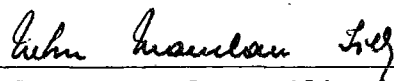


OTIMIZAÇÃO DE PARÂMETROS BÁSICOS DE
APROVEITAMENTOS HIDROELÉTRICOS EM CASCATA

Rómulo Pillajo

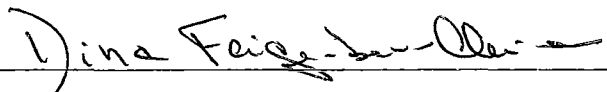
TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS (M.Sc.)

Aprovada por:

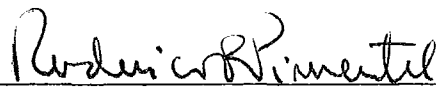


Nelson Maculan Filho

(Presidente)



Dina Feigenbaum Cleiman



Ruderico Ferraz Pimentel

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

DEZEMBRO DE 1981

A meus seres mais queridos

Meus Pais

Meis Irmãos

Minha Esposa

e Minha Filha Maritza

AGRADECIMENTOS

Meus mais sinceros agradecimentos a meus colegas de trabalho, a meus amigos, aos meus professores da UFRJ e a todos que junto a mim ou à distância generosamente brindaram-me com seu apoio, amizade, otimismo, seus conhecimentos e ainda mais seu exemplo para que eu alcançasse esta meta muito sonhada. A todos meu eterno reconhecimento.

Ao Professor Nelson Maculan Filho por sua excelente orientação e antes que mais nada por sua imponderável amizade e compreensão que me fez sentir em todos meus passos pela COPPE.

Ao Dr. Hernan Campero por seu permanente apoio e exemplo de trabalho e superação, que inspirou este trabalho.

A Daisy por sua valiosa ajuda com seu trabalho datilográfico.

Ao Instituto Ecuatoriano de Electrificación - INECEL pelo apoio econômico e pela confiança que depositou em mim.

ÍNDICE

	<u>Pág.</u>
<u>CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO AO PROBLEMA</u>	1
I.1 - Fases de Estudo de Aproveitamentos Hidroelétricos	1
I.2 - Introdução à Otimização de Aproveitamentos Hidro- elétricos.....	5
<u>CAPÍTULO II - DEFINIÇÕES E CRITÉRIOS BÁSICOS</u>	9
II.1 - Parâmetros Básicos de Projeto.....	9
II.2 - Benefícios Esperados.....	13
II.2.1 - Produção Energética.....	13
II.2.2 - Sistema de Preços.....	18
II.3 - Custos.....	23
II.3.1 - Custos de Inversão.....	23
II.3.2 - Custos de Operação e Manutenção.....	26
II.4 - Cálculo Econômico.....	27
II.4.1 - Parâmetros Econômicos.....	27
II.4.2 - Critérios de Valor.....	32
<u>CAPÍTULO III - FORMULAÇÃO MATEMÁTICA</u>	34
III.1 - Introdução.....	34
III.2 - Função Objetivo.....	37
III.2.1 - Função de Receitas.....	38

	<u>Pág.</u>
III.2.2 - Função de Custos.....	40
III.2.3 - Função Objetivo.....	41
III.3 - Restrições.....	42
III.3.1 - Transformação de Estados.....	42
III.3.2 - Níveis de Operação.....	45
III.3.3 - Cotas de Restituição.....	46
III.3.4 - Saltos de Operação.....	47
III.3.5 - Geração Média.....	48
III.3.6 - Geração Firme.....	50
III.3.7 - Potência Firme.....	51
<u>CAPÍTULO IV - APLICAÇÃO DO MODELO.....</u>	54
IV.1 - Dados de Entrada.....	56
IV.1.1 - Implementação Linear.....	56
IV.1.2 - Série Hidrológica.....	61
IV.1.3 - Preços e Custos.....	64
IV.1.4 - Coeficientes da Função Objetivo.....	68
IV.2 - Resultados Obtidos.....	72
<u>CAPÍTULO V -- CONCLUSÕES E SUGESTÕES.....</u>	83
<u>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</u>	89

QUADROS

	<u>Pág.</u>
II.01 - Estruturas de inversão em usinas hidroelétricas	31
IV.01 - Regressão Cota = f (Volume).....	58
IV.02 - Regressão Área = f (Volume).....	59
IV.03 - Regressão Restituição = f (Descarga).....	59
IV.04 - Regressão Nível M̄nimo = f (Altura de Barragem)	60
IV.05 - Regressão Nível M̄ximo = f (Altura de Barragem)	60
IV.06 - Regressão Potência = f (Salta min., Salta m̄x., Potência Inst.).....	61
IV.07 - S̄rie Hidrol̄gica.....	63
IV.08 - Custos Marginais de Desenvolvimento.....	64
IV.09 - Programas de Invers̄es.....	66
IV.10 - Regressão Custos = f (Altura de Barragem, Pot̄n- cia Inst.).....	67
IV.11 - Coeficientes de Custo.....	68
IV.12 - Coeficientes da Funç̄o Objetivo.....	69
IV.13 - Regressão Geraç̄o M̄dia = f (vaz̄o Turbinado, Salto).....	74
IV.14 - Par̄metros Ōtimos de Operaç̄o; Esquema Salado (Isolado).....	75
IV.15 - Par̄metros Ōtimos de Instalaç̄o e Operaç̄o; Es- quema Salado (Isolado).....	76
IV.16 - Par̄metros Ōtimos de Operaç̄o; Esquema Salado- Malo.....	77

	<u>Pág.</u>
IV.17 - Parâmetros Ótimos de Instalação e Produção; Es- quema Salado-Malo.....	78
IV.18 - Parâmetros Ótimos de Operação; Esquema El Chaco-Salado-Malo.....	79
IV.19 - Parâmetros Ótimos de Instalação e Produção; Es- quema-El Chaco-Salado-Malo.....	80
IV.20 - Parâmetros Ótimos de Operação; Esquema Salado (Isolado) ($f_{m\bar{a}x} = 0.525$).....	81
IV.21 - Parâmetros Ótimos de Instalação e Produção; Es- quema Salado(Isolado) ($f_{m\bar{a}x} = 0.525$).....	82
V.01 - Dados do Processamento do Modelo.....	86

ILUSTRAÇÕES

	<u>Pág.</u>
1 - Fases de Otimização.....	8
2 - Definição de Níveis e Volumes de Reservatórios.....	11
3 - Influência dos Parâmetros Básicos e de Produção....	16
4 - Caso de Estrutura Termoelétrica Ótima.....	20
5 - Concepção Esquemática do Desenvolvimento Hidroelétrico de uma Bacia.....	35
6 - Balanço Hídrico de um Reservatório no Final de uma Etapa.....	55
7 - Localização de Sítios de Barragens no curso Principal do Rio Quijos-Coca.....	

RESUMEN

El presente trabajo consiste en la presentación de un "modelo de optimización de los parámetros básicos de esquemas de aprovechamientos hidroeléctricos en cascada". Tales parámetros son: altura de presa, potencia a ser instalada e nivel mínimo de operación.

El modelo se define en función de las variables de operación, de producción e instalación de aprovechamientos hidroeléctricos con reservorio, estudiados a nivel de inventario e prefactibilidad.

Se utiliza programación lineal teniendo como función objetivo maximizar el beneficio neto actualizado derivado de la valorización de la producción energética representativa de el esquema en estudio.

Se presente la aplicación del modelo al esquema de aprovechamientos en la cuenca del Rio Quijos Coca en la República del Ecuador; los resultados obtenidos, además de la descripción del procedimiento seguido para implementar el modelo.

RESUMO

O presente trabalho consiste na apresentação de um "modelo de otimização dos parâmetros básicos de esquemas de aproveitamentos hidroelétricos em cascata". Tais parâmetros são: altura de barragem, potência a ser instalada e nível mínimo de operação.

O modelo se define em função das variáveis de operação, de produção e instalação de aproveitamentos hidroelétricos com reservatório, estudados a nível de inventário e previabilidade.

Se utiliza programação linear tendo como função objetiva maximizar o benefício líquido atualizado derivado da valorização da produção energética representativa do esquema em estudo.

Se apresenta a aplicação do modelo o esquema de aproveitamento na bacia do rio Quijos Coca no Equador, os resultados obtidos além da descrição do procedimento seguido para implantar o modelo.

SUMMARY

The present job presents a "Model of optimization of the basic parameters of use of hydroelectric waterfall schemes" such as height dam, plant capacity and minimum level of operation.

The model is defined in base to the operation, production and installation variables of hydroelectric works with reservoirs studied at levels of inventory and prefactivity.

Linear programming is used to attain the objective of optimizing the actual net benefit derived from the valuation of the representative power production of the scheme under study.

The model is applied to the use of the scheme of the Quijos Coca River basin in the Country of Ecuador, and the results achieved as the description of the procedure used to establish the model are presented.

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO AO PROBLEMA

I.1 - FASES DO ESTUDO DE PROJETOS HIDROELÉTRICOS

Um sistema elétrico interligado, tanto a nível regional ou nacional requer a elaboração de um plano mestre que defina e estabeleça as fontes alternativas de fornecimento de energia e as prioridades que se devem obedecer para garantir o abastecimento do mercado, tanto a curto e longo prazo, otimizando a utilização dos recursos disponíveis.

Uma das fontes de energia mais importantes, pelo menos nos 20 próximos anos e, em particular, na América Latina, é a energia hidroelétrica. Este recurso é o mais atrativo do ponto de vista sócio-econômico, pois oferece benefícios muito superiores que as demais fontes; utiliza recursos continuamente renováveis (água) e é o que menores prejuízos causa ao meio-ambiente.

Entretanto, a colocação em funcionamento de uma usina hidroelétrica é a culminação de grandes esforços e trabalhos dedicados a estudos, investigações e a construção das correspondentes obras. Distingue-se duas grandes fases de estudos para a realização de projetos hidroelétricos, que são as seguintes:

a) Fase de Planejamento

Compreende 3 etapas distintas de investigação:

1. Estudos de inventário
2. Estudos de previabilidade
3. Estudos de viabilidade

b) Fase de Construção e Operação

Resulta da decisão tomada ao término da etapa 3 da fase de planejamento e se divide em três etapas:

1. Projeto final ou definitivo, onde se prepara toda a documentação para proceder a construção da obra.
2. Construção
3. Operação

O modelo de otimização apresentado neste trabalho é aplicável a estudos que se executam nas etapas de inventário e previabilidade, por este motivo é necessário assinalar o alcance dos estudos e das diferentes etapas do planejamento.

Estudos de Inventário

O inventário hidroelétrico é uma etapa preliminar de estudo destinado a avaliar a nível regional ou nacional, um número relativamente grande de possibilidades de aproveitamento, permitindo a seleção das mais interessantes para o abastecimento do mercado elétrico, para efeito de submetê-las a estudos mais detalhados quando se considera necessário desenvolver novas fontes de energia.

A informação essencial a ser prevista para os estudos desta etapa é uma estimação preliminar do valor da "energia firme" disponível em cada lugar e um índice de custo desta energia, estabelecidos de maneira uniforme para todos os aproveitamentos com o objetivo de facilitar a análise comparativa.

O dimensionamento dos aproveitamentos "a inventariar" requer a fixação de valores limites para o potencial energético e o custo do mesmo. O primeiro valor se estabelece em função do crescimento do mercado e suas características. O segundo, se determina em comparação com um parque de geração termoeletrico equivalente que permite conhecer um custo índice (\$ US/Kw) máximo para o qual um aproveitamento hidroelétrico é rendável.

Estudos de Previabilidade

Uma vez determinadas a magnitude e importância dos recursos hidroelétricos a nível de inventário a entidade responsável da eletrificação selecionará o aproveitamento ou esquemas de aproveitamentos que deverão submeter-se a estudos mais detalhados a nível de previabilidade.

A etapa de previabilidade tem por objetivo fundamental a otimização de um conjunto de aproveitamentos de um esquema integrado. Otimização que se materializa na determinação dos parâmetros básicos dos aproveitamentos, isto é, as alturas de barragens, as potências a instalar, os níveis de operação e os níveis de restituição.

Estes aproveitamentos passaram a constituir etapas construtivas nos planos de desenvolvimento regional e nacional e implicam um compromisso financeiro determinado por uma programação de orçamentos a médio e longo prazo.

Os estudos de previabilidade se realizam, em geral a nível de bacia, razão pela qual a fixação da potência final que deverá instalar-se em cada usina será determinada em base e análises efetuadas a nível de sistema. Em princípio, os demais parâmetros definidos a nível de bacia não são modificados.

Estudos de Viabilidade

A nível de viabilidade, o grau de detalhe e precisão dos estudos e as estimações de custos, deverão ter solidez suficiente para os seguintes objetivos principais:

- Confirmar a economicidade dos aproveitamentos do programa de desenvolvimento selecionado na etapa anterior.
- Demonstrar a rentabilidade das inversões desde o ponto de vista da empresa ou órgão responsável de sua execução.
- Realizar o planejamento financeiro do projeto, levando-se em conta sua inclusão nos orçamentos oficiais assim como a questão de eventuais empréstimos de entidades locais e/ou internacionais.

II.2 - INTRODUÇÃO A OTIMIZAÇÃO DE APROVEITAMENTOS HIDROELÉTRICOS

Como se observou no numeral anterior, o estudo de aproveitamentos hidroelétricos e avaliações econômicas se realizam em etapas sequenciais de estudos convenientemente interrelacionados. O processo de otimização se inicia considerando predominantemente as características próprias do recurso; as características do sistema elétrico se incorporam a medida que se progressa no nível dos estudos de projeto e se tem mais definida a data que poderá entrar em operação.

