

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS

CONSIDERAÇÕES EM TORNO DA PROGRAMAÇÃO
SEMANAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA

Este exemplar corresponde à redação final da tese
defendida por CESAR LUCIO CORRÊA
de SA JR. e aprovada pela Comissão
Julgadora em 16.12.94
Orientador

Cesar Lucio Corrêa de Sá Jr.

Orientador: Prof. Dr. Christiano Lyra Filho

Tese apresentada à FEE/UNICAMP como parte dos
requisitos para obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Elétrica

DEZEMBRO DE 1994



*“ ... amanhã
será outro dia.
Para ele viajas
vamos para ele.
Venceste o desgosto,
calcaste o indivíduo,
já teu passo avança
em terra diversa.
...
pois a hora mais bela
surge da mais triste.”*

Carlos Drummond de Andrade

*“If you can look into the seeds of time,
and say which grain will grow and which will not,
Speak then to me...”*

Shakespeare - Mac Beth

OFERECIMENTOS

À Olga e Cesar, meus pais, onde eu um dia
comecei,

À Lygia e Cláudia, minhas irmãs, que me
acompanham em um longo aprendizado,

À Andréa, minha companheira, onde eu re-comereço,

À Thaís, Henrique e Mira Jra, meus "sobrinhos",
pelo caminho que têm pela frente.

AGRADECIMENTOS

a *Christiano*, mestre e amigo, pelo trabalho que realizamos e pelo que aprendi,

a *Tristão*, *Sérgio* e *Fortunato*, pela amizade e apoio constantes,

a *Anders Gjelsvik* e *Arne Johannesen*, do *EFJ*, que me possibilitaram a implementação de um protótipo e o enriqueceram com suas contribuições,

à *Eletróbrás* que me patrocinou o *COSE-88*, quando comecei o curso de mestrado,

aos professores do *COSE-88*, que são os responsáveis pelo desejo de concretizar este trabalho,

aos amigos do *COSE-88*, pelo ano que passamos juntos,

a *Takaaki* e *Sérgio Henrique* pela atenção dispensada,

a *Adriano* e *Cristina* pelas conversas, cervejas, churrascos e o apoio logístico nas minhas muitas idas a *Campinas*.

RESUMO

O sistema elétrico brasileiro utiliza uma seqüência de procedimentos para realizar as atividades de planejamento e programação da operação. Nesta seqüência pode-se identificar estudos estratégicos, táticos e operacionais.

Os estudos estratégicos estabelecem quais devem ser as gerações hidráulica e térmica para que o custo de operação do sistema seja mínimo. Os estudos táticos definem as políticas semanais de operação que são uma aplicação das estratégias às condições atualizadas do sistema. A programação da operação estabelece um programa de geração horário para as usinas do sistema e de intercâmbio de energia entre as empresas.

A representação simplificada de parâmetros nos estudos táticos – carga e vazões naturais como variáveis médias semanais – pode gerar políticas semanais inviáveis para a programação diária da operação.

Este trabalho discute um procedimento para a programação semanal servindo para aproximar a etapa referente aos estudos táticos e a programação diária da operação. Esta nova etapa oferece maior consistência à seqüência de procedimentos em uso no Brasil.

A abordagem discutida neste trabalho divide a semana em blocos de carga horários com características semelhantes e procura maximizar a economia de recursos hidráulicos do sistema. Os resultados obtidos são um programa de geração para as usinas do sistema e a programação dos intercâmbios entre empresas. A técnica utilizada para solução do modelo de otimização é a programação linear.

Um estudo de casos discute a aplicação da metodologia proposta para obtenção da programação da operação da primeira semana de setembro de 1993, no sistema de geração da região Sul do País.

ABSTRACT

The Brazilian energy operation planning activities are based on a chain of procedures with three major steps: strategic, tactical and operational studies.

Strategic studies establish the share of thermal and hydraulic generation, so that the expected value of the operation cost is minimal. Weekly policies are the result of the tactical studies and are the application of the previous strategies to current system conditions. The daily generation scheduling obtains an hourly generation program for all plants and for energy exchanges between electric utilities.

The time step used in the tactical studies makes it impossible to represent load and inflow variations in a proper way. Because of this representation, sometimes the weekly policies are unfeasible.

In this work we discuss a new proceeding in order to have the weekly generation scheduling. This proceeding will make the chain of procedures more consistent.

The week is represented by a sequence of hourly blocks with similar characteristics. The objective function maximizes the savings of the hydraulic resources of the system. The results are: a generation schedule for hydro plants and for energy exchanges between electric utilities. The optimization technique is linear programming.

A case study discusses the application of the proposed methodology to obtain the generation schedule in the Brazilian southern region, for the first week of September, 1993.

ÍNDICE

1 - INTRODUÇÃO.....	9
1.1 - OBJETIVO.....	10
1.2 - O SISTEMA BRASILEIRO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	10
1.3 - O PROBLEMA DO PLANEJAMENTO DE UM SISTEMA DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	15
1.4 - O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE LONGO PRAZO	18
1.5 - O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE MÉDIO PRAZO	19
1.6 - O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE CURTO PRAZO	20
1.7 - A PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO	21
2 - ABORDAGENS PARA A PROGRAMAÇÃO SEMANAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA.....	23
2.1 - A PROGRAMAÇÃO SEMANAL DA OPERAÇÃO NA LITERATURA.....	23
2.2 - CONDIÇÕES DE APLICABILIDADE PARA O SISTEMA BRASILEIRO	38
3 - UMA METODOLOGIA PARA A PROGRAMAÇÃO SEMANAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA.....	40
3.1 - MODELO MATEMÁTICO.....	40
3.2 - OBJETIVOS DA OTIMIZAÇÃO	43
3.3 - A FUNÇÃO DE PRODUÇÃO HIDRÁULICA DE UM APROVEITAMENTO.....	45
3.4 - ASPECTOS DA IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL	51
3.5 - O PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO.....	54
3.6 - MÉTODO DE SOLUÇÃO	55
3.7 - COMENTÁRIOS	56
4 - APLICAÇÃO DO MODELO PROPOSTO.....	58
4.1 - DESCRIÇÃO DO SISTEMA UTILIZADO NOS ESTUDOS DE CASO	58
4.2 - OS CASOS ESTUDADOS	65

5 - ANÁLISE DOS CASOS ESTUDADOS.....	66
5.1 - COMPARAÇÃO ENTRE OS CASOS 1 E 2.....	66
5.2 - COMENTÁRIOS	69
6 - CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS.....	71
6.1 - CONCLUSÕES.....	71
6.2 - PERSPECTIVAS FUTURAS	73
7 - REFERÊNCIAS.....	74
ANEXO I.....	77

1 - INTRODUÇÃO

As atividades de planejamento e programação da operação energética do sistema elétrico brasileiro baseiam-se em uma seqüência de procedimentos com etapas distintas que dividem os estudos em estratégicos, táticos e operacionais.

Os estudos estratégicos definem, a longo prazo, a proporção entre as gerações hidráulica e térmica de modo a minimizar o custo de operação do sistema. Os estudos táticos estabelecem as políticas semanais de operação, que são decisões baseadas nas condições atualizadas do sistema e das estratégias definidas anteriormente.

Os estudos operacionais são realizados na etapa de programação da operação e são um detalhamento das políticas semanais para a base diária, estabelecendo um programa horário de geração para as usinas do sistema e de intercâmbio entre as empresas. Devido à representação simplificada usada nos estudos táticos, vazões e cargas médias semanais, a tradução das políticas semanais de operação para a programação diária pode ser infactível.

O desenvolvimento deste trabalho foi motivado pela identificação de que a inserção da etapa de programação semanal pode aproximar os estudos táticos e a programação diária da operação. Espera-se assim obter ganhos adicionais na utilização dos recursos energéticos do sistema brasileiro, oferecer maior consistência aos resultados dos estudos de planejamento e diminuir a ocorrência de inviabilidades na programação diária.

A abordagem discutida neste trabalho pode ser utilizada como um primeiro detalhamento das políticas semanais de operação, verificando sua viabilidade e servindo como ferramenta para obtenção de soluções iniciais para a programação diária.

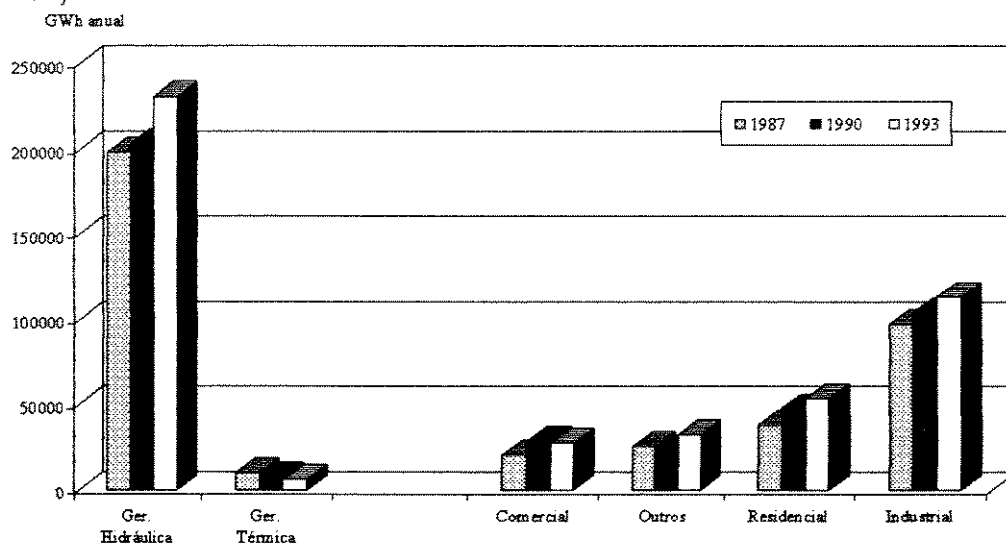
1.1 - OBJETIVO

Este trabalho propõe uma metodologia para a programação semanal da operação energética para servir de interface entre as etapas de curto prazo e programação diária da seqüência de procedimentos de planejamento da operação energética adotada no Brasil.

No capítulo 1 é dada uma visão geral do sistema elétrico nacional e a solução adotada no Brasil para a questão do planejamento energético. No capítulo 2 são comentadas as soluções propostas por diversos autores para a programação semanal. O capítulo 3 apresenta uma abordagem para a programação semanal da operação energética. Os capítulos 4 e 5 apresentam um sistema real e os resultados dos estudos de caso com a metodologia proposta. No capítulo 6 encontram-se comentários sobre a abordagem discutida neste trabalho e também perspectivas para o seu desenvolvimento.

1.2 - O SISTEMA BRASILEIRO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O sistema de produção de energia elétrica do Brasil se caracteriza por um alto grau de participação de usinas hidráulicas. Em 1993, em termos de capacidade instalada, cerca de 91% correspondia a usinas hidráulicas, num total de 52721MW¹. Em termos de geração bruta anual, as usinas hidráulicas participaram com 97% da produção total de energia. A Fig. 1.1 mostra as gerações brutas térmica e hidráulica e a composição das classes de consumidores nos anos de 1987, 1990 e 1993.

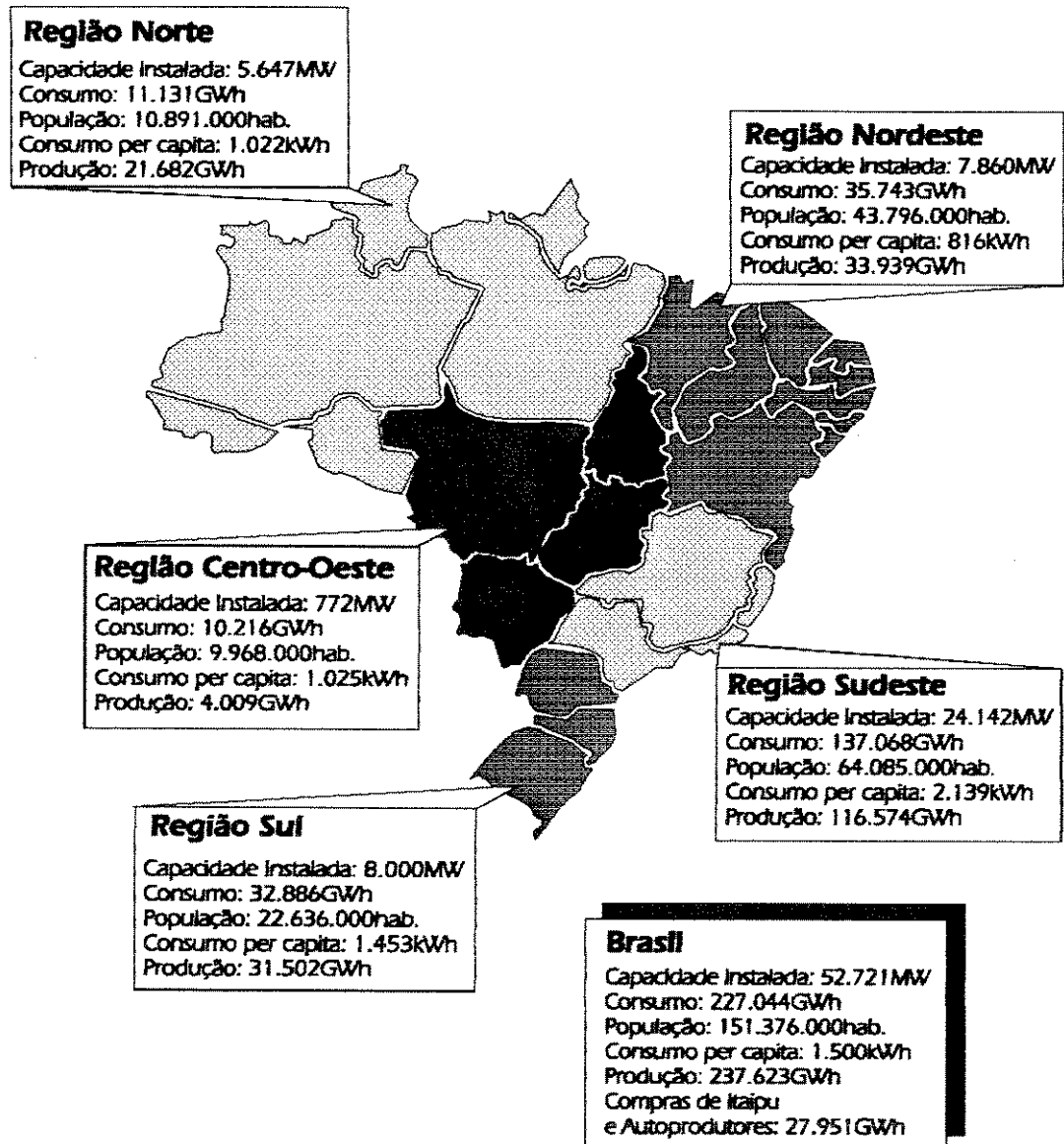


Fonte: Ministério das Minas e Energia

Figura 1.1 - Evolução das gerações brutas térmica e hidráulica e consumo por classe de consumidor

¹ Os totais de capacidade instalada e geração bruta incluem 50% das contribuições da usina de Itaipu.

Os dados regionais de capacidade instalada, consumo total e produção de energia elétrica, para o ano de 1993, demonstram que a energia elétrica é um bem concentrado principalmente nas regiões Sudeste e Sul. A Fig. 1.2 apresenta a distribuição geográfica da capacidade de produção elétrica instalada, o consumo total, a população, o consumo per capita e a produção de energia elétrica para cada região do País.



Fonte: Ministério das Minas e Energia

Figura 1.2 - Dados regionais do País

O suprimento de energia é regulado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), que dita a política nacional de investimentos para o setor elétrico. Existem duas entidades, subordinadas ao MME, para garantir a implementação desta política: o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) e a Eletrobrás.

O DNAEE é o órgão responsável pela concessão de direitos para a exploração dos recursos energéticos do setor elétrico e pela regulamentação dos contratos de suprimento entre empresas.

À Eletrobrás cabe a função de coordenar o planejamento da expansão e da operação do sistema elétrico brasileiro. Ela controla quatro empresas regionais, responsáveis pela implementação da política de energia elétrica nas suas áreas de concessão: Eletronorte, com atuação na região norte; Chesf, que atua na região nordeste; Furnas, nas regiões sudeste e centro-oeste e Eletrosul, no sul do País. Existem ainda empresas estaduais e privadas que participam na geração de energia.

Para garantir a gestão racional dos recursos do sistema elétrico brasileiro, o governo federal criou diversos grupos coordenadores que atuam no planejamento da expansão, operação do sistema gerador e distribuição de energia. Todas as empresas possuem representantes nestes grupos e participam das decisões que afetam o sistema.

Grupo Coordenador para o Planejamento do Sistema	- GCPS
Grupo Coordenador para a Operação Interligada	- GCOI
Comitê Coordenador da Operação Norte/Nordeste	- CCON
Comitê de Distribuição	- CODI
Grupo Técnico Operacional da Região Norte	- GTON.

O GCOI é o fórum onde são discutidas as questões relacionadas com a operação dos sistemas interligados e está diretamente ligado com este trabalho. O GCOI procura garantir a utilização racional dos recursos energéticos e dos equipamentos de geração e transmissão.

Uma visão geral da estrutura do GCOI é ilustrada na Fig. 1.3.

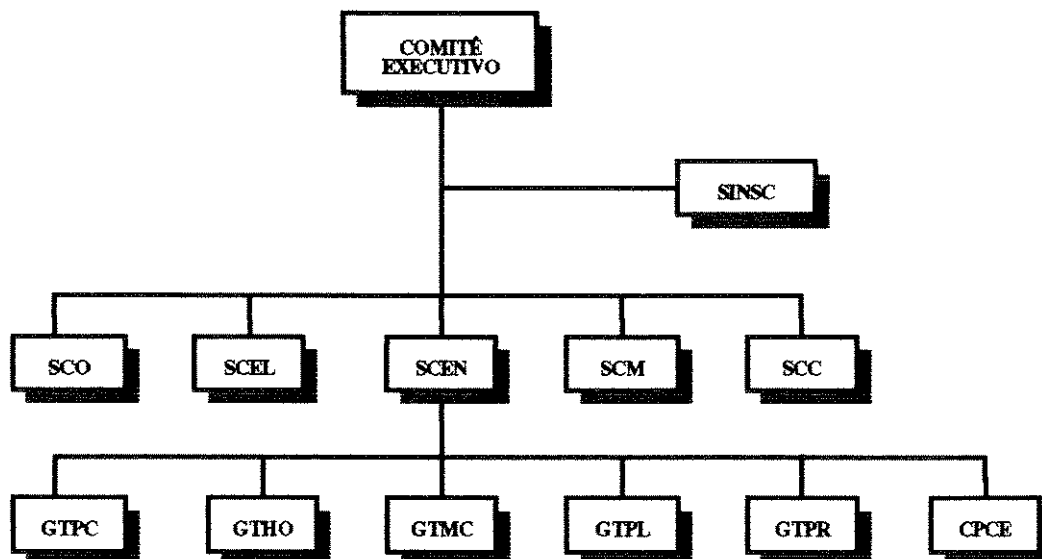


Figura 1.3 - Estrutura do GCOI

O Comitê Executivo é composto pelos diretores de operação das empresas e é responsável pelas decisões operativas do sistema.

O SINSC é o Sistema Nacional de Supervisão e Controle que supervisiona a operação em tempo real e as condições de atendimento do sistema de energia elétrica do País.

Nos subcomitês técnicos são estabelecidos os critérios para o planejamento da operação e execução de estudos periódicos. São eles:

Subcomitê de Operação	- SCO
Subcomitê de Estudos Elétricos	- SCEL
Subcomitê de Estudos Energéticos	- SCEN
Subcomitê de Manutenção	- SCM
Subcomitê de Comunicação	- SCC.

O SCEN estuda os aspectos relacionados com a operação energética. A composição deste subcomitê é:

GTMC - Grupo de Trabalho de Metodologias e Critérios: estuda e define metodologias, critérios e modelos matemáticos que são utilizados nos estudos de planejamento da operação energética;

- GTPC - Grupo de Trabalho de Previsão de Carga: desenvolve metodologias para previsão de carga própria de energia e potência do sistema e executa estudos de acompanhamento e análise da carga;
- GTPL - Grupo de Trabalho de Planejamento da Operação: executa os estudos de planejamento da operação energética de longo e médio prazos (até 5 anos a frente);
- GTPR - Grupo de Trabalho de Programação da Operação: põe em prática os estudos de planejamento da operação energética de curto prazo (até 3 meses a frente);
- GTHO - Grupo de Trabalho de Hidrologia Operacional: desenvolve metodologias e executa estudos na área de hidrologia, como determinação de volumes de espera para controle de cheias, previsão de vazões afluentes e controle hidráulico de aproveitamentos;
- CPCE - Comissão de Critérios para Programação e Contabilização de Energia: estabelece e operacionaliza critérios para a programação, contabilização e faturamento de intercâmbios de energia e para a comercialização de energia excedente entre empresas do sistema brasileiro e com o Mercosul.

O sistema brasileiro possui outras características, de caráter institucional, que tornam complexa a tarefa do planejamento da operação. Pode-se destacar os seguintes aspectos:

- ♦ o sistema gerador de energia é composto por diversas empresas que possuem usinas dispostas ao longo de um mesmo rio, levando à necessidade de um inter-relacionamento entre elas na definição da operação das suas usinas;
- ♦ é necessário coordenar as gerações térmica e hidráulica para evitar elevados custos operativos caso as usinas térmicas fossem operadas para o atendimento de mercados locais;
- ♦ alguns reservatórios possuem restrições devido a seu uso múltiplo, por exemplo, controle de cheias, garantia de irrigação ou navegação, abastecimento urbano e controle da qualidade da água. Estas restrições são conflitantes com a necessidade de geração de energia.

A criação do GCOI resolveu parcialmente estes problemas e permitiu que fossem adotadas soluções técnicas para o problema da operação do sistema de geração de energia elétrica brasileiro [*Terry et alii, 1986*].

1.3 - O PROBLEMA DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE UM SISTEMA DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A operação de um sistema de energia elétrica procura atender aos requisitos de energia e potência, dentro de padrões determinados de qualidade (continuidade, frequência e tensão dentro de faixas aceitáveis, atendimento de restrições ambientais) da forma mais econômica. Os fatores que usualmente compõem o custo de operação de um sistema hidrotérmico são: custo de combustível das usinas termoelétricas; eventuais importações de sistemas vizinhos e custos associados ao não atendimento da carga.

O planejamento da operação de sistemas elétricos depende dos tipos de usinas encontrados no parque gerador. Por exemplo, em um sistema puramente térmico em horizontes de longo prazo, o problema se resume em encontrar uma combinação de usinas que atenda ao requisito de energia do sistema com mínimo custo total de combustível. No horizonte de curto prazo, deve-se considerar fatores adicionais como taxas de tomada de carga, custo de partida de unidades, programação de manutenções e limitações operativas. Com essas hipóteses, é possível destacar as seguintes características inerentes a esses sistemas:

- ♦ as decisões tomadas em um estágio não têm conseqüências relevantes em estágios futuros;
- ♦ a operação de cada usina depende basicamente dela mesma;
- ♦ a disponibilidade de produção de energia de uma usina térmica não se relaciona com a forma como ela foi ou é operada e sim com a sua capacidade máxima de produção contínua.

Sistemas elétricos com predominância de usinas hidráulicas são operados de forma diferente de sistemas puramente térmicos [*Fortunato et alii, 1990*]. A disponibilidade de geração de uma usina hidroelétrica é função da diferença entre os seus níveis de montante e jusante², descontadas as perdas hidráulicas (queda líquida) e da água que aciona as suas turbinas (vazão turbinada). Os benefícios obtidos com a geração hidroelétrica devem caracterizar o relacionamento de vários fatores, como por exemplo: custo evitado de geração das usinas térmicas, atendimento aos usos múltiplos da água.

A natureza aleatória das afluições faz com que a operação de sistemas hidrotérmicos seja um problema estocástico. Além disto, as limitações existentes nas capacidades de armazenamento

² Nível de montante é a cota tomada no espelho d'água do reservatório. Nível de jusante é a cota tomada após a passagem da água pelas turbinas do aproveitamento.

e turbinagem dos aproveitamentos hidroelétricos e o acoplamento hidráulico existente entre as usinas criam uma ligação temporal entre as decisões a serem tomadas.

As funções que relacionam as variáveis relativas às usinas hidráulicas e as funções de custo de geração das usinas térmicas são não-lineares e a existência de usinas em bacias interligadas cria uma ligação espacial entre os vários aproveitamentos.

Para avaliar as conseqüências futuras da operação dos sistemas são necessários longos períodos de estudo e um grande número de variáveis. Este fato faz com que o planejamento da operação seja um problema de grande porte.

Para tentar tratar todas estas características e organizar ações estratégicas, táticas e operacionais, utiliza-se um enfoque hierárquico que divide o planejamento da operação em etapas distintas [*Bissonette et alii, 1986; Johannesen e Flatabo, 1989*], formando uma seqüência de procedimentos.

Cada etapa tem funções específicas que produzem os resultados necessários ao planejamento. Os modelos utilizados nestas etapas possuem diferentes horizontes de estudo, discretizações e refinamentos na representação do sistema hidrotérmico [*Fortunato et alii, 1985*].

A cadeia de procedimentos adotada no sistema elétrico brasileiro divide o problema do planejamento energético da operação em três: o planejamento da expansão do sistema (determinação da configuração do parque gerador), o planejamento da operação (longo, médio e curto prazos – determinação de estratégias e metas de operação) e a programação da operação (curtíssimo prazo – determinação de programas diários e horários de geração).

