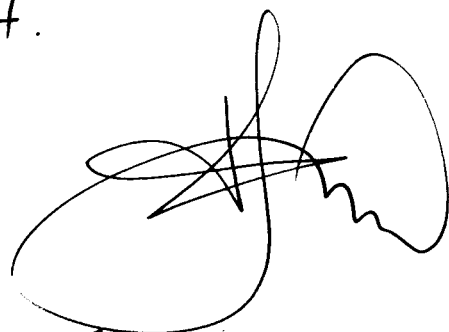


UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA DE CAMPINAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Este exemplar corresponde à
redação final da tese defendida
por PABLO EDUARDO CUERVO FRANCO
e aprovada pela comissão julgadora
em 30/11/84.



UM MODELO DE PRÉ DESPACHO DIÁRIO
PARA O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO
DO SISTEMA ELÉTRICO DO ESTADO DO
PARANÁ

PABLO EDUARDO CUERVO FRANCO
Orientador: SECUNDINO SOARES FILHO

Trabalho apresentado à comissão
de pós - graduação da Faculdade de
Engenharia de Campinas, como parte dos
requisitos para a obtenção do título de
mestre em Engenharia Elétrica.

Novembro, 1984

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

A meus pais Pablo e Carmenza,
a Cláudia, Adriana e Natalia.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de manifestar minha profunda gratidão a todas as pessoas que de forma direta ou indireta contribuíram pacientemente com a elaboração deste trabalho e sem as quais não te ria sido realizado, especialmente:

Ao Hermano, por tudo.

A meu camarada, amigo e companheiro de luta o Dino, pe la constante colaboração e confiança.

À Meime pela força e paciência nos momentos difíceis ,
por tudo.

A meus companheiros da FEC, Takaaki, Akebo, Nakagawa ,
Evelin, Anilton, Marcius, Renato e Toninho.

A Débora, Hermaninho e Marina pela amizade.

Ao pessoal da COPEL, Luis Amilton, Ilvana, Luis, Home
ro e Pericles.

À Geni e Maria Paulina pelo trabalho datilográfico.

Ao CNPq e ELETROBRAS pela ajuda financeira.

INDICE

Resumo	ii
CAPÍTULO 1 - Introdução Geral	01
Introdução	01
CAPÍTULO 2 - Descrição do Sistema	09
Introdução	09
2.1 - Usinas e Reservatórios	09
2.2 - Sistema Interligado	13
2.3 - Curva de Carga do Sistema	17
CAPÍTULO 3 - Modelamento	19
Introdução	19
3.1 - Função de Geração	19
3.2 - Características das usinas e reservatórios ...	20
3.2.1 - Influência da variação na cota de montante dos reservatórios	20
3.2.2 - Influência da variação na cota de jusante dos reservatórios	24
3.2.3 - Influência das perdas na tubulação	25
3.3 - Modelamento Matemático	26
CAPÍTULO 4 - Manipulação Teórica do Modelo	30
Introdução	30
4.1 - Método de Decomposição	30
4.2 - Resolução do problema SP	37
CAPÍTULO 5 - Resultados, Comentários e Conclusões ..	48
Introdução	48

5.1 - Resultados do problema SP	52
5.2 - Resolução do problema mestre	70
5.3 - Função Objetivo	70
5.4 - Resolução do sub problema	72
5.5 - Estudos elétricos	72
APÊNDICE 1 - Algoritmo de Partição	73
APÊNDICE 2 - Tarifas	78
APÊNDICE 3 - Programação Dinâmica Diferencial Discreta	80
APÊNDICE 4 - Ajuste Quadrático	92
BIBLIOGRAFIA	97

RESUMO

Este trabalho é uma contribuição ao estudo do planejamento da operação de curto prazo do sistema de energia elétrica do estado do Paraná.

Particularmente, é analisado o horizonte diário (pré-despacho) na operação das usinas e reservatórios que compõem o sistema.

É feita uma discussão com base nos dados de capacidade instalada das usinas e características dos principais reservatórios. Considera-se também a importância que representa a interligação elétrica através do intercâmbio de energia entre as empresas da região.

O modelo proposto caracteriza o sistema no horizonte adotado incluindo as principais regras de operação do sistema e das usinas individualizadas e faz uma alocação horária de acordo com um critério de homogeneização do intercâmbio líquido recebido.

No capítulo 1 se faz uma introdução dando uma visão da problemática do planejamento da operação.

No capítulo 2 se descrevem as características do sistema de energia elétrica da COPEL/PARANÁ.

No capítulo 3 é feita uma análise das características operativas e se propõe um modelo para o pré-despacho diário de geração.

No capítulo 4 se indica como resolver o problema utilizando técnicas de programação matemática apropriadas e finalmente no capítulo 5 apresentam-se os resultados, conclusões e comentários.

No apêndice 3 é mostrada uma solução alternativa para o modelo proposto com base em técnicas de Programação Dinâmica.

CAPÍTULO I - Introdução Geral

INTRODUÇÃO

O contínuo crescimento do consumo de energia elétrica, originado pela expansão de complexos industriais e populacionais de uma comunidade, faz necessária a existência de um planejamento dos recursos da região em questão.

O principal requerimento no planejamento da operação de um sistema elétrico de potência é satisfazer as necessidades de energia na região sob seu domínio. Estas necessidades são satisfeitas na medida em que são disponíveis recursos como água, combustível fóssil, combustível nuclear e/ou pelo sistema estar interligado eletricamente, possibilitando trocas de energia com outros sistemas. Pelo fato de se utilizar recursos de reservas esgotáveis, a operação do sistema deve gerenciar tais recursos de uma forma racional, tornando o fornecimento de energia econômico e confiável. Ao mesmo tempo em que o requerimento de atendimento do consumo energético é satisfeito, pode-se atingir objetivos tais como a execução do serviço com menor custo possível, sua continuidade e sua confiabilidade, a minimização do impacto ambiental da operação, a segurança das barragens nos reservatórios

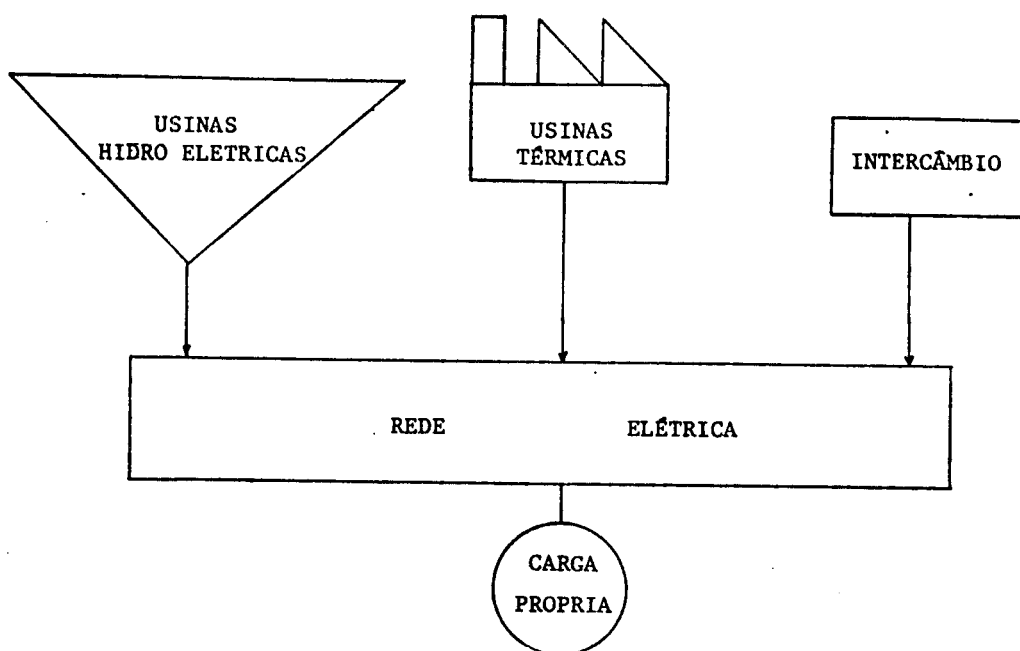


FIGURA 1.1. ESQUEMA DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, INTERLIGADO E CONVENCIONAL.

e outros. Estes objetivos de uma ou outra forma interatuam. O grau de vinculação entre eles é variável com o sistema, período de estudo e fatores sócio-econômicos.

Um sistema gerador de energia elétrica convencional possui usinas hidroelétricas, termoelétricas e, às vezes, pode dispor de energia fornecida externamente através de interligação com linhas de transmissão a outros sistemas (ver figura 1.1).

A geração originada a partir do processo térmico é cara pelo alto custo de combustível. A curva custo (cr\$) - potência gerada (MW) para usinas térmicas é crescente e com custo marginal também crescente. Por esta razão, como regra geral de operação estas usinas devem ser colocadas na base com suas capacidades mínimas de geração por períodos longos de tempo, na medida em que o balanço hidrotérmico o permita.

Em países cujos sistemas de geração tem uma porcentagem alta de energia de origem térmica a partir de combustível fóssil, é dado um papel importante ao despacho econômico na operação do sistema de potência. O despacho econômico é um procedimento para a distribuição das necessidades totais de geração térmica, com a finalidade de obter uma economia ótima para o sistema gerador, levando em consideração custos de geração, perdas de transmissão, restrições impostas para um serviço confiável e limitações impostas pelos equipamentos. Um despacho econômico, nestas condições é um processo de otimização que atinge metas de geração com unidades geradoras previamente selecionadas.

Por outro lado, a geração obtida a partir da utilização da água como recurso energético possui grandes vantagens.

O custo marginal desprezível da geração hidroelétrica num sistema de potência hidrotérmico faz com que o problema de planejamento da operação seja como usar, num período dado, a disponibilidade de água existente para a geração hidroelétrica de forma a reduzir a produção de energia de origem térmica, atendendo sempre o mercado (carga).

O decisor deve encontrar um compromisso entre um ganho relativo imediato (economia presente) e a expectativa de futuros benefícios (economia futura) provenientes do armazenamento, todos medidos em termos da economia de combustível térmico.

A existência de estoques limitados de energia hidroelétrica sob a forma de água armazenada nos reservatórios do sistema torna o problema de operação bastante complexo, pois introduz uma ligação entre a decisão (quanto turbinar) no período e as consequências futuras desta decisão. Em outras palavras, se utilizamos os estoques de energia armazenada hoje, e

ocorrer uma sequência desfavorável de afluições, será necessário recorrer no futuro à geração térmica, de custo elevado, ou a um eventual corte no suprimento de energia. Por outro lado, se mantivermos os níveis dos reservatórios elevados através de uma utilização mais intensa do parque térmico e ocorrer uma sequência de vazões favoráveis, poderá haver vertimento no sistema, com o conseqüente desperdício de energia.

A natureza aleatória das afluições dos rios, a evolução do consumo de energia, bem como a validade de certas hipóteses na construção dos modelos, sugerem uma divisão do problema de planejamento. Em geral, esta divisão caracteriza períodos de estudo a longo, médio e curto prazos. A duração específica de cada um deles varia com o sistema em estudo. Como exemplos, temos que em certos países são considerados relevantes somente os estudos que se enquadram na definição do médio e curto prazos adotada aqui.

Naturalmente, os períodos de estudo (horizontes) estão relacionados para permitir resultados globais coerentes entre o planejamento da operação e a operação em tempo real do sistema gerador. Esta coerência é facilitada quando se estabelece uma hierarquização nos horizontes de estudo, começando pelo longo prazo, médio prazo e curto prazo. Resolve-se o problema de planejamento da operação para horizontes menores dentro de contornos resultantes do planejamento da operação otimizada para períodos maiores. Em forma geral, a solução destes problemas de planejamento da operação, nos diferentes níveis, não é analítica e precisa de métodos numéricos. Por esta razão é necessário discretizar convenientemente as variáveis contínuas do problema em cada horizonte de estudo.

O grau de detalhe na representação dos modelos de planejamento da operação é decrescente com o aumento do período de estudo adotado e a incerteza com relação aos dados fornecidos é crescente com o aumento do período de estudo. A figura 1.2. mostra estas características.

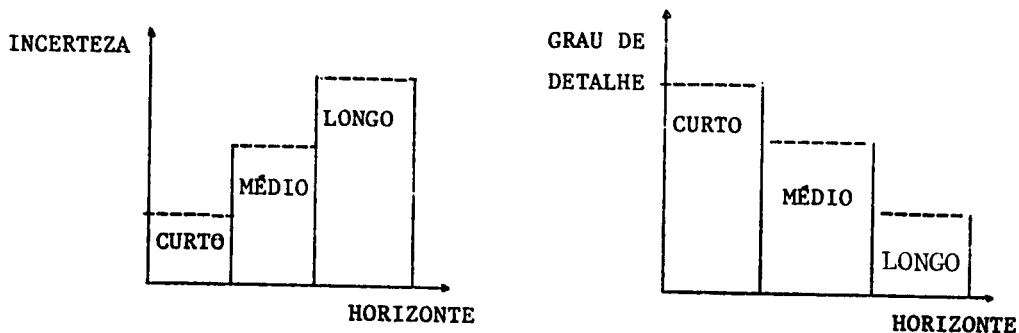


FIGURA 1.2. CARACTERÍSTICAS DO PLANEJAMENTO COM RELAÇÃO AO HORIZONTE DE ESTUDO.

A seguir será feita uma abordagem caracterizando cada horizonte.

LONGO PRAZO

O planejamento da operação num horizonte de longo prazo tem como tarefa analisar o desempenho do sistema num horizonte de cinco anos (período crítico) e discretização semanal, estudar intercâmbios de energia, déficit de energia, gastos de combustíveis e efeitos de atrasos em obras.

O objetivo do planejamento de longo prazo é estabelecer uma estratégia de operação que determine, em cada período de discretização, os TOTAIS (ou seja, a proporção ótima) de energia hidráulica e térmica a serem gerados pelo sistema.

A estratégia é função do estado do sistema, o qual se caracteriza pelo volume de água nos reservatórios, informações sobre hidrologia, consumo de energia, etc.

Atendendo esta meta procura-se minimizar o valor esperado do custo de operação, composto de custos em combustível e penalizações para déficits.

A impossibilidade de prever as afluências futuras e a evolução do consumo torna o problema de planejamento da operação de longo prazo essencialmente ESTOCÁSTICO. Além disto, a existência de múltiplos reservatórios e a necessidade de uma otimização numa discretização numerosa (5 anos em períodos de uma semana), caracteriza o problema como sendo de GRANDE PORTE. O fato da relação de produção de energia com vazão turbinada e altura de queda ser variante faz com que o problema seja NÃO LINEAR. Este problema tem sido abordado utilizando técnicas de programação dinâmica estocástica (ver [1]). O grande esforço computacional devido ao porte do problema quando é tratado por esta técnica cria a necessidade de fazer algumas simplificações. Estas simplificações visam diminuir a dimensão do problema, e são:

- Agregar as usinas térmicas de características semelhantes.
- Agregar as hidroelétricas em subsistemas (reservatórios, equivalentes de energia; para isto é preciso levar em conta as seguintes considerações:
 - Existência de uma homogeneidade hidrológica.
 - O deplecionamento dos reservatórios deve ser feito em paralelo.

Apesar destas simplificações, o problema dos altos custos computacionais pode ainda persistir devido à natureza exaustiva da otimização

por programação dinâmica.

MÉDIO PRAZO

O planejamento da operação num horizonte de médio prazo tem como tarefa detalhar a política anual (horizonte) de operação referente aos contratos de energia (MWH) e demanda (MW) entre empresas interconectadas eletrica e/ou hidraulicamente, levar em consideração manutenções e reserva de potência. Neste horizonte de estudo é necessária a informação das usinas e reservatórios individualizados.

O objetivo do planejamento de médio prazo é procurar uma política de deplecionamento que seja compatível com o planejamento de longo prazo. Esta política aloca as metas de geração para CADA usina de uma forma otima. Atendendo este objetivo procura-se minimizar as perdas de energia do sistema, penalizando os vertimentos.

No médio prazo as unidades térmicas são classificadas pelos seus custos médios de operação. Esta classificação é feita de maneira a diminuir o custo de energia térmica consumida e compatibilizar as metas determinadas no longo prazo.

No médio prazo a previsão de afluências torna o problema do planejamento da operação um problema estocástico; todavia, o grau de incerteza é menor que num estudo de longo prazo. A sazonalidade das águas e a curva de carga do sistema estão mais ou menos caracterizados para este horizonte, o que permite que certos estudos de médio prazo possam assumir modelos determinísticos sem incorrer em grande imprecisão. Os modelos de médio prazo apresentam características de grande porte pelos múltiplos períodos e reservatórios que devem ser considerados. A discretização no médio prazo é menos numerosa (1 ano discretizado em semana) que no longo prazo. Vários trabalhos interessantes tem sido desenvolvidos para o problema de planejamento de médio prazo, como em [2], [3] e [4], onde são aproveitadas técnicas de programação matemática que utilizam decomposição.

A linha de pesquisa adotada por [5] e [19] é baseada num algoritmo de programação não linear, utilizando também técnicas de otimização de fluxo em redes, que fornece grande agilidade computacional. As não-linearidades consideradas nos modelos correspondem aos comportamentos de alguns reservatórios do sistema. Em sistemas onde as afluências sejam notadamente imprevisíveis, em estudos de médio prazo, a metodologia mostrada para o longo prazo é válida, respeitando os objetivos de cada horizonte.

CURTO PRAZO

O planejamento da operação num horizonte de curto prazo, geralmente com horizonte semanal e discretização de dia, tem como tarefa a programação diária da operação, considerando uma representação detalhada do sistema hidráulico, qual seja, capacidade de regularização dos reservatórios, variação dos níveis de montante e jusante, afluências, produtibilidades das usinas, tempo de percurso da água entre reservatórios em cascata, etc.

Para reservatórios com regularização mensal e/ou anual, possíveis simplificações podem ser feitas, como por exemplo adotar uma produtividade constante.

O objetivo do planejamento de curto prazo para a operação de um sistema gerador é fornecer uma alocação diária de energia para cada usina de forma a atender as metas definidas no planejamento de médio prazo, respeitando as restrições operativas, como balanço hidráulico, limites nos reservatórios, turbinamentos, vertimentos, gerações térmicas, atendimento da carga do sistema (geralmente aproximada por três patamares), intercâmbios, etc.

Atendendo estes objetivos procura-se minimizar o custo de operação, composto por gastos em geração térmica e déficit no atendimento da carga.

Em geral, para este horizonte é possível considerar as afluições e comportamento da curva de carga sendo determinísticos, já que possuem comportamentos mais padronizados.

Várias técnicas de programação matemática tem sido utilizadas para solucionar o problema. A tendência é a utilização de algoritmos de decomposição, como Dantzig Wolfe ao lado de técnicas de otimização de fluxo em redes, ver [3]. Em Hanscom[22] é utilizado um algoritmo de programação não linear ao lado de técnicas de otimização de fluxo em redes que apresenta rapidez e pouco esforço computacional.

PRÉ-DESPACHO DIÁRIO

Este estudo considera um horizonte de um dia discretizado em hora. O objetivo do pré-despacho diário é compatibilizar o planejamento da operação e a programação da operação em tempo real.

Por um lado o planejamento é um processo de natureza energética com variáveis estocásticas e a programação da operação é um processo de natureza elétrica com variáveis determinísticas.

A tarefa do pré-despacho diário é produzir uma programação de ge

ração horária que atenda as metas de geração, prefixadas no planejamento de curto prazo, para a geração diária por usina. Esta alocação horária deve atender às restrições elétricas do sistema de transmissão. De forma semelhante aos estudos de curto prazo, o modelo deve ser elaborado levando em consideração uma representação detalhada do sistema.

Reservatórios com capacidade de regulação plurimensal e/ou pluri-anual, podem ser, sob um ponto de vista dinâmico, simplificados para estudos de pré-despacho diário.

A figura 1.2 mostra a troca de informações entre cada estudo a té determinar uma operação ótima em tempo real.

O pré-despacho atende primeiramente as metas energéticas diárias. É feito posteriormente uma análise de viabilidade elétrica da programação (através da utilização de algoritmos de fluxo de carga). As inviabilidades elétricas são traduzidas em termos de reprogramação.

O planejamento de curto prazo não tem vinculação em aspectos elétricos; por este fato ele não consegue "ver" a viabilidade elétrica. Algoritmos de programação matemática que trabalham com decomposição como o algoritmo de Benders, são as ferramentas atualmente utilizadas, ver [8].

Pode-se observar que o planejamento e sucessiva operação do sistema numa forma eficiente é uma tarefa complexa. Esta complexidade aumenta quando o sistema de geração possui usinas em cascata (em série com relação ao rio) e/ou está eletricamente interligado com outros sistemas.

Dentro do esboço geral do planejamento de geração de um sistema hidrotérmico, o interesse particular deste trabalho está centrado no pré - despacho diário de geração do sistema energético do estado do Paraná.

Como hipótese, para a validade deste pré-despacho diário, será assumido que as condições hidrológicas são desfavoráveis; isto é, se assume a ausência de vertimentos.

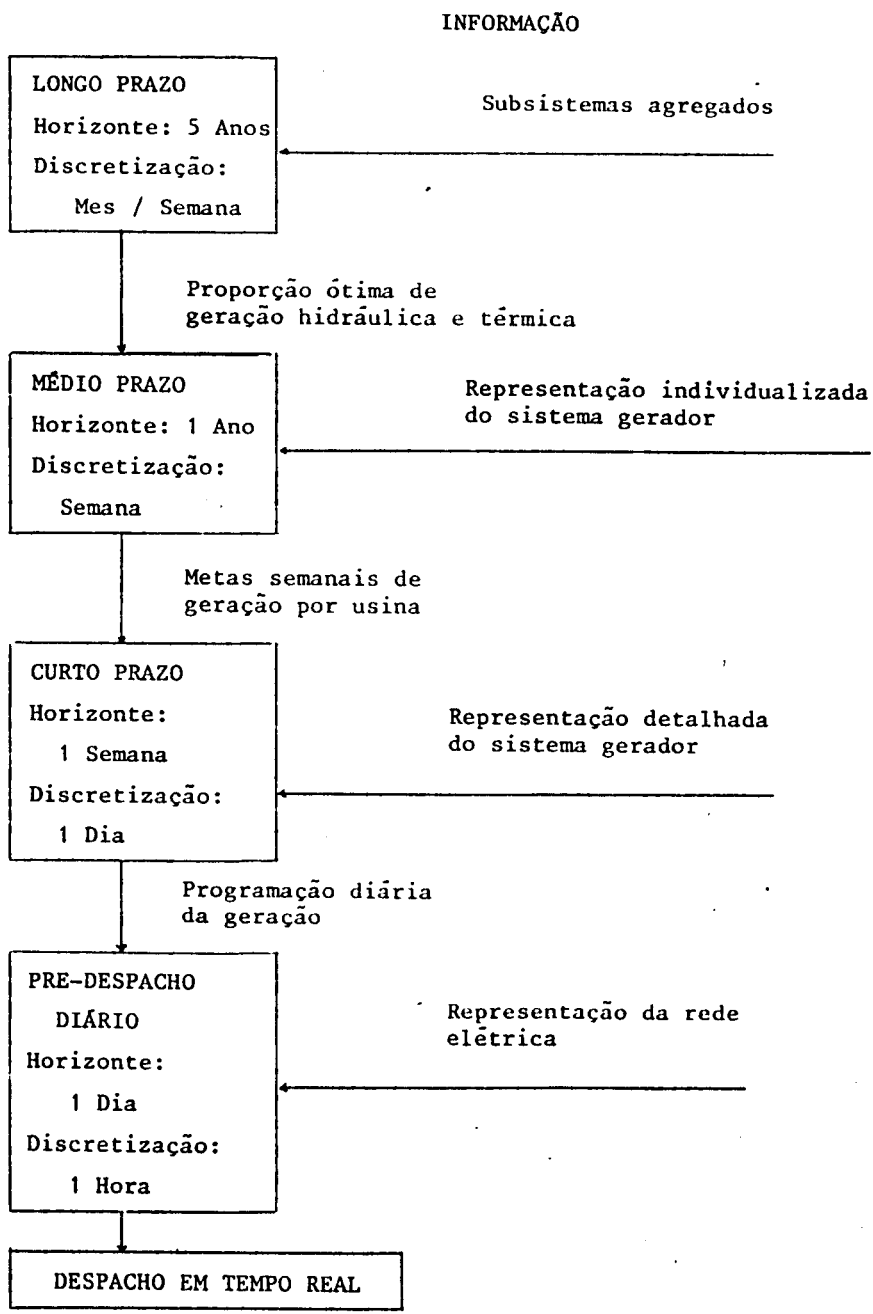


Figura 1.2 - Estudos necessários para o planejamento energético de um sistema gerador.

CAPÍTULO 2 - Descrição do Sistema

INTRODUÇÃO

O estado do Paraná tem na sua extensão, vários aproveitamentos hidrológicos, alguns dos quais possuem usinas hidroelétricas com reservatórios.

Os principais rios da região são: Paraná, Iguaçu, Paranapanema, Mourão e Capivarí. O maior em extensão e caudal é o Paraná. Neste rio encontra-se atualmente em construção a maior usina hidroelétrica existente no mundo, a usina hidroelétrica de Itaipú, localizada ao sul do estado, na fronteira com a República do Paraguai e com uma capacidade a instalar de 12,6 GW.

O rio Iguaçu possui uma cascata de usinas (usinas localizadas em série com relação ao rio) algumas das quais com reservatórios. A bacia do rio Iguaçu está caracterizada pela sua alta sensibilidade frente a fenômenos meteorológicos.

Os aproveitamentos de melhor rendimento encontram-se nos rios que descem a serra do mar, particularmente no rio Capivarí.

2.1. Usinas e reservatórios

O vale do rio Iguaçu, na sua extensão apresenta atualmente quatro usinas hidroelétricas em cascata (ver figura 2.1.1). Na parte alta do rio esta a usina de Fôz de Areia (GBM) de propriedade da empresa COPEL cujo reservatório é o maior da região*. A queda líquida para esta usina esta entre 95 e 141 metros. A usina possui as maiores máquinas atualmente em operação (da geração mínima de 280 MW à geração máxima de 419 MW), por esta razão a geração da usina é descontínua; isto é, existem faixas de geração de Potência na usina que na verdade não são cobertas (geradas). Pode então, verificar-se o caso por exemplo em que a geração solicitada para a usina seja maior que a geração máxima permissível com um grupo turbina-gerador; embora esta geração solicitada, seja menor que a geração passível a ser fornecida com dos grupos turbina-gerador.

* Neste estudo não é considerada a usina de Itaipu.

† Companhia Paranaense de Energia



Figura 2.1.1 - Localização das principais usinas

operando no mínimo permitido. Neste caso não se consegue satisfazer exatamente a solicitação.

Atualmente, através da combinação com quantidades de energia de outras usinas ou com o intercâmbio com o sistema interligado, é contornada esta dificuldade.

A jusante da usina de Fôz de Areia encontram-se as usinas de Salto Santiago e Salto Osorio respectivamente, que são de propriedade da empresa ELETROSUL.

A jusante da usina de Salto Osório está a hidroelétrica Júlio de Mesquita Filho que pertence ao sistema paranaense e que opera sem reservatório (fio d'água) com duas unidades capacitadas para gerar 25 MW cada uma.

Localizada ao nordeste do estado encontra-se a usina de Capivari. Possui o maior ganho energético da região com uma queda líquida de aproximadamente 720 metros.

Os dados referentes às usinas e reservatórios de Fóz do Areia e Capivarí são mostrados nas tabelas (2.1.1) e (2.1.2).

Nos afluentes do rio São João, no litoral sul do estado, estão as usinas de Chaminé e Gurricana que são pequenas usinas a fio d'água com uma capacidade de 18 MW e 36 MW, respectivamente.

No interior do Estado, no rio Mourão, encontra-se a usina Mourão I, com capacidade instalada de 7,5 MW e no rio Tibagi a usina de Apucarantina com 9,5 MW, as duas hidroelétricas operam como usinas a fio d'água.

	Fluxo turbinado -m ³ /s-	Unidades geradoras	Produtividade -MW/m ³ /s-	Geração média diária -MW-
F O Z	Máximo: 1730 Mínimo: 192	4 grupos. Cada um: Geração máxima: 419 MW Geração mínima: 280 MW	De 0,9 a 1,5 Altura líquida -m-: entre 95 e 141	672
C A P I V A R I	Máximo: 40 Mínimo: 2,3	4 grupos. Cada um: Geração máxima: 63 MW Geração mínima: 10 MW	6,6 Altura líquida -m-: 720	110

TABELA 2.1.1 - Características das Usinas

As usinas Júlio de Mesquita, Guaricana, Chaminé, Apucarantina e Mourão I, formam o conjunto de usinas chamadas pequenas pela baixa produção que podem fornecer (a maior possui uma capacidade de 50 MW). Estas usinas agregadas tem uma capacidade instalada de 126 MW.

Existem oito micro-usinas que agregadas conseguem uma capacidade de 9,1 MW.

