

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS

PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE CURTO PRAZO EM SISTEMAS HIDRELÉTRICOS
DE POTÊNCIA POR MODELO DE FLUXO EM REDES

PABLO EDUARDO CUERVO FRANCO

Orientador:

Prof.Dr. Marcius Fabius H. Carvalho

Co-orientador:

Prof.Dr. Secundino Soares F.

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia de Campinas da Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de DOUTOR EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

- Outubro 1993 -

Este exemplar	final da tese
defendida	PABLO EDUARDO CUERVO
FRANCO	
Julgada em	18 10 93
	Marcius Fabius

*Aos meus pais, Pablo
e Carmenza*

*À M e i m e ,
companheira de
todas as horas*

A sabedoria não nos é dada; é preciso descobri-la por nós mesmos, depois de uma viagem que ninguém nos pode poupar ou fazer por nós.

Marcel Proust

AGRADECIMENTOS

A elaboração deste trabalho contou com a valiosa colaboração, em diversas formas, de amigos e colegas de profissão. Sem dúvida alguma, o espírito de colaboração do grupo de sistemas da UNICAMP (DENSIS), tanto de professores como de colegas de pós-graduação, na discussão construtiva dos temas referentes a este trabalho foi indispensável.

Contou com a constante presença de Marcius como mentor e orientador, tarefa desempenhada com extremo profissionalismo e confiança, e da Meime nas discussões em relação aos obstáculos surgidos e na tarefa de correção do texto. Foi importante a presença do Secundino com seu apoio e oportunas sugestões.

A utilização dos equipamentos computacionais do LEMOM no departamento de engenharia elétrica da universidade de Brasília - UnB foi possível graças ao apoio do colega Abdallha. No suporte computacional foi importante a presença de Walcir (DENSIS/UNICAMP) e dos colegas Moscoso e Joel (ENE/UnB).

A disposição de Takaaki nas discussões inerentes ao trabalho e de Anésio e Adriano na obtenção de dados e esclarecimento de algumas dúvidas foram importantes. Igualmente o colega Eurice, da UnB, se dispôs a discutir e colaborar em diversas oportunidades na solução de alguns problemas apresentados.

Foi importante também o apoio do colega Mauro, da UnB, de Elizabete no COSE da Marcia e dos colegas de pós-graduação Marinho, Gustavo, Cassio, Vitor, Flávio e Agripino da UNICAMP.

Contou com a presença amiga de Hermano e Débora, Toinho e Sueli, Anésio, Lorival e Luisa e Angela em Campinas.

Este trabalho contou parcialmente com apoio financeiro da FAPESP através do Projeto Temático de Equipe No. 90/8611-7.

RESUMO

Este trabalho trata da programação hidrotérmica de curto prazo para sistemas de geração predominantemente hidráulicos. A formulação do problema inclui a representação de restrições operacionais do sistema como o acoplamento hidráulico entre usinas em cascata e os limites de transmissão na rede elétrica. Para permitir a decomposição do problema em subproblemas hidráulico e elétrico, uma abordagem com penalidade linear-quadrática é utilizada forçando o acoplamento entre as variáveis elétricas e hidráulicas. Como resultado, a estrutura natural de fluxo em rede do problema é plenamente explorada através de algoritmos de fluxo em rede especializados. O modelo trabalha com análise multiobjetivo permitindo a possibilidade de definir vários cenários para facilitar o processo de decisão. Esta técnica foi testada em um subsistema de 440 KV pertencente ao principal sistema brasileiro interconectado .

ABSTRACT

This work is concerned with the Short-Term Hydrothermal Scheduling of hydro-dominated power systems. The problem formulation includes the representation of system operational constraints such as the hydraulic coupling between hydro plants in cascade and the transmission limits in the electric network. In order to allow the problem to be decomposed into hydraulic and electric subproblems, a linear-quadratic penalty approach is applied to enforce the coupling between hydro and electric variables. As a result, the natural network flow structure of the problem is fully exploited through special-purpose network flow algorithms. The model works with multiobjective analysis and allows the definition of several scenarios, necessary during the decision process. The technique has been tested in a 440 KV subsystem of the main interconnected Brazilian power system.

ÍNDICE

Capítulo I	Introdução	1
1.1.	Aspectos gerais da operação de sistemas de geração e transmissão de energia elétrica	1
1.1.1	Planejamento de Longo Prazo	3
1.1.2	Planejamento de Médio Prazo	4
1.1.3	Planejamento de Curto Prazo	5
1.1.4	Planejamento de Pré-Despacho	6
1.1.5	Atualização do Planejamento Integrado	7
1.2.	Estado da arte em estudos de planejamento de curto prazo	8
Capítulo II	Formulação	18
2.1.	Introdução	18
2.2.	Modelo de Planejamento de Curto Prazo	19
2.2.1.	Restrições Hidráulicas	19
2.2.2.	Restrição de Acoplamento Eléctro-Hidráulico	21
2.2.3.	Restrições Eléctricas	23
2.2.4.	Restrições de Intercâmbio	24
2.2.5.	Função Objectivo	25
2.2.6.	Apresentação do Modelo Completo	28
2.2.7.	Exemplo	30
Capítulo III	Algoritmo de Solução	39
3.1.	Introdução	39
3.2.	Estrutura Matricial	40
3.3.	Acoplamento Hidráulico-Eléctrico e Função de Penalidade	42

3.4. Algoritmo de Penalidade	49
3.5. Ajuste de Parâmetros	50
3.6. Valores Iniciais dos Parâmetros	52
3.7. Esquema Hierárquico de Solução	53
3.3. Técnica de Solução	41
3.3.1. Cálculo do Custo Reduzido	45
3.3.2. Atualização da Coluna não Básica	47
3.4. Comparação dos Procedimentos Simplex Convexo e Gradiente Reduzido	49
3.5. Busca Unidimensional	53
Capítulo IV Aproveitamento da Estrutura de Rede do Modelo	55
4.1. Introdução	55
4.2. Estrutura Matricial	56
4.3. Técnica de Solução	57
4.3.1. Cálculo do Custo Reduzido	60
4.3.2. Atualização da Coluna não Básica	62
4.4. Comparação dos Procedimentos Simplex Convexo e Gradiente Reduzido	65
4.5. Busca Unidimensional	70
Capítulo V Estrutura de Processamento	71
5.1. Introdução	71
5.2. Formação do Grafo	71
5.2.1. Representação da Rede Elétrica	71
5.2.1.1. Representação de Injeções, Cargas e Intercâmbios	73
5.2.1.2. Representação dos Laços da Rede Elétrica	73
5.2.2. Representação da Rede Hidráulica	74
5.3. Obtenção de uma Solução Inicial	75

5.3.1. Base Inicial para o Problema Elétrico	75
5.3.2. Base Inicial para o Problema Hidráulico	77
5.4. Diagrama de Blocos do Algoritmo de Otimização	78
5.5. Critérios de Convergência	80
 Capítulo VI Análise de Cenários	 83
6.1. Introdução	83
6.2. Descrição do Sistema Teste	83
6.2.1. Descrição do Sistema Elétrico	84
6.2.2. Sistema Hidráulico	88
6.3. Conjunto de Testes Realizados	89
6.3.1. Análise do exemplo EX.3.	91
6.3.2. Análise do exemplo EX.1.. . . .	95
6.3.3. Análise dos exemplos EX.5.,EX.6,EX.7.,EX.8. e EX.9. . . .	99
6.3.4. Comparação entre os exemplos EX.2., EX.3. e EX.4. . . .	106
6.4. Aspectos Computacionais	108
 Capítulo VII Comentários e Conclusões	 111
Linhas de Pesquisa	115
 Referências Bibliográficas	 116