A Fig. 1.4 resume, em termos funcionais, a seqüência de procedimentos adotada no setor elétrico brasileiro. São apresentados, para cada etapa, algumas características dos modelos utilizados e os seus resultados. Pode-se perceber nesta estrutura a troca de informações entre as diversas etapas componentes.

A etapa referente ao curtíssimo prazo (em destaque na figura) é o tema deste trabalho. Espera-se que a consideração desta nova função contribua para suavizar a transição entre as funções de planejamento da operação de curto prazo e a programação diária da operação e ofereça a possibilidade de ganhos energéticos adicionais para o sistema.

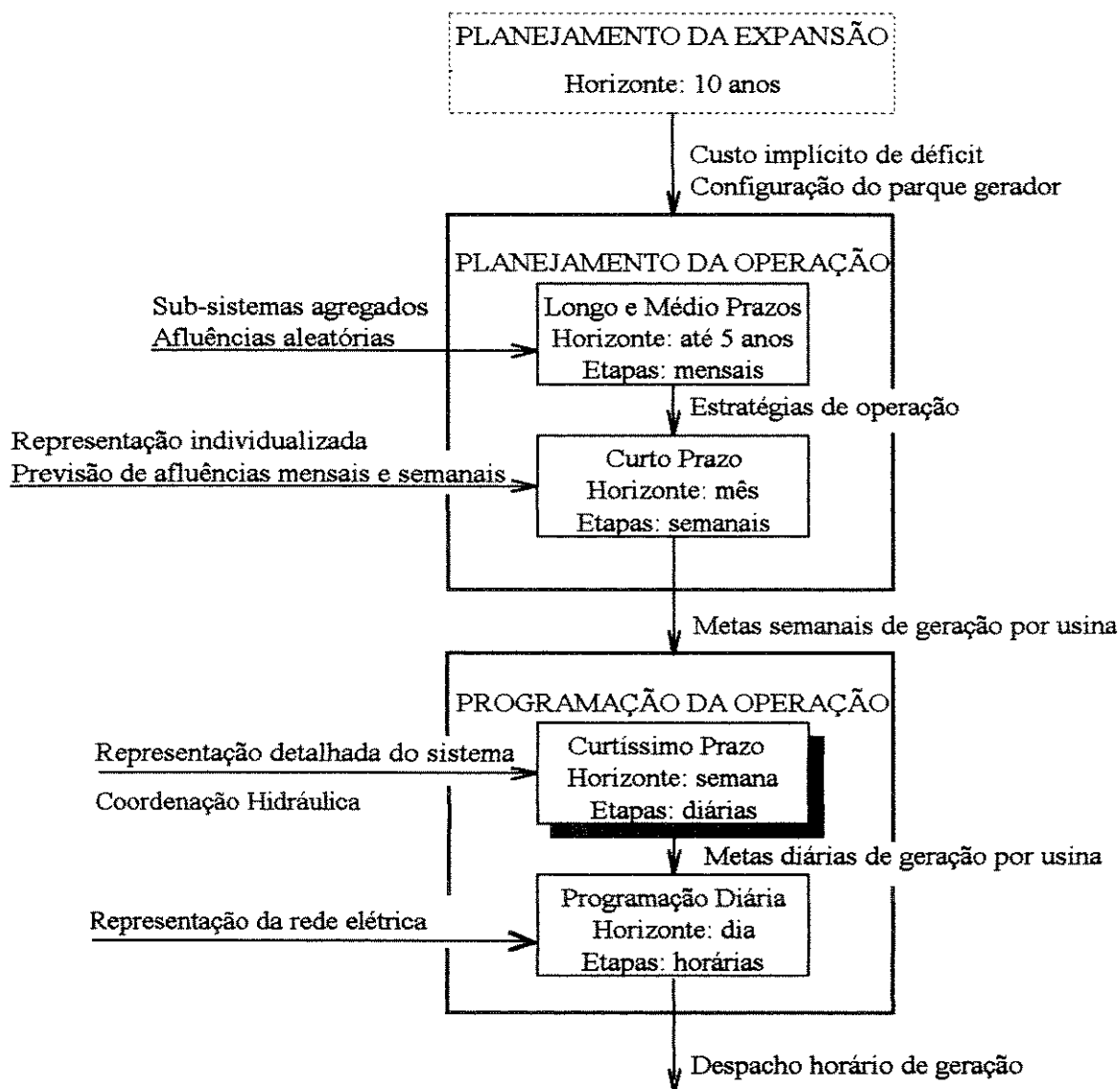


Figura 1.4 - Cadeia de planejamento utilizada no Brasil

1.4 - O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE LONGO PRAZO

Dentro do enfoque hierárquico descrito anteriormente, a primeira etapa a ser desenvolvida diz respeito aos estudos estratégicos. Procura-se obter, para cada estágio considerado, decisões de gerações hidráulicas e térmicas que minimizem o valor esperado do custo de operação até o final do horizonte de estudo.

Este problema é resolvido atualmente com a utilização de um modelo de programação dinâmica estocástica [Dreyfuss e Law, 1977]. A representação usada para o parque hidráulico consiste em agregar os aproveitamentos hidroelétricos em um único reservatório [Arvanitidis e Rosing, 1970]. Em função da afluência energética e do nível de armazenamento do sistema, o algoritmo determina qual deve ser a composição de gerações térmica e hidráulica que minimiza o custo esperado de operação até o final do horizonte. O resultado é uma tabela de decisão de geração térmica para cada par de estados do sistema equivalente (energia afluenta e nível de armazenamento).

Para os sistemas que possuem interligação elétrica (Nordeste/Norte, Sudeste/Sul) foi desenvolvido um algoritmo de aproximações sucessivas, que combina otimização e simulação [GCOI, 1987]. Este algoritmo determina, para cada estágio, as decisões de geração térmica e hidráulica e também o intercâmbio entre os dois subsistemas.

Cada subsistema é estudado separadamente, obtendo-se suas tabelas de valor da água. Em seguida, um algoritmo de simulação a sistema equivalente utiliza as tabelas geradas no passo anterior e decide quais devem ser as gerações térmica e hidráulica de cada sistema e o intercâmbio de energia, de modo a equilibrar os valores da água dos dois subsistemas. Este processo é repetido para diversos cenários de afluência. O intercâmbio médio obtido destas simulações é abatido da carga a ser atendida pelo modelo de otimização e nova iteração do processo é iniciada, gerando novas tabelas de valor da água. O algoritmo converge quando não houver alteração significativa no valor do intercâmbio médio.

Os estudos estratégicos são realizados anualmente, têm como horizonte os cinco anos seguintes e seu resultado principal é o **Plano Anual de Operação**. Os balanços de energia e potência para o primeiro ano definem os contratos de suprimento entre empresas. Outros resultados importantes destes estudos são:

- ♦ a determinação da estratégia ótima de operação para o ano seguinte (tabelas de valores da água);

- ♦ a avaliação de riscos anuais e “profundidades” de déficit para o suprimento de energia e potência;
- ♦ a estimativa de geração térmica de cada usina, o custo de geração e a previsão de consumo de combustíveis;
- ♦ o impacto causado no desempenho do sistema devido a atrasos nos cronogramas de obras de geração e/ou transmissão;
- ♦ a coordenação dos programas de manutenção das diversas empresas;
- ♦ a coordenação dos estudos hidrológicos (controle de cheias, usos múltiplos da água).

1.5 - O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE MÉDIO PRAZO

Os estudos de planejamento de médio prazo avaliam as condições de atendimento do sistema. O horizonte de estudo normalmente se limita ao primeiro ano da etapa anterior de planejamento.

Como o horizonte de estudo é reduzido, as informações referentes a parâmetros como carga a ser atendida, hipóteses de afluência e programas de motorização possuem menor grau de incerteza. Estes estudos podem ser considerados como um primeiro refinamento do planejamento de longo prazo.

Alguns estudos desenvolvidos nesta fase podem ser identificados como:

- ♦ estudo de programas de racionamento preventivo caso exista a possibilidade de ocorrência de um período de baixas afluências;
- ♦ avaliação da oferta de energia temporária – mais barata, porém interruptível – no caso da possibilidade de ocorrência de um período de afluências favoráveis;
- ♦ estudo do impacto no atendimento do sistema de eventuais atrasos em programas de motorização de aproveitamentos, obras de transmissão e perspectivas de crescimento de carga;
- ♦ estudo de duração do enchimento de volume morto de aproveitamentos e suas consequências no sistema.

1.6 - O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE CURTO PRAZO

Os estudos de planejamento de curto prazo definem as políticas semanais de operação para o sistema. Estes estudos aplicam as estratégias de operação do planejamento de longo prazo e servem como elo de ligação entre as etapas de planejamento e programação da operação. Como o horizonte de estudo se restringe a um mês, pode-se supor que certas variáveis são conhecidas (vazões afluentes, carga do sistema e disponibilidade de equipamentos).

A definição da geração térmica de cada subsistema e do valor de intercâmbio entre eles é feita com base nas tabelas de valor marginal da água, obtidas nos estudos de longo prazo. O objetivo é estabelecer níveis para os dois subsistemas, de modo a igualar os valores marginais da água de cada subsistema.

De posse do intercâmbio entre subsistemas, da geração térmica por usina, das previsões de cargas e afluições para os períodos, das informações atualizadas relativas às restrições elétricas, desligamentos programados e manutenções de unidades geradoras, pode-se passar para a etapa que define a geração por usina hidráulica.

Nesta fase utiliza-se um modelo de simulação a usinas individualizadas que possui bastante flexibilidade para considerar as restrições acima e também regras operativas impostas ao sistema.

Os estudos de planejamento de curto prazo compõem o Programa Mensal de Operação – PMO – [GCOI, 1992]. Os principais resultados desta etapa são:

- ♦ a definição das metas semanais³: gerações média e máxima de cada usina térmica e os intercâmbios médios (faturáveis e não faturáveis) e máximos entre empresas;
- ♦ a definição das diretrizes⁴: níveis finais de armazenamento dos reservatórios para cada estágio, descargas turbinadas e vertidas para cada aproveitamento hidroelétrico, gerações médias por aproveitamento, procedimentos alternativos para operação no caso de alteração de parâmetros e programas típicos de produção para unidades térmicas despachadas para atender restrições elétricas ou energéticas do sistema;

³ Metas Semanais constituem-se em determinações de caráter mandatório para a elaboração das programações, representando a tradução, para as atividades de programação e pré-despacho, dos objetivos econômicos de mais longo prazo estabelecidos no planejamento mensal e anual da operação.

⁴ Diretrizes são pontos de orientação a serem contemplados na elaboração das programações, servindo ainda como indicativos de redefinição das medidas operativas face à modificações dos parâmetros do sistema.

- ♦ a definição das restrições⁵: níveis de reserva operativa de cada empresa, programa de manutenções para cada unidade geradora, limites mínimos e máximos para as defluências dos aproveitamentos e limites mínimos e máximos para os níveis dos reservatórios.

Os estudos de curto prazo são realizados mensalmente, dividindo-se o horizonte em estágios semanais. Estes estudos são atualizados ao longo do mês caso ocorram alterações significativas em algumas das condições operativas consideradas, por exemplo, diferenças nas previsões de afluência, de carga ou alguma contingência no sistema.

A próxima etapa inicia a fase de programação da operação. Atualmente no setor elétrico só existe a etapa de programação diária (conferir Fig. 1.4). Este trabalho sugere a complementação da fase de programação da operação com a inclusão da etapa de programação semanal.

1.7 - A PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO

A etapa de programação diária da operação determina um programa de geração para as usinas do sistema que atenda às metas estabelecidas na etapa de planeamento de curto prazo, às restrições operativas do sistema e que seja energética e eletricamente viável.

Nestes estudos é necessária uma estreita ligação entre as áreas de estudos energéticos e elétricos, pois devem ser considerados os aspectos ligados à representação tanto das fontes geradoras como os da rede elétrica [GCOI, 1994].

Esta etapa é realizada diariamente e estabelece o programa de geração das usinas e intercâmbios entre empresas para as 24 horas do dia seguinte. Devido ao seu reduzido horizonte de trabalho, as previsões de parâmetros como carga a ser atendida, vazões afluentes aos aproveitamentos e desligamentos da rede elétrica são as mais atuais possíveis.

A primeira fase destes estudos é a análise dos desligamentos da malha de transmissão que impõem restrições energéticas ao sistema. Em seguida, faz-se uma análise das condições

⁵ Restrições constituem-se em limites a serem observados nas programações, decorrentes de condições operativas dos aproveitamentos, procedimentos comerciais, ou de garantia de finalidade de atendimento.

energéticas de modo a verificar a possibilidade do cumprimento das metas estabelecidas no Programa Mensal de Operação – PMO.

Esta análise é necessária pois, na maioria das vezes, ocorrem fatos não previstos nos estudos de curto prazo como saídas forçadas de equipamentos ou variações relevantes nas vazões afluentes, que alteram significativamente os seus resultados. A análise pode sinalizar para a equipe de planejamento de curto prazo, a necessidade de uma revisão das políticas semanais ou o ajuste das diretrizes estabelecidas no PMO.

A etapa seguinte é a obtenção do Programa Diário de Produção - o PDP. Este programa define qual será a geração de cada usina, verificando o atendimento da carga de cada empresa, os intercâmbios entre empresas, as defluências de cada aproveitamento e a reserva operativa.

A última etapa consiste na validação elétrica do PDP obtido anteriormente. Esta validação tem por objetivo identificar possíveis sobrecargas em pontos do sistema de transmissão que devem ser monitorados. No caso da ocorrência de sobrecarga, são feitos remanejamentos de geração para eliminá-la.

O próximo capítulo comenta diversas soluções propostas na literatura e destaca que pontos são importantes para a aplicação no sistema brasileiro.

2 - ABORDAGENS PARA A PROGRAMAÇÃO SEMANAL DA OPERAÇÃO

O objetivo deste capítulo é dar uma visão geral das metodologias desenvolvidas na abordagem do problema da programação da geração em um horizonte semanal. Este problema possui aspectos hidráulicos (coordenação hidráulica, tempo de viagem, usos múltiplos da água, etc), energéticos (cadeia de planejamento, interligação entre modelos em níveis hierárquicos diferentes) e elétricos (representação da rede elétrica, restrições de segurança, etc) que podem ou não ser considerados de acordo com as características do sistema estudado e o objetivo da utilização do modelo.

Os artigos são apresentados em ordem cronológica e ao final do capítulo é feita uma síntese dos aspectos considerados relevantes para a aplicação proposta neste trabalho.

2.1 - A PROGRAMAÇÃO SEMANAL DA OPERAÇÃO NA LITERATURA

Neste item serão descritos diversos trabalhos que abordam o problema da programação semanal. Cada trabalho será comentado em linhas gerais, sem detalhes sobre os fundamentos teóricos dos algoritmos e das técnicas de solução.

Turgeon, [1981] – Princípio da Otimalidade Progressiva

O método apresentado neste trabalho é baseado no princípio da otimalidade progressiva – POP [*Howson e Sancho, 1975*]. O POP é uma extensão dos métodos de aproximações sucessivas [*Larson, 1968*] reduzindo a dimensão do problema original ao substituí-lo por uma série de subproblemas de dois estágios, ou seja, o algoritmo funciona como uma “decomposição temporal”.

Basicamente, o processo de otimização para obtenção de políticas pode ser resumido nos seguintes passos:

1. obtém-se uma trajetória inicial para os valores dos estados;
2. para cada dois estágios, fixa-se o valor do estado inicial do primeiro estágio e o final do segundo estágio; otimiza-se o problema de dois estágios resultante determinando o estado final do primeiro estágio;
3. prossegue-se até terminar o horizonte;
4. caso a nova trajetória obtida seja diferente da anterior por um valor acima de uma determinada tolerância, volta-se para o passo 2; caso contrário, pára-se; a solução ótima foi encontrada.

A função objetivo do problema busca minimizar a diferença entre a demanda de energia e a produção hidráulica em cada estágio. Esta diferença caracteriza uma venda para sistemas vizinhos (excesso de produção de energia) ou uma complementação de energia através de geração térmica ou compra de sistemas vizinhos (déficit de produção de energia hidráulica).

O modelo considera o tempo de viagem entre as usinas hidráulicas e a variação de produtividade das usinas devido à perda de queda. As restrições de natureza elétrica podem ser representadas indiretamente através de limites de geração horários para cada usina. Os níveis inicial e final da semana são fornecidos pelo planejarneto para prazos mais longos, permitindo a inserção deste modelo numa cadeia de planejamento.

O problema de dois estágios é resolvido com um algoritmo de aproximações sucessivas em relação aos reservatórios. Fixam-se os estados de todos os reservatórios, menos um e otimiza-se o problema em relação às variáveis de controle livres dos reservatórios (com estados fixos) e à variável de estado livre do reservatório. Em seguida, passa-se para outro reservatório e o processo é repetido (este processo funciona como uma “decomposição espacial” do problema). A solução ótima para cada reservatório é obtida por uma busca unidimensional [*Luenberger, 1984*] na direção do estado livre.

Os pontos que podem ser questionados neste artigo são:

- ♦ a necessidade de uma solução inicial afeta o desempenho do algoritmo;
- ♦ as buscas unidimensionais necessárias nos problemas de dois estágios devem ter um peso considerável no desempenho do modelo e o autor não especificou o algoritmo que utilizou nas buscas unidimensionais.

Merlin et alii, [1983] – Programação Linear

Este artigo propõe um modelo para o planejamento da operação das bacias hidráulicas do sistema elétrico francês. O sistema de geração de energia elétrica da França, em 1983, possuía uma participação de cerca de 25% de usinas hidráulicas. As usinas térmicas nucleares correspondiam a 25%, com a tendência de aumentar esta participação devido à substituição das usinas baseadas em combustíveis fósseis. As usinas nucleares operam normalmente com baixo fator de modulação, fazendo com que a flutuação da carga seja absorvida pelas usinas hidráulicas.

A administração dos recursos hidráulicos é descentralizada devido ao grande número de usinas. Diariamente são estabelecidos os valores dos custos de substituição da geração térmica. Estes custos são enviados para os controles regionais que, de posse de modelos detalhados de programação de geração hidráulica, determinam qual será a produção de energia de cada usina no dia seguinte, discretizada em intervalos de meia hora. Estes modelos têm que levar em conta o acoplamento entre as usinas de uma mesma bacia.

A técnica utilizada para solução do problema é a programação linear. Algumas simplificações tiveram que ser feitas para permitir o uso desta técnica.

A modelagem das usinas hidráulicas considera o tempo de viagem da água entre usinas, limites para a descarga dos aproveitamentos e a produtividade das usinas. Uma das simplificações feitas é considerar esta produtividade constante ao longo do período estudado.

Para cada reservatório são informados os seus níveis inicial e final. Estes valores são fornecidos por um modelo de nível hierárquico mais elevado.

As restrições consideradas no modelo são:

- ♦ equação dinâmica do sistema (equação de transição de estado);
- ♦ limites na variação de descarga das usinas;
- ♦ atendimento à carga.

O objetivo do problema é a minimização do custo de geração das usinas térmicas e a penalização pelas variações nas descargas das usinas hidráulicas. Esta penalização evita a solução “bang-bang” bastante comum em problemas resolvidos por programação linear.

O algoritmo utilizado para a solução do problema é baseado numa técnica de relaxação. Esta técnica consiste em resolver um problema reduzido (a matriz é composta por um subconjunto das linhas da matriz original). Ao final da solução deste problema reduzido, algumas restrições do problema original estarão violadas. Estas restrições violadas são adicionadas ao problema reduzido e ele é resolvido novamente. Os autores afirmam que este processo converge para a solução ótima do problema original.

Um algoritmo especial que utiliza técnicas de particionamento de matrizes e aproveita a estrutura de rede do problema foi desenvolvido e aplicado na solução do problema reduzido.

Lucas e Perera, [1985] – Princípio da Otimalidade Progressiva

Encontra-se neste artigo, uma aplicação do algoritmo proposto por *Turgeon, [1981]*, no qual o modelo implementado produziu uma solução ótima local, ou seja, a solução ótima global não foi atingida. A razão principal para a não convergência global do modelo é que a função objetivo utilizada por *Turgeon* não é estritamente convexa conforme foi explicitado por *Howson e Sancho, [1975]*.

Lucas e Perera afirmam que, para se aplicar o POP, a função objetivo deve ser estritamente convexa, em outras palavras, sua primeira derivada não pode apresentar regiões estáveis (ela deve ser monotonicamente crescente ou decrescente). Caso ela seja constante em algum intervalo, pode existir um mínimo local nesta região e o algoritmo não convergirá.

Este artigo apresenta considerações importantes sobre a escolha das funções objetivo quando se opta pela utilização do POP. Os autores lembram que as funções de produção de energia dos sistemas elétricos são não-convexas e descontínuas em alguns casos.

Bränlund et alii, [1986] – Programação Não-linear / Fluxo em Redes

Este artigo trata do planejamento da operação de curto prazo de um sistema com pequena participação hidráulica (o sistema sueco). O modelo divide o problema em dois subproblemas: um hidráulico e outro térmico. Cada subproblema é resolvido por algoritmos que exploram as suas estruturas específicas.

O subproblema hidráulico é formulado como um problema não linear de fluxo em redes [*Kennington e Helgason, 1980*] com restrições adicionais. Estas restrições não possuem as

características da estrutura de redes e surgem devido à consideração dos limites de transmissão entre áreas.

A consideração explícita dos limites de transmissão daria origem ao surgimento de equações de fluxo de carga. Os autores consideram que, nesta etapa do planejamento, a inclusão das equações de fluxo seria um excesso de detalhamento da rede elétrica. Os autores representam os limites de transmissão como restrições de geração para conjuntos de usinas.

O sistema hidráulico considera a dinâmica dos reservatórios (equação de conservação da água), o tempo de viagem entre usinas e perdas hidráulicas. A função de produção de energia é não linear.

O sistema térmico possui vários tipos de usinas, tais como: nuclear, óleo, gás e cogeração⁶. O custo de cada usina térmica é composto por um custo variável e um custo de partida. O custo de partida pode assumir dois valores, caracterizando uma partida a frio ou pré-aquecida. Cada usina possui restrições de níveis operativos máximo e mínimo e limites para tomada de carga (restrições de rampa).

Um esquema de decomposição é utilizado para tratar as restrições de cada subproblema. A única equação que acopla os dois subproblemas é a equação de atendimento à carga.

Para cada hora do horizonte de estudo constrói-se uma curva que relaciona o custo total de operação do sistema com a produção de energia hidráulica. Esta curva é obtida da seguinte forma: cada segmento desta curva representa uma usina térmica, possui a inclinação igual ao seu custo marginal de operação; o comprimento de cada segmento corresponde à capacidade de produção desta usina; um fator de penalização (custo marginal elevado) é associado ao intervalo abaixo da produção hidráulica mínima sinalizando que o sistema térmico não tem capacidade de absorver o restante de produção de energia necessário.

O subproblema hidráulico considera somente as restrições relativas aos aproveitamentos, a equação de transição de estado dos reservatórios e os limites de transmissão. O objetivo deste problema é minimizar o custo total de operação construído anteriormente, satisfazendo às restrições do sistema hidráulico. Este problema não se preocupa em atender à carga. Para a solução deste subproblema utiliza-se um algoritmo de redes baseado no método do gradiente reduzido [*Rosenthal*, 1981].

⁶ As usinas de cogeração utilizam vapor d'água resultante de processos industriais para o aquecimento de caldeiras ou diretamente para impulsionar as suas turbinas.

Ao final da solução hidráulica tem-se o montante de geração que deverá ser absorvido pelas usinas térmicas. Após a solução do subproblema térmico, a curva de custo de operação é atualizada em função dos novos níveis operativos das usinas térmicas. Esta curva é então utilizada numa nova iteração do subproblema hidráulico. O processo é repetido até que não se obtenha uma redução significativa no custo total de operação.

O problema térmico é resolvido utilizando uma característica do sistema sueco: normalmente as usinas térmicas operam com um alto fator de carga e as usinas hidráulicas acompanham a modulação da carga. Este tipo de operação simplifica a solução do problema.

Ea e Monti, [1986] – Relaxação Lagrangeana

O algoritmo apresentado neste artigo utiliza um método de decomposição e coordenação baseado na técnica de relaxação lagrangeana [Luenberger, 1984]. O problema da programação diária de um sistema hidrotérmico é separado em dois subproblemas:

- ♦ programação diária das usinas térmicas, usando programação dinâmica;
- ♦ programação diária das usinas hidráulicas, usando programação linear.

Estes subproblemas são coordenados de acordo com os custos estabelecidos para a geração de energia e a reserva operativa. A solução obtida por este algoritmo fornece além dos programas de geração das usinas do sistema, os programas de defluência das usinas hidráulicas e também o relacionamento entre os custos das reservas girantes térmica e hidráulica (“trade-off” das duas variáveis).

Existem dois tipos de restrição:

- ♦ as restrições locais, que dizem respeito somente a uma unidade térmica ou uma bacia hidráulica;
- ♦ as restrições de acoplamento, que podem envolver todas as unidades geradoras.

As restrições de acoplamento exprimem a necessidade do atendimento à carga e à reserva operativa do sistema. Esta reserva é distribuída entre as usinas térmicas e hidráulicas.