			RELAÇÃO	
	Afluências (m ³ /s)	Volume (10 ⁶ m ³)	Nível de Montante (m) Volume (10 ⁶ m ³)	Nível de Jusante (m) Fluxo turbinado (m ³ /s)
F O Z	Máxima:	Máximo: 6400	$H_m = A_0 + A_1.X + A_2.X^2$	$H_j = B_0 + B_1.U + B_2.U^2 + B_3.U^3$
	Mínima: 88	Mínimo: 1451,6	X: 10 ⁶ m ³ H _m : m	U: m ³ /s H _j : m
	Média: 600		A ₀ = 6,62589x10 ² A ₁ = 2,12449x10 ⁻² A ₂ = -1,29269x10 ⁻⁶	B ₀ = 5,99779x10 ² B ₁ = 2,52789x10 ⁻³ B ₂ = -1,9332x10 ⁻⁷ B ₃ = 1,01402x10 ⁻¹¹
C A P I V A R I	Máxima: 56	Máximo: 180	$H_m = A_0 + A_1.X + A_2.X^2 + A_3.X^3$	H _j = B ₀
	Mínima: 7	Mínimo: 23	X : 10 ⁶ m ³ H _m : m	H _j : m
	Média: 18,667		A ₀ = 8,14728x10 ² A ₁ = 3,58528x10 ⁻¹ A ₂ = -1,57958x10 ⁻³ A ₃ = 2,842x10 ⁻⁶	B ₀ = 9,0699x10 ¹

Tabela 2.1.2 - Características dos reservatórios

A tabela (2.1.3) mostra o número de grupos turbina-gerador, geração de cada um e produção total de cada usina do sistema. Da mesma tabela vemos que as usinas de Fóz de Areia e Capivarí representam 92% da geração instalada do sistema.

O planejamento enfocará a análise destas duas usinas prioritariamente.

O sistema tem também em funcionamento a usina térmica de Figueira operando a carvão, e com uma capacidade instalada de 30 MW (3 grupos turbina-gerador de 10 MW).

O sistema elétrico do estado de Paraná é obrigado a deixar uma reserva de potência, que é atribuída mensalmente pelo GCOI (Grupo Coordenador para a Operação Interligada).

A reserva de potência é um requisito básico com a finalidade de manter um nível adequado de qualidade de serviço no que se refere ao controle de frequência e a confiabilidade do sistema elétrico. Basicamente, a reserva de potência consta de duas parcelas importantes. A primeira está relacionada com a reserva girante do sistema. A segunda, mais específica, atende as flutuações menores da carga, assegurando uma frequência estável.

Essencialmente, a reserva girante é uma folga imposta na geração das unidades em operação, que permite em caso de saída forçada de uma unidade, que as outras unidades em operação, continuem a acompanhar a carga do sistema. Em outras palavras, a reserva girante de um sistema é a diferença entre a capacidade de geração disponível que se encontra sincronizada no sistema, e a demanda do sistema de um dado momento. Particularmente, esta reserva é importante nas horas de ponta.

No sistema brasileiro a reserva de potência relacionada a reserva girante, varia de mês para mês. A parcela de reserva que cabe à COPEL foi considerada aqui de valor 80 MW. Para efeito de regulação em condições de pequenas flutuações foi considerado o valor de 10 MW (margem de regulação).

Operativamente, a usina de Capivarí deve gerar no mínimo 90 MW nas horas de ponta (carga pesada) e 60 MW fora das horas de ponta. Este comportamento na geração da usina, está relacionado com as restrições elétricas para o funcionamento adequado do sistema de transmissão. (informações fornecidas pela COPEL)

2.2 - Sistema Interligado

A rede elétrica do sistema da empresa COPEL está interligada em vá

Usina		G	Potência Efetiva	Total (MW)
Foz de Areia	1	419	1676	
	2	419		
	3	419		
	4	419		
Capivari	1	63	252	
	2	63		
	3	63		
	4	63		
P E Q U E N A S	Júlio de Mesquita Filho	1	25	50
		2	25	
	Guaricana	1	6	36
		2	6	
		3	18	
		4	6	
	Chaminé	1	4,5	18
		2	4,5	
		4	4,5	
		3	4,5	
	Marumbi	1	2,5	Disponíveis 5
		2	2,5	
		3	2,5	
		4	2,5	
Apucarantina	1	2,4	9,5	
	2	2,4		
	3	4,7		
Mourão I	1	2,0	7,5	
	2	2,0		
	3	3,5		
TOTAL PEQUENAS				126
Figueira	1	10	30	
	2	10		
	3	10		
Micro usinas				9,1
TOTAL GERAL				2093,1

Tabela 2.1.3 - Capacidade instalada

rios pontos com redes pertencentes a outras empresas; isto torna possível os intercâmbios de energia de forma direta ou indireta de uma região para outra. As trocas usuais mostram-se no diagrama (2.2.1).

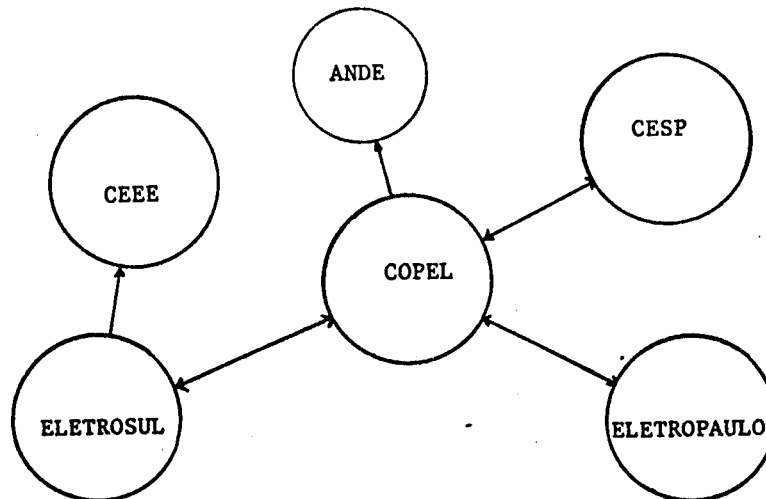


DIAGRAMA 2.2.1 - Intercâmbio entre empresas*

Os intercâmbios consistem de fornecimento ou recebimento de energia entre empresas interligadas a uma rede elétrica e podem ser, segundo a sua natureza, tarifados ou não.

Os diferentes tipos de intercâmbio se caracterizam por serem simples trocas relativas a condições hidrológicas, econômica de combustível ou por serem de natureza contratual; os blocos de energia ou demanda a serem intercambiados são coordenados pelo GCOI, mensalmente.

Os intercâmbios usuais são os intercâmbios feitos a título de contrato e de otimização. Este último não é faturado e depende das condições hidrológicas das regiões, pertencentes ao sistema interligado.

*

- CEEE . - Companhia Estadual de Energia Elétrica (Rio Grande do Sul)
- EP - Elétro Paulo
- CESP - Companhia de Energia de São Paulo
- ELETROSUL - Centrais Elétricas do Sul do Brasil
- ANDE - Empresa de Energia da República do Paraguai

No intercâmbio feito a título de contrato, verifica-se uma compra e venda de energia e demanda que é oficializada por meio do contrato entre as empresas envolvidas. Esta compra e venda é tarifada.

As tarifas de suprimento de energia (ver Apêndice 2), consistem de duas parcelas:

- Tarifa de Demanda de Potência (T.D.P) em (CR\$/KW)
- Tarifa de Consumo de Energia (T.C.E) em (CR\$/MWH)

Cada parcela esta afetada pelo fator de carga que é uma relação entre a energia consumida num determinado período e a quantidade de energia obtida se fosse consumida a potência máxima registrada no período, durante o período todo. Graficamente, é a relação entre a área determinada pela curva $P(t)$ na figura (2.3.1) e a área obtida se a carga se mantivesse no seu valor máximo durante todo o período de tempo considerado.

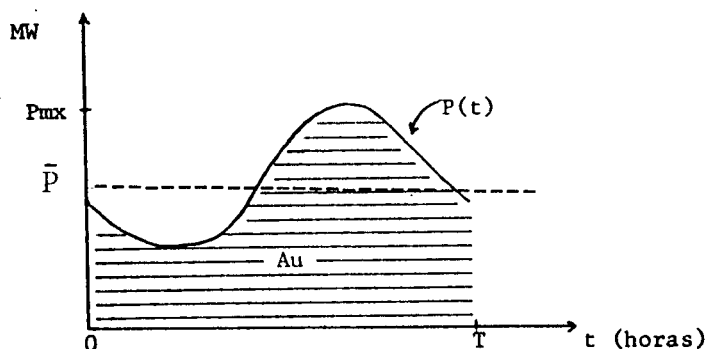


Figura 2.2.1 - Curva de Carga

Seja A_u a energia (MWH) consumida num período T e P_{mx} a potência (MW) máxima registrada no período T . O fator de carga é definido como:

$$F.C. = \frac{A_u}{P_{mx} \cdot T} \quad (2.2.1)$$

$$A_u = \int_0^T P(t) dt \quad (2.2.2)$$

onde $P(t)$ é a curva que descreve a potência consumida no período T .

Com (2.2.1) e (2.2.2) temos:

$$F.C. = \frac{1}{P_{mx} \cdot T} \int_0^T P(t) \cdot dt \quad (2.2.3)$$

A expressão abaixo é a média aritmética da função $P(t)$.

$$\bar{P} = \frac{1}{T} \int_0^T P(t) \cdot dt \quad (MW)$$

logo o fator de carga em (2.2.3) é:

$$F.C. = \frac{\bar{P}}{P_{mx}}$$

O fator de carga é uma medida da variação da carga consumida numa região atendida por um sistema elétrico. A variação da carga num sistema elétrico afeta a regulação da tensão e também da frequência. Na medida que a carga varia abruptamente (fator de carga baixo) a regulação de tensão e frequência é dificultada. Por outra parte, o sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica deve ser projetado para atendimento da carga do sistema nas horas de ponta, o que implica numa maior ociosidade de recursos quanto menor o fator de carga.

Com a finalidade de assegurar recursos (para amortizar investimentos) às empresas fornecedoras a ELETROBRAS estabeleceu uma portaria com relação às tarifas de suprimento (ver Apêndice 2).

2.3 - Curva de Carga do Sistema

A curva de carga do sistema da empresa COPEL para um dia útil é mostrada na figura (2.3.1). A curva tem um fator de carga de 0,6535 que indica a distribuição da carga ao longo do dia. Para efeito de modelamento do pré-despacho diário de geração, trabalha-se com a curva de carga discretizada em 24 intervalos de uma hora.

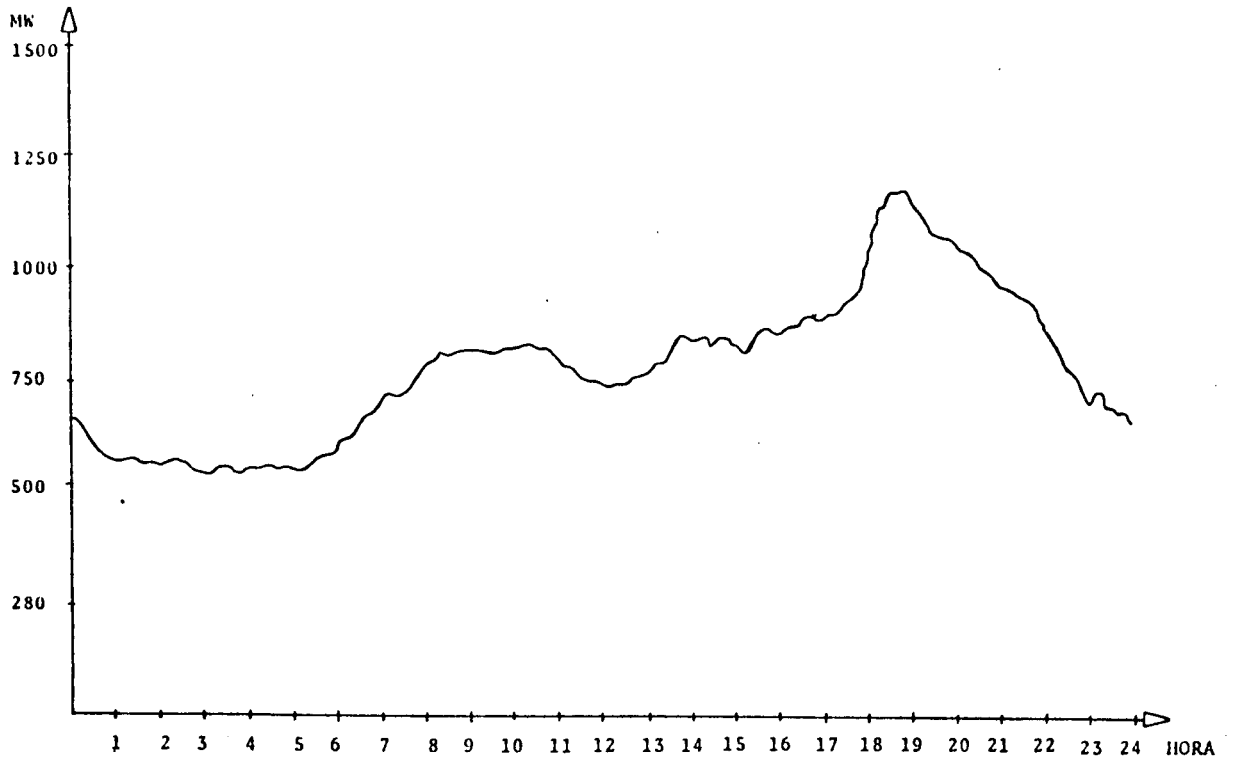


Figura 2.3.1 - Curva de Carga para um dia útil

CAPÍTULO 3 - Modelamento

INTRODUÇÃO

Neste capítulo será analisado o sistema, particularmente os dados vinculados com a dinâmica dos reservatórios com a finalidade de formar uma idéia com relação ao comportamento das usinas no horizonte de estudo.

A seguir apresenta-se um estudo de ajuste quadrático, que mostra o grau de correlação entre as variáveis de cada usina.

Algumas considerações relativas aos intercâmbios e imposições sob a geração das usinas, vinculadas com restrições elétricas da rede, assim como restrições que viabilizem a reserva de potência do sistema, serão apresentadas.

Finalmente, um modelo matemático descrevendo as características relevantes do sistema para o período em estudo é apresentado.

3.1 - Função de Geração

As usinas de Fóz de Areia e Capivarí apresentam reservatórios de regularização e é de especial importância a análise do comportamento de certas variáveis, como volume do reservatório, vazão turbinada, nível de montante (reservatório), nível de jusante (canal de fuga), potência gerada, etc, com relação ao período de estudo.

Teoricamente, ver [25], a potência P , gerada num grupo **turbina** gerador, esta definida como uma função da vazão turbinada, altura **líquida** e eficiência das máquinas

$$P = F(U, h_L, G) \quad (\text{MW}) \quad (3.1.1)$$

onde

$$\begin{aligned} U & - \text{vazão turbinada (m}^3/\text{S)} \\ h_L & - \text{altura líquida (m)} \\ G & - (n_t \cdot n_g/102)^{-1} \end{aligned}$$

n_t - eficiência da turbina
 n_g - eficiência do gerador

explicitamente,

$$F(U, h_L, G) = U \cdot h_L \cdot G^{-1} \quad (3.2.2)$$

Por sua vez a eficiência depende da vazão turbinada e da altura líquida. A queda efetiva h_L , é obtida fazendo a diferença entre a elevação do nível de montante do reservatório e a elevação do nível de jusante,

$$\begin{aligned} \text{Altura Líquida } h_L \text{ (m)} &= \text{Elevação no nível de montante (m)} \\ &- \text{Elevação no nível de jusante (m)} \end{aligned}$$

A elevação no nível de montante é uma função da geometria do reservatório, da vazão afluyente, da vazão vertida e da vazão turbinada. É necessário, no caso de reservatórios com altura líquida variável, considerar um modelo para o reservatório; isto é, determinar a relação existente entre o volume d'água armazenado e a elevação no nível d'água armazenada. A relação área-elevação no nível do reservatório é obtida calculando as áreas contidas dentro de cada contorno no lugar do reservatório. A integral da curva área-elevação no nível do reservatório fornece a curva volume-elevação no nível d'água armazenada no reservatório (cota do reservatório).

A elevação do nível do canal de fuga é dependente da vazão turbinada e da vazão vertida.

Da altura líquida são abatidas perdas na tubulação. A altura efetiva é a altura líquida menos as perdas de carga na tubulação. Estas perdas são função crescente da vazão turbinada.

A figura 3.1.1 mostra as características de uma turbina (Francis) para uma dada altura líquida, na usina de Foz de Areia. Outros valores de altura líquida apresentam ligeira variação nestas curvas. A figura 3.1.2 mostra as características de uma das unidades (turbina Peiton) na usina de Capivari.

3.2 - Características das usinas e reservatórios

3.2.1 - Influência da variação de cota de montante nos reservatórios

Nos interessa determinar a variação porcentual no nível dos reservatórios ao longo do dia, para um caso extremo. Assim, sejam as condições de

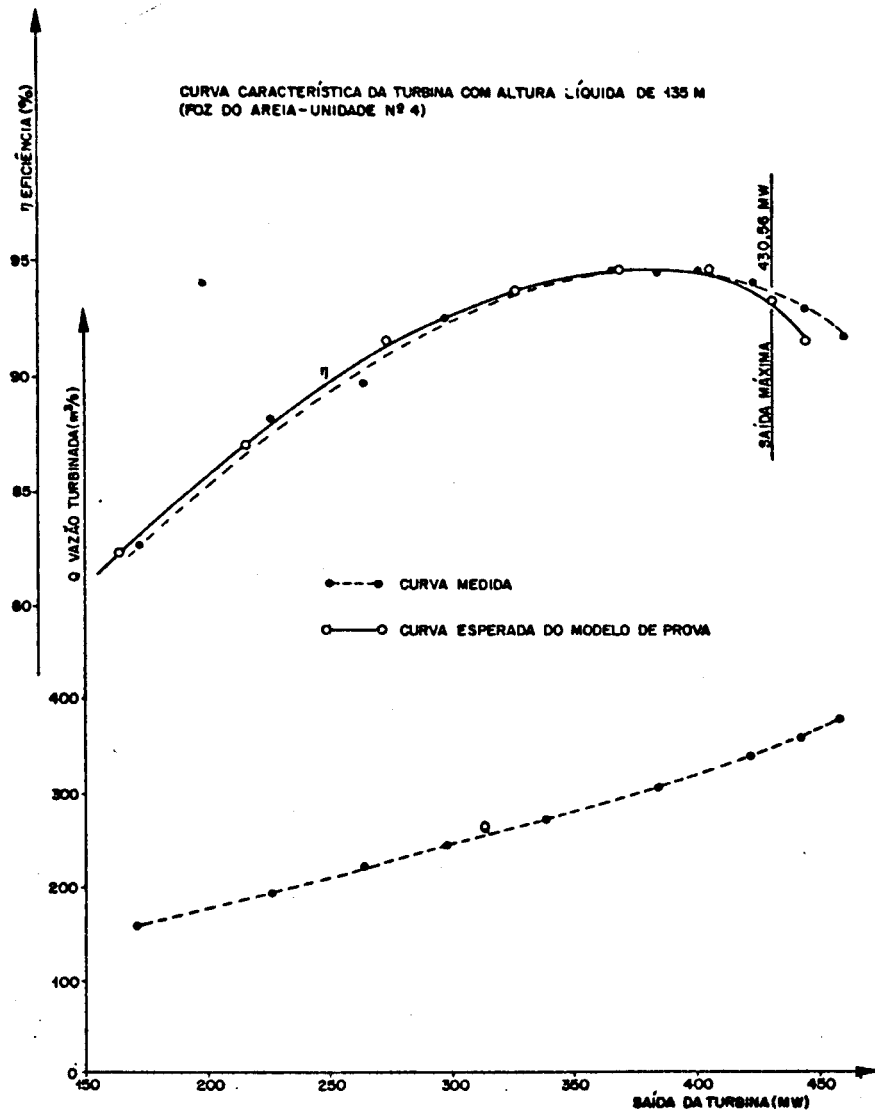


Figura 3.1.1 - Características da turbina

operação, no reservatório e usina de Foz de Areia:

- volume armazenado no início do dia (referência) $v_i = 5510,129 (10^6 \text{ m}^3)$
- altura de Montante no início do dia (correspondendo ao volume v_i) $hm_i = 740,403 \text{ (m)}$

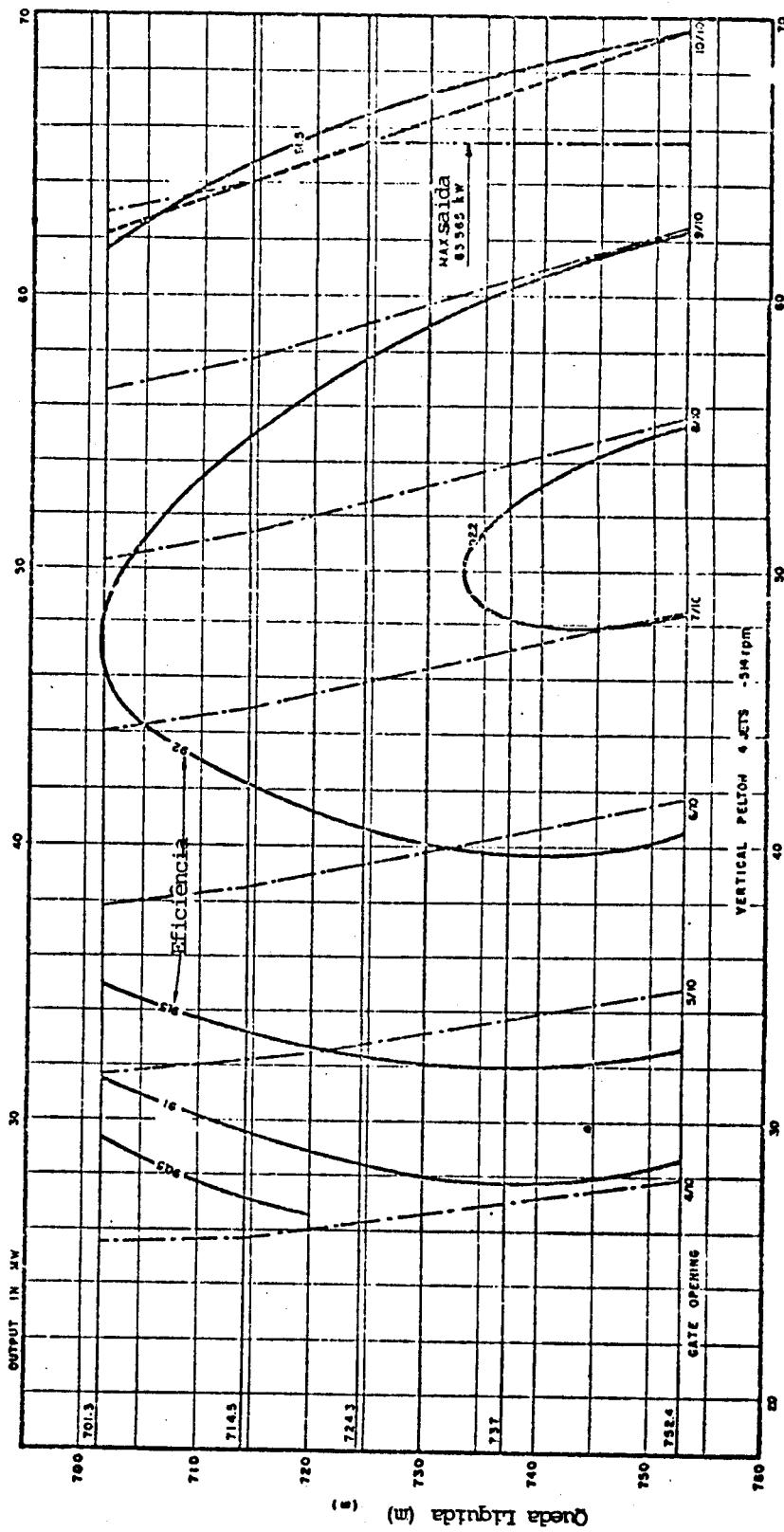


Figura 3.1.2 - Características da turbina

- turbinagem média no dia (Política extrema) $u = 0 \quad (\text{m}^3/\text{s})$
- vertimento médio no dia (Política extrema) $v = 0 \quad (\text{m}^3/\text{s})$
- afluência média no dia (máxima do histórico de vazões conhecido) $y = 1730 \quad (\text{m}^3/\text{s})$

Nestas condições a variação de volume, ao final do dia, no reservatório seria:

$$\Delta v = 1730 \text{ m}^3/\text{s} \times 86,4 \times 10^3 \text{ s} = 149,472 \text{ (} 10^6 \text{ m}^3 \text{)}$$

A cota relativa ao volume no final do dia, $v_f = v_i + \Delta v$, segundo o polinômio da tabela 2.1.2, seria $hm_f = 741,42 \text{ m}$.

A variação absoluta na cota de montante seria então:

$$\Delta h = hm_f - hm_i = 1,017 \text{ m} .$$

Como a cota de jusante para uma vazão defluente $u+v = 0$, segundo o polinômio da tabela 2.1.2, é de $h_J = 599,779 \text{ m}$, a queda líquida inicial (de referência) é de $h_L = hm_i - h_J = 140,624 \text{ m}$. Tem-se assim uma variação porcentual na queda líquida de

$$\frac{\Delta h}{h_L} = \frac{1,017 \text{ m}}{140,624 \text{ m}} = 7,232 \times 10^{-3} \text{ ou } 0,7232\%$$

A mesma análise pode ser feita para o reservatório e usina de Capiari considerando as seguintes condições de operação:

- Volume armazenado no início do dia (referência) $v_i = 100 \quad (10^6 \text{ m}^3)$
- altura de montante no início do dia (correspondendo ao volume v_i) $hm_i = 837,627 \quad (\text{m})$

- turbinagem média no dia (política extrema) $u = 0 \text{ (m}^3/\text{s)}$
- vertimento médio no dia (política extrema) $v = 0 \text{ (m}^3/\text{s)}$
- afluência média no dia (máxima do histórico) $y = 56 \text{ (m}^3/\text{s)}$

Nestas condições a variação de volume, ao final do dia, no reservatório seria:

$$\Delta v = 56 \text{ m}^3/\text{s} \times 86,4 \times 10^3 \text{ s} = 4,8384 \text{ (10}^6 \text{ m}^3)$$

A cota relativa ao volume no final do dia, $v_f = v_i + \Delta v$, segundo o polinômio da tabela 2.1.2, para esta usina, seria $hm_f = 838,229 \text{ m}$.

A variação absoluta na cota de montante seria então,

$$\Delta h = hm_f - hm_i = 0,602 \text{ m.}$$

Como a cota de jusante para uma vazão defluente $u+v = 0$, segundo o polinômio da tabela 2.1.2, para esta usina, é de $h_j = 90,699 \text{ m}$, a queda líquida inicial (referência) é de $h_L = hm_i - h_j = 746,928 \text{ m}$. Tem-se assim uma variação percentual na queda líquida de

$$\frac{\Delta h}{h_L} = \frac{0,602 \text{ m}}{746,928 \text{ m}} = 0,806 \times 10^{-3} \text{ ou } 0,08\%$$

As análises feitas nas duas usinas mostram que a variação no nível de montante dos reservatórios afeta minimamente a queda líquida, para os dois casos, e será portanto desconsiderada.

3.2.2 - Influência da variação na cota de jusante dos reservatórios

Para a usina de Foz de Areia podemos considerar a seguinte política extrema: Dada uma vazão turbinada mínima de $192 \text{ m}^3/\text{s}$ o nível de jusante associado é, segundo o polinômio na tabela 2.1.2, para esta usina,

$$h_J = 600,2573 \text{ m.}$$

Por outra parte, dada uma vazão turbinada máxima (limitada pela demanda do sistema) de $1100 \text{ m}^3/\text{s}$ o nível de jusante associado é $\bar{h}_J = 602,339 \text{ m}$. A variação da cota no canal de fuga é $h_J = \bar{h}_J - h_J = 2,082 \text{ m}$. Esta variação para uma queda líquida $h_L = 140,146 \text{ m}$ ($h_{m_i} - h_J = 740,403 \text{ m} - 600,2573 \text{ m}$), representa $h_J/h_L = 0,0149$ ou 1,49% da queda líquida.

Para a usina de Capivarí o polinômio é uma constante, já que as turbinas de esta usina são do tipo Pelton.

Estas variações também indicam no sentido de não se considerar variações no nível do canal de fuga dessas usinas.

O Apêndice 4 mostra um estudo complementar para a função de geração.

3.2.3 - Influência das perdas na tubulação

Consideremos o caso da usina de Foz de Areia. As perdas de altura por causa da vazão turbinada nas tubulações estão dadas por:

$$h_p = 2,23 \times 10^{-5} u^2 \text{ m}$$

onde u é a vazão turbinada (m^3/s) por máquina.

Estas perdas na tubulação independem do número de máquinas em operação (para uma operação em que as unidades atuem em paralelo).

Sendo a vazão turbinada máxima de uma unidade de $\bar{u} = 358 \text{ m}^3/\text{s}$ a perda na tubulação é $h_p = 2,23 \times 10^{-5} \bar{u}^2 = 2,858 \text{ m}$. Considerando uma queda de $h_L = 140 \text{ m}$, esta perda representa no máximo $h_p/h_L = 0,02$ ou 2% da queda líquida assumida.

No caso da usina de Capivarí, uma perda na tubulação por maior que ela seja não consegue ser representativa numa queda líquida de $h_L = 720 \text{ m}$.

Das análises feitas anteriormente, para os dois reservatórios e usinas, vemos que a variação na altura líquida pela influência da cota de montante ou cota de jusante diária, é mínima, considerando o horizonte e as possíveis vazões turbinadas. Com relação a estas variáveis (nível de montante/volume) nível de jusante (vazão turbinada), é razoável pensar numa produtividade constante de acordo com um volume estabelecido.

Visto o anterior, o modelo de predespacho pode ser formulado em termos de energia (Megawatt-MW) para a alocação hora-hora dos recursos fixados pelo planejamento de curto prazo que deve estabelecer as quantidades de água disponíveis nos reservatórios para um período diário.

3.3 - Modelamento Matemático

O prê despacho desenvolvido neste estudo considera o horizonte como sendo o dia e a discretização de hora a hora. A notação utilizada adota vetores de 24 componentes - correspondendo às horas do dia.