LISTA DE SIMBOLOS

T	número de intervalos de discretização do horizonte
N_u	número de usinas hidroelétricas
H_j	conjunto de usinas a montante da usina j
τ_m	intervalos de tempo de atraso da água defluente pela usina m
V_j^t	volume do reservatório da usina j no intervalo t em (hm^3)
U_j^t	defluência da usina j no intervalo t em (hm^3)
Y_j^t	afluência ao reservatório da usina j no intervalo t em (hm^3)
u_j^t	vazão turbinada na usina j no intervalo t em (hm^3)
s_j^t	vazão vertida na usina j no intervalo t em (hm^3)
K_j	produtividade específica da usina j
$V_{min,j}$	volume mínimo operativo do reservatório da usina j em (hm^3)
$V_{max,j}$	volume máximo operativo do reservatório da usina j em (hm^3)
$U_{min,j}$	deplecionamento mínimo operativo da usina j em (hm^3) por intervalo
$U_{max,j}$	deplecionamento máximo operativo da usina j em (hm^3) por intervalo
VM_j	meta de volume prefixada pelo estudo de médio prazo para a usina j
p_j^t	potência ativa injetada à rede pela usina j no intervalo t em (MW)
J_j	conjunto de linhas de transmissão chegando à barra j
f_k^t	fluxo de potência ativa na linha de transmissão k , no intervalo t
N_R	número de barras (nós) da rede de transmissão
X_k	parâmetro de reatância da linha de transmissão k
Δ_l	conjunto de linhas de transmissão que compõem o laço (malha) l
L	número de laços (malhas) na rede de transmissão
$f_{max,k}$	limite de capacidade térmico ou de estabilidade na linha de transmissão k
N_l	número de linhas de transmissão
$p_{min,j}^t$	limite mínimo de potência ativa injetada pela usina j no intervalo t
$p_{max,j}^t$	limite máximo de potência ativa injetada pela usina j no intervalo t

C	conjunto de cargas do sistema
v	conjunto de usinas hidroelétricas com reservatório
r_j	parâmetro resistivo da linha de transmissão j
R	conjunto de linhas de transmissão
I	conjunto de injeções de potência ativa na rede de transmissão de natureza térmica e/ou intercâmbio
p^t	vetor de injeções de potência ativa no intervalo t
f^t	vetor de fluxos de potência ativa na rede de transmissão no intervalo t
V^t	vetor de volumes dos reservatórios no intervalo t
NB	No. total de nós do grafo = $N_R * T + N_u * T$
NL	No. total de laços da rede elétrica = $L * T$
NNB	No. de variáveis não básicas.
$\hat{A}$	matriz de restrições do problema PO.
A	matriz de incidência com restrições adicionais representando a rede elétrica e o sistema hidráulico.
E	matriz de restrições lineares de acoplamento eletrohidráulico.
e_j	restrição de acoplamento entre a geração da unidade j e sua correspondente injeção.
$e(\cdot)$	restrições não lineares de acoplamento.
$\nabla e'$	matriz transposta cujas componentes são as primeiras derivadas de e
x	vetor de variáveis do sistema
P_e^t	submatriz representando a rede elétrica com restrições adicionais no intervalo t .
A_h	submatriz de incidência representando o sistema hidráulico.
$\mathcal{L}$	conjunto cujos elementos satisfazem o problema PO relaxado.
Ω	conjunto cujos elementos satisfazem o problema PO.
ϵ	parâmetro de precisão.
μ	parâmetro de penalidade.
λ	variável dual associada à restrição $A \cdot x = 0$
ω	variável dual associada à restrição $e(x) = 0$
θ^u	variável dual associada à restrição $x \leq u$

θ'	variável dual associada à restrição $/\leq x$
$A(\cdot)$	conjunto de restrições ativas
$\mathcal{E}_-$	conjunto de restrições violadas negativamente.
$\mathcal{E}_+$	conjunto de restrições violadas positivamente.
η_1	parâmetro de ajuste.
η_2	parâmetro de ajuste.

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1. Aspectos gerais da operação de sistemas de geração e transmissão de energia elétrica

A necessidade de satisfazer centros consumidores de energia elétrica cada vez maiores, a partir de recursos e investimentos limitados, torna crescente a necessidade do gerenciamento racional dos recursos disponíveis. Este gerenciamento procura a confiabilidade e a economia no atendimento, evitando incorrer em vultosos investimentos. Para atingir estes objetivos é necessário planejar a operação do sistema de geração e transmissão.

A análise e formulação do problema de planejamento é bastante complexa devido a sua natureza dinâmica, multiplicidade de variáveis envolvidas, suas incertezas e interrelações.

1. O planejamento da operação do sistema hidrotérmico é de natureza dinâmica e decisões quanto a forma de operar adotadas no presente influenciam a forma de operar o sistema no futuro; ou seja, o planejamento da operação deve estabelecer um compromisso entre o uso da geração hidráulica e da geração de natureza térmica. Pode acontecer que a tentativa de economizar no presente, através da utilização da geração hidrelétrica, leve a incorrer em gastos indesejáveis no futuro devido ao uso intensivo de geração térmica ou ainda da necessidade de cortes de carga. Por outro lado, se políticas mais conservadoras em relação ao uso da geração hidráulica são adotadas, podem-se ter como resultado no futuro vertimentos das usinas hidrelétricas e, da mesma forma que na situação anterior, estabelecer uma operação pouco eficiente.

2. O planejamento da operação também tem características estocásticas dado que existem incertezas em relação às vazões afluentes aos reservatórios e em relação à carga a ser atendida.

3. O planejamento da operação tem características de grande dimensão. Veja-se por exemplo os dados do sistema interligado do sul-sudeste brasileiro que possui uma capacidade hidrelétrica instalada de quarenta e um GW distribuída em cinquenta e uma usinas com trinta e um reservatórios localizados em seis bacias. A principal delas, a bacia do rio Paraná, possui trinta e duas usinas hidrelétricas e dez reservatórios. A rede de transmissão do sistema CESP com quatro níveis de tensão está constituída de cento e vinte e nove barras, cento e oitenta e sete linhas de transmissão e vinte e seis transformadores.

As interrelações entre as variáveis do problema levam a funções não lineares, não separáveis e não diferenciáveis em todos os pontos que dificultam o tratamento matemático.

De acordo com os aspectos analisados acima, torna-se impraticável a tentativa de resolver o problema de planejamento de forma global. Por este fato o problema é

dividido em vários horizontes de análise: longo, médio , curto e pré-despacho. Cada um atua de forma hierárquica e interativa visando a obtenção de políticas de operação seguras e ao mesmo tempo econômicas. O grau de incerteza em algumas variáveis (vazões afluentes, carga, equipamento,etc.) do sistema de geração-transmissão no planejamento de longo prazo é bastante alto. É por esta razão que o detalhamento do sistema se torna pouco significativo nesta análise. Por outro lado, no problema de planejamento de curto prazo, a incerteza nas variáveis é bem menor; enquanto que o detalhamento de todas as características do sistema torna-se mais importante. Pode-se dizer, de forma geral, que a incerteza cresce na medida em que o horizonte de estudo se amplia e que o nível de detalhe do sistema aumenta na medida que o horizonte de estudo diminui [49].

A descrição de cada um dos estágios da cadeia de planejamento é feita supondo sistemas predominantemente hidráulicos, como é o caso do sistema brasileiro. Esta descrição é apresentada nas próximas seções.