As restrições locais são específicas para cada tipo de usina. Para as usinas térmicas convencionais são considerados os tempos mínimos de funcionamento e parada, e taxas de

tomada e abandono de carga; para as nucleares são considerados o modo de operação à potência constante, o tempo mínimo em operação neste modo e taxas de tomada de carga.

No caso das usinas hidráulicas são representados separadamente os reservatórios com regularização e as usinas fio d'água, que têm suas defluências descritas como função das usinas à montante. O tempo de viagem da água entre as usinas é levado em conta na modelagem.

A função objetivo considerada na formulação é a minimização do custo total de operação, composto do custo individual de cada usina térmica e do custo de utilização da água em cada reservatório (valor marginal da água), obtido no planejamento de longo prazo.

O método utilizado para a solução deste problema é baseado na relaxação lagrangeana, que pode ser resumido nos seguintes passos:

- ♦ monta-se o problema lagrangeano associado ao problema original. Este problema possui vetores multiplicadores associados às restrições do problema original. Os multiplicadores refletem o “preço” de mercado para as variáveis envolvidas em cada restrição, isto é, o multiplicador da restrição de atendimento à carga reflete o preço que o mercado paga pela energia produzida;
- ♦ o problema dual do lagrangeano pode ser decomposto em vários subproblemas independentes que representam a otimização da programação de geração de uma usina térmica ou hidráulica considerando os preços relativos da energia e da reserva;
- ♦ o processo se inicia com a fixação dos preços para a energia produzida e para a reserva operativa do sistema. Cada usina componente otimiza sua produção de energia de modo a satisfazer as suas restrições locais. Após a otimização, faz-se uma análise da solução encontrada. Se houver sobra de energia, o preço arbitrado pelo mercado foi excessivamente alto, devendo ser reduzido. No caso de déficit de energia, o preço deve ser majorado. É feita uma análise semelhante para a reserva operativa do sistema, tomando-se as mesmas medidas usadas para ajuste do preço da energia;
- ♦ com os preços atualizados, faz-se uma nova iteração do processo de otimização, seguida de uma análise dos preços após a otimização. O processo é repetido até que seja obedecido algum critério de convergência para os preços.

Habibollahzadeh e Bubenko, [1986] – Decomposição pelo Método de Benders

Este modelo trata o problema da operação semanal do sistema sueco de produção de energia elétrica como um problema inteiro misto de grande porte. Para decompor o problema é usado o método de Benders [Lasdon, 1970]. O problema inteiro representa a escolha das usinas térmicas que estarão em operação no horizonte de estudo (“unit commitment”). O problema contínuo obtém os despachos das usinas hidráulicas e térmicas. Tanto o problema inteiro como o contínuo são resolvidos por algoritmos que exploram as suas características específicas.

O modelo busca a minimização do custo de operação das usinas térmicas, uma vez que é desconsiderado o valor marginal da água. O custo de operação de uma usina térmica é composto por um custo de partida da unidade, um custo fixo e um custo variável.

O custo de partida é função do tempo que a usina permaneceu desligada. São considerados dois valores: um para partida a frio e outro para partida com a unidade aquecida. O custo fixo corresponde à operação de uma usina térmica em seu nível mínimo de produção de energia. O custo variável corresponde à faixa de operação entre os níveis mínimo e máximo.

O modelo proposto considera três tipos de restrição: térmicas, hidráulicas e globais (para todo o sistema). As restrições térmicas representam as limitações operativas de cada usina, ou seja, os limites mínimo e máximo de produção de energia, os estados de operação (variáveis inteiras) e também uma limitação no número de entradas e saídas de operação de cada usina durante um dia.

As restrições hidráulicas representam a dinâmica do sistema (equação de transição de estado). A relação entre a produção de energia e a vazão turbinada é representada por uma função linear por partes. A perda de produtividade não é considerada, pois os reservatórios do sistema estudado não apresentam variações significativas de volume ao longo de uma semana.

As restrições globais consideram o atendimento à reserva operativa do sistema, as limitações de transmissão e o atendimento à demanda de energia em cada estágio.

Os autores sugerem a aplicação de técnicas de decomposição para a solução do problema de obtenção dos despachos de geração (método de Dantzig-Wolfe, relaxação lagrangeana [Lasdon, 1970]). Com a aplicação destes métodos pode-se utilizar algoritmos específicos que exploram a estrutura de redes que o problema apresenta, resolvendo-os de forma mais eficiente.

Amado e Ribeiro, [1987] – Princípio da Otimalidade Progressiva

Este trabalho descreve uma aplicação ao sistema brasileiro que utiliza como técnica de solução a programação dinâmica em conjunto com o princípio da otimalidade progressiva [*Howson e Sancho, 1975*]. A técnica de solução é a mesma usada por *Turgeon, (1981)*, com a seguinte inovação: as buscas unidimensionais foram substituídas por relações analíticas na obtenção das variáveis de controle e estado ótimas.

O modelo representa com detalhe as implicações decorrentes do fato de existirem usinas de empresas diferentes em cascata numa bacia. O sistema é dividido em áreas que possuem uma carga a ser atendida em cada estágio.

Os intercâmbios de energia entre as áreas são modelados como “contas de energia” que devem ser zeradas ao final do horizonte. Existem limites impostos às variáveis de controle (descargas dos aproveitamentos e intercâmbios entre áreas) e de estado (níveis dos reservatórios e o saldo das contas de energia – intercâmbios).

O objetivo é a minimização do desvio quadrático total das áreas em relação à sua carga horária.

O modelo considera a variação de produtividade das usinas hidráulicas com a mudança do nível de montante. Além disto, é permitido o fornecimento de limites para a produção horária de energia de cada usina, o que representa indiretamente as restrições elétricas.

A utilização das relações analíticas para a solução dos problemas unidimensionais contribuiu para uma melhora sensível no desempenho do modelo.

Hreinsson, [1988] – Programação Inteira Mista

Este artigo descreve uma metodologia para a programação semanal da operação em sistemas puramente hidráulicos utilizando a seguinte simplificação: a produção de energia e as restrições hidráulicas são tratadas separadamente. Para que esta simplificação seja aceitável, é necessário que o sistema em estudo possua as seguintes características:

- ♦ o sistema deve possuir reservatórios de grande porte situados nas cabeceiras das suas bacias;
- ♦ estes reservatórios podem ser operados de acordo com as necessidades diárias ou horárias do sistema, porém seus limites operativos são determinados por estudos de longo prazo;
- ♦ cada aproveitamento possui um reservatório com regularização suficiente para absorver desvios diários ou horários de descarga, sem que isto afete significativamente a queda do aproveitamento.

O problema é dividido em um subproblema de atendimento à carga diária, com estágios horários, e um subproblema para determinação da operação hidráulica dos aproveitamentos.

O problema que trata da produção de energia não considera nenhuma das variáveis relativas às restrições hidráulicas, como por exemplo: nível dos reservatórios, descargas. Para a sua solução foi formulado um problema inteiro misto não linear, com o objetivo de minimizar o uso dos recursos hidráulicos. A função de produção relaciona a vazão turbinada (variável dependente) com o número de unidades geradoras em operação e a energia produzida (variáveis independentes).

As restrições consideradas são: o atendimento à carga em cada estágio; meta pré-determinada de produção de energia para cada aproveitamento; níveis mínimo e máximo de produção de energia para cada aproveitamento e um limite superior para o número de unidades em operação em cada aproveitamento.

A restrição que fixa a meta de geração de energia a ser produzida em cada usina é o elo de ligação entre os problemas de gerência de recursos hidráulicos e de produção de energia.

Primeiramente resolve-se um problema resultante de uma aproximação linear do problema original. A função de produção é aproximada por uma função linear por partes. Cada segmento desta função aproximada possui limites mínimo e máximo de produção de energia. O limite mínimo de uma usina é igual à geração mínima de energia que uma de suas unidades

pode gerar. O limite máximo de geração de uma usina é igual à soma dos limites máximos de todas as suas unidades.

A solução do problema relaxado, onde o número de unidades em operação não é considerado como variável, fornece a produção de energia de cada usina, sem determinar quantas unidades estarão em operação. Para a determinação de número de unidades em operação recorre-se a um algoritmo heurístico. O algoritmo determina, para cada hora e cada usina, o número de unidades que devem estar em operação para que a produção total de energia da usina possa estar entre os valores mínimo e máximo de produção de energia de uma unidade. Caso haja mais de uma solução, deve-se selecionar a que apresentar o menor dispêndio de água. Com a solução encontrada com este algoritmo, pode-se redefinir os limites de geração de energia de cada usina com base no número de unidades definido na etapa anterior e resolver novamente o problema aproximado.

Pinto e Pereira, [1988] – Decomposição pelo Método de Dantzig-Wolfe

Este artigo combina o método de decomposição de Dantzig-Wolfe [Lasdon, 1970] com a técnica de otimização em redes. A abordagem é aplicada à programação semanal do sistema interligado brasileiro, e divide a semana em estágios diários. O objetivo é a minimização do custo de operação do sistema, composto pelo custo de geração térmica, custo de déficit, penalizações pelo não atendimento às metas semanais de volume e penalizações pelo não atendimento às restrições hidráulicas.

As restrições consideradas no modelo são volumes-meta para cada reservatório do sistema (dados por um modelo de médio prazo), equação de balanço hidráulico (com a consideração de tempos de viagem), limites para os armazenamentos, defluências e turbinagens, limites para a geração térmica e o atendimento à demanda de energia em cada estágio. Na modelagem da função de produção hidráulica, é utilizada uma função linear.

Analisando-se a estrutura do problema, percebe-se que ele pode ser dividido em dois subproblemas: um hidráulico e outro para o atendimento à carga. O subproblema hidráulico é resolvido através de um algoritmo de fluxos em redes, explorando a estrutura da rede hidráulica. O subproblema de atendimento à carga também poderia ser modelado como um problema de fluxos, porém não seria possível agregar os dois grafos em um único. É preciso usar um método para coordenar os dois subproblemas.

O método de Dantzig-Wolfe [Lasdon, 1970] considera o problema de atendimento à carga como problema mestre. O problema mestre propõe “preços” para os recursos que serão utilizados pelos subproblemas hidráulicos. Cada subproblema hidráulico utiliza os recursos de acordo com os preços propostos pelo mestre. Após a otimização dos subproblemas hidráulicos, as propostas de geração alocadas são analisadas pelo problema mestre e os preços são atualizados. De posse dos novos preços, refaz-se a otimização hidráulica. O processo se repete até que algum critério de convergência seja satisfeito, ou até que nenhuma atualização de “preços” seja efetuada.

Yang e Chen, [1989] – Múltiplas Passagens

Este artigo trata da programação diária do sistema hidrotérmico tailandês utilizando a técnica de aproximações sucessivas. O modelo considera como restrições o atendimento à carga em cada estágio, os limites de geração para cada unidade geradora (térmica ou hidráulica), limites físicos para os aproveitamentos hidráulicos e limites nas taxas de variação de geração para as usinas térmicas. A função de geração de uma usina hidráulica é modelada como uma função linear, relacionando a descarga do aproveitamento (variável dependente) com a produção de energia (variável independente).

O algoritmo de múltiplas passagens é um processo iterativo que consiste em refinar a cada passo as discretizações das variáveis de estado e do horizonte de estudo. A cada passo existe uma trajetória nominal usada como base no processo de otimização. De acordo com a discretização da variável de estado, define-se uma região viável para a solução do problema de busca da nova trajetória ótima. O algoritmo foi desenvolvido a fim de se evitar o grande esforço computacional que as aplicações de programação dinâmica normalmente necessitam.

O primeiro problema a ser resolvido possui dois estágios e três possíveis valores para as variáveis de estado. Esta primeira aproximação de trajetória (política de operação), ainda muito grosseira, é usada como solução inicial para o segundo problema, com quatro estágios e cinco possíveis valores para as variáveis de estado.

O processo iterativo prossegue até que a trajetória ótima de uma passagem não seja alterada. Pode ser que, neste momento, a solução ótima se encontre num extremo da região viável. Isto significa que, possivelmente, a solução ótima está localizada fora da região viável. Assim, algumas iterações extras são realizadas sem refinamento do “grid” das variáveis de estado, ajustando somente a região viável de acordo com a trajetória da iteração anterior. O processo termina quando não ocorre nenhuma variação na trajetória ótima.

A geração térmica total é obtida pela diferença entre a carga a ser atendida e a geração total das usinas hidráulicas. A geração de cada usina térmica é então determinada com base em um algoritmo que utiliza fatores de participação para cada usina componente do parque gerador.

A utilização deste método permitiu uma sensível economia no tempo de processamento, no entanto, os autores alertam que a solução final obtida pode representar um ótimo local.

Chang et alii, [1990] – Relaxação Lagrangeana

Este artigo apresenta um modelo de programação para o sistema tailandês, baseado em um algoritmo que combina o método de relaxação lagrangeana [Lasdon, 1970] com a programação dinâmica diferencial.

O sistema elétrico da Tailândia apresenta as seguintes características muito peculiares, mencionadas no artigo:

- ♦ ausência de interligação com sistemas vizinhos;
- ♦ pequena disponibilidade de recursos hidráulicos de longo prazo (os reservatórios existentes possuem baixa capacidade de regularização);
- ♦ pouca participação de usinas hidráulicas (a potência hidráulica instalada corresponde à apenas 16% da potência total).

O objetivo da operação deste sistema é utilizar os recursos hidráulicos de forma a minimizar o custo total de utilização de combustível e manter um determinado nível de reserva operativa.

O algoritmo consiste em aplicar o método de relaxação (método de multiplicadores) de forma a obter um problema relaxado (as restrições referentes às variáveis de estado e controle são dualizadas e incluídas na função objetivo deste problema - o Lagrangeano). As restrições dinâmicas do sistema (transição de estado) são mantidas. O problema relaxado é um problema de otimização dinâmico e irrestrito, para o qual a técnica de programação dinâmica diferencial apresenta resultados eficientes.

A representação do sistema térmico utiliza uma usina térmica equivalente obtida a partir das usinas que estão disponíveis para serem despachadas.

O sistema hidráulico é representado com detalhe, considerando usinas a fio d'água e com regularização. Para cada estágio é necessário que o balanço hidráulico nas usinas do sistema seja satisfeito. O tempo de viagem entre usinas é desprezado. São considerados limites para as vazões turbinada e vertida, para os volumes dos reservatórios e um limite mínimo para a reserva operativa do sistema.

O problema de alocação de geração procura a melhor forma de substituir a geração térmica por hidráulica, minimizando o custo de geração e atendendo à reserva operativa do sistema.

Habibollazadeh et alii, [1990] – Programação Não-linear / Fluxo em Redes

O modelo apresentado neste artigo trata da programação diária da geração do sistema da Ontario-Hydro (Canadá). Ele representa tanto o sistema hidráulico como o térmico, o atendimento à reserva operativa do sistema e as perdas de transmissão. A representação do sistema hidráulico permite considerar o acoplamento entre bacias e restrições específicas de usinas. A técnica de solução é baseada em fluxos em redes e programação não linear , e garante a obtenção de uma solução ótima.

A modelagem do sistema térmico não considera os aspectos da escolha das unidades que deverão estar em operação (“unit commitment”), o que simplifica bastante a solução do problema. O sistema térmico é representado por uma tabela de custos marginais na otimização do sistema hidráulico.

O método utilizado para a solução do problema hidráulico é uma extensão do método de Frank-Wolfe [*Kennington e Helgason, 1980*], resumido nos seguintes passos:

1. encontra-se uma solução inicial;
2. avalia-se o gradiente da função objetivo para a solução atual;
3. acha-se a direção viável de melhora da função objetivo a partir deste ponto, resolvendo um problema linear;
4. a partir de um método de busca unidimensional, encontra-se o passo ótimo a ser dado na direção viável;
5. se o critério de convergência for obedecido, pare. Senão volte para 2.

Numa primeira etapa, o algoritmo utiliza uma aproximação linear da função de produção de energia. A solução do problema linear é utilizada como solução inicial de um outro problema considerando a não linearidade da função de produção. A solução obtida com a função linear

é, em geral, bem próxima da solução final, caracterizando uma boa adequação da utilização da aproximação linear.

Um aspecto comentado pelos autores é que, na solução ótima, as usinas hidráulicas se encontram no seu ponto de máximo rendimento ou nos seus limites de descarga.

Ohishi et alii, [1991] – Relaxação Lagrangeana

Neste artigo os autores formulam um modelo que representa tanto as características hidráulicas do sistema de geração como também as características da rede elétrica. Ele combina um algoritmo de otimização (a determinação do fluxo de carga ótimo DC [*Carvalho et alii, 1988*]), com um algoritmo de simulação do sistema hidráulico, a fim de testar a factibilidade das propostas de geração.

A abordagem para o acoplamento entre os dois algoritmos é baseada no método da relaxação lagrangeana [*Lasdon, 1970*], fixando fatores de penalização para o uso da água dos reservatórios.

A utilização de um modelo de simulação do sistema hidráulico é justificada pela melhor representação que ele permite para as relações existentes entre a produção de energia, a queda da usina e a sua vazão defluente. Este modelo tenta garantir metas de defluência para cada reservatório que podem ter sido estabelecidas por um modelo de médio ou longo prazo.

O uso de um algoritmo de otimização para a determinação do fluxo de energia nas linhas do sistema permite a minimização das perdas na rede elétrica. O objetivo do problema é a minimização dos custos de geração térmica e hidráulica e do índice de desempenho do sistema [*Monticelli et alii, 1982*]. A utilização do índice de desempenho permite representar as perdas da rede e simplificar a solução do fluxo de carga ótimo DC.

O modelo considera como restrições elétricas as leis de Kirchoff para correntes e tensões e permite a definição de limites para os fluxos nas linhas de transmissão, bem como para as gerações das usinas.

As restrições hidráulicas consideradas são a dinâmica do sistema hidráulico (equação de transição de estado), limites para o estado dos reservatórios (nível de armazenamento) e descargas, uso múltiplo da água e a variação de volume de cada reservatório (esta restrição serve de ligação com um modelo de longo ou médio prazo).

As restrições que definem as metas de defluência são dualizadas e passam a fazer parte da função objetivo do problema lagrangeano. A equação de transição de estado dos reservatórios faz com que haja um acoplamento entre variáveis de estágios diferentes, dificultando a solução do lagrangeano. Para simplificar a solução deste problema, os autores optaram pelo esquema otimização-simulação. Assim, a abordagem fornece uma solução sub-ótima.

O algoritmo pode ser descrito, resumidamente nos seguintes passos:

1. inicialize o vetor de multiplicadores (penalizações);
2. para cada estágio:
 - 2.1. simule o sistema hidráulico;
 - 2.2. encontre a distribuição ótima dos fluxos de energia;
3. caso as metas de defluência estejam satisfeitas, pare;
4. atualize o vetor de multiplicadores e volte para 2.

Como todos os algoritmos baseados nos métodos de relaxação (método de multiplicadores, relaxação lagrangeana), este algoritmo tem seu desempenho fortemente dependente da definição e da atualização do vetor de variáveis duais. Os autores comentam que, como as condições de operação não mudam sensivelmente de uma semana para outra, uma boa solução inicial para o vetor de variáveis duais seja o vetor da semana anterior à semana estudada.

2.2 - CONDIÇÕES DE APLICABILIDADE PARA O SISTEMA BRASILEIRO

Nesta seção serão estabelecidas algumas características que devem ser consideradas em uma abordagem a ser aplicada no sistema elétrico brasileiro.

Deve ser prevista a inserção da metodologia de programação semanal em uma seqüência de procedimentos, para que possa existir troca de informações entre as diversas etapas. Por exemplo, as etapas que possuem horizontes de planejamento mais longos podem considerar os aspectos econômicos do problema da operação energética. Como os seus resultados servem de condições de contorno para os problemas subseqüentes na cadeia de procedimentos, estas considerações estarão sendo vislumbradas por todas as etapas do planejamento.

Devido à grande participação de aproveitamentos hidroelétricos, deve-se dar ênfase a modelos que levem em conta características como: coordenação hidráulica, restrições operativas de usinas hidráulicas e consideração da variação do rendimento em função do engolimento da usina.

O modelo deve considerar intercâmbios de energia entre subsistemas e entre empresas, pois eles traduzem as relações comerciais entre os agentes do sistema de produção de energia elétrica.

Um modelo de programação semanal deve servir, prioritariamente, como uma ferramenta de análise de viabilidade das políticas semanais definidas na etapa de planejamento de curto prazo. Além disto, por representar mais detalhadamente as variáveis no horizonte semanal, ele também pode servir para obter propostas para a programação da geração das usinas e dos intercâmbios entre empresas.

3 - UMA METODOLOGIA PARA A PROGRAMAÇÃO SEMANAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA

Este capítulo apresenta uma abordagem para a programação semanal da operação, considerando os aspectos mais relevantes do sistema hidroelétrico brasileiro. Nesta formulação não estão sendo consideradas as usinas térmicas uma vez que a sua geração já foi decidida na etapa de planejamento de nível hierárquico mais elevado (planejamento de curto prazo, Fig. 1.1).

3.1 - MODELO MATEMÁTICO

Devido à grande participação das usinas hidráulicas na composição do parque gerador, as características hidráulicas do sistema merecem destaque especial. A equação de transição de estado para os aproveitamentos hidroelétricos pode ser escrita como:

$$v_i^t = v_i^{t-1} + (Y_i^t + \sum_{j \in UM_i} (qt_j^{t-\delta_{i,j}} + qv_j^{t-\delta_{i,j}}) - (qt_i^t + qv_i^t)) * \beta^t \quad \text{para } i=1..NUH; t=1..T; \quad (3.1)$$

onde:

- v_i^t – volume armazenado na usina i ao final do estágio t (hm^3)
- Y_i^t – afluência incremental à usina i durante o estágio t (m^3/s)
- qt_i^t – vazão turbinada pela usina i durante o estágio t (m^3/s)
- qv_i^t – vazão vertida pela usina i durante o estágio t (m^3/s)
- UM_i – conjunto de usinas imediatamente à montante da usina i
- β^t – constante de conversão de m^3/s para hm^3
- NUH – número de usinas hidráulicas na configuração
- T – número de estágios (horizonte de estudo)
- $\delta_{i,j}$ – tempo de viagem da água entre os aproveitamentos i e j

Se existir informação sobre a dispersão da água, a consideração das vazões defluentes das usinas a montante pode ser refinada, substituindo-se o somatório na equação (3.1) por:

$$\sum_{j \in UM_i} \sum_k \alpha_k * (qt_j^{t-\delta_{i,j}^k} + qv_j^{t-\delta_{i,j}^k}) \quad (3.2)$$

onde:

α_k - fator de dispersão da vazão defluente da usina j para a parcela k

Os volumes dos reservatórios são limitados, de modo a considerar restrições operativas tais como volumes de segurança (volumes de espera) e volumes máximos ou mínimos operativos.

$$\underline{V}_i^t \leq v_i^t \leq \overline{V}_i^t \quad \text{para } i=1..NR; t=1..T; \quad (3.3)$$

onde:

$\underline{V}_i^t, \overline{V}_i^t$ - limites mínimo e máximo de armazenamento da usina i no estágio t (hm^3)
 NR - número de aproveitamentos com reservatório

A possibilidade de informar limites de armazenamento para os reservatórios permite estudar detalhadamente a utilização dos volumes de espera ao longo da semana, no caso da ocorrência de uma cheia.

Limites operativos também podem ser impostos às vazões defluentes dos aproveitamentos hidráulicos:

$$\underline{Qd}_i^t \leq qt_i^t + qv_i^t \leq \overline{Qd}_i^t \quad \text{para } i=1..NUH; t=1..T; \quad (3.4)$$

$$\left\| qt_i^t + qv_i^t - qt_i^{t+1} - qv_i^{t+1} \right\| \leq \varepsilon_i \quad \text{para } i=1..NUH; t=1..T; \quad (3.5)$$

$$\underline{Qt}_i^t \leq qt_i^t \leq \overline{Qt}_i^t \quad \text{para } i=1..NUH; t=1..T; \quad (3.6)$$

onde:

$\underline{Qd}_i^t, \overline{Qd}_i^t$ - limites mínimo e máximo para a defluência da usina i no estágio t (m^3/s)

- $\underline{Q}_i^t, \overline{Q}_i^t$ – limites mínimo e máximo para a turbinagem da usina i no estágio t (m^3/s)
- ε_i – limite para a variação de vazão turbinada da usina i em estágios consecutivos

A equação (3.4) representa tanto vazões máximas para controle de cheias, quanto vazões mínimas para garantia de condições à jusante. A equação (3.5) permite representar algumas restrições operativas impostas aos aproveitamentos, tais como garantia para navegação, cuidados ambientais ou até excessivas operações de comportas. A equação (3.6) traduz os limites de operação para as turbinas do aproveitamento ao longo da semana.