As letras com traço na parte inferior indicam vetores. A seguir explicaremos as restrições que compõem o modelo. O balanço de energia é uma restrição importante e que deve ser atendida sempre, logo:

$$\underline{x}_C + \underline{x}_F + \underline{x}_I = \underline{d} \quad (3.3.1)$$

onde: \underline{x}_C é o vetor cujas componentes fornecem a geração da usina de Capivarí em MW (megawatt), em cada hora.

\underline{x}_F é o vetor cujas componentes fornecem a geração da usina de Foz de Areia em MW, em cada hora.

\underline{x}_I é o vetor cujas componentes fornecem valores em MW para o intercâmbio recebido.

\underline{d} é a carga líquida do sistema; isto é, a carga própria do sistema menos a geração das pequenas usinas (fio d'água) consideradas com um perfil dado de geração no dia, mais o contrato de exportação de energia com a república do Paraguai. As componentes deste vetor são quantidades em MW.

A equação (3.3.1) significa que a soma dos recursos energéticos disponíveis deve ser igual à carga líquida do sistema em MW, em cada hora.

O agregado das gerações de cada usina deve atingir um total fixado para o dia, portanto para a usina de Capivarí temos:

$$\underline{e}^t \cdot \underline{x}_C = G_C \quad (3.3.2)$$

Para a usina de Foz do Areia,

$$\underline{e}^t \cdot \underline{x}_F = G_F \quad (3.3.3)$$

onde: \underline{e} é um vetor soma de 24 componentes iguais a 1.

G_C é a geração total diária a ser produzida pela usina de Capivarí, em MW.

G_F é a geração total diária a ser produzida pela usina de Foz do Areia, em MW.

No planejamento da operação estas metas diárias (G_F e G_C) são obtidas através da desagregação, dia-a-dia, da meta semanal fornecida pelo planejamento de médio prazo.

A geração da usina de Capivarí deve respeitar limites operativos ,

logo:

$$\underline{1}_C \leq \underline{x}_C \leq L_C \cdot \underline{Z}_C \quad (3.3.4)$$

onde, por razões de natureza elétrica, a geração mínima da usina de Capivari precisa seguir um perfil fixo de geração. As componentes do vetor $\underline{1}_C$ fornecem estes valores mínimos em MW, para cada hora. L_C é o limite superior em MW da geração de uma máquina na usina de Capivari. O número de máquinas em operação na usina de Capivari, em cada hora é fornecido pelas componentes do vetor \underline{Z}_C . O limitante superior em (3.3.4) depende do número de máquinas em operação.

Para a geração na usina de Foz do Areia também existem limites operativos:

$$1_F \cdot \underline{Z}_F \leq \underline{x}_F \leq L_F \cdot \underline{Z}_F \quad (3.3.5)$$

onde: 1_F é o limite inferior em MW da geração de uma máquina na usina de Foz do Areia. L_F é o limite superior em MW da geração de uma máquina na usina de Foz do Areia. \underline{Z}_F é o vetor cujas componentes fornecem o número de máquinas em operação na usina de Foz do Areia, em cada hora. Aqui os limitantes inferiores e superiores dependem da configuração (número de máquinas em operação, em cada hora do dia).

As componentes do vetor \underline{r}_s fornecem os valores em MW da reserva de potência relacionada com a reserva girante do sistema, em cada hora. A parcela de reserva de potência que corresponde à margem de regulação para as possíveis flutuações da carga na hora, será representada em cada hora pelas componentes do vetor \underline{r}_i .

De acordo com o anterior, as restrições de reserva de potência são:

$$(L_F \cdot \underline{Z}_F - \underline{x}_F) + (L_C \cdot \underline{Z}_C - \underline{x}_C) \geq \underline{r}_s \quad (3.3.6)$$

A desigualdade (3.3.6) respeita a reserva girante do sistema, ao restringir a soma das folgas na geração das usinas para uma dada configuração de máquinas em operação.

$$(\underline{x}_F - 1_F \cdot \underline{Z}_F) + (\underline{x}_C - 1_C^* \cdot \underline{Z}_C) \geq \underline{r}_i \quad (3.3.7)$$

A desigualdade (3.3.7) respeita a margem de regulação do sistema, já que a soma das gerações mínimas das usinas é restrita, para uma dada configuração

ração de máquinas em operação. De (3.3.6) e (3.3.7) temos,

$$1_F Z_F + 1_C + r_i \leq X_F + X_C \leq L_F Z_F + L_C Z_C - r_s \quad (3.3.8)$$

Da equação de balanço (3.3.1):

$$X_F + X_C = d - X_I \quad (3.3.9)$$

Por tanto, substituindo (3.3.9) em (3.3.8), a reserva de potência está assegurada por uma restrição de canalização sobre o intercâmbio:

$$d + r_s - L_F Z_F - L_C Z_C \leq X_I \leq d - r_i - 1_F Z_F - 1_C \quad (3.3.10)$$

As restrições (3.3.1) a (3.3.5) e (3.3.10) constituem o corpo do modelo.

Para completar o modelo, uma função objetivo adotada com a finalidade de facilitar a operação do sistema é uniformizar os valores do intercâmbio recebido. Isto é equivalente a maximizar o fator de carga do intercâmbio.

Em termos do modelo esta função objetivo equivale a minimizar o intercâmbio máximo, X_0 , em todo o horizonte, acrescentando a restrição:

$$X_I \leq X_0 \cdot e \quad (3.3.11)$$

Em resumo, o problema de otimização fica descrito pelo problema P, a seguir:

$$\begin{array}{l}
 \text{Min} \quad X_0 \\
 \text{s.a} \\
 \left. \begin{array}{l}
 - X_0 \cdot e + X_I \leq 0 \\
 X_C + X_F + X_I = d \\
 e^t \cdot X_C = G_C \\
 e^t \cdot X_F = G_F \\
 1_C \leq X_C \leq L_C \cdot Z_C \\
 1_F \cdot Z_F \leq X_F \leq L_F \cdot Z_F \\
 d + r_s - L_C \cdot Z_C - L_F \cdot Z_F \leq X_I \leq d - 1_C - 1_F \cdot Z_F - r_i
 \end{array} \right\} P
 \end{array}$$

O problema P tem variáveis reais X_0 , X_C , X_F e X_I e variáveis inteiras Z_C e Z_F que caracterizam o problema como sendo linear e com variáveis mixtas.

A matriz dos coeficientes das restrições tem uma dimensão de 74 colunas e 51 linhas, apresentando um alto grau de esparsidade (proporção de coeficientes nulos). Todos os coeficientes não nulos são iguais a 1 ou -1.

O algoritmo de Benders se considerou adequado às condições estabelecidas pelo modelo.

No próximo capítulo será discutida a implantação do modelo em termos do algoritmo para solucionar o problema P.

CAPÍTULO 4 - Manipulação teórica do modelo

O modelo obtido no capítulo anterior possui dois tipos de variáveis: reais \underline{X}_C , \underline{X}_F , \underline{X}_I e inteiras \underline{Z}_C , \underline{Z}_F . Por este fato é preciso utilizar um algoritmo apropriado para este tipo de problemas. O método de Benders (ver apêndice 1) é um procedimento de otimização que decompõe o problema trabalhando separadamente cada tipo de variável. No processo iterativo há troca de informação entre uma e outra parte do problema decomposto. O método trabalha utilizando técnicas de relaxação e a sua convergência é garantida, [30].

4.1. Método de Decomposição

A seguir será feita a manipulação do problema modelado, com base na teoria desenvolvida para problemas mixtos e de grande dimensão. Seja o problema

$$\text{minimizar } X_0 \quad (4.1.1)$$

s.a

$$-X_0 \cdot \underline{e} + \underline{X}_I \leq 0 \quad (\underline{\rho}) \quad (4.1.2)$$

$$\underline{X}_C + \underline{X}_F + \underline{X}_I = \underline{d} \quad (\underline{\lambda}) \quad (4.1.3)$$

$$\underline{e}^t \cdot \underline{x}_C = G_C \quad (\lambda_C) \quad (4.1.4)$$

$$\underline{e}^t \cdot \underline{X}_F = G_F \quad (\lambda_F) \quad (4.1.5)$$

$$(P) \quad \underline{l}_C \leq \underline{X}_C \leq L_C \cdot \underline{Z}_C \quad (4.1.6)$$

$(\underline{u}_C) \quad (\underline{v}_C)$

$$l_F \cdot \underline{Z}_F \leq \underline{X}_F \leq L_F \cdot \underline{Z}_F \quad (4.1.7)$$

$(\underline{u}_F) \quad (\underline{v}_F)$

$$\underline{d} + \underline{r}_S - L_C \cdot \underline{Z}_C - L_F \cdot \underline{Z}_F \leq \underline{X}_I \leq \underline{d} - \underline{l}_C - \underline{l}_F \cdot \underline{Z}_F - \underline{r}_i \quad (4.1.8)$$

$(\underline{u}_I) \quad (\underline{v}_I)$

As letras entre parênteses representam os multiplicadores de Lagrange (variáveis duais) associados às respectivas restrições.

Projetando no espaço das variáveis inteiras \underline{Z}_F , \underline{Z}_C (Z é o con

junto dos números inteiros), temos:

$$\text{Minimizar } v(\underline{Z}_F, \underline{Z}_C) \quad \text{s.a. } \underline{Z}_C, \underline{Z}_F \in Z \cap V \quad (\text{P1})$$

$$\underline{Z}_F, \underline{Z}_C$$

onde $v(\underline{Z}_F, \underline{Z}_C) =$

= mínimo X_0

s.a

$$-X_0 \cdot \underline{e} + \underline{X}_I \leq 0 \quad (4.1.9)$$

$$\underline{X}_C + \underline{X}_F + \underline{X}_I = \underline{d} \quad (4.1.10)$$

$$\underline{e}^t \cdot \underline{X}_C = G_C \quad (4.1.11)$$

$$\underline{e}^t \cdot \underline{X}_F = G_F \quad (4.1.12)$$

$$\underline{1}_C \leq \underline{X}_C \leq L_C \cdot \underline{Z}_C \quad (4.1.13)$$

$$\underline{1}_F \cdot \underline{Z}_F \leq \underline{X}_F \leq L_F \cdot \underline{Z}_F \quad (4.1.14)$$

$$\underline{d} - \underline{r}_S - L_C \cdot \underline{Z}_C - L_F \cdot \underline{Z}_F \leq \underline{X}_I \leq \underline{d} - \underline{1}_C - \underline{1}_F \cdot \underline{Z}_F - \underline{r}_i \quad (4.1.15)$$

(PP)

e

$$V = \{ \underline{Z}_F, \underline{Z}_C \mid \text{as restrições (4.1.9) a (4.1.15) sejam satisfeitas, para algum } \underline{X}_I, \underline{X}_C, \underline{X}_F \} \quad (4.1.16)$$

O problema (P1) é equivalente a

$$(P2) \begin{cases} \text{Minimizar } v(\underline{Z}_F, \underline{Z}_C) \\ \underline{Z}_F, \underline{Z}_C \in Z \cap V \end{cases}$$

É claro que $v(\underline{Z}_F, \underline{Z}_C)$ é o valor ótimo de (P) para $\underline{Z}_F, \underline{Z}_C$ fixados e avaliar $v(\underline{Z}_F, \underline{Z}_C)$ é mais fácil que resolver o problema (P).

Para algum $\underline{Z}_F, \underline{Z}_C \in Z$ é possível que (PP) seja infactível. Deve-se então, caracterizar o conjunto V definido em (4.1.16). Este conjunto consiste dos pontos $\underline{Z}_F, \underline{Z}_C$ para os quais (PP) é factível. $Z \cap V$ é a projeção da região factível de (P) no espaço das variáveis Z.

Vamos dualizar o problema (PP). Construindo o Lagrangeano, temos:

$$\begin{aligned}
 & L(\underline{X}_I, \underline{X}_C, \underline{X}_F, \underline{\rho}, \underline{u}_I, \underline{u}_C, \underline{u}_F, \underline{v}_I, \underline{v}_C, \underline{v}_F, \underline{\lambda}, \lambda_C, \lambda_F) = \\
 & = X_0 + \underline{\lambda}^t (\underline{X}_C + \underline{X}_F + \underline{X}_I - \underline{d}) + \underline{\rho}^t (\underline{X}_I - X_0 \cdot \underline{e}) + \\
 & + \lambda_C (\underline{e}^t \cdot \underline{X}_C - G_C) + \lambda_F (\underline{e}^t \cdot \underline{X}_F - G_F) + \underline{u}_C^t (\underline{1}_C - \underline{x}_C) + \underline{u}_F^t (\underline{1}_F \cdot \underline{Z}_F - \underline{X}_F) + \\
 & + \underline{v}_C^t (\underline{X}_C - L_C \cdot \underline{Z}_C) + \underline{v}_F^t (\underline{X}_F - L_F \cdot \underline{Z}_F) + \underline{u}_I^t (\underline{d} + \underline{r}_S - L_C \cdot \underline{Z}_C - L_F \cdot \underline{Z}_F - \underline{X}_I) + \\
 & + \underline{v}_I^t (\underline{X}_I - \underline{d} + \underline{1}_C + L_F \cdot \underline{Z}_F + \underline{r}_i)
 \end{aligned}$$

a função dual é:

$$\begin{aligned}
 & h(\underline{\rho}, \underline{u}_I, \underline{u}_C, \underline{u}_F, \underline{v}_I, \underline{v}_C, \underline{v}_F, \underline{\lambda}, \lambda_C, \lambda_F) = \\
 & = \text{mínimo}_{\underline{X}_I, \underline{X}_C, \underline{X}_F} L(\underline{X}_I, \underline{X}_C, \underline{X}_F, \underline{\rho}, \underline{u}_I, \underline{u}_C, \underline{u}_F, \underline{v}_I, \underline{v}_C, \underline{v}_F, \underline{\lambda}, \lambda_C, \lambda_F) = \\
 & = \text{mínimo}_{\underline{X}_I, \underline{X}_C, \underline{X}_F} \left\{ X_0 (1 - \underline{\rho}^t \cdot \underline{e}) + (\underline{\lambda}^t + \lambda_C \underline{e}^t - \underline{u}_C^t + \underline{v}_C^t) \cdot \underline{X}_C + \right. \\
 & \quad \left. + (\underline{\lambda}^t + \lambda_F \underline{e}^t - \underline{u}_F^t + \underline{v}_F^t) \cdot \underline{X}_F + (\underline{\lambda}^t + \underline{\rho}^t - \underline{u}_I^t + \underline{v}_I^t) \cdot \underline{X}_I \right\} + R
 \end{aligned}$$

onde R é a parcela do Lagrangeano que independe de $\underline{x}_F, \underline{x}_C, \underline{x}_I$, ou seja:

$$\begin{aligned}
 R = & \underline{\lambda}^t \underline{d} - \lambda_C G_C - \lambda_F G_F + \underline{u}_C^t \cdot \underline{1}_C + \underline{u}_F^t \cdot \underline{Z}_F \cdot \underline{1}_F - \underline{v}_C^t \cdot \underline{Z}_C \cdot L_C - \\
 & - \underline{v}_F^t \cdot \underline{Z}_F \cdot L_F + \underline{u}_I^t \cdot (\underline{r}_S + \underline{d} - \underline{Z}_C \cdot L_C - \underline{Z}_F \cdot L_F) + \\
 & + \underline{v}_I^t \cdot (-\underline{d} + \underline{1}_C + \underline{Z}_F \cdot L_F + \underline{r}_i)
 \end{aligned} \tag{4.1.17}$$

O problema dual do problema (PP) é:

maximizar R

s.a

$$\left. \begin{aligned} & 1 - \underline{\rho}^t \cdot \underline{e} = 0 \end{aligned} \right\} \tag{4.1.18}$$

$$\left. \begin{aligned} & \underline{\lambda}^t + \lambda_C \cdot \underline{e}^t - \underline{u}_C^t + \underline{v}_C^t = \underline{0} \end{aligned} \right\} \tag{4.1.19}$$

$$\left. \begin{aligned} & \underline{\lambda}^t + \lambda_F \cdot \underline{e}^t - \underline{u}_F^t + \underline{v}_F^t = \underline{0} \end{aligned} \right\} \tag{4.1.20}$$

$$\left. \begin{aligned} & \underline{\lambda}^t + \underline{\rho}^t - \underline{u}_I^t + \underline{v}_I^t = \underline{0} \end{aligned} \right\} \tag{4.1.21}$$

$$\left. \begin{aligned} & \underline{\rho} \geq \underline{0}, \underline{u}_C \geq \underline{0}, \underline{u}_I \geq \underline{0}, \underline{u}_F \geq \underline{0}, \lambda \text{ irrestrito} \end{aligned} \right\} \tag{4.1.22}$$

$$\left. \begin{aligned} & \underline{v}_C \geq \underline{0}, \underline{v}_I \geq \underline{0}, \underline{v}_F \geq \underline{0}, \lambda_C, \lambda_F \text{ irrestritos} \end{aligned} \right\}$$

(SP)

O problema (SP) é chamado de sub problema.

Da teoria da dualidade em programação linear, sabemos que:

O primal (dual) é factível se o seu dual (primal) tem solução ótima finita.

O problema (SP) pode ser escrito em forma compacta, considerando:

$$\underline{W} = (\underline{\lambda}^t, \lambda_C, \lambda_F, \underline{\rho}^t, \underline{u}_I^t, \underline{v}_I^t, \underline{u}_C^t, \underline{v}_C^t, \underline{u}_F^t, \underline{v}_F^t) \quad (4.1.23)$$

$$\underline{\delta}^t(\underline{Z}_C, \underline{Z}_F) = (-\underline{d}^t, -G_C, -G_F, \underline{0}^t, (\underline{r}_S + \underline{d} - \underline{Z}_C \cdot L_C - \underline{Z}_F \cdot L_F)^t, \\ (-\underline{d} + \underline{1}_C + \underline{Z}_F \cdot \underline{1}_F + \underline{r}_i)^t, \underline{1}_C^t, -\underline{Z}_C^t \cdot L_C, \underline{Z}_F^t \cdot \underline{1}_F, -\underline{Z}_F^t \cdot L_F) \quad (4.1.24)$$

O problema (SP) pode ser escrito compactamente

$$(SPC) \left\{ \begin{array}{l} \text{Maximizar} \quad \underline{W} \cdot \underline{\delta}(\underline{Z}_C, \underline{Z}_F) \\ \text{s.a} \quad \underline{W} \cdot M = \underline{0} \\ \underline{W} \geq \underline{0} \quad \text{com } \underline{\lambda}, \lambda_C, \lambda_F \text{ irrestritos} \end{array} \right.$$

onde:

$\underline{\delta}(\underline{Z}_C, \underline{Z}_F)$ é vetor função de variáveis inteiras, e M é a matriz dos coeficientes das restrições do problema dual (SP).

Seja o conjunto de pontos extremos do poliedro descrito pelas restrições de (SPC) ou (SP)

$$PE = \{ \underline{W}^j / j = 1, \dots, P \} \quad \text{para } P \text{ pontos extremos}$$

e seja o conjunto dos raios extremos do poliedro descrito pelas restrições de (SP) ou (SPC)

$$RE = \{ \underline{W}^j / j = P + 1, \dots, P + q \} \quad \text{para } q \text{ raios extremos.}$$

O problema (PP) é factível se o dual (SP) tem solução ótima finita; isto é, se:

$$\underline{W}^j \cdot \underline{\delta}(\underline{Z}_C, \underline{Z}_F) > 0, \quad j = P + 1, \dots, P + q$$

então:

$\underline{z}_C, \underline{z}_F$ não pertence ao conjunto V.

A restrição:

$$\underline{w}^j \cdot \underline{\delta}(\underline{z}_C, \underline{z}_F) \leq 0, \quad j = P + 1, \dots, P + q$$

garante assim solução ótima finita para o dual, e consequentemente solução factível para o primal.

Um exemplo geométrico no R^2 das situações descritas anteriormente é mostrado na figura 4.1.1.

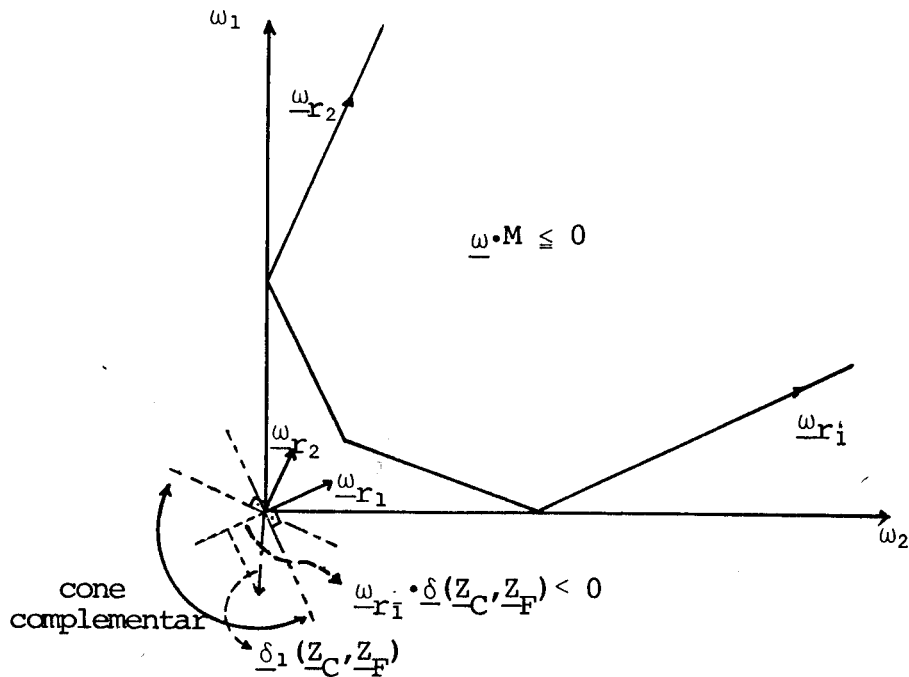


Figura 4.1.1 - Condição de factibilidade para o problema primal

Como o mínimo do primal é igual ao máximo do dual (em programação linear não há 'gap' de dualidade), o problema (P1) é equivalente a:

$$(P3) \left\{ \begin{array}{l} \text{Minimizar} \\ \underline{z}_F, \underline{z}_C \in Z \end{array} \left[\begin{array}{l} \text{Maximizar} \left\{ \underline{w}^j \cdot \underline{\delta}(\underline{z}_C, \underline{z}_F) \right\} \\ 1 \leq j \leq P \\ \text{s.a} \end{array} \right] \right.$$

$$\underline{w}^j \cdot \underline{\delta}(\underline{z}_C, \underline{z}_F) \leq 0$$

$$, \quad j = P + 1, \dots, P + q.$$

E como o supremo é o menor dos limitantes superiores, (P3) por sua vez é equivalente a:

$$\begin{array}{l}
 \text{Minimizar} \quad \sigma \\
 \text{(PM)} \left\{ \begin{array}{l}
 \underline{Z}_C, \underline{Z}_F \in Z ; \sigma \quad \underline{W}^j \cdot \underline{\delta}(\underline{Z}_F, \underline{Z}_C) \leq \sigma, \quad j = 1, 2, \dots, P \\
 \text{s.a} \quad \underline{W}^j \cdot \underline{\delta}(\underline{Z}_F, \underline{Z}_C) \leq 0, \quad j = P + 1, \dots, P+q
 \end{array} \right.
 \end{array}$$

que chamamos de problema mestre. O problema (PM), resultado de várias manipulações, é equivalente ao problema (P).

Como o problema mestre (PM) apresenta grande número de restrições, tantas restrições quantos forem os pontos extremos e raios extremos do subproblema SP, e como não se conhece a priori todos esses pontos e raios extremos, é adequado trabalhar com o problema relaxado:

$$\begin{array}{l}
 \text{Minimizar} \quad \sigma \\
 \text{(PMR)} \left\{ \begin{array}{l}
 \underline{Z}_F, \underline{Z}_C \in Z; \quad \sigma \\
 \text{s.a} \quad \underline{W}^j \cdot \underline{\delta}(\underline{Z}_F, \underline{Z}_C) \leq \sigma ; \quad j \in J^P, \quad J^P \subset \{1, \dots, P\} \\
 \underline{W}^j \cdot \underline{\delta}(\underline{Z}_F, \underline{Z}_C) \leq 0 ; \quad j \in J^R, \quad J^R \subset \{P+1, \dots, P+q\}
 \end{array} \right.
 \end{array}$$

Sendo $(\underline{Z}_F^K, \underline{Z}_C^K, \sigma^K)$ a solução ótima de (PMR), na iteração K, podem acontecer:

1. se a solução $(\underline{Z}_F^K, \underline{Z}_C^K, \sigma^K)$ satisfaz todas as demais restrições do problema (PM), então a solução é ótima para (PM).

$$\underline{Z}_F^* = \underline{Z}_F^K, \quad \underline{Z}_C^* = \underline{Z}_C^K$$

e a solução ótima (X_F^*, X_C^*, Z_I^*) obtida com as variáveis duais do problema (SP) para $\underline{Z}_F^*, \underline{Z}_C^*$ fixas, fornecem a solução do problema (P).

2. se a solução do problema (PMR), $(\underline{Z}_F^K, \underline{Z}_C^K, \sigma^K)$, viola alguma restrição de (PM), então se procura qual a restrição mais violada. Para isso, resolve-se o problema (SP) com $(\underline{Z}_F^K, \underline{Z}_C^K, \sigma^K)$ fixas.

A restrição mais violada a ser acrescentada ao problema (PMR) é $\underline{W}^* \cdot \underline{\delta}(\underline{Z}_C, \underline{Z}_F) \leq \sigma$, sendo \underline{W}^* a solução ótima do problema (SP) nas condições anteriores.

No caso em que (SP) seja ilimitado, a restrição mais violada é do tipo raio extremo, $\tilde{W} \cdot \underline{\delta}(\underline{Z}_F, \underline{Z}_C) \leq 0$ com \tilde{W} sendo o raio extremo obtido de (SP).

A resolução de (PMR) fornece um valor $(\underline{Z}_C^K, \underline{Z}_F^K, \sigma^K)$ ótimo que é um limitante inferior (LI) do problema original (P), uma vez que (PMR) é um problema com restrições relaxadas.

O valor ótimo fornecido pela solução do sub problema (SP) para um $\underline{Z}_C, \underline{Z}_F$ fixo, fornece um limitante superior (LS) do problema original (P), uma vez que é uma solução factível de (P). Esquemáticamente, o método funciona como mostra a figura 4.1.2.

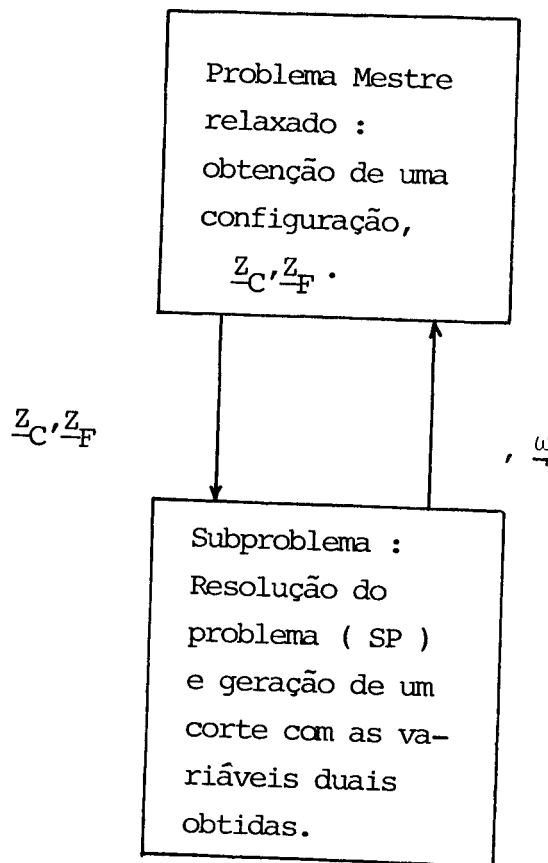


Figura 4.1.2 - Esquema de dois níveis

O critério de parada é $LS - LI < \epsilon$, para um ϵ positivo suficientemente pequeno.

ALGORITMO

PASSO 1 - (Inicialização) Faça $K = 0$, $LI = -\infty$, $LS = +\infty$

$J^P = \{ \emptyset \}$, $J^R = \{ \emptyset \}$, considere uma configuração inicial $(\underline{z}_F^K, \underline{z}_C^K)$ e vá para 2.

PASSO 2 - Resolva (SP) para $(\underline{z}_F^K, \underline{z}_C^K)$.

Dois casos podem ocorrer:

a) Solução limitada \underline{w}^j (ponto extremo).

Atualize o limitante superior,

$$LS = \text{Min} \left\{ LS, \underline{w}^j \cdot \underline{\delta}(\underline{z}_F^K, \underline{z}_C^K) \right\}.$$

Gere o corte:

$$\underline{w}^j \cdot \underline{\delta}(\underline{z}_F, \underline{z}_C) \leq \sigma$$

faça $K = K + 1$, $J^P = J^P \cup \{j\}$ e vá para 3.

b) Solução ilimitada \underline{w}^j (raio extremo)

Gere o corte:

$$\underline{w}^j \cdot \underline{\delta}(\underline{z}_F, \underline{z}_C) \leq 0$$

faça $K = K + 1$, $J^R = J^R \cup \{j\}$ vá para 3.

PASSO 3 - Resolva o $(PMR)_K$ e obtenha a solução $(\underline{z}_F^K, \underline{z}_C^K, \sigma^K)$.

Atualize o limitante inferior, $LI = \sigma^K$. Vá para o Passo 4.