Sobressai o critério de estudar o recurso hidroelétrico, em forma integral, isto é, os diversos projetos de uma bacia fluvial são estudados visando conformar um esquema integrado de aproveitamentos que permita a utilização eficiente dos recursos hidroelétricos de uma região. Daqui se deduz que os parâmetros básicos de projeto, como alturas de barragens, volumes de regulação, cotas de descargas e capacidade a instalar-se são poderiam ser otimizados dentro de um sistema integrado da bacia, posto que todos os projetos localizados em um mesmo rio e seus afluentes são interdependentes, tanto no que se refere aos níveis de operação como a regularização de vazões.

Em termos gerais distinguem-se duas (2) fases de otimização dos aproveitamentos hidroelétricos logicamente interligados com o avanço dos estudos de planejamento. Temos a fase de otimização interna com as seguintes atividades:

- Define-se um certo esquema de aproveitamento da mesma.
- Otimize-se os parâmetros básicos dos projetos que integram o esquema.
- Repete-se o anterior para todos os esquemas alternativos e seus variantes.
- Seleciona-se o melhor esquema de aproveitamento da bacia.

Temos a seguir a fase de otimização externa cujos objetivos são:

- Comparação com projetos hidroelétricos estudados em outras bacias e com alternativas termoelétricas e não convencionais.
- Estudos de planejamento global, consideração dos requerimentos do mercado e programação do aproveitamento por etapas.

Na ilustração (1) mostra-se a lógica do processo de otimização.

É importante destacar que as otimizações internas e externas são necessárias nas diferentes etapas dos estudos. O grau de complexidade aumenta à medida que se avança no nível de investigações, tornando o problema de otimização relativamente complexo.

Nas etapas iniciais a otimização é simples pois as diferenças de benefício/custo são evidentes entre as diferentes alternativas. O refinamento da otimização aumenta a medida que o número de alternativas e diferenças econômicas entre elas diminuem.

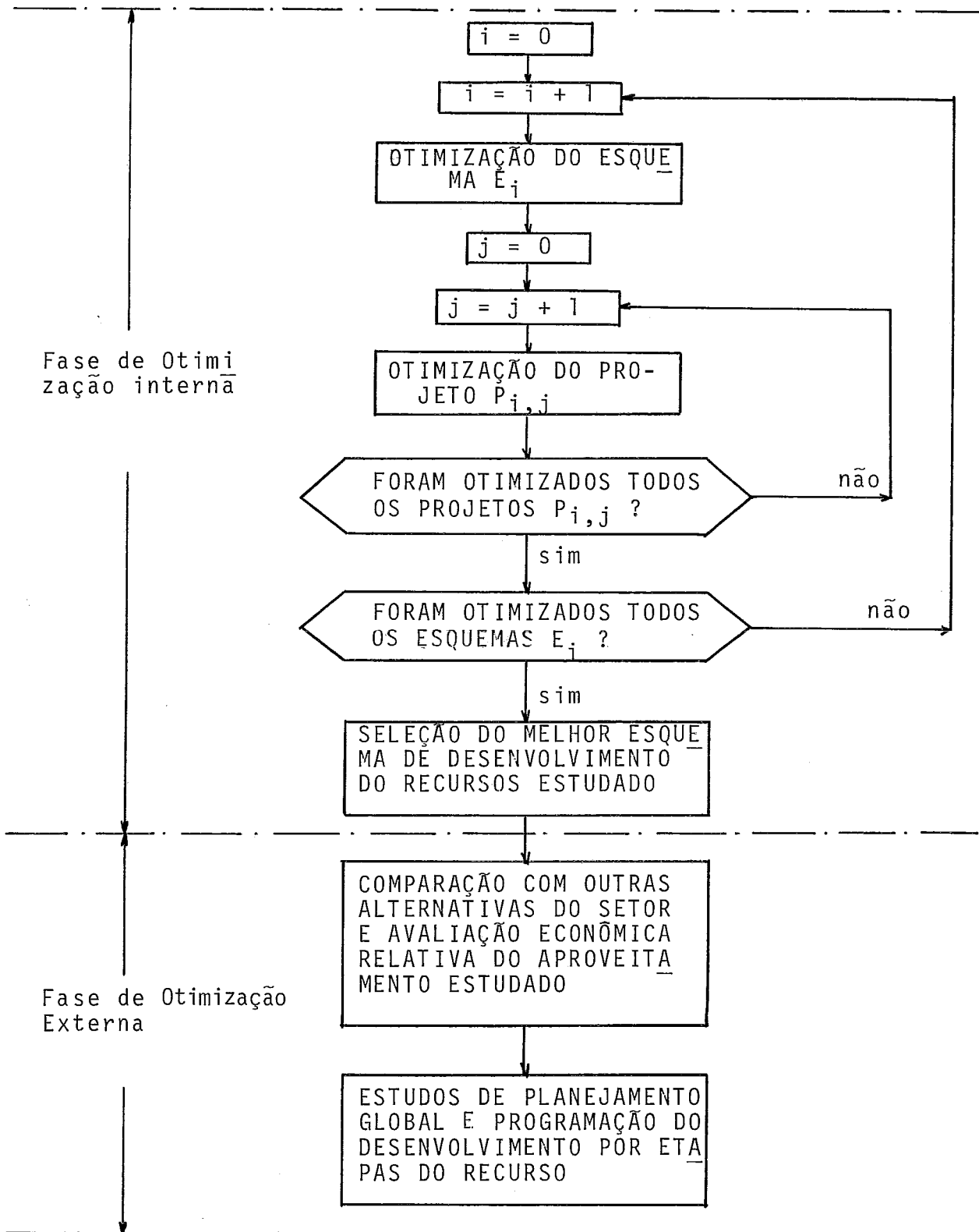


Ilustração (1) - Fases de otimização

CAPÍTULO II

DEFINIÇÕES E CRITÉRIOS BÁSICOS |²|

A seguir apresenta-se em forma resumida as definições e critérios básicos utilizados no planteamento dos modelos. Se explicam os procedimentos unitários aplicáveis ao caso da otimização de um aproveitamento isolado, válidos também para aproveitamentos integrados.

II.1 - PARÂMETROS BÁSICOS DE PROJETO

Definem-se como parâmetros básicos de projeto, as variáveis:

- . Altura de barragem (H)
- . Nível mínimo de operação (N.Min)
- . Nível de restituição (R)
- . Potência instalada (PI)

Esta definição não significa desconhecer a importância de outros parâmetros, tais como: tipo de barragem, seção de túneis, número de grupos turbina-geradores, etc. Estes parâmetros são considerados em estudos mais específicos de otimização.

Dentro das limitações topográficas, geológicas e com um conceito empírico, é possível fixar uma altura de barra

gem "racional", uma ordem na qual se aceita que certa altura pode variar. Dentro desta ordem admite-se que a variável altura de barragem H pode variar em forma contínua.

Para uma dada altura H, associa-se um "nível máximo normal" de operação (N. Max.) e define-se um "nível mínimo técnico" de operação (N. Min. Tec.). Este último é definido por considerações técnicas que levam em conta volume morto, tipo de turbina, cavitação e nível de descarga.

Conhecidas as variáveis N. Max. e N. Min. Tec. podemos determinar o volume ativo máximo disponível para a regulação de vazões. Por razões econômicas pode não justificar-se a utilização do volume ativo máximo devido a perda de salto no compensado com o aumento de regulação. Deveria então, determinar-se um volume ativo de operação ótimo, o qual está associado um "nível mínimo de operação" (N. Min. de Op.). Esta última variável poderá fazer-se variar continuamente entre o N. Max e N. Min. Tec., ver ilustração (2).

Um valor preliminar do N. Min. de Op. pode ser obtido definindo um volume ativo "racional" em base as curvas de regulação do rio.

Dados H, N. Min. de Op. e R.; a potência instalada no aproveitamento se pode expressar em função da potência contínua, a qual se definirá adiante, e um parâmetro que será denominado "fator de instalação" (FI), que se define como a re

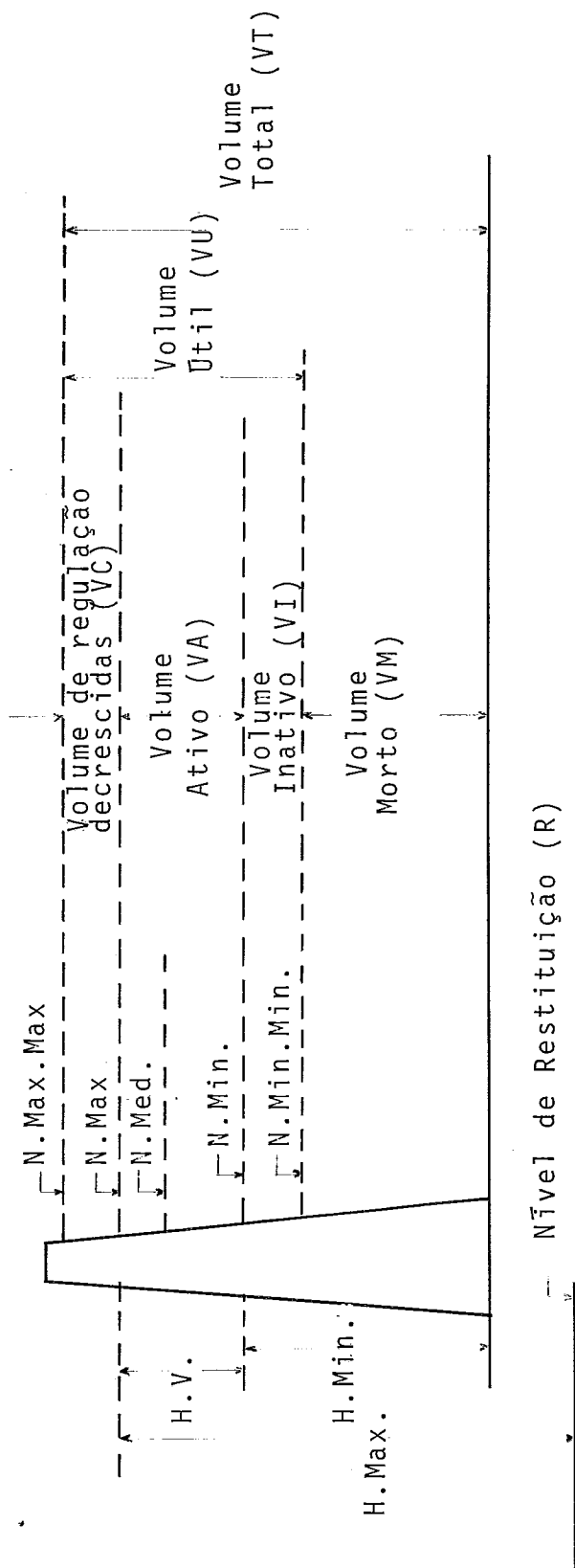


Ilustração (2) - Definição de níveis e volumes de reservatórios

lação entre a potência contínua (PC) e a potência instalada (PI). Fazendo variar FI dentro de um ordem de variação possível, se obtem a variação contínua do parâmetro PI.

Um critério preliminar para definir um valor racional de FI é considerar FI igual a fator de carga do mercado*, especialmente para aproveitamentos de parte importante.

Nota-se, pelo anterior que é possível determinar valores "racionais" de cada parâmetro básico. O conjunto de valores racionais selecionados para H, N. Min. e PI se denominará "solução pivote". Será em torno a esta solução pivote que se realizará a otimização dos aproveitamentos.

O parâmetro nível de restituição R, normalmente não tem variação contínua, pois depende de fatores topográficos geológicos e da existência de lugares propícios para a zona de caída e instalação de casas de máquinas. Por estas razões se considera R como uma variável definida e nível de esquema.

Conclue-se então que um "esquema" de aproveitamentos tem definidos o eixo e tipo de barragem, o traçado e tipo de adução e a localização de casa de máquinas e descarga. Será para um esquema definido que se considerará a

* Relação na curva de carga entre potência média e potência máxima

otimização interna de seus parâmetros básicos H, N. Min. e PI.

Qualquer variante de um esquema será considerado para efeitos da otimização, como outro esquema integrado. Depois de otimizar e avaliar independentemente um esquema e seus variantes, é possível selecionar a melhor solução.

II.2 - BENEFÍCIOS ESPERADOS

Como qualquer tipo de projeto industrial, um aproveitamento hidroelétrico gera benefícios através de sua vida útil.

Estes benefícios derivam da valorização da produção esperada da usina, mediante um certo sistema de preços a definir-se adiante.

A seguir se resume o critério seguido para determinar a produção energética e seu sistema de preços.

II.2.1 - Produção Energética

A produção de uma hidroelétrica está influenciada pelas condições de mercado, para as características hidrológicas do recurso e as probabilidades de falhas de seus equipamentos eletro-mecânicos e obras civis principais.

Para os objetivos propostos não tem sentido definir uma complicada função de produção que leve em conta todos os fatores que o afetam, impossibilitando sua determinação em condições práticas.

Uma alternativa para avaliar um aproveitamento hidroelétrico é considerar o que se denomina produção padronizada representativa das usinas através do tempo. Esta produção esta dada por quatro (4) parâmetros que se denominou "parâmetros de produção" e são:

Potência contínua (PC)

Energia primária (EP)

Energia secundária (ES)

Potência garantida (PG)

As definições são as seguintes:

PC = É a potência média da etapa de simulação empregada (dia, semana ou mês), que é possível garantir com uma certa segurança hidrológica dada, e através do período da série hidrológica considerada.

EP = Parcela de produção anual da usina que pode garantir com uma certa segurança hidrológica dada, através do período da série hidrológica considerada; em geral, será igual a energia anual correspondente a PC.

ES = Parcela de produção anual aleatória que não se pode garantir, e só se pode contar em termos de valor esperado; se obtém como a diferença entre produção média ou esperada, da usina e a parcela EP.

PG = Potência garantida que pode ser colocada pela central as horas de máxima carga do sistema e as condições críticas de salto. Estas condições críticas podem apresentar-se num período hidrológico crítico, no qual o nível do reservatório alcança o N. Min. (caso mais frequente), ou bem num período de enchentes devida a elevação da cota de restituição (caso possível nos aproveitamentos da baixa caída).