As informações de nível inicial e final da semana são provenientes do modelo situado no nível hierárquico superior da cadeia de planejamento e compõem as condições de contorno do problema. Estas condições trazem para o problema da programação semanal as decisões dos estudos de curto prazo discutidas na seção 1.6.

$$v_i^0 = VI_i \quad \text{para } i=1..NR; \quad (3.7)$$

$$v_i^T \geq VF_i \quad \text{para } i=1..NR; \quad (3.8)$$

onde:

- VI_i, VF_i – volumes inicial e final do reservatório i , definidos pela etapa de curto prazo (hm^3)

A equação (3.8) traduz uma possível e desejável sobra de energia no sistema ao final da semana. Esta sobra pode ser detectada devido à utilização de uma representação mais detalhada neste modelo (a divisão da semana em estágios)

Deve-se garantir o atendimento aos requisitos de energia de cada empresa componente do sistema elétrico considerando as trocas de energia (intercâmbios) que são definidas no Programa Mensal de Operação (PMO). Estes intercâmbios devem ser satisfeitos ao longo da semana, isto é, a média ponderada dos valores trocados ao longo da semana deve ser igual ao valor pré-estabelecido. Portanto, devemos ter as seguintes equações:

$$\sum_{i \in UH_e} g_i^t + \sum_{k \in IC_e} IE_k^t - \sum_{s \in IV_e} IE_s^t = D_e^t \quad \text{para } e=1..NE; \quad (3.9)$$

$$\underline{IE}_u^t \leq IE_u^t \leq \overline{IE}_u^t \quad \text{para } u=1..NIE; t=1..T \quad (3.10)$$

$$\sum_{t=1}^T nh^t * IE_u^t = 168 * \overline{IE}_u \quad \text{para } u=1..NIE; \quad (3.11)$$

onde:

- g_i^t – geração da usina i no estágio t (MWmed)
- D_e^t – demanda de energia média da empresa e no estágio t (MWmed)
- IC_e – conjunto de empresas das quais a empresa e compra energia
- IV_e – conjunto de empresas para as quais a empresa e vende energia
- UH_e – aproveitamentos hidroelétricos pertencentes à empresa e
- IE_u^t – valor do intercâmbio de energia u (MWmed)
- \overline{IE}_u – valor médio do intercâmbio de energia u definido no PMO (MWmed)
- $\underline{IE}_u^t, \overline{IE}_u^t$ – limites mínimo e máximo para o intercâmbio de energia u no estágio t (MWmed)
- NIE – número total de intercâmbios de energia
- nh^t – duração do estágio t (horas)

A equação (3.10) permite representar limites existentes na troca de energia entre empresas por restrições na rede de transmissão ou por normas contratuais. A equação (3.11) obriga que a energia trocada entre empresas ao longo da semana, seja igual ao valor definido na elaboração dos estudos táticos.

3.2 - OBJETIVOS DA OTIMIZAÇÃO

O Programa Mensal de Operação - PMO (seção 1.6) fornece em síntese os seguintes resultados:

- ♦ geração média semanal de cada usina térmica;
- ♦ intercâmbio entre subsistemas;
- ♦ intercâmbios faturáveis e não faturáveis (de energia e demanda) entre empresas;
- ♦ níveis desejados para cada reservatório ao longo do período de estudo e geração média dos aproveitamentos hidroelétricos.

A geração de cada usina térmica e o intercâmbio entre subsistemas são obtidos a partir dos resultados dos estudos de planejamento de longo prazo e visam à otimização da operação dos sistemas interligados. O objetivo desta operação interligada é minimizar o valor esperado do custo de operação do sistema em um determinado horizonte. Desta forma, estes valores não devem ser alterados ao longo do mês, a não ser por questões operativas não previstas na elaboração do PMO.

A simulação individualizada dos aproveitamentos hidroelétricos define, para cada empresa, quais serão os valores dos seus intercâmbios de energia de modo a garantir o atendimento da carga de seus consumidores.

A geração térmica, o intercâmbio entre subsistemas e os intercâmbios entre empresas são considerados metas do PMO, e têm que ser cumpridos ao longo do mês com o mínimo desvio possível.

Os níveis dos reservatórios sugeridos pela simulação individualizada, para o final de cada semana, são considerados como diretrizes e possuem flexibilidade para variar de modo que se possa absorver desvios nas previsões de carga e/ou afluências. Propõe-se considerar como objetivo da programação semanal da operação a maximização destes níveis, ou seja, a busca de um ganho energético adicional para o sistema.

A idéia da otimização dos níveis dos aproveitamentos hidráulicos surge de uma “desconfiança” com relação aos valores estabelecidos no PMO, que utiliza na sua elaboração os dados médios semanais de vazões e carga. Como no modelo de programação semanal a semana é dividida em estágios, podemos considerar uma melhor representação da evolução da carga e das vazões. É intuitivo pensar (ou “desconfiar”) que pode ser possível obter um estado final diferente para os reservatórios do sistema, atendendo às mesmas restrições mas, posicionando o sistema em melhores condições de armazenamento.

A função objetivo pode ser considerada como a maximização da energia possível de ser estocada no sistema. Esta energia é conhecida como energia armazenada e pode ser definida, simplificada, como a energia obtida ao se deplecionar os reservatórios de um sistema de um determinado nível até o volume mínimo. Esta energia é calculada valorizando-se o volume útil de cada reservatório pela sua produtibilidade acumulada^{7,8}.

⁷ Produtibilidade de um aproveitamento é o coeficiente que traduz a relação entre a sua vazão turbinada e a potência produzida. Produtibilidade acumulada de um reservatório é a soma da sua produtibilidade com as produtibilidades de todas as usinas que se situam à jusante deste reservatório.

⁸ Produtibilidade: S.f. Qualidade ou estado de produtivo ou produtivo. Produtividade: S.f. (i). Faculdade de produzir; (ii). Qualidade ou estado de produtivo; (iii). Rendimento. Fonte: Novo Dicionário Aurélio.

Maximizar a energia armazenada do sistema nesta etapa de estudos, permite, se possível, explicitar um ganho energético adicional para o sistema.

Assim, pode-se considerar como objetivo da programação semanal da operação a maximização da seguinte função:

$$\text{Max} \sum_i \psi_{ac,i} * (V_i^T - \underline{V}_i) \quad \text{para } i=1..NR \quad (3.12)$$

onde:

$\psi_{ac,i}$	- produtibilidade acumulada da usina i (MW/m ³ /s)
V_i^T	- volume no final da semana da usina i (hm ³)
\underline{V}_i	- volume mínimo da usina i (hm ³)
NR	- número de usinas com reservatório no sistema

3.3 - A FUNÇÃO DE PRODUÇÃO HIDRÁULICA DE UM APROVEITAMENTO

A potência produzida em um aproveitamento hidroelétrico é uma função não linear, que relaciona a vazão turbinada, o rendimento do conjunto turbina-gerador e a queda líquida⁹ a que está submetido o aproveitamento. De forma geral, esta função pode ser escrita como:

$$P = 9.81 * 10^3 * \rho_T * \rho_G * qt * H \quad (3.13)$$

onde:

9.81	- aceleração da gravidade (m/s ²)
10 ³	- peso específico da água (kgf / m ³)
ρ_T, ρ_G	- rendimento da turbina e do gerador (p.u.)
qt	- vazão turbinada pela usina (m ³ /s)
H	- queda da usina (m)
P	- potência produzida pela usina (W)

A superfície referente à equação (3.13) dá origem às curvas colina da turbina, utilizadas na operação das usinas hidroelétricas. Essas curvas refletem a dependência existente entre as variáveis da equação permitindo a definição do ponto de operação desejado para uma

⁹ Queda Líquida é a diferença entre os níveis de montante e jusante de um aproveitamento, depois de serem descontadas as perdas hidráulicas na tubulação de admissão de água das turbinas.

determinada queda da usina. A Fig. 3.1 apresenta as curvas colina de uma turbina tipo Francis, com queda nominal igual a 113m.

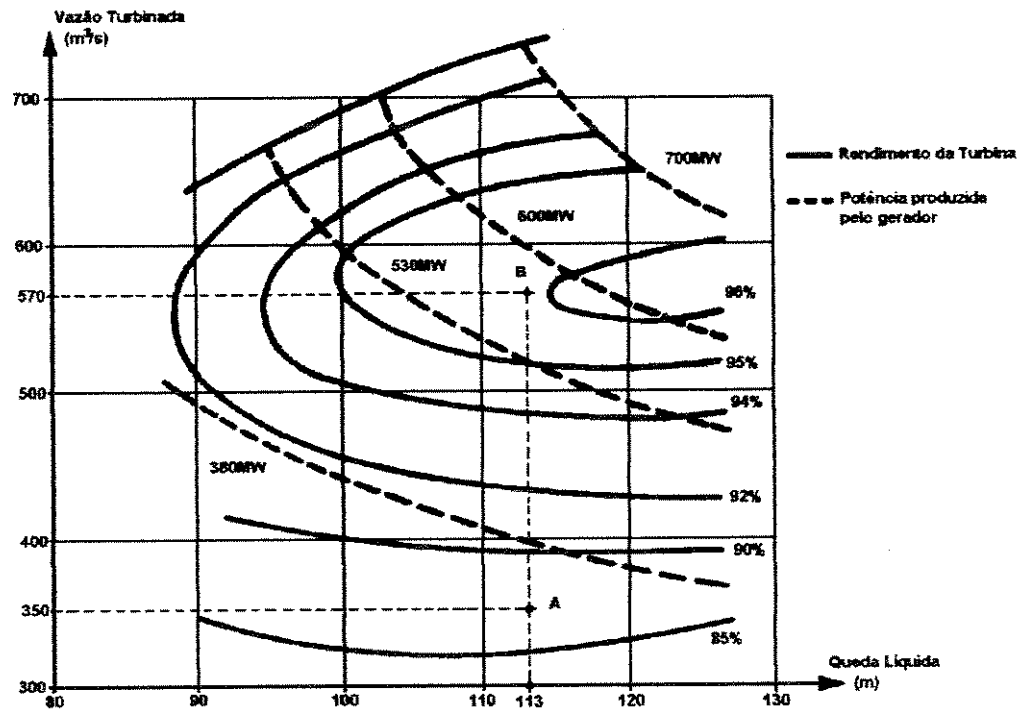


Figura 3.1 - Curvas colina de uma turbina tipo Francis

Por exemplo, suponha que a queda do aproveitamento é 113m e se deseja produzir uma potência de 360MW. Deve-se ter uma vazão turbinada em torno de $350\text{m}^3/\text{s}$, com rendimento de aproximadamente 87.5% (ponto A na Fig. 3.1).

Caso seja necessário aumentar a potência do gerador basta aumentar a admissão de água na turbina. Passando-se a vazão turbinada para $570\text{m}^3/\text{s}$ e, supondo-se, sem perda de generalidade, que a queda não varia, a potência produzida será então aproximadamente igual a 570MW e o rendimento da turbina aumenta para 95.8% (ponto B). Este também é, para esta queda, o rendimento máximo que se pode obter na operação desta turbina.

A Fig. 3.2 representa, para dois valores de queda, a variação da potência produzida em função da vazão turbinada. Esta curva traduz a relação descrita pela equação (3.13). Da análise das curvas pode-se perceber a variação da produtibilidade como função da vazão turbinada pelo aproveitamento. Embora exista variação de rendimento em função da vazão turbinada, percebe-se que as curvas são quase lineares, ou seja, a produtibilidade não é afetada de forma significativa.

Uma abordagem simplificada pode utilizar uma função linear para relacionar a potência produzida com a vazão turbinada.

$$P = \psi * qt \quad (3.14)$$

onde:

ψ – produtibilidade da usina (MW / m³/s)

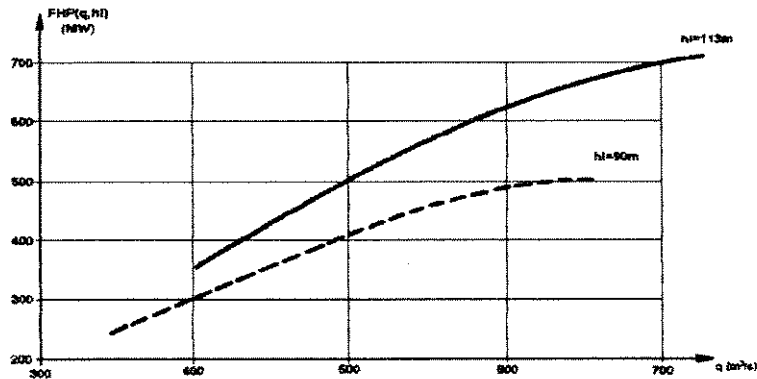


Figura 3.2 - Curva de potência produzida x vazão turbinada

Ao considerar a vazão turbinada, constante e igual a qt em um intervalo de tempo, obtém-se a geração de energia em MWmed que é usada na equação (3.9) para o fechamento do balanço de energia das empresas do sistema. Para efeito de modelagem, podemos considerar que a produtibilidade é constante durante cada estágio e chegar à seguinte expressão:

$$g_i^t = \psi_i * qt_i^t \quad \text{para } i=1..NUH; \quad (3.15)$$

onde:

g_i^t – geração da usina i no estágio t (MWmed)
 ψ_i – produtividade da usina i (MWmed / m³/s)
 qt_i^t – vazão turbinada pela usina i no estágio t (m³/s)

Caso seja necessário considerar as variações da produtibilidade, em função da vazão turbinada no cálculo da potência, pode-se representar a curva da Fig. 3.2 através de uma função linear por partes, como representado pela linha tracejada na Fig. 3.3.

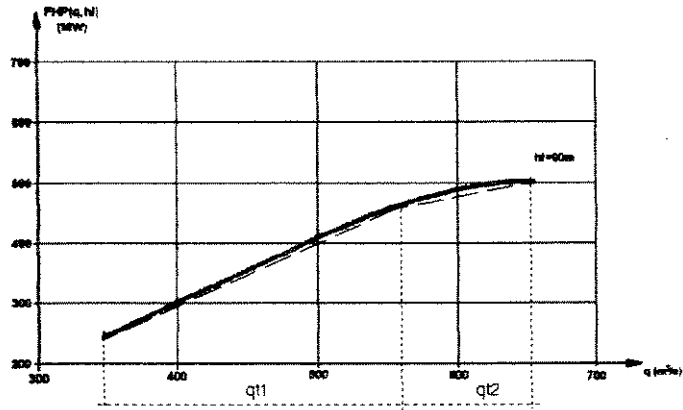


Figura 3.3 - Curva de potência produzida x vazão turbinada como uma função linear por partes

A equação (3.16) expressa a geração de um aproveitamento através de uma função linear por partes com dois segmentos.

$$g = \psi_1 * qt_1 + \psi_2 * qt_2 \quad (3.16)$$

$$qt = qt_1 + qt_2 \quad (3.17)$$

$$\psi_1 > \psi_2 \quad (3.18)$$

$$0 \leq qt_1 \leq \overline{Qt}_1, \quad 0 \leq qt_2 \leq \overline{Qt}_2 \quad (3.19)$$

onde:

- g – geração do aproveitamento (MWmed)
- ψ_1, ψ_2 – produtibilidades associadas à cada um dos segmentos da curva (MWmed / m³/s)
- qt_1, qt_2 – vazões turbinadas pelo aproveitamento em cada um dos segmentos da curva (m³/s)
- qt – vazão turbinada pelo aproveitamento
- $\overline{Qt}_1, \overline{Qt}_2$ – limites máximos das vazões turbinadas em cada segmento (m³/s)

Se qt_1 for menor do que seu limite máximo e $qt_2 > 0$, então g não corresponde à representação de uma função linear por partes. No entanto, quando se deseja maximizar o objetivo representado pela equação (3.12), na otimalidade vale a relação (3.20), ou seja, neste momento g representa a função linear por partes desejada.

$$qt_2 > 0 \Rightarrow qt_1 = \overline{qt_1} \quad (3.20)$$

De fato, como o objetivo é a maximização dos níveis finais, a solução ótima será aquela que apresentar uma utilização mais racional dos recursos hidráulicos. Supondo que qt_1 seja inferior ao limite máximo de engolimento do primeiro segmento, e que qt_2 seja diferente de zero, podemos constatar que ao se “transferir” água do segundo segmento para o primeiro haverá um ganho no volume armazenado no reservatório.

A uma vazão turbinada do segundo segmento, qt_2 , está associada a produção de potência P , através da seguinte expressão:

$$P = qt_2 * \psi_2 \quad (3.21)$$

Ao se produzir a mesma potência P no primeiro segmento teremos:

$$P = qt_1 * \psi_1 \quad (3.22)$$

Assim,

$$qt_1 * \psi_1 = qt_2 * \psi_2 \quad (3.23)$$

Explicitando-se o valor de qt_1 , temos:

$$qt_1 = qt_2 * \frac{\psi_2}{\psi_1} \quad (3.24)$$

Como $\psi_1 > \psi_2$, necessariamente qt_1 será inferior ao valor de qt_2 , ocasionando um ganho no volume do reservatório. Portanto, na otimalidade vale a relação (3.20).

O argumento acima não seria válido caso houvesse um excedente de água no sistema, levando os volumes aos seus valores máximos e ocasionando vertimentos inevitáveis. Nessas situações, o objetivo expresso em (3.12) seria insuficiente para definir a operação. Poder-se-ia por exemplo, utilizar (3.12) em uma primeira etapa para definir quais são os volumes máximos alcançáveis e numa etapa seguinte, encontrar a máxima oferta de energia excedente, mantendo-se os níveis nos valores definidos anteriormente.

A partir destas considerações a equação (3.9) pode ser re-escrita como:

$$\sum_{i \in UH_e} \psi_i * qt_i^t + \sum_{k \in IC_e} IE_k^t - \sum_{s \in IV_e} IE_s^t = D_e^t \quad (3.25)$$

para o caso de a função de produção hidráulica ser expressa como uma curva com um único segmento.

Com relação à obtenção das curvas de produção hidráulica, seria interessante dispor de uma forma sistemática para definir quantos segmentos utilizar e suas produtibilidades correspondentes. A melhor solução seria conhecer as curvas colina (Fig.3.1) de cada aproveitamento, pois poderiam ser consideradas as relações entre a vazão turbinada, altura de queda líquida e potência produzida, incluindo eventuais variações de rendimento dos grupos turbina-gerador (normalmente pequenas). Não foi possível adotar esta solução devido à dificuldade de se obter os dados com este grau de detalhamento.

Uma alternativa para este problema é trabalhar com a eq. 3.13, supondo-se os rendimentos constantes e variando-se a queda do aproveitamento. As curvas correspondentes à esta equação, parametrizadas para diversos níveis de armazenamento, são apresentadas na Fig. 3.4, para o aproveitamento de G.B.Munhoz da Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL). Este procedimento está descrito em detalhe no Anexo I, com a aplicação para as demais usinas do caso exemplo.

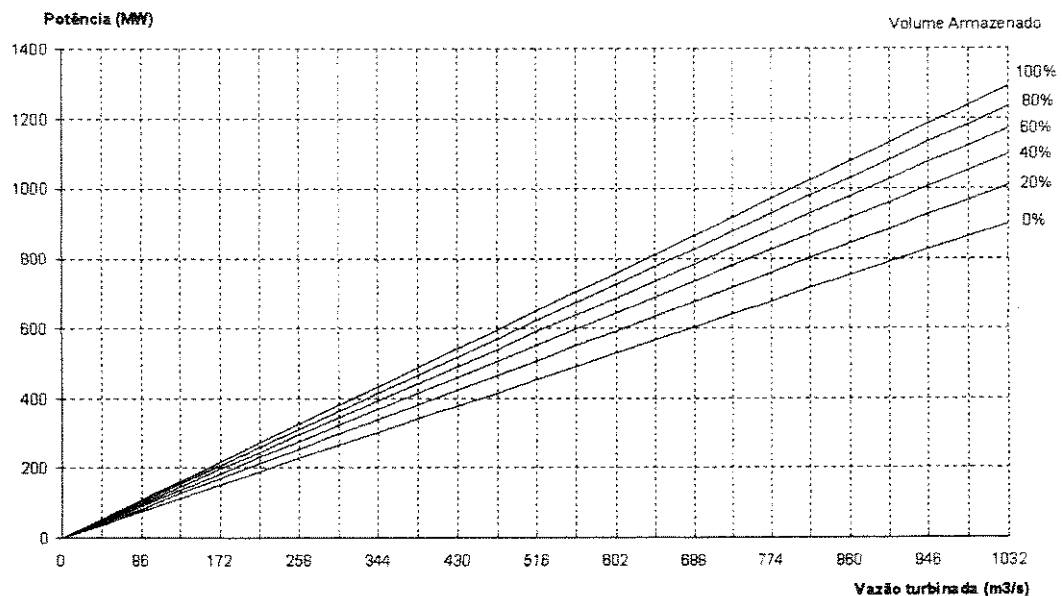


Figura 3.4 - Potência disponível x vazão turbinada para G.B.Munhoz

Percebe-se que, para os níveis de volume armazenado, a variação de potência em relação à vazão turbinada é praticamente linear. Uma outra característica dos aproveitamentos do sistema brasileiro é que, normalmente, eles apresentam pequenas variações de volume armazenado ao longo de uma semana. Assim, na maior parte dos casos, uma curva linear com um segmento será uma representação adequada para a produção de potência no horizonte de planejamento semanal.

3.4 - ASPECTOS DA IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

A restrição (3.5) pode introduzir infactibilidades no problema, caso seja necessário uma maior variação da geração das usinas para atender à carga. Podemos relaxar esta restrição acrescentando uma penalização para os casos em que a restrição original não é satisfeita. Isto é possível ao se transformar a inequação (3.5) em uma equação com a inclusão de variáveis auxiliares.

A inequação (3.5) pode ser escrita como uma inequação dupla. Assim,

$$-\mathcal{E}_i \leq qt_i^t + qv_i^t - qt_i^{t+1} - qv_i^{t+1} \leq \mathcal{E}_i \quad (3.26)$$

Por outro lado, a inequação (3.26) pode ser re-escrita como uma equação com a inclusão de uma variável limitada ao intervalo $[-\varepsilon, \varepsilon]$, sem custo algum na função objetivo. Ou seja,

$$qt_i^t + qv_i^t - qt_i^{t+1} - qv_i^{t+1} + \xi = 0 \quad \xi \in [-\varepsilon, +\varepsilon] \quad (3.27)$$

onde:

$$\xi \quad - \text{variável auxiliar para eliminação da inequação (m}^3/\text{s)}$$

Variáveis de desvio, com penalizações na função objetivo, podem ser incluídas na equação acima representando excessos ou faltas em relação a ε . Essas variáveis sinalizam quando não é possível manter a variação da vazão turbinada da usina dentro do limite estabelecido em (3.5). Com a inclusão das variáveis de desvio na equação (3.27), tem-se:

$$qt_i^t + qv_i^t - qt_i^{t+1} - qv_i^{t+1} + \xi + s_1 - s_2 = 0 \quad s_1, s_2 \geq 0 \quad \text{e} \quad (3.28)$$

$$\xi \in [-\varepsilon, +\varepsilon]$$

onde:

s_1, s_2 – variáveis de desvio (para fins de penalização na função objetivo (m^3/s))

Como a variável ξ não possui custo na função objetivo, ela participará de uma solução básica antes das variáveis de desvio S_i [Luenberger, 1984]. Assim, uma destas variáveis assumirá valor diferente de zero apenas quando ξ assumir o valor de algum dos extremos de seu intervalo de definição, caracterizando a impossibilidade de se respeitar a restrição (3.5).

É conveniente permitir que a equação (3.25), correspondente ao balanço de energia das empresas, possua uma variável de déficit de energia. Assim, a equação (3.25) é re-escrita da seguinte forma:

$$\sum_{i \in UH_e} \psi_i * qt_i^t + \sum_{k \in IC_e} IE_k^t - \sum_{s \in IV_e} IE_s^t + def_e^t = D_e^t \quad def_e^t \geq 0 \quad (3.29)$$

onde:

def_e^t – déficit de energia da empresa e no estágio t (MWmed)

No caso da não existência de recursos energéticos, o sistema assume o ônus do não atendimento ao seu mercado de energia. Assim uma parcela correspondente ao custo de déficit deve ser incorporada à função objetivo.

A equação de média dos intercâmbios também pode gerar infactibilidades no modelo matemático, caso não seja possível encontrar valores que ao longo da semana satisfaçam às equações (3.9) e (3.11). Acrescentando-se variáveis de desvio em relação à média semanal do intercâmbio, evita-se a possibilidade desta inviabilidade. A equação (3.11) é reescrita da seguinte forma:

$$\sum_{t=1}^T nh^t * IE_u^t + flt_u - exc_u = 168 * \bar{IE}_u \quad flt_u, exc_u \geq 0 \quad (3.30)$$

onde:

exc_u – variável de excesso em relação à média do intercâmbio u (MWmed)

flt_u – variável de falta em relação à média do intercâmbio u (MWmed)

Os custos associados às variáveis de déficit, penalizações e desvios de intercâmbios devem ser escolhidos de forma a refletir a prioridade dada pelo sistema no atendimento ao seu mercado de energia.

O custo do déficit deve ser maior que o custo pelo desvio na média dos intercâmbios e maior que a penalização por variar a vazão turbinada das usinas, pois o atendimento do mercado final (consumidores) tem um grau de importância maior que a negociação entre empresas e restrições operacionais das usinas.

As alterações descritas neste item eliminam a possibilidade da ocorrência de ineficiências na programação semanal da operação.

