversas possibilidades de investimento, compondo carteiras, representados por investimentos percentuais em diversos papéis ou ações;
- c) determinação dos pontos característicos retorno-risco (μ_{Ci} , σ_{Ci}) para cada uma das carteiras (C_i);
- d) representação num plano cartesiano rentabilidade em função do risco, de todos os pontos ou da curva, relativos às diversas combinações ou carteiras de investimento, procurando-se identificar duas situações indesejáveis:
 - Para o mesmo risco não há carteira – ou portfólio, com rentabilidade maior;
 - Para a mesma rentabilidade não há carteira com risco ou desvio padrão menor.

Exemplificando, pode-se imaginar cinco situações de incertezas nas quais as ações das empresas “K” e “J” teriam as taxas de retorno indicadas na Tabela 30, sendo definidas as probabilidades de cada situação ou evento.

Tabela 30 – Taxas de retorno e probabilidades para cinco eventos das empresas K , J e da Carteira

Evento	Probabilidade	Taxas de Retorno (μ)		
		Empresa K	Empresa J	Carteira
1	0,05	0,27	0,36	0,32400
2	0,15	0,30	0,42	0,37200
3	0,30	0,35	0,45	0,41000
4	0,15	0,41	0,47	0,44600
5	0,05	0,46	0,51	0,49000

A coluna “Carteira” apresenta as taxas de retorno esperadas para uma aplicação que combine 40% do capital na empresa “K” e 60 % na empresa “J”. Aplicando-se as equações (20) e (21), são calculados os retornos esperados e riscos para as empresas: empresa “K”, retorno esperado de 35,35% ($\mu_K=0,3535$) e risco de 4,62% ($\sigma_K = 0,0462$), e para a empresa “J”, retorno de 44,65% ($\mu_J = 0,4465$) e risco de 2,89% ($\sigma_J =0,0289$).

A “taxa esperada de retorno da carteira é simplesmente a média ponderada das taxas esperadas de retorno dos ativos que compõem a carteira” (SANVICENTE, p.27, 1999). Para cada um dos diversos eventos “i” da carteira, o retorno pode ser calculado como:

$$R_{ci} = x_K \cdot \mu_{ki} + x_J \cdot \mu_{ji} \quad (24)$$

onde:

x_K , é a parcela de capital investida na empresa K,

x_J , é a parcela de capital investida na empresa J,

μ_{ki} e μ_{ji} são os retornos anuais esperados nas ações das empresas K e J, respectivamente, associados ao evento i cuja probabilidade é $PROB_i$.

Neste exemplo particular onde foi investido 40% ($x_K = 0,4$) na empresa K e 60% ($x_J = 0,6$) na empresa J, os retornos calculados para os diversos eventos são aqueles mostrados na última coluna da Tabela 30.

Estatisticamente o retorno esperado da carteira é a esperança matemática das taxas de retorno da carteira para cada evento “i” ou em outras palavras, é o valor médio esperado dos retornos considerando a distribuição de probabilidades. Matematicamente é dado pela expressão abaixo, semelhante a equação (20), aqui denominado apenas μ_c , retorno esperado da carteira “c”:

$$E[R_{ci}] = \sum_{i=1}^n R_{ci} \cdot PROB_i = \mu_c \quad (25)$$

No exemplo, tendo sido determinados os retornos R_{ci} e suas respectivas probabilidades, é calculado o retorno da carteira através da equação (25) encontrando-se $\mu_c = 40,93\%$; o risco da carteira, que é o seu desvio padrão, determinado pela equação (21) é $\sigma_c = 3,52\%$.

Cabe observar que o desvio padrão da carteira não é calculado proporcionalmente aos desvios padrão das empresas “K” e “J”, modo intuitivamente aceito para o retorno. Para o cálculo do desvio padrão da carteira (σ_c) pode-se usar a expressão seguinte (HEARTH e ZAIMA, 2001):

$$\sigma_c = \left[(x_K)^2 \cdot (\sigma_K)^2 + (1-x_K)^2 \cdot (\sigma_J)^2 + 2 \cdot x_K \cdot (1-x_K) \cdot \sigma_K \cdot \sigma_J \cdot CORR(K, J) \right]^{1/2} \quad (26)$$

Nesta expressão todas as variáveis já são conhecidas à exceção de $CORR(K,J)$ que é o “coeficiente de correlação”.

Na estatística “co-variância”, como o próprio termo sugere, é a intensidade com que duas variáveis se movem em conjunto. Co-variância e coeficiente de correlação são parâmetros que estabelecem inter-relações entre variáveis, significando como elas se comportam conjuntamente, ou “estes parâmetros estatísticos medem como duas variáveis se co-movimentam, como andam juntas” (HEARTH e ZAIMA, p. 483/484, 2001).

Entre co-variância e coeficiente de correlação, este último é o de mais fácil entendimento pois varia entre os limites de -1 a $+1$. O coeficiente de correlação entre as variáveis X e Y , dado por $CORR(X,Y)$, assume os valores:

- a) $+1$, caso a variável X apresente crescimento (ou caia), e a variável Y também cresça (ou decresça) na mesma proporção;
- b) -1 , quando a variável X cresce e a variável Y decresce na mesma intensidade, e vice-versa;
- c) nulo, quando as variáveis são independentes, pois as mesmas não “andam ou se co-movimentam” conjuntamente.

No exemplo entre as empresas K e J mostrado na Tabela 30, o coeficiente de correlação $CORR(K,J)$ é de $0,93214$ ou seja, nos eventos que mostram queda do retorno das ações da empresa K há um acompanhamento de queda também no retorno das ações da empresa J e quando há tendência de alta para o retorno de uma, a outra também acompanha.

A importância da diversificação da carteira está associada aos coeficientes de correlação entre as taxas de retorno dos ativos. Portfólios ou carteiras que combinem parcelas de capital distribuídos entre dois ativos, que tenham coeficiente de correlação positivo, próximo a unidade, não conduzem à redução do risco: no exemplo anterior, o risco da carteira aplicando 40% na empresa K é de $3,52\%$ mas o risco em aplicar na empresa J é de $2,89\%$. Para carteiras com outras proporções aplicadas na empresa K também o risco não se reduz em virtude da elevada correlação entre os retornos, neste exemplo.

Quando o coeficiente de correlação é nulo significa que as variáveis são independentes. Há combinação de carteiras que conduzem a redução do risco, isto é “cujo risco da carteira é menor do que o dos seus dois componentes” (SANVICENTE, p.33, 1988). Para a correlação negativa, de valor -1 , entre o retorno de dois ativos, a

diversificação pode eliminar o risco, isto é, a simples diversificação de papéis pode conduzir a risco nulo.

É possível demonstrar que sendo a relação entre os riscos dos papéis das empresas “K” e “J” igual a “z”, a condição que conduz ao risco zero é $x_K = \frac{1}{(z+1)}$.

Ou seja, se
$$z = \frac{\sigma_K}{\sigma_J} \tag{27}$$

para que
$$\sigma_c = 0 \tag{28}$$

demonstra-se que
$$x_K = \frac{1}{(z+1)} \tag{29}$$

Exemplos relativos a carteira de ações mostram que se deve buscar a diversificação entre papéis que tenham comportamentos distintos, ou seja, que não apenas sejam independentes mas que apresentem comportamentos antagônicos. Quando se deseja minimizar ou reduzir os riscos pode-se compor uma carteira de ações que combine papéis de uma empresa como uma fábrica de tanques e outras do setor turístico ou da aviação comercial. Assim, em épocas de paz, quando as pessoas viajam mais livremente, os retornos das empresas de aviação comercial e associadas ao turismo são elevados, e em ocasiões de conflito ou sob iminência de guerra o investidor também ganha, face ao maior retorno das fábricas de tanques.

Outro exemplo de diversificação é compor uma carteira com ações de indústria do ramo farmacêutico, fabricantes de anti-ácidos e aspirinas, e papéis de indústrias automobilística, fabricante de carros populares. Nas ocasiões que a economia do país vai bem, muitos compram veículos e os papéis da indústria automobilística apresentam bons rendimentos e quando a economia vai mal, cresce a procura dos anti-ácidos e aspirina, daí o consumo, e o retorno dos papéis da indústria farmacêutica, sendo o risco minimizado em qualquer expectativa quanto a situação econômica (HEARTH e ZAIMA, 2001).

A teoria do portfólio é denominada “média-variância” visto que, sendo o retorno esperado de uma carteira a esperança matemática, está relacionado à média de uma distribuição, e sendo o risco associado ao desvio padrão, está relacionado à variância, que estatisticamente é o quadrado do desvio padrão. Também há outra forma de apresentar e solucionar o portfólio, desenvolvida por Harry Markowitz há mais de 30 anos atrás, que

envolve o tratamento matricial, aplicado à análise simultânea de várias carteiras. Markowitz, Merton Miller e William Sharpe receberam o Prêmio Nobel de Economia no ano de 1990 pelos trabalhos relativos à moderna teoria do portfólio.

A solução será desenvolvida e aplicada às cinco PCH do estudo de caso aqui analisado, sendo semelhante ao que foi até aqui exposto, e envolve quatro matrizes importantes:

X – matriz que apresenta as parcelas aplicadas em cada um dos ativos que compõem as diversas carteiras (a linha “i” corresponde às parcelas da carteira i alocadas nos diversos ativos, e deste modo o elemento $x_{i,j}$ é a parcela da carteira de investimentos “i” alocada no ativo “j”);

μ_A - matriz coluna com as taxas de retorno esperadas dos ativos individualmente;

P – matriz de correlação entre os ativos, cujos elementos da diagonal são iguais a unidade.