Pelas definições dadas podemos concordar que para avaliar a produção energética de um aproveitamento são necessários unicamente três parâmetros que são: EP(σ PC), ES e PG.

A ilustração (3) se mostra qualitativamente a influência que tem os parâmetros básicos de projeto nos parâmetros básicos de produção.

É importante destacar que a eleição do tipo de etapa e série hidrológica a ser utilizadas requer cuidado e experiência. Em geral podemos decidir que o tipo de etapa (dia, semana, mês) está em função da capacidade relativa dos reservatórios que se está estudando, em particular, para reservatórios de regulação plurianual é suficiente utilizar eta-

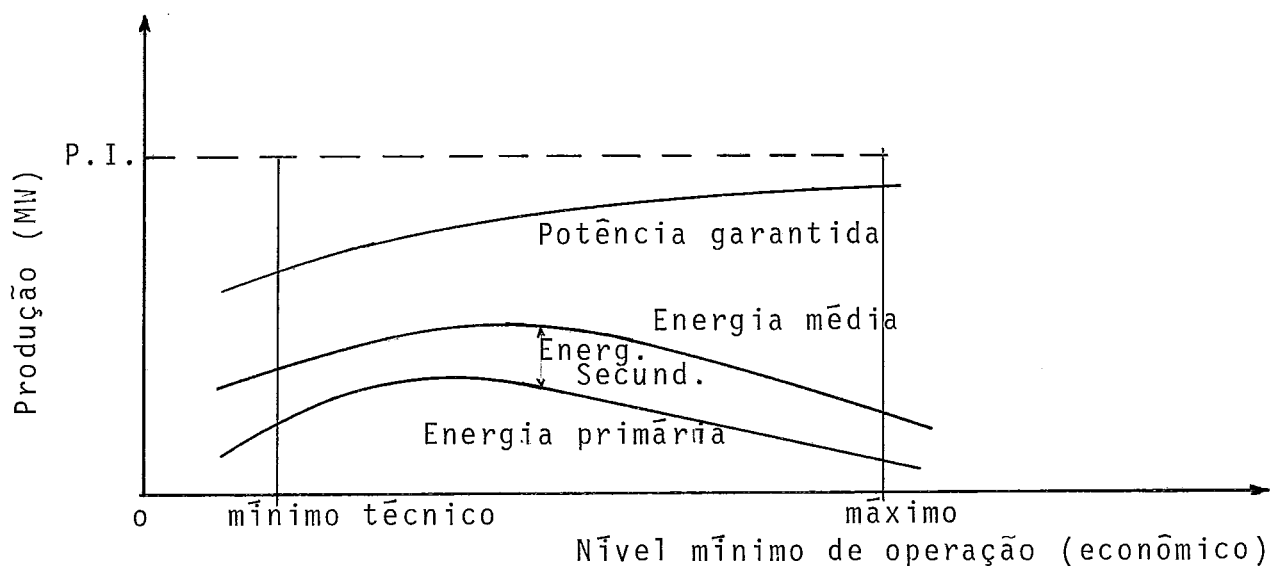
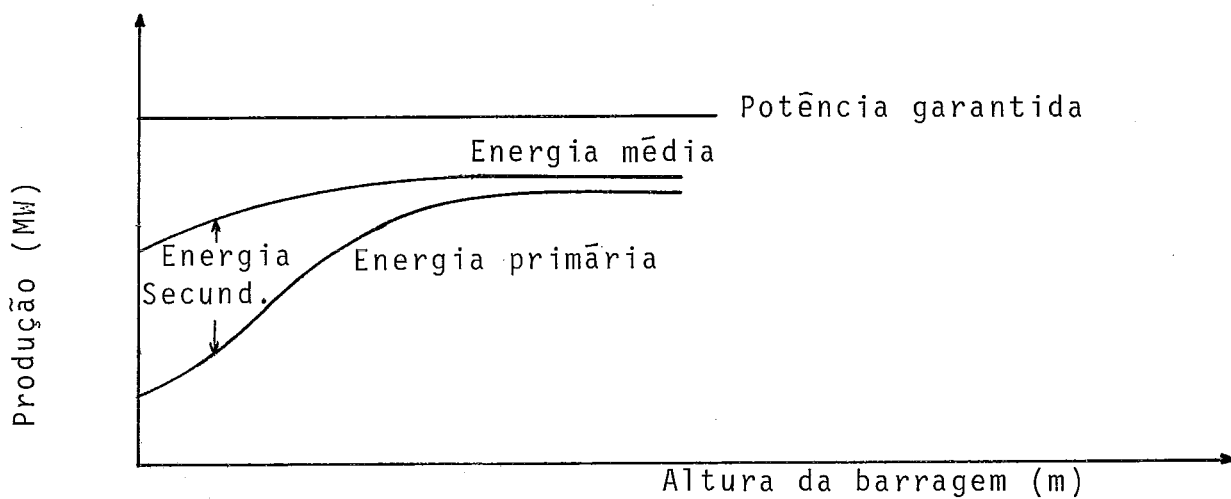
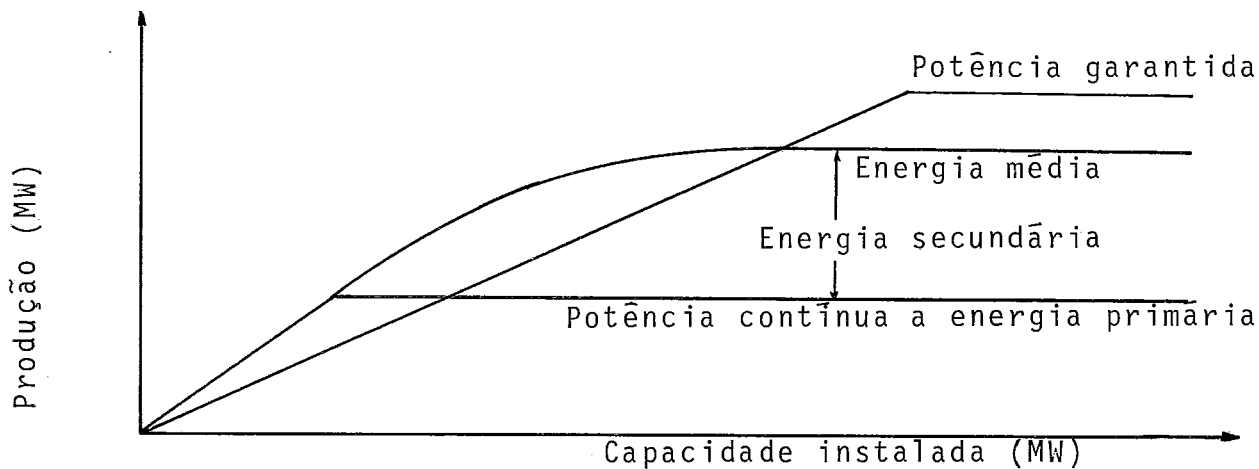


Ilustração (3) - Influências dos parâmetros básicos e de produção

pas mensais. Por outro lado a sêrie hidrológica a ser usada está estritamente vinculada a eficiência computacional e ao grau de garantia que deva ter a produção. Normalmente se utilizam métodos de geração estocástica de vazões.

É importante destacar a influência do mercado no cálculo dos parâmetros de produção.

A influência real está na possibilidade de colocar a produção no mercado. Em estudos avançados é justificável realizar simulações da usina integrada a sistema e determinar, a produção realmente utilizada. Em estudos preliminares é aceitável a hipótese de colocação total de EP e PG; o ES disponível se considera parcialmente utilizada pelo sistema mediante a definição de um "fator de colocabilidade" (FC).

Este fator pode variar de zero (0) para sistemas totalmente hidroelétricos, até um (1) para sistemas predominantemente termoelétricos.

O mercado tem também influência sobre a potência garantida PG pois deverá considerar-se uma operação admissível da central no pico da curva de carga.

Para evitar confusões no uso dos termos até aqui definidos é necessário também se notar a diferença entre energia primária EP e energia firme EF; o mesmo entre potência garantida PG e potência firme PF.

Se considera que EF tem uma definição similar à de EP, mais que se refere a um sistema ou região integrada, isto é, inclui a produção termoelétrica. O mesmo acontece com potência firme (PF).

As definições corretas seriam:

EF = Parcela de produção anual que um sistema, região ou empresa pode assegurar com uma certa garantia específica; inclui a EP das usinas hidroelétricas e a produção máxima colocável pelas usinas termoelétricas.

PF = Máxima potência de ponta que um sistema, região ou empresa pode assegurar com uma certa garantia específica; inclui a PG das usinas e a potência de ponta disponível no parque termoeletrico do sistema.

Como a otimização que nos propomos a realizar é uma bacia hidrográfica isolada do sistema e não se consideram alternativas termoelétricas, consideraremos como definições equivalentes EF e EP, o mesmo entre PF e PG.

II.2.2 - Sistema de Preços

Para avaliar os benefícios futuros esperados da operação das centrais é necessário definir um sistema de preços a ser aplicados a produção padronizada definida no item anterior.

Três critérios podem utilizar-se e são:

1. Critério de tarifas
2. Critério de custo termoelétrico substitutivo
3. Critério de custos marginais de desenvolvimento.

O critério de tarifas utiliza-se quando a avaliação se rege a uma filosofia estritamente comercial. Nos casos em que o setor elétrico é considerado como um serviço de infraestrutura, a filosofia de avaliação passa a ser a de satisfazer as demandas previstas no futuro, com alternativas de custo mínimo. Nestes casos se aplicam os dois critérios seguintes:

Critério de custo termoelétrico substitutivo

Se admite que, em termos de expansão do sistema, seria possível substituir a central hidroelétrica que se está avaliando por um parque termoelétrico que de um serviço similar a custo mínimo. Esta alternativa de substituição está dada por uma combinação ótima de usinas térmicas de diferentes tipos (vapor-carvão-gás-nuclear etc.) de modo a chegar a um custo mínimo para o fator de utilização correspondente a alternativa hidroelétrica analisada.

Na ilustração (4) mostrou-se a curva de custo mínimo obtida para uma combinação de usinas vapor, gás e nu-

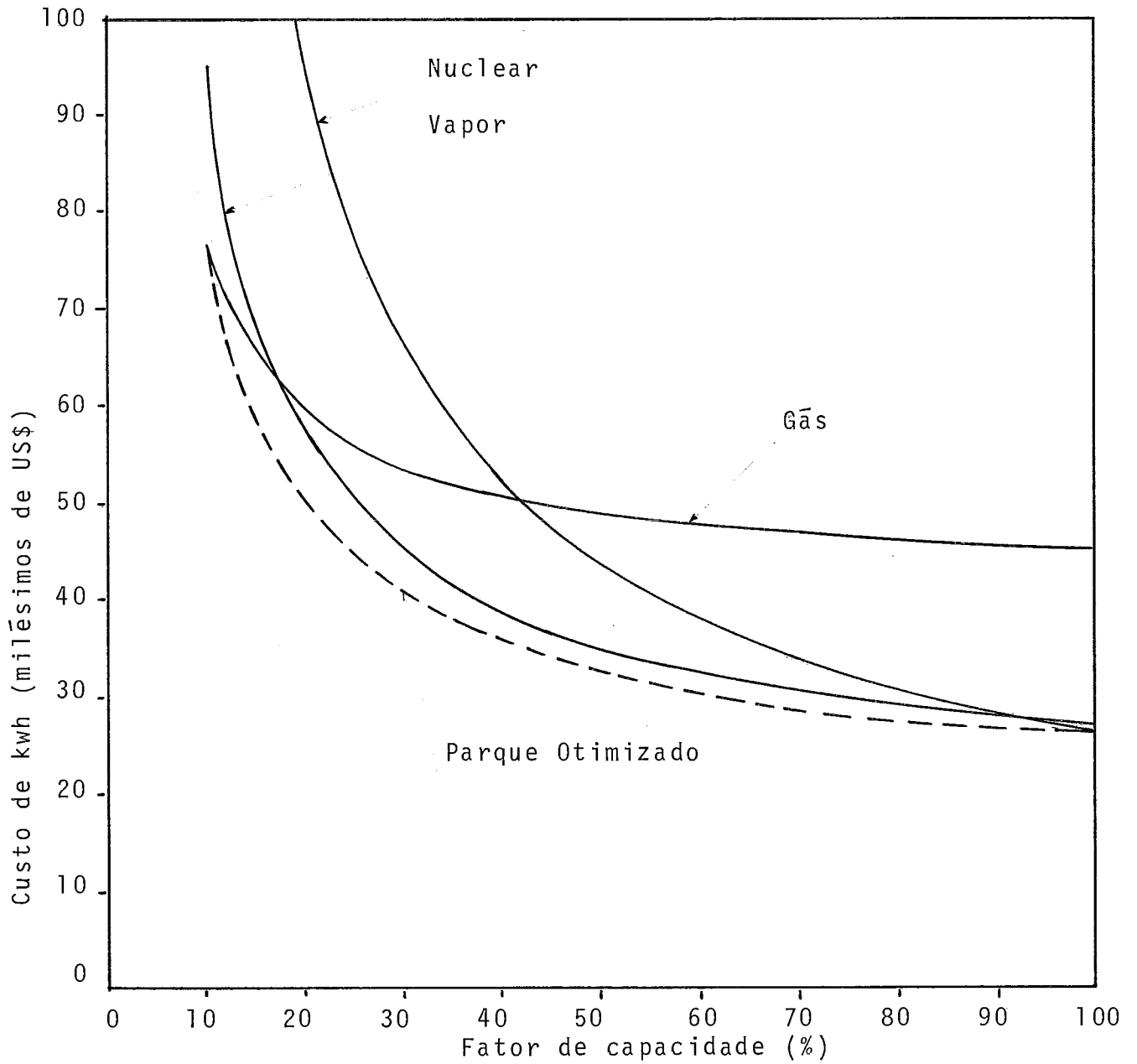


Ilustração (4) - Caso de estrutura termoelétrica ótima

clear. Observa-se que a curva representa a envolvente inferior das curvas individuais de custo. Este problema resolve-se aplicando programação dinâmica discreta.