3.5 - O PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

Uma solução otimizada para a programação semanal da operação energética pode ser encontrada pela solução do problema sintetizado a seguir:

$$\begin{aligned} \text{Max } \sum_i \psi_{aci} * (V_i^T - \underline{V}_i) + \sum_{e,t} CDF * def_e^t + & \text{para } i=1..NR; e=1..NE; \\ & u=1..NIE; t=1..T; \\ \sum_u CDD * (flt_u + exc_u) + & j=1..NUH; \\ \sum_{j,t} CVT * (s_1^t + s_2^t) & \end{aligned} \quad (3.31)$$

sujeito a:

$$v_i^t = v_i^{t-1} + (Y_i^t + \sum_{j \in UM_i} (qt_j^{t-\delta_{i,j}} + qv_j^{t-\delta_{i,j}}) - (qt_i^t + qv_i^t)) * \beta^t \quad \text{para } i=1..NUH; t=1..T; \quad (3.32)$$

$$\underline{V}_i^t \leq v_i^t \leq \overline{V}_i^t \quad \text{para } i=1..NR; t=1..T; \quad (3.33)$$

$$\underline{Qd}_i^t \leq qt_i^t + qv_i^t \leq \overline{Qd}_i^t \quad \text{para } i=1..NUH; t=1..T; \quad (3.34)$$

$$qt_i^t + qv_i^t - qt_i^{t+1} - qv_i^{t+1} + \xi + s_1 - s_2 = 0 \quad \text{para } i=1..NUH; t=1..T; \quad (3.35)$$

$$\underline{Qt}_i^t \leq qt_i^t \leq \overline{Qt}_i^t \quad \text{para } i=1..NUH; t=1..T; \quad (3.36)$$

$$\sum_{i \in UH_e} \psi_i * qt_i^t + \sum_{k \in IC_e} IE_k^t - \sum_{s \in IV_e} IE_s^t + def_e^t = D_e^t \quad \text{para } e=1..NE; \quad (3.37)$$

$$\underline{IE}_u^t \leq IE_u^t \leq \overline{IE}_u^t \quad \text{para } u=1..NIE; t=1..T \quad (3.38)$$

$$\sum_{t=1}^T nh^t * IE_u^t + flt_u - exc_u = 168 * \overline{IE}_u \quad \text{para } u=1..NIE; \quad (3.39)$$

$$v_i^0 = V_i \quad \text{para } i=1..NR; \quad (3.40)$$

$$v_i^T \geq V_i^F \quad \text{para } i=1..NR; \quad (3.41)$$

onde:

- CDF – penalização pelo não atendimento à carga
- CDD – penalização por desvios em relação aos intercâmbios médios
- CVT – penalização por variações na vazão turbinada

A inclusão dos custos para penalização por déficits, desvios em relação aos intercâmbios médios e variações na vazão turbinada pode ser considerada como a execução de uma primeira “etapa” no processo de otimização que busca uma solução factível. A segunda “etapa” seria então responsável pela maximização da energia armazenada no sistema. Os custos destas penalizações têm caráter de ordenar a prioridade dada à cada restrição.

A solução do problema de programação semanal da operação energética procura atender as metas do planejamento de curto prazo, utilizando informações mais detalhadas. Eventuais melhoras de nível em relação ao PMO caracterizam a existência de uma energia excedente disponível no sistema. Atualmente existem perspectivas de demandas crescentes para este tipo de energia.

3.6 - MÉTODO DE SOLUÇÃO

O problema do planejamento semanal da operação energética, apresentado no item anterior, tem uma estrutura linear. Adicionalmente, a equação (3.1) está associada a uma estrutura de redes [*Kennington e Helgason, 1980*]; porém, as equações (3.4), (3.5), (3.9) e (3.11) impõem restrições adicionais à esta estrutura. Embora existam algoritmos especializados para redes com restrições adicionais, eles apresentam desempenho semelhante a códigos de programação linear, caso o número de restrições adicionais seja elevado [*idem, ibidem*]. Assim, optou-se pela utilização de um código de programação linear baseado no algoritmo Simplex convencional [*Luenberger, 1984*] para resolver este problema. Foi utilizada a linguagem Fortran 77 para implementação do código computacional.

A Fig. 3.5 ilustra o fluxograma do programa computacional implementado para teste da metodologia descrita neste capítulo, e também seus arquivos de saída.

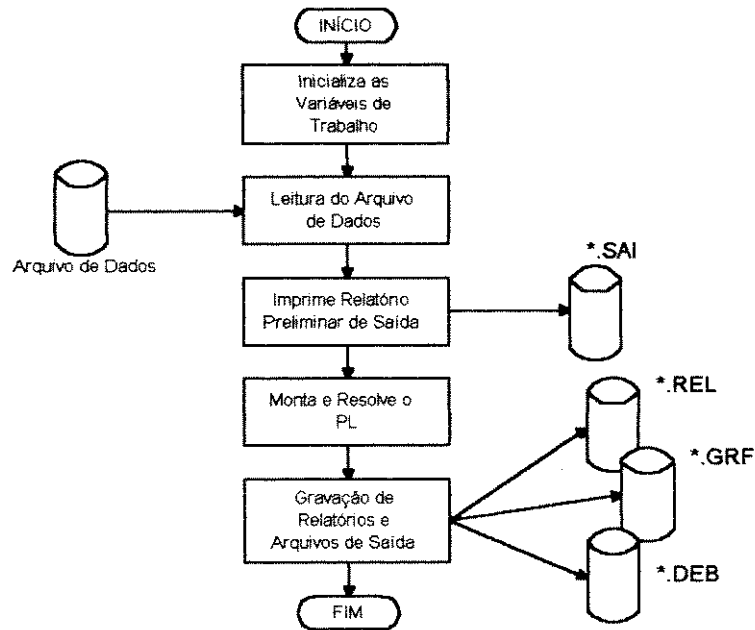


Figura 3.5 - Fluxograma do programa computacional

Os arquivos de saída referenciados na Fig. 3.5 têm os seguintes objetivos:

- ♦ *.SAI - arquivo que contém uma imagem dos dados de entrada;
- ♦ *.REL - relatório que contém os resultados da solução final;
- ♦ *.GRF - arquivo que contém as informações para confecção dos gráficos apresentados;
- ♦ *.DEB - arquivo para verificação da montagem do problema de programação linear, bem como do processo iterativo para sua solução.

3.7 - COMENTÁRIOS

Os resultados produzidos na etapa de programação semanal da operação podem ser sintetizados nas seguintes variáveis:

- ♦ vazões vertidas em cada aproveitamento
- ♦ vazões turbinadas para cada aproveitamento hidráulico e conseqüentemente sua geração em MWmed em cada estágio da semana
- ♦ intercâmbios de energia entre empresas

A desconsideração das usinas térmicas nesta etapa é decorrente do fato que seus valores de geração são definidos anteriormente à etapa de simulação a usinas individualizadas do PMO. A etapa de determinação dos valores de geração das usinas térmicas traduz, para os estudos táticos, os compromissos de minimização do valor esperado do custo de operação do sistema. Mudar os valores dessas gerações pode romper esta ligação entre as etapas do planejamento.

A maximização da energia armazenada do sistema exprime a tentativa de economizar os recursos hidráulicos do sistema e sinaliza, em alguns casos, como a possibilidade de uma oferta adicional de energia.

Os resultados obtidos pelo modelo de programação semanal podem ser utilizados como:

- ♦ condições de contorno para a etapa de programação diária, disponibilizando um número maior de informações para a sua realização ou
- ♦ propostas iniciais para a programação diária de geração das usinas e de intercâmbios entre empresas.

Desta forma, a estratégia proposta para a programação semanal da operação atende ao objetivo de analisar a viabilidade das políticas semanais do planejamento de curto prazo e fornecer soluções iniciais para a programação diária da operação, conforme discutido na seção 2.2.

4 - APLICAÇÃO DO MODELO PROPOSTO

4.1 - DESCRIÇÃO DO SISTEMA UTILIZADO NOS ESTUDOS DE CASO

A metodologia proposta para a programação semanal da operação energética foi aplicada no sistema de geração da região Sul do Brasil, constituído por 3 empresas geradoras de energia de grande porte e 9 usinas hidroelétricas distribuídas em 4 bacias hidrográficas. Dentre as usinas que constituem o sistema, 6 possuem reservatório¹⁰ e 3 são usinas fio d'água¹¹. Este sistema está representado na Fig. 4.1.

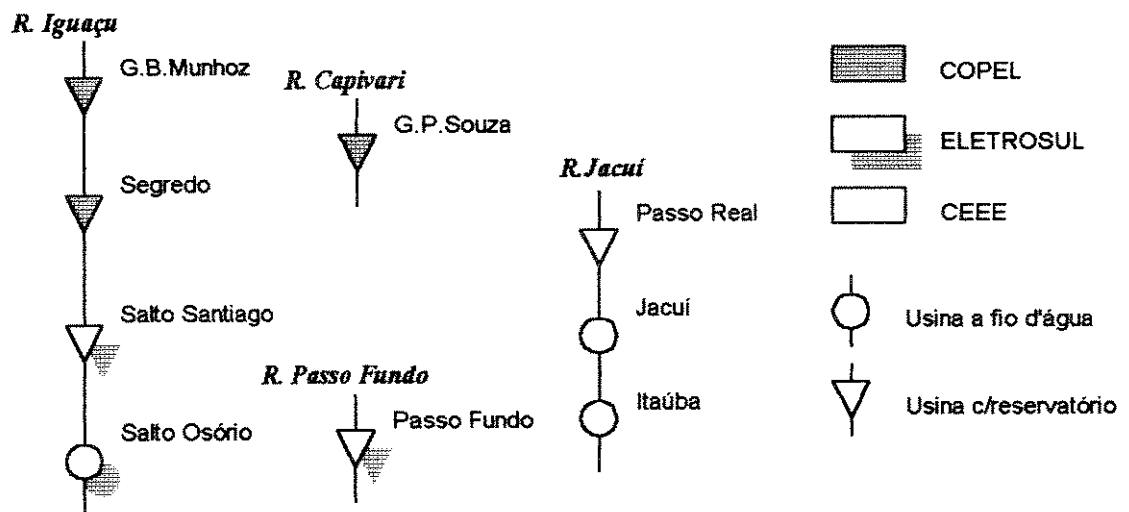


Figura 4.1 - Representação esquemática do sistema Sul

¹⁰ Usina com reservatório é aquela que tem capacidade de estocar recursos hidráulicos por períodos superiores a um mês, para sua utilização em momentos adequados (capacidade de regularização).

¹¹ Usina fio d'água é aquela que tem baixa capacidade de regularização, estocando recursos por um período no máximo semanal.

O mapa apresentado na Fig. 4.2 permite que se tenha uma visão da localização geográfica das usinas hidráulicas do sistema de produção de energia elétrica da região Sul do País.



Figura 4.2 - Localização geográfica das usinas do sistema Sul

O sistema Sul está interligado eletricamente ao sistema Sudeste, com o qual pode trocar energia quando necessário. Além disso, todas as usinas do sistema estão conectadas a uma malha de transmissão, fazendo com que seja possível haver trocas energéticas entre as três grandes empresas. Para os estudos de caso, foram utilizados os dados referentes à primeira semana de setembro de 1993 [GCOI, 1993].

A Fig. 4.3 retrata esquematicamente as trocas energéticas entre as 3 empresas, o intercâmbio entre as duas regiões, as cargas líquidas¹² e as gerações hidráulicas constantes no PMO para setembro de 1993 (valores em MWmed.).

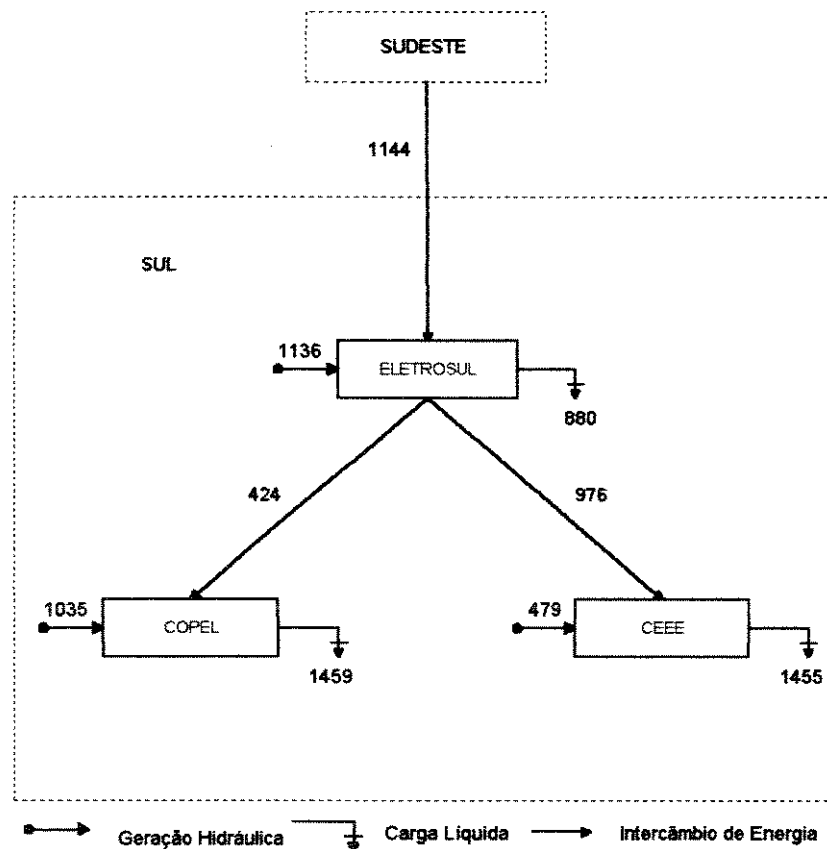


Figura 4.3 - Diagrama Esquemático das trocas energéticas, cargas líquidas e gerações hidráulicas

A carga atribuída à Eletrosul é, na realidade, o suprimento à empresa Celesc, que não possui usinas hidráulicas de grande porte. Assim, para efeito de simplificar esta aplicação, a carga da Celesc foi considerada como sendo da Eletrosul.

¹² Carga líquida de uma empresa é a carga resultante quando se desconta a geração térmicas de suas usinas.

Os dados básicos das usinas hidráulicas para a semana em estudo são apresentados na Tab. 4.1.

USINA	Vol.Inicial (%vol. útil)	Vol. Espera (%vol. útil)	Vazão Incremental (m ³ /s)	Unidades Disponíveis
G.B. Munhoz	96.4	98.2	426	3
Segredo	46.9	-	60	2
Salto Santiago	90.1	95.0	166	4
Salto Osório	-	-	29	6
G.P. Souza	95.7	-	13	3
Passo Fundo	96.0	-	53	1
Passo Real	79.0	80.3	235	2
Jacuí	-	-	2	6
Itaúba	-	-	58	4

Tabela 4.1 - Dados das usinas hidráulicas para a semana em estudo

A coluna com dados referentes ao número de unidades disponíveis é obtida a partir do cronograma mensal de manutenção que as empresas definem para cada semana que do horizonte do PMO. Percebe-se que a usina de Passo Fundo não possui muita flexibilidade para a sua solução, visto que ela só tem uma unidade geradora disponível para operação.

Os volumes de espera foram definidos pelo GTHO – Grupo de Trabalho de Hidrologia Operacional. Eles são os níveis máximos que podem ser atingidos durante o mês de Setembro. A vazão incremental de cada aproveitamento foi considerada constante ao longo da semana. No caso de existirem informações mais detalhadas da distribuição desta vazão ao longo da semana, podem ser considerados os valores previstos para cada estágio.

No anexo I está descrita a metodologia para obtenção das curvas de produção hidráulica dos aproveitamentos do sistema. A Tab. 4.2 apresenta estes valores e também os limites máximos de turbinamento dos aproveitamentos do sistema em estudo.

USINA	Produtibilidade Média (MWmed/ m ³ /s)	Engolimento Máximo (m ³ /s)
G.B. Munhoz	1.2256	1032
Segredo	1.0143	634
Salto Santiago	0.9208	1432
Salto Osório	0.6216	1650
G.P. Souza	6.5298	31
Passo Fundo	2.2713	43
Passo Real	0.3984	352
Jacuí	0.8268	222
Itaúba	0.8074	610

Tabela 4.2 - Dados das produtibilidades e engolimentos máximos das usinas hidráulicas

As curvas de carga de cada empresa foram obtidas a partir de curvas de carga típicas em p.u.. Esta é uma forma simplificada para a obtenção dos valores de carga por estágio. Para uma futura aplicação podem ser utilizadas as curvas de carga previstas por cada empresa para a semana em estudo. As curvas de carga, para os casos estudados, são apresentadas na Fig. 4.4.

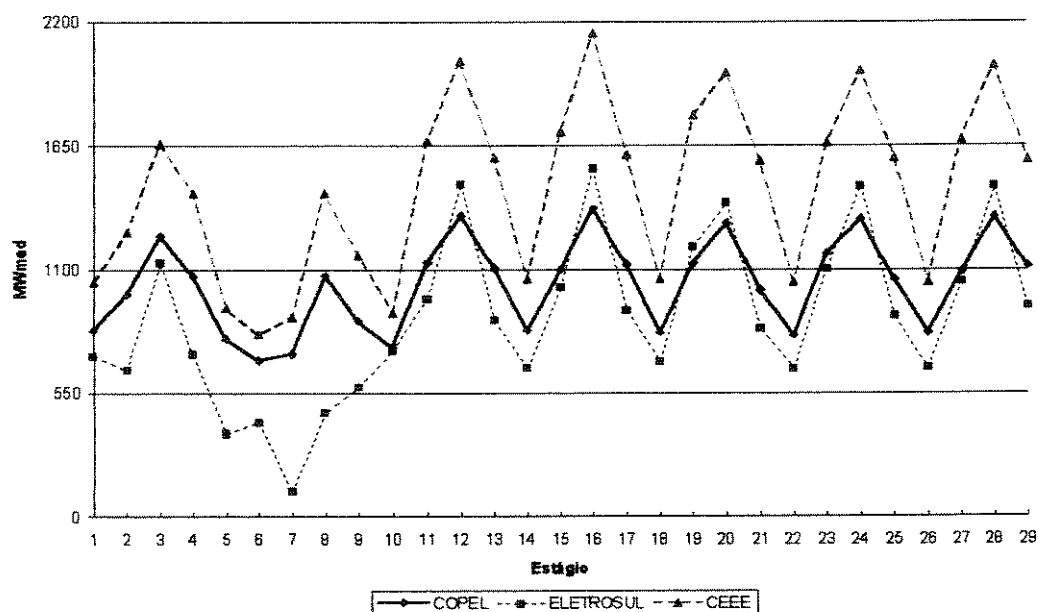


Figura 4.4 - Curvas de carga das empresas

A semana em estudo foi dividida em blocos horários, a partir de uma Instrução de Operação – IO – [GCOI], que descreve, para cada período da semana, qual é o patamar de carga a ele associado. De acordo com esta IO, a Tab. 4.3 apresenta os patamares de carga e suas respectivas durações:

Estágio	Duração (horas)	Dia da semana	Horário	Patamar de carga
1	6	Sábado	01-06	Leve
2	11		07-17	Média
3	4		18-21	Pesada
4	3		22-24	Média
5	5	Domingo	01-05	Leve
6	4		06-09	Mínima
7	8		10-17	Leve
8	5		18-22	Média
9	2	Segunda	23-24	Leve
10	6		01-06	Mínima
11	11		07-17	Média
12	4		18-21	Pesada
13	3	Terça	22-24	Média
14	6		01-06	Mínima
15	11		07-17	Média
16	4		18-21	Pesada
17	3	Quarta	22-24	Média
18	6		01-06	Mínima
19	11		07-17	Média
20	4		18-21	Pesada
21	3	Quinta	22-24	Média
22	6		01-06	Mínima
23	11		07-17	Média
24	4		18-21	Pesada
25	3	Sexta	22-24	Média
26	6		01-06	Mínima
27	11		07-17	Média
28	4		18-21	Pesada
29	3		22-24	Média

Tabela 4.3 - Classificação e duração dos patamares de carga

Os limites usados para as restrições que limitam a variação da vazão turbinada foram escolhidos em função do número de máquinas em operação em cada aproveitamento hidroelétrico. Estes dados, assim como os referentes às curvas de produção hidráulica, não se encontram facilmente disponíveis para a maioria das usinas do sistema elétrico brasileiro. Para os casos estudados neste trabalho, os valores considerados estão listados na Tab. 4.4.

USINA	Limite de Variação da Vazão Turbinada (m ³ /s)
G.B. Munhoz	419
Segredo	317
Salto Santiago	370
Salto Osório	290
G.P. Souza	10
Passo Fundo	52
Passo Real	207
Jacuí	39
Itaúba	155

Tabela 4.4 - Limites da variação da vazão turbinada

Com relação aos termos na função objetivo, considera-se que para cada reservatório o coeficiente para valorização de seu volume armazenado corresponde à soma da sua produtibilidade com as das usinas à jusante, descontados os aproveitamentos onde existem vertimentos.

Os custos das variáveis de desvio têm a função única de fornecer uma prioridade a estas variáveis. A ordenação dos custos caracteriza com maior prioridade o atendimento aos consumidores, por considerá-lo como compromisso básico das empresas. As restrições operacionais das usinas hidráulicas vêm em segundo lugar, refletindo uma preocupação com relação às condições de operação e manutenção das unidades geradoras.

Os intercâmbios entre empresas e recebimentos externos, embora sejam considerados como metas a serem cumpridas, podem apresentar alguns desvios, quando necessário para que se possa respeitar os dois compromissos anteriores.

4.2 - OS CASOS ESTUDADOS

Foram consideradas 4 opções no estudo de casos, a fim de se verificar o ganho de incluir as restrições de variação da vazão turbinada em estágios consecutivos e a representação da função de produção hidráulica por uma função linear por partes. A Tab. 4.5 resume as opções estudadas e suas características.

Caso	Restrição de variação da vazão turbinada
1	Não
2	Sim

Tabela 4.5 - Aspectos considerados em cada caso estudado

5 - ANÁLISE DOS CASOS ESTUDADOS

Neste capítulo são analisados os resultados obtidos pela metodologia proposta nos casos comentados na seção 4.2. As variáveis escolhidas para análise são os volumes finais de cada estágio e as vazões turbinadas.

Para facilitar a comparação, são apresentados os comentários sobre os resultados e em seguida os gráficos dos volumes finais e vazões turbinadas. Ao final do capítulo é feita uma síntese de todos os comentários.

5.1 - COMPARAÇÃO ENTRE OS CASOS 1 E 2

A comparação entre os casos 1 e 2 permite que se verifique como a solução é alterada ao se restringir a variação da vazão turbinada em estágios consecutivos.

A primeira observação que deve ser feita é quanto aos níveis finais dos reservatórios, que foram idênticos nos dois casos. Isto significa que os recursos hidráulicos retirados do sistema para o atendimento da carga da semana, em média, foi o mesmo. A diferença está na forma como estes recursos foram gerenciados ao longo da semana.

Problemas de otimização com estrutura linear possuem soluções nas quais muitas variáveis assumem seus valores extremos. Do ponto de vista operacional isto é indesejável, pois este fato impõe variações elevadas em parâmetros como vazões turbinadas e volumes em intervalos consecutivos.

A introdução das restrições de limite das vazões turbinadas suaviza estas variações podendo levar a uma outra solução com mesmo valor de função objetivo (quando existirem várias), ou a uma solução com outro valor, porém mais aceitável do ponto de vista operacional.

De fato, a inclusão das restrições que limitam a variação da vazão turbinada resulta em uma sensível modificação do perfil da utilização dos recursos hidráulicos dos reservatórios, como pode ser visualizado nos gráficos de turbinagens.

Como consequência da limitação na variação de turbinagens, as variações de volume dos reservatórios também são menores. Estas características são bastante favoráveis do ponto de vista operacional, pois evitam sucessivas operações de entrada/saída de máquinas para o atendimento da carga.

No caso específico da bacia do rio Jacuí, nota-se que a utilização dos recursos energéticos do reservatório de Passo Real ficou limitada pelo engolimento máximo da usina de Jacuí. As soluções finais dos aproveitamentos de Passo Fundo e G.P.Souza foram idênticas. A melhor opção foi economizar recursos energéticos em Passo Fundo (deixando a usina fora de operação durante a semana) e a utilização máxima dos recursos em G.P.Souza.

A diferença de níveis obtida nos aproveitamentos, com relação ao PMO, fez com que houvesse um pequeno ganho na energia armazenada no final do horizonte (da ordem de 0.04%).

A seguir são apresentados os gráficos das trajetórias de volumes de cada reservatório e também os de vazão turbinada. Os gráficos das turbinagens das usinas fio d'água não estão incluídos pelo fato que suas turbinagens apresentaram o mesmo comportamento dos reservatórios imediatamente à montante, adicionando-se apenas a sua vazão incremental.