Y – matriz resultante do produto de X pela matriz diagonal que contem o risco de cada ativo.

O retorno esperado de cada uma das carteiras é determinado pela matriz μ_p (matriz coluna contendo o retorno médio esperado de cada carteira), sendo dada por:

$$\mu_p = X \cdot \mu_A \quad (30)$$

Os riscos das diversas carteiras são os seus desvios padrão. Assim o risco de uma carteira “i” composta por “j” ativos é calculado conforme expressão seguinte (HEARTH e ZAIMA, 2001):

$$(\sigma_{ci})^2 = \sum_{j=1}^n (x_{ij})^2 (\sigma_j)^2 + \sum_{j=1}^n \sum_{k=1, k \neq j}^n x_{ij} \cdot x_{ik} \cdot \sigma_j \cdot \sigma_k \cdot CORR(J, K) \quad (31)$$

Sendo a variância o desvio padrão ao quadrado, alguns autores também apresentam:

$$(\sigma_{ci})^2 = [y_{i,1} \ y_{i,2} \ y_{i,3} \ \dots \ y_{i,n}] \cdot P \cdot [y_{i,1} \ y_{i,2} \ y_{i,3} \ \dots \ y_{i,n}]^t \quad (32)$$

onde:

$[y_{i,1} \ y_{i,2} \ y_{i,3} \ \dots \ y_{i,n}]$ são os elementos da linha “i” matriz Y;

P – matriz de correlação entre os ativos (elementos da diagonal são iguais a unidade, e o elemento fora da diagonal $p_{j,k}$ é a correlação entre os retornos dos ativos j e k).

Tendo-se identificado para as diversas carteiras os respectivos retornos e desvios (ou riscos), estes constituirão pontos ou uma curva no plano retorno versus risco, também denominado plano média-variância. Os pontos ou a curva neste plano são denominados de “fronteira de eficiência”.

Caso as carteiras sejam compostas por investimentos isolados, tal fronteira é representada por pontos no plano retorno versus risco, plano (μ, σ) , conforme Figura 35.

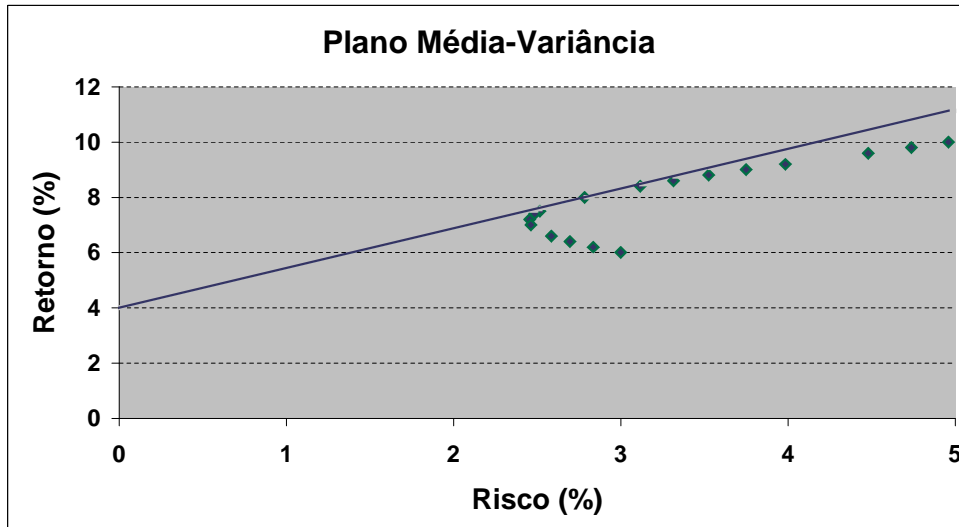


Figura 35 – Fronteira de eficiência caracterizada por pontos no plano (μ, σ) .

Quando as carteiras de investimento são compostas por parcelas de ativos, a fronteira de eficiência assume a forma de curva como mostrado na Figura 36, que contém a representação de várias carteiras de investimento no plano (μ, σ) .

Estando as carteiras representadas neste plano, a análise do portfólio consiste na identificação da carteira que atenda ao critério de mínimo risco (embora na maioria das vezes esta não se constitua na melhor opção), e na determinação daquela que apresente a melhor relação entre retorno e risco.

Caso as alternativas das diversas carteiras sejam formadas por ativos isolados (representação da fronteira por pontos), deve-se determinar qual a reta de maior inclinação (coeficiente angular) que passa pelo ponto representativo de cada carteira e pelo ponto de mínima rentabilidade. Quando as várias alternativas das carteiras constituem uma curva, deve-se identificar a reta que, passando pelo ponto de rentabilidade mínima, venha a tangenciar a curva, ou seja, tenha o maior coeficiente angular.

O referido ponto de retorno mínimo está mostrado como $\mu_{\text{mín}}$, retorno igual a 4% e risco nulo em ambas as figuras 35 e 36, nas quais também são apresentadas as mencionadas retas.

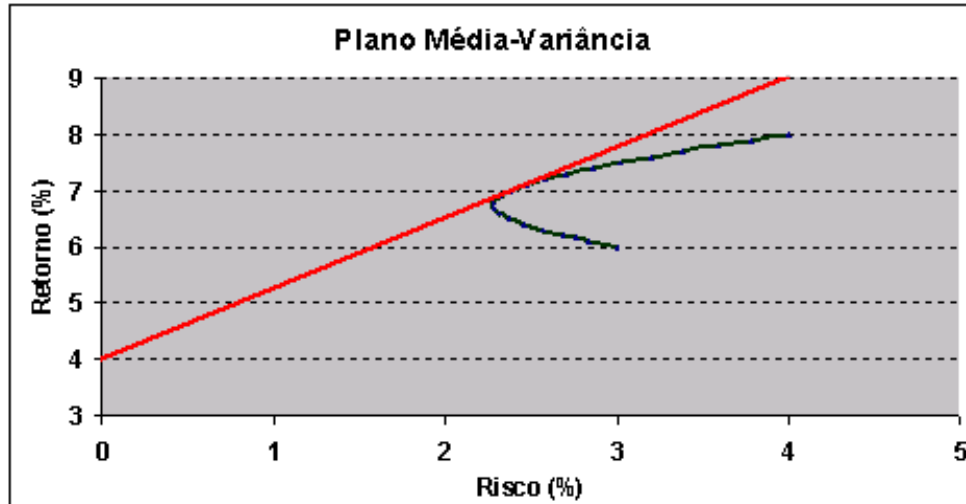


Figura 36 – Fronteira de eficiência representada por uma curva no Plano (μ, σ) .

A otimização da relação retorno/risco está referenciada a uma rentabilidade mínima praticada pelo mercado ou à rentabilidade correspondente à aplicação em títulos da dívida pública, que normalmente são aceitos como os de menor risco, devendo este ponto abscissa zero, retorno mínimo ($\mu_{\text{mín}}$) ser também representado no plano média-variância. Nas Figuras 35 e 36 o retorno mínimo foi tomado igual a 4%.

Em resumo a completa teoria do portfólio consiste na caracterização de cada ativo pelo seu retorno e risco, na combinação de um leque de alternativas de investimento, na representação das várias carteiras no plano média-variância, e na análise final da “fronteira de eficiência”. Esta análise objetiva determinar o investimento mais atrativo: aquele que atenda ao critério de melhor relação retorno/risco.

5.2.2 - Aplicação do Portfólio a PCH

No item 5.1 foram determinados os retornos representados por % VPL/Io e os riscos (associados aos desvios padrão percentuais) para cada uma das cinco PCH que fazem parte do estudo de caso deste trabalho, cujos valores estão mostrados na Tabela 29.

Para a verificação da fronteira de eficiência e determinação das suas situações mais favoráveis, quais sejam identificação das carteiras relativas ao risco mínimo e aquela de maior relação retorno/risco, foi desconsiderada a alternativa referente a PCH São José das Guaribas pois apresentava um retorno esperado negativo de $-17,09\%$ e risco de $9,27\%$ (logo havia mais que 96% de chances desta central ter retorno do investimento negativo dentro do horizonte de 35 anos).

As demais quatro PCH compõem então 15 portfólios ou carteiras distintas. Isto corresponde ao número de combinações possíveis quais sejam:

- 4 combinações relativas à construção de apenas uma das centrais, isoladamente;
- 6 carteiras referentes às combinações das quatro PCH, duas a duas: uma carteira significa a construção das centrais de Garimpo da Sibéria e Fazenda Macaubeira, outra carteira a construção de Garimpo da Sibéria e Pancada Grande, outra é se empreender simultaneamente centrais de Garimpo da Sibéria e Cachoeira do Inferno, e assim, sucessivamente;
- 4 carteiras correspondem à combinação das PCH estudadas três a três ou seja, uma destas carteiras é referente à construção das usinas Garimpo da Sibéria, Fazenda Macaubeira e Pancada Grande, outra carteira envolve a construção simultânea de Garimpo da Sibéria, Fazenda Macaubeira e Cachoeira do Inferno, etc;
- 1 carteira envolve a construção conjunta das quatro PCH.

Sendo N o número de ativos, o total de carteiras (ou portfólios) a analisar M corresponde ao número de combinações possíveis sendo definido por $M = 2^N - 1$. A rigor não são 2^N combinações pois não faz sentido considerar a carteira relativa a não construção de qualquer dos empreendimentos visto que não haveria o que considerar, nem retorno nem risco. Assim, um estudo de caso hipotético envolvendo 9 centrais, M seria 511 combinações e neste estudo, agora reduzido a quatro PCH, $M = 2^4 - 1 = 15$.