Utilizando a curva de custo mínimo é possível definir um sistema de preços para a energia primária e potência garantida.

Neste critério a valorização da energia secundária se realiza independentemente do procedimento anterior. Se considera que a parcela colocada de ES tem valor como substituição de combustível das usinas termoelétricas de base existentes no sistema. Este valor é em geral bastante inferior ao que se atribue a energia primária. O critério exposto não tem observações se é usado como sistema de referência para comparar alternativas hidroelétricas e fixar uma ordem de prioridade entre elas.

Para o caso de uma otimização interna e uma avaliação econômica mais exatas, o critério anterior não é adequado especialmente se existem alternativas no termoelétricos mais econômicos no sistema. Nestes casos um caminho mais correto de avaliação é o seguinte:

Custos Marginais de Desenvolvimento

Os custos marginais de desenvolvimento de um sistema elétrico em expansão, em linguagem de programação matemática, são os "custos reduzidos" da variável de folga das res-

trições de demanda num "modelo global de seleção de inversões*" |³|.

Em outras palavras, os custos marginais de desenvolvimento podem definir-se com a derivada parcial da função de custo de expansão do sistema, com respeito a cada uma das variáveis que representam a demanda de fatores básicos de produção, isto é, energia firme, energia secundária e potência de ponta.

Se para um período futuro de, por exemplo, vinte anos, se há processado um modelo global de seleção de inversões no qual se tem incorporado todas as alternativas hidroelétricas e não hidroelétricas disponíveis, a avaliação de um aproveitamento marginal seria efetuado mediante a medição da poupança (medido em valor presente) que sua incorporação ao sistema provocaria.

Cabe destacar-se que os sistemas de preços obtidos pelo segundo e terceiro critérios mencionados podem ser coincidentes. Isto ocorreria se a expansão mais econômica do sistema se baseia fundamentalmente na instalação de usinas termelétricas.

* Tem por objetivo determinar a sequência de instalações primárias de geração e transmissão que permitam satisfazer a demanda de potência e energia, dos anos futuros em condições de custo mínimo.

II.3 - CUSTOS

É necessário comparar os benefícios frente aos custos de um aproveitamento.

Esta comparação requer a determinação das funções de custo de cada aproveitamento. Por conveniência os custos serão separados em custos de inversões e custos de operação e manutenção.

II.3.1 - Custos de Inversão

O objetivo dos orçamentos das obras é diferente segundo o nível dos estudos nos quais se requerem. Para estudos de inventário e previabilidade, nos quais a meta é efetuar uma otimização interna básica e avaliações econômicas destinadas, exclusivamente a selecionar as melhores alternativas para continuar com estudos mais avançados, interessa fundamentalmente, que estes sejam comparáveis.

Por tanto, as principais condições que devem cumprir os orçamentos empregados para estudos de inventário e previabilidade são:

- . Níveis monetários comuns;
- . Critérios iguais para assinar imprevistos;

- . Procedimentos similares para cálculos de custos indiretos;
- . Critérios normalizados de cálculo do projeto
- . Homogeneidade de critérios no sistema de preços.

Se os estudos são de viabilidade, os orçamentos devem satisfazer as seguintes condições:

- . Nível monetário atualizado
- . Incluir item de gastos financeiros estimados
- . Incluir item para escalamento de preços

Cabe destacar a influência dos parâmetros básicos na função custo. A altura da barragem é a variável de maior peso nos custos de inversão e geralmente, devido a sua importância, é definida nas primeiras etapas da otimização.

A influência de potência instalada, ainda que não tem a importância da altura de barragem tem a gravitação suficiente para ser considerada em conjunto com esta. Nas etapas de estudos de inventário e prefactibilidade a otimização da potência instalada é preliminar, posto que sempre será revista em estudos mais avançados onde se incorporam condições do sistema.

A influência das obras de derivação, em função do N. Min. de Op. é em geral pequeno em relação ao custo total; ; por tanto pode considerar-se um custo médio das obras independentemente da variável N. Min. de Op.

Pelo dito anteriormente a função custo dos aproveitamentos, pode expressar-se em termos das variáveis altura de barragem e potência a ser instalada.

O critério geral seguido para a preparação da informação de custos de inversões, na forma requerida para a otimização dos parâmetros básicos é elaborar orçamentos relativamente cuidadosos para a solução pivot definida, e logo, calcular as variações em torno da dita solução mediante a utilização do Manual de Custo*, sem necessidade de estabelecer "lay-out" para cada uma das variantes.

A anterior se concreta nas chamadas "matrizes de custos de inversões" as quais apresentam-se, em função das alturas de barragens e da potência a instalar-se, dentro das ordens de variações estabelecidas.

* Os manuais de custos permitem a elaboração rápida de orçamentos e atualizações dos mesmos, com critérios homogêneos e objetivos.

II.3.2 - Custos de Operação e Manutenção

Além do custo de inversão do aproveitamento, devem ser considerados os gastos de operação e manutenção através de sua vida útil.

Estes gastos de operação e manutenção em aproveitamentos hidroelétricos correspondem em grande proporção a pagamento de pessoal, ou seja, são considerados como gastos anuais fixos. Os gastos variáveis é um item relativamente pequeno ($\approx 1 \times 10^{-3}$ US\$/Kwh) e normalmente são desprezíveis ou são incorporados aos gastos fixos.

Dois critérios são usados para representar os gastos de operação e manutenção. Expressar em custo unitário por ano (i.e. US\$/Kw/ano) em função do tamanho da usina ou, expressar em valor anual como um % da inversão total do projeto. Este segundo critério considera implicitamente que o custo anual de operação e manutenção tem uma economia de escala igual a das inversões. No modelo se adapta o segundo critério.

Em caso de estudos mais refinados é necessário uma análise mais detalhada.

Além dos custos de inversões, operação e manutenção devem considerar-se um item por conceito de reposições intermediárias.

Este item está vinculado a vida útil do projeto e é tratado em forma separada como inversões adicionais. A respeito nos referiremos no numeral seguinte.

II.4 - CÁLCULO ECONÔMICO

Nos estudos de avaliação econômica é usual considerar os seguintes parâmetros econômicos.

II.4.1 - Parâmetros Econômicos

Parâmetros Macroeconômicos :

- Hipóteses de inflação
- Taxa de atualização
- Taxa de câmbio

Parâmetros microeconômicos

- Vida útil
- Horizonte de estudo.

A justificação para o uso de tais parâmetros em estudos de projetos é extensa e ainda certos critérios são motivos de discussões. Aqui são mencionaremos aqueles critérios que são considerados em estudos de aproveitamentos hidroelétricos.

A nível de estudos de inventário e previabilidade se considera injustificado incluir hipóteses de inflação se a finalidade dos estudos é avaliar e comparar alternativas. Os cálculos são feitos em moeda atual correspondente a um nível monetário dado.

Ao contrário, os estudos econômicos a nível de viabilidade devem incluir hipóteses de inflação interna e externa; por tanto, se devem fixar taxas de escalonamento de custos. Isto é necessário porque este tipo de estudos tem por objetivo visualizar a situação de fluxo de caixa e indicadores econômicos que se especificam em moeda corrente.

Com referência a taxa de atualização, considera-se esta como uma ferramenta econômica para a tomada de decisões de inversões, mediante comparações em valor presente.

Para clarear o sentido de "taxa de atualização", convém definir:

Custo de capital

Entende-se como o pagamento total que o investidor deve fazer, para obter os recursos que precisa no mercado financeiro (juros e despesas financeiras).

Rentabilidade do mercado

Corresponde as utilidades que o investidor poderia obter empregando os recursos em melhor oportunidade de investimento disponível no mercado (custo de oportunidade do capital).

Rentabilidade social

Este é um critério similar ao anterior, pelo qual o conceito de utilidades está medido através da avaliação social dos projetos.

Admite-se [2] que a melhor metodologia, para avaliações com critério de mercado, é considerar o custo real do capital para o cálculo de interesses intercalados das inversões durante o período de construção; e utilizar critério de valor de oportunidade, para definir a taxa de atualização dos benefícios e gastos durante o período de operação do projeto.

Projetos de infraestrutura, como são os aproveitamentos hidroelétricos, normalmente são financiados através de organismos internacionais de desenvolvimento, e inclusive com empréstimos de governos. Nestes casos as condições são relativamente brandas. Dali que taxas de 6 a 8% podem adaptar-se para o cálculo de interesses intercalados.

Em bases a estudos de rentabilidade real de diferentes setores econômicos de países latino-americanos, se deduz que taxas de atualizações de 10% a 15% são representativas do mercado de oportunidades de investimentos.

Em todo caso, para cada projeto importante e cada país, deverá realizar-se uma análise que permita adaptar valores reais de taxa de juros e taxa de atualização.

Com relação a taxa de câmbio a ser usada nos estudos, esta deve responder a uma análise cuidadosa. Simplesmente se dirá que o valor de câmbio a adaptar-se deverá ser representativo no futuro imediato e baixo situações de normalidade.

A respeito da vida útil que deve ser considerada nos projetos de aproveitamentos hidroelétricos tem-se que diferenciar-se o que se chama vida útil física, da vida útil econômica. A depreciação dos projetos deve aplicar-se a vida útil econômica.

Aspectos de reposições intermediárias e de valores residuais da inversão intervêm neste problema.

É usual adotar para o presente tipo de estudos, a seguinte estrutura de custo de uma usina hidroelétrica.

Quadro II.1 - Estrutura de inversão em usinas hidroelétricas

ITENS	PARTICIPAÇÃO %	VIDA ÚTIL (ANOS)
Obras civis	75	50
Turbinas e geradores	15	32
Equipamentos elétricos	3	22
Equipamentos de controle	5	19
Tubagens, acessórios e outros	2	34
	100	

Com esta estrutura se obtém uma anualidade que corresponde, aproximadamente, a uma vida útil econômica equivalente de 40 anos.

Do anterior se desprende que há duas alternativas para assinar a vida útil dos projetos:

1. Se considera a vida útil que corresponde a instalação total em seu conjunto, incluindo cargos por reposições intermediárias de acordo com a estrutura dos orçamentos.
2. Se simplifica o procedimento considerando uma vida útil equivalente excluindo qualquer cargo por reposições intermediárias.

No modelo proposto se aplica a primeira alternativa.

A respeito do problema de horizonte de estudo, este não é considerado no presente tipo de estudo, porque a análise genérica de aproveitamentos hidroelétricos comparadas entre si ou com outro tipo de usinas pode desenvolver-se mediante a técnica de custos anuais.

II.4.2 - Critérios de Valor

As técnicas mais usadas para otimizar o aproveitamento de recursos hidroelétricos são as seguintes:

- . Benefício Líquido Atualizado (BNA)
- . Taxa Interna de Retorno (TIR)
- . Relação Benefício/Custo (RBC)

Estes procedimentos são utilizados em forma marginal, quando se trata de cálculos de otimização interna o dimensionamento do projeto, e em forma absoluta, quando o cálculo é de avaliação.

Também sobre qual das técnicas, deveria utilizar-se, é assunto de discussão dependendo do tipo de problema a ser analisado. Em resumo se indicará somente que o critério econômico que se deve usar tanto para as otimizações internas como nas avaliações econômicas é o benefício líquido atualizado (BNA). Na prática, entretanto, dificilmente os três critérios indicados dão prioridades diferentes. Por tanto, é aceitável seu uso alternativo como critério de valor para otimizar apro-

veitamentos hidroelétricos.

Em estudos de dimensionamento, como é o caso que nos ocupamos, pois queremos definir alturas de barragem, potências instaladas, etc., o ótimo se determina, maximizando o BNA, determinando o último incremento para o qual o BNA marginal é positivo. Para otimizações internas contínuas, este é quando não foi definido ainda o tamanho dos grupos da central é preferível usar o critério de maximizar o BNA absoluto. Este último critério foi utilizado no modelo proposto.

CAPÍTULO IIIFORMULAÇÃO MATEMÁTICAIII.1 - INTRODUÇÃO

Na ilustração (5) se pode apreciar a concepção esquemática de desenvolvimento de uma bacia. Se define um esquema composto de K reservatórios com suas correspondentes usinas.

O modelo se formula através de T etapas de tempo correspondentes a uma certa sequência hidrológica, necessária para a avaliação da produção.