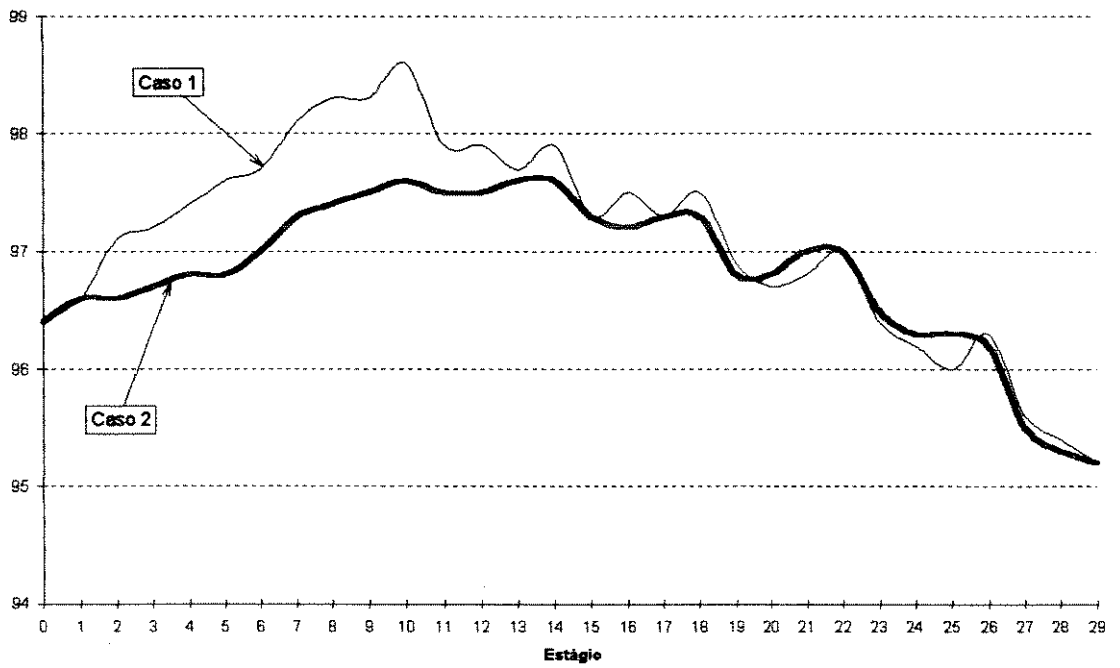


Fig. 5.1 - Volumes finais de G.B. Munhoz

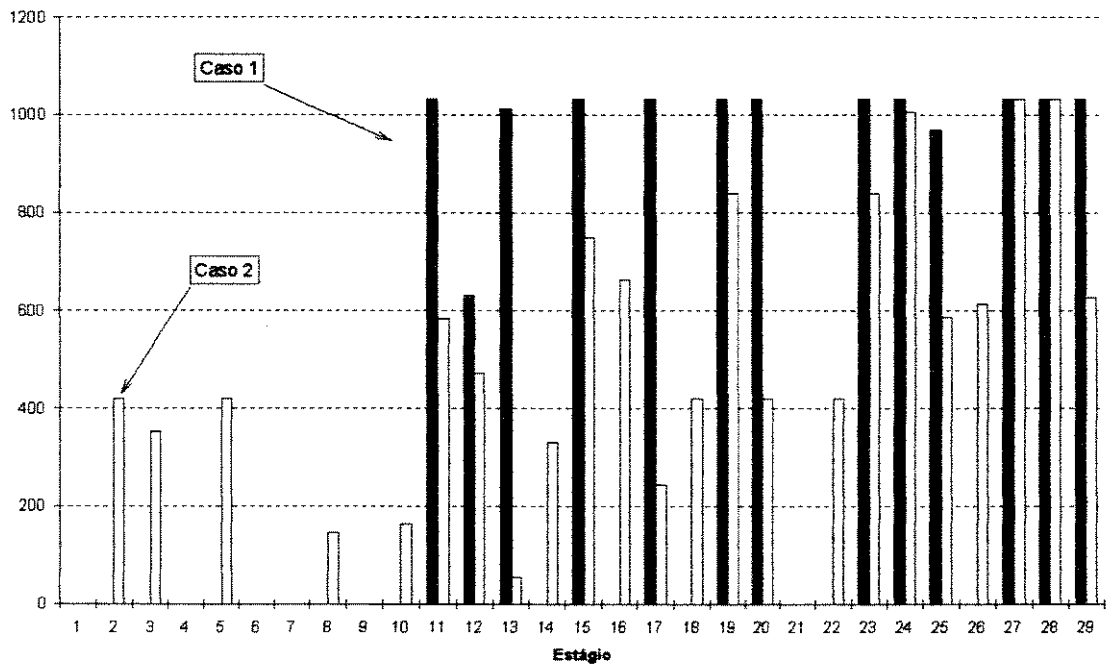


Fig 5.2 - Turbinagens de G.B. Munhoz

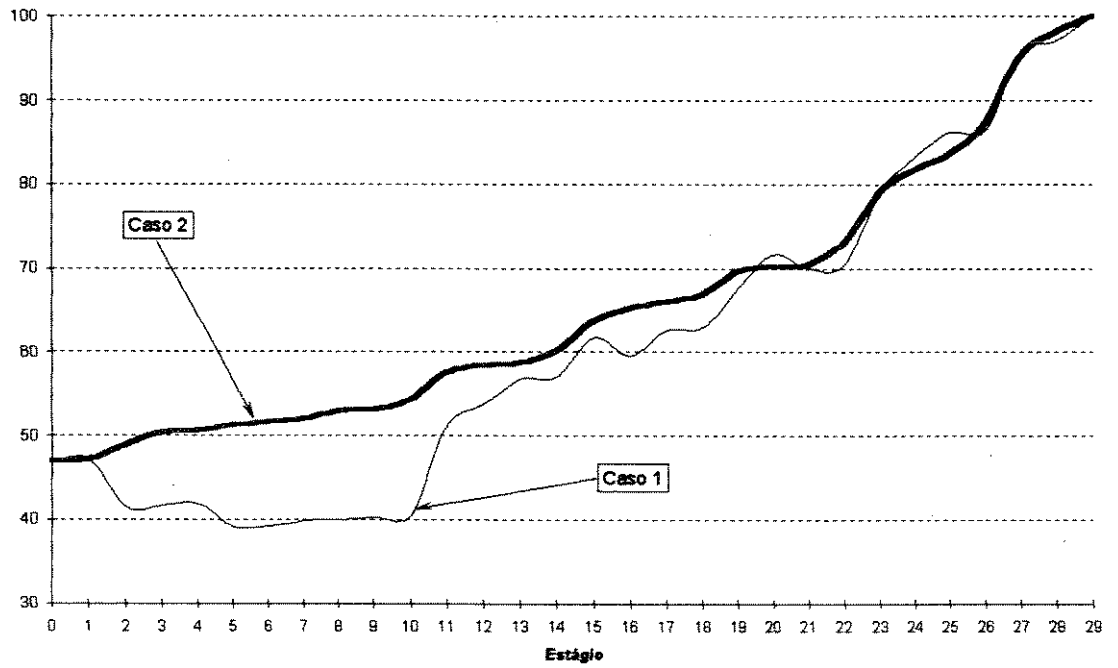


Fig. 5.3 - Volumes finais de Segredo

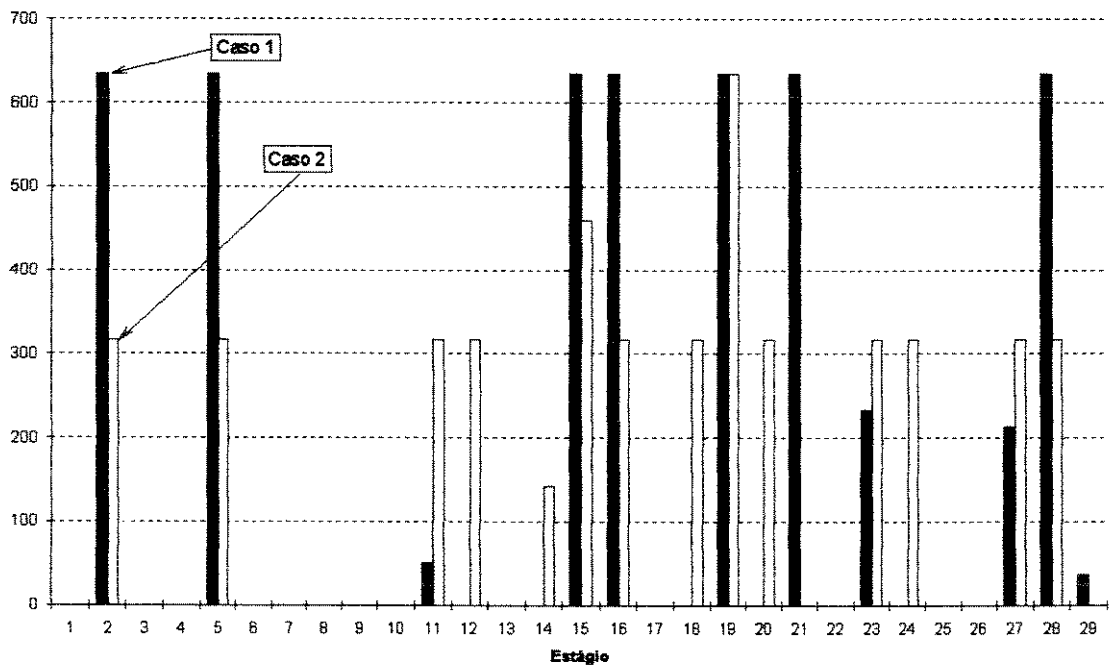


Fig. 5.4 - Turbinagens de Segredo

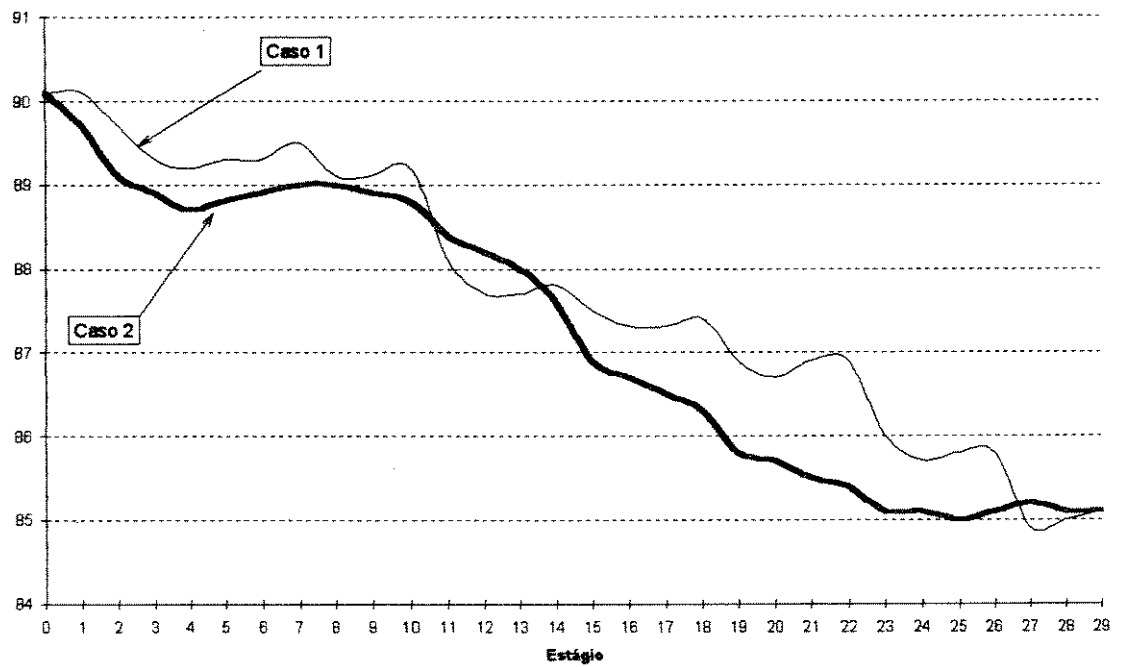


Fig. 5.5 - Volumes finais de Salto Santiago

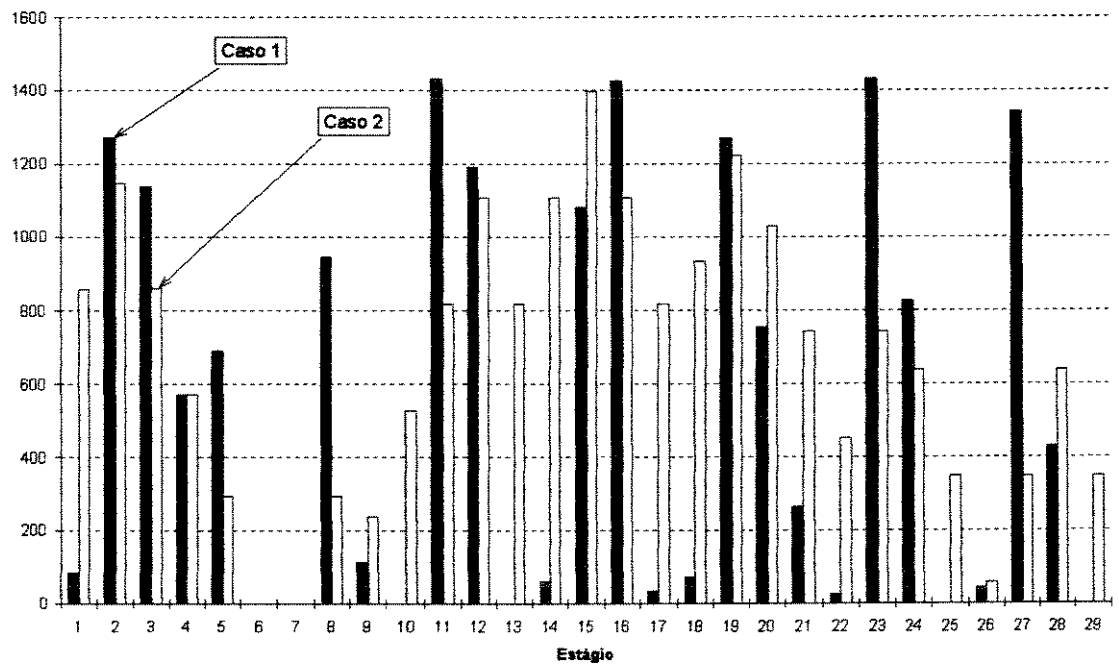


Fig. 5.6 - Turbinagens de Salto Santiago

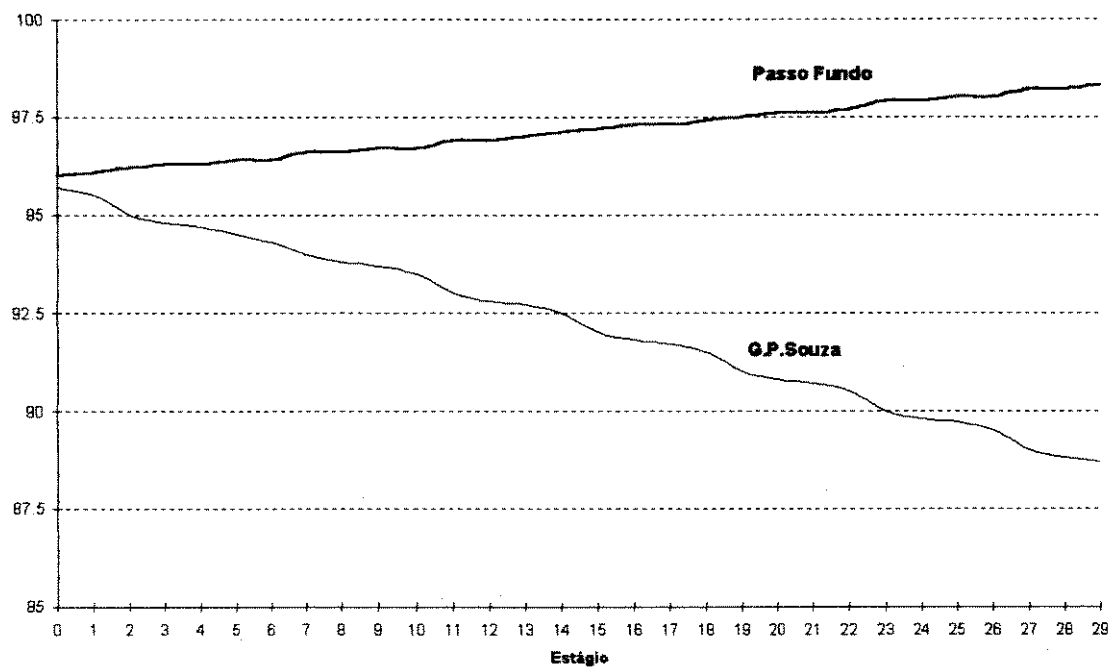


Fig. 5.7 - Volumes finais de G.P. Souza Passo Fundo

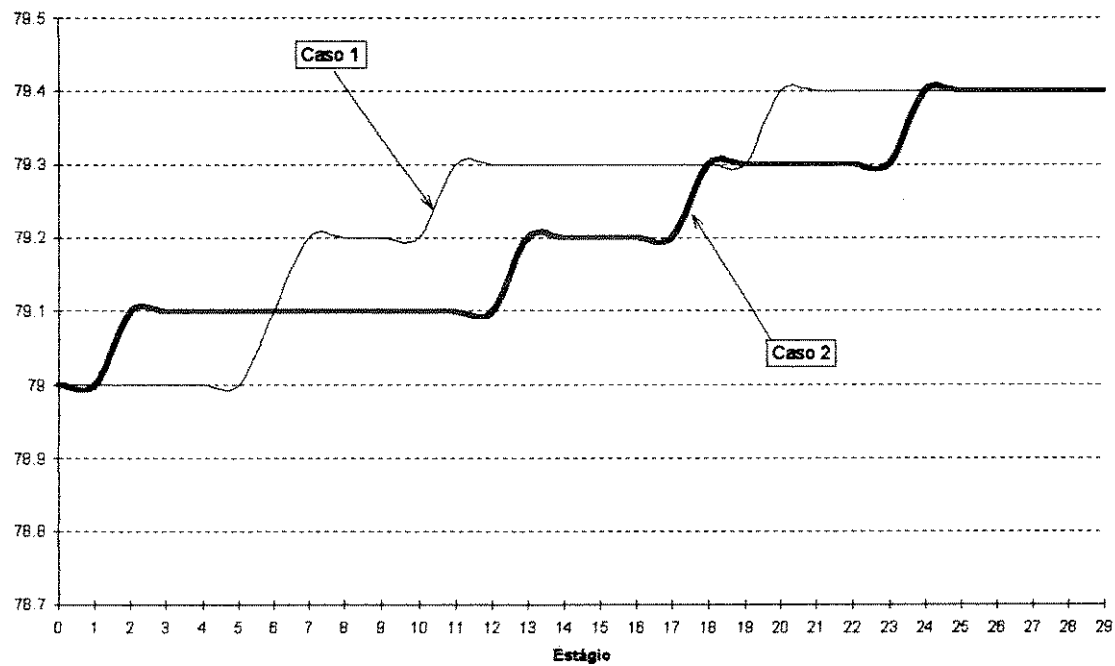


Fig. 5.8 - Volumes finais de Passo Real

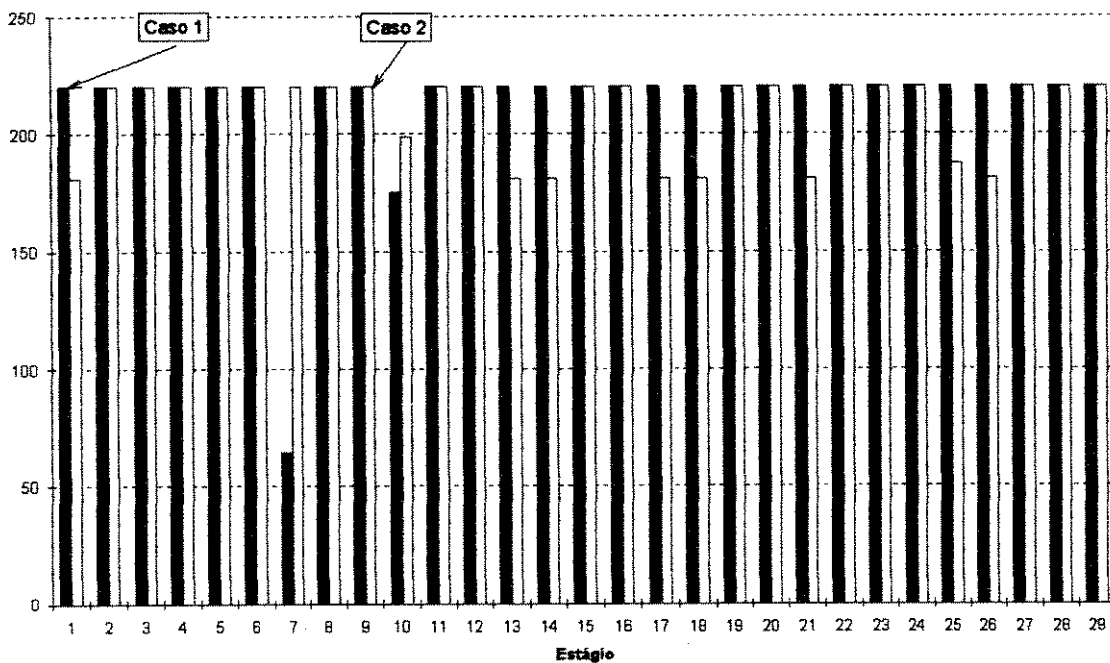


Fig. 5.9 - Turbinagens de Passo Real

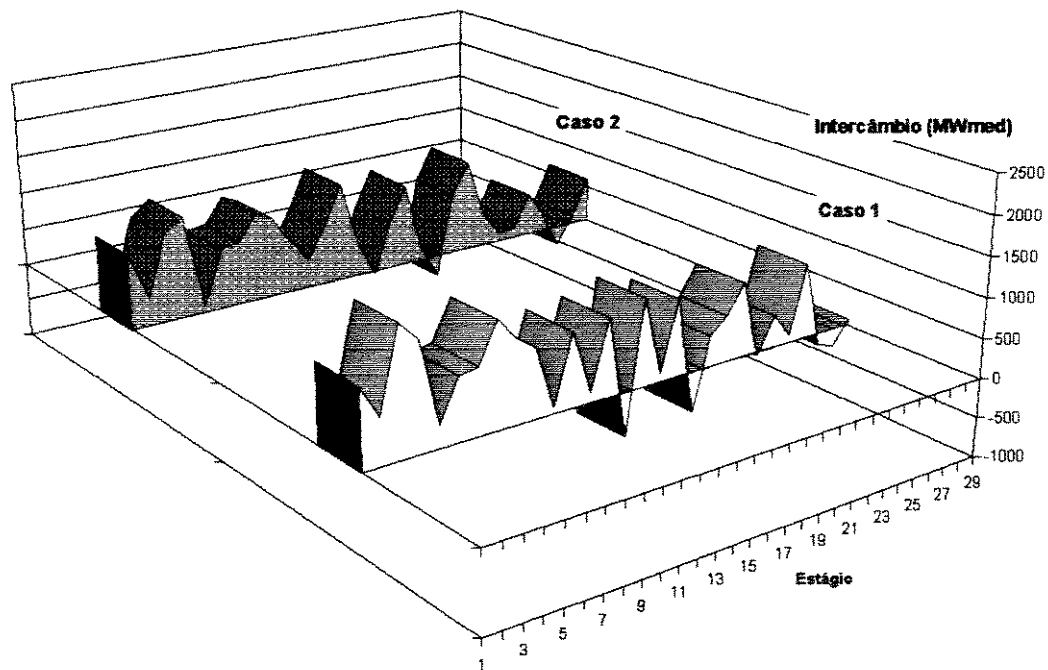


Fig. 5.10 - Intercâmbio entre Eletrosul e Copel (positivo = Copel compra energia)

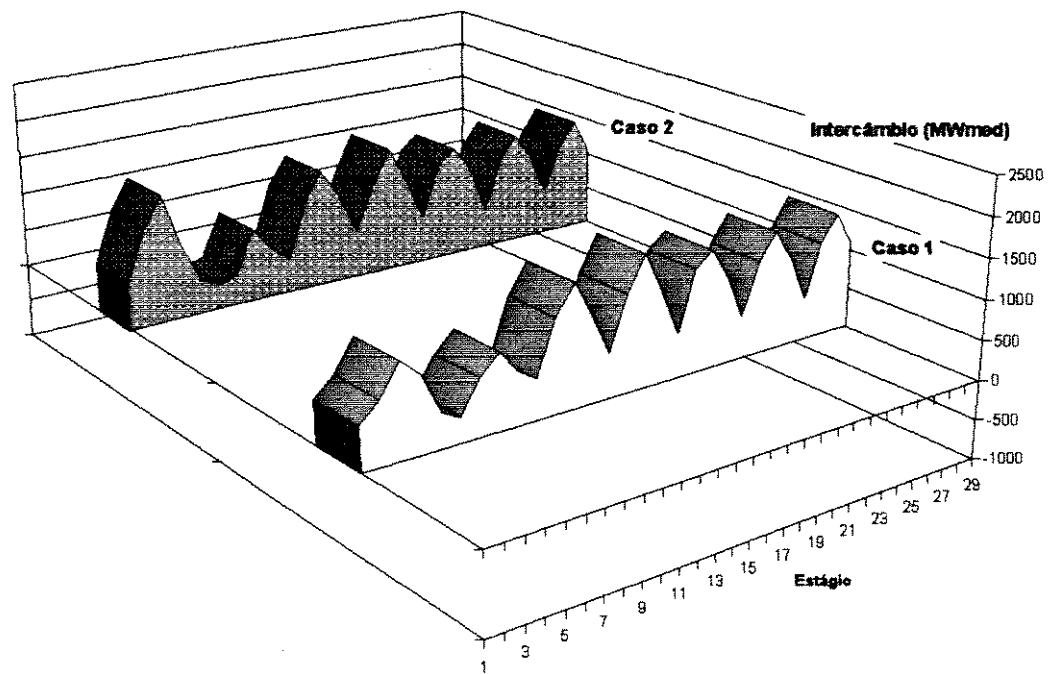


Fig. 5.11 - Intercâmbio entre Eletrosul e CEEE (positivo = CEEE compra energia)

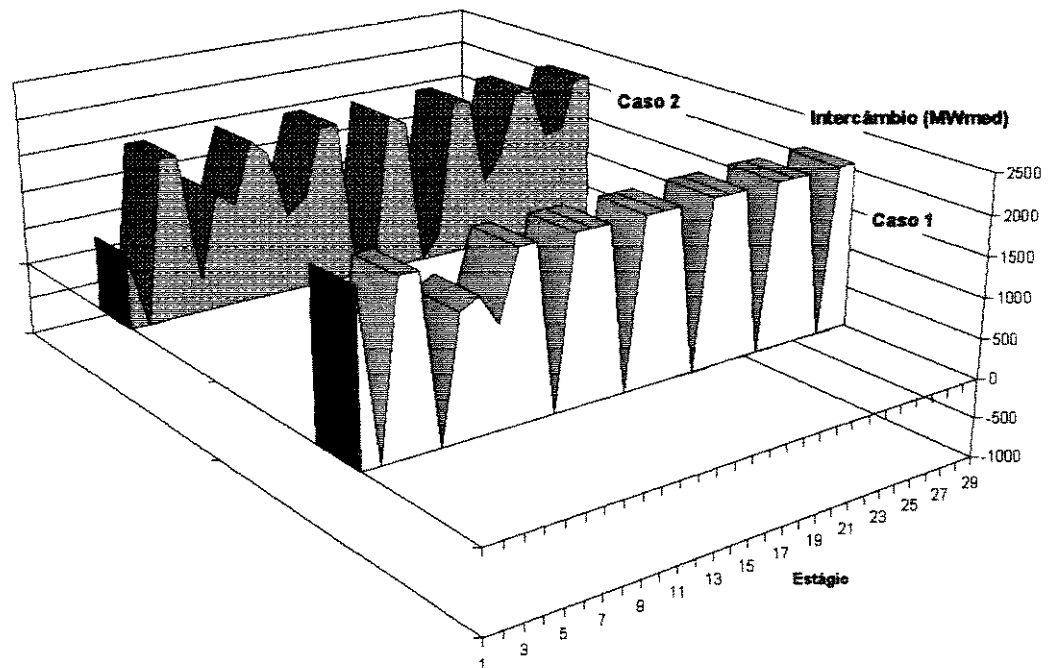


Fig. 5.12 - Intercâmbio entre Sudeste e Eletrosul (positivo = Eletrosul compra energia)

5.2 - COMENTÁRIOS

A inclusão das restrições que limitam a variação da vazão turbinada em estágios consecutivos foi determinante na forma como os recursos energéticos do sistema foram utilizados. A observação das curvas de turbinagem das usinas reforça esta afirmação.