Foram empregados os retornos e riscos de cada PCH individualmente conforme Tabela 29. Os coeficientes de correlação entre centrais significam como os retornos das mesmas se co-movimentam, sendo função da interligação hidráulica entre elas (aproveitamentos em cascata dentro de uma mesma bacia ou centrais com características climatológicas semelhantes, daí mesmos períodos de chuva e de seca), do comportamento do mercado consumidor, das variações macro-econômicas a que estariam sujeitas tais

PCH, etc. De início foram considerados nulos os coeficientes de correlação entre as usinas, isto é assumiu-se que seus benefícios são independentes, sendo determinados os retornos médios esperados e os riscos para cada uma das 15 combinações, conforme expressões (30) e (32).

Na solução matricial foi usado o programa para microcomputadores MATLAB. Nesta abordagem matricial tem-se:

- B, é uma matriz M x N (15x4 neste estudo), que contém a combinação das carteiras em representação binária;
- I, é a matriz diagonal contendo o preço de cada ativo isoladamente;
- U é um vetor unitário Nx1 (aqui, 4x1)

Para o estudo de caso das quatro PCH, estas três matrizes B, I e U estão mostradas a seguir, sendo que para a matriz diagonal I os elementos estão com os valores em milhões de reais:

$$B = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

$$I = \begin{bmatrix} 22,3489 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 37,0385 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 10,9264 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 2,8841 \end{bmatrix}$$

$$U = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix}$$

A partir destas matrizes determina-se a matriz C (vetor coluna, 15x1) que contém os custos totais de cada uma das carteiras, isto é, o elemento $c_{i,1}$ representa o custo da carteira “i”. Também a matriz X é aquela cujos elementos contêm as frações de cada um dos ativos que compõem a carteira, ou seja, $x_{i,1}$ é a parcela que representa o ativo “1” (neste caso, Garimpo da Sibéria) no custo total da carteira “i”, e o elemento $x_{i,n}$ representa a parcela do ativo “n” no custo total da carteira.

Neste estudo de caso a matriz C é:

$$C = B.I.U \quad (33)$$

$$C = \begin{bmatrix} 22,3489 \\ 37,0385 \\ 10,9264 \\ 2,8841 \\ 59,3873 \\ 33,2752 \\ 25,2329 \\ 47,9649 \\ 39,9226 \\ 13,8105 \\ 70,3137 \\ 62,2714 \\ 36,1593 \\ 50,8490 \\ 73,1978 \end{bmatrix}$$

A matriz X é determinada pela expressão:

$$X = D^{-1}.B.I \quad (34)$$

As matrizes B e I já foram apresentadas e D é a matriz diagonal cujos elementos da diagonal são os elementos do vetor C ($d_{i,i} = c_{i,1}$). Logo é a seguinte a matriz X:

$$X = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0,3763 & 0,6237 & 0 & 0 \\ 0,6716 & 0 & 0,3284 & 0 \\ 0,8857 & 0 & 0 & 0,1143 \\ 0 & 0,7722 & 0,2278 & 0 \\ 0 & 0,9278 & 0 & 0,0722 \\ 0 & 0 & 0,7912 & 0,2088 \\ 0,3178 & 0,5268 & 0,1554 & 0 \\ 0,3589 & 0,5948 & 0 & 0,0463 \\ 0,6181 & 0 & 0,3022 & 0,0798 \\ 0 & 0,7284 & 0,2149 & 0,0567 \\ 0,3053 & 0,5060 & 0,1493 & 0,0394 \end{bmatrix}$$

Os retornos esperados das diversas carteiras são calculados a partir dos retornos individuais dos ativos, ponderados pelas respectivas frações. Visto que a matriz X representa tais frações, estes retornos esperados das carteiras são determinados pela expressão (30):

$$\mu_p = X \cdot \mu_A.$$

Conforme dados da Tabela 29 compõe-se μ_A :

$$\mu_A = \begin{bmatrix} 177,28 \\ 15,54 \\ 26,59 \\ 55,63 \end{bmatrix}$$

Calculado o vetor μ_p são conhecidos os retornos de todas as quinze carteiras. Os riscos associados são determinados pela expressão (32), sendo a matriz P diagonal unitária (4x4) pois os coeficientes de correlação entre as PCH foram considerados nulos. A título ilustrativo é apresentado a seguir o vetor relativo à carteira composta pelos aproveitamentos Garimpo da Sibéria e Pancada Grande (i = 6):

$$[y_{6,1} \quad y_{6,2} \quad y_{6,3} \quad y_{6,4}] = [19,8066 \quad 0 \quad 4,7646 \quad 0]$$

Portanto, $(\sigma_{c6})^2 = 415,00$

E $\sigma_{c6} = 20,37\%$

A Tabela 31 mostra os resultados obtidos para os retornos e riscos, sendo também apresentado o coeficiente de variação, além do investimento relativo a cada uma das combinações ou cada uma das carteiras de ativos.

Tabela 31 – Retorno e risco para as carteiras de ativo das PCH.

Carteiras de ativos		Para cada Carteira			Risco/ Retorno CV
		Retorno	Risco	Investimento	
“i”	PCH da carteira	%	%	Milhões de R\$	
1	Garimpo da Sibéria (G.Sib.)	177,28	29,49	22,34886	0,166
2	Fazenda Macaubeira (F. Mac.)	15,54	13,56	37,03848	0,873
3	Pancada Grande (P.Grde.)	22,59	14,51	10,92638	0,642
4	Cachoeira do Inferno (Ch.In.)	55,63	17,56	2,88409	0,316
5	G.Sib./ F. Mac.	76,41	13,95	59,38734	0,183
6	G.Sib./ P.Grde.	126,49	20,37	33,27524	0,161
7	G.Sib./ Ch.In.	163,38	26,20	25,23294	0,160
8	F. Mac./ P.Grde.	17,15	10,98	47,96486	0,640
9	F. Mac./ Ch.In.	18,44	12,64	39,92257	0,686
10	P. Grde./ Ch.In.	29,49	12,05	13,81047	0,409
11	G.Sib./ F. Mac./ P.Grde.	68,04	12,00	70,31372	0,176
12	G.Sib./ F. Mac./ Ch.In.	75,44	13,33	62,27142	0,177
13	G.Sib./ P.Grde./ Ch.In.	120,83	18,80	36,15932	0,156
14	F. Mac./ P.Grde./ Ch.In.	19,33	10,41	50,84895	0,538
15	Todas Quatro	67,55	11,55	73,19780	0,171

Verifica-se que a carteira de menor risco (10,41%) envolve a construção conjunta das PCH de Fazenda Macaubeira, Pancada Grande e Cachoeira do Inferno, sendo a segunda colocada dentro deste critério a “carteira oito” que envolve a construção de duas centrais Fazenda Macaubeira e Pancada Grande (risco desta carteira é 10,98%). Há coerência com a teoria pois individualmente os ativos de menor risco são a construção de Fazenda Macaubeira (13,56%) e Pancada Grande (14,51%). Deve-se observar ainda que há

várias carteiras com risco inferior ao mínimo individual de 13,56%: são seis carteiras nesta situação, com riscos desde 10,41% até 13,33%.

A decisão por uma carteira sob a ótica apenas do risco mínimo não necessariamente atende ao critério de rentabilidade almejado pelo investidor. Também, com referência ao exposto no início deste capítulo, decidir com base no coeficiente de variação (relação risco/retorno) é mais adequado: entre os ativos analisados, individualmente, a PCH Fazenda Macaubeira é a de menor risco; embora a central Pancada Grande tenha um risco um pouco maior seu retorno esperado é aproximadamente 45% maior.

Olhando-se então os coeficientes de variação (CV na Tabela 31), as carteiras que constituem melhores opções são, pela ordem:

- a construção das centrais Garimpo da Sibéria, Pancada Grande e Cachoeira do Inferno (0,156);
- as PCH Garimpo da Sibéria e Cachoeira do Inferno (0,160); e
- as centrais Garimpo da Sibéria e Pancada Grande (CV= 0,161).

A PCH Fazenda Macaubeira, embora seja a carteira de menor risco individualmente, é a que apresenta maior CV. Considerados os aproveitamentos isoladamente, sob o critério da menor relação risco/retorno, seria prioritária a construção da PCH Garimpo da Sibéria (CV é 0,166), posteriormente Cachoeira do Inferno (0,316), Pancada Grande (0,642) e Fazenda Macaubeira (0,873).

Tendo-se os pontos correspondentes ao retorno e risco de cada carteira, pode-se representar a fronteira de eficiência marcando-se no plano média-variância os pontos relativos às 15 carteiras. Tomado o retorno mínimo de 6,0% que seria equivalente a rentabilidade dos títulos do governo brasileiro, para os quais o risco seria nulo, procurou-se identificar a reta que, passando por este ponto e por aquele relativo a retorno e risco da carteira, apresentasse a maior tangente ou maior coeficiente angular. A Tabela 32 mostra para todas as quinze carteiras, o retorno e o risco esperados, o coeficiente angular das referidas retas, e na última coluna a hierarquização ou classificação das carteiras em função dos valores decrescentes dos coeficientes angulares.

Através da análise dos coeficientes angulares, vê-se que a melhor opção recai sobre a carteira que envolve a construção conjunta das PCH Garimpo da Sibéria, Pancada Grande e Cachoeira do Inferno, pois para este portfólio o coeficiente angular (ou tangente) é de 6,11 (a taxa de retorno anual esperada é de 120,83% e o risco é de 18,80%). Sob este enfoque a segunda melhor opção é a construção simultânea das PCH Garimpo da Sibéria e

Cachoeira do Inferno com coeficiente de 6,01 (expectativa de retorno anual médio de 163,38% e risco de 26,20%), e a terceira carteira com coeficiente de 5,91 é constituída pelas centrais de Garimpo da Sibéria e Pancada Grande. Este resultado é igual ao anteriormente encontrado com respeito ao CV.