PASSO 4 - (Critério de parada). se $LS - LI < \epsilon$, Pare:

A solução $(\underline{z}_F^K, \underline{z}_C^K, \underline{x}_I^K, \underline{x}_F^K, \underline{x}_C^K, x_0^K)$ é ótima, onde

$(\underline{x}_F^K, \underline{x}_C^K, \underline{x}_I^K, x_0^K)$ são obtidos pela resolução de (PP) para

$$(\underline{z}_F^K, \underline{z}_C^K).$$

Caso contrário vá para o passo 2.

4.2. Resolução do problema SP

A matriz completa do problema SP tem 194 colunas e 73 linhas e é altamente esparsa.

As variáveis $\underline{\lambda}$ estão sempre na base, por serem irrestritas. É possível expressá-las em termos das outras variáveis a partir da restrição (4.1.21), $\underline{\lambda}^t = -\underline{\rho}^t + \underline{u}_I^t - \underline{v}_I^t$. Fazendo esta substituição no problema (SP), temos:

$$\begin{aligned}
 & \text{Maximizar} \quad \underline{\rho}^t \cdot \underline{d} - \lambda_C G_C - \lambda_F G_F + \underline{u}_C^t \cdot \underline{l}_C + \underline{u}_F^t \cdot \underline{z}_F l_F - \\
 & \quad - \underline{v}_C^t \cdot \underline{z}_C L_C - \underline{v}_F^t \cdot \underline{z}_F L_F + \underline{u}_I^t \cdot (\underline{r}_S - \underline{z}_C L_C - \underline{z}_F L_F) + \\
 & \quad + \underline{v}_I^t \cdot (\underline{l}_C + \underline{z}_F l_F + \underline{r}_i) \tag{4.2.1} \\
 & \text{s.a.} \\
 & \quad 1 - \underline{\rho}^t \cdot \underline{e} = 0 \tag{4.2.2} \\
 & \quad \lambda_C \underline{e}^t - \underline{\rho}^t + \underline{u}_I^t - \underline{v}_I^t - \underline{u}_C^t + \underline{v}_C^t = \underline{0} \tag{4.2.3} \\
 & \quad \lambda_F \underline{e}^t - \underline{\rho}^t + \underline{u}_I^t - \underline{v}_I^t - \underline{u}_F^t + \underline{v}_F^t = \underline{0} \tag{4.2.3} \\
 & \quad \underline{\rho} \geq \underline{0}, \underline{u}_C \geq \underline{0}, \underline{u}_I \geq \underline{0}, \underline{u}_F \geq \underline{0} \\
 & \quad \lambda_F, \lambda_C \text{ irrestritos, } \underline{v}_C \geq \underline{0}, \underline{v}_I \geq \underline{0}, \underline{v}_F \geq \underline{0} \tag{4.2.4}
 \end{aligned}$$

A figura (4.2.1) mostra o quadro simplex do problema (SP1), onde a última coluna corresponde ao vetor de recursos, \underline{b} , e a última linha corresponde à função objetivo. I representa uma submatriz identidade. 0 representa a submatriz cujos coeficientes são zero. $\underline{0}$ é um vetor cujos componentes são zero. As submatrizes (quadrados) são todas de 24 colunas e 24 linhas. Os vetores (retângulos) são de 24 componentes, em pé ou deitados.

Com relação ao problema (SP1) valem as seguintes considerações:

- Das restrições (4.2.2) e (4.2.4) as variáveis $\underline{\rho}$ devem satisfazer:

$$\underline{\rho} \cdot \underline{e}^t = 1 \quad ; \quad \underline{\rho} \geq \underline{0}$$

isto é; elas correspondem a 'pesos de uma combinação convexa'.

- Se na solução ótima o maior valor de intercâmbio ocorrer na hora j (e somente na hora j) então:

$$\rho_j^* = 1 \quad ; \quad \rho_i^* = 0, \quad \forall i \neq j$$

λ_F	0	0	0	0	0	0	0	0	0
λ_C	0	1	0	0	0	0	0	0	0
ρ	-1	-I	-I	-I	-I	-I	-I	-I	-I
u_I	0	I	I	I	I	I	I	I	I
v_I	0	-I	-I	-I	-I	-I	-I	-I	-I
u_C	0	I	I	I	I	I	I	I	I
v_C	0	0	0	0	0	0	0	0	0
u_F	0	0	0	0	0	0	0	0	0
v_F	0	0	0	0	0	0	0	0	0
b	-1	0	0	0	0	0	0	0	0

Função Objetivo :	d	$-c$	$-c + z_F^1 + z_I^1$	$-c$	$-z_C^1$	z_F^1	$-z_F^1$
	$-c_F$	$-c_C$	$-z_C^1 - z_F^1$				

Figura 4.2.1 - Quadro simplex do problema SP1 - Foram substituídas as variáveis λ do problema SP.

Se na solução ótima o intercâmbio for constante ao longo do dia então:

$$\rho_j^* = 1/24, \quad \forall_j \quad j = 1, 2, \dots, 24; \quad \underline{u}_I^* = \underline{v}_I^* = \underline{0}$$

e as variáveis $\underline{\rho}$ estarão na base e as variáveis \underline{u}_I e \underline{v}_I estarão fora da base.

Procurando partir de uma solução básica factível próxima do ótimo e supondo que a uniformização do intercâmbio seja possível para a configuração dada, optou-se por colocar as variáveis $\underline{\rho}$ na base inicial. Da equação (4.2.3) do problema (SP1), obtemos:

$$\underline{\rho}^t = \lambda_C \underline{e}^t + \underline{u}_I^t - \underline{v}_I^t - \underline{u}_C^t + \underline{v}_C^t$$

e o problema SP1 fica:

$$\begin{aligned} \text{Maximizar } & (\underline{e}^t \cdot \underline{d} - G_C) \lambda_C - G_F \lambda_F + \underline{u}_C^t \cdot (\underline{1}_C - \underline{d}) + \\ & + \underline{v}_C^t \cdot (\underline{d} - L_C \underline{z}_C) + \underline{u}_F^t \cdot \underline{z}_F \underline{1}_F - \underline{v}_F^t \cdot \underline{z}_F L_F + \\ & + \underline{u}_I^t \cdot (\underline{d} + \underline{r}_S - \underline{z}_C L_C - \underline{z}_F \cdot L_F) + \\ & + \underline{v}_I^t \cdot (-\underline{d} + \underline{r}_i + \underline{1}_C + \underline{z}_F \underline{1}_F) \end{aligned} \quad (4.2.5)$$

(SP2) s.a

$$1- \lambda_C \underline{e}^t \cdot \underline{e} - \underline{u}_I^t \cdot \underline{e} + \underline{v}_I^t \cdot \underline{e} + \underline{u}_C^t \cdot \underline{e} - \underline{v}_C^t \cdot \underline{e} = 0 \quad (4.2.6)$$

$$-\lambda_C \underline{e}^t + \underline{\rho}^t - \underline{u}_I^t + \underline{v}_I^t + \underline{u}_C^t - \underline{v}_C^t = \underline{0} \quad (4.2.7)$$

$$\lambda_F \underline{e}^t - \lambda_C \underline{e}^t + \underline{u}_C^t - \underline{v}_C^t - \underline{u}_F^t + \underline{v}_F^t = \underline{0} \quad (4.2.8)$$

$$\underline{\rho} \geq \underline{0}, \quad \underline{u}_I \geq \underline{0}, \quad \underline{u}_C \geq \underline{0}, \quad \underline{u}_F \geq \underline{0}$$

$$\underline{v}_I \geq \underline{0}, \quad \underline{v}_C \geq \underline{0}, \quad \underline{v}_F \geq \underline{0}$$

$$\lambda_F, \lambda_C \text{ irrestritos} \quad (4.2.9)$$

A figura 4.2.2 mostra o quadro simplex para o problema SP2 (com as variáveis $\underline{\rho}$ na base). D é definido como sendo:

$$D = \underline{d}^t \cdot \underline{e} = \sum_{i=1}^{24} d^i$$

λ_F	λ_C	ρ	μ_I	ν_I	μ_C	ν_C	μ_F	ν_F	p								
0	-24	0	-1	1	1	-1	0	0	-1								
0	-1	I	-I	I	I	-I	0	0	0								
1	-1	0	0	0	I	-I	-I	I	0								
Função Objetivo : <table border="0" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">0</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">$d + r_S - 2I_C - 2I_F$</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">$-d + r_I + I_C + 2I_F$</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">$I_C - d$</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">$d - 2I_C$</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">$2I_F$</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">$-2I_F$</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">0</td> </tr> </table>										0	$d + r_S - 2I_C - 2I_F$	$-d + r_I + I_C + 2I_F$	$I_C - d$	$d - 2I_C$	$2I_F$	$-2I_F$	0
0	$d + r_S - 2I_C - 2I_F$	$-d + r_I + I_C + 2I_F$	$I_C - d$	$d - 2I_C$	$2I_F$	$-2I_F$	0										
D - G _C																	

Figura 4.2.2 - Quadro simplex do problema SP2 - As variáveis ρ na base.

As variáveis λ_C e λ_F são irrestritas e elas podem ser expressadas em termos das restrições (4.2.3) e (4.2.4), temos:

$$\lambda_C = \rho^1 - u_I^1 + v_I^1 + u_C^1 - v_C^1 \quad (4.2.10)$$

$$\lambda_F = \rho^1 - u_I^1 + v_I^1 + u_F^1 - v_F^1 \quad (4.2.11)$$

onde o super índice indica a primeira componente do vetor.

A figura 4.2.3 mostra o quadro simplex do problema SP com as variáveis λ_C , λ_F eliminadas e com as variáveis ρ na base (exceto a primeira). A eliminação destas variáveis reduz a dimensão do problema para 47 linhas e 168 colunas.

No quadro simplex as submatrizes com I são matrizes identidade de dimensão 23. Os retângulos com -1, 1 ou 0 são vetores de 23 componentes com todas os componentes iguais a -1, 1 ou 0, respectivamente.

A função objetivo esta dividida em sete parcelas, cada uma correspondendo a um conjunto de variáveis.

A parcela n° 1, tem todas as componentes iguais a zero, sendo que a primeira delas tem o valor $D - G_F - G_C$.

A parcela n° 2, tem como componentes os coeficientes correspondentes ao vetor $r_S - z_C L_C - z_F L_F + d$. A primeira das componentes deste vetor deve ser agregado o valor $G_F + G_C - D$.

A parcela n° 3, tem como componentes os coeficientes correspondentes ao vetor $l_C + z_F l_F + r_i - d$. A primeira componente deve ser acrescentada em $D - G_F - G_C$.

A parcela n° 4, correspondem os coeficientes do vetor $l_C - d$, sendo que o primeiro coeficiente deve ser acrescentado em $D - G_C$.

A parcela n° 5, correspondem os coeficientes do vetor $d - z_C L_C$, sendo que o primeiro coeficiente deve ser agregado a $G_C - D$.

A parcela n° 6, correspondem os coeficientes do vetor $z_F l_F$, com o primeiro coeficiente agregado a $-G_F$.

A parcela n° 7, correspondem os coeficientes do vetor $-z_F L_F$, com o primeiro coeficiente agregado a G_F .

Com a finalidade de completar uma base inicial factível para o problema SP, já reduzido, escolhemos as variáveis u_F , por serem as variáveis duais associadas às restrições de geração mínima da usina Foz do Areia. Isto significa que estamos supondo que uma boa inicialização é colocar a ge

	ρ	μ_I	ν_I	μ_C	ν_C	μ_F	ν_F	b
1	$\begin{matrix} 24 \\ -24 \\ 1 \end{matrix}$ 0	$\begin{matrix} 24 \\ -23 \\ 1 \end{matrix}$ -1	$\begin{matrix} 24 \\ -23 \\ 1 \end{matrix}$ 1	$\begin{matrix} 24 \\ -23 \\ 1 \end{matrix}$ 1	$\begin{matrix} 24 \\ 23 \\ 1 \end{matrix}$ -1	$\begin{matrix} 24 \\ 0 \\ 0 \end{matrix}$ 0	$\begin{matrix} 24 \\ 0 \\ 0 \end{matrix}$ 0	$\begin{matrix} 1 \\ -1 \\ 0 \end{matrix}$ -1
23	$\begin{matrix} 24 \\ -1 \\ 1 \end{matrix}$ I	$\begin{matrix} 24 \\ -1 \\ 1 \end{matrix}$ -I	$\begin{matrix} 24 \\ -1 \\ 1 \end{matrix}$ I	$\begin{matrix} 24 \\ -1 \\ 1 \end{matrix}$ I	$\begin{matrix} 24 \\ -1 \\ 1 \end{matrix}$ -I	$\begin{matrix} 24 \\ 0 \\ 0 \end{matrix}$ 0	$\begin{matrix} 24 \\ 0 \\ 0 \end{matrix}$ 0	$\begin{matrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{matrix}$ 0
23	$\begin{matrix} 24 \\ 0 \\ 1 \end{matrix}$ 0	$\begin{matrix} 24 \\ 0 \\ 1 \end{matrix}$ 0	$\begin{matrix} 24 \\ 0 \\ 1 \end{matrix}$ 0	$\begin{matrix} 24 \\ 0 \\ 1 \end{matrix}$ I	$\begin{matrix} 24 \\ 0 \\ 1 \end{matrix}$ -I	$\begin{matrix} 24 \\ 1 \\ 1 \end{matrix}$ -I	$\begin{matrix} 24 \\ -1 \\ 1 \end{matrix}$ I	$\begin{matrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{matrix}$ 0
1	$\begin{matrix} 24 \\ 1 \\ 1 \end{matrix}$ P. nº 1	$\begin{matrix} 24 \\ 1 \\ 1 \end{matrix}$ P. nº 2	$\begin{matrix} 24 \\ 1 \\ 1 \end{matrix}$ P. nº 3	$\begin{matrix} 24 \\ 1 \\ 1 \end{matrix}$ P. nº 4	$\begin{matrix} 24 \\ 1 \\ 1 \end{matrix}$ P. nº 5	$\begin{matrix} 24 \\ 1 \\ 1 \end{matrix}$ P. nº 6	$\begin{matrix} 24 \\ 1 \\ 1 \end{matrix}$ P. nº 7	$\begin{matrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{matrix}$ 0

Função Objetivo :

onde :
 P. nº ___ indica a parcela da função objetivo relacionada com cada conjunto de variáveis.
 Os números menores fora do quadro indicam o número de linhas e colunas.

Figura 4.2.3 - Quadro simplex do problema SP com λ , λ_C , λ_F eliminados e com as variáveis ρ na base (exceto a componente ρ^1).

ração da usina de Foz do Arcia no mínimo em cada instante de tempo para uma configuração de máquinas em operação pré-estabelecida.

Finalmente, a figura 4.2.4 mostra uma solução factível inicial para o problema SP reduzido. As variáveis básicas são $\underline{\rho}$ e \underline{u}_F (exceto a primeira componente, u_F^1). As submatrizes A e $-A$ na figura 4.2.4 são matrizes quadradas (23 X 23) onde a diagonal é $-1 + 1/24$ ou $1 - 1/24$ e os elementos fora da diagonal são $1/24$ ou $-1/24$, respectivamente.

O vetor \underline{b} em pé é o vetor de recursos. As letras na primeira linha correspondem a: $a = -1 + 1/24$, $c = 1 - 1/24$, $f = 1 - 1/24$, $g = -1 + 1/24$. O vetor \underline{p} contém 23 componentes iguais a $1/24$.

Como sempre a última linha corresponde à função objetivo. Ela está dividida em sete parcelas correspondendo a cada conjunto de variáveis. A seguir será especificada cada parcela da função objetivo.

PARCELA Nº 1

- corresponde às variáveis $\underline{\rho}$ que estão na base, então são 24 componentes iguais a zero.

PARCELA Nº 2

- corresponde às variáveis \underline{u}_I . As 24 componentes desta parcela correspondem às 24 componentes do vetor,

$$\underline{r}_S - \underline{Z}_C L_C - \underline{Z}_F L_F + \underline{d} + (G_F + G_C - D) 1/24 \cdot \underline{e} .$$

PARCELA Nº 3

- corresponde às variáveis \underline{v}_I . As 24 componentes de esta parcela correspondem às 24 componentes do vetor,

$$\underline{l}_C + \underline{Z}_F l_F + \underline{r}_i - \underline{d} - (G_F + G_C - D) 1/24 \cdot \underline{e} .$$

PARCELA Nº 4

- corresponde às variáveis \underline{u}_C . As 24 componentes de esta parcela correspondem às 24 componentes do vetor,

$$\underline{l}_C - \underline{d} + \underline{Z}_F l_F - (G_F + G_C - D) 1/24 \cdot \underline{e} .$$

A primeira componente deste vetor deve ser acrescentada em :

	ρ	u_I	v_I	u_C	v_C	u_F	v_F	b
	24	24	24	24	24	24	24	1
1	1 0	a p^t	c $-p^t$	f $-p^t$	g p^t	0 0	0 0	$1/24$
23	0 I	p -A	-p A	-p A	p -A	0 0	0 0	p
23	0 0	0 0	0 0	1 -I	-1 I	-1 I	1 -I	0
Função objetivo :								
1	P.nº 1	P.nº 2	P.nº 3	P.nº 4	P.nº 5	P.nº 6	P.nº 7	V.F.O.

Figura 4.2.4 - Quadro simplex do subproblema dual reduzido e com uma base inicial factível.

$$G_F - \underline{e}^t \cdot \underline{Z}_F \underline{1}_F \quad .$$

PARCELA Nº 5

- corresponde às variáveis \underline{v}_C . As 24 componentes de esta parcela correspondem às 24 componentes do vetor,

$$\underline{d} - \underline{Z}_C \underline{L}_C - \underline{Z}_F \underline{1}_F + (G_F + G_C - D) \frac{1}{24} \cdot \underline{e} \quad .$$

A primeira componente deste último vetor deve ser acrescentada em:

$$-G_F + \underline{e}^t \cdot \underline{Z}_F \underline{1}_F \quad .$$

PARCELA Nº 6

- corresponde às variáveis \underline{u}_F . Todas as componentes desta parcela são iguais a zero (v.básicas) exceto a primeira componente que tem valor de:

$$\underline{e}^t \cdot \underline{Z}_F \underline{1}_F - G_F \quad .$$

PARCELA Nº 7

- corresponde às variáveis \underline{v}_F . As 24 componentes desta parcela correspondem às 24 componentes do vetor,

$$- \underline{Z}_F (\underline{L}_F - \underline{1}_F) \quad ,$$

com a primeira componente acrescentada em

$$\underline{G}_F - \underline{e}^t \cdot \underline{Z}_F \underline{1}_F \quad .$$

O valor inicial da função objetivo VFO esta dado por:

$$\frac{1}{24} \cdot (G_F + G_C - D)$$

que representa o valor médio do intercâmbio no horizonte.

Toda a manipulação desenvolvida para o subproblema SP objetivou evitar o processo de fase I do SIMPLEX, uma vez que este subproblema deve ser executado diversas vezes ao longo da otimização. Assim, a obtenção de uma solução básica dual factível de partida correspondente a:

- intercâmbio constante no dia
- geração mínima em Foz de Areia (geração na base).

Visou economizar tempo de processamento a nível do subproblema.

É importante notar que, as variáveis Z_C e Z_F só interferem na função objetivo. Este fato tem a vantagem, para o problema SP ser reduzido, de não precisar uma nova base inicial factível cada vez que o problema mestre fornece uma nova configuração de Z_C e Z_F . Assim, uma nova configuração exige somente recalcular a função objetivo.

O subproblema SP tem a característica de ser bastante degenerado, que em termos do primal significa a existência de soluções múltiplas.

Antes de abordar um método de resolução para o problema mestre é conveniente analisar os resultados obtidos a partir do problema SP para várias configurações. No capítulo seguinte serão mostrados vários exemplos de resolução do subproblema SP.

INTRODUÇÃO

Nesse capítulo serão apresentados vários resultados do problema SP, com diferentes configurações de máquinas em operação nas duas usinas. Em todos os casos pretende-se atingir o objetivo de maximizar o fator de carga do intercâmbio. É apresentada uma análise, a partir de variações feitas nos totais de geração das usinas e no caso em que o problema SP seja ilimitado, implicando que o primal é infactível. Nesse último caso, uma análise do corte gerado (restrição no problema mestre) fornece informações que permitem adotar medida corretivas na configuração infactível.

Na segunda parte do capítulo será apresentada uma análise do problema mestre e colocados vários comentários e conclusões.

5.1. Resultados do problema SP

O problema SP foi resolvido por um algoritmo simplex revisado, onde as colunas da matriz do problema foram geradas evitando excessivo consumo de memória. A função objetivo é inicialmente calculada para a configuração requerida. Os tempos de processamento estiveram na média em 16 segundos de C.P.U. . A utilização de técnicas de esparsidade no algoritmo permitiram uma redução significativa no tempo de C.P.U. . A seguir serão mostrados os resultados fornecidos pelo programa para várias configurações factíveis (páginas seguintes).

Nos casos apresentados pode-se ver que em algumas iterações sucessivas a função objetivo não muda de valor, isto se explica pelo fato do problema SP ser altamente degenerado (diversos valores no "vetor de recursos" são zero).

Podemos ver que a solução básica inicial factível adotada é uma boa inicialização para o problema, o que indica que as suposições relativas a intercâmbio constante e geração de Foz do Areia na base, se ajustam ao modelo. O valor da função objetivo inicial em todos os casos é o valor médio do intercâmbio no horizonte.

O fato de se atingir um intercâmbio totalmente homogêneo (F.C. = 1) para algumas configurações, em alguns casos é devido a que no problema P original, na última restrição (relação 4.1.8) é possível que exista em determinados instantes, um valor do limitante inferior do intercâmbio maior do que o valor médio do intercâmbio e/ou um valor do limitante superior do intercâmbio menor do que o valor médio, não permitindo portanto uma uniformização total no intercâmbio. Por exemplo, no caso 1, temos os valo

CASO 1.

CONFIGURACAO :

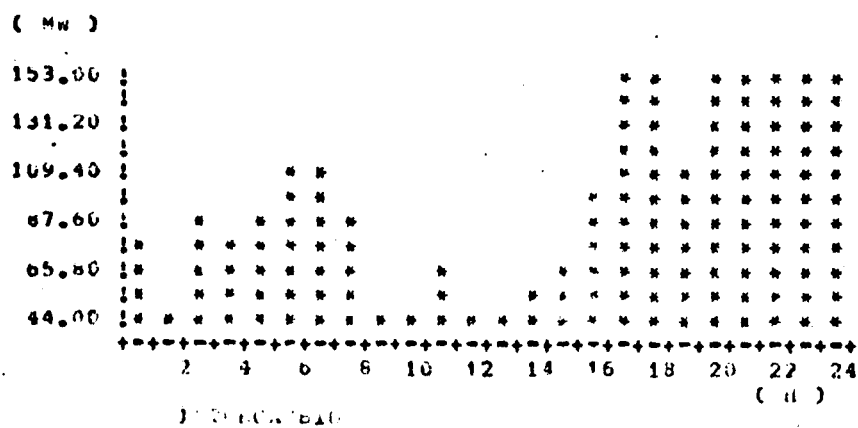
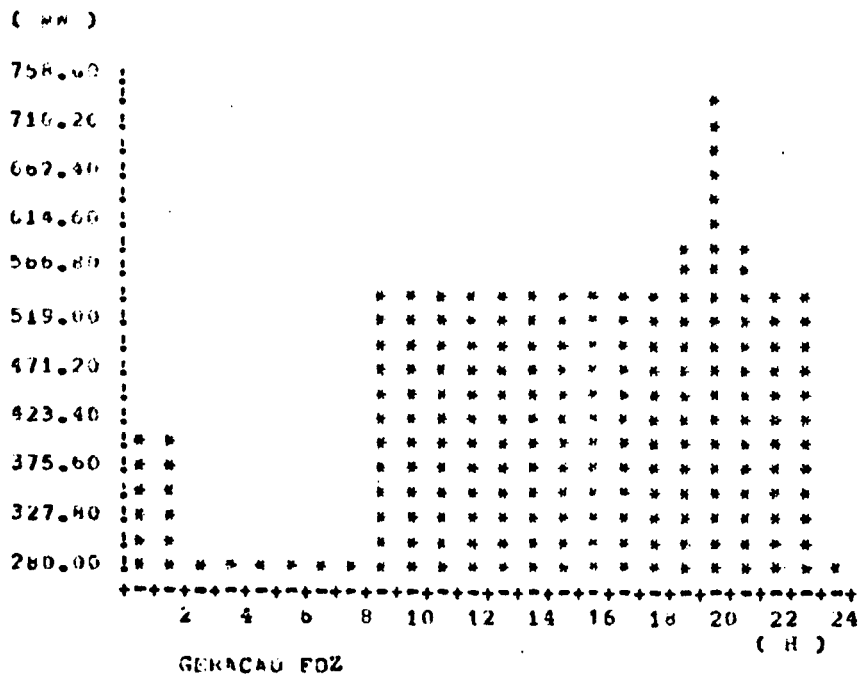
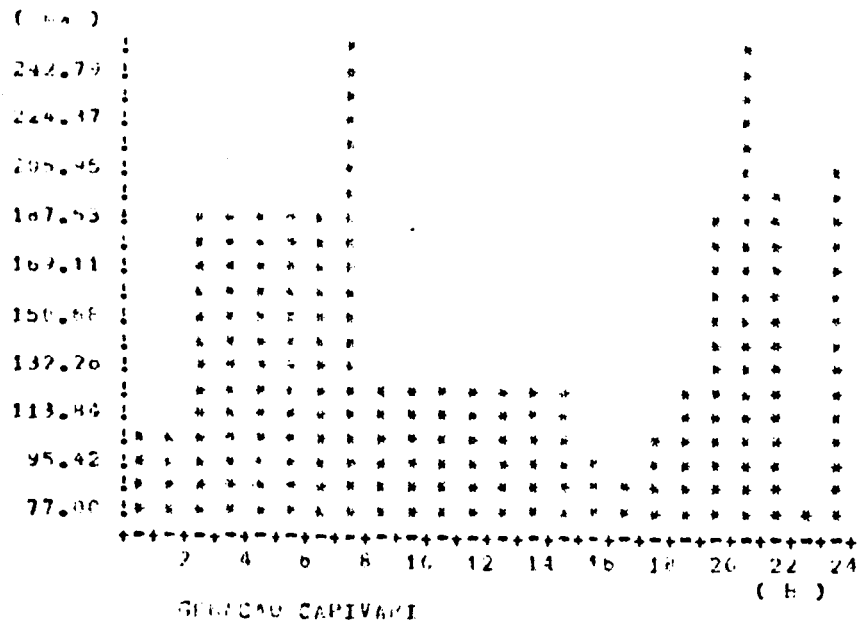
33333312222222222222

POZ : 1111111122222222222222222222

C.p.u. 18.52

FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	1
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	2
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	3
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	4
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	5
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	6
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	7
FUNCAO OBJETIVO=	152.9999	ITER=	8
FUNCAO OBJETIVO=	152.9999	ITER=	9
FUNCAO OBJETIVO=	152.9999	ITER=	10
FUNCAO OBJETIVO=	152.9999	ITER=	11
FUNCAO OBJETIVO=	152.9999	ITER=	12
FUNCAO OBJETIVO=	152.9999	ITER=	13
FUNCAO OBJETIVO=	152.9999	ITER=	14
FUNCAO OBJETIVO=	152.9999	ITER=	15
FUNCAO OBJETIVO=	152.9999	ITER=	16
FUNCAO OBJETIVO=	152.9999	ITER=	17
FUNCAO OBJETIVO=	152.9999	ITER=	18
FUNCAO OBJETIVO=	152.9999	ITER=	19
FUNCAO OBJETIVO=	152.9999	ITER=	20
FUNCAO OBJETIVO=	152.9999	ITER=	21
FUNCAO OBJETIVO=	152.9999	ITER=	22
FUNCAO OBJETIVO=	152.9999	ITER=	23
FUNCAO OBJETIVO=	152.9999	ITER=	24

SOLICAO UTIMA



CASO 2.