Os níveis finais dos casos 1 e 2 foram idênticos. Este fato é decorrente dos valores utilizados limites de variação da vazão turbinada, que se fossem mais restritivos poderiam influenciar as soluções finais obtidas.

A Fig. 5.13 mostra a energia armazenada, no final da semana, obtida na solução do PMO e nos casos 1 e 2. A diferença entre os dois casos e o PMO foi da ordem de 0.04%. A princípio, este pode ser considerado um valor pequeno, porém ao se pensar em um caso com o sistema interligado, com mais flexibilidade de operação, um maior número de trocas energéticas, esta diferença pode aumentar.

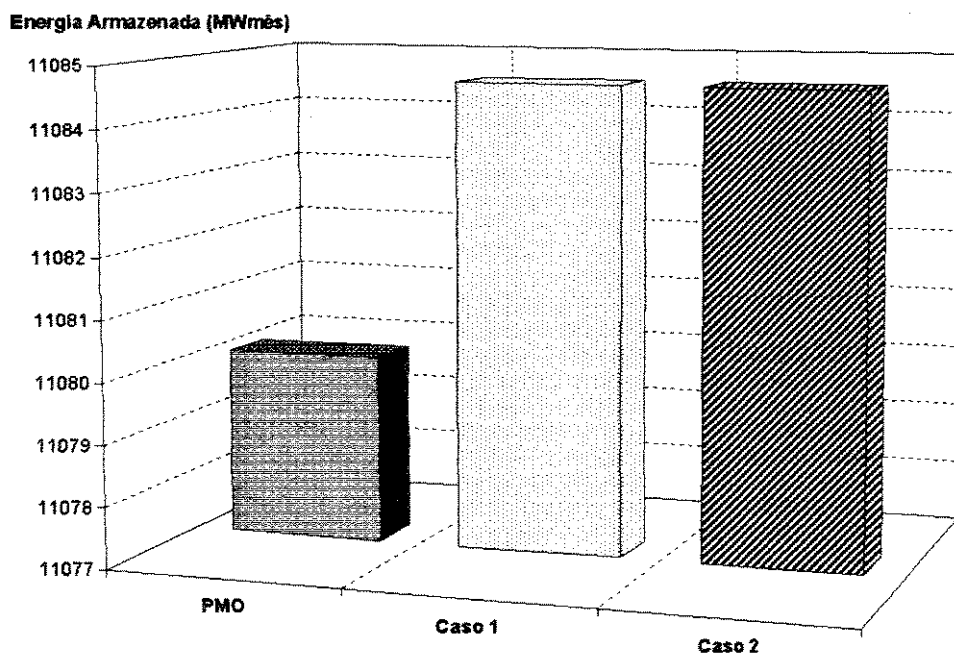


Fig. 5.13 - Energia armazenada no sistema

Os níveis finais (em %Volume útil) obtidos pelo modelo de programação semanal da operação para os casos estudados estão ilustrados na Tab. 5.1.

	Nível Final		
	Nível Inicial	P.M.O.	Casos 1 e 2
G.B. Munhoz	96.4	96.4	95.2
Segredo	46.9	46.9	100.0
Salto Santiago	90.1	90.1	85.1
G.P. Souza	95.7	95.7	88.7
Passo Fundo	96.0	96.4	98.3
Passo Real	79.0	79.4	79.4

Tabela 5.1 - Níveis iniciais e finais do P.M.O. e casos 1 e 2

A Tab. 5.2 apresenta informações sobre as dimensões dos problemas de otimização para os casos estudados. Apresenta também dados sobre o desempenho do código Simplex no que diz respeito ao tempo de execução e número de iterações para encontrar a solução ótima em um computador PC 486 - DX50MHz.

Caso Estudado	Tamanho do problema		Número de iterações		Total de iterações	Tempo de Execução
	Restrições	Variáveis	Fase1	Fase2		
1	603	1719	967	859	1826	23 seg.
2	603	1719	1269	2465	3734	52 seg.

Tabela 5.2 - Informações sobre as dimensões dos problemas e desempenho do código computacional

6 - CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS

6.1 - CONCLUSÕES

Neste trabalho foi apresentado um modelo para aplicação na cadeia de planejamento da operação energética do sistema elétrico brasileiro. Este modelo trata da programação semanal da operação energética e serve como ligação entre as etapas de planejamento de curto prazo (elaboração do PMO – Programa Mensal de Operação) e pré-despacho de geração (definição do programa horário de geração das usinas).

Na elaboração do PMO são utilizados modelos de simulação da operação do sistema que representam a carga, as vazões e outras restrições como valores médios semanais. Esta representação, por vezes, ocasiona desvios para a programação horária pelo fato de não visualizar as restrições intra-semanais ou restrições operativas das hidráulicas.

No modelo proposto, a semana é dividida em blocos horários podendo-se assim representar melhor parâmetros como a evolução das curvas de carga e os cronogramas de manutenção.

Neste modelo, restrições operativas das usinas hidráulicas – tais como limites de variação na vazão turbinada em estágios consecutivos – têm influência determinante na utilização dos recursos energéticos do sistema.

O modelo proposto também considera explicitamente os intercâmbios de energia entre empresas (tal como no trabalho de *Amado e Ribeiro, 1986*), podendo obter a programação destes intercâmbios ao longo da semana.

Uma contribuição no sentido de representar os aspectos hidráulicos do sistema brasileiro é a consideração de limites de armazenamento variáveis ao longo da semana. No caso de períodos de aflúncias elevadas pode-se estimar como será feita a utilização dos volumes de espera dos reservatórios.

A formulação apresentada obtém uma programação semanal para as usinas hidroelétricas, que visa à maximização da energia armazenada no sistema. Esta abordagem tira proveito da flexibilidade das diretrizes do PMO (seção 3.3), atende à carga das empresas e respeita os intercâmbios previamente definidos (prioriza o atendimento das metas do PMO). Na medida que o modelo procura cumprir estas metas, ele fornece uma programação, ainda que de caráter orientativo, com os mesmos compromissos de economia a nível de sistema interligado.

Caso as condições previstas no início da semana sejam modificadas, o modelo pode ser utilizado para adaptar a programação inicialmente estabelecida, diante dessas novas condições.

A utilização da técnica de programação linear para a solução do problema se justifica pelo fato que, no horizonte de uma semana, a produtividade das usinas apresenta pequena variação. No caso de não-linearidades acentuadas, pode-se usar funções lineares por partes para representar a produtividade dos aproveitamentos.

As incertezas associadas às previsões de carga e afluência ao longo da semana, fazem com o que esta metodologia sirva, prioritariamente, como uma ferramenta de análise da viabilidade das políticas semanais do PMO e a sua solução seja uma proposta inicial para a etapa de programação diária.

Para o sistema estudado neste trabalho, a interligação entre os subsistemas Sul e Sudeste foi representada como uma injeção externa de energia – consequentemente com uma única direção e disponível a qualquer instante. No caso de se estudar os sistemas interligados Sul / Sudeste, esta interligação será resultado dos intercâmbios entre as empresas dos dois sistemas. Neste caso, haverá o acréscimo de uma restrição, para cada estágio, para garantir a não violação dos limites físicos da interligação entre os dois sistemas.

6.2 - PERSPECTIVAS FUTURAS

O primeiro passo para a continuação deste trabalho é a discussão da metodologia apresentada com as empresas do setor elétrico brasileiro, com o objetivo de analisar o benefício de incluir esta etapa na seqüência de procedimentos atualmente em uso no setor.

Esta discussão poderá explicitar a importância de se obter as curvas de produção hidráulica dos aproveitamentos e suas possíveis restrições operativas. As curvas de produção hidráulica poderão ser obtidas por unidade geradora e o modelo poderia considerar as unidades disponíveis a partir de um cronograma de manutenção explícito.

Em seguida pode ser feita uma aplicação do modelo apresentado em um caso do sistema interligado Sul-Sudeste.

Os códigos computacionais deverão ser modificados para adaptá-los às novas condições do problema.

7 - REFERÊNCIAS

- AMADO, S.M.; RIBEIRO, C.C.C. *Short-term Generation Scheduling of Hydraulic Multi-reservoir Multi-area Interconnected Systems*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-2, No. 3, August 1986, pp 758-763.
- ARVANITIDIS, N.V.; ROSING, J. *Composite Representation of a Multi-reservoir Hydroelectric Power System*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol PAS-2, 1970, pp 319-326.
- BISSONETTE, V.; LAFOND, L.; CÔTÉ, G. *A Hydro-Thermal Scheduling Model for the Hydro-Québec Production System*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-1, No. 2, May 1986, pp 204-210.
- BRÄNLUND, H.; BUBENKO, J.A.; SJELVGREN, D.; ANDERSON, N. *Optimal Short-term Operation Planning of a Large Hydrothermal Power System Based on a New Network Flow Concept*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-1, No. 4, November 1986, pp 75-81.
- CARVALHO, M.F.H.; SOARES, S.; OHISHI, T. *Optimal Active Power Dispatch by Network Flow Approach*. IEEE/PES Winter Meeting, New York, February 1988.
- CHANG, S.C.; CHEN, C.H.; FONG, I.K.; LUH, P.B. *Hydroelectric Generation Scheduling with an Effective Differential Dynamic Programming Algorithm*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-5, No. 3, August 1990, pp 737-743.
- DREYFUSS, S.E.; LAW, A.M. *The Art and Theory of Dynamic Programming*. Academic Press, New York, 1977.
- EA, K.; MONTI, M. *Daily Operational Planning of the EDF Plant Mix. Proposal for a New Method*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-1, No. 3, August 1986, pp 251-257.
- FORTUNATO, L.A.M.; ARARIPE NETO, T.A.; BARRETTO, L.A.L.; FERREIRA, C. *Operation Planning Studies of the Brazilian Generating System*. IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems. Rio de Janeiro, 1985.

- FORTUNATO, L.A.M.; ARARIPE NETO, T.A.; ALBUQUERQUE, J.C.R.; PEREIRA, M.V.F. *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. Niterói: EDUFF, 1990.
- GCOI. *Procedimentos para a Operação do Sistema do Estado do Paraná em Regime Normal*. Instrução de Operação, IO-095.
- GCOI. *Determinação de Intercâmbios de Energia entre Subsistemas Equivalentes pela Equalização do Valor da Água*. Relatório SCEN/GTMC-01/87, 1987.
- GCOI. *Descrição de Funções e Procedimentos para a Elaboração do Programa Mensal de Operação e de suas Revisões*. Relatório SCEN/GTMC-02/92, 1992
- GCOI. *Funções da Programação Diária da Operação dos Sistemas Interligados Sul - Sudeste*. Relatório SCEN/GTMC-02/94, 1994
- HABIBOLAHZADEH, H.; BUBENKO, J.A. *Application of Decomposition Techniques to Short-term Operation Planning of Hydrothermal Power System*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-1, No. 1, February 1986, pp 41-47.
- HABIBOLAHZADEH, H.; FRANCES, D.; SUL, U. *A New Generation Program at Ontario Hydro*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-5, No. 1, February 1990, pp 65-73.
- HOWSON, H.R.; SANCHO, N.G.F. *A New Algorithm for the Solution of Multi-state Dynamic Programming Problems*. Mathematical Programming, Vol. 8, 1975, pp 104-116.
- HREINSSON, E.B. *Optimal Short-term Operation of a Purely Hydroelectric System*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 3, August 1988, pp 1072-1077.
- JOHANNESSEN, A. FLATABO, N. *Scheduling Methods in Operation Planning of a Hydro-dominated Power Production System*. Electric Power & Energy Systems, Vol 11, No. 3, July, 1989, pp 189-199.
- KENNINGTON, J. HELGASON, D. *Algorithms for Network Programming*. John Wiley & Sons. New York, 1980.
- LARSON, R. E. *State Increment Dynamic Programming*. American Elsevier Publishing Company, Inc. New York, 1968.
- LASDON, L. *Optimization Theory for Large Systems*. Mac Millan Publishing CO., New York, 1970.
- LUENBERGER, D. G. *Linear and Nonlinear Programming*. Addison-Wesley Publishing Company, Massachusetts, 1984.
- LUCAS, N.J.D.; PERERA, P.J. *Short-term Hydroelectric Scheduling using the Progressive Optimality Algorithm*. Water Resources Research, Vol. 21, No. 9, September 1985, pp 1456-1458.
- MERLIN, A.; LAUZANNE, B.; MAURRAS, J.F.; AUGE, J.; ZIGLIOLI, M. *Optimization of Short-term Scheduling of EDF Hydraulic Valleys with Coupling Constraints: the OVIDE Model*. Proceedings of PSCC, Lauzanne, Switzerland, 1983.

- MONTICELLI,A.J.; SANTOS,A.; PEREIRA,M.V.F.; CUNHA,S.H.; PARKER,B.J.; PRAÇA, J.C.G. *Iterative Transmission Network Planning Using a Least Effort Criterion*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 10, 1982.
- OHISHI,T; SOARES,S.; CARVALHO,M.F.H. *A Short-term Hydrothermal Scheduling Approach for Dominantly Hydro Systems*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 2, May 1991, pp 637-643.
- PINTO,L.M.V.G.; PEREIRA,M.V.F. *Modelo de Operação Ótima a Curto Prazo de Sistemas Hidrotérmicos*. 7º Congresso Brasileiro de Automação, ITA, São José dos Campos, SP, 1988, pp 930-944.
- ROSENTHAL, R.E.; *A Non-linear Network Flow Algorithm for Maximization of benefits on a Hydroelectric Power System*. Operations Research, 29, 4, pp 763-786, 1981
- TERRY,L.A.; PEREIRA,M.V.F.; ARARIPE NETO,T.A.; SILVA,L.F.C.A.; SALES,P.R.H.. *Coordinating the Energy Generation of the Brazilian National Hydrothermal Electrical Generating System*. Interfaces, Providence, Rhode Island, Vol.16, No. 1, 1986.
- TURGEON,A. *Optimal Short-term Hydro Scheduling from the Principle of Progressive Optimality*. Water Resources Research, Vol. 17, No. 3, June 1981, pp 481-486.
- YANG,J.S; CHEN,N. *Short-term Hydrothermal Coordination using Multi-pass Dynamic Programming*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 3, August 1989, pp1050-1056.

ANEXO I

Descrição da obtenção das curvas de produção hidráulica para os aproveitamentos do sistema em estudo

O objetivo deste anexo é fazer a descrição dos procedimentos para obtenção das curvas de produção hidráulica das usinas estudadas. A relação utilizada para estes procedimentos é a equação abaixo (equação 3.13):

$$P = 9.81 * 10^3 * \rho_T * \rho_G * qt * H$$

O nível de armazenamento para o início da semana em estudo será considerado constante, e a vazão turbinada poderá variar desde zero até o engolimento máximo das turbinas de cada aproveitamento. Pode-se assim, perceber como a queda varia em função da vazão turbinada e qual é a variação da potência disponível.

A seguir serão apresentados os dados referentes a cada aproveitamento estudado, as tabelas que relacionam a vazão turbinada, o nível do canal de fuga, a queda e a potência disponível. Para facilitar a visualização da forma da curva de produção hidráulica são apresentados os gráficos da variação da queda e da potência.

G.B.Munhoz

Dados básicos:

Polinômios Cota de montante x Volume total e Cota de jusante x Vazão defluente:

	A0	A1	A2	A3	A4
Montante	6.509E+02	3.499E-02	-6.500E-06	7.778E-10	-3.953E-14
Jusante	6.019E+02	1.106E-03	4.209E-07	-8.311E-11	4.761E-15

Volume máximo	5779 hm ³
Volume mínimo	1974 hm ³
Volume inicial	96.4%VU

Produtibilidade específica. 0.009025 MW/m³/s/m

A cota de montante para o nível inicial da semana é:

Cota de montante: 740.99m

Fazendo a vazão turbinada assumir valores até o limite máximo de engolimento das turbinas deste aproveitamento, tem-se a seguinte tabela:

Vazão turbinada (m ³ /s)	Nível de jusante (m)	Queda (m)	Potência disponível (MW)
0	601.89	137.28	0.00
172	602.09	137.08	212.80
344	602.31	136.86	424.91
516	602.56	136.62	636.23
688	602.82	136.36	846.70
860	603.10	136.09	1056.25
1032	603.39	135.80	1264.82

Tabela A.1 - Valores de vazão turbinada, nível de jusante, queda e potência disponível para G.B.Munhoz

A curva referente à potência disponível é praticamente linear como pode ser observado na Fig. A.1, onde são apresentadas a queda e a potência disponível para este aproveitamento. Portanto, para valor de produtividade pode-se assumir o valor resultante do último par de pontos da curva de potência, ou seja para vazão turbinada de 1032 m³/s. e chega-se ao seguinte valor: 1.2256 MW/m³/s.

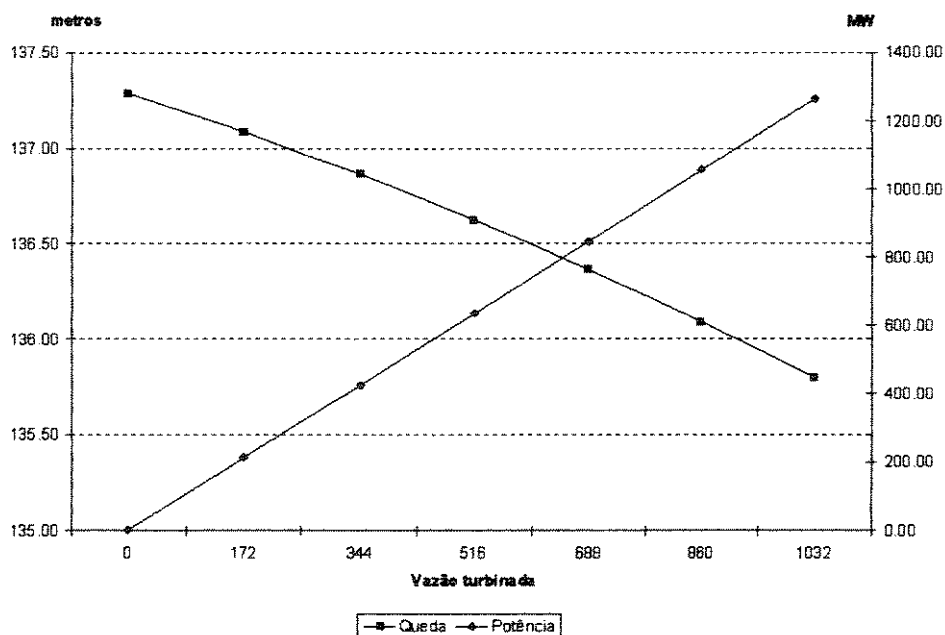


Figura A.1 - Gráficos da queda e potência para G.B.Munhoz

Segredo

Dados básicos:

Polinômios Cota de montante x Volume total e Cota de jusante x Vazão defluente:

	A0	A1	A2	A3	A4
Montante	5.5254E+02	2.4692E-02	-2.1034E-06	0.0	0.0
Jusante	4.9004E+02	6.0841E-05	2.9248E-07	-2.3201E-11	4.5645E-15

Volume máximo	2950 hm ³
Volume mínimo	2562 hm ³
Volume inicial	46.4%VU

Produtibilidade específica. 0.009026 MW/m³/s/m

A cota de montante para o nível inicial da semana é:

Cota de montante: 604.46m

Fazendo a vazão turbinada assumir valores até o limite máximo de engolimento das turbinas deste aproveitamento, tem-se a seguinte tabela:

Vazão turbinada (m ³ /s)	Nível de jusante (m)	Queda (m)	Potência disponível (MW)
0	490.04	112.52	0.00
106	490.05	112.51	107.31
211	490.06	112.50	214.59
317	490.09	112.48	321.82
423	490.11	112.45	428.98
528	490.15	112.41	536.07
634	490.19	112.37	643.05

Tabela A.2 - Valores de vazão turbinada, nível de jusante, queda e potência disponível para Segredo

A curva referente à potência disponível é praticamente linear como pode ser observado na Fig. A.2, onde são apresentadas a queda e a potência disponível para este aproveitamento. Portanto, para valor de produtividade pode-se assumir o valor resultante do último par de

pontos da curva de potência, ou seja para vazão turbinada de $634 \text{ m}^3/\text{s}$. e chega-se ao seguinte valor: $1.0143 \text{ MW}/\text{m}^3/\text{s}$.