Tabela 32 – Retorno, risco, coeficientes angulares e classificação das carteiras das PCH.

“i”	Carteiras de ativos PCH da carteira	Para cada Carteira		Coeficiente angular das retas	Classificação das carteiras
		Retorno %	Risco %		
1	Garimpo da Sibéria (G.Sib.)	177,28	29,49	5,81	4
2	Fazenda Macaubeira (F. Mac.)	15,54	13,56	0,70	15
3	Pancada Grande (P.Grde.)	22,59	14,51	1,14	12
4	Cachoeira do Inferno (Ch.In.)	55,63	17,56	2,83	9
5	G.Sib./ F. Mac.	76,41	13,95	5,05	8
6	G.Sib./ P.Grde.	126,49	20,37	5,91	3
7	G.Sib./ Ch.In.	163,38	26,20	6,01	2
8	F. Mac./ P.Grde.	17,15	10,98	1,02	13
9	F. Mac./ Ch.In.	18,44	12,64	0,98	14
10	P. Grde./ Ch.In.	29,49	12,05	1,95	10
11	G.Sib./ F. Mac./ P.Grde.	68,04	12,00	5,17	7
12	G.Sib./ F. Mac./ Ch.In.	75,44	13,33	5,21	6
13	G.Sib./ P.Grde./ Ch.In.	120,83	18,80	6,11	1
14	F. Mac./ P.Grde./ Ch.In.	19,33	10,41	1,28	11
15	Todas Quatro	67,55	11,55	5,33	5

Considerando os aproveitamentos isoladamente, isto é analisando-se apenas as quatro primeiras carteiras da Tabela 32, a hierarquização entre as opções mais atraentes seria:

- construção da PCH Garimpo da Sibéria (coeficiente angular ou tangente de 5,81),
- Cachoeira do Inferno (tangente 2,83),
- Pancada Grande (tangente 1,14), e
- Fazenda Macaubeira (tangente 0,70).

Este resultado é semelhante à análise do CV. Cabe destacar que a alternativa que isoladamente tem o menor risco (Fazenda Macaubeira) é também a de menor coeficiente angular (0,70).

Na Figura 37 é mostrada a fronteira de eficiência, sendo traçada a reta que passa pelo ponto de retorno mínimo e pelo ponto retorno igual a 120,83, risco igual a 18,80%, relativo a reta de maior coeficiente angular que é a carteira constituída pelas PCH Garimpo da Sibéria, Pancada Grande e Cachoeira do Inferno.

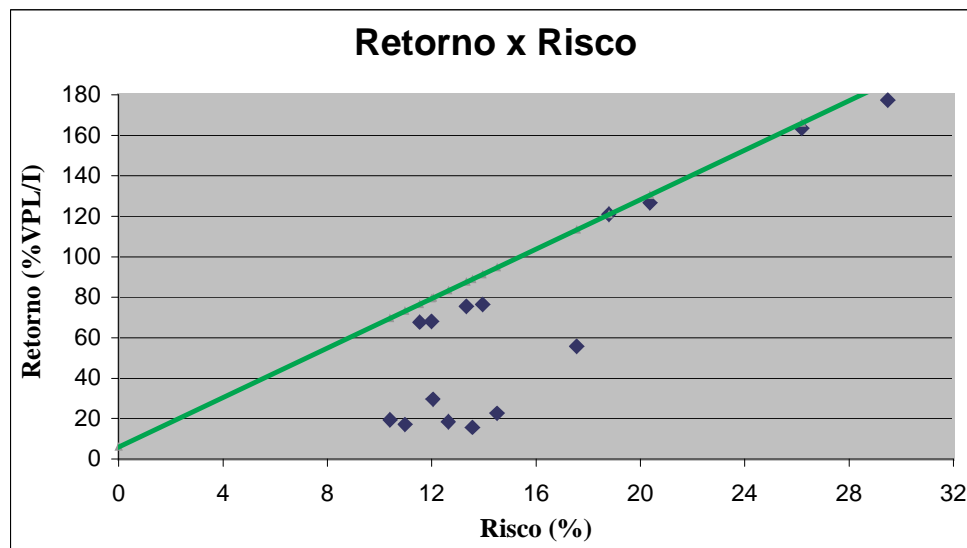


Figura 37 – Fronteira de eficiência das PCH estudadas.

Comparando-se com a análise econômica tradicional realizada no item 4.1, tanto para a relação benefício/custo como para a taxa interna de retorno, são mantidas as PCH Garimpo da Sibéria e Cachoeira do Inferno como aquelas mais atrativas, porém a terceira opção inverte-se pois com o enfoque da teoria do portfólio esta posição é da PCH Pancada Grande.

Para manter coerência com a análise das diversas carteiras, pode-se colocar que dispondo o investidor de R\$36,159 milhões, é mais adequada a construção conjunta das PCH Garimpo da Sibéria, Cachoeira do Inferno e Pancada Grande. Na hipótese de dispor apenas de 25,233 milhões, a opção recomendada seria a carteira composta pelas centrais de Garimpo da Sibéria e Cachoeira do Inferno.

O estudo de caso também apresenta-se consistente com a análise de cenários realizada no tópico 4.3, quando ficou evidenciado que a PCH Garimpo da Sibéria era a

única que ainda mantinha VPL positivo quando o cenário macroeconômico era otimista, que correspondia entretanto à hipótese mais desfavorável para as centrais.

Vê-se através das equações (26) e (32) que o risco depende muito dos coeficientes de correlação, anteriormente tomados como zero face principalmente aos aproveitamentos situarem-se em bacias hidrográficas distintas. Entretanto, é oportuno realizar um exame dos riscos das carteiras considerando outros valores para os coeficientes de correlação, como por exemplo:

- a) O período seco para todos os aproveitamentos estudados, aliás para praticamente todas as bacias no Brasil vai de maio a novembro;
- b) Mercado de energia elétrica, bem como a situação econômica do país, influencia igualmente todos os empreendimentos de geração e não apenas as hidrelétricas;
- c) Durante a crise no abastecimento de energia elétrica vivida no país em 2001, o racionamento envolveu igualmente as regiões Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste em um primeiro momento, e posteriormente também a região Norte, o que de certa forma influenciou e alterou o retorno de todas as empresas geradoras do Brasil, à exceção daquelas situadas na região Sul.

Assim realizou-se a análise das mesmas carteiras (agora identificadas como carteira 1, 2, ...,15) sob mais duas condições distintas dos coeficientes de correlação, matrizes P_1 e P_2 . Na primeira condição (P_1), todos os coeficientes entre as PCH são iguais a 0,4 (quatro décimos) e na segunda hipótese, mais em função de aspectos climáticos e de aflúncias de vazões, foi considerada a seguinte matriz P_2 :

$$P_2 = \begin{bmatrix} 1,0 & 0,5 & 0,25 & 0,5 \\ 0,5 & 1,0 & 0,25 & 0,5 \\ 0,25 & 0,25 & 1,0 & 0,75 \\ 0,5 & 0,5 & 0,75 & 1,0 \end{bmatrix}$$

Calculados os riscos das diversas carteiras de ativos sob estas duas hipóteses, foi realizada a análise através dos coeficientes angulares das retas e verificadas alterações na ordenação das carteiras, estando os resultados mostrados na Tabela 33. Deve-se chamar a atenção que, visando facilitar as comparações posteriormente inseridas, nesta Tabela a primeira coluna se refere à classificação obtida sob os fatores de correlação nulos e a segunda coluna é que diz respeito às carteiras de ativos.

Tabela 33 – Coeficientes angulares e ordenação das carteiras para diferentes correlações

Corr. Zero	Carteira	Retorno	Correlação igual a 0,4 Geral (Matriz P ₁)			Correlação Matriz P ₂		
			Risco	C.Angular	Ordem	Risco	C.Angular	Ordem
1	13	120,83	21,04	5,46	3	20,69	5,55	4
2	7	163,38	26,98	5,83	1	27,18	5,79	2
3	6	126,49	22,15	5,44	4	21,50	5,60	3
4	1	177,28	29,49	5,81	2	29,49	5,81	1
5	15	67,55	14,84	4,15	7	15,02	4,10	7
6	12	5,44	16,07	4,32	5	16,68	4,16	5
7	11	68,04	15,08	4,11	8	15,15	4,09	8
8	5	76,41	16,42	4,29	6	16,99	4,15	6
9	4	55,63	17,56	2,83	9	17,56	2,83	9
10	10	29,49	13,38	1,76	10	14,44	1,63	10
11	14	19,33	11,97	1,11	12	11,75	1,13	12
12	3	22,59	14,51	1,14	11	14,51	1,14	11
13	8	17,15	12,18	0,92	14	11,74	0,95	13
14	9	18,44	13,14	0,95	13	13,26	0,94	14
15	2	15,54	13,56	0,70	15	13,56	0,70	15

Obviamente que os riscos e os coeficientes angulares das quatro carteiras (“i” de 1 a 4) que representam 100% de aplicação em um só empreendimento não se alteram em função dos diferentes coeficientes de correlação utilizados.

Para as cinco últimas colocações (do décimo-primeiro ao décimo-quinto lugares), vê-se que o bloco é constituído pelas mesmas carteiras, mas há alternância nas posições. A carteira 14 (Fazenda Macaubeira, Pancada Grande e Cachoeira do Inferno) que ocupava a décima-primeira colocação passa para o décimo-segundo posto, invertendo de posição com a carteira 3 (apenas a PCH Pancada Grande) que agora é a décima-primeira colocada. Também se alternam as posições de ordem décima-terceira e décima-quarta.