CONFIGURACAO :

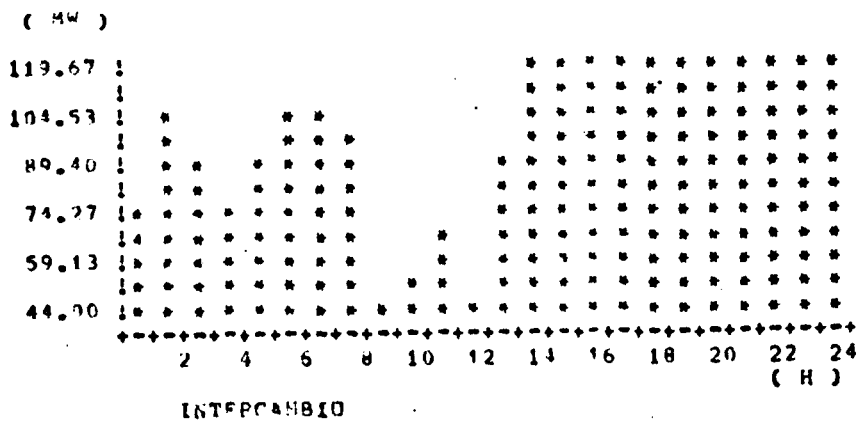
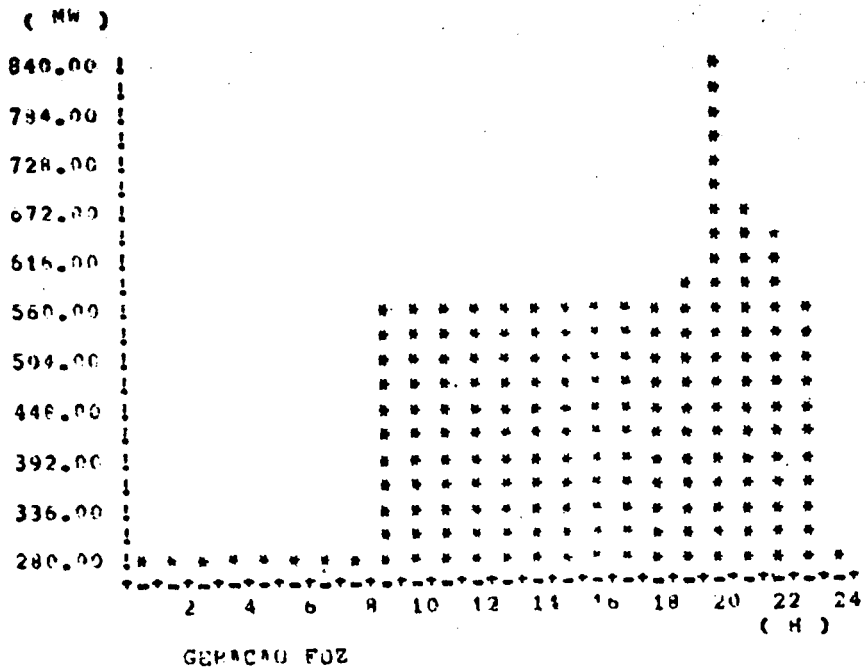
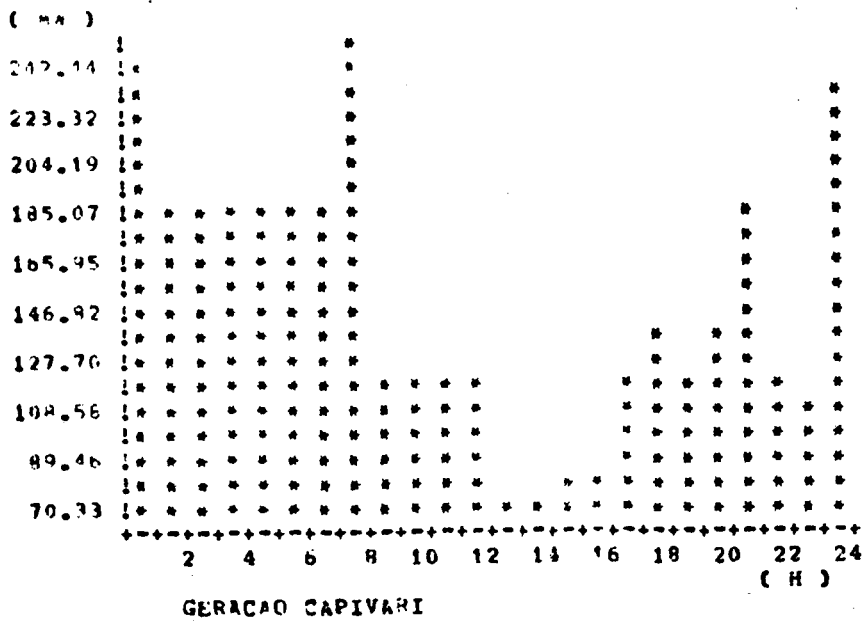
CAPIVARI : 4333333422222222223243224

FOZ : 11111112222222222223222

C.P.U. 14.70

FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	1
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	2
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	3
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	4
FUNCAO OBJETIVO=	119.6666	ITER=	5
FUNCAO OBJETIVO=	119.6666	ITER=	6
FUNCAO OBJETIVO=	119.6666	ITER=	7
FUNCAO OBJETIVO=	119.6666	ITER=	8
FUNCAO OBJETIVO=	119.6666	ITER=	9
FUNCAO OBJETIVO=	119.6666	ITER=	10
FUNCAO OBJETIVO=	119.6666	ITER=	11
FUNCAO OBJETIVO=	119.6666	ITER=	12
FUNCAO OBJETIVO=	119.6666	ITER=	13
FUNCAO OBJETIVO=	119.6666	ITER=	14
FUNCAO OBJETIVO=	119.6666	ITER=	15
FUNCAO OBJETIVO=	119.6666	ITER=	16
FUNCAO OBJETIVO=	119.6666	ITER=	17

SOLUCAO OTIMA



FATOR DE CARGA = 0.8356548

CASO 3.

CONFIGURACAO :

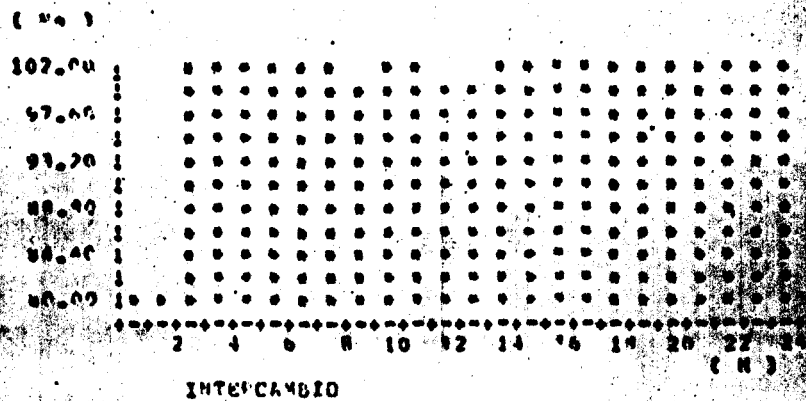
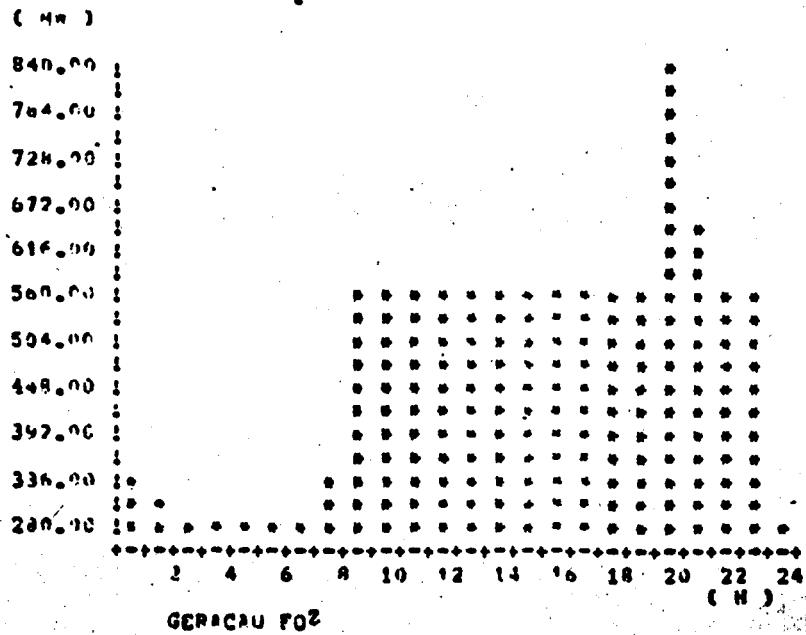
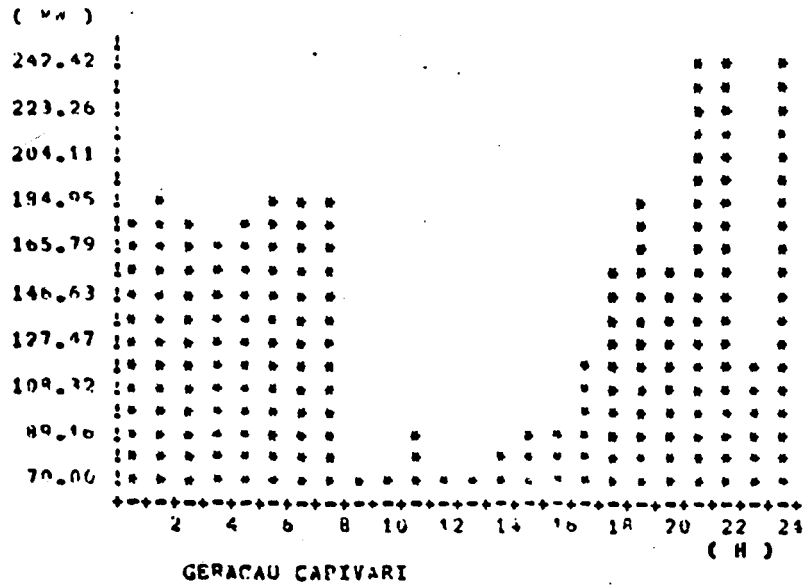
CAPIVARI : 533323322222222222444444

POZ : 1111111222222222222222222222

C.P.U. 13.0

FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	1
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	2
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	3
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	4
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	5
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	6
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	7
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	8
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	9
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	10
FUNCAO OBJETIVO=	102.0000	ITER=	11
FUNCAO OBJETIVO=	102.0000	ITER=	12
FUNCAO OBJETIVO=	102.0000	ITER=	13
FUNCAO OBJETIVO=	102.0000	ITER=	14
FUNCAO OBJETIVO=	102.0000	ITER=	15

SOLUCAO GCPA



CASO 4.

CONFIGURACAO :

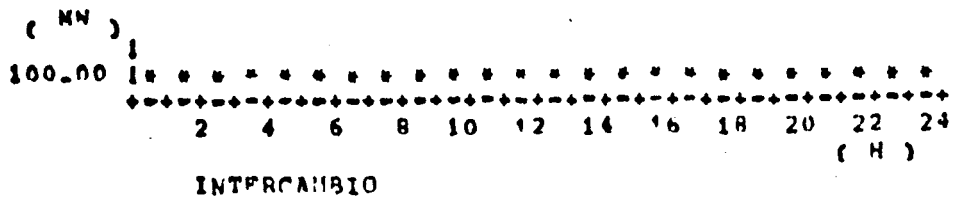
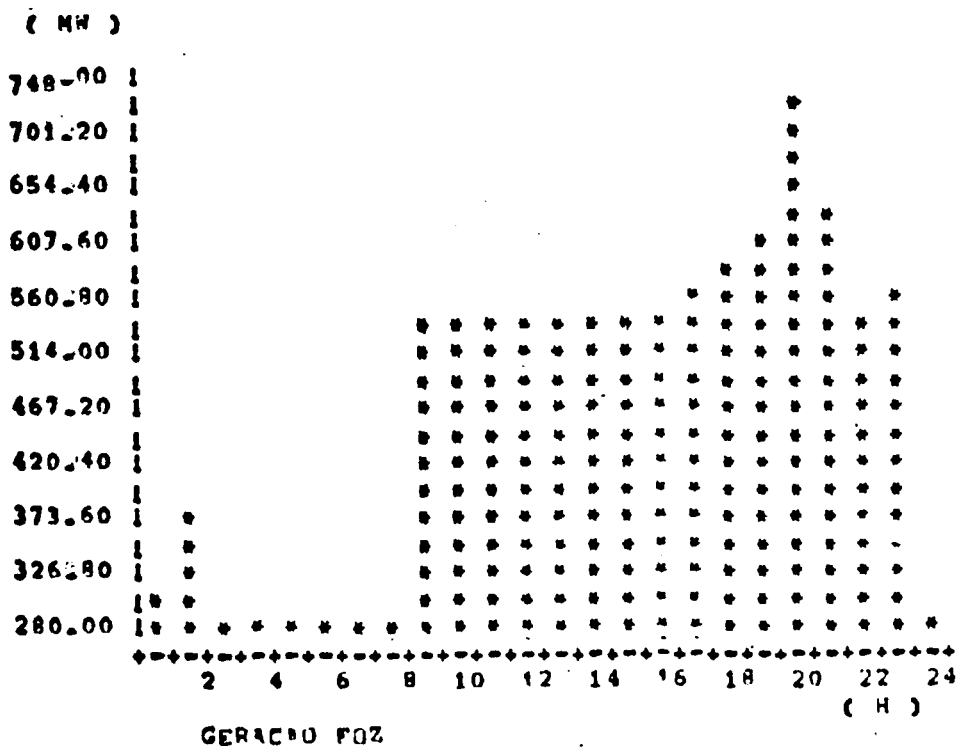
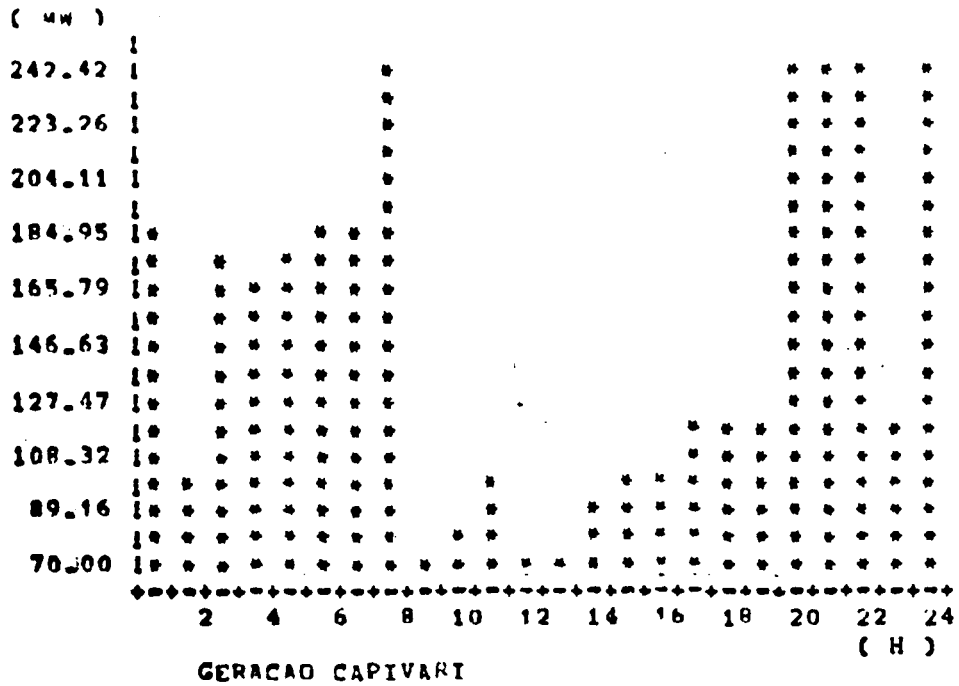
CAPIVARI : 3333333422222222222244424

POZ : 1111111122222222222222221

C.P.U. 13:25

FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITFR=	1
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITFR=	2
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITFR=	3
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITFR=	4
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITFR=	5
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITFR=	6
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITFR=	7
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITFR=	8
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITFR=	9
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITFR=	10
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITFR=	11
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITFR=	12
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITFR=	13
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITFR=	14

SOLUCAO OTIMA



FATOR DE CARGA = 1.000000

CASO 5.

T
I
I

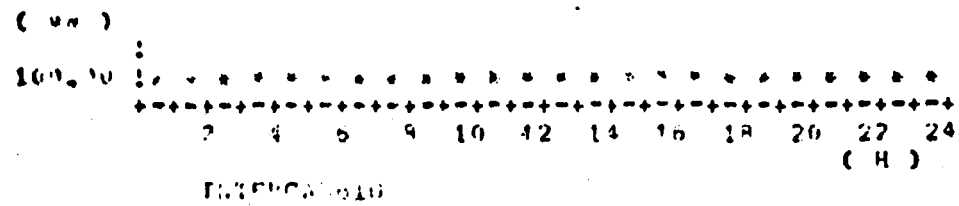
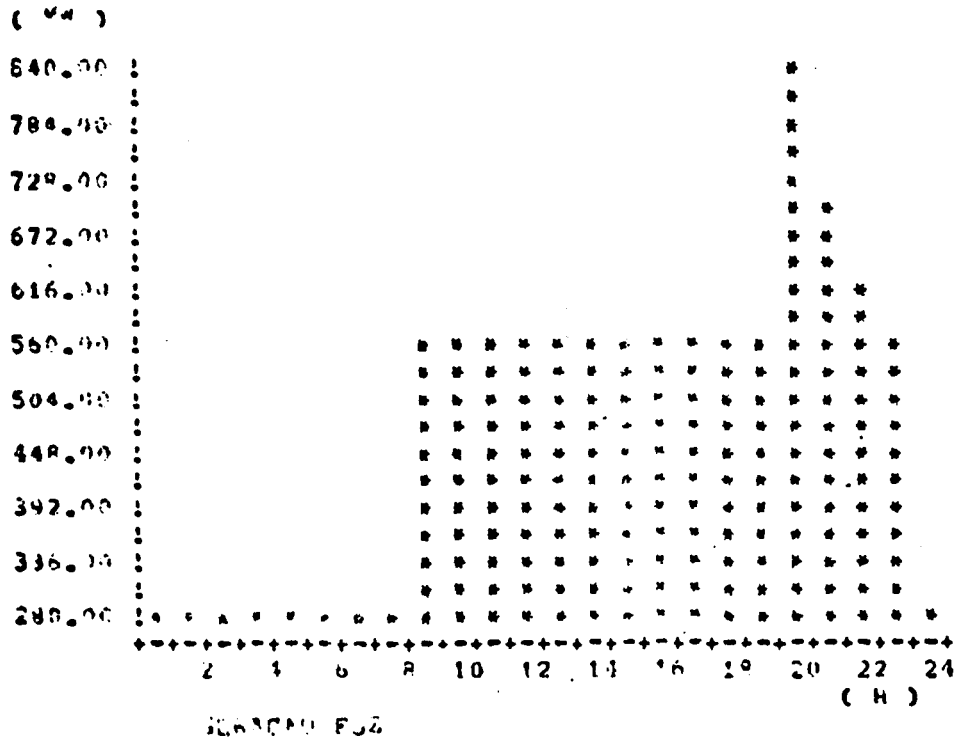
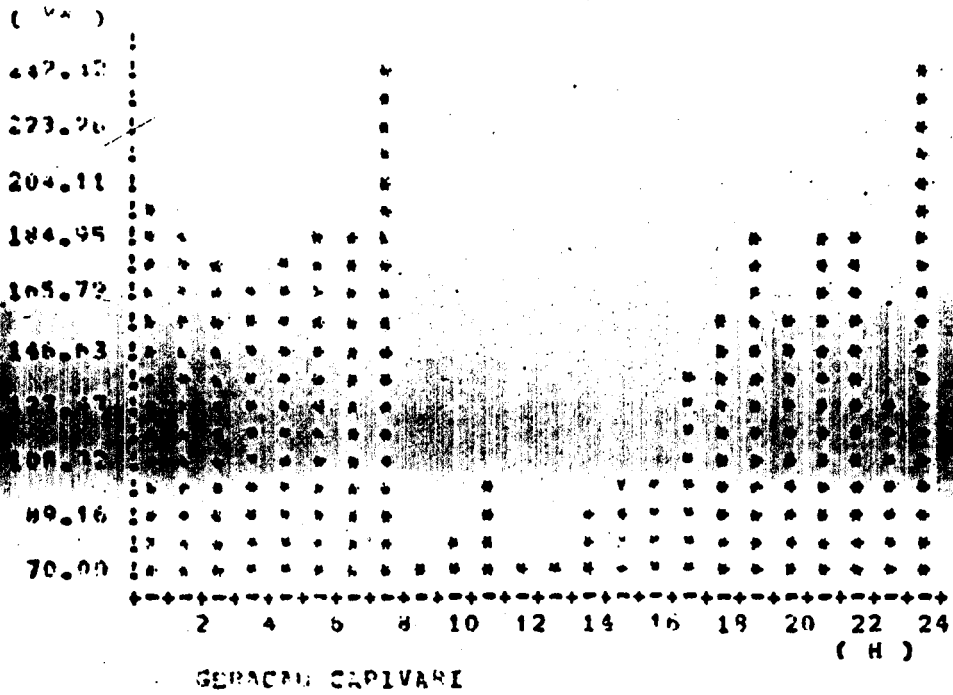
CONFIGURACAO :

CAPIVARI : 33333342222222224444424

PO4 : 111111122222222222232221

C.P.U. 14.5

FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	1
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	2
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	3
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	4
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	5
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	6
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	7
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	8
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	9
SUBCONECTADO			



CASO 6.

CONFIGURACAO :

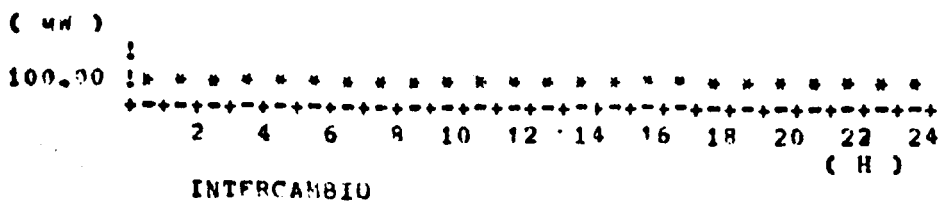
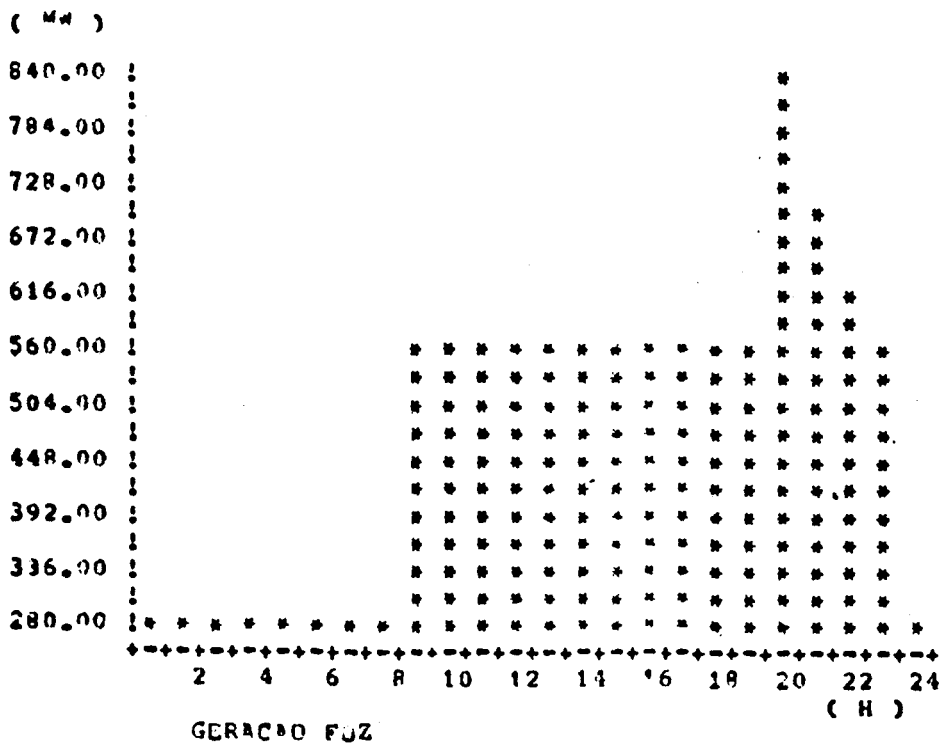
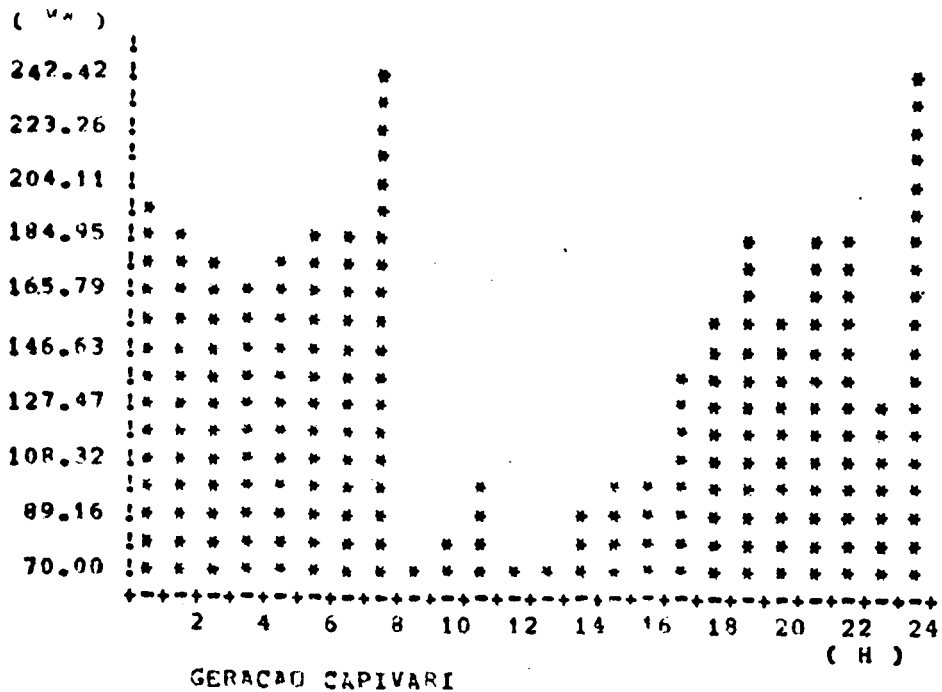
CAPIVARI : 1333333433444444443334

FOZ : 1111111222222222322221

C.P.U. 7.94

FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	1
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	2
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	3
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	4
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	5
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	6
FUNCAO OBJETIVO=	100.0000	ITER=	7

SOLUCAO OPTIMA



FATOR DE CARGA = 1.000000

CASO 7.

CONFIGURACAO :

CAPIVARI : 433333312222222223243224

FOZ : 1111112122222222232221

C.P.U.

IMPACTIBILIDADE NO INSTANTE T = 7 , CARGA(7) < FOZ + CAP.

FUNCAO OBJETIVO=	97.91897	ITER=	1
FUNCAO OBJETIVO=	97.91897	ITER=	2
FUNCAO OBJETIVO=	250.9998	ITER=	3
FUNCAO OBJETIVO=	250.9998	ITER=	4
FUNCAO OBJETIVO=	250.9998	ITER=	5
FUNCAO OBJETIVO=	250.9998	ITER=	6
FUNCAO OBJETIVO=	250.9998	ITER=	7
FUNCAO OBJETIVO=	250.9998	ITER=	8
FUNCAO OBJETIVO=	250.9998	ITER=	9
FUNCAO OBJETIVO=	250.9998	ITER=	10
FUNCAO OBJETIVO=	250.9998	ITER=	11
FUNCAO OBJETIVO=	250.9998	ITER=	12
FUNCAO OBJETIVO=	250.9998	ITER=	13
FUNCAO OBJETIVO=	250.9998	ITER=	14
FUNCAO OBJETIVO=	250.9998	ITER=	15
FUNCAO OBJETIVO=	250.9998	ITER=	16
FUNCAO OBJETIVO=	250.9998	ITER=	17
FUNCAO OBJETIVO=	250.9998	ITER=	18
FUNCAO OBJETIVO=	250.9998	ITER=	19
FUNCAO OBJETIVO=	250.9998	ITER=	20
FUNCAO OBJETIVO=	250.9998	ITER=	21
FUNCAO OBJETIVO=	250.9998	ITER=	22
FUNCAO OBJETIVO=	250.9998	ITER=	23
FUNCAO OBJETIVO=	250.9998	ITER=	24

SOLUCAO LIMITADA, COLUNA= 70

ACHAP(1) =	0.0000000E+00	IB(1) =	171
ACHAP(2) =	0.0000000E+00	IB(2) =	97
ACHAP(3) =	0.0000000E+00	IB(3) =	96
ACHAP(4) =	0.0000000E+00	IB(4) =	99
ACHAP(5) =	0.0000000E+00	IB(5) =	100
ACHAP(6) =	0.0000000E+00	IB(6) =	101
ACHAP(7) =	0.0000000E+00	IB(7) =	102
ACHAP(8) =	-1.000000	IB(8) =	31
ACHAP(9) =	0.0000000E+00	IB(9) =	104
ACHAP(10) =	0.0000000E+00	IB(10) =	105
ACHAP(11) =	0.0000000E+00	IB(11) =	106
ACHAP(12) =	0.0000000E+00	IB(12) =	107
ACHAP(13) =	0.0000000E+00	IB(13) =	108
ACHAP(14) =	0.0000000E+00	IB(14) =	109
ACHAP(15) =	0.0000000E+00	IB(15) =	110
ACHAP(16) =	0.0000000E+00	IB(16) =	111
ACHAP(17) =	0.0000000E+00	IB(17) =	112
ACHAP(18) =	0.0000000E+00	IB(18) =	113
ACHAP(19) =	0.0000000E+00	IB(19) =	114
ACHAP(20) =	0.0000000E+00	IB(20) =	115
ACHAP(21) =	0.0000000E+00	IB(21) =	21
ACHAP(22) =	0.0000000E+00	IB(22) =	116
ACHAP(23) =	0.0000000E+00	IB(23) =	71
ACHAP(24) =	0.0000000E+00	IB(24) =	24
ACHAP(25) =	0.0000000E+00	IB(25) =	122
ACHAP(26) =	0.0000000E+00	IB(26) =	123
ACHAP(27) =	0.0000000E+00	IB(27) =	124
ACHAP(28) =	0.0000000E+00	IB(28) =	125
ACHAP(29) =	0.0000000E+00	IB(29) =	126
ACHAP(30) =	-1.000000	IB(30) =	127
ACHAP(31) =	0.0000000E+00	IB(31) =	128
ACHAP(32) =	0.0000000E+00	IB(32) =	129
ACHAP(33) =	0.0000000E+00	IB(33) =	130
ACHAP(34) =	0.0000000E+00	IB(34) =	131
ACHAP(35) =	0.0000000E+00	IB(35) =	132
ACHAP(36) =	0.0000000E+00	IB(36) =	133
ACHAP(37) =	0.0000000E+00	IB(37) =	134
ACHAP(38) =	0.0000000E+00	IB(38) =	135
ACHAP(39) =	0.0000000E+00	IB(39) =	136
ACHAP(40) =	0.0000000E+00	IB(40) =	137
ACHAP(41) =	0.0000000E+00	IB(41) =	138
ACHAP(42) =	0.0000000E+00	IB(42) =	139
ACHAP(43) =	0.0000000E+00	IB(43) =	140
ACHAP(44) =	0.0000000E+00	IB(44) =	117
ACHAP(45) =	0.0000000E+00	IB(45) =	142
ACHAP(46) =	0.0000000E+00	IB(46) =	143
ACHAP(47) =	0.0000000E+00	IB(47) =	144

AS COLUNAS ACHAP(I) E IB(I) PARA I=1,...,47 JUNTO COM A POSIÇÃO 79, FORNECEM INFORMAÇÃO PARA A GERAÇÃO DO RAI0 EXTREMO QUANDO O PROBLEMA SP É ILIMITADO.

res que representam o limitante inferior e o limitante superior do intercâmbio, \underline{X}_I , nos 24 instantes de tempo, ver figura 5.1. Neste caso o valor médio do intercâmbio é de 100 MW. Vemos que para o instante 20, se registra um valor do limitante inferior de 153 MW (maior que o valor médio); portanto esta configuração não fornecerá um fator de carga unitário (ou seja, não homogenizará totalmente o intercâmbio recebido).