O modelo se define em termos das seguintes variáveis:

De Operação	{	. Descargas Turbinadas $QT(i, j)$
		. Vertimento $V(i, j)$
		. Níveis $N(i, j)$
		. Restituição $R(i, j)$
		. Saltos Máximos $S_{m\acute{a}x}(i)$
		. Saltos Mínicos $S_{m\grave{i}n}(i)$

De Produção	{	. Potência Firme $PF(i)$
		. Geração Firme $GF(i)$
		. Geração Média $GM(i)$

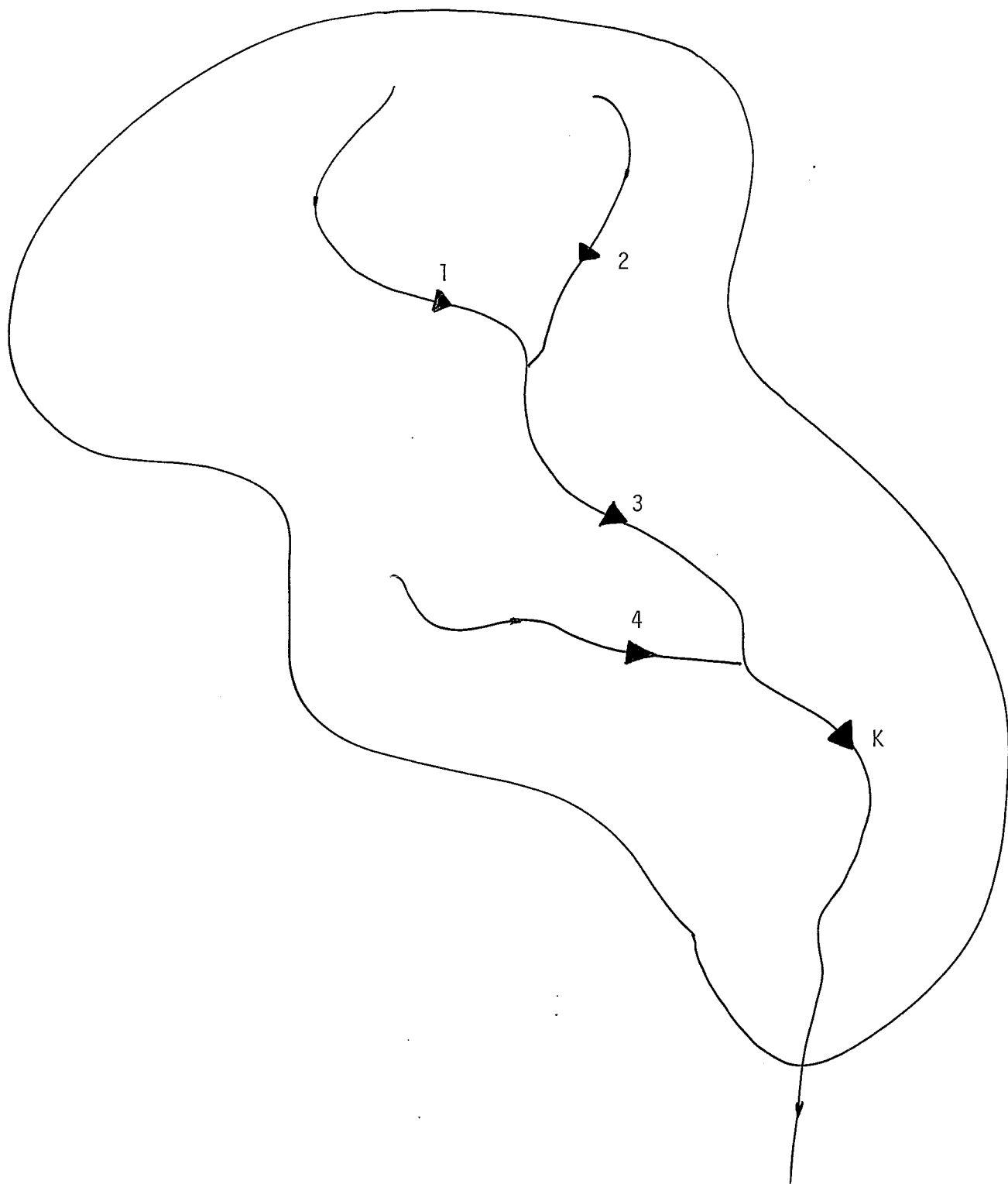


Ilustração (5) - Concepção esquemática do desenvolvimento hidroelétrico de uma bacia

De Instalação $\left\{ \begin{array}{l} \cdot \text{Potência } PI(i) \\ \cdot \text{Altura de Barragem } H(i) \end{array} \right.$

Donde:

$i = 1, 2, \dots, K$ reservatório do esquema

$j = 1, 2, \dots, T$ etapas de tempo

Em forma simbólica o modelo tem a seguinte estrutura:

Max BNA = $f(PF, GF, GM, PI, H)$

sujeita a: Restrições de

Transformação de estado (níveis) dos reservatórios = $f(N, Q^T, V)$

Nível máximo de Operação = $f(N, H)$

Nível mínimo de Operação = $f(N, H)$

Definição de cota de restituição por descarga = $f(R, Q)$

Definição de cota de restituição por reservatórios
a jusante = $f(R, N)$

Definição de saltos mínimo = $f(N, R, \underline{S})$

Definição de salto máximo = $f(N, R, \overline{S})$

Definição de geração mínima = $f(GM, PI)$

Definição de geração máxima = $f(GM, PI)$

Definição de potência firme por salto = $f(\underline{S}, \bar{S}; PI, PF)$

Definição de potência firme por geração firme = $f(GF, PF)$

Definição de potência firme por indisponibilidade de equipamento eletro-mecânico = $f(PI, PF)$

O problema é não linear devido principalmente a que a conversão água energia requer o produto de duas variáveis de operação e também a relação cota-área-volume dos reservatórios não é linear.

III.2 - FUNÇÃO OBJETIVO

A otimização dos parâmetros básicos de projeto se determinará pela maximização do benefício líquido atualizado BNA, obtido de todos os aproveitamentos incluídos no esquema em estudo, expressados em valor anual equivalente.

Os benefícios se medem com a diferença dos ingressos vinculados a produção, menos os custos de inversão, gastos de operação dos aproveitamentos e custos de reposições intermediárias. Como parte da produção é eminentemente aleató-

ria, os ingressos da produção, e por tanto o benefício líquido, devem expressar-se em termos de valor esperado.

O critério adotado para expressar as receitas e custos é o valor presente à data de entrada em operação das usinas, expressado em valor anual equivalente, por tanto, as inversões incluem os juros durante seu período de construção.

O critério de valor esperado, se baseia na operação sequencial dos reservatórios através das etapas de tempo adotadas. Na verdade, deverá utilizar-se uma estatística hidrológica representativa do regime, entretanto, se considera suficientemente aproximado usar uma pequena sequência sintética que permita avaliar a produção firme e secundária.

Uma das hipóteses básicas do modelo, é que as usinas entram em serviço simultaneamente, esta é não se considera a influência da sequência de construção.

Com estas hipóteses as características dos aproveitamentos são determinadas numa situação final de ótimo integrado.

III.2.1 - Função de Receitas

A receita anual obtida de cada aproveitamento está dado pela seguinte expressão:

$$I(i) = ppf \cdot PF(i) + pgf \cdot GF(i) + pgs \cdot fc \cdot GS(i)$$

onde:

ppf = "preço" da potência firme por unidade de potência e por ano

pgf = "preço" da energia firme por unidade de energia

pgs = "preço" da energia secundária por unidade de energia

fc = fator de colocabilidade de ES no mercado

PF(i) = potência firme e garantida do aproveitamento i

GF(i) = geração anual firme do aproveitamento

GS(i) = geração anual secundária do aproveitamento

i = 1, 2, ..., K aproveitamentos

Como

$$GS(i) = GM(i) - GF(i)$$

onde:

GM(i) = geração anual média do aproveitamento i

A receita anual por aproveitamento será:

$$I(i) = ppf \cdot PF(i) + pgf \cdot GF(i) + pgs \cdot fc [GM(i) - GF(i)] \quad (1)$$

As expressões matemáticas de PF, GF e GM se explicitaram mais adiante conforme se desenvolve o modelo. A definição conceptual foi dado no numeral III.2.1.

III.2.2 - Função de Custos

O custo anual se obtem da soma das seguintes componentes:

- 1) Quantia que deve ser retirada anualmente durante a vida útil do projeto para recuperar o capital invertido. Este valor se determina aplicando o fator de recuperação do capital.
- 2) Quantia que deve ser retirada anualmente para substituição de equipamentos, instalações e/ou máquinas que tem vida útil menor que a do aproveitamento global. Este item é calculado aplicando o denominado fator de reposições intermediárias.
- 3) Quantia anual por gastos de operação e manutenção. Este valor, neste modelo, se expressará como um % da inversão inicial.

Então a expressão do custo anual seria:

$$C(i) = (frc + fri + fom) \cdot f_1 [H(i), PI(i)] \quad (2)$$

onde:

frc = fator de recuperação do capital

fri = fator de reposições intermediárias

fom = fator de gastos de operação e manutenção

f_1 = função de custo de inversão total (incluem juros durante a construção)

$i = 1, 2, \dots, K$ aproveitamentos.

III.2.3 - Função Objetivo

De acordo com (1) e (2) o benefício líquido atualizado de cada aproveitamento expressado em valor anual equivalente está dado por

$$\begin{aligned} BNA(i) &= I(i) - C(i) \\ &= ppf.PF(i) + pgf.GF(i) + pgs \cdot fc [GM(i) - GF(i)] \\ &\quad - (frc + fri + fom)f_1 [H(i), PI(i)] \end{aligned}$$

Separando variáveis teremos:

$$\begin{aligned} BNA(i) &= ppf.PF(i) + (pgf - pgs \cdot fc) \cdot GF(i) + pgs \cdot fc \cdot GM(i) - \\ &\quad - (frc + fri + fom) \cdot f_1 [H(i), PI(i)] \end{aligned} \quad (3.a)$$

A função objetivo se resume a:

$$\text{maximizar } \sum_{i=1}^K \text{BNA}(i) \quad (3.b)$$

onde K = número de aproveitamentos do esquema

III.3 - RESTRIÇÕES

III.3.1 - Restrições de Transformação de Estados

Em base à ilustração (6) do balanço hídrico num reservatório i na etapa j podemos representar a relação de continuidade que nos permita calcular os níveis finais do reservatório nas etapas de tempo consideradas. A equação se expressa em função de descargas, níveis iniciais e afluências dos reservatórios.

Para $i = 1, 2, \dots, K$ reservatórios

e $j = 1, 2, \dots, T$ etapas de tempo

se tem:

$$VL(i, j+1) - VL(i, j) + QT(i, j) + V(i, j) - \sum_{\hat{i} \in I} [QT(\hat{i}, j) + V(\hat{i}, j)] - p(i, j) = A(i, j) = QA(i, j)$$

onde:

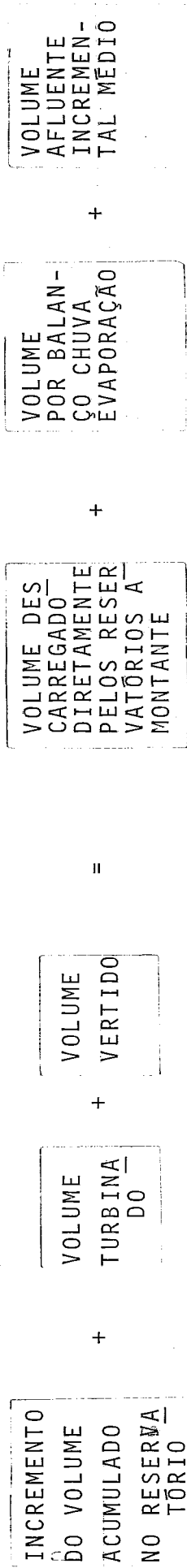


Ilustração (6) - Balanço hidrífico de um reservatório ao final de uma etapa

- $VL(i, j+1)$ = volume acumulado do reservatório ao final da etapa j
 $VL(i, j)$ = volume acumulado do reservatório ao início da etapa j
 $QT(i, j)$ = descarga turbinada pelo reservatório i na etapa j
 $V(i, j)$ = vertimento do reservatório i na etapa j
 I = conjunto de reservatórios a montante do reservatório i e descarregando diretamente nele
 $p(i, j)$ = balanço precipitação menos evaporação por unidade de área e de tempo
 $A(i, j)$ = área média do reservatório i durante a etapa j
 $QA(i, j)$ = vazão afluente incremental média do reservatório i durante a etapa j

Para compatibilidade da expressão e para facilidade de cálculo as grandezas representadas na equação se expressam em $m^3/s/etapa$.

No modelo nos interessa explicitar a variável nível do reservatório, por isto, utilizando a relação cota-área-volume podemos incorporar na expressão dita variável

$$VL(i, j+1) = f_2[N(i, j+1)]$$

$$VL(i, j) = f_2[N(i, j)]$$

igualmente

$$A(i, j) = f_3 [N(i, j), N(i, j+1)]$$

temos que a relação de continuidade se expressaria como:

$$\begin{aligned} f_2 [N(i, j+1)] - f_2 [N(i, j)] + QT(i, j) + V(i, j) - \\ - \sum_{\hat{i} \in I} [QT(\hat{i}, j) + V(\hat{i}, j)] - \\ - p(i, j) \cdot f_3 [N(i, j), N(i, j+1)] = QA(i, j) \end{aligned} \quad (4)$$

Observe-se que a equação expressa também a relação descarga-afluência nos reservatórios em cascata. Terão K.T equações deste tipo.

III.3.2 - Níveis de Operação N(i, j)

Os níveis do reservatório devem variar em forma contínua numa ordem de variação dada por σ nível mínimo técnico do reservatório (N.Min.Tec.) e σ nível máximo de operação (N. Máx. de Op.). Em forma de restrição significa que

$$N.Min.Tec.(i) \leq N(i, \hat{j}) \leq N. Max. de Op.(i)$$

Os limites superior e inferior é possível expressar-los em função da altura de barragem, isto é:

$$N. Min. Tec.(i) = f_4 [H(i)]$$

$$N. Max. de Op.(i) = f_5 [H(i)]$$

Logo a restrição seria

$$f_4[H(i)] \leq N(i, \hat{j}) \leq f_5[H(i)]$$

relaxando teremos

$$f_4[H(i)] - N(i, \hat{j}) \leq 0 \quad (5)$$

$$N(i, \hat{j}) - f_5[H(i)] \leq 0 \quad (6)$$

aqui $N(i, \hat{j})$ representa o nível do reservatório ao começo da etapa. $\hat{j} = 1, 2, \dots, T+1$ níveis considerados

No total, terão $K \times T + 1$ restrições tipo (5) e também $K \times T + 1$ restrições tipo (6).

III.3.3 - Cotas de Restituição $R(i, j)$

A cota de restituição do aproveitamento i na etapa j pode ser definida em base à curva de descarga correspondente ou por o nível médio do reservatório e jusante admitindo a possibilidade de afogamento da usina em algumas etapas do período considerado.