As posições nona e décima sob coeficientes de correlação nulos, ocupadas pelas carteiras 4 (apenas a PCH Cachoeira do Inferno) e 10 (PCH Pancada Grande e Cachoeira do Inferno) mantêm as posições nona e décima, respectivamente.

Prosseguindo-se a análise, o bloco intermediário com as carteiras que ocupavam as posições 5 a 8 (portfólios 15, 12, 11 e 5) se mantêm embora alternem de posição entre si, para as duas novas condições de coeficientes de correlação: o portfólio 15 (construção das quatro PCH) que ocupava a quinta posição cai para sétimo, o portfólio 11 (Garimpo da Sibéria, Fazenda Macaubeira e Pancada Grande) cai da sétima para a oitava posição; melhoram de posição o portfólio 5 (Garimpo da Sibéria e Fazenda Macaubeira) que sai da oitava para sexta posição, e o portfólio 12 (centrais de Garimpo da Sibéria, Fazenda Macaubeira e Cachoeira do Inferno) que deixa a sexta posição e assume o quinto lugar.

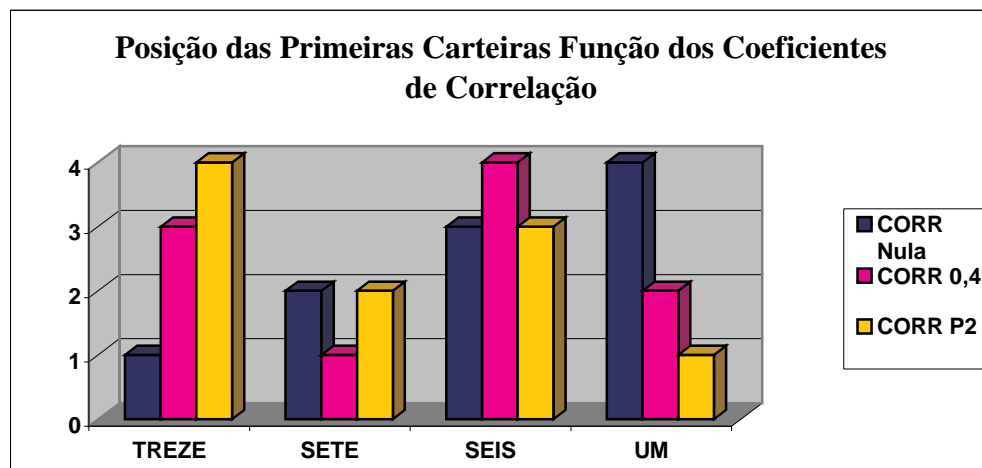


Figura 38 – Alternância das primeiras posições entre carteiras, variando-se coeficientes de correlação.

Por fim, entre as carteiras que ocupavam as quatro primeiras posições hierárquicas (carteiras treze, sete, seis e um), também há alterações sob as duas novas condições quanto aos coeficientes de correlação. A Figura 38 procura ilustrar esta alternância de posições, podendo-se acrescentar:

- A carteira 13 (Garimpo da Sibéria, Pancada Grande e Cachoeira do Inferno) tem seu risco aumentado, daí perder a primeira posição, caindo para terceira quando os coeficientes foram todos feitos iguais a 0,4 e depois cai para a quarta colocação;
- A carteira 7 (PCH Garimpo da Sibéria e Cachoeira do Inferno) mantém-se estável, seu risco pouco cresce, pois estava inicialmente em segundo, vai a primeiro lugar e cai para segundo;

- A carteira 6 (Garimpo da Sibéria e Pancada Grande) ocupava a terceira posição, fica estável, caindo para quarto com os coeficientes de correlação 0,4, e recuperando o terceiro lugar;
- A carteira 1 (PCH Garimpo da Sibéria isoladamente), que ocupava a quarta posição melhora para a segunda, e na condição dos coeficientes de correlação da matriz P_2 assume a primeira posição. Como seu risco e coeficiente angular não se alteraram, isto se explica devido ao crescimento dos riscos das demais carteiras.

Concluindo, a mudança dos coeficientes de correlação entre as centrais altera o ordenamento entre as carteiras, invertendo colocações principalmente no bloco intermediário e nas quatro primeiras posições.

As alternativas envolvendo as PCH Garimpo da Sibéria e Cachoeira do Inferno são menos sensíveis à variação dos coeficientes de correlação, podendo até mesmo inverter a conclusão obtida quando os coeficientes foram tomados nulos: seria mais sensata a construção inicial destas duas PCH, com investimento total de R\$25,233 milhões e, dispondo-se de mais recursos, se investiria na PCH Pancada Grande. Isto é: chega-se à carteira 14, realizando-se inicialmente a carteira 7.

CAPITULO 6

CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Foi analisado neste trabalho um estudo de caso envolvendo a aplicação da teoria do portfólio com relação a aproveitamentos hidrelétricos, especialmente pequenas centrais. Para tal foram aprofundados os estudos metodológicos e aqueles relativos a simulações das incertezas e riscos.

Inicialmente foram estudados seis aproveitamentos, entre usinas novas a construir e outras a reformar ou re-potenciar, tendo sido realizadas coletas de dados climatológicos, geológicos, topográficos e fluviométricos. Destes, um não se enquadrou como PCH (recuperação da Usina Francisco Borgesí), outro aproveitamento, a PCH São José das Guaribas, durante a análise econômica convencional apresentou VPL negativo e mesmo sob condição de incerteza seus retorno esperado e risco foram tais que apenas em situações pouco prováveis seus VPL foram positivos, tendo sido portanto descartada na análise do portfólio.

Realizada a análise das carteiras no plano média-variância, há três conclusões importantes:

- 1) Vistos os aproveitamentos isoladamente, em comparação com a análise econômica convencional, a hierarquização se altera nas duas últimas posições, com a PCH Pancada Grande sendo a terceira opção mais viável, considerados distintos coeficientes de correlação. Conforme vários métodos de análise econômica convencional, a prioridade dos investimentos seria: PCH Garimpo da Sibéria, Cachoeira do Inferno, Fazenda Macaubeira e Pancada Grande; quando analisados sob o critério de otimização da relação entre retorno e risco, há alteração entre a terceira e quarta posições;
- 2) Quando as simulações foram feitas com coeficientes de correlação nulos entre as PCH (seus retornos são considerados independentes), a carteira 13 que corresponde a implantação conjunta das PCH Garimpo da Sibéria, Pancada Grande e Cachoeira do Inferno é recomendável (maior coeficiente angular), seguida da carteira composta pelas PCH Garimpo da Sibéria e

Cachoeira do Inferno. Tal conclusão justifica-se após análise da Tabela 32 e Figura 37;

- 3) As carteiras um (relativa à PCH Garimpo da Sibéria) e sete (que se caracteriza pela implantação conjunta das PCH Garimpo da Sibéria e Cachoeira do Inferno) são as mais atrativas, quando se faz variar os coeficientes de correlação, tendo em vista os dados da Tabela 33 e Figura 38, pois tais carteiras revezam-se nos primeiros e segundo lugares da hierarquização. Associada a esta conclusão surge a dúvida quanto a assumir que os aproveitamentos são independentes, e portanto os coeficientes de correlação entre os retornos das PCH sejam nulos.

Estas três conclusões, especialmente a terceira implicam nas recomendações seguintes, que podem ser temas para futuros trabalhos:

- no processo relativo a decisão de investimentos em obras geração de energia elétrica devem ser buscados e experimentados novos métodos, que considerem as condições de incerteza, especialmente face aos longos horizontes característicos destes estudos;
- deve-se aprofundar mais a análise das variáveis e dos modelos representativos das incertezas;
- nos estudos do portfólio, pode-se buscar comparações entre séries históricas de retornos de empresas de geração, se possível avaliando os retornos de cada usina individualmente, determinando-se os coeficientes de correlação a partir desta análise.

Ainda com respeito à análise econômica dos empreendimentos estudados, e sua influência na decisão ou definição das PCH a construir, são relevantes as conclusões:

- A decisão dos investimentos com base nos métodos de análise econômica convencionais recomenda a hierarquização seguinte:
 - 1) PCH Garimpo da Sibéria,
 - 2) PCH Cachoeira do Inferno
 - 3) PCH Fazenda Macaubeira, e
 - 4) PCH Pancada Grande;
- O retorno da PCH Garimpo da Sibéria é o mais sensível tanto à variação da taxa de juros quanto a oscilações no preço de comercialização da energia.

Os retornos dos investimentos nas PCH Pancada Grande, Fazenda Macaubeira e Cachoeira do Inferno são mais robustos;

- O cenário mais otimista do ponto de vista macroeconômico (caracterizado por maior crescimento do PIB, inflação, com possibilidade de elevação da taxa de juros e não atualização dos preços da energia visando controle inflacionário), é o mais desfavorável para o investimento em PCH e dentro do contexto simulado no item 4.3 apenas a PCH Garimpo da Sibéria continuaria apresentando VPL positivo. Na situação de cenário mais favorável às PCH (pessimista sob a ótica macroeconômica), todas as PCH apresentam % VPL/I positivos, mantendo-se a hierarquização anterior.