1.1.1. Planejamento de Longo Prazo

Os estudos de planejamento da operação de longo prazo, em geral, estão caracterizados por analisar horizontes que cobrem a capacidade de regularização dos reservatórios (considerado pelo GCOI / ELETROBRAS como cinco anos) com discretização mensal. Nestes estudos o objetivo é estabelecer qual a participação da geração hidráulica, geração térmica e os intercâmbios de energia entre sistemas interligados hidráulica e eletricamente. As abordagens mais utilizadas consideram "modelos equivalentes" [3] aqueles que agregam o parque hidrelétrico de cada sistema num único reservatório de energia. Esta simplificação é válida uma vez que a precisão da representação individual de cada usina hidrelétrica perde sentido dada a incerteza das vazões afluentes. A composição do reservatório equivalente é feita transformando os

volumes de água de cada reservatório em energia através da sua produtividade acumulada (caso de reservatórios em cascata). Da mesma forma o histórico de vazões incrementais aos reservatórios pode ser transformado num histórico de energia afluenta ao sistema.

O planejamento de longo prazo é essencialmente um problema estocástico dadas as incertezas tanto das vazões afluentes como da carga a ser atendida. Este problema é tratado, em geral, por algoritmos de programação dinâmica estocástica, levando em consideração a correlação temporal da energia afluenta entre períodos [53]. A solução permite levantar curvas de custo esperado de operação em função da energia armazenada e que são utilizadas no planejamento de médio prazo.

1.1.2. Planejamento de Médio Prazo

Neste horizonte as incertezas em relação às vazões afluentes nos reservatórios e à carga do sistema são menores que no caso anterior. Nos modelos que estudam o planejamento da operação neste horizonte, a previsão de vazões é feita através de modelos de séries temporais ou modelos com redes neurais. O horizonte tratado em geral é de um ano com discretização semanal. Neste caso os sistemas hidráulico e térmico são considerados de forma individual. É considerado importante o aproveitamento adequado da capacidade de produção das usinas junto com a diversidade hidrológica disponível. O sistema hidráulico é descrito com todas as suas características operativas como : limites nas grandezas hidráulicas (volumes,turbinamentos,vertimentos,etc), função de geração das usinas hidrelétricas, tempos de atraso no percurso da água para usinas em cascata. A função de produção das usinas é uma função não-linear obtida a partir dos polinômios volume-altura dos reservatórios e vazão-nível de jusante das usinas.

As abordagens que se mostram mais eficientes na resolução deste horizonte têm como base a formulação do problema através de algoritmos de fluxo em redes [50]. Esta metodologia permite bastante agilidade de processamento e economia de memória computacional. A convergência do processo para este tipo de modelo pode ser acelerada partindo de soluções iniciais adequadas que levem em consideração características individuais de cada usina [14].

Na solução deste problema, obtida através de algoritmos de otimização, os custos marginais de operação tendem a se igualar dentro do horizonte de planejamento na medida em que não são atingidos os limites operacionais do sistema [49].

1.1.3. Planejamento de Curto Prazo

Este estudo engloba um horizonte semanal com discretização horária. As variáveis do sistema, neste caso, são consideradas determinísticas dado que o grau de incerteza é menor que nos outros estudos. O planejamento de médio prazo fornece metas de geração semanais que devem ser desagregadas em intervalos de hora no planejamento de curto prazo. O nível de detalhe do sistema aumenta devendo ser considerada a rede de transmissão, intercâmbios entre subsistemas e todas as características operativas das unidades de geração hidráulicas. O estudo de planejamento de curto prazo leva em conta simultaneamente aspectos energéticos, hidráulicos e elétricos do sistema, tornando-o um problema complexo.

No caso de sistemas predominantemente hidráulicos é possível fixar a operação das termelétricas na base; ou seja, o perfil de geração destas usinas pode ficar constante ou ser simplesmente pré-fixado ao longo da semana. Neste caso a programação da operação das unidades térmicas é decomposta num conjunto de problemas de despacho econômico independentes, que tenta igualar os custos marginais

de operação de cada unidade. Em sistemas com parcelas significativas de geração térmica em relação aos recursos energéticos disponíveis, alguns aspectos como custo de ligação das unidades térmicas e restrições relativas à tomada de carga e tempos de resfriamento constituem parte importante da programação da operação econômica. Neste caso, uma vez que nesses sistemas o parque termoeletrico é obrigado a colaborar no acompanhamento da curva diária de carga o despacho termoeletrico passa a ter características dinâmicas devido à necessidade da alocação ("unit commitment") destas unidades da forma mais econômica possível para o atendimento da curva de carga. Várias abordagens têm sido propostas para resolver este problema de características combinatórias [8],[52].

O planejamento de curto prazo é discutido com maior extensão na seção 1.2. dado que é neste contexto que o presente trabalho se situa.

1.1.4. Planejamento de Pré-Despacho

Na literatura existe uma separação tênue entre os estudos de curto prazo e pré-despacho pelo fato de existirem abordagens que satisfazem as características de um e outro planejamento simultaneamente. A análise do sistema no pré-despacho está concentrada na compatibilização das grandezas horárias de geração fornecidas no curto prazo com o despacho de geração em tempo real. Neste caso o nível dos reservatórios é considerado praticamente constante e a função de geração das usinas é aproximadamente linear com relação à variável vazão turbinada. O problema é determinístico, já que a previsão da carga tem pouca incerteza. Aqui a velocidade de processamento na obtenção de uma solução é essencial dado que a programação da operação é feita em tempo real. A formulação do problema de pré-despacho está voltada principalmente para o aspecto elétrico do sistema. São de muita utilidade algoritmos de fluxo de carga ótimo incluindo os fluxos ativos e reativos na rede e as injeções de

potência das usinas. Deve ser considerada também a reserva girante do sistema para permitir a flexibilidade do sistema no controle da frequência. A possível mutação na topologia da rede provocada por saídas forçadas de linhas deve também ser levada em conta.

Várias abordagens tratam este problema de forma incremental ([47], [29]) a partir de um ponto de operação conhecido, permitindo bastante agilidade de processamento dado que é aproveitada uma solução existente a qual é submetida a pequenas perturbações, o que facilita a utilização de modelos lineares.

1.1.5 Atualização do Planejamento Integrado

O conjunto de estudos de planejamento visa atender as necessidades dos consumidores em tempo real e ao mesmo tempo prever as consequências energéticas no longo prazo. Os níveis hierárquicos de planejamento permitem a transferência de informação das análises partindo do longo prazo e seguindo até os estudos de pré-despacho e vice-versa.

As soluções de cada estudo devem ser atualizadas continuamente dado que situações imprevistas, como por exemplo no caso do pré-despacho quando acontecem contingências na rede de transmissão ou saídas forçadas de equipamento, obrigam o não atendimento das metas do planejamento de curto prazo. Nestes casos este efeito deve ser transferido ao planejamento de curto e/ou médio prazo, cujas soluções devem ser atualizadas. Por outro lado, as previsões de vazões devem ser atualizadas frequentemente para estudos de médio prazo conforme seja a tendência da estação (seca ou úmida). Uma revisão na cadeia de planejamento evita o acúmulo de desvios da política de operação ótima, dadas as incertezas do sistema [53].

1.2. Estado da arte em estudos de planejamento de curto prazo.

O problema de planejamento de curto prazo tem sido objeto de estudo por parte de vários autores preocupados com a confiabilidade energética e elétrica em sistemas hidrotérmicos. Este problema torna-se complexo na medida que relaciona simultaneamente o aspecto energético, hidráulico e elétrico do sistema. As abordagens propostas variam em sua complexidade na medida que os modelos propostos tentam seguir detalhadamente as leis que governam o processo de geração-transmissão.

Alguns modelos destacam o aspecto hidráulico do problema, enquanto outros dão ênfase ao aspecto elétrico. Nos últimos anos têm sido apresentados modelos mais completos que abordam conjuntamente a parte hidráulica e elétrica. Outros aspectos que são levados em consideração nos estudos de curto prazo são os relativos à operação térmica, à confiabilidade elétrica, aos critérios de segurança e ambientais e às restrições operativas dos sistemas.