Com essas considerações o nível de restituição que o modelo deve selecionar é o maior nível entre os dois níveis mencionados. Esta condição poderá ser representada como:

$$R(i, j) = \max \begin{cases} f_6[QT(i, j)] & (7) \\ f_7[N(i+1, j), N(i+1, j+1)] & (8) \end{cases}$$

donde:

$R(i, j)$ é o nível de restituição da usina i na etapa j

f_6 representa a curva de descarga, ou seja, o nível de restituição expressado em função da vazão turbinada

f_7 representa o nível médio do reservatório a jusante

III.3.4 - Salto de Operação $S_{\min}(i)$, $S_{\max}(i)$

O salto médio de operação da usina na etapa j podemos expressar como sendo a diferença do nível médio do reservatório na etapa j menos o nível de restituição nessa etapa. Esta definição se utilizará para expressar a função geração. Deste modo o modelo será explicitado em função das variáveis que nos interessam.

Para o cálculo da potência firme se requer conhecer os saltos mínimos e máximos das usinas e através das etapas de tempo j . Estas variáveis ficam definidas como:

$$S_{\min}(i) = \min_j \left[\frac{N(i, j) + N(i, j+1)}{2} - R(i, j) \right] \quad (9)$$

$$S_{\max}(i) = \max_j \left[\frac{N(i,j) + N(i,j+1)}{2} - R(i, j) \right] \quad (10)$$

Cada uma das expressões dão origem a $K \times T$ restrições.

III.3.5 - Geração Média GM(i, j) e GM(i)

A energia média, GM(i, j) gerada pela usina i na etapa j se expressa em função da vazão turbinado, o nível médio do reservatório e o nível de restituição.

Sua representação seria:

$$GM(i,j) = f_g [N(i,j), N(i,j+1), R(i,j), QT(i, j)]$$

A expressão adotada se dará mais a frente.

A variável geração média tem limitação superior e inferior, isto é:

$$G_{\min}(i,j) \leq GM(i,j) \leq G_{\max}(i, j)$$

A geração máxima o limite superior de geração está dada por limitações de instalação e principalmente pela possibilidade de que essa energia será absorvida pelo mercado.

O limite inferior representa a geração mínima necessária que a usina deve produzir para garantir a potência ao sistema, nas horas de máxima demanda. Em outras palavras dita geração deve ser superior a um mínimo necessário para apoiar a potência firme que requer o sistema em condições críticas.

Como neste modelo estamos considerando a otimização da bacia isolada do sistema, implica que a geração mínima e máxima não são definidas em função das características do mercado. Entretanto, é possível considerar uma geração máxima e mínima aproximada determinada mediante o que denominaremos os fatores de utilização da usina.

Estes fatores basicamente representam o tempo máximo e mínimo por etapa que a usina pode operar com sua capacidade instalada. Então a restrição representará assim:

$$h \cdot f_{\min} \cdot PI(i) \leq GM(i,j) \leq h \cdot f_{\max} \cdot PI(i)$$

onde:

h = número de horas por etapa

f_{\max} = fator de utilização máxima

f_{\min} = fator de utilização mínima

$PI(i)$ = potência instalada da usina i

Neste modelo se considera que h , f_{\max} , f_{\min} são constantes para todas as usinas.

Relaxando a restrição teremos que:

$$GM(i,j) \geq h \cdot f_{\min} \cdot PI(i) \quad (11)$$

$$GM(i,j) \leq h \cdot f_{\max} \cdot PI(i) \quad (12)$$

A geração média anual da usina fica definida pela seguinte expressão

$$GM(i) = \frac{E}{T} \sum_{j=1}^T GM(i, j)$$

onde:

E é o número de etapas de tempo por ano.

Deve observar-se que tanto $GM(i, j)$ como $GM(i)$ não se consideram variáveis explícitas, elas se expressam em função da vazão turbinada, nível do reservatório e nível de restituição.

III.3.6 - Geração Firme $GF(i)$

A energia firme ou primária $GF(i)$ é a geração anual que uma usina pode garantir durante uma alta porcentagem

de tempo. No caso do presente modelo se hã assumido uma garantia, de 100% e por tanto coincide com a potência contínua quando $GF(i)$ estã dado em MW médios. A expressão é a seguinte:

$$GF(i) = E \cdot \min_j [GM(i, j)] \quad (13)$$

onde:

$GF(i)$ = é a energia firme anual da usina i

III.3.7 - Potência Firme PF(i)

Em forma geral se define a potência garantizada ou potência firme como a potência que a usina pode garantir nas horas de máxima demanda em condições críticas de afluência e salto.

Três condições se consideram no modelo para definir a potência firme.

- 1) Que a potência seja possível de ser obtida fisicamente a salto mínimo disponível.
- 2) Que existe energia firme suficiente para dar a potência durante um certo número de horas no período de máxima demanda dos dias médios de trabalho. Dito em outras palavras é a máxima potência colocável numa curva hipotética de demandas com a energia firme disponível (máximo empuntamento possível).

3) Que exista disponibilidade eletro-mecânica do equipamento.

Essas condições se consideram aproximadamente pelas seguintes expressões:

Primeira Condição:

$$PF(i) \leq \left[\frac{S_{\min}(i)}{S_{\max}(i)} \right]^{\alpha} \cdot PI(i)$$

Esta expressão representa uma aproximação da curva potência-vazão para a máxima abertura do distribuidor e assume que a potência instalada corresponde a uma caída de projeto igual ao salto máximo. Neste modelo $\alpha = 3/2$.

Segunda Condição:

$$PF(i) \leq \frac{GF(i)}{h \cdot f_{\min}}$$

onde:

$GF(i)$ = energia firme anual

h = número de horas médias do ano

f_{\min} = fator de utilização mínima. Se assume constante para todas as usinas do esquema.

Terceira Condição:

$$PF(i) \leq d \times PI(i)$$

onde:

d é a taxa de disponibilidade do equipamento eletro-mecânico.

Se assume constante para todos os aproveitamentos.

Deste modo a potência firme representa o menor valor de potência de ponta disponível com certa garantia.

O anterior se resume na seguinte expressão:

$$PF(i) = \text{Min} \left\{ \begin{array}{l} \left[\frac{S_{\min}(i)}{S_{\max}(i)} \right]^{3/2} \cdot PI(i) \quad (14) \\ \frac{GF(i)}{h \cdot f_{\min}} \quad (15) \\ d \cdot PI(i) \quad (16) \end{array} \right.$$

Das condições expressadas a primeira é a mais importante, porque em períodos hidrológicos críticos, quando os reservatórios alcançam seus níveis mínimos, a vazão turbinável diminui consideravelmente com relação à vazão nominal da turbina.

CAPÍTULO IV

APLICAÇÃO DO MODELO

Como exemplo de aplicação do modelo se apresenta a otimização acima do esquema de aproveitamentos definido sobre o curso principal do Rio-Quijos-Coca localizado na região Amazônica da República do Equador.

Os dados e informações utilizadas foram obtidas do Instituto Equatoriano de Eletrificação (INECEL) entidade encarregada do planejamento, implementação e operação do sistema de abastecimento de energia elétrica no Equador.

Na ilustração (6) se mostra o esquema de aproveitamentos em sua concepção global como foi definido. Neste esquema se elege três alternativas de integração para as quais se aplica o modelo e sobre cujos resultados se realiza a análise do modelo proposto.

As alternativas de integração estudadas são:

- Salado (aislado)
- Salado-Maño-Codo-Sinclair
- El Chaco-Salado-Maño-Codo-Sinclair

IV.1 - DADOS DE ENTRADA AO MODELO

IV.1.1 - Implementação Linear

Como se indica no numeral II.1, o procedimento de otimização, requer que para cada aproveitamento do esquema se tenha definido o intervalo de variação da altura de barragem em torno de uma altura pivote. Para um conjunto de alturas de barragem dentro da ordem de variação deve definir-se outra ordem de variação da potência instalada.

Esta ordem se define em função do fator de instalação ($PI = \frac{1}{FI} \times PC$), se adapta que o mínimo equipamento corresponderá a um fator de instalação de 0.75 e o máximo a um fator de instalação de 0.25.

Também para cada altura de barragem se determina um nível mínimo de operação, este nível corresponde ao maior nível entre os mínimos requeridos por razões de sedimentação e cavitação. Se há denominado solução pivote ao que corresponde a altura de barragem pivote e uma potência instalada correspondente a um fator de instalação de 0.5.

Como se indicou, o problema é não linear. Uma alternativa para a solução do problema é apresentá-lo como um problema de programação linear. Este fato facilita seu processamento porque permite aproveitar as vantagens de dispor o MPS - tempo do sistema Burroughs do NCE, que por sua capacidade permite a resolução de problemas de grande porte.

Para a implementação linear do modelo foram calculados regressões lineares simples e múltiplas para determinar as seguintes funções lineares requeridas no modelo.

1. Cota em função do volume acumulado
2. Área em função do volume acumulado
3. Cota de restituição em função da descarga
4. Nível máximo em função da cota de coroamento
5. Nível mínimo em função da cota de coroamento
6. Potência em função do salto mínimo, salto máximo e potência instalada, em substituição da expressão (14)
7. Custo total em função da altura de barragem e potência instalada

8. Geração média em função da vazão turbinada e do salto.

Nos quadros nº IV.01 a IV.06 se apresentam as seis primeiras correlações; as 7 e 8 se apresentaram nos numerais seguintes.

Com referência as regressões deve observar-se que elas foram calculadas para o intervalo de variação total das variáveis. Em geral os resultados são bons; pois obtiveram-se coeficientes de correlação da ordem de 0,99 e os erros são admissíveis.

Quadro nº IV.01 - Regressão cota = f(volume)

$$C = a + b \cdot V$$

APROVEITAMENTO	a	b
Malo-Codo Sinclair	1556.0	0.0952
Salado	1302.0	0.0825
El Chazo	1251.0	0.2310

C = cota em (m)

V = volume em (10^6 m^3)

Quadro nº IV.02 - Regressão $\bar{a}rea = f(\text{volume})$

$$A = a + b \cdot V$$

APROVEITAMENTO	a	b
El Chaco	2.9	0.0163
Salado	4.6	0.0130
Maló-Codo Sinclair	1.7	0.0882

A = $\bar{a}rea$ em (km²)

V = volume em (10⁶ m³)

Quadro nº IV.03 - Regressão cota restituição = f(descarga)

$$R = a + b \cdot D$$

APROVEITAMENTO	a	b
El Chaco	1469.0	0.0030
Salado	1259.9	0.0020
Maló-Codo Sinclair	599.5	0.0018

R = cota de restituição (m)

D = descarga em (m³/s)

Quadro nº IV.04 - Regressão nível mínimo = f (cota de coroanamento) N. Min. = a + b. H

APROVEITAMENTO	a	b
El Chaco	-31671.0	19.5387
Salado	-17356.0	12.9195
Malo-Codo-Sinclair	- 5115.0	4.0683

H = altura de barragem representado pela cota de coroanamento em (m)

N.Min. = nível mínimo em (10^6 m^3) representado em volume

Quadro nº IV.05 - Regressão nível máximo = f(cota de coroanamento) N. m \bar{x} = a + b. H

APROVEITAMENTO	a	b
El Chaco	-24952.9	15.7266
Salado	-19718.9	14.9594
Malo-Codo Sinclair	- 6836.0	5.443

N. m \bar{x} . = nível máximo representado em volume em (10^6 m^3)

Quadro nº IV.06 - Regressão Potência = f (salto min., salto máx., potência inst.)

$$P = a + b \cdot S_{\min} + c \cdot S_{\max} + d \cdot PI$$

APROVEITAMENTO	a	b	c	d
El Chaco	-5.2	5.4492	-3.9760	0.6476
Salado	2.9	8.9288	-6.5591	0.6425
Malo-Codo Sinclair	0.0	8.8200	-8.7800	0.9532

P = potência em (MW)

S_{\min} = salto mínimo em (m)

S_{\max} = salto máximo em (m)

PI = potência instalada em (MW)

IV.1.2 - Série Hidrológica

No quadro nº IV.07 mostra-se a série hidrológica utilizada. Note-se as seguintes observações:

No modelo requerimos avaliar adequadamente a energia firme, energia secundária e potência garantida; para este objetivo se considera a operação em quatro anos hidrológicos típicos representado por afluências bimensais médias elegidas para durações mensais representativas. Se utilizaram durações tipo 20%, 40%, 60% e 80%. Estas últimas afluências determinam o ano seco e se utiliza para definir a produção firme.

A série hidrológica se tem obtido baseando-se nas curvas de variação estacional, de modo a garantir que todos os aproveitamentos tenham a idêntica seguridade hidrológica.

As principais características do regime hidrológico são as seguintes:

O trecho do rio, utilizado no estudo, tem um comportamento homogêneo, isto é, os anos que foram secos e aqueles que foram chuvosos, afetam em forma similar a todos os aproveitamentos.

- As afluências anuais tiveram variações relativamente baixas, ($\pm 30\%$), enquanto que a variação estacional é alta ($\pm 70\%$).
- O ano mais seco da série histórica é comum para todos os aproveitamentos.
- O ano seco tem uma afluência 30% inferior à média, enquanto que o ano chuvoso apresenta uma diferença superior à média de ordem de 20%.