Por fim, tendo em vista a pesquisa bibliográfica efetuada, os estudos hidroenergéticos realizados para estes aproveitamentos e o conhecimento adquirido com relação à teoria do portfólio, cabem ainda alguns destaques e conclusões complementares:

- O setor elétrico brasileiro vive um momento particular, tendo passado por mudanças profundas a partir da Lei 8.987/95 denominada “Lei das Concessões”, que desencadeou a reforma setorial;
- Com a reforma está muito mais fácil para o empreendedor construir uma central elétrica, tornando-se um “Produtor Independente de Energia”, devido a existência de maiores oportunidades de comercialização;
- Particularmente com respeito às PCH os principais incentivos são:
 - a) Precisam apenas de autorização da ANEEL, estando dispensadas de licitação até o limite superior de 30MW;
 - b) Redução de, no mínimo, 50% dos encargos do uso das redes de transmissão e distribuição (denominadas “tarifas de pedágio”), ou até mesmo a isenção total desde que entrem em operação até o final de 2003;
 - c) Participação no rateio da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis, quando construídas em sistemas isolados na região Norte ou substituindo termelétricas;
 - d) Garantia de compra pela ELETROBRÁS, da energia produzida durante o prazo de quinze anos, ao preço mínimo de 80% da tarifa média nacional de fornecimento, conforme Lei 10.438, de 26 de abril de 2002.
- As vazões dos rios do Estado da Bahia apresentam grande variação entre os valores máximos e mínimos. Para as PCH estudadas as relações entre o desvio

padrão das vazões médias e as respectivas vazões de longo termo variam desde 25% até 131%. Mesmo os desvios padrão anuais chegam a 72%;

- Os rios localizados na região Oeste do Estado (margem esquerda do Rio São Francisco) e aqueles das bacias litorâneas ao sul da cidade do Salvador apresentam maior regularidade das vazões;
- Os métodos convencionais de análise econômica de empreendimentos são semelhantes, conduzindo às mesmas conclusões, sendo mais adequado o da relação benefício/custo, do Valor Presente Líquido em percentual (% VPL), e da Taxa Interna de Retorno (TIR);
- Outros métodos têm sido empregados na análise econômica visando melhor avaliar as incertezas, a exemplo da análise de sensibilidade e de cenários, árvore de decisão, algoritmos genéticos e método de Savage;
- A teoria do portfólio há anos é aplicada no mercado financeiro, sendo por demais conhecidas as carteiras de investimentos em ações, buscando-se redução de riscos e otimização da relação entre retorno anual e risco. Esta teoria pode ser aplicada também a outras áreas como o investimento em PCH;
- Na avaliação de cada ativo isoladamente, objetivando identificar o retorno médio esperado e o risco associado, são importantes as simulações das incertezas, devendo-se estar atento para as variáveis cujos valores estão mais sujeitos a oscilações, qual a melhor distribuição de probabilidades, além da disponibilidade de dados históricos;
- Para a determinação da “fronteira de eficiência” com a representação das carteiras no plano média-variância, é fundamental a identificação dos coeficientes de correlação entre os retornos esperados dos ativos analisados. Sob o ponto de vista apenas de redução dos riscos é recomendável a diversificação em ativos com coeficientes de correlação negativos;
- Os métodos mais adequados para a seleção de uma carteira de investimentos devem basear-se na determinação da carteira mais eficiente, através do coeficiente de variação (relação risco/retorno) ou através do critério de Markowitz, identificando a reta que passa pelo ponto de mínimo retorno e apresenta maior coeficiente angular.

ANEXO I

PROCEDIMENTOS, ESTUDOS E LEGISLAÇÃO, RELATIVOS AS PCH

Conforme apresentado no capítulo dois, até o início da atual reforma do setor elétrico, a PCH era definida como a usina hidrelétrica com capacidade entre 1 MW e 10 MW, e altura de barragem até 10 metros. Entretanto, anteriormente, a comercialização da energia era o que mais dificultava a expansão das PCH, já que o empreendedor poderia gerar apenas para si próprio (autoprodutor). Não havia a figura do PIE, Produtor Independente de Energia, nem facilidades para se interligar à rede das concessionárias. Além disto o custo do transporte de energia não estava regulamentado.

Várias alterações têm sido implementadas visando flexibilizar as regras e facilitar a implantação das PCH. Por outro lado, a sociedade brasileira está mais consciente dos problemas ambientais e tem exigido novas garantias, além de fiscalização visando o cumprimento das leis e regulamentos de proteção ambiental. Deste modo, há que se estar atento às recentes alterações na legislação e regulamentação, acompanhando as publicações de resoluções das agências e órgãos, especialmente aquelas emitidas pela ANEEL, ANA e CONAMA.

Neste anexo são apresentados inicialmente os estudos relativos as PCH, e depois é feito um breve resumo das regulamentações do setor elétrico e da legislação ambiental pertinentes.

I.1 – PROCEDIMENTOS E ESTUDOS RELATIVOS AS PCH

São as seguintes as etapas para implantação de uma PCH:

- Estudo de Inventário: envolve a avaliação do potencial de um rio ou uma bacia, procurando identificar os locais favoráveis a implantação de pequenos aproveitamentos hidrelétricos;
- Estudo de Viabilidade ou Projeto Básico: para uma PCH estes estudos podem ser feitos em separado mas objetivando reduzir custos podem ser condensados em um único. O Projeto Básico envolve estudos hidrometeorológicos, estudos

geológicos e geotécnicos, topográficos, energéticos, ambientais, definição das obras civis e equipamentos eletromecânicos, localização da casa de força, além da interligação com o sistema elétricos ou estudos de mercado. O estudo de “Viabilidade” envolve as mesmas etapas porém com menor profundidade, pois o “Projeto Básico” apresenta mais detalhes objetivando a contratação da obra;

- Projeto Executivo (para construção): nesta etapa há o detalhamento das obras civis, equipamentos e instalações, objetivando permitir a construção do empreendimento. Assim, são detalhados: barragem, vertedouro, tomada d’água, adução, canal, condutos forçados, câmara de carga ou chaminé de equilíbrio, casa de força, turbinas, geradores, sala de despacho, sistemas de proteção, subestação, impactos ambientais, medidas mitigadoras e os mecanismos de acompanhamento e controle;
- Estudos Operacionais: são os estudos elétricos, mecânicos e ambientais visando permitir a operação segura e eficaz da usina.

Sob o ponto de vista de obtenção de licenças e autorizações dos órgãos reguladores, são estas as principais, conforme as áreas:

- a) Órgão Ambiental: Licença Prévia (LP); Licença de Instalação (LI); e Licença de Operação (LO);
- b) ANEEL: Registro e Aprovação para os Estudos de Inventário; Registro para execução do Projeto Básico; Apresentação da Viabilidade ou do Projeto Básico juntamente com a Licença Prévia, visando a obtenção da Autorização; por fim a Autorização para início de operação;
- c) Órgão de Recursos Hídricos: Outorga do Uso da Água.

Os procedimentos e estudos devem considerar que há uma série de regulamentações institucionais da ANEEL, CONAMA, ANA, devendo-se otimizar o fluxo de modo a ganhar tempo e reduzir custos. Há custos de deslocamentos até os órgãos que estão localizados nas capitais estaduais ou em Brasília, e despesas com audiências públicas em órgão ambientais que cabem ao empreendedor. Vê-se que desde o Projeto de PCH até a sua construção há uma tramitação burocrática, envolvendo atividades multi-disciplinares.

Assim, antes mesmo do início do estudo de inventário, é necessário o exame das Resoluções 393/ANEEL/98 e 398/ANEEL/2001 visando identificar a vocação hidroenergética da bacia. Isto porque as bacias com maior potencial a própria ANEEL contrata os estudos de inventário visando o aproveitamento máximo da bacia.

Concluído o Inventário, pode-se solicitar a “Reserva de Disponibilidade Hídrica” e a “Autorização” da ANEEL, ou o “Registro para execução do Projeto Básico” (ver Resolução 395/ANEEL/98), visando assegurar os recursos, e iniciar-se o Projeto Básico.

O Projeto Básico deverá conter relatórios e dados suficientes para que seja solicitada a LP junto ao órgão ambiental, isto é, Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) completos. Conforme o caso o Relatório Ambiental Simplificado (RAS) pode ser suficiente. O Projeto deve conter ainda todos os dados de localização e arranjo visando a obtenção junto aos órgãos de Recursos Hídricos da “Outorga do Uso da Água”, e apresentação junto a ANEEL objetivando a “Aprovação do Projeto Básico”.

Com a recente criação da ANA – Agência Nacional de Águas, deve-se estar atento para a nova regulamentação, esperando-se que esta Agência defina as condições macro em termos nacionais, a exemplo da vazão mínima remanescente, cobrança pelo uso da água, etc, pois face a estrutura que está sendo implantada, descentralizada, com os comitês de bacia, há o risco de se repetir o que tem acontecido na área ambiental onde cada órgão estadual tem extrapolado na função fiscalizadora, impondo exigências específicas que não lhes compete, e muitas vezes ferem leis e regulamentações federais.

Durante o desenvolvimento do Projeto Executivo, deve-se detalhar e aprofundar o relatório de impacto ambiental, passando a um verdadeiro Projeto Básico Ambiental, visando possibilitar a obtenção da LI (Resoluções CONAMA 006/87, 237/97 e 279/2001).

Obtendo-se a LI, pode-se iniciar as obras e, posteriormente, serem providenciadas a LO junto ao órgão ambiental e a “Aprovação para início de operação junto a ANEEL”.