As modelagens propostas até o momento são testadas através de algoritmos computacionais que utilizam técnicas matemáticas variadas como Simulação, Programação Matemática e técnicas conjuntas de Simulação e Programação Matemática. A seguir são analisadas algumas das principais abordagens existentes na literatura e que estão diretamente relacionadas com o presente trabalho.

No trabalho de Johannesen e outros [33] foram adotadas técnicas de programação linear na utilização do algoritmo de fluxo em redes, fluxo de carga C.C., heurísticas e o algoritmo de partição de Benders, este último para a análise de contingências e redespacho. A modelagem deste trabalho trata, sob o ponto de vista hidráulico-energético, a função de geração das usinas hidrelétricas linearizadas por partes para cada altura líquida. Valoriza os volumes finais dos reservatórios através da

maximização da utilização econômica dos volumes de água disponíveis. Considera a compra e venda de energia através de intercâmbios e as restrições operativas do sistema. Do ponto de vista elétrico, leva em consideração a rede de transmissão de forma explícita e a ocorrência de contingências na rede. A metodologia propõe um processo de solução em dois estágios, num horizonte de quarenta e oito horas. No primeiro estágio é obtida uma solução ótima do problema de programação da geração com o sistema em condições normais de operação; ou seja, não são consideradas contingências nem saídas forçadas de linhas de transmissão. A rede elétrica é simplificada considerando um conjunto de barras regionais equivalentes e o intercâmbio de potência entre regiões é controlado por restrições de fluxo. No segundo estágio, o modelo elétrico é detalhado considerando a rede elétrica real. O objetivo neste caso é factibilizar a programação perto da solução ótima do estágio 1, ao mesmo tempo atender as restrições de segurança. Nos dois estágios o problema é decomposto em subproblema "hidráulico" e subproblema "elétrico". No primeiro estágio o subproblema "elétrico" possui uma rede elétrica simplificada por regiões e também considera as usinas hidrelétricas "isoladas" (que não pertencem às usinas posicionadas em forma de cascata). Com uma solução factível fornecida pelo subproblema "hidráulico" (usinas em cascata) é factibilizada a programação eletro-hidráulica (usinas isoladas e rede simplificada) utilizando um algoritmo de fluxo em redes generalizado. De outro lado, o subproblema "hidráulico" aproveita o vetor de custos marginais correspondente à potência injetada em cada subsistema (região), obtido no subproblema "elétrico", e otimiza o desempenho da geração das usinas das cascatas em torno de um ponto de operação. Para o segundo estágio, o subproblema elétrico trabalha com a rede original e considera um perfil de turbinagens conhecido, adotando produtividades constantes. Neste subproblema a otimização minimiza as importações e maximiza as exportações. A análise elétrica é feita em separado para cada intervalo de discretização. A análise de pós-contingência é feita através do algoritmo de Benders e existe a possibilidade de fazer o redespacho corretivo com usinas previamente estabelecidas. Neste estágio, o subproblema hidráulico trabalha com todas as usinas do sistema. Partindo do vetor de variáveis duais associado à restrição de balanço de potência do subproblema elétrico, determina a melhor política de

turbinagem das usinas em torno de um ponto de operação. Esta abordagem apresenta um dos modelos mais completos nesta área cobrindo os aspectos energéticos, hidráulicos, elétricos e de confiabilidade. No entanto, utiliza uma função de geração linearizada por partes. Por outro lado, a metodologia permite que existam maiores variações nas usinas fora da cascata, devido ao fato do subproblema "elétrico" considerar o balanço de potência total do sistema avaliando as variáveis do sistema hidráulico fora das cascatas em toda a faixa de operação; embora no subproblema "hidráulico" o tratamento das variáveis hidráulicas, como volume e descargas, é feito incrementalmente em torno de um ponto de operação. Estes incrementos são limitados inferior e superiormente por parâmetros a serem ajustados de acordo com os valores da função objetivo entre duas iterações sucessivas.

Um estudo interessante foi feito por Luo e outros [40] utilizando como ferramentas os seguintes algoritmos : fluxo de carga ótimo, fluxo de carga, algoritmo de fluxo em rede, algoritmo de busca unidimensional e equações de coordenação. O modelo considera horizonte diário com discretização horária, rede de transmissão com fluxos de potência ativo e reativo, limites operativos das unidades térmicas e limites das variáveis elétricas, função de geração das usinas hidrelétricas linear por partes para altura máxima e mínima (nos casos com alturas intermediárias é feita interpolação entre as duas curvas), variação da altura dos reservatórios linear em relação ao volume. Não é considerada a alocação das unidades térmicas ("unit commitment"). A metodologia seguida decompõe o problema num subproblema "térmico" e num subproblema hidráulico. O subproblema "térmico" leva em consideração a geração térmica e o sistema elétrico incluindo a rede de transmissão; neste caso o objetivo é minimizar os custos da operação térmica. No subproblema hidráulico, a operação do conjunto de usinas hidrelétricas é modelada via algoritmo de fluxo em redes; o objetivo deste subproblema é maximizar a produção de energia hidráulica. O subproblema térmico gera as variáveis duais associadas às restrições de balanço de potência do sistema, as quais são utilizadas na função objetivo do subproblema hidráulico; este último, por sua vez, fornece as injeções de potência ativa nas barras associadas às usinas hidrelétricas e que servem para atualizar o subproblema

térmico. Este procedimento tem problemas de oscilação entre as soluções de cada subproblema, por isso é feito um ajuste entre o custo de operação e as variáveis duais através de uma busca unidimensional entre as soluções dos dois subproblemas. A busca implica na avaliação do fluxo de carga ótimo em cada ponto para a verificação da factibilidade. Dado que esta avaliação é bastante pesada em termos computacionais, substitui-se em casos folgados (quando as variáveis elétricas dos fluxos estão afastadas dos limites de capacidade) pela solução da equação de coordenação que introduz pequenos erros e agiliza a convergência. Do ponto de vista elétrico e hidráulico, esta abordagem é bastante completa dentro do horizonte diário. Neste contexto, os autores não se preocupam com o aspecto energético da operação, tanto do ponto de vista de volumes armazenados como de intercâmbios. Este modelo satisfaz as necessidades do pré-despacho.

Em outro trabalho Habibollahzade e outros [29] utilizam algoritmos de fluxo em redes e o algoritmo de Zoutendijk [39] em dois estágios. No modelo é incluída a rede elétrica tratada através de um algoritmo de fluxo de carga ótimo formulado por arcos, permitindo a verificação explícita dos limites de fluxo nas linhas da rede (canalização das variáveis de fluxo). A operação do sistema hidráulico é representada por fluxo em rede e a função de geração das usinas hidrelétricas é aproximada utilizando produtividade constante. O horizonte de estudo é diário com discretização horária. Na metodologia utilizada são avaliados perdas ou ganhos de turbinamentos através das variáveis duais e eficiência das usinas, respectivamente. Utiliza modelo incremental para linearizar tanto a função objetivo como as restrições. O modelo linear é utilizado no primeiro estágio. No segundo estágio, com a boa solução inicial obtida no primeiro estágio (linearizada), é aplicado o algoritmo de Zoutendijk para funções não lineares. Este modelo representa detalhadamente o aspecto elétrico, faz aproximações no aspecto hidráulico, particularmente na função de geração. Não trata o aspecto energético.