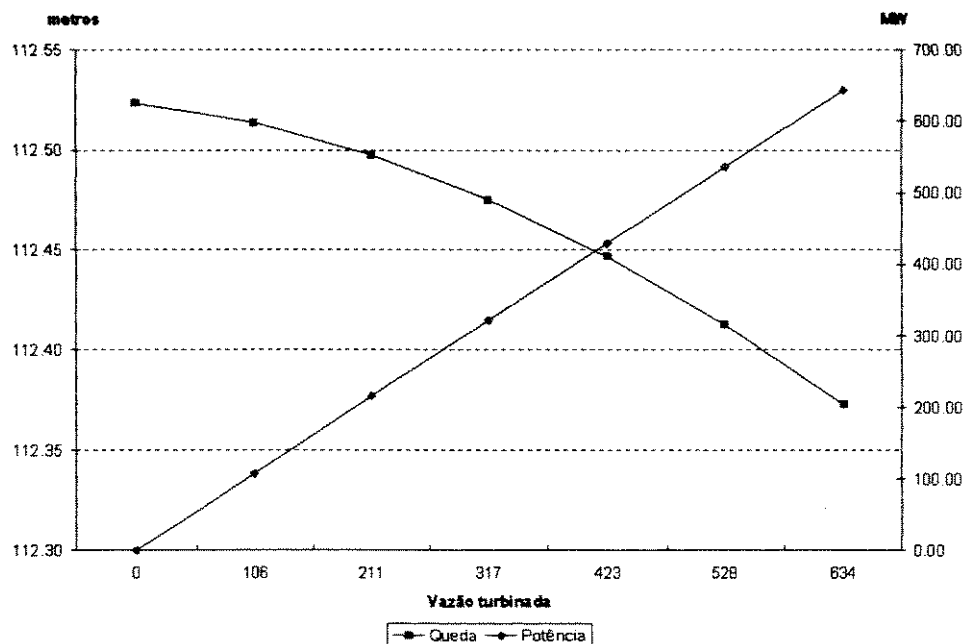


Figura A.2 - Gráficos de queda e potência para Segredo

Salto Santiago

Dados básicos:

Polinômios Cota de montante x Volume total e Cota de jusante x Vazão defluente:

	A0	A1	A2	A3	A4
Montante	$4.4773\text{E}+02$	$1.8233\text{E}-02$	$-2.8712\text{E}-06$	$3.0026\text{E}-10$	$-1.2730\text{E}-14$
Jusante	$3.9442\text{E}+02$	$2.1110\text{E}-03$	$-7.9231\text{E}-08$	$2.3516\text{E}-12$	$-2.7139\text{E}-17$

Volume máximo	6775 hm^3
Volume mínimo	2662 hm^3
Volume inicial	$90.1\% \text{ VU}$

Produtibilidade específica. $0.008829 \text{ MW}/\text{m}^3/\text{s}/\text{m}$

A cota de montante para as condições iniciais da semana é:

Cota mont. 503.59m

Fazendo a vazão turbinada assumir valores até o limite máximo de engolimento das turbinas deste aproveitamento, tem-se a seguinte tabela:

Vazão turbinada (m ³ /s)	Nível de jusante (m)	Queda (m)	Potência disponível (MW)
0	394.42	107.10	0.00
179	394.79	106.73	168.68
358	395.16	106.37	336.21
537	395.53	106.01	502.61
716	395.89	105.66	667.91
895	396.24	105.31	832.13
1074	396.59	104.96	995.29
1253	396.94	104.62	1157.41
1432	397.28	104.29	1318.52

Tabela A.3 - Valores de vazão turbinada, nível de jusante, queda e potência disponível para Salto Santiago

A curva referente à potência disponível é praticamente linear como pode ser observado na Fig. A.3, onde são apresentadas a queda e a potência disponível para este aproveitamento. Portanto, para valor de produtividade pode-se assumir o valor resultante do último par de pontos da curva de potência, ou seja para vazão turbinada de 1432 m³/s. e chega-se ao seguinte valor: 0.9208 MW/m³/s

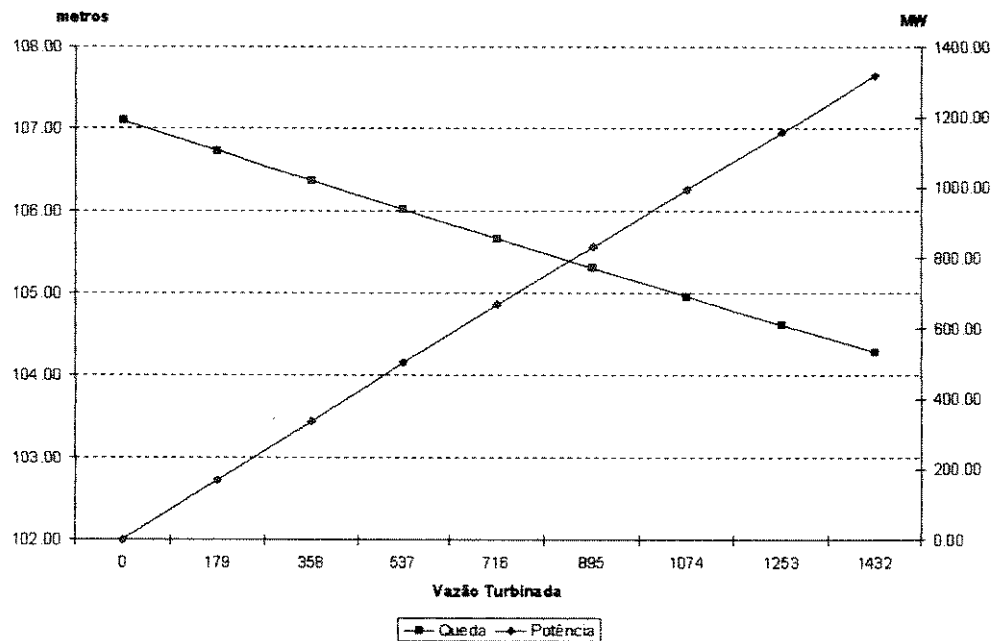


Figura A.3 - Gráficos da queda e potência para Salto Santiago

Salto Osório

Dados básicos:

Polinômios Cota de montante x Volume total e Cota de jusante x Vazão defluente:

	A0	A1	A2	A3	A4
Montante	3.9700E+02	0.0	0.0	0.0	0.0
Jusante	3.2184E+02	2.2810E-03	-1.4027E-07	3.8419E-12	-5.3630E-17

Volume máximo	0 hm ³
Volume mínimo	0 hm ³
Volume inicial	0 %VU

Produtibilidade específica. 0.008829 MW/m³/s/m

A cota de montante para as condições iniciais da semana é:

Cota mont. 397.00 m

Fazendo a vazão turbinada assumir valores até o limite máximo de engolimento das turbinas deste aproveitamento, tem-se a seguinte tabela:

Vazão turbinada (m ³ /s)	Nível de jusante (m)	Queda (m)	Potência disponível (MW)
0	321.84	73.74	0.00
275	322.45	73.13	177.56
550	323.05	72.55	352.28
825	323.62	71.98	524.31
1100	324.18	71.44	693.78
1375	324.72	70.91	860.83
1650	325.23	70.40	1025.60

Tabela A.4 - Valores de vazão turbinada, nível de jusante, queda e potência disponível para Salto Osório

A curva referente à potência disponível é praticamente linear como pode ser observado na Fig. A.4, onde são apresentadas a queda e a potência disponível para este aproveitamento. Portanto, para valor de produtividade pode-se assumir o valor resultante do último par de

pontos da curva de potência, ou seja para vazão turbinada de $1650 \text{ m}^3/\text{s}$. e chega-se ao seguinte valor: $0.6216 \text{ MW}/\text{m}^3/\text{s}$.

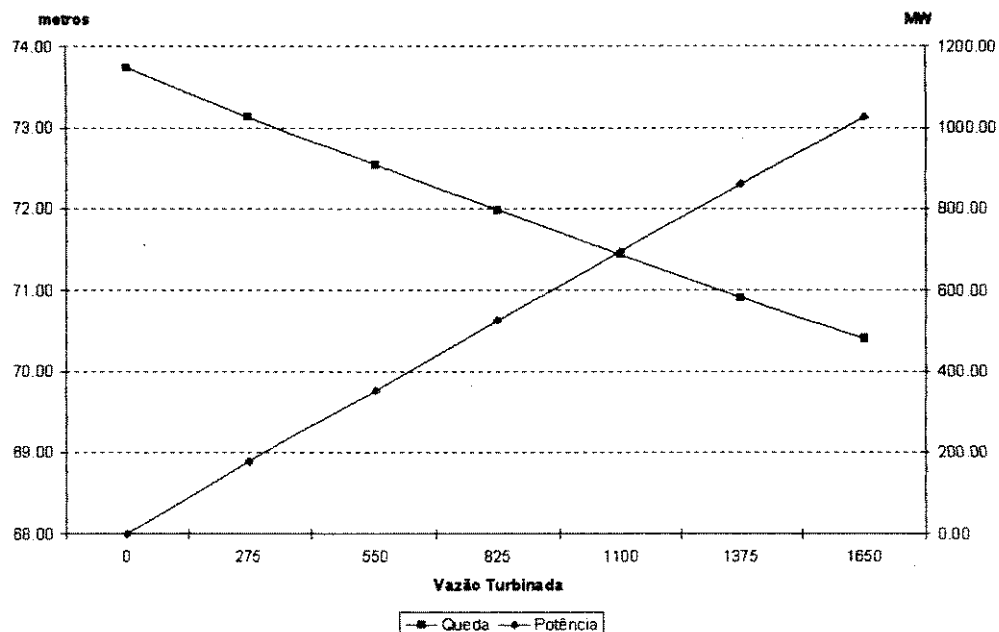


Figura A.4 - Gráficos da queda e potência para Salto Osório

G.P.Souza

Dados básicos:

Polinômios Cota de montante x Volume total e Cota de jusante x Vazão defluente:

	A0	A1	A2	A3	A4
Montante	8.1260E+02	4.9174E-01	-40115E-03	1.9523E-05	-3.7995E-08
Jusante	9.0700E+01	0.0	0.0	0.0	0.0

Volume máximo	179 hm^3
Volume mínimo	23 hm^3
Volume inicial	95.7 %VU

Produtibilidade específica. $0.008829 \text{ MW}/\text{m}^3/\text{s}/\text{m}$

A cota de montante para as condições iniciais da semana é:

Cota mont. 844.61 m

Fazendo a vazão turbinada assumir valores até o limite máximo de engolimento das turbinas deste aproveitamento, tem-se a seguinte tabela:

Vazão turbinada (m ³ /s)	Nível de jusante (m)	Queda (m)	Potência disponível (MW)
0	90.70	739.59	0.00
4.5	90.70	739.59	29.38
9	90.70	739.59	58.77
13.5	90.70	739.59	88.15
18	90.70	739.59	117.54
22.5	90.70	739.59	146.92
27	90.70	739.59	176.31
31.5	90.70	739.59	205.69

Tabela A.5 - Valores de vazão turbinada, nível de jusante, queda e potência disponível para G.P.Souza

A curva referente à potência disponível é praticamente linear como pode ser observado na Fig. A.5, onde são apresentadas a queda e a potência disponível para este aproveitamento. Portanto, para valor de produtividade pode-se assumir o valor resultante do último par de pontos da curva de potência, ou seja para vazão turbinada de 1650 m³/s. e chega-se ao seguinte valor: 6.5298 MW/m³/s

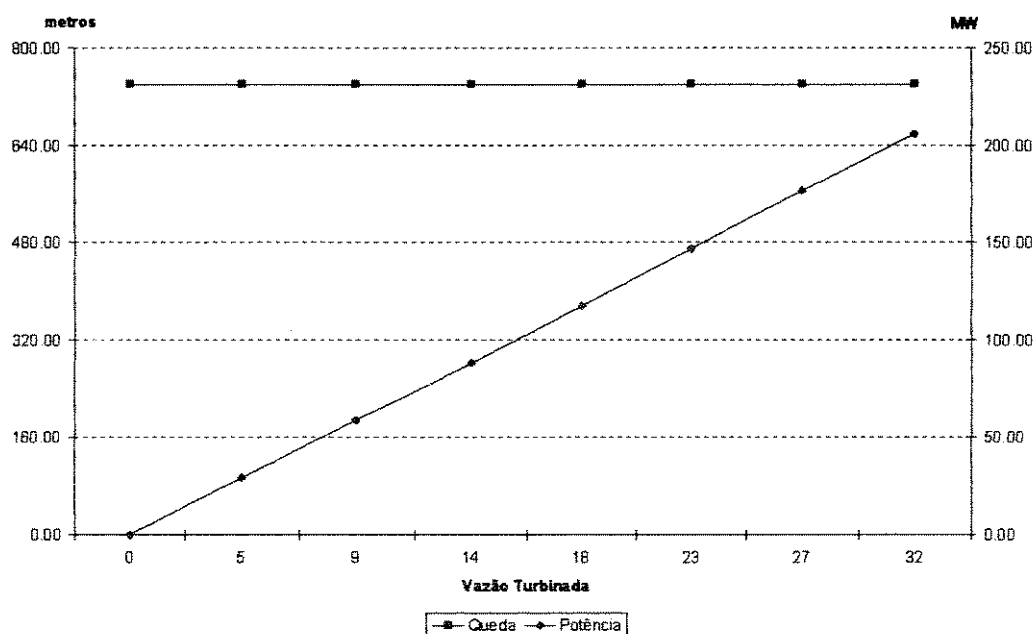


Figura A.5 - Gráficos da queda e potência para G.P.Souza

Passo Real

Dados básicos:

Polinômios Cota de montante x Volume total e Cota de jusante x Vazão defluente:

	A0	A1	A2	A3	A4
Montante	2.9394E+02	2.3974E-02	-9.6548E-06	2.3009E-09	-2.1199E-13
Jusante	2.7780E+02	5.5459E-03	-1.6359E-06	2.8093E-10	-1.6782E-14

Volume máximo	3646 hm ³
Volume mínimo	289 hm ³
Volume inicial	79 %VU

Produtibilidade específica. 0.008829 MW/m³/s/m

A cota de montante para as condições iniciais da semana é:

Cota mont. 323.60 m

Fazendo a vazão turbinada assumir valores até o limite máximo de engolimento das turbinas deste aproveitamento, tem-se a seguinte tabela:

Vazão turbinada (m ³ /s)	Nível de jusante (m)	Queda (m)	Potência disponível (MW)
0	277.80	44.94	0.00
44	278.04	44.70	18.14
88	278.27	44.47	36.08
132	278.50	44.24	53.85
176	278.73	44.03	71.45
220	278.94	43.81	88.88
264	279.15	43.61	106.15
308	279.36	43.40	123.27
352	279.56	43.21	140.24

Tabela A.6 - Valores de vazão turbinada, nível de jusante, queda e potência disponível para Passo Real

A curva referente à potência disponível é praticamente linear como pode ser observado na Fig. A.6, onde são apresentadas a queda e a potência disponível para este aproveitamento. Portanto, para valor de produtividade pode-se assumir o valor resultante do último par de

pontos da curva de potência, ou seja para vazão turbinada de $352 \text{ m}^3/\text{s}$. e chega-se ao seguinte valor: $0.3984 \text{ MW}/\text{m}^3/\text{s}$.

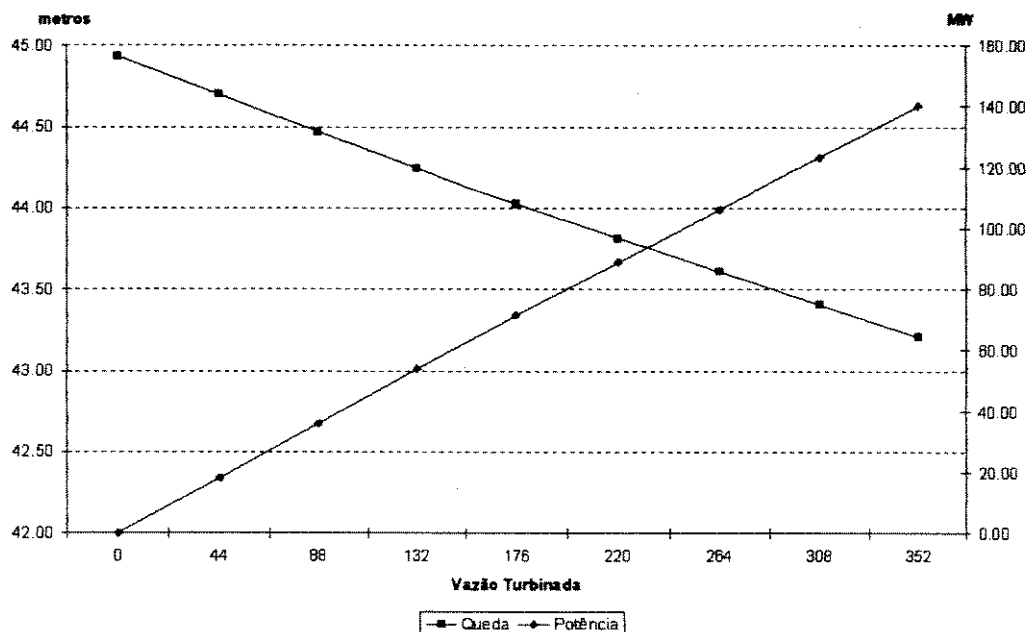


Figura A.6 - Gráficos da queda e potência para Passo Real

Jacuí

Dados básicos:

Polinômios Cota de montante x Volume total e Cota de jusante x Vazão defluente:

	A0	A1	A2	A3	A4
Montante	2.7989E+02	0.0	0.0	0.0	0.0
Jusante	1.8137E+02	5.5721E-03	-1.6055E-06	2.8396E-10	-1.8106E-14

Volume máximo	29 hm^3
Volume mínimo	29 hm^3
Volume inicial	0 %VU

Produtibilidade específica. $0.008731 \text{ MW}/\text{m}^3/\text{s}/\text{m}$

A cota de montante para as condições iniciais da semana é:

Cota mont. 279.89 m

Fazendo a vazão turbinada assumir valores até o limite máximo de engolimento das turbinas deste aproveitamento, tem-se a seguinte tabela:

Vazão turbinada (m ³ /s)	Nível de jusante (m)	Queda (m)	Potência disponível (MW)
0	181.37	95.83	0.00
37	181.57	95.63	30.89
74	181.77	95.44	61.66
111	181.97	95.25	92.31
148	182.16	95.06	122.84
185	182.35	94.88	153.25
222	182.53	94.70	183.56

Tabela A.7 - Valores de vazão turbinada, nível de jusante, queda e potência disponível para Jacuí

A curva referente à potência disponível é praticamente linear como pode ser observado na Fig. A.7, onde são apresentadas a queda e a potência disponível para este aproveitamento. Portanto, para valor de produtividade pode-se assumir o valor resultante do último par de pontos da curva de potência, ou seja para vazão turbinada de 222 m³/s. e chega-se ao seguinte valor: 0.8268 MW/m³/s.

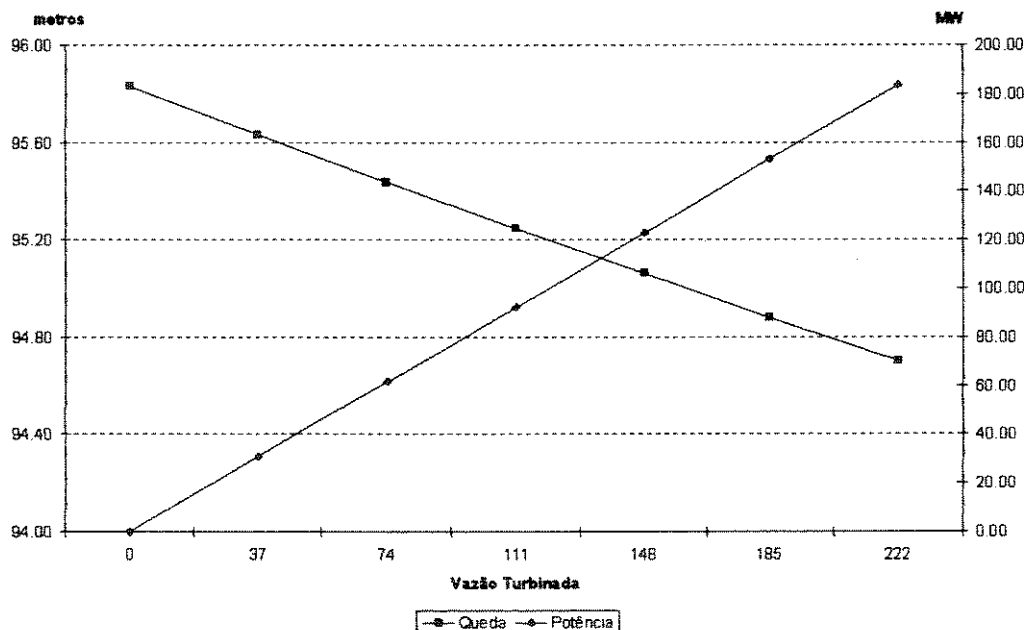


Figura A.7 - Gráficos da queda e potência para Jacuí

Itaúba

Dados básicos:

Polinômios Cota de montante x Volume total e Cota de jusante x Vazão defluente:

	A0	A1	A2	A3	A4
Montante	1.8400E+02	0.0	0.0	0.0	0.0
Jusante	9.1920E+02	5.4479E-03	-1.4621E-06	1.9309E-10	-9.6520E-15

Volume máximo	620 hm ³
Volume mínimo	620 hm ³
Volume inicial	0 %VU

Produtibilidade específica. 0.009221 MW/m³/s/m

A cota de montante para as condições iniciais da semana é:

Cota mont. 184.00 m

Fazendo a vazão turbinada assumir valores até o limite máximo de engolimento das turbinas deste aproveitamento, tem-se a seguinte tabela:

Vazão turbinada (m ³ /s)	Nível de jusante (m)	Queda (m)	Potência disponível (MW)
0	91.92	90.33	0.00
153	92.72	89.55	125.92
305	93.45	88.83	249.82
458	94.12	88.17	371.95
610	94.74	87.56	492.52

Tabela A.8 - Valores de vazão turbinada, nível de jusante, queda e potência disponível para Itaúba

A curva referente à potência disponível é praticamente linear como pode ser observado na Fig. A.8, onde são apresentadas a queda e a potência disponível para este aproveitamento. Portanto, para valor de produtividade pode-se assumir o valor resultante do último par de pontos da curva de potência, ou seja para vazão turbinada de 610 m³/s. e chega-se ao seguinte valor: 0.8074 MW/m³/s.

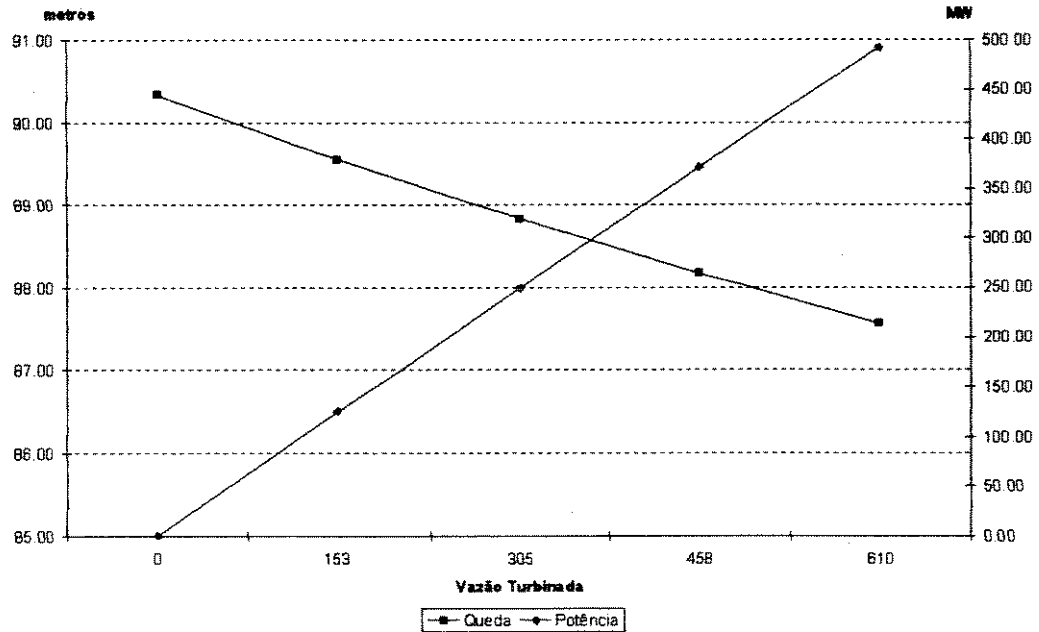


Figura A.8 - Gráficos da queda e potência para Itaúba

Passo Fundo

Dados básicos:

Polinômios Cota de montante x Volume total e Cota de jusante x Vazão defluente:

	A0	A1	A2	A3	A4
Montante	5.8039E+02	2.2150E-02	-1.4134E-05	6.3447E-09	-1.1547E-14
Jusante	3.3510E+02	8.1667E-03	-5.6667E-06	0.0	0.0

Volume máximo	1589 hm ³
Volume mínimo	185 hm ³
Volume inicial	96.0 %VU

Produtibilidade específica. 0.008927 MW/m³/s/m

A cota de montante para as condições iniciais da semana é:

Cota mont. 597.61 m

Fazendo a vazão turbinada assumir valores até o limite máximo de engolimento das turbinas deste aproveitamento, tem-se a seguinte tabela:

Vazão turbinada (m ³ /s)	Nível de jusante (m)	Queda (m)	Potência disponível (MW)
0.0	335.10	254.77	0.00
10.75	335.19	254.68	24.44
21.5	335.27	254.60	48.87
32.25	335.36	254.52	73.27
43.	335.44	254.44	97.67

Tabela A.9 - Valores de vazão turbinada, nível de jusante, queda e potência disponível para Passo Fundo

A curva referente à potência disponível é praticamente linear como pode ser observado na Fig. A.9, onde são apresentadas a queda e a potência disponível para este aproveitamento. Portanto, para valor de produtividade pode-se assumir o valor resultante do último par de pontos da curva de potência, ou seja para vazão turbinada de 43 m³/s. e chega-se ao seguinte valor: 2.2713 MW/m³/s.

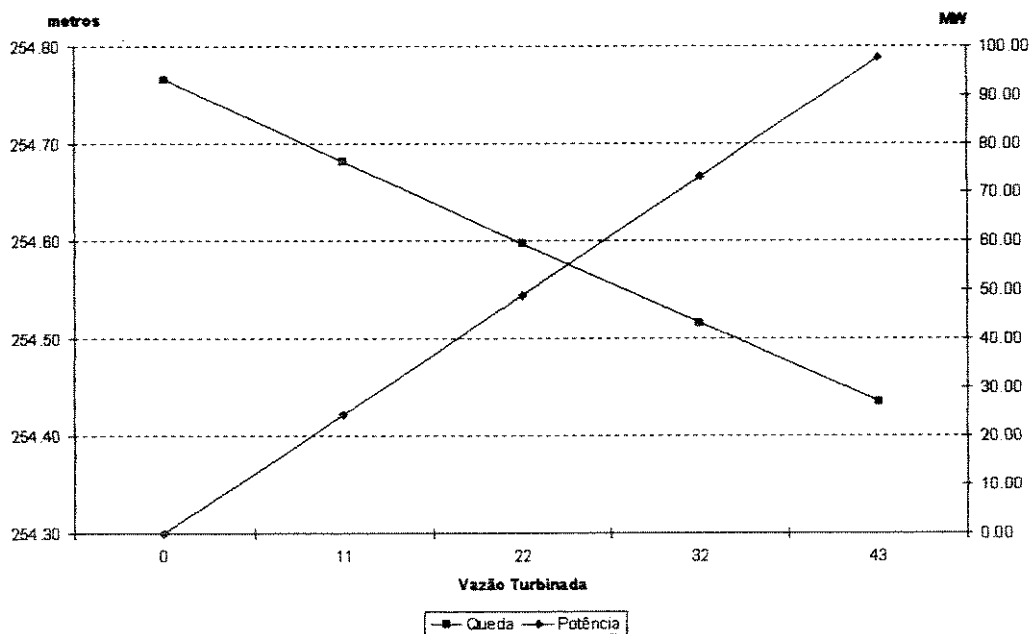


Figura A.9 - Gráficos da queda e potência para Passo Fundo