I.2 – LEGISLAÇÃO RELATIVA AS PCH

Nos tópicos seguintes estão destacados as principais Leis e Resoluções, que regulamentam o assunto, visto que o cumprimento de algumas delas pode ter impacto no custo do aproveitamento. Entretanto, não se buscou aprofundar o tema com comentários e discussões de modo a manter o foco deste trabalho. Deve-se destacar também que face a reformulação do setor elétrico há que se manter constante acompanhamento quanto a publicações de novas resoluções, especialmente pela ANEEL. No momento fala-se que

esta agência estará em breve realizando audiência pública visando redefinir procedimentos para os estudos e obtenção das autorizações.

I.2.1 - Legislação do setor elétrico

Leis e Decretos:

a) Lei nº. 9.074, de 07 julho de 1995:

Estabelece normas para outorgas de autorização e prorrogações das concessões dos serviços públicos de energia elétrica, e introduz o conceito de “aproveitamento ótimo” (aquele que extrai o máximo aproveitamento do potencial hidráulico, respeitadas as condicionantes ambientais e os outros usos da água, sendo definido na fase de “Estudos de Inventário”). Esta lei também permite que os grandes consumidores possam livremente adquirir energia elétrica junto aos diversos agentes distribuidores e comercializadores.

b) Lei nº. 9.427, de 26 de dezembro de 1996:

Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, permite a importação e/ou exportação de energia elétrica pelo produtor independente, e estabelece que, quando da construção de PCH por produtores independentes ou auto-produtores, é necessário apenas autorização da ANEEL.

c) Lei nº. 9.648, de 27 de maio de 1998:

Altera dispositivos de leis anteriores, com destaque para: “eleva o limite superior de 10.00 kW para 30.000 kW de potência instalada, na conceituação de PCH destinada a produção independente ou auto-produção, desde que mantidas as demais características de pequenas centrais hidrelétricas”.

d) Decreto nº. 2.003/96:

Estabelece as bases legais para que grandes consumidores de energia possam comprar energia livremente (garante a livre comercialização).

Resoluções:

a) Resolução ANEEL nº. 393, de 04 de dezembro de 1998:

Estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação de Estudo de Inventário Hidrelétrico de bacias hidrográficas. Conceitua como “inventário hidrelétrico” a etapa dos estudos de engenharia em que se define o potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica, que deverá observar diretrizes estabelecidas. Permite que os estudos sejam

realizados de modo “simplificado”, em bacias hidrográficas com vocação hidroenergética para aproveitamentos de no máximo 50 MW, devendo nos demais casos realizar-se “estudos de inventário pleno”. Tece recomendações relativas a consulta aos órgãos ambientais e de recursos hídricos. Em seu artigo 90 define as informações necessárias para que os registros dos Estudos de Inventário permaneçam ativos na ANEEL, entre outras a qualificação do interessado, a denominação do curso d’água, número da bacia, objetivo do estudo pretendido, existência de estudos anteriores, previsão de dispêndios com estudos de inventário.

b) Resolução ANEEL n.º. 394, de 04 de dezembro de 1998:

Estabelece os critérios para o enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH). Esta resolução está em conformidade com a Lei 9.648 de 27/5/98 e considera a necessidade de revisar os antigos critérios, “pautados na potência instalada, sem levar em consideração o impacto global da central ao meio ambiente e aspectos relacionados à segurança”. Define os novos critérios:

- Potência instalada acima de 1 MW, e não superior a 30.000 kW;
- Área inundada máxima de reservatório de 3 km² (associada à cota de vazão de cheia máxima, calculada com tempo de recorrência de 100 anos).
- Observa ainda esta Resolução, que os empreendimentos que não atendam a condição de área inundada poderão, dadas as especificidades regionais e mediante parecer técnico, econômico e ambiental, ser enquadrados pela ANEEL, excepcionalmente, na condição de PCH.

c) Resolução ANEEL n.º. 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 de autorização para exploração de centrais hidrelétricas até 30 MW, e dá outras providências. Define que os aproveitamentos caracterizados como PCH necessitarão apenas de autorização para exploração, não necessitando licitação pela ANEEL. No artigo sétimo apresenta as condições para que o registro do Estudo de Viabilidade ou do Projeto Básico seja considerado ativo e, no seu artigo 13 acrescenta que tais estudos básicos devem buscar a obtenção do licenciamento ambiental pertinente.

d) Resolução ANEEL n.º. 398, de setembro de 2001:

Estabelece os requisitos gerais para apresentação dos estudos, as condições e critérios específicos para análise e comparação de Estudos de Inventários Hidrelétricos, visando a seleção no caso de estudos concorrentes.

I.2.2 - Legislação ambiental

a) Resolução CONAMA n.º 01/86, de 23 de janeiro de 1986

Esta Resolução define impacto ambiental e aquelas atividades que dependem de licenciamento pelo órgão de controle ambiental, bem como os estudos necessários: estudos de impacto ambiental (EIA), e o respectivo relatório de impacto ambiental - RIMA, a serem submetidos à aprovação do órgão estadual competente, e do IBAMA . Estabelece ainda diretrizes para os EIA, além das atividades técnicas que devem ser desenvolvidas nestes estudos: diagnóstico ambiental, análise dos impactos, definição das medidas mitigadoras e elaboração de programa de acompanhamento e monitoramento.

No seu artigo 2º diz que “dependerá de elaboração de estudo de impacto ambiental e respectivo relatório de impacto ambiental - RIMA, a serem submetidos à aprovação do órgão estadual competente, e do IBAMA em caráter supletivo, o licenciamento de atividades modificadoras do meio ambiente, inclusive ... obras hidráulicas para exploração de recursos hídricos, tais como: barragem para fins hidrelétricos, acima de 10MW, de saneamento ou de irrigação”, e outras mais.

b) Resolução CONAMA n.º 006/87, de 16 de setembro de 1987:

Esta Resolução estabelece a necessidade de Licença Prévia (LP), Licença de Instalação (LI) e Licença de Operação (LO) para os aproveitamentos hidrelétricos. Define que para os empreendimentos de aproveitamento hidroelétrico, a LP deverá ser requerida no início do estudo de viabilidade da usina, a LI deverá ser obtida antes da realização da licitação para construção do empreendimento, e a LO antes do fechamento da barragem.

Também são definidos nesta resolução (Artigo 7º e anexo), os documentos necessários para o licenciamento (LP, LI e LO). Para a LP por exemplo, há necessidade dos seguintes documentos: Requerimento de Licença Prévia; Portaria MME autorizando o Estudo da Viabilidade; Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) sintético e integral, quando necessário; Cópia da publicação de pedido na LP.

c) Resolução CONAMA n.º 237/97 de 19 de dezembro de 1997

Redefine “Licenciamento Ambiental”, “Licença Ambiental”, “Estudos Ambientais” e Impacto Ambiental Regional”, para empreendimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras ou para aquelas que possam causar degradação ambiental. Em seu Anexo 1 são apresentados quais são estes empreendimentos, sendo dada ainda competência ao órgão ambiental para “definir os critérios de exigibilidade, o detalhamento e a complementação do Anexo 1, levando em consideração as especificidades, os riscos ambientais, o porte e outras características do empreendimento ou atividade”. Estabelece (Artigo 8º) que o Poder Público, no exercício de sua competência de controle, expedirá as seguintes licenças:

- Licença Prévia (LP), concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou atividade aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação;
- Licença de Instalação (LI), que autoriza a instalação do empreendimento ou atividade de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados;
- Licença de Operação (LO) autorizando a operação da atividade ou empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinados para a operação.

Define ainda as etapas do procedimento de licenciamento ambiental, destacando o requerimento da licença ambiental pelo empreendedor, a análise pelo órgão ambiental competente, integrante do SISNAMA , dos documentos, projetos e estudos ambientais apresentados, a audiência pública, quando couber, a emissão de parecer técnico conclusivo e o deferimento ou indeferimento do pedido de licença, dando-se a devida publicidade. Acrescenta que no procedimento de licenciamento ambiental deverá constar, obrigatoriamente, a certidão da Prefeitura Municipal, declarando que o local e o tipo de empreendimento ou atividade estão em conformidade com a legislação aplicável ao uso e ocupação do solo e, quando for o caso, a autorização para supressão de vegetação além da outorga para o uso da água, emitida pelos órgãos competentes.

Por fim são dadas competências ao órgão ambiental para definição de procedimentos específicos para as licenças ambientais, com determinadas características e peculiaridades, para estabelecer prazos de análise diferenciados para cada modalidade de

licença (LP, LI e LO), em função das peculiaridades da atividade ou empreendimento, desde que observado o prazo máximo de 6 (seis) meses a contar do ato de protocolar o requerimento até seu deferimento ou indeferimento, bem como para o estabelecimento dos prazos mínimos e máximos de validade de cada tipo de licença.

d) Resolução n.º. 279/2001, de 27 de junho de 2001:

Devido à crise de energia elétrica e a necessidade de atender a celeridade estabelecida pela Medida Provisória n.º 2.152-2, de 1º de junho de 2001, o CONAMA, considerando a necessidade de estabelecer procedimento simplificado para o licenciamento ambiental, com prazo máximo de sessenta dias de tramitação, dos empreendimentos com impacto ambiental de pequeno porte, necessários ao incremento da oferta de energia elétrica no País, emitiu a Resolução 279/01.

Entretanto, destacou a dificuldade da definição *a priori* do que seja impacto ambiental de pequeno porte, antes da análise dos estudos ambientais que subsidiam o processo de licenciamento ambiental e, tendo em vista as diversidades e peculiaridades regionais, a complexidade dos efeitos sobre o meio ambiente decorrentes da implantação de projetos de energia elétrica, além das situações de restrição, previstas em leis e regulamentos, tais como, terras indígenas, questões de saúde pública, espécies ameaçadas de extinção, sítios de ocorrência de patrimônio histórico e arqueológico, etc. Enfatiza os dispositivos constitucionais (Artigo 225) relativos à garantia de um ambiente ecologicamente equilibrado e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao poder público e a coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as gerações futuras.