Todas as combinações de máquinas nas usinas que permitam incluir, na faixa permissível do intercâmbio em qualquer instante, o valor médio do intercâmbio forneceram um fator de carga de 1.. É o que ocorre particularmente para os casos 4,5 e 6. A variedade de combinações que fornecem esta condição é múltipla.

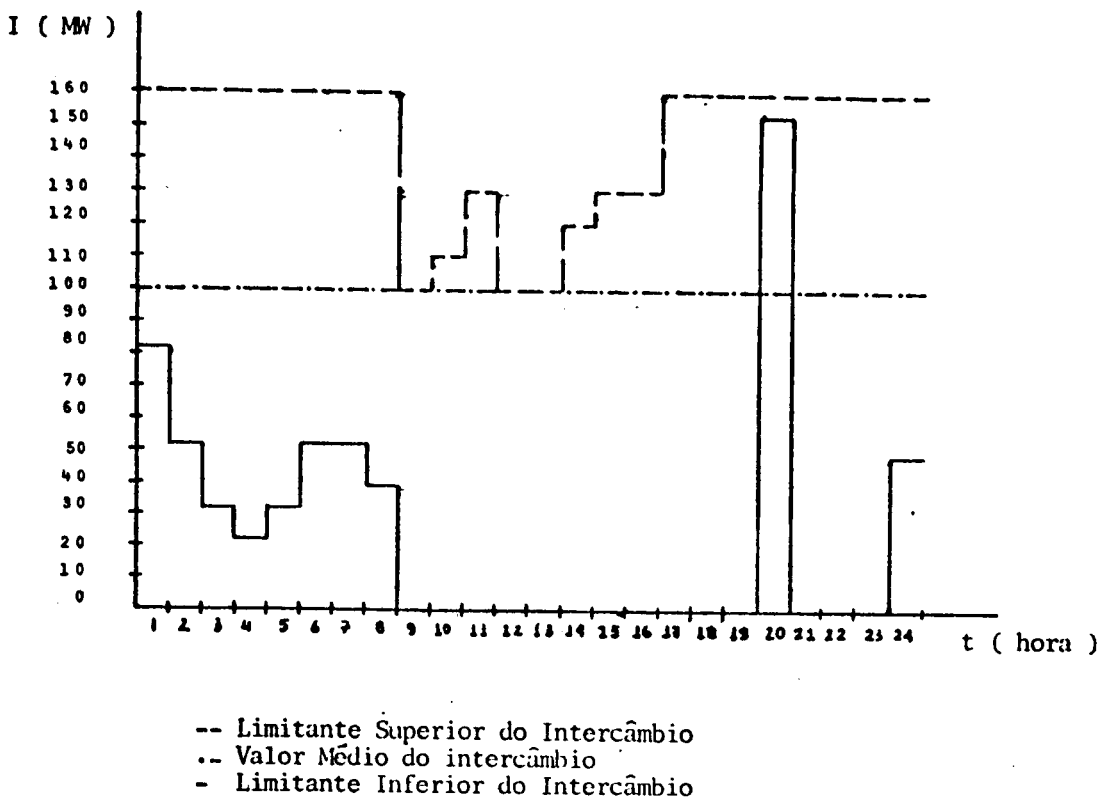


Figura 5.1. - Limitantes inferiores e superiores de \underline{X}_I , para o caso 1.

Portanto, com base nesta característica particular do sistema em estudo (sistema da empresa COPEL) se torna desnecessária a elaboração do problema mestre.

Outro tipo de teste realizado, consistiu em fixar uma configuração e variar os totais de geração nas usinas. A configuração fixada corresponde à adotada no caso 4 que é,

Capivari: 33333334222222222244424

Foz: 1111111222222222222221

e com

$$G_F = 11480 \text{ MW (100\%)}$$

$$G_C = 3640 \text{ MW (100\%)}$$

fornece um fator de carga igual a 1.. Vamos ver como varia o intercâmbio médio e o fator de carga (intercâmbio máximo) com relação a variações em G_F e G_C .

Em primeiro lugar, fixaremos a geração total da usina de Capivari $G_F(100\%)$ e diminuiremos porcentualmente a geração da usina de Foz do Areia. Temos os seguintes resultados:

Valor Médio do Intercâmbio (MW)	G_F (MW)	G_C (MW)	F.C.	X_0 (MW)
109,583	11250 (98%)	3640	0,9366	117
123,9167	10906 (95%)	3640	não tem solução *	

Fixando agora a geração total da usina de Foz do Areia, $G_F(100\%)$ e diminuindo porcentualmente a geração da usina de Capivari, temos os seguintes resultados:

Valor Médio do Intercâmbio (MW)	G_F (MW)	G_C (MW)	F.C.	X_0 (MW)
115,4167	11480	3270 (90%)	0,9781	118,0
130,33	11480	2912 (80%)	0,94445	138,0
145,5	11480	2548 (70%)	não tem solução	

Fazendo agora uma diminuição para os dois valores de geração to

* o problema nestas condições não tem solução para esta configuração

tal das duas usinas (G_F e G_C), temos:

Valor Médio do Intercâmbio (MW)	G_F (MW)	G_C (MW)	F.C.	X_0 (MW)
139,9167	11250 (98%)	2912 (80%)	0,9182	152,37

Este ultimo caso equivale a aumentar a carga do sistema.

Em geral, na medida em que aumenta a participação do intercâmbio para assegurar o fornecimento da carga é mais difícil fazer com que o fator de carga se mantenha em 1., ou equivalentemente, é mais difícil homogeneizar o intercâmbio no horizonte (colocá-lo na base).

Vejamos agora um exemplo de uma configuração de máquinas ineficiente, e como a informação fornecida pela solução ilimitada de SP (raio extremo) pode orientar a correção na configuração.

Seja a configuração do caso 7, onde a ineficiência criada consistiu em colocar um excessivo número de máquinas em operação (3 em Capivari e 2 em Foz do Areia), no instante 7, quando a carga era de 580 MW (carga baixa). Consequentemente, duas máquinas na usina de Foz do Areia gerariam no mínimo 560 MW, enquanto nesse mesmo instante a usina de Capivari deve gerar no mínimo 60 MW (fora das horas de ponta). Assim, a carga do sistema é menor que a geração nesse momento, criando ineficiência no problema primal PP.

Da teoria de otimização sabemos que a direção do raio extremo num problema linear ilimitado está formado por n componentes (considerando n variáveis), cujas primeiras m ($m < n$) componentes correspondem à coluna $-A^s$, candidata a entrar na base, no momento em que foi detectada a ilimitabilidade do problema e as outras componentes são zero exceto a componente relativa à posição s , que contém um 1. Por exemplo, se a variável X_s entrando na base torna o problema ilimitado, a direção do raio extremo está dada por, (ver [28], pag.105)

$$\underline{d} = \begin{bmatrix} -A^s \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 1 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \leftarrow s$$

onde $\dim \underline{d} = n$ (nº variáveis)

$\dim A^s = m$ (nº linhas)

$m < n$

Da solução ilimitada detetada obtemos o raio extremo de SP, a partir das colunas ACHAP (j), IB(j), $j=1, \dots, 47$, e a variável a entrar na base correspondente a coluna 79, no quadro simplex da figura 4.2.2 (problema SP), no caso 7.

A coluna IB indica as variáveis (n) e a coluna ACHAP indica o valor destas variáveis com sinal trocado. Por exemplo, $IB(8)=31$ e $ACHAP(8) = -1$. Significa que a variável 31 tem valor 1. Por outro lado a variável 31 no quadro simplex da figura 4.2.4 corresponde à variável u_I^7 (variável dual associada ao limitante inferior do intercâmbio no instante 7). Uma análise similar nos leva a determinar que $u_F^7 = 1$ (variável dual associada ao limitante inferior da geração na usina de Foz do Areia).

Determinaremos os valores para as variáveis duais que estão implícitas em \underline{w}^j , $j \in J \subset \mathbb{R}$. Por exemplo, sabemos que da restrição (4.1.21), no problema SP,

$$\underline{\lambda}^t = -\underline{\rho}^t + \underline{u}_I^t - \underline{v}_I^t \quad (5.1.1)$$

Pelas colunas IB e ACHAP, no caso 7 e pelo quadro simplex na figura 4.2.2, vemos que $\underline{\rho} = \underline{0}$ e $\underline{v}_I = \underline{0}$, então de (5.1.1)

$$\lambda^7 = u_I^7$$

Por (4.2.10) e (4.2.11), vemos que $\lambda_F = 0$, $\lambda_C = 0$.

A variável que torna o problema ilimitado ao entrar na base é a variável 79, ou seja, segundo o quadro simplex da figura 4.2.4. corresponde a $u_C^7 = 1$.

Resumindo, o raio extremo gerado no caso 7 possui todas as componentes nulas, com as seguintes excessões:

$$u_I^7 = v_I^7 = \lambda^7 = u_C^7 = 1.$$

Nestas condições, o corte gerado é

$$\underline{w}^j \cdot \underline{\delta}(\underline{Z}_F, \underline{Z}_C) \leq 0 \quad (5.1.2)$$

onde \underline{w}^j é dado por (4.1.23) e $\underline{\delta}(\underline{Z}_F, \underline{Z}_C)$ é dado por (4.1.24) e substituindo os valores correspondentes ($d^7 = 580$ MW, $L_C = 63$ MW, $L_F = 419$ MW, $l_C^7 = 60$ MW, $r_S^7 = 80$ MW) (5.1.2) fica

$$- \lambda^7 d^7 + 1_C^7 u_C^7 + Z_F^7 L_F u_F^7 + u_I^7 (0)^* \leq 0$$

$$- 580 + 60 + Z_F^7 \cdot 419 \leq 0$$

ou seja

$$Z_F^7 \leq 520/419 = 1,2$$

Este corte, sugere, uma diminuição no número de máquinas na usina de Foz do Areia, na hora 7, de 2 unidades para uma.

Este exemplo ilustra a geração de corte para uma configuração infactível. Evidentemente se trata de um caso simples onde a infactibilidade se localizou numa única hora do dia.

De um modo geral é possível sempre a partir dos cortes gerados pelo subproblema informar o sentido de modificação necessária na configuração de máquinas em operação.

Assim se ocorrer uma infactibilidade localizada em vários instantes de tempo, o programa fornecerá um raio extremo, de cada vez, permitindo a correção do número de máquinas em operação, nesses instantes, até conseguir uma configuração factível.

Em termos do algoritmo de partição este caso representa o polítopo do subproblema dual com vários extremos. Após cada nova correção externa (via operador) na configuração, o algoritmo indica um a um os raios extremos.

Outra infactibilidade que pode ocorrer é do tipo generalizada. Neste caso qualquer variação na configuração nas máquinas em operação pode contribuir à melhora na obtenção da factibilidade. Nestes casos é recomendável fazer uma primeira avaliação das seguintes características da configuração proposta:

- O agregado médio do limitante inferior do intercâmbio para o dia. IMIN (MWh)
- O agregado médio do limitante superior do intercâmbio para o dia. IMAX (MWh)
- O agregado do valor médio do intercâmbio para o dia. IVM (MW)

com estas três grandezas é possível saber se a condição

$$IMIN \leq IVM \leq IMAX$$

com o termo $r_s^7 + d^7 - Z_C^7 L_C - Z_F^7 L_F$ é negativo, substitue-se por zero, pois não interessa um intercâmbio negativo.

é violada e em quanto. Medidas corretivas com a finalidade de respeitar esta condição podem garantir a factibilidade na configuração.

5.2. Resolução do problema Mestre

Com vista a possíveis aplicações do modelo para outros sistemas com maior número de usinas, tem-se pensado em solucionar o problema mestre inteiro pelo método de avaliação e sondagem (Branch and Bound) e agregando também restrições vinculadas com a operação própria das usinas para as variáveis inteiras. Por exemplo, vemos que na usina de Foz do Areia sua configuração muda pouco, devido à representatividade das suas unidades geradoras frente à carga do sistema. Também pode ser considerado por exemplo que em certas horas do dia a configuração das usinas é pouco alterada (por exemplo das zero horas às 5 horas do dia - carga leve -), pelo fato da carga pouco variar.

Desta forma teria-se o modelo sendo trabalhado no nível superior por um algoritmo de avaliação e sondagem para solucionar o problema inteiro com as restrições operativas adicionais e no nível inferior trabalhando da forma como foi solucionado o problema SP (simplex revisado) para as variáveis contínuas, sempre seguindo as regras do algoritmo de Benders para garantir convergência no problema global.

5.3. Função Objetivo

A seguir é feita uma discussão sobre a função de geração do problema de pré-despacho diário. Neste trabalho o critério de otimização objetivou HOMEGENEIZAR O INTERCÂMBIO RECEBIDO pela empresa COPEL, maximizando-se o fator de carga do intercâmbio recebido. Segundo os critérios de suprimento ora em vigor (ver apêndice [2]) no setor elétrico, a tarifa de suprimento é dependente do fator de carga de suprimento, este por sua vez determinado em função do fator de carga verificado no mês e o fator de carga de suprimento do mês anterior. Estudos realizados pela empresa CEMIG, procurando otimizar o contrato anual de intercâmbio da empresa concluem ser conveniente alternar o valor do fator de carga verificado ao longo dos meses ver [14]. Desse modo, para os critérios de tarifa de suprimento atualmente em vigor nem sempre é interessante maximizar o fator de carga do intercâmbio no mês. Pode ser conveniente, então em determinadas aplicações, definir-se restrições (inferior e superior) para o intercâmbio e não inclui-lo na função objetivo do pré-despacho diário.

Embora o fato de nem sempre maximizar o fator de carga do mês ser interessante, em cada dia do mês pode-se maximizar o fator de carga do intercâmbio recebido para diferentes valores médios de intercâmbio, sem isto incorrer em maximizar o fator de carga do intercâmbio recebido no mês. Estas uniformizações do intercâmbio em períodos diários é conveniente do ponto de vista operativo uma vez que evita alterações sucessivas no valor do intercâmbio líquido programado.

Analisando-se outros objetivos a serem perseguidos do ponto de vista operativo seria por exemplo, desejável que não existisse uma variação grande na entrada/saída de unidades geradoras de uma hora para outra. Considerando um índice t para os instantes de tempo ($t=1, \dots, 24$) e um índice i para as usinas do sistema ($i=1, \dots, n$) teríamos o objetivo de **MINIMIZAR AS VARIAÇÕES DE CONFIGURAÇÃO**

$$\text{Minimizar } \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^n \left| z_i^t - z_i^{t-1} \right| \quad 5.3.1$$

onde z_i^t é o número de unidades geradoras em operação na usina i no instante t .

Acompanhando este objetivo, podem ser colocadas as seguintes restrições no problema Mestre, com a finalidade de diminuir o número de combinações a serem sondadas. Temos,

$$\sum_{t=1}^{24} L_i z_i^t > G_i \quad , \quad i=1, \dots, n$$

ou seja, a soma de gerações máximas fornecida pela configuração deve ser maior que a geração total da usina para o horizonte. Analogamente,

$$\sum_{t=1}^{24} l_i z_i^t < G_i \quad , \quad i=1, \dots, n$$

a soma de gerações mínimas fornecida pela configuração deve ser menor que a geração total da usina para o horizonte.

Outro conjunto de restrições que limitaria o espaço de soluções do problema mestre seria,

$$\sum_{i=1}^n L_i z_i^t > d^t + R^t \quad , \quad t=1, \dots, 24$$

Para cada instante de tempo, a soma de limitantes superiores nas gerações das usinas do sistema deve ser maior que a carga mais a reserva girante do sistema. Analogamente,

$$\sum_{i=1}^n l_i z_i^t < d^t - r^t \quad , t=1, \dots, 24$$

para cada instante de tempo, a soma das limitantes inferiores nas gerações das usinas do sistema deve ser menor que a carga menos a margem de regulação.

A função objetivo 5.3.1 torna o problema mestre linear por partes nas variáveis z . A solução z^* seria fornecida ao subproblema que analisaria a factibilidade de cada configuração fornecida pelo problema mestre e geraria cortes.

Outro fator que merece um tratamento mais profundo a nível de objetivo do pré-despacho é a questão da produtibilidade das usinas. Segundo a análise feita no capítulo 3 optamos por desprezar as influências no dia, sobre a produtibilidade nas usinas de Foz do Areia e Capivari. De um modo geral, entretanto, isto deve ser melhor examinado. Dados obtidos posteriormente na própria empresa COPEL (quando o trabalho já estava em fase final) elaborados a partir dos polinômios, diagramas de Hill (rendimento das máquinas), dos dados de perda de tubulação, etc., expressam a produtibilidade da usina de Foz do Areia em função da potência gerada, para diferentes níveis de armazenamento (cota de montante). A figura 5.3.1 ilustra estes dados, onde observa-se variações de até 4% na produtibilidade. Uma vez que disponha-se de dados similares e determinados com precisão, pode-se atribuir como objetivo do pré-despacho diário de geração a maximização da produtibilidade global do sistema com a finalidade de economizar água (ver Christensen [21] página 259).

Isto pode ser feito pelo fato de que dado o número de máquinas em operação é possível ajustar uma curva produtibilidade - Potência gerada (MW), que seja côncava na faixa de operação. O problema se tornaria não linear e seria preciso resolver o problema SP por outros métodos (gradiente reduzido) e ter também certos cuidados na aplicação do algoritmo de Benders (aplicação de Benders generalizado).

Usina de Foz do Areia :

cota do reservatório em 742 m
altura líquida entre 134 m e 139 m

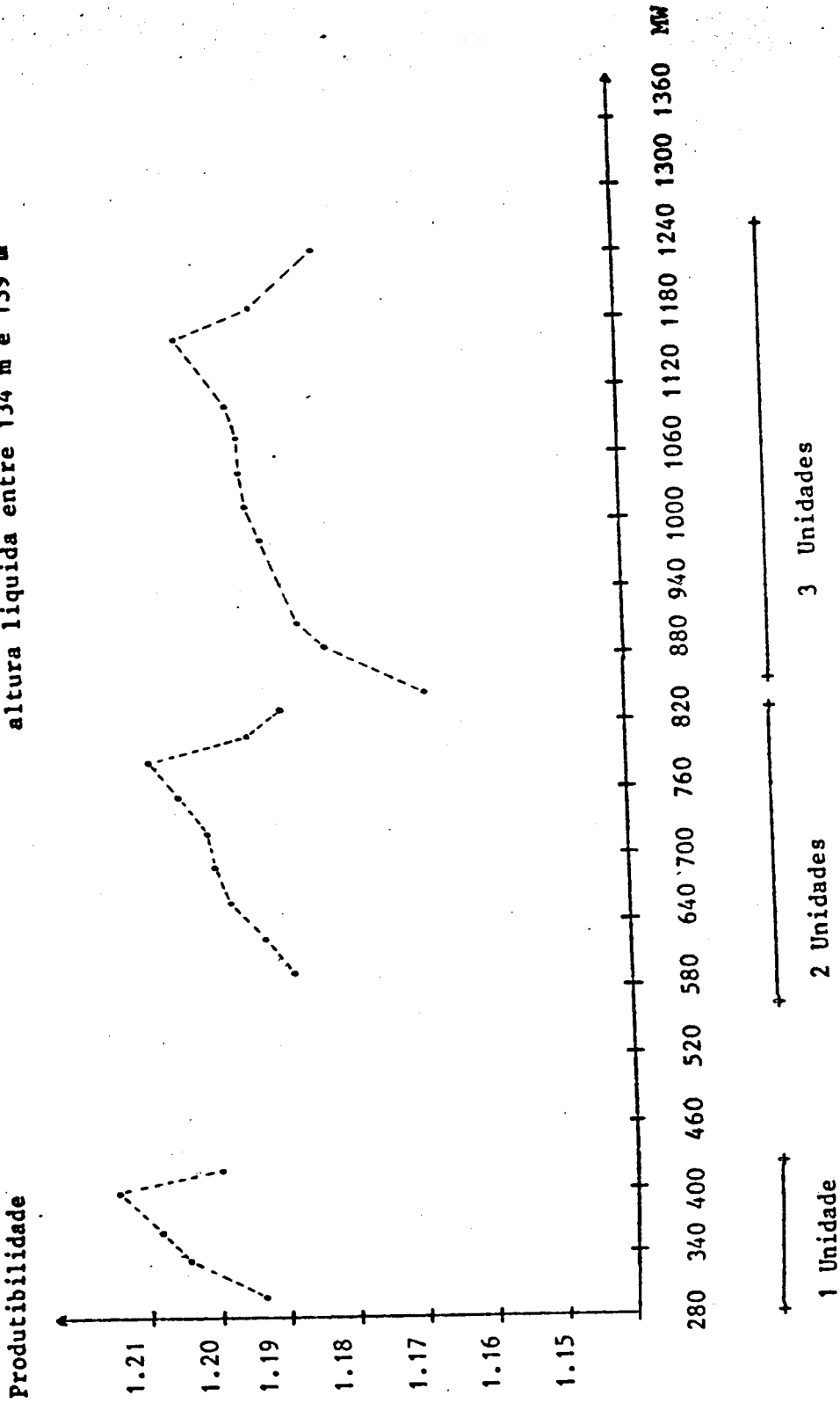
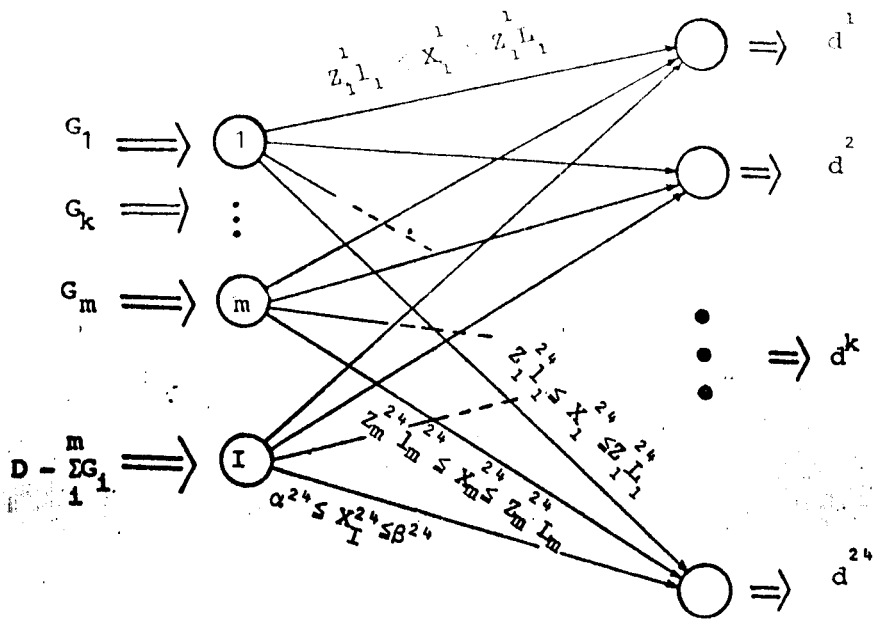


Figura 5.2.1. Perfil da produtividade com relação à potência gerada.

5.4. Resolução do subproblema

O problema SP pode também ser resolvido por um algoritmo de transportes como mostra a Figura 5.4.1



onde $\underline{\alpha}$ e $\underline{\beta}$ são os limitantes inferiores e superiores do intercâmbio X_I , no problema .
Os fluxos são capacitados e os limites dependem da configuração.

Figura 5.4.1.

Os nós fontes (m) são as usinas com recursos G_1, G_2, \dots, G_m e o intercâmbio com

$$D = \sum_{i=1}^m G_i$$

e os nós consumidores (24) representam a carga do sistema nas 24 horas do dia. Cada nó consumidor recebe 5 arcos, cada um deles possui uma capacidade que depende do número de máquinas em operação em cada instante.

5.5. Estudos Elétricos

Os aspectos elétricos fogem do âmbito deste trabalho. Particularmente, com relação à factibilidade do escoamento na rede elétrica dos blocos de energia já otimizada no pré despacho é preciso fazer estudos para obter uma rede elétrica equivalente isolada do sistema interligado e assim ter um modelo elétrico particular no qual possa existir trocas de informação entre o problema elétrico e o problema de planejamento energético, de tal forma que uma infactibilidade elétrica forneça informação que permita re-programar o pré despacho energético.

APÊNDICE I - Particionamento em programação mixta inteira (ver [30])

Considere o problema mixto inteiro:

$$\begin{array}{ll} \text{minimizar} & cx + dy \\ \text{s.a} & Ax + dy \geq b \\ & x \geq 0, u \geq 0 \\ & x \text{ inteiro} \end{array}$$

Onde: A é a matriz m por n . D é uma matriz m por n' , e b outros termos
 menores m, n ou n' . Para um x dado, este problema se reduz ao problema

$$\begin{array}{ll} \text{minimizar} & dy \\ \text{s.a} & Dy \geq b - Ax \\ & y \geq 0 \end{array}$$

seu dual é:

$$\begin{array}{ll} \text{DL maximizar} & u(b - Ax) \\ \text{s.a} & uD \leq d \\ & u \geq 0 \end{array}$$

observe que o poliedro $U = \{u \geq 0 / uD \leq d\}$ é independente de x e assim, sem importar o valor de x , o máximo em U de $u(b - Ax)$ ocorre num ponto extremo de U ou cresce sem limite por um dos seus raios extremos. U tem um número finito de pontos extremos e raios extremos. Chamando os pontos extremos por u^p ($p = 1, \dots, P$) e as direções dos raios (os quais podem ser enumerados procurando todos os raios extremos de $uD \leq 0, u \geq 0$) por v^s ($s = 1, \dots, S$). Ora, se para algum x existe um u tal que $v^s(b - Ax) < 0$, então o máximo de $u(b - Ax)$ para $u \in U$ é ilimitado. Por outro lado, se o máximo de $u(b - Ax)$ para $u \in U$ é ilimitado, então para algum x existe uma direção v^s tal que $v^s(b - Ax) < 0$. Quando o problema DL é ilimitado, isto significa que, pelo teorema dual da programação linear, que o problema L não tem solução factível e então o problema mixto inteiro não tem solução para este x . Assim:

$$v^s(b - Ax) \leq 0 \quad (s = 1, \dots, S) \tag{A.1.1}$$

fornece condições necessárias e suficientes para x permitindo soluções de y factíveis para o problema mixto inteiro. Como nós estamos somente interessados neste caso, podemos escrever o problema DL como:

$$\begin{array}{ll} \text{maximizar} & u^D (b - Ax) \\ p = 1, \dots, P & \\ \text{s.a} & v^S (b - Ax) < 0 \quad (s = 1, \dots, S) \end{array}$$

e assim o problema mixto inteiro \tilde{e} :

$$\begin{array}{ll} \text{minimizar} & (cx + \text{máximo}_{p=1, \dots, P} u^D (b - Ax)) \\ \text{s.a} & v^S (b - Ax) < 0 \quad (s = 1, \dots, S) \\ & x \geq 0 \text{ e inteiro} \end{array}$$

Fazendo:

$$Z = cx + \text{máximo}_{p=1, \dots, P} u^D (b - Ax),$$

temos $Z \geq cx + u^D (b - Ax)$ para $p = 1, \dots, P$, e o problema inteiro mixto \tilde{e} equivalente ao problema inteiro.

$$\begin{array}{ll} \text{I} & \text{minimizar} & Z \\ & x & \\ \text{s.a} & Z & \geq cx + u^D (b - Ax) \quad (p = 1, \dots, P) \\ & 0 & < v^S (b - Ax) \quad (s = 1, \dots, S) \\ & x & \geq 0 \text{ e inteiro} \end{array}$$

Note que se B \tilde{e} vazio, o problema DL não tem solução factível, e pela teoria da dualidade o problema mixto inteiro não tem solução ótima finita.