No trabalho de Calderon e outros [11] é utilizada a técnica de programação paramétrica e as condições de otimalidade de Kuhn-Tucker. O modelo considera o

balanço de potência, as equações de continuidade da água, e produtividade constante das usinas hidrelétricas num horizonte diário e patamares de quatro horas. Apesar de não restritivas, considera alturas líquidas constantes para os reservatórios, não considera a existência de usinas em cascata, não considera perdas nas linhas de transmissão e não considera a rede de transmissão explicitamente. Fazendo estas simplificações, reduz o problema de programação da operação a um problema quadrático em função dos turbinamentos das unidades hidrelétricas. A metodologia utiliza o conjunto de restrições ativas parametrizadas em função dos turbinamentos. A idéia é partir da solução de um problema fácil de resolver (carga constante) e, através do ajuste iterativo do "parâmetro de continuação", chegar a uma curva de carga realista. Os pontos de quebra nas trajetórias ótimas do "parâmetro de continuação" indicam que alguma das variáveis do problema atingiu um dos seus limites.

No trabalho de Brännlund e outros [10] é utilizada a técnica de gradiente reduzido combinada com fluxo em rede com restrições adicionais. No modelo é considerado um horizonte diário com discretização horária, a alocação de unidades térmicas ("unit commitment"), limites de transmissão entre áreas, função de geração não linear (polinômio de 4o. grau em função da descarga), considera perda de carga nas usinas dependendo da localização dentro da cascata, altura proporcional ao volume dos reservatórios. Nas usinas térmicas, a função de custo da geração é linear e são impostas restrições em relação à tomada de carga. As restrições adicionais incluem limites de transmissão em função das usinas hidráulicas e atendimento da carga. A metodologia seguida utiliza dois subsistemas: hidráulico e térmico. Existe um coordenador destes subsistemas que utiliza a função de custo empregada na otimização do subsistema hidráulico (maximizando a produção hidráulica). Esta atualização é feita tendo disponível a programação térmica. O subsistema térmico é resolvido toda vez que a parcela de carga a ser atendida pelas unidades térmicas é modificada pelo resultado do subsistema hidráulico. No subsistema hidráulico é minimizada a função de custo atualizada pelo coordenador. Neste caso as usinas térmicas permanecem com um perfil fixo de operação. No subsistema térmico é minimizada a função de custo da operação das térmicas com

a geração hidráulica fixada. A decomposição feita é primal, evitando a instabilidade de convergência existente no caso dual. Este trabalho não leva em consideração a rede elétrica.

Os trabalhos de Pereira e outros [47] e de Ohishi e outros [45] consideram que no curto prazo não existe otimização hidráulica e tratam o problema de factibilizar as metas fixadas pelo planejamento de médio prazo levando em consideração a rede elétrica. Em [47] a técnica utilizada é a decomposição de Dantzig-Wolfe, onde os subproblemas empregam o algoritmo simplex. O modelo trata o problema de planejamento num horizonte semanal e discretização horária. Utiliza um modelo de fluxo de carga linearizado incremental levando em consideração as perdas na transmissão. A metodologia consiste em fazer inicialmente uma análise de factibilidade onde são eliminadas sobrecargas nas linhas através do redespacho dos geradores. É feito um "pré-despacho automático" que consiste na utilização do algoritmo de Dantzig-Wolfe para corrigir o desvio das metas semanais, caso elas sejam representativas, evitando também sobrecargas. Em [45], a técnica utilizada consiste de regras de simulação e algoritmo de fluxo em rede com aplicação do gradiente reduzido e utilizando projeção. O modelo trata o problema com horizonte semanal e discretização em patamares de quatro horas. A função de geração é não linear e leva em consideração os polinômios de altura/volume e altura/descarga. O modelo leva em consideração os tempos de atraso existentes entre usinas hidrelétricas em cascata e outras restrições hidráulicas como limites na variação das descargas, cavitação, etc. Considera as metas energéticas estabelecidas pelo planejamento de médio prazo e a rede elétrica através de fluxo de carga ótimo ativo. Na metodologia proposta é feita a minimização das perdas na rede elétrica apoiada na simulação hidráulica. Esta otimização opera conjuntamente com a simulação hidráulica e de forma sequencial para cada intervalo da discretização. Se no final do horizonte as metas energéticas não são cumpridas, o vetor multiplicador de Lagrange associado aos erros na obtenção das metas previstas é atualizado. A solução final é sub ótima do ponto de vista hidráulico.

No trabalho de Wu e outros [59] é utilizada a técnica de programação Dinâmica

e métodos heurísticos para a programação de curto prazo num horizonte semanal com discretização horária. O modelo considera a função de produção das usinas hidrelétricas aproximada através de interpolações. Também considera a alocação de unidades térmicas ("unit commitment") utilizando algoritmo de programação Dinâmica. A metodologia seguida determina que o acompanhamento da oscilação da curva de carga do sistema seja deixado para as usinas hidráulicas. É enfatizada a utilização de intercâmbios para permitir um comportamento "suave" do despacho térmico. A distribuição da energia disponível nos reservatórios é feita via método de "Peak Shaving" e envolve também o despacho econômico das unidades térmicas via multiplicadores de Lagrange. Aspectos energéticos relativos a metas de volumes ou descargas não são tratados e a rede elétrica não é levada em consideração.

Num outro trabalho Habibollahzade e outros [30] fazem um estudo comparativo entre um modelo de otimização e o procedimento heurístico de "Peak Shaving" para a programação diária da geração no sistema hidráulico de Ontário (Canadá). Os autores mostram respostas mais eficientes a partir do modelo de otimização. Este modelo utiliza como técnica básica o algoritmo de fluxo em redes com restrições adicionais [34]. O sistema hidráulico é modelado com estrutura de rede e o atendimento da reserva girante e a carga do sistema são incluídos nas restrições adicionais. O modelo utiliza uma função de geração linear por partes para as usinas hidrelétricas e também funções de geração não lineares. A metodologia estabelece um desacoplamento entre o sistema térmico e hidráulico. No sistema térmico são gerados valores marginais de geração, que são utilizados na função objetivo do problema hidráulico para maximizar sua produção. O sistema hidráulico fornece o perfil de gerações de cada unidade hidrelétrica para resolver o problema térmico. O problema térmico é resolvido estabelecendo padrões de geração entre as térmicas de forma a igualar os custos incrementais; desta forma são obtidas "tabelas de custos incrementais". O sistema hidráulico é resolvido utilizando uma extensão da técnica de Frank-Wolfe [39] que consiste em evitar o zig-zag nas iterações próximas da convergência através de uma busca unidimensional. A metodologia impõe uma otimização em dois estágios. No primeiro estágio a função de geração das usinas

hidrelétricas é considerada linear por partes. No segundo estágio são consideradas funções de geração não lineares para melhorar a qualidade da solução otimizada. Este modelo não leva em consideração a alocação térmica ("unit commitment") e também não é considerada a rede elétrica explicitamente.

Nos trabalhos de El-Hawary e outros [22] e Nanda e outros [44] é modelado o sistema elétrico de forma detalhada, enquanto que o sistema hidráulico é aproximado e as metas energéticas não são levadas em consideração. Em [22] é utilizada a técnica de Newton para resolver as equações de otimalidade do problema formulado. O modelo utiliza um algoritmo de fluxo de carga ótimo, aproxima a turbinagem como uma função quadrática da potência gerada, aproxima a geração hidráulica por valores constantes em relação ao volume e à duração do intervalo. A metodologia consiste em decompor o Jacobiano do sistema para facilitar o processo de solução. Em [44] é utilizado o algoritmo de otimalidade progressiva. O modelo inclui um fluxo de carga ótimo considerando injeções de potência ativa e reativa, usinas em cascata com tempos de atraso. A metodologia consiste em começar com trajetórias (curvas de volume) para cada reservatório obtendo as descargas das hidrelétricas e as correspondentes gerações (com produtividade constante). De posse das injeções de potência, calcula o fluxo de carga ótimo obtendo custos incrementais das gerações, os quais são utilizados para calcular fatores de peso para as gerações hidráulicas. A partir destes fatores muda pontualmente cada trajetória do volume de cada reservatório, verificando a factibilidade.