Em seu Artigo 1º estabelece que os procedimentos e prazos aplicam-se em qualquer nível de competência, ao licenciamento ambiental simplificado de empreendimentos elétricos com pequeno potencial de impacto ambiental, aí incluídos, sinas hidrelétricas e sistemas associados, sistemas de transmissão de energia elétrica (linhas de transmissão e subestações) e outros.

O Artigo 2º define “Relatório Ambiental Simplificado – RAS” (que são os estudos relativos aos aspectos ambientais relacionados à localização, instalação, operação e ampliação de uma atividade ou empreendimento, apresentados como subsídio para a concessão da licença prévia requerida, contendo dentre outras, as informações relativas ao diagnóstico ambiental da região de inserção do empreendimento, sua caracterização, a identificação dos impactos ambientais e das medidas de controle, de mitigação e de

compensação), “Relatório de Detalhamento dos Programas Ambientais”, “Reunião Técnica Informativa” e os “Sistemas Associados aos Empreendimentos Elétricos”.

Tal resolução estabelece ainda que ao requerer a Licença Prévia, o empreendedor apresentará o RAS, com conteúdo mínimo atendendo ao Anexo I (que envolve Descrição do Projeto, Diagnóstico e Prognóstico Ambiental, Medidas Mitigadoras e Compensatórias), bem como o registro na Agência Nacional de Energia - ANEEL, quando couber, e as manifestações cabíveis dos órgãos envolvidos.

Define prazos máximos de sessenta dias para emissão das LP e LI, e que “a Licença Prévia somente será expedida, mediante apresentação, quando couber, da outorga de direito dos recursos hídricos ou da reserva de disponibilidade hídrica”.

Há ainda a introdução da “Reunião Técnica Informativa” cuja intenção é simplificar os procedimentos das Audiências Públicas, mantendo a participação popular.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

AMADO, J.; FUNCH, R. Roy; RIBEIRO, C., “Chapada Diamantina”, Imorinta Gráfica e Editora Ltda, Rio de Janeiro, 1998.

AMARAL, Cristiano A, e PRADO, Fernando A., organizadores, “Pequenas Centrais Hidrelétricas no Estado de São Paulo”, Comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE), órgão do Governo do Estado de São Paulo, São Paulo, Páginas & Letras Editora e Gráfica, 2000.

BILLINTON, Roy, “Power System Reliability Evaluation”, Gordon and Breach Science Publishers, New York, USA, 1980.

BERER, Ricardo, et al, “Nova visão de projetos de geração: uma abordagem sob o ponto de vista do investidor”, FURNAS – Centrais Elétricas, apresentado no XIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belém, Brasil, 1997.

BLAKE, Chistopher; ELTON, Edwin; GRUBER, Martin et al. “The Investment Portfolio User’s Manual, John Wilwy & Sons, Inc. USA, 1998.

CASAROTTO, Nelson F, HARTMUT Bruno K., “Análise de Investimentos: Matemática Financeira, Engenharia Econômica, Tomada de Decisão e Estratégia Empresarial” , Editora Altas, nona edição, São Paulo, 2000.

CCPE – Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, Comitê técnico para estudos de mercado (GTEM), página na internet www.ccpe.gov.br (consulta em 06.09.2002, às 10:45 h.)

CNEC - Consórcio Nacional de Engenheiros Consultores, “Estudos para recuperação da Usina de Pancada Grande”, São Paulo, novembro de 1979.

DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, DNAEE/DCRH, Ministério de Minas e Energia (MME), “Codificação dos Cursos d’água brasileiros, sistema de informações hidrométricas”, Brasil.

ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S. A.,1972, Comitê Coordenador dos Estudos Energéticos da Região Nordeste, “Estudos Energéticos da Região Nordeste”, HIDROSERVICE Engenharia de Projetos Ltda, São Paulo, maio de 1972;

_____1982, “Manual de pequenas centrais hidrelétricas”;

_____1984, “Manual de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas”, Rio de Janeiro;

_____1985, “Manual de mini centrais hidrelétricas”, ELETROBRÁS/DNAEE/MME;

_____ 988, “Plano 2010”, Brasília/DF;

_____1999, “Plano Decenal de Expansão 2000/2009”, Brasília/DF, ELETROBRÁS/MME;

_____ “Diretrizes para Projetos de PCH”, disponível na página da internet www.eletronbras.gov.br (consultas em outubro de 2001, abril de 2002 e 29 de agosto de 2002, esta às 22:15h).

ELTON, J. E.; e GRUBER, J. M., “Modern Portfolio Theory and Investment Analysis”, McGraw-Hill, New York, 1998.

HEARTH, Douglas; e ZAIMA, Janis K., “Contemporary Investments: Security and Portfolio Analysis”, third edition, Harcourt College Publishers, Orlando, EUA, 2001.

HESS, Geraldo; MARQUES, José Luiz; PAES, Luiz C. M. da Rocha; e PUCCINI, Abelardo de Lima, “Engenharia Econômica”, décima sétima edição, Difel Difusão Editorial S. A. São Paulo, 1984.

HIRSCHFELD, Henrique, “Engenharia Econômica e Análise de Custos”, Editora Atlas, São Paulo, Brasil, 2000.

IBENBRASIL - Iberdrola Empreendimentos do Brasil; “Estudo de Inventário Hidrelétrico da Bacia do Rio Preto – AHE São José das Guaribas”, Salvador, setembro de 2000;

_____ 2000, “Estudo de Inventário Hidrelétrico da Bacia do Rio Preto – AHE Fazenda Macaubeira”, Salvador, setembro de 2000;

_____ 2000, “Estudo de Inventário Hidrelétrico da Bacia do Rio Preto – AHE Cachoeira do Inferno”, Salvador, outubro de 2000;

_____, 2000, “Aproveitamento Hidrelétrico de Garimpo da Sibéria – Estudo de viabilidade”, Salvador, maio de 2000.

KAZAY, Heloísa F., “O Planejamento da expansão da geração no setor elétrico brasileiro utilizando algoritmos genéticos”, tese de doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2000.

KOLLER, Glenn; “Risk assessment and decision making in business and industry – A practical guide”CRC Press LLC, Boca Raton, Flórida, USA, 1999.

LAPPONI, Juan Carlos; “Avaliação de projetos de investimento: modelos em Excel”, Lapponi Treinamento e Editora Ltda, São Paulo, 1996

MARTINEZ, C. B.; BAJAY, S. V.; SANTOS, A. H. M. – “Pré-dimensionamento de pequenas centrais hidrelétricas” in I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Campinas, São Paulo, 1998.

MAURICE, S. Charles; THOMAS, C. R., “Managerial Economics” – 5th Ed. Richard D. Irwi Inc., EUA, 1995.

MEDEIROS , João Bosco, “Redação Científica: a prática de fichamentos, resumos, resenhas”, Editora Atlas, São Paulo, 1991.

NUNES, Luiz A. R. “Manual da Monografia; Como se faz uma monografia, uma dissertação, uma tese”, 2^a Edição, Editora Saraiva, 2000.

ROSSETTI, José Paschoal , “Introdução à Economia”, Editora Atlas S. A., 17^a edição, São Paulo, 1997.

SANTOS, A. H. M.; BORTONI, E. C.; ALMEIDA, A. T. L.; BIZON Jr, A.; ÁVILA, D. C. A.; FERRAZ, E. F. – “Análise de substituição de motores de indução trifásico em condições de incertezas técnicas e econômicas” , EFEI – Escola Federal de Engenharia de Itajubá.

SANTOS, A. H. M.; BORTONI, E. C.; VIEIRA, D. C. – “Induction motors energy conservation analysis using the portfolio theory” – artigo publicado na Revista de Ciências Exatas, V.3, No. 1, pp.21-28, Taubaté (1997).

SANVICENTE, Antônio Zoratto, MELLAGI FILHO, Armando “Mercado de Capitais e Estratégias de Investimento”, Editora Atlas, 4ª tiragem, São Paulo, Brasil, 1988.

SEPLANTEC - Secretaria de Planejamento, Ciências e Tecnologia do Estado da Bahia, Centro de Planejamento da Bahia (CEPLAB), “Bacias Hidrográficas do Estado da Bahia”, Salvador, 1979.

SOUZA, Z.; FUCHS, R. D.; SANTOS, A. H. M. – “Centrais hidro e termelétricas” – Ed. Edgard Blucher, São Paulo, 1983.

SOUZA, Z.; SANTOS, A. H. M.; BORTONI, E.C.; – “Centrais Hidrelétricas, Estudos para Implantação”, Edição ELETROBRÁS, Rio de Janeiro, 1999.

Revistas:

- § Revista VEJA, Editora Abril, edição 1.766, ano 35, número 34, de 28 de agosto de 2002, páginas 18 e 24.

Páginas na internet:

www.aneel.gov.br, dias 21.03.02 às 8:03h, em 16.09.02 às 21:09h, em 06.11.02, às 09:40h.

www.ccpe.gov.br, dias 19.06.02 às 07:53h.

www.cotacao.com.br, dia 16.09.02 às 20:08h.

www.eletronbras.gov.br, dias 20.10.01 às 19:32h, 18.03.02 às 9:16h e 02.09.02 às 14:37h

www.fgvsp.br/ceb/igpm.htm, dias 27.05.02 às 20:33h e em 16.09.02 às 19:55h.

www.mma.gov.br/conama, dias 29.04.02 às 18:55 e em 02.10.02 às 10:16h.