Algoritmo de partição

O poliedro U usualmente tem um número grande de pontos extremos, e por isto \tilde{e} virtualmente impossível gerar todas as restrições do problema I. Embora, a sua obtenção sugere um procedimento para solucionar o problema inteiro mixto. Note que para um vetor x fixo e não negativo podemos re

resolver o problema linear DL. Pelo fato deste problema ser mais restrito que o problema mixto inteiro, o valor da sua solução máxima quando \bar{c} é agregada a \bar{c} é um limitante superior para a solução ótima do problema mixto inteiro, (se o problema DL tem solução ilimitada, seu valor pode ser pensado como infinito). Além disto, a solução do problema DL, fornece um ponto extremo de U ou da direção de um dos seus raios extremos, e então uma desigualdade para o problema inteiro I. Suponha que o problema inteiro é solucionado com esta restrição. Sua solução é um limitante inferior para a melhor solução do problema mixto inteiro (pelo fato dele estar relaxado). Também, se assume um vetor x inteiro e não negativo para o problema DL, que quando solucionado, fornece um novo ponto extremo ou raio extremo e uma segunda desigualdade para o problema inteiro. O problema inteiro, agora com duas restrições, é solucionado e um limitante inferior ao menos tão bom e um vetor inteiro x não negativo são obtidos. Com o novo valor para o vetor x , o problema linear DL pode ser solucionado, e assim sucessivamente. O processo termina quando o limitante inferior é igual ao limitante superior. Para encontrar o vetor ótimo y , o problema I é solucionado com x igual a seu valor ótimo. Sendo $Z^W(Z^L)$ o melhor limitante superior (inferior) para a solução ótima do problema inteiro mixto, temos o seguinte algoritmo:

PASSO 1 - (inicialização) selecionar um valor inteiro não negativo para o vetor x , por exemplo \bar{x} e estabelecer $Z^W(Z^L)$ arbitrariamente grande (pequeno). Vá ao passo 2.

PASSO 2 - (fase de programação linear) resolva o problema linear:

$$DL \quad \text{maximizar} \quad u(b - Ax) \\ \text{s.a} \quad u \in U = \left\{ u \geq 0 / uD \leq d \right\},$$

com x fixado em \bar{x} . será fornecido um ponto extremo ótimo u^D ou uma direção do raio extremo v^S . Na situação de ponto extremo, substitua o valor de Z^W por $c\bar{x} + u^D(b - A\bar{x})$ onde $Z^W > c\bar{x} + u^D(b - A\bar{x})$. Vá para o passo 3.

PASSO 3 - (fase de programação inteira) resolva o problema inteiro

$$I \quad \text{minimizar} \quad Z \\ \text{s.a} \quad Z \geq cx + u^D(b - Ax) \quad (p=1, \dots, p^1) \\ 0 \geq v^S(b - Ax) \quad (s=1, \dots, S^1) \\ x \geq 0 \text{ e inteiro}$$

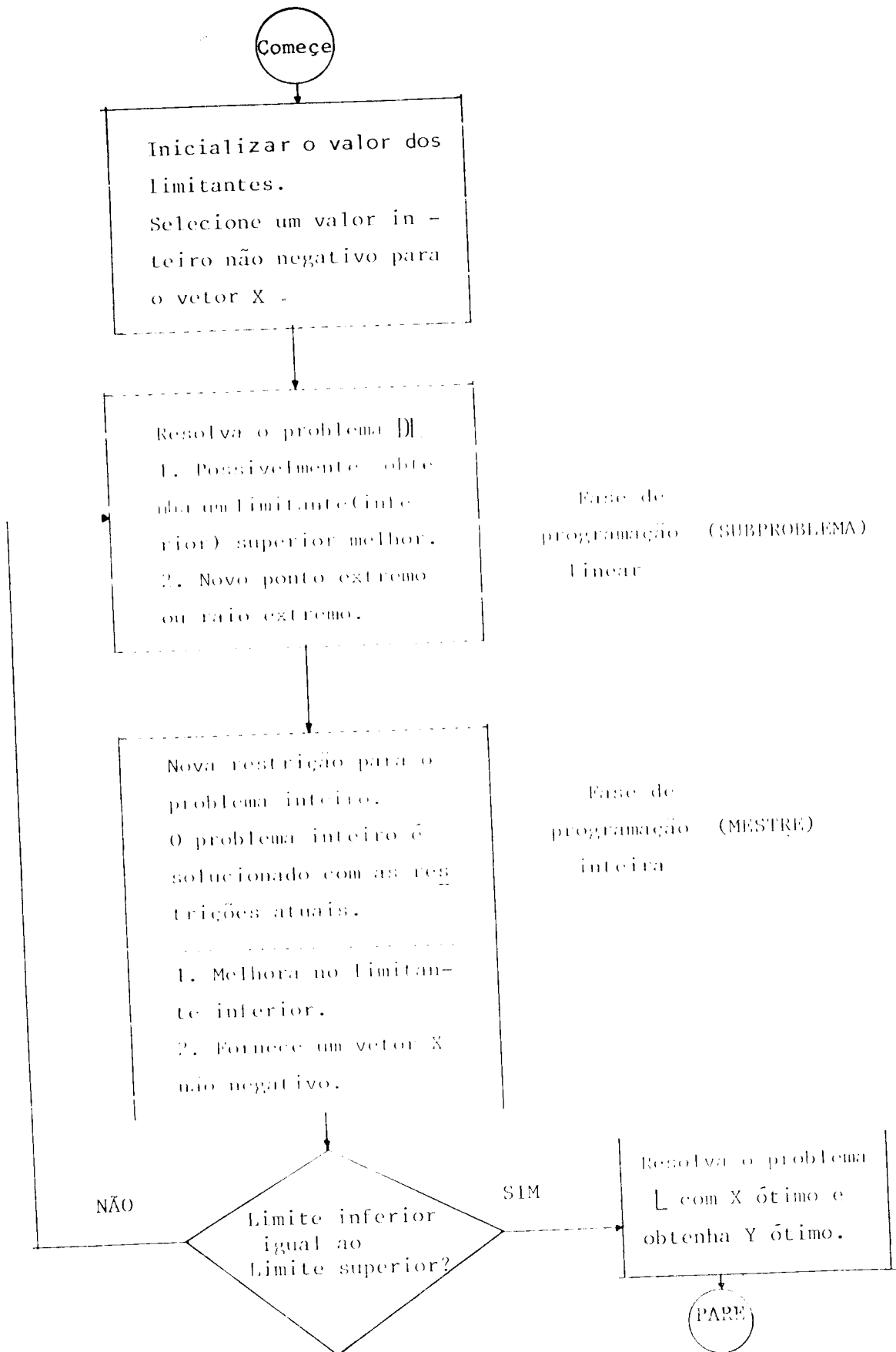
onde $P^1(S^1)$ é o número de pontos extremos (raios extremos encontrados a partir do passo 2. Faça Z^1 igual ao valor mínimo de Z e \bar{x} igual ao vetor ótimo x . Vá para o passo 4.

PASSO 4 - (critério de parada) se $Z^1 = Z^W$, vá para o passo 2. Em outro caso ($Z^1 \neq Z^W$), \bar{x} é ótimo. Neste caso, resolva o problema L.

$$\begin{array}{ll} \text{minimizar} & dy \\ \text{s.a} & Dy = b - A\bar{x} \\ & y \geq 0 \end{array}$$

para obter o vetor ótimo \bar{y} . Então $x = \bar{x}$, $y = \bar{y}$, e $Z^1 = Z^W = c\bar{x} + d\bar{y}$ resolve o problema mixto inteiro - termine.

DIAGRAMA DE BLOCOS



APENDICE 2.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL
PRESIDÊNCIA

CIRCU. 45-02/1983
Curitiba, 25. abr. 83

Ass: Tarifas para fornecimento

1. De acordo com o que estabelece a Portaria nº 935, de 12 de abril de 1983, do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAAE, do Ministério das Minas e Energia, as tarifas para suprimento (fornecimento de energia elétrica em grosso em quaisquer tensões, exclusivamente para revendas) são as seguintes, para todas as supridoras da região sul:

TARIFA DE DEMANDA DE POTÊNCIA	1.521,00 Cr\$/kW
TARIFA DE CONSUMO DE ENERGIA	3.973,00 Cr\$/MWh

2. As tarifas a medidor -- para suprimentos em tensões iguais ou superiores a 69 kV, feitos a concessionários que disponham de unidades geradoras hidráulicas próprias, cuja capacidade instalada total seja igual ou superior a 500 MW -- serão as seguintes, conforme o fator de carga do suprimento do mês:

2.1 - DEMANDA DE POTÊNCIA

- a) Para fator de carga do suprimento (do mês) superior a 0,10
Cr\$/kW = 1.521,00
- b) Para fator de carga do suprimento (do mês) igual ou inferior a 0,10
Cr\$/kW = 3.973,00

2.2 - CONSUMO DE ENERGIA

Resultado da expressão abaixo, vezes a tarifa de consumo:

a) $\frac{0,55}{\text{Fator de carga verificado}}$ = Para fator de carga do suprimento (do mês) compreendido entre 0,10 e 0,35, inclusive.

b) 1,00 - para fator de carga do suprimento (do mês) igual ou inferior a 0,10 e superior a 0,35.

3. Fator de carga do suprimento é o quociente da energia mensal suprida com base nos contratos vigentes, pelo produto do somatório das demandas contratadas pelo número de horas do mês; e fator de carga verificado é o maior valor entre o fator de carga do suprimento do mês e a média entre o fator de carga deste mês e o do mês anterior.

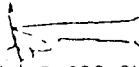
4. As tarifas a medidor, para suprimentos em tensões inferiores a 69 kV, serão as mesmas do item 1, multiplicadas pelos seguintes fatores:



- a) 1,10, para os valores relativos à demanda;
- b) 1,05, para os valores relativos à consumo.

CIRCULAR- 039/83 - P.02

... energia destinada a fornecimento de Energia Sazonal Não Garantida
na de Cr\$ 375,00 por Mwh.

6. As tarifas de suprimento de Energia Garantida por Tempo Determinado - EGTD, Energia Elétrica Excedente para Substituição de Derivados de Petróleo - ESDT, Energia Excedente para Produção de Bens Exportáveis - EPEX e Energia de Incremento à Exportação, serão definidas de acordo com as Portarias nºs 085, de 31 de agosto de 1982; nº 116, de 15 de dezembro de 1982; nº 107, de 22 de novembro de 1982; e nº 099, de 25 de novembro de 1981, respectivamente.
7. As tarifas da presente circular aplicar-se-ão às leituras efetuadas a partir do último dia do mês de abril de 1983, obedecendo-se ao calendário de faturamento mensal do concessionário supridor.
8. Para efeito de contabilização da receita de energia elétrica, as leituras do fornecimento em grosso de verão ser efetuadas aproximadamente à meia-noite do último dia de cada mês, sendo esta data considerada no "Calendário de Faturamento Mensal".


ARY VELOSO QUEIROZ
Diretor Presidente

DEF 
DUI 

APÊNDICE III - Programação Dinâmica diferencial discreta

O processo inicial de pesquisa passou primeiramente pela tentativa de solucionar o problema P(Capítulo 3) por métodos que fornecessem uma otimização global em vista da existência de variáveis mixtas (reais e inteiras) e foi por esta razão que se desenvolveu o modelamento do problema em termos de programação dinâmica. A seguir, será mostrado este enfoque

Considerando que a otimização é feita no sentido inverso, podemos começar por definir as variáveis de estado:

$$x_j^m = \sum_{i=1}^m u_j^i, \quad j = 1, 2 \quad \text{e} \quad m = 1, \dots, 24 \quad (\text{A.3.1})$$

que representam o total de geração da usina j (1 para Capivarí, 2 para Foz do Areia) até o estágio m (cada estágio representa cada hora do dia)

A equação de transição de estado é portanto:

$$\underline{x}^{m+1} = \underline{x}^m + \underline{u}^m, \quad m = 1, \dots, 23 \quad (\text{A.3.2})$$

e representa a evolução de um estágio para o seguinte. Aqui \underline{x} representa um vetor de duas componentes, a primeira representa a variável de estado associada à usina de Capivarí e a segunda representa a variável de estado associada à usina de Foz do Areia. \underline{u} é um vetor decisão de duas componentes, a primeira das quais representa a geração associada à usina de Capivarí e a segunda representa a geração associada à usina de Foz do Areia.

O intercâmbio recebido no estágio m (I^m), está dado por definição como:

$$I^m(\underline{u}^m) = D^m - u_1^m - u_2^m, \quad m = 1, \dots, 23 \quad (\text{A.3.3})$$

onde D^m é a carga líquida do sistema, no período m .

O intercâmbio ótimo total a partir do estado \underline{x}^m até o final do horizonte é:

$$IT(\underline{x}^m) = \sum_{i=m}^{M-1} \hat{I}^i \quad (\text{A.3.4})$$

onde \hat{I}^i é o intercâmbio ótimo no estágio i e M é o último estágio no ho

rizonte discretizado.

O estado final fixo é:

$$\underline{x}^M = \begin{bmatrix} G_C \\ G_F \end{bmatrix} \quad (\text{A.3.5})$$

onde G_C é o total de geração (MW) da usina de Capivarí, no horizonte (dia) e G_F é o total de geração (MW) da usina de Foz do Areia no dia. A relação,

$$\text{IM}(\underline{x}^m) = \underset{m \leq i \leq M-1}{\text{máximo}} \left\{ \hat{I}^i \right\} \quad (\text{A.3.6})$$

representa o maior valor do intercâmbio ótimo a partir do estado \underline{x}^m .

A função retorno expressa a relação entre o intercâmbio total e o intercâmbio máximo, até o final do horizonte, medida proporcional ao fator de carga do intercâmbio,

$$R^m(\underline{x}^m, \underline{u}^m) = \frac{I^m(\underline{u}^m) + IT(\underline{x}^m + \underline{u}^m)}{\left\{ \text{Máximo } I^m(\underline{u}^m), \text{IM}(\underline{x}^m + \underline{u}^m) \right\}} \quad (\text{A.3.7})$$

onde os volumes de $IT(\cdot)$ e $IM(\cdot)$ estão referenciados ao estágio seguinte por (A.3.2).

O critério adotado é maximizar (A.3.7), logo o retorno ótimo é:

$$\hat{R}^m(\underline{x}^m) = \underset{\underline{u} \in \Omega^m}{\text{Máximo}} \left\{ R^m(\underline{x}^m, \underline{u}^m) \right\} \quad (\text{A.3.8})$$

onde Ω^m é o conjunto de valores factíveis para as variáveis de decisão no estágio m . Neste conjunto de valores factíveis são consideradas as restrições operativas das usinas juntamente com as restrições de reserva de potência.

Para uma quantização nas variáveis de estado e controle correspondente a 10MW temos uma grade de cerca de 1000 pontos no espaço dos controles Ω^m . Para o espaço de estado a grade é crescente ao longo dos estágios chegando a cerca de 250.000 pontos no último estágio. Estes valores inviabilizam qualquer tentativa de solução via programação dinâmica clássica. Para contornar a dificuldade da dimensionalidade implementou-se um algoritmo de

programação dinâmica diferencial discreta (PDDD) [24] que aproveita uma solução inicial factível conhecida no processo de otimização. Desta forma não é preciso avaliar integralmente o espaço das variáveis de estado.

O processo de otimização através desta técnica foi realizado tomando vários valores para a discretização de forma que inicialmente se utilizava uma quantização grossa e a partir desta solução a quantização era refinada até valores de 10 MW; isto com a finalidade de englobar pontos relativamente distantes da trajetória de referência, no processo de avaliação. Nas páginas seguintes mostram-se alguns resultados obtidos.

Estes resultados estão divididos em quatro partes. A primeira mostra a geração das duas usinas, juntamente com a configuração de máquinas em operação (MC - Capivarí e MF - Foz) que fornece uma solução factível inicial para o problema.

A segunda é a solução ótima com uma discretização grossa inicial (DELTA). A terceira parte é a solução ótima obtida a partir da solução anterior mas com uma discretização fina (DELTA = 10 MW). A quarta parte mostra graficamente a solução obtida com a discretização fina (terceira parte).

Os tempos de C.P.U. ficaram em torno de 9 minutos num computador PDP-10.

Os resultados obtidos dependem da configuração inicial adotada; isto é, sempre é obtido um ótimo local para uma dada configuração inicial de máquinas. Esta consequência se explica pelo fato de que o espaço de factibilidade das variáveis de controle não é convexo (é desconexo devido a usina de Foz do Areia) e nestas circunstâncias o método de PDDD não garante ótimo global.

Estas limitações nos levaram a buscar uma forma alternativa de atacar o problema, a qual foi apresentada no Capítulo 4.

CASO 1

POLITICA DE TURBO. INICIAL

ESTADIO	CAPIVARI	MC	FOZ	VF	INTER
0	.22E+03	4	.28E+03	1	.11E+03
1	.19E+03	4	.28E+03	1	.11E+03
2	.17E+03	4	.28E+03	1	.11E+03
3	.16E+03	4	.28E+03	1	.11E+03
4	.17E+03	4	.28E+03	1	.11E+03
5	.19E+03	4	.28E+03	1	.11E+03
6	.19E+03	4	.28E+03	1	.11E+03
7	.24E+03	4	.28E+03	1	.11E+03
8	.11E+03	4	.56E+03	2	40.
9	.10E+03	4	.56E+03	2	80.
10	.10E+03	4	.56E+03	2	.10E+03
11	.10E+03	4	.56E+03	2	60.
12	.10E+03	4	.56E+03	2	50.
13	.10E+03	4	.56E+03	2	90.
14	.10E+03	4	.56E+03	2	.10E+03
15	.10E+03	4	.56E+03	2	.10E+03
16	.12E+03	4	.56E+03	2	.12E+03
17	.14E+03	4	.56E+03	2	.12E+03
18	.13E+03	4	.70E+03	2	20.
19	.25E+03	4	.70E+03	2	.15E+03
20	.18E+03	4	.70E+03	2	.12E+03
21	.13E+03	4	.70E+03	2	80.
22	.11E+03	4	.56E+03	2	.12E+03
23	.24E+03	4	.28E+03	1	.12E+03

INTER. TOTAL= 2350.000 INTER. MEDIO INICIAL= 97.91667

F.C.= 0.652778

POLITICA DE TURBINAMENTOS DELTA= 30.00000 F.C.= 0.8901515

ESTADIO	CAPIVARI	FOZ	INTER	CARGA
0	.16E+03	.34E+03	.11E+03	.61E+03
1	.19E+03	.28E+03	.11E+03	.58E+03
2	.17E+03	.28E+03	.11E+03	.56E+03
3	.16E+03	.28E+03	.11E+03	.55E+03
4	.17E+03	.28E+03	.11E+03	.56E+03
5	.19E+03	.28E+03	.11E+03	.58E+03
6	.19E+03	.28E+03	.11E+03	.58E+03
7	.24E+03	.28E+03	.11E+03	.63E+03
8	80.	.56E+03	70.	.71E+03
9	70.	.56E+03	.11E+03	.74E+03
10	.10E+03	.56E+03	.10E+03	.76E+03
11	70.	.56E+03	90.	.72E+03
12	.10E+03	.56E+03	50.	.71E+03
13	.10E+03	.56E+03	90.	.75E+03
14	.10E+03	.56E+03	.10E+03	.76E+03
15	.10E+03	.56E+03	.10E+03	.76E+03
16	.12E+03	.59E+03	90.	.80E+03
17	.14E+03	.59E+03	90.	.82E+03
18	.13E+03	.61E+03	.11E+03	.85E+03
19	.25E+03	.76E+03	90.	.11E+04
20	.21E+03	.70E+03	90.	.10E+04
21	.22E+03	.58E+03	.11E+03	.91E+03
22	.14E+03	.56E+03	90.	.79E+03
23	.24E+03	.31E+03	90.	.64E+03

INTERCAMBIO TOTAL= 2350.000 INTERCAMBIO MEDIO= 97.91667

ESTADO FINAL FIXO CAPIVARI= 3640.000 FOZ= 11480.00

POLITICA DE TURBINAMENTOS DELTA= 10.00000 F.C.= 0.9791007

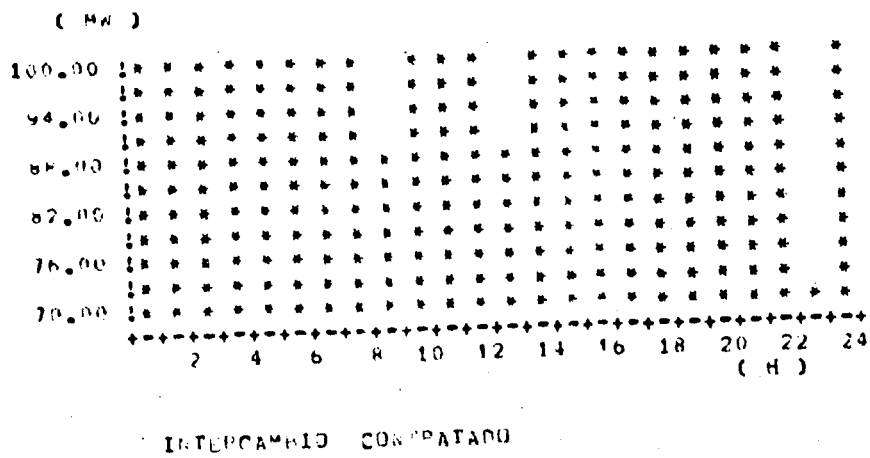
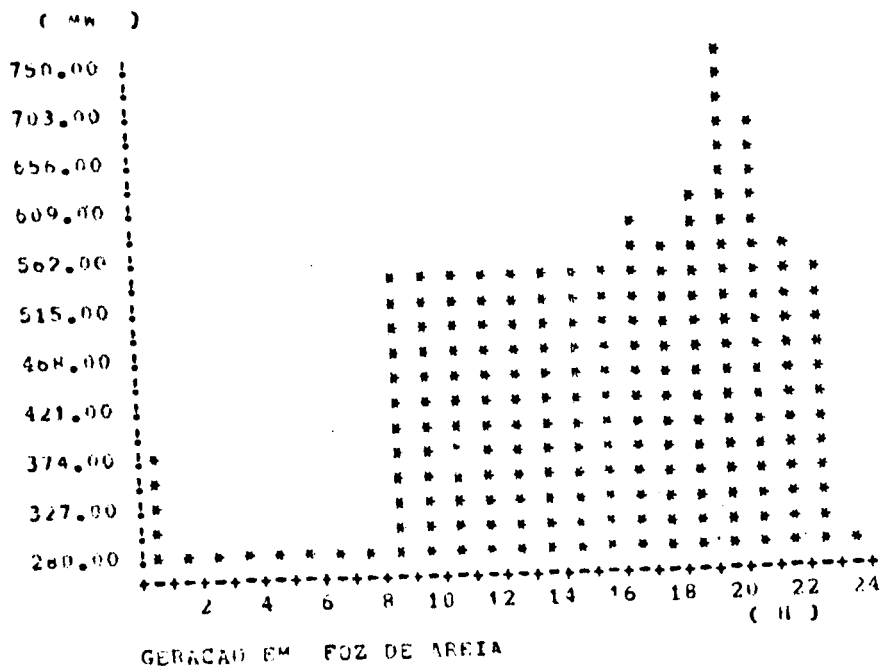
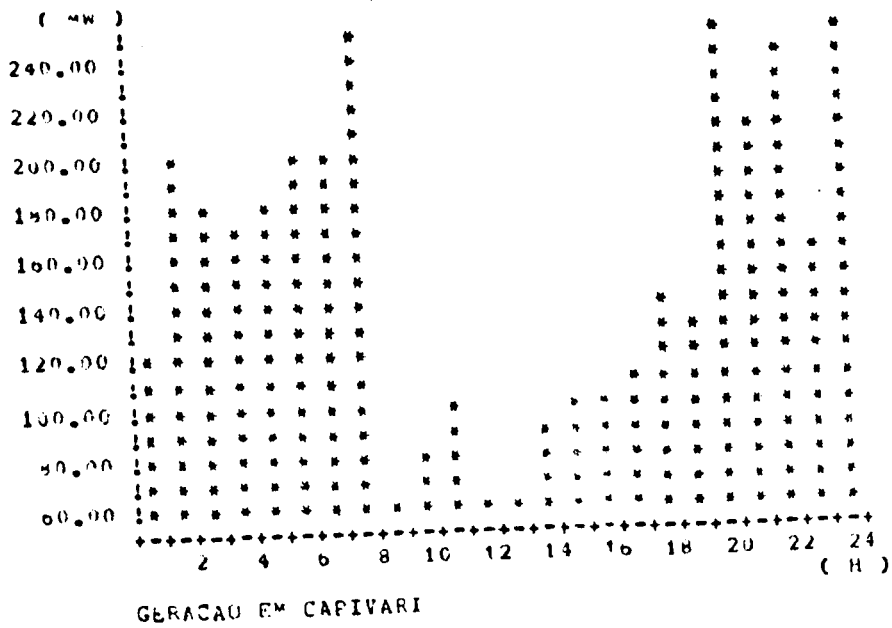
ESTADIO	CAPIVARI	FOZ	INTEP	CARGA
0	.12E+03	.39E+03	.10E+03	.61E+03
1	.20E+03	.28E+03	.10E+03	.58E+03
2	.18E+03	.28E+03	.10E+03	.56E+03
3	.17E+03	.28E+03	.10E+03	.55E+03
4	.18E+03	.28E+03	.10E+03	.56E+03
5	.20E+03	.28E+03	.10E+03	.58E+03
6	.20E+03	.28E+03	.10E+03	.58E+03
7	.25E+03	.28E+03	.10E+03	.63E+03
8	60.	.56E+03	90.	.71E+03
9	80.	.56E+03	.10E+03	.74E+03
10	.10E+03	.56E+03	.10E+03	.76E+03
11	60.	.56E+03	.10E+03	.72E+03
12	60.	.56E+03	90.	.71E+03
13	90.	.56E+03	.10E+03	.75E+03
14	.10E+03	.56E+03	.10E+03	.76E+03
15	.10E+03	.56E+03	.10E+03	.76E+03
16	.11E+03	.59E+03	.10E+03	.80E+03
17	.14E+03	.58E+03	.10E+03	.82E+03
18	.13E+03	.62E+03	.10E+03	.85E+03
19	.25E+03	.75E+03	.10E+03	.11E+04
20	.21E+03	.69E+03	.10E+03	.10E+04
21	.24E+03	.57E+03	.10E+03	.91E+03
22	.16E+03	.56E+03	70.	.79E+03
23	.25E+03	.29E+03	.10E+03	.64E+03

INTERCAMBIO TOTAL= 2350.000

INTERCAMBIO MEDIO= 97.91007

ESTADO FINAL FIXO CAPIVARI= 3640.000

FOZ= 11480.00



POLITICA DE TURB. INICI L

ESTAGIO	CAPTIVARI	MC	FOZ	MF	INTER
0	.22E+03	4	.28E+03	1	.11E+03
1	.19E+03	3	.24E+03	1	.11E+03
2	.17E+03	3	.28E+03	1	.11E+03
3	.16E+03	3	.28E+03	1	.11E+03
4	.17E+03	3	.28E+03	1	.11E+03
5	.19E+03	3	.28E+03	1	.11E+03
6	.19E+03	3	.28E+03	1	.11E+03
7	.24E+03	4	.28E+03	1	.11E+03
8	.11E+03	2	.56E+03	2	40.
9	.10E+03	2	.56E+03	2	80.
10	.10E+03	2	.56E+03	2	.10E+03
11	.10E+03	2	.56E+03	2	60.
12	.10E+03	2	.56E+03	2	50.
13	.10E+03	2	.56E+03	2	90.
14	.10E+03	2	.56E+03	2	.10E+03
15	.10E+03	2	.56E+03	2	.10E+03
16	.12E+03	2	.56E+03	2	.12E+03
17	.14E+03	3	.56E+03	2	.12E+03
18	.13E+03	2	.70E+03	2	20.
19	.25E+03	4	.70E+03	2	.15E+03
20	.18E+03	3	.70E+03	2	.12E+03
21	.13E+03	2	.70E+03	2	80.
22	.11E+03	2	.56E+03	2	.12E+03
23	.24E+03	4	.28E+03	1	.12E+03
INTER. TOTAL=		2350.000	INTER. MEDIO INICIAL=		97.91667

F.C.= 0.6527778

POLITICA DE TURBINAMIENTOS DELTA= 30.00000 F.C.= 0.8159722

ESTAGIO	CAPIVARI	FOZ	INTER	CARGA	
0	.13E+03	.37E+03	.11E+03	.61E+03	
1	.19E+03	.28E+03	.11E+03	.58E+03	
2	.17E+03	.28E+03	.11E+03	.56E+03	
3	.16E+03	.28E+03	.11E+03	.55E+03	
4	.17E+03	.28E+03	.11E+03	.56E+03	
5	.19E+03	.28E+03	.11E+03	.58E+03	
6	.19E+03	.28E+03	.11E+03	.58E+03	
7	.24E+03	.28E+03	.11E+03	.63E+03	
8	80.	.56E+03	70.	.71E+03	
9	70.	.56E+03	.11E+03	.74E+03	
10	.10E+03	.56E+03	.10E+03	.76E+03	
11	.10E+03	.56E+03	60.	.72E+03	
12	.13E+03	.56E+03	20.	.71E+03	
13	.13E+03	.56E+03	60.	.75E+03	
14	.13E+03	.56E+03	70.	.76E+03	
15	.13E+03	.56E+03	70.	.76E+03	
16	.17E+03	.56E+03	.12E+03	.80E+03	
17	.17E+03	.56E+03	90.	.82E+03	
18	.13E+03	.61E+03	.11E+03	.85E+03	
19	.25E+03	.73E+03	.12E+03	.11E+04	
20	.18E+03	.70E+03	.12E+03	.10E+04	
21	.13E+03	.67E+03	.11E+03	.91E+03	
22	.11E+03	.56E+03	.12E+03	.79E+03	
23	.24E+03	.28E+03	.12E+03	.64E+03	
INTERCAMBIO TOTAL=		2350.000	INTERCAMBIO MEDIO=		97.91667
ESTADO FINAL FIJO	CAPIVARI=	3640.000	FOZ=	11480.00	