Representações detalhadas do sistema hidráulico têm sido consideradas em várias abordagens por Dahlin e outros [17] e El-Hawary e outros [20] utilizando o princípio do máximo, por Gagnon e outros [25] utilizando programação não linear, por Yang e outros [60] utilizando programação não linear e programação Dinâmica por aproximações sucessivas, por Wakamori e outros [57], Habibollahzade e outros [29], Merlin e outros [41] e Pinto e outros [48] utilizando algoritmos de fluxo em redes, por Turgeon e outros

[56], Amado e outros [2], Lee e outros [37] utilizando o algoritmo de otimalidade progressiva. Estes estudos não levam em consideração a modelagem do sistema de transmissão elétrico, portanto suas políticas de operação podem eventualmente ser ineficazes do ponto de vista da transmissão elétrica.

El-Hawary e outros [21] e Zaghlool e outros [61] modelam o problema hidráulico simplificado, fazendo a suposição de que as usinas hidrelétricas operam com altura líquida fixa. Em [21] são montadas as equações de coordenação do problema irrestrito (dualizando as restrições) e o sistema de equações é resolvido através do algoritmo de Powell. O modelo leva em conta as perdas de transmissão de forma global e a turbinagem como uma função quadrática da potência. Em [37] a metodologia é similar à anterior. O sistema de equações é resolvido utilizando um algoritmo de decomposição LU do Jacobiano. Nestes modelos não são levados em consideração os tempos de atraso no percurso da água quando existem usinas hidrelétricas em cascata.

O trabalho aqui desenvolvido situa-se dentro do conjunto de estudos que tratam o problema de planejamento da operação de curto prazo com horizonte semanal e discretização horária. A abordagem proposta neste âmbito sugere um modelo abrangente que leva em consideração o aspecto elétrico, hidráulico e energético. Para o problema elétrico é utilizado um algoritmo de fluxo de carga linearizado ativo em corrente contínua (c.c.) que leva em consideração as perdas resistivas no sistema de transmissão. No problema hidráulico é considerada a função de geração das usinas hidrelétricas de forma não linear, de acordo com os polinômios característicos de cada usina hidrelétrica. Para o problema energético são levados em consideração os intercâmbios do sistema e as metas previstas pelo modelo de médio prazo. A formulação permite obter vários cenários de análise do sistema através da disponibilidade de critérios. O modelo levando em consideração estes aspectos tem uma estrutura de fluxo em rede que trata

separadamente os problemas elétrico e hidráulico. Cada intervalo de discretização tem sua rede elétrica representada. O comportamento de cada problema elétrico e hidráulico é compatibilizado através de uma função de penalidade que atua na coordenação dos problemas elétrico e hidráulico. Esta coordenação consiste na minimização do erro entre a potência ativa injetada na rede e a potência gerada por cada usina em cada intervalo e garantida por um algoritmo de ajuste de penalidade que utiliza funções lineares quadráticas.

No capítulo II é formulado o problema de planejamento com restrições operativas, tanto hidráulicas como elétricas e energéticas. Esta formulação caracteriza um problema de otimização a ser resolvido por algoritmos de fluxo em redes. No capítulo III é analisada a característica de separabilidade do problema via algoritmo de penalidade e estabelecido um esquema hierárquico de processamento. No capítulo IV é apresentada uma técnica de solução que resolve um conjunto de subproblemas elétricos e hidráulicos desacoplados. No capítulo V são analisados alguns aspectos da implementação do algoritmo adotado em termos do modelo proposto. Estes aspectos englobam a estrutura de preparação automática dos dados de entrada, soluções iniciais e critérios de parada adotados. No capítulo VI é feita uma aplicação do modelo a uma parte do sistema brasileiro de geração-transmissão com os diferentes cenários de análise que o modelo permite. No capítulo VII são apresentadas as conclusões e comentários gerais.

CAPÍTULO II

FORMULAÇÃO

2.1. Introdução

A modelagem matemática do problema de planejamento da operação de sistemas geração-transmissão de curto prazo é uma arte que vem sendo tratada nestas últimas décadas com grande interesse devido a sua importância econômica e a necessidade de garantia de qualidade. O trabalho de modelagem é dificultado pela natureza complexa do problema quando se trata da utilização de algoritmos computacionais que retratem a realidade dos sistemas em estudo. Neste capítulo é equacionado e analisado o problema de planejamento da operação de curto prazo (operação semanal) de sistemas conjuntos de geração e transmissão de energia elétrica por uma proposta de modelagem que aproveita a característica da estrutura de rede do problema, tanto do sistema de geração quanto do sistema de transmissão.

Inicialmente são apresentadas as restrições hidráulicas da operação de curto prazo para sistemas de reservatórios em cascata; as restrições energéticas que acoplam o planejamento de curto ao de médio prazo (seção 2.2.1.) e as restrições

elétricas que representam o problema de transmissão dos fluxos através da rede elétrica (seção 2.2.2.).

Posteriormente é analisado o critério sob o qual é feito o planejamento; para isso são apresentadas em detalhe as parcelas que compõem a função objetivo do problema a ser otimizado (seção 2.2.3.).

O modelo completo proposto é apresentado na seção 2.2.4. e a estrutura da matriz de restrições para um exemplo ilustrativo é analisada na seção 2.2.5.. Esta estrutura apresenta particularidades que podem ser aproveitadas pelo processo de solução e que serão analisadas no próximo capítulo.

2.2. Modelo de Planejamento de Curto Prazo

2.2.1 Restrições Hidráulicas

O modelo matemático que representa as equações de balanço hidráulico para as unidades hidroelétricas entre os intervalos de tempo t e $t + 1$ é dado por

$$V_j^{t+1} = V_j^t + \sum_{m \in B_j} U_m^{t-\tau_m} + Y_j^t - U_j^t, \quad \begin{matrix} t = 1, \dots, T \\ j \in v \end{matrix} \quad (2.1)$$

As limitações física e operativa associadas aos volumes são levadas em consideração através das seguintes equações :

$$V_{\min j} \leq V_j^t \leq V_{\max j} , \quad \begin{matrix} t = 1, \dots, T \\ j \in v . \end{matrix} \quad (2.2.)$$

O limite físico associado à defluência é levado em consideração através das seguintes equações :

$$U_{\min j} \leq U_j^t \leq U_{\max j} , \quad \begin{matrix} t = 1, \dots, T \\ j \in v . \end{matrix} \quad (2.3.)$$

A equação (2.1.) relativa ao balanço de água pode ser interpretada como uma estrutura de fluxo em rede [50], onde os fluxos nos arcos representam as variáveis V_j^t e U_j^t e os nós (j,t) caracterizam cada unidade j no intervalo t . A figura (2.1) mostra um sistema hidráulico com três unidades acopladas em cascata e existindo um intervalo de atraso entre a unidade 2 e a unidade 3.