Quadro nº IV.07 - Série Hidrológica - Quatro anos hidrológicos típicos (m³/s meia bimensal)

DURAÇÃO MENSAL	DURAÇÃO ANUAL	APROVEITAMENTOS		
		EL CHACO	SALADO	MALO
20%		179,0	286,2	298,5
		232,4	370,9	386,1
		355,4	565,4	595,0
		257,1	396,1	411,8
		208,7	323,5	340,8
		188,0	303,8	313,6
Médio Anual	1%	236,8	374,3	391,0
40%		148,7	241,9	253,2
		205,7	333,1	349,4
		317,1	492,8	514,0
		230,4	359,8	373,5
		171,4	275,6	289,5
		155,8	256,0	264,8
Médio Anual	36,5%	204,9	326,5	340,7
60%		126,0	207,6	218,0
		183,0	298,8	315,1
		282,3	434,9	451,6
		205,2	325,0	338,8
		144,2	240,9	251,7
		129,6	217,7	226,0
Médio Anual	72,2%	178,4	287,5	300,2
80%		102,8	173,8	183,7
		156,3	257,0	271,8
		242,0	372,9	386,6
		177,4	284,2	297,0
		117,5	206,6	215,0
		101,6	177,4	184,8
Médio Anual	95,0%	149,6	245,3	256,5
Média Geral		192,4	308,4	322,1

NOTA: As vazões afluentes incrementais correspondentes se calculam como a diferença dos valores da tabela.

IV.1.3 - Preços e Custos

Preços

O sistema de preços adotado para valorizar os ingressos se baseia nos custos marginais de desenvolvimento do sistema nacional interconectado do Equador. Estes preços se obtiveram exogenamente ao modelo mediante o processamento do modelo global da seleção de inversões.

No quadro IV.08 seguinte se apresenta os preços utilizados.

Quadro nº IV.08 - Custos marginais de desenvolvimento

SISTEMA INTERLIGADO DO EQUADOR

ITEM	TAXA DE ATUALIZAÇÃO		
	8%	10%	12%
Potência firme US\$/KW/ano	36.8	38.80	40.8
Energia primária ($\times 10^{-3}$ US\$/KWh)	32.3	33.90	35.9
Energia secundária ($\times 10^{-3}$ US\$/KWh)	9.8	10.30	10.9

Custos

A função custo total dos aproveitamentos expressada em função da altura da barragem e potência instalada é requerida neste modelo. Esta função se determina a partir das matrizes de custos totais de cada um dos aproveitamentos. 0

custo total inclui o custo de inversão, os imprevistos e os juros durante a construção. A matriz de custo se prepara para distintas alturas de barragens e potências instaladas.

Os juros durante a construção será calculado para uma taxa de 8%. Como se indicou anteriormente se assume que a data de referência para o estudo é a data de entrada em operação das usinas por esta razão os juros durante a construção são incorporados ao custo das obras.

A taxa de juros adaptada deve ser tal que garanta a obtenção dos recursos financeiros. Para o cálculo dos juros durante a construção é necessário se determinar os programas de inversão. No quadro nº IV.09 se apresenta os programas adotados para diferentes períodos de construção.

Quadro nº IV.09 - Programas de inversões

ANO DE CONSTRUÇÃO	DISTRIBUIÇÃO PERCENTUAL DE CADA ANO							
	1	2	3	4	5	6	7	8
3	25	45	30					
4	20	30	30	20				
5	15	20	30	25	10			
7	5	10	20	20	20	15	10	
8	5	10	15	15	15	15	15	10

<u>Períodos de construção</u>	<u>Anos</u>
Malo-Codo Sinclair	7.5
Salado	3.5
El Chaco	4.5

A função custo se determina calculando uma regressão linear múltiplo do seguinte tipo.

$Custo = a + b \cdot \text{altura de barragem} + c \cdot \text{Potência instalada}.$

A informação para calcular esta função linear se obtêm das matrizes de custo. Os resultados obtidos se apresentam no quadro nº IV.10.

Quadro nº IV.10 - Regressão custos = f (altura de barragem, potência instalada)

$$C = a + b \cdot H + c \cdot PI$$

APROVEITAMENTOS	COEFICIENTES		
	a	b	c
El Chaco	- 7915.09	5.0915	0.4128
Salado	- 2297.15	1.9074	0.4313
Malo-Colo Sinclair	- 4900.30	4.4640	0.3821

Onde:

C = custo total (US\$ x 10⁶)

H = altura de barragem expressado em cota (m)

PI = potência instalada em (MW)

Como a função objetivo está expressada em termos de valor anual, requerimos calcular os custos anuais de capital e agregar a estes o custo por reposições intermediárias e gastos de operação e manutenção.

O custo anual de capital está determinado em base ao fator de recuperação de capital.

O custo de reposições intermediárias é calculado aproximadamente, considerando a estrutura de distribuição de inversões dada no numeral II.4.1.

O custo anual de operação e manutenção se estima representa um 0.7% do custo total dos aproveitamentos.

Os itens mencionados são calculados para taxas de atualização de 8, 10 e 12%, os coeficientes que deverão ser aplicados a função custo total se resumem no seguinte quadro:

Quadro nº IV.11 - Coeficientes de custo

ITEM	TAXA DE ATUALIZAÇÃO (%)		
	8	10	12
Fator de recuperação de capital	0.08174	0.10086	0.12042
Fator de reposições intermediárias	0.00307	0.00227	0.00167
Fator de gastos de operação e manutenção	0.00700	0.00700	0.00700
TOTAL	0.09181	0.11013	0.12911

IV.1.3 - Coeficientes da Função Objetivo

De acordo com a expressão (3) e com a informação dos quadros nºs. IV.08 e IV.11 se determinam os coeficientes da função objetivo que se apresentam no quadro nº IV.12.

Observe-se que na função objetivo consta a variável geração média $GM(i)$, em realidade, sua representação é implícita e requer que seu coeficiente seja distribuído entre as variáveis vazão turbinada, nível do reservatório e nível de

Quadro nº IV.12 - Coeficientes da função objetivo

TAXA DE ATUALIZAÇÃO %	APROVEITAMENTO	x RECEITAS			x CUSTOS		
		POTENCIA FIRME 10 ³ US\$ MW.ano	GERAÇÃO FIRME ANUAL 10-3 US\$ KWh	GERAÇÃO ME DIA ANUAL 10-3 US\$ KWh	POTENCIA INS TALADA 10-3 x US\$ MW x ano	INS RAGEM 10 ³ x US\$ m x ano	ALTURA DE BAR
8	0 Chaco	36.80	22.5	9.80	37.90	467.45	
	Salado	36.80	22.5	9.80	39.60	175.12	
	Malto	36.80	22.5	9.80	35.08	409.84	
10	0 Chaco	38.80	23.60	10.30	45.46	560.73	
	Salado	38.80	23.60	10.30	47.50	210.06	
	Malto	38.80	23.60	10.30	42.08	491.62	
12	0 Chaco	40.8	25.00	10.9	53.30	657.36	
	Salado	40.8	25.00	10.9	55.69	246.26	
	Malto	40.8	25.00	10.9	49.33	576.35	

Nota: O coeficiente de geração firme deverá multiplicar-se por 12 para obter o ingresso anual.

restituição. Isto é possível obtendo a representação linear da função geração. Utilizando as seguintes transformações obtaremos a expressão abaixo:

Consideremos:

$$E' = KE' \cdot QT \cdot Sn$$

onde:

E' = energia gerada expressada em megawatts médios (\overline{MW})

KE' = constante de energia por unidade de salto e descarga
($MW/m^3/s/m$)

QT = vazão turbinada (m^3/s)

Sn = queda líquida de água (m)

Esta expressão podemos aproximar a seguinte

$$E = KE \cdot QT \cdot Sb$$

onde:

KE = constante de energia por unidade de salto e descarga considerando uma porcentagem estimada de perdas.

Sb = Queda bruta

Com esta expressão, definindo o ordem de variação.

Para as variáveis QT e Sb, e discretizando os intervalos de variação das variáveis, podemos construir uma tabela de valores observados que nos permita calcular uma regressão linear múltipla e encontrar uma expressão aproximada do seguinte tipo:

$$E = KE(a \cdot QT + b \cdot Sb + c)$$

onde:

a, b e c são constantes calculadas na regressão

Referindo-nos a um aproveitamento i na etapa j e fazendo Sb = nível médio do reservatório - Nível de restituição teremos:

$$GM(i,j) = KE \left\{ a(i) \cdot QT(i,j) + b(i) \cdot \left[\frac{N(i,j) + N(i,j+1)}{2} - R(i,j) \right] - c(i) \right\}$$

Observa-se, por exemplo, o coeficiente da variável vazão turbinada Q(i, j) na função objetiva se obtém do produto de vários coeficientes como se apresenta a seguir:

$$\left[pgs \cdot fc \cdot KE \cdot a(i) \cdot \frac{E}{T} \right] \cdot QT(i,j)$$

Os coeficientes tal como são utilizados no modelo são calculados na rotina de dados de entrada do modelo. Aqui se apresenta os dados a partir dos quais se calculam os coeficientes do modelo.

Variáveis limitadas

As variáveis H e PI são limitadas neste modelo. A variável H tem limitação superior devido principalmente e condições topográficas e geológicas. Por outra parte a PI também é limitada inferiormente este limite se define a nível de estudos de inventário. Os limites adotados para essas variáveis são:

APROVEITAMENTOS	VARIÁVEIS			
	L. INF.		L. SUP.	
	H.	PI	H.	PI
O Chaco	-	362.6	1644.00	-
Salado	-	356.4	1388.00	-
Maio	-	2650.4	1267.00	-

IV.2 - RESULTADOS OBTIDOS

O modelo se processa utilizando o MPS - tempo implementado no NCE, foi necessário preparar um programa auxiliar, denominado programa gerador, cuja finalidade é calcular os coeficientes do modelo a partir da informação básica apresentada no numeral IV.1. Ademais os coeficientes são gravados em disco em formato tempo desde aonde são lidos pelo tempo para a obtenção das soluções.

Se obtiveram soluções para os seguintes esquemas:

Salado (isolado)

Salado-Malo Codo Sinclair

O Chaco-Salado-Malo-Codo-Sinclair

Cada esquema se processa para taxas de atualização de 8, 10 e 12%.

Os resultados se apresentam nos quadros nºs. IV.14 a IV.19.

Para o cálculo dos coeficientes do modelo se utilizaram também as seguintes constantes:

fator de colocabilidade $f_c = 1$

constante de energia $KE = 0.0074 \text{ MW/m}^3/\text{m}$. Esta constante se determinará considerando em 25% de perda de queda de água por conceito de perdas hidráulica e de instalação.

fator de utilização máxima = $f_{\max} = 0.70$

fator de utilização mínima = $f_{\min} = 0.0822$

Quadro nº IV.13 - Regressão geração média = f (vazão turbinado, salto)

APROVEITAMENTO	a	b	c
O Chaco	140	200	- 28000.00
Salado	110.9	305.0	- 33823.23
Malô	662.9	323.1	- 214187.45

NOTA: As constantes de geração apresentadas são válidas unicamente para os aproveitamentos indicados. Sua estimação pode ser melhorada se a regressão se calcula exclusivamente para o intervalo de variação das variáveis no esquema.

Para o aproveitamento Salado (isolado) se obteve também soluções considerando um fator de utilização $f_{\max} = 0.525$ com o objetivo de observar a influência desta constante nas soluções do problema. Estes resultados se apresentam nos quadros nºs. IV.20 e IV.21.

Quadro nº IV.14 - Parâmetros ótimos de operação - Esquema: Salado (isolado)

APROVEI- TAMENTO	TAXA DE ATUAL. (%)	COTA DE CORON. (m)	VAZÕES (m ³ /s)			NÍVEL DE RESERVATÓRIO (m)			SALTOS (m)			
			AFLUEN.	TURBINADO		MAX.	MIN.	MED.	NÍVEL DE REST. MED. (m)	MAX.	MIN.	
				MAX.	MIN.							MED.
SALADO	8	1388.00	308.40	409.30	205.90	304.40	1383.40	1354.20	1374.70	1260.52	122.78	93.70
	10	1388.00	308.40	397.80	205.90	301.60	1383.30	1354.20	1373.90	1260.50	122.78	93.70
	12	1388.00	308.40	393.60	205.90	303.40	1383.30	1354.20	1372.60	1260.50	122.78	93.70

Quadro nº IV.15 - Parâmetros ótimos de instalação e produção - Esquema: Salado (isolado)

APROVEITAMENTO	TAXA DE ATUALIZAÇÃO (%)	COTA DE CORONAM. (m)	POTÊNCIAS (MW)		GERAÇÃO (MW)		FATOR DE UTILIZAÇÃO (%)	
			INST.	FIRME	MÉDIA	FIRME	DE PLANTA	DE INSTAL.
Salado	8	1388.00	430.00	310.46	257.22	195.79	59.82	45.53
	10	1388.00	410.96	298.23	253.16	195.79	61.60	47.64
	12	1388.00	406.04	295.06	251.71	195.79	61.99	48.22

Quadro nº IV.16 - Parâmetros ótimos de operação - Esquema: Salado-Malo

APROVEITAMENTO	TAXA DE ATUAL. %	COTA DE CORON. (m)	VAZÕES (m ³ /s)			NÍVEL DE RESERVATÓRIO (m)			SALTOS (m)			
			AFLUEN.	TURBINADA		MAX.	MIN.	MED.	NÍVEL DE REST. MÉDIO (m)	MAX.	MIN.	
				MAX.	MIN.							MED.
Salado	8	1388.00	308.40	409.10	231.50	304.20	1384.30	1350.60	1374.10	1263.94	119.34	90.44
	10	1388.00	308.40	395.60	231.50	299.70	1384.40	1350.60	1373.50	1263.50	119.53	90.44
	12	1388.00	308.40	370.70	233.00	292.00	1384.40	1350.60	1372.10	1263.52	119.44	90.44
Malo	8	1267.00	322.10	512.10	244.7	326.00	1264.90	1260.10	1263.94	600.10	664.87	660.13
	10	1267.00	322.10	420.90	244.8	322.60	1264.90	1260.10	1263.50	600.10	664.74	660.13
	12	1267.00	322.10	386.20	244.8	318.2	1264.90	1260.10	1263.51	600.10	664.80	660.12

Quadro nº IV.17 - Parâmetros ótimos de instalação e produção - Esquema: Salado-Malo