POLITICA DE TURBINAMENTOS DELTA= 10.0000 F.C.= 0.8901515

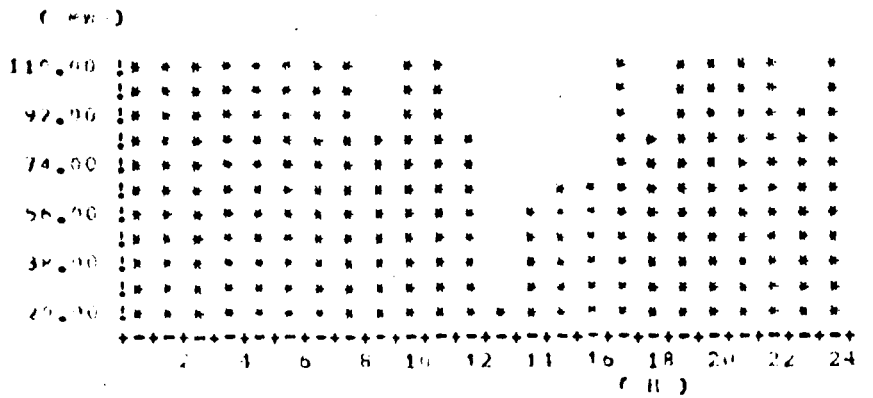
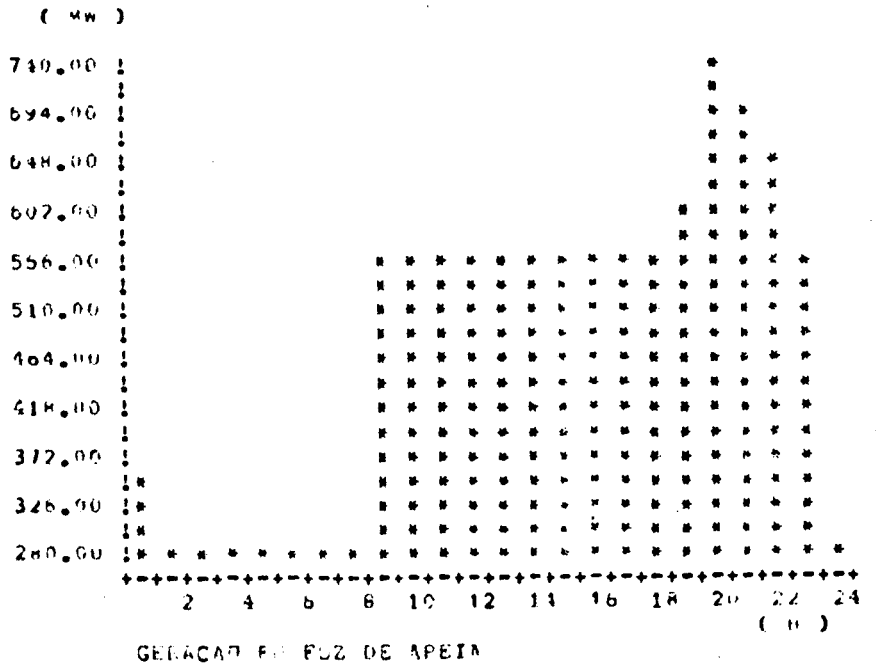
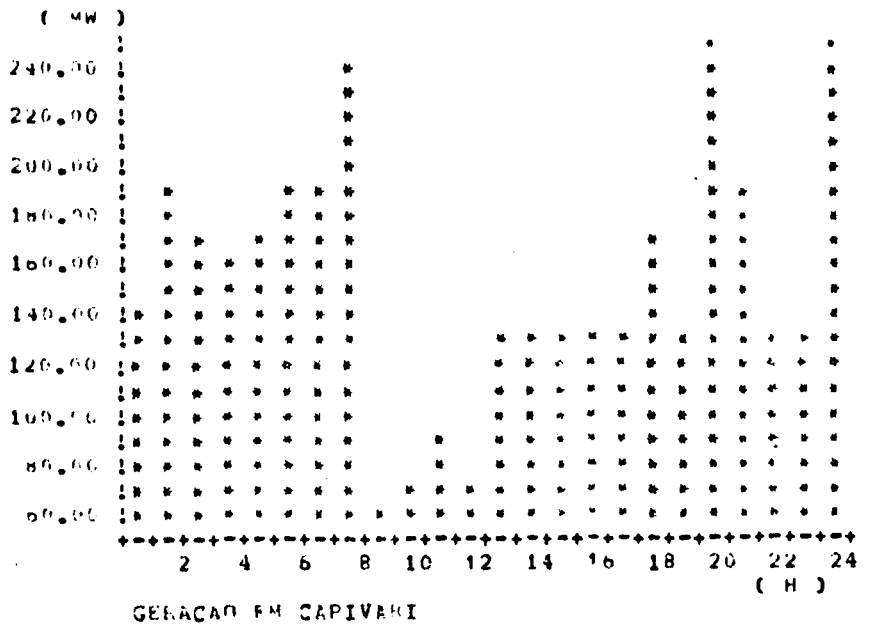
ESTAGIO	CAPIVARI	FOZ	INTEP	CARGA
0	.14E+03	.36E+03	.11E+03	.61E+03
1	.19E+03	.28E+03	.11E+03	.58E+03
2	.17E+03	.28E+03	.11E+03	.56E+03
3	.16E+03	.28E+03	.11E+03	.55E+03
4	.17E+03	.28E+03	.11E+03	.56E+03
5	.19E+03	.26E+03	.11E+03	.58E+03
6	.19E+03	.28E+03	.11E+03	.58E+03
7	.24E+03	.28E+03	.11E+03	.63E+03
8	60.	.56E+03	90.	.71E+03
9	70.	.56E+03	.11E+03	.74E+03
10	90.	.56E+03	.11E+03	.76E+03
11	70.	.56E+03	90.	.72E+03
12	.13E+03	.56E+03	20.	.71E+03
13	.13E+03	.56E+03	60.	.75E+03
14	.13E+03	.56E+03	70.	.76E+03
15	.13E+03	.56E+03	70.	.76E+03
16	.13E+03	.56E+03	.11E+03	.80E+03
17	.17E+03	.56E+03	90.	.82E+03
18	.13E+03	.61E+03	.11E+03	.85E+03
19	.25E+03	.74E+03	.11E+03	.11E+04
20	.19E+03	.70E+03	.11E+03	.10E+04
21	.13E+03	.67E+03	.11E+03	.91E+03
22	.13E+03	.56E+03	.11E+03	.79E+03
23	.25E+03	.26E+03	.11E+03	.64E+03

INTERCAMBIO TOTAL= 2350.000

INTERCAMBIO MEDIO= 47.91667

ESTADO FINAL FIXO CAPIVARI= 3640.000

FOZ= 11480.00



CASO III

POLITICA DE TURB. INICIAL

ESTADIO	CAPIVARI	FC	FOZ	MF	INTER
0	.22E+03	4	.28E+03	1	.11E+03
1	.19E+03	4	.28E+03	1	.11E+03
2	.17E+03	4	.28E+03	1	.11E+03
3	.16E+03	4	.28E+03	1	.11E+03
4	.17E+03	4	.28E+03	1	.11E+03
5	.19E+03	4	.28E+03	1	.11E+03
6	.19E+03	4	.28E+03	1	.11E+03
7	.24E+03	4	.28E+03	1	.11E+03
8	.11E+03	2	.56E+03	2	40.
9	.10E+03	2	.56E+03	2	80.
10	.10E+03	2	.56E+03	2	.10E+03
11	.10E+03	2	.56E+03	2	60.
12	.10E+03	2	.56E+03	2	50.
13	.10E+03	2	.56E+03	2	90.
14	.10E+03	2	.56E+03	2	.10E+03
15	.10E+03	2	.56E+03	2	.10E+03
16	.12E+03	2	.56E+03	2	.12E+03
17	.14E+03	2	.56E+03	2	.12E+03
18	.13E+03	4	.70E+03	2	20.
19	.25E+03	4	.70E+03	2	.15E+03
20	.18E+03	4	.70E+03	2	.12E+03
21	.13E+03	4	.70E+03	2	80.
22	.11E+03	4	.56E+03	2	.12E+03
23	.24E+03	4	.28E+03	1	.12E+03
INTER. TOTAL=		2350.000	INTER. MEDIO INICIAL=		97.91667

F.C.= 0.6527778

POLITICA DE TURBINAMENTOS DELTA= 30.00000 F.C.= 0.8901515

ESTADIO	CAPIVARI	FOZ	INTER	CARGA	
0	.19E+03	.31E+03	.11E+03	.61E+03	
1	.19E+03	.28E+03	.11E+03	.58E+03	
2	.17E+03	.28E+03	.11E+03	.56E+03	
3	.16E+03	.28E+03	.11E+03	.55E+03	
4	.17E+03	.28E+03	.11E+03	.56E+03	
5	.19E+03	.28E+03	.11E+03	.58E+03	
6	.19E+03	.28E+03	.11E+03	.58E+03	
7	.24E+03	.28E+03	.11E+03	.63E+03	
8	80.	.56E+03	70.	.71E+03	
9	70.	.56E+03	.11E+03	.74E+03	
10	.19E+03	.56E+03	.10E+03	.76E+03	
11	70.	.56E+03	90.	.72E+03	
12	70.	.56E+03	80.	.71E+03	
13	.19E+03	.56E+03	90.	.75E+03	
14	.19E+03	.56E+03	.10E+03	.76E+03	
15	.13E+03	.56E+03	70.	.76E+03	
16	.12E+03	.59E+03	90.	.80E+03	
17	.11E+03	.62E+03	90.	.82E+03	
18	.13E+03	.61E+03	.11E+03	.85E+03	
19	.25E+03	.75E+03	90.	.11E+04	
20	.21E+03	.70E+03	90.	.10E+04	
21	.22E+03	.50E+03	.11E+03	.91E+03	
22	.13E+03	.56E+03	90.	.79E+03	
23	.24E+03	.31E+03	90.	.64E+03	
INTERCAMBIO TOTAL=		2350.000	INTERCAMBIO MEDIO=		97.91667
ESTADO FINAL FIJO		CAPIVARI=	3640.000	FOZ=	11480.00

POLITICA DE SUBMINISTROS DELTA= 10.00000 F.C.= 0.9791667

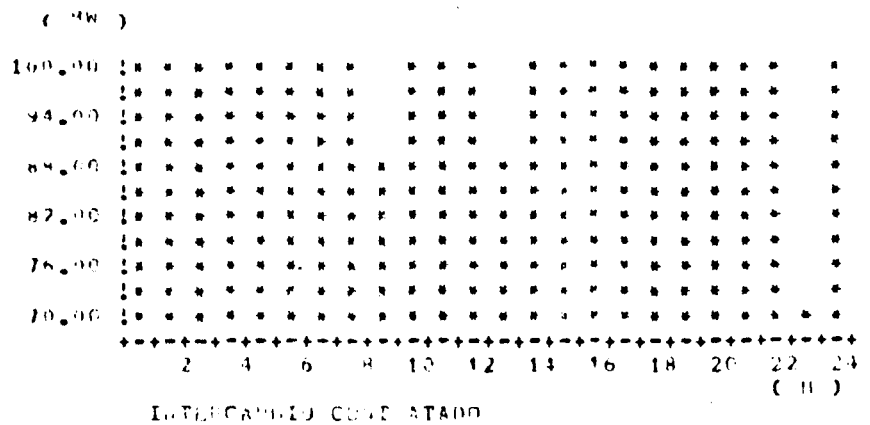
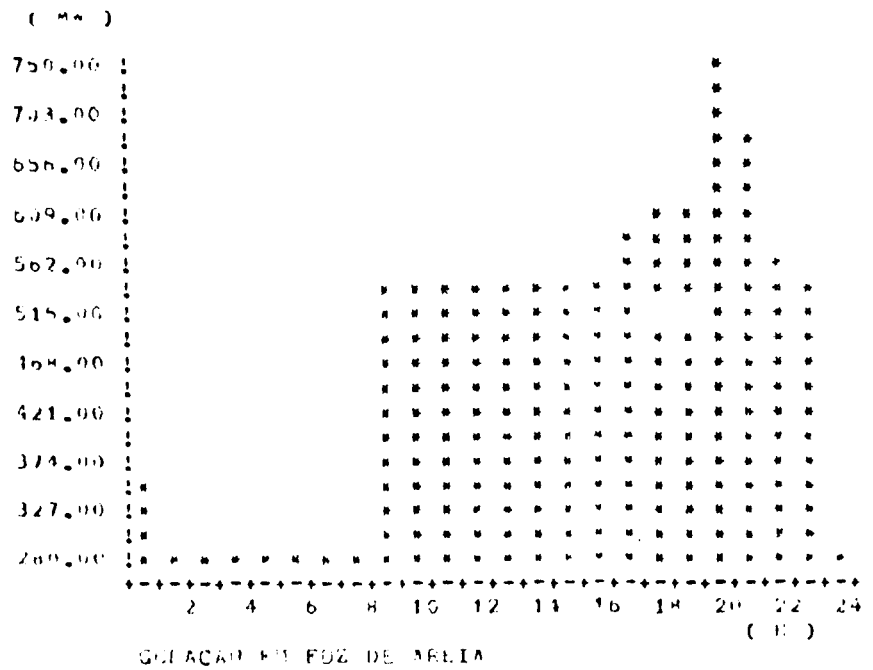
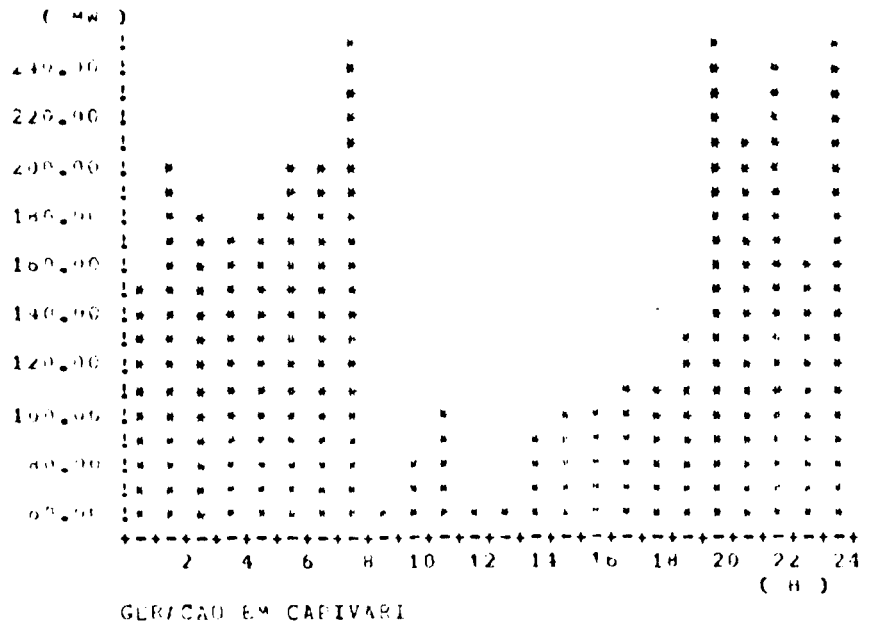
ESTADIO	CAPIVARI	FOZ	INTER	CARGA
0	.15E+03	.35E+03	.10E+03	.61E+03
1	.20E+03	.28E+03	.10E+03	.58E+03
2	.14E+03	.28E+03	.10E+03	.56E+03
3	.17E+03	.28E+03	.10E+03	.55E+03
4	.18E+03	.28E+03	.10E+03	.56E+03
5	.20E+03	.28E+03	.10E+03	.58E+03
6	.20E+03	.28E+03	.10E+03	.58E+03
7	.25E+03	.28E+03	.10E+03	.63E+03
8	60.	.58E+03	00.	.71E+03
9	80.	.56E+03	.10E+03	.74E+03
10	.10E+03	.56E+03	.10E+03	.76E+03
11	60.	.58E+03	.10E+03	.72E+03
12	60.	.58E+03	00.	.71E+03
13	90.	.58E+03	.10E+03	.75E+03
14	.10E+03	.58E+03	.10E+03	.76E+03
15	.10E+03	.58E+03	.10E+03	.76E+03
16	.11E+03	.59E+03	.10E+03	.80E+03
17	.11E+03	.61E+03	.10E+03	.82E+03
18	.13E+03	.62E+03	.10E+03	.85E+03
19	.25E+03	.75E+03	.10E+03	.11E+04
20	.21E+03	.69E+03	.10E+03	.10E+04
21	.30E+03	.57E+03	.10E+03	.91E+03
22	.10E+03	.58E+03	00.	.79E+03
23	.20E+03	.25E+03	.10E+03	.69E+03

INTERCAMBIO TOTAL= 2300.000

INTERCAMBIO MEDIO= 97.91667

ESTADO FINAL FIJO CAPIVARI= 3640.00

FOZ= 11480.00



APÊNDICE 4 - Ajuste quadrático

A seguir apresenta-se um estudo complementar ao desenvolvido em 3.2.1 para variações dos reservatórios de Capivari e Foz do Areia, no período do diário.

O método está baseado em ajuste por mínimos quadrados que aproxima uma função quadrática (função de geração $\Phi(\cdot)$) de duas variáveis, a vazão turbinada $u(m^3/s)$ e o volume do reservatório $x (10^6 m^3)$. A função de geração. Para o caso em estudo (reservatórios de Capivari e Foz de Areia) esta última variável é parametrizada.

Determinaremos os coeficientes $c(x)$, $b(x)$, $a(x)$ da função de geração,

$$\Phi(x,u) = c(x).u^2 + b(x).u + a(x) \tag{3.2.3.1}$$

que melhor se ajustam às relações de potência gerada e vazão turbinada, em cada usina, segundo os polinômios da tabela 2.1.2.

Na equação (3.2.3.1) se considera o volume x como sendo um parâmetro.

As condições para que esta quadrática se aproxime da função de geração são:

- A função de geração Φ , deve ser crescente com u no intervalo de operação

$$\frac{\delta \Phi}{\delta u} = 2 \cdot c(x).u + b(x) > 0$$

- Exigência de concavidade

$$\frac{\delta^2 \Phi}{\delta u^2} = 2 \cdot c(x) \leq 0 \Rightarrow c(x) < 0$$

- geração positiva no intervalo de operação

$$\Phi(x, u) = c(x).u^2 + b(x).u + a(x) > 0$$

para qualquer x factível.

O objetivo do ajuste quadrático é determinar os coeficientes do polinômio (3.2.3.1) de forma que:

$$\begin{bmatrix} 1 & u_i & u_i^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} a(x) \\ b(x) \\ c(x) \end{bmatrix} : \left[\varnothing(x, u_i) \right] , \quad i = 1, \dots, N$$

Onde N é o número de pontos em que esta dividida a faixa de operação da vazão turbinada u, para uma unidade turbina - gerador, como mostra a figura 3.2.3.1.

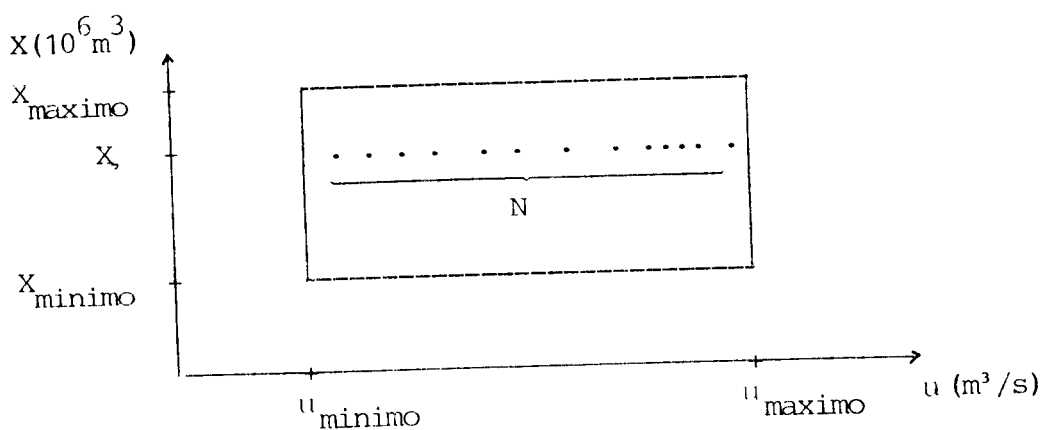


Figura 3.2.3.1 - Geração de pontos (x,u)

Dentro do retângulo da figura 3.2.3.1 é fixado o volume x e varia a vazão turbinada u na faixa de operação, criando um número N de pontos (x,u) que entrarão na seguinte equação:

$$\begin{bmatrix} 1 & u_1 & u_1^2 \\ 1 & u_2 & u_2^2 \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & u_N & u_N^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} a(x) \\ b(x) \\ c(x) \end{bmatrix} : \begin{bmatrix} \varnothing(x, u_1) \\ \varnothing(x, u_2) \\ \vdots \\ \varnothing(x, u_N) \end{bmatrix} \quad (3.2.3.2)$$

Onde x pode variar dentro da faixa permissível e no número de curvas que sejam necessárias.

A equação (3.2.3.2) pode ser escrita em forma matricial:

$$A \cdot K : \emptyset$$

onde

A é uma matriz N.3

K é um vetor 3.1

\emptyset é um vetor N.1

O ajuste quadrático será obtido pela minimização em K do seguinte erro quadrático :

$$F = (A \cdot K - \emptyset)^t \cdot (A \cdot K - \emptyset) \quad (3.2.3.3)$$

sujeita as seguintes restrições:

$$c < 0 \quad (3.2.3.4)$$

$$2 \cdot c \cdot u + b > 0 \quad (3.2.3.5)$$

$$c \cdot u^2 + b \cdot u + a > 0 \quad (3.2.3.6)$$

A minimização irrestrita de (3.2.3.3) é obtida da condição de estacionariedade:

$$\nabla_K F = 0, \text{ então } (A^t \cdot A)^{-1} \cdot A^t \cdot \emptyset = K^*$$

Esta solução irrestrita do ajuste quadrático foi obtida para as duas usinas (Foz de Areia e Capivarí) fornecendo os seguintes resultados:

Aqui $c(x)$, $b(x)$ e $a(x)$ são os coeficientes de:

$$\emptyset(x, u) = c(x) \cdot u^2 + b(x) \cdot u + a(x) \quad (3.2.3.7)$$

Foz de Areia:

volume (10^6 m^3)	C O E F I C I E N T E S		
X	a(x)	b(x)	c(x)
1451,580	$0,1525 \times 10^{-3}$	0,6902	$-0,381469 \times 10^{-9}$
2070,133	$-0,3051 \times 10^{-3}$	0,7792	$-0,762939 \times 10^{-9}$
2688,685	0,0	0,8598	$-0,762939 \times 10^{-9}$
3307,273	0,0	0,9318	$-0,114441 \times 10^{-8}$
3925,790	$-0,6103 \times 10^{-3}$	0,9953	$-0,190735 \times 10^{-8}$
4544,342	0,0	1,0502	$-0,114441 \times 10^{-8}$
5162,895	$0,3051 \times 10^{-3}$	1,0966	$-0,114441 \times 10^{-8}$
5781,447	0,0	1,1345	$-0,114441 \times 10^{-8}$
6400,0	$0,3051 \times 10^{-3}$	1,1638	$-0,114441 \times 10^{-8}$

Analisando os resultados verifica-se que as restrições (3.2.3.4) a (3.2.3.6) estão satisfeitas, caracterizando-se então os comportamentos esperados de uma função de geração.

Capivarí:

volume (10^6 m^3)	C O E F I C I E N T E S		
X	a(x)	b(x)	c(x)
23,0	$0,3814 \times 10^{-4}$	6,4578	$0,976562 \times 10^{-7}$
42,625	$0,1907 \times 10^{-4}$	6,5020	0,0
62,250	$0,9536 \times 10^{-4}$	6,5354	$0,1953 \times 10^{-6}$
81,875	$0,3814 \times 10^{-4}$	6,5581	0,0
101,50	0,0	6,57	0,0
121,125	0,0	6,5712	0,0
140,75	$0,3814 \times 10^{-4}$	6,5616	$0,976562 \times 10^{-7}$
160,375	$-0,5722 \times 10^{-4}$	6,5413	$-0,976562 \times 10^{-7}$
180,0	0,0	6,5103	0,0

Em vista dos resultados obtidos, consideramos que:

- os valores obtidos para o coeficiente $c(x)$ em (3.2.3.7), tornam desprezível o termo u^2 , já que a ordem para a vazão turbinada ao quadrado em Foz de Areia é 10^6 e para Capivari é 10^4 .
- os valores obtidos para o coeficiente $a(x)$ em (3.2.3.7), são praticamente nulos, para as duas usinas.
- pelos dois fatores anteriores e pelo fato que o coeficiente $b(x)$ em (3.2.3.7) tem valor significativo dada a ordem de grandeza de u (vazão turbinada), este coeficiente pode ser considerado como a produtividade da usina, para cada volume fixo.

BIBLIOGRAFIA

- [1] CEPEL/ELETROBRÁS, "Stochastic Dynamic Programming Models for the Operation of Hydrothermal Systems".
CEPEL Technical report nº 144/77.
- [2] PEREIRA, M.V. e PINTO, Maria Viana, "Operação Ótima de Reservatórios Interligados", CEPEL/ELETROBRÁS Relatório técnico 237/83.
- [3] PEREIRA, M.V. e PINTO, Maria Viana, "Application of Decomposition techniques to the Mid and Short-Term Scheduling of Hydrothermal Systems". CEPEL/ELETROBRÁS.
- [4] PEREIRA, M.V. e PINTO, Maria Viana, "A Decomposition Approach to the Economic Dispatch of Hydrothermal Systems", IEEE, vol. PAS-IDI, nº 10, october 1982.
- [5] ROSENTHAL, "A Nonlinear Network flow Algorithm for Maximization of benefits in a hydroelectric power systems", Operations Research, vol.29, nº4, pp.763-786, 1981.
- [6] PEREIRA, M.V.F. e PINTO, Maria Viana, "Operação ótima de sistemas de reservatórios interligados", Simpósio da Sociedade Brasileira de Pesquisa Operacional, pp. 112-113, 1984.
- [7] PEREIRA, M.V.F. e PINTO, Maria Viana, "Operation Planning of Large-Scale Hydroelectrical Systems", TIMS/ORSA Meeting, San Francisco, U.S.A., 1984.
- [8] PEREIRA, M.V.F. e PINTO, Maria Viana, "Pré-despacho para sistemas Hidrotérmicos", Relatório Técnico CEPEL, projeto 7190.
- [9] GCOI, "Metodologia e Critérios para Identificação e Programação das Modalidades de Intercâmbio Energéticos entre Empresas Controladas de Área", Relatório SCEN-GTMC/CEPIC - 07/83, Fevereiro 1983.
- [10] GCOI-SCO-CERP, "Reserva de Potência Operativa", Relatório SCO-CERP-01/81, Março de 1981.

- [11] GCOI, "Programa de Operação", Subcomitê de estudos Energéticos. SCEN-GTEN-S-SE-17/81, Novembro 1981.
- [12] GCOI, "Funções Atividades e Requisitos do Planejamento da Operação Energética", Subcomitê de estudos Energéticos. SCEN-GTMC-02/81, junho 1981.
- [13] GCOI, "Plano de Operação 1983", Subcomitê de estudos Energéticos". Parte 1, vol.1-2, SCEN-GTEN-SE-S 12/82, setembro 1982.
- [14] CEMIG, "Análise do Conceito Tarifário Introduzido pelo DNAEE a partir da Portaria 038, Relatório interno, 1983.
- [15] ELETROSUL, "Simulação Semanal de Sistemas", SISS, relatório interno/81.
- [16] CARDOSO, M., "Um Modelo de Programação Linear para a operação semanal de um parque hidroelétrico", Tese de Mestrado - FEC-UNICAMP, junho 1981.
- [17] ROCHA B., Maria Estela, "Decomposição em Programação Matemática via projeção - Análise e Aplicação". Tese de Mestrado - IMECC, Agosto 1982.
- [18] LYRA, C., "Otimização da escala de geração em sistemas de Potência Hidrotérmicos". Tese de Mestrado - FEC-UNICAMP, julho 1979.
- [19] LYRA, C., "Contribuição ao planejamento da produção de Energia em sistemas de Potência", Tese de doutorado - FEC-UNICAMP, Maio 1984.
- [20] OHISHI, T., "Operação de curto prazo em sistema hidrotérmicos: uma aplicação ao caso Brasileiro", relatório FAPESP, agosto 1981.
- [21] SOARES, S., "Programação Matemática de Grande Porte. Uma Aplicação a Sistemas Hidrotérmicos de Potência". Tese de doutorado - FEC-UNICAMP, outubro 1978.
- [22] HANSCOM, M., "The Operation of Large-Scale Hydro-thermal Power Systems: the medium and short-term scheduling problem", ELETROBRAS Advanced course, Rio de Janeiro, nov. 24-28, 1980.

- [23] OHISHI, T., "Aspectos da otimização da escala de geração em sistemas de potência hidrotérmicos", Tese de Mestrado, FEC-UNICAMP, 1981.
- [24] KOKOTOVICI, H., "Discrete Differential Dynamic Programming Approach to Water Resources Systems Optimization", Water Resources, April 1971.
- [25] CHRISTENSEN, G.S. , EL-HAWARY, M.E., "Optimal Economic Operation of Electric Power Systems", Academic Press, 1979.
- [26] LUENBERGER, D.G., "Introduction to Linear and Nonlinear Programming", Addison-Wesley, 1973.
- [27] SIMMONARD, M. "Programmation Linéaire; technique du calcul économique" 2 ed. vol.1 , Paris, Dunod, 1973.
- [28] BAZARAA, M. "Linear Programming and Network Flows", New York, J.Wiley, 1977.
- [29] LASDON, L.S., "Optimization Theory for Large Systems", MACMILLAN Series in Operations research, 1970.
- [30] SALKIN, H.M., "Integer Programming", Addison-Wesley Publishing Company, 1975.
- [31] SAKAROVITICH, M., "Notes on Linear Programming", Van Nostrand Reinhold Company, 1970.