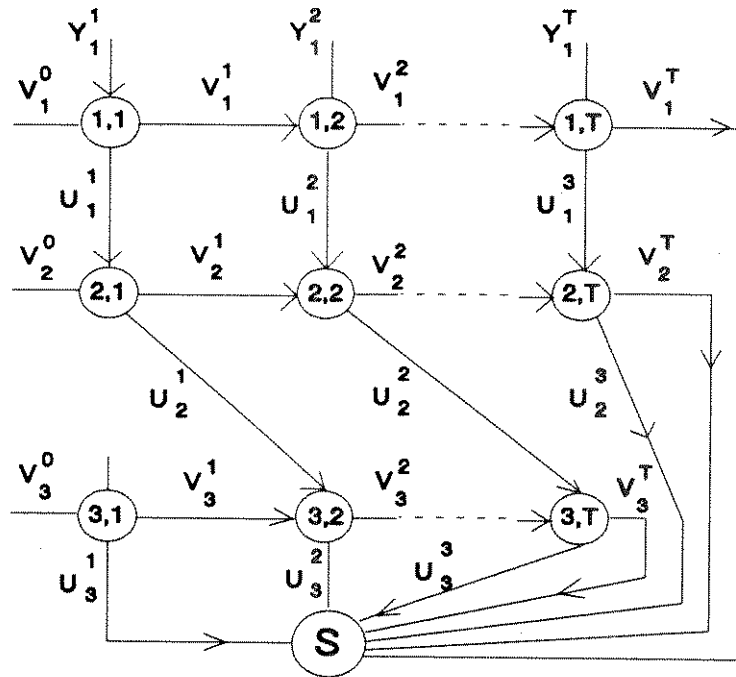


Figura 2.1. Sistema de reservatórios com estrutura de fluxo em rede.

O nó S é o nó de fechamento da rede. Como pode ser visto nesta estrutura de rede, as equações de capacidade (2.2.) e (2.3.) correspondem à capacidade dos respectivos arcos.

Esta interpretação do modelo hidráulico tem sido explorada eficientemente em sistemas de grande porte como, por exemplo, no caso brasileiro [14].

2.2.2. Restrição de Acoplamento Eletro-Hidráulico

A produção de energia elétrica é medida em termos da potência ativa injetada ao sistema de transmissão e está associada ao sistema hidráulico pela equação abaixo [20].

$$p_j^t = K_j \cdot [h_v(V_j^t) - h_u(U_j^t)] \cdot u_j^t , \quad \begin{matrix} t = 1, \dots, T \\ j \in v \end{matrix} \quad (2.5.)$$

onde

$h_v(V_j)$ é o polinômio que relaciona a altura (m) do reservatório j com o seu volume (hm^3) armazenado.

$h_u(U_j)$ é o polinômio que relaciona a altura (m) do canal de fuga com a vazão (m^3/s) defluente.

$$U_j = u_j + s_j$$

Sendo que

u_j é a vazão turbinada (m^3/s) ;

s_j é a vazão vertida (m^3/s) ;

$K_j = \eta_j \cdot \rho \cdot g$ é a produtividade específica ($\text{MW} / \text{m} \cdot \text{m}^3/\text{s}$)

sendo

η_j a eficiência do conjunto turbina-gerador ;

ρ a densidade da água em [kg/m³];

g a aceleração da gravidade em [m/s²].

A diferença [$h_v(V_j) - h_v(U_j)$] é importante na produção de energia. O valor de $h_v(V_j)$ num horizonte de curto prazo é praticamente constante para os reservatórios que possuem grande capacidade de regularização, enquanto que em reservatórios de porte reduzido este valor pode variar significativamente dependendo da operação realizada. O valor de $h_v(U_j)$ pode apresentar variações significativas para os dois tipos de unidades, mesmo num horizonte de curto prazo ou de operação diária.

Em alguns estudos [20] o efeito do atrito da água na tubulação, denominado comumente de "perda de carga (PC)", é considerado. Neste caso, a equação (2.3.) toma a seguinte forma:

$$p_j^t = K_j \cdot [h_v(V_j^t) - h_v(U_j^t) - PC_j] \cdot u_j^t , \quad \begin{matrix} t = 1, \dots, T \\ j \in v . \end{matrix} \quad (2.6.)$$

Em geral a equação (2.6) que relaciona a potência e vazão turbinada é complexa devido a natureza não linear existente nos polinômios.

Do ponto de vista energético, o planejamento da operação de curto prazo deve atender a metas fixadas pelo planejamento de médio prazo. Esta necessidade pode ser expressa em função dos volumes finais dos reservatórios do sistema. Dessa forma deve-se ter

$$V_j^T \geq VM_j, \quad j \in v \quad (2.7.)$$

onde, VM_j é o volume meta para o reservatório j .

2.2.3. Restrições Elétricas

A distribuição do fluxo de potência ativo na rede, integrando os centros de geração e os centros de consumo, deve satisfazer as leis de Kirchhoff de corrente e tensão. Em estudos de planejamento da operação é comum utilizar o modelo de fluxo de carga linearizado (fluxo de carga corrente contínua (cc), [42]) por ser uma ferramenta que permite com pouco esforço computacional analisar situações diferenciadas do sistema. Além disso esta técnica permite uma precisão aceitável para muitas aplicações, principalmente quando se analisam redes de alta tensão [42].

Neste modelo o perfil de tensões não interfere significativamente na distribuição dos fluxos. Em fases subsequentes ao estudo de planejamento, pode-se requerer maior nível de detalhe, como, por exemplo, análise dos reativos e variações de "taps" nos transformadores; neste caso, como as soluções do fluxo de carga c.c. podem apresentar-se inadequadas, utiliza-se algum dos métodos clássicos de fluxo de carga para a obtenção de uma solução exata [42].

Para cada intervalo de tempo t , o fluxo de carga cc pode ser representado pela lei de correntes

$$\sum_{k \in J_j} f_k^t = p_j^t, \quad j = 1, \dots, N_R. \quad (2.8.)$$

e a lei de tensão [42],

$$\sum_{k \in \Delta_l} X_k \cdot f_k^t = 0 \quad , \quad l = 1, \dots, L \quad . \quad (2.9.)$$

As linhas de transmissão têm limites de capacidade, representando restrições térmicas ou de estabilidade; logo,

$$-f_{\max_k}^t \leq f_k^t \leq f_{\max_k}^t \quad , \quad k = 1, \dots, N_l \quad . \quad (2.10.)$$

As injeções de potência ativa correspondentes a gerações ($p_j \geq 0$) e cargas ($p_j \leq 0$) têm limites de capacidade

$$p_{\min_j}^t \leq p_j^t \leq p_{\max_j}^t \quad , \quad j \in v \cup C \quad . \quad (2.11.)$$

2.2.4 Restrições de Intercâmbio

Aliada ao aspecto energético e elétrico está a interligação do sistema em estudo com sistemas vizinhos. Em determinados intervalos de discretização, existem trocas de potência dentro de limites de importação e/ou exportação previamente combinadas entre as concessionárias.

$$p_{\min_j}^t \leq p_j^t \leq p_{\max_j}^t \quad , \quad j \in I \quad . \quad (2.12.)$$

2.2.5. Função Objetivo

A função objetivo, a ser minimizada, é definida para cada intervalo de tempo por uma soma de funções da forma

$$F(p^t, f^t, V^t) = \phi_c^t + \phi_v^t + \phi_p^t + \phi_l^t, \quad t = 1, \dots, T. \quad (2.13.)$$

A função ϕ_c^t contempla as variáveis correspondentes às cargas do sistema na função objetivo, conforme equação abaixo.

$$\phi_c^t = \sum_{i \in C} \omega_{c_i} [\bar{p}_i^t - p_i^t]^q, \quad t = 1, \dots, T. \quad (2.14.)$$

onde,

$\bar{p}_i^t = p_{\max}^t$, é o valor da carga i no intervalo t ;

p_i^t é o valor do atendimento da carga i no intervalo t ;

ω_{c_i} é um fator de ponderação da carga i .