APROVEITAMENTO	TAXA DE ATUALIZ. %	COTA DE CORON. (m)	POTÊNCIAS (MW)		ENERGIA GERADA (MW)		FAT. DE UTILIZ. (%)	
			INST.	FIRME	MÉDIA	FIRME	DE PLANTA	DE INSTAL.
Salado	8	1388.00	416.20	295.04	247.98	174.40	59.58	41.90
	10	1388.00	398.96	282.74	243.92	174.40	61.14	43.71
	12	1388.00	368.64	263.81	234.41	174.40	63.59	47.31
Malo	8	1267.00	3549.20	3410.76	1601.44	1205.30	44.56	33.50
	10	1267.00	2947.65	2795.60	1583.72	1205.30	53.73	40.89
	12	1267.00	2696.96	2556.13	1562.16	1205.30	57.92	44.69

Quadro nº IV.18 - Parâmetros ótimos de operação - Esquema: O Chaco-Salado-Maio

APROVEITAMENTO	TAXA DE ATUAL. (%)	COTA DE CORON. (m)	VAZÕES (m ³ /s)				NÍVEL DE RESERVATÓRIO (m)				SALTOS (m)	
			AFLUEN.	TURBINADA			MAX.	MIN.	MED.	NÍVEL DE REST. MÉDIO (m)	MAX.	MIN.
				MAX.	MIN.	MED.						
O Chaco	8	1644.00	192.40	261.10	137.10	191.80	1641.80	1605.40	1628.80	1469.50	172.40	135.80
	10	1644.00	192.40	257.10	137.10	191.30	1641.80	1605.40	1628.60	1469.60	172.30	135.80
	12	1644.00	192.40	250.90	137.10	189.10	1641.80	1605.60	1629.00	1469.60	172.3	135.80
Salado	8	1388.00	308.40	420.60	257.60	315.70	1381.70	1349.20	1373.20	1264.10	116.70	89.00
	10	1388.00	308.40	386.70	257.60	303.58	1381.80	1349.20	1370.10	1264.00	116.80	89.00
	12	1388.00	308.40	380.50	257.60	303.82	1381.70	1349.30	1368.20	1263.70	116.80	89.00
Maio	8	1267.00	322.10	451.3	270.44	329.54	1264.90	1260.10	1264.10	600.10	664.90	660.10
	10	1267.00	322.10	427.12	270.44	329.53	1264.90	1260.10	1264.00	600.10	664.90	660.10
	12	1267.00	322.10	395.62	270.44	324.81	1264.90	1260.10	1263.70	600.10	664.90	660.10

Quadro nº IV.19 - Parâmetros ótimos de instalação e produção - Esquema: 0 Chaco-Salado-Ma1o

APROVEITAMENTO	TAXA DE ATUALIZ. %	COTA DE CORON.(m)	POTÊNCIAS (MW)		ENERGIA GERADA (MW)		FAT. DE UTILIZ. (%)	
			INST.	FIRME	MÉDIA	FIRME	DE PLANTA	DE INSTAL.
0 Chaco	8	1644.00	378.57	294.93	227.12	182.73	60.00	48.27
	10	1644.00	371.81	290.93	226.30	182.73	60.86	49.15
	12	1644.00	362.60	284.77	224.62	182.73	61.95	50.39
Salado	8	1388.00	456.52	325.10	255.03	178.78	55.88	39.17
	10	1388.00	382.80	277.31	238.31	178.78	62.25	46.70
	12	1388.00	375.51	272.90	234.90	178.78	62.55	47.61
Ma1o	8	1267.00	3168.20	3004.00	1619.19	1331.58	51.11	42.03
	10	1267.00	2997.74	2841.48	1618.90	1331.58	54.00	44.42
	12	1267.00	2762.86	2617.60	1595.03	1331.58	57.73	48.20

Quadro nº IV.20 - Parâmetros ótimos de operação - Esquema: Salado Isolado

($f_{\max} = 0.525$)

APROVEITAMENTO	TAXA DE ATUAL. (%)	COTA DE CORON. (m)	VAZÕES (m ³ /s)			NÍVEL DE RESERVATÓRIO (m)			SALTOS (m)		
			ALFUEN.	TURBINADA		MAX.	MIN.	MED.	NÍVEL DE REST. MÉDIO (m)	MAX.	MIN.
				MAX.	MIN.						
Salado	8	1388.00	308.40	397.2	206.5	300.7	1354.1	1354.1	1374.2	122.9	93.6
	10	1388.00	308.40	372.1	206.5	292.5	1383.4	1354.1	1354.1	122.9	93.6
	12	1388.00	308.40	354.3	206.5	281.2	1383.4	1354.2	1374.1	122.9	93.6

Quadro nº IV.21 - Parâmetros ótimos de instalação e produção - Esquema: Salado isolado

($f_{\max} = 0.525$)

APROVEITAMENTO	TAXA DE ATUALIZ. %	COTA DE CORON. (m)	POTÊNCIAS (MW)		ENERGIA GERADA (MW)		FAT. DE UTILIZ. (%)	
			INST.	FIRME	MÉDIA	FIRME	DE PLANTA	DE INSTAL.
	8	1388.00	550.78	385.93	252.91	193.70	45.92	35.17
Salado	10	1388.00	510.10	359.79	243.87	193.70	47.81	37.97
	12	1388.00	481.15	341.19	235.78	193.70	49.00	40.26

CAPÍTULO V

CONCLUSÕES E SUGESTÕES

A seguir são apresentadas as principais conclusões deduzidas do modelo de otimização dos parâmetros básicos de aproveitamentos hidroelétricos em cascata.

O modelo tem uma característica fundamental, e é sua simplicidade; consequência direta das simplificações que experimenta o modelo ao considerar a otimização de um esquema de aproveitamento isolado do sistema e não levar em conta a sequência construtiva dos aproveitamentos. Entretanto, os resultados obtidos exceto a potência a instalar-se são suficientemente exatos que permitem obter importantes conclusões a nível de estudos de pré-viabilidade. Por outra parte os resultados do modelo são possíveis de melhorar se as rodadas sucessivas do modelo se reajustarem as diversas funções utilizadas para sua implementação. Considere-se que os primeiros resultados obtem-se utilizando funções calculadas para a ordem de variação total das variáveis, então se esses resultados nos permitem identificar melhor o intervalo de variação das variáveis, podemos definir mais exatamente tais funções e consequentemente obter resultados mais confiáveis.

Ademais, como o modelo utiliza uma série hidrológica composta de T etapas de tempo, dependendo do número de etapas os resultados do modelo poderiam-se considerar mais ou

menos exatos. O ideal seria utilizar uma série representativa do regime hidrológico, mas considerações de eficiência computacional levam a que se utiliza uma série hidrológica sintética. Na medida em que essa série nos permita avaliar adequadamente a produção firme e secundária os resultados do modelo são corretos.

Um outro fator que influencia nos resultados da otimização é as restrições de geração mínima e máxima. Observe-se que elas estão definidas basicamente pelos fatores de utilização mínima e máxima da usina, f_{\min} e f_{\max} . Esses fatores afetam diretamente a variável potência instalada (PI). Compara-se o valor de PI obtido para o aproveitamento SALADO isolado (ver quadro IV.13). Calculada com um $f_{\max} = 0.525$ frente a potência instalada obtida com um $f_{\max} = 0.70$ (ver quadro IV.20); então a escolha do valor de tais fatores deverá ser cuidadosa e representar embora aproximadamente, condições possíveis de operação das usinas na possível época de entrada em operação. Por outro lado deve-se enfatizar que a potência instalada obtida neste modelo é de caráter preliminar, lembre-se que o modelo não leva em consideração características do sistema ou de mercado em consequência a variável potência instalada PI será definida em estudos mais avançados. Entretanto, nos interessa conhecer a nível de estudo de pré-viabilidade o potencial energético deduzível do recurso no estudo.

Uma outra característica do modelo é sua formulação; todas as variáveis encontram-se interrelacionadas através da função objetivo e restrições, sendo o problema resolvido globalmente; obtendo-se ademais dos parâmetros básicos do projeto, que são de nosso interesse, um conjunto de parâmetros que nos definem, em forma preliminar, a política de operação do esquema de aproveitamentos no período de estudo correspondente a série hidrológica. Para este período o modelo determina o nível inicial dos reservatórios para os quais se obtem o máximo benefício, temos também os níveis dos reservatórios a princípio e fim das etapas de tempo consideradas, as vazões a serem turbinadas em cada etapa, os vertimentos produzidos e também as quedas máxima e mínima.

O fato de que as variáveis de decisão do modelo encontram-se interdependentes não permite garantir em geral a convergência a soluções adequadas. Observe-se as restrições (6) e (7) que definem o nível de restrição $R(i, j)$. O valor desta variável, o modelo deveria assinalar é o máximo menor que satisfaça as restrições. Isto não sucede sempre, por quanto $R(i, j)$ tem participação nas restrições de geração mínima e máxima; acontece que em certas etapas de tempo o valor de $R(i, j)$ fica determinado pelas restrições de geração, entretanto suas restrições permanecem inativas. Este fato produz uma pequena distorção na solução do problema pois obtem-se alguns valores de $R(i, j)$ maiores que os dados para as igualdades (6) ou (7); embora a solução obtida seja ótima.

No exemplo de aplicação a dificuldade referida foi superada considerando para cada usina sō uma das definições, segundo o reservatório a jusante influência na usina a montante ou não. Isto é, o nível de restituição está dado ou pela curva de descarga ou pelo nível do reservatório e jusante.

Com referência a eficiência computacional convém se observar os seguintes dados obtidos dos casos processados no exemplo.

Quadro nº V.01 - Dados de processamento do modelo

Nº DE RESERVATÓRIOS DO ESQUEMA	Nº DE ETAPAS DE TEMPO	Nº DE VARIÁVEIS ESTRUTURAIS	Nº DE RESTRIÇÕES	DENSIDADE DA MATRIZ (%)	** TEMPO DE CPU
1	24	103	222	1.53	00h 01'00"
2	24	206	467	0.75	00h 10'00"
3	24	309	712	0.49	00h 18'00"

* 1 etapa de tempo = 2 meses

** B. 6700

No meu critério o modelo proposto poderia considerar-se eficiente para esquemas pequenos compostos de até três aproveitamentos. Para esquemas maiores convém pensar em outra alternativa mais eficiente em termos de tempo CPU. A este respeito pode-se indicar que utilizando os mesmos critérios e definições expostas ao longo da apresentação do modelo

a possível estruturar-se uma outra metodologia baseada em aproximações sucessivas.

Em termos gerais essa outra alternativa de solução do problema compreenderia três fases de cálculo sequenciais:

FASE 1 - Avaliação de solução pivote

FASE 2 - Ajuste das alturas de barragem

FASE 3 - Definição das potências instaladas

A fase 1 teria por objetivo avaliar o benefício energético segundo a solução pivote. O benefício associado a esta solução inicializaria o processo de iterativo na procura de soluções melhores.

Na fase 2 se determinariam as alturas de barragem ótimas e os correspondentes níveis mínimos de operação em forma independente da potência instalada.

Na fase 3 se otimizaria a potência instalada para a solução ótima obtida na fase anterior.

Ao termino da fase 3 deve verificar-se se os valores ótimos das alturas de barragem e níveis mínimos de operação se vem influenciados pelas novas potências instaladas. Se

esta fosse o caso, volta-se a fase B.

O processo iterativo finalizaria quando a diferença entre duas soluções consecutivas são menores que um certo valor pré-estabelecido.

Observe-se que se propõe a otimização da altura de barragem e potência instalada em forma independente, isto é possível considerar porque a influência da primeira variável é muito superior a influência da segunda variável e por outra parte estaremos assegurando também a convergência do processo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- | ¹ | Estudios de Optimizacion de la Cuenca y de Economia Energetica. Instituto Ecuatoriano de Electrificacion(INECEL); Quito, Ecuador, 1978.
- | ² | Optimization de Aprovechamientos Hidroelectricos. Ing. Hernan Campero; HIDROSERVICE, São Paulo, 1979.
- | ³ | Modelo de Seleção de Inversões. Carlos Navas Ramos; Tese de M.Sc., - COPPE/UFRJ, 1980.
- | ⁴ | Proyectos de Inventario, Prefactibilidad y Factibilidad de Aprovechamientos Hidroelectricos - Ing. Ghazi Moammar - HIDROSERVICE, São Paulo, 1979.
- | ⁵ | Seleção de Alternativas de Divisão de Quedas e Dimensionamento de Projetos Hidroelétricos em Cascata. VI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, SC - Brasil, 1981.
- | ⁶ | Economic Evaluation and Determination of Plant Capacity and Dam Height, by D. A. Xirorostas; Water Power January, 1974.
- | ⁷ | A New Approach to Hydroelectric Energy Studies, by Dr. Peri Z., Valvis and Miltos th. Mathioudis; Water Power, August 1974.

|⁸| Power and Energy Study of Hydroelectric Plants. Valvis and Mathioudis; Journal of the Power Division; March, 1971.

|⁹| Optimization of Multiple Reservoir System, by William J. Trott and William W. G. Yeh; Journal of the Hydraulics Division, HY10 October 1973.

|¹⁰| Sistema de Programação Matemática para Sistemas de Grande Porte - Tempo. Félix Eduardo Vaca Obando; Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1977.

- Programação Linear

Nelson Maculan Filho e Mário Veiga Fernaz Pereira
Editora Atlas, São Paulo, 1980.

- Introdução à Programação Linear

Paulo F. Bregaldo, Antonio de Oliveira, Claudio T. Bornstein
Editora Campus, Rio de Janeiro, 1981.

- Linear Programming and Network Flows

Bazarra, M. S. & Jarvis, J. J.; J. Wiley, 1977.

- Linear Programming

Hadley, Reading, Addison - Wesley, 1962.

- Linear Programming

Simannard; Englewood Cliffs, Prentice-Hall, 1966.