À constante q podem ser atribuídos valores 1 ou 2. Para $q=1$, e considerando fatores de ponderação da carga arbitrariamente grandes em relação aos demais objetivos, esta parcela da função objetivo permite o atendimento da carga em cada intervalo da discretização do horizonte de planejamento. Para $q=2$ e valores adequados de ω_{c_i} esta parcela garante uma solução com corte de carga uniforme. Neste caso a função é quadrática e tem a forma mostrada na figura 2.2. .

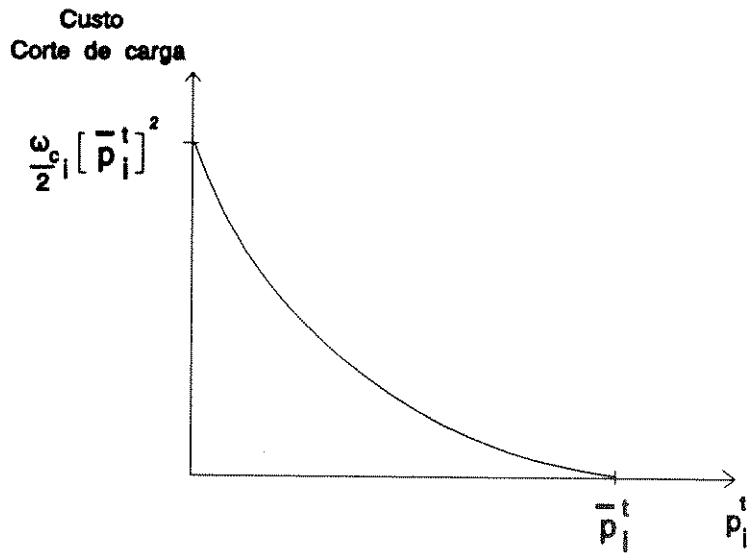


Figura 2.2. Função de Custo de Corte de Carga na barra i

A função ϕ_V^T relaciona as variáveis correspondentes aos volumes finais na função objetivo. Nela é feita uma ponderação dos volumes finais de água armazenada nos reservatórios, seja através da penalização dos volumes que estão abaixo da meta prefixada, ou da valorização dos que estão acima da meta prefixada, para o final do horizonte de planejamento.

$$\phi_V^T = \begin{cases} \frac{1}{2} \cdot \sum_{i \in v} \omega_{v_i} \left\{ \frac{V_i^T - VM_i}{\delta} \right\}^2 & \text{se } V_i^T \leq VM_i, \quad i \in v \\ - \sum_{i \in v} C_{v_i} \frac{(V_i^T - VM_i)}{\delta} & \text{se } V_i^T \geq VM_i, \quad i \in v \end{cases} \quad (2.15.)$$

onde ω_{v_i} e C_{v_i} são positivos e estão relacionados ao valor da água que é fornecido pelo planejamento de médio prazo. Estes fatores também servem para compatibilizar

a diferença de unidades entre grandezas hidráulicas e elétricas. O valor de δ pode ser $\delta = 1$ ou $\delta = VM_j$, no segundo caso os parâmetros de ponderação multiplicam a proporção da variação do volume de cada reservatório.

A função ϕ_p^t considera a existência de perdas resistivas na rede de transmissão em cada intervalo de discretização, na forma abaixo.

$$\phi_p^t = \frac{\omega_p}{2} \cdot \sum_{j \in R} r_j \cdot [f_j^t]^2, \quad t = 1, \dots, T. \quad (2.16.)$$

A função ϕ_i^t considera os custos de injeção térmica e de intercâmbios de potência com outros sistemas interligados dentro de cada intervalo da discretização através de funções quadráticas. A função pode ser genericamente descrita através da equação abaixo.

$$\phi_i^t = \sum_{l \in I} a_l \cdot p_l^t + \frac{1}{2} b_l \cdot [p_l^t]^2, \quad t = 1, \dots, T. \quad (2.17.)$$

No caso de i ser um ponto de intercâmbio, o fluxo p_l^t é considerado uma injeção ao sistema (importando), ou carga para o sistema (exportando), dependendo também do intervalo t considerado.

Os coeficientes em cada uma das parcelas da função objetivo possuem intrinsecamente fatores de conversão para a sua equalização.

A importância relativa entre cada parcela da função $F(\cdot)$ em (2.13.) depende do objetivo do decisor em cada estudo de planejamento específico. Assim, por

exemplo, como o atendimento da carga tem prioridade em relação às outras parcelas (objetivos), seu fator de ponderação, ω_{c_j} , deve ser estabelecido o suficientemente grande para dominar as outras parcelas. Uma vez a carga seja atendida a equação (2.14.) tem como efeito a anulação deste termo na função objetivo de forma que as outras parcelas tenham efeito na solução final.

De acordo com as definições anteriores a função $F(\cdot)$ em (2.13.) se caracteriza por ser convexa e separável no tempo. No entanto, devido a restrições hidráulicas, a separabilidade do problema não acontece.

2.2.6. Apresentação do Modelo Completo

Dado que tanto o modelo hidráulico como o modelo de fluxo de carga linearizado possuem estruturas de rede, a proposta é montar um modelo que incorpore os dois problemas anteriores numa rede conjunta. Com base neste fato, pode-se formular o seguinte Problema de Operação (PO) :

$$(PO) \quad \underset{s.a.}{\text{Minimizar}} \quad \sum_{t=1}^T F(p^t, f^t, V^t) \quad (2.18.)$$

$$\sum_{k \in J_j} f_k^t = p_j^t, \quad \begin{matrix} j = 1, \dots, N_R \\ t = 1, \dots, T \end{matrix} \quad (2.19.)$$

$$\sum_{k \in \Delta_l} x_k \cdot f_k^t = 0 \quad , \quad \begin{array}{l} l = 1, \dots, L \\ t = 1, \dots, T \end{array} \quad (2.20.)$$

$$V_j^{t+1} = V_j^t + \sum_{m \in H_j} U_m^{t-\tau_m} + Y_j^t - U_j^t \quad , \quad \begin{array}{l} t = 1, \dots, T \\ j \in v \end{array} \quad (2.21.)$$

$$p_j^t = K_j \cdot [h_v(V_j^t) - h_v(U_j^t)] \cdot u_j^t \quad , \quad \begin{array}{l} t = 1, \dots, T \\ j \in v \end{array} \quad (2.22.)$$

$$V_{\min_j} \leq V_j^t \leq V_{\max_j} \quad , \quad \begin{array}{l} t = 1, \dots, T \\ j \in v \end{array} \quad (2.23.)$$

$$U_{\min_j} \leq U_j^t \leq U_{\max_j} \quad , \quad \begin{array}{l} t = 1, \dots, T \\ j \in v \end{array} \quad (2.24.)$$

$$-f_{\max_k} \leq f_k^t \leq f_{\max_k} \quad , \quad \begin{array}{l} t = 1, \dots, T \\ k \in R \end{array} \quad (2.25.)$$

$$p_{\min_j}^t \leq p_j^t \leq p_{\max_j}^t \quad , \quad \begin{array}{l} t = 1, \dots, T \\ j \in v \cup C \cup I \end{array} \quad (2.26.)$$

$$V_j^T \geq VM_j \quad , \quad j \in v \quad (2.27.)$$

O modelo apresenta um problema de grande dimensão devido à necessidade de se explicitar a rede hidráulica e de transmissão para cada intervalo da discretização. Explorando a estrutura de rede do problema, esta formulação se beneficia do bom desempenho dos algoritmos de fluxo em rede, tanto do ponto de vista de armazenamento como também de eficiência computacional [32].

No capítulo III será analisada com detalhe a implementação do algoritmo utilizado na otimização do problema (PO).

2.2.7. Exemplo

A seguir são apresentados os diversos aspectos da modelagem proposta através de um exemplo de pequeno porte.

Considere o sistema da figura (2.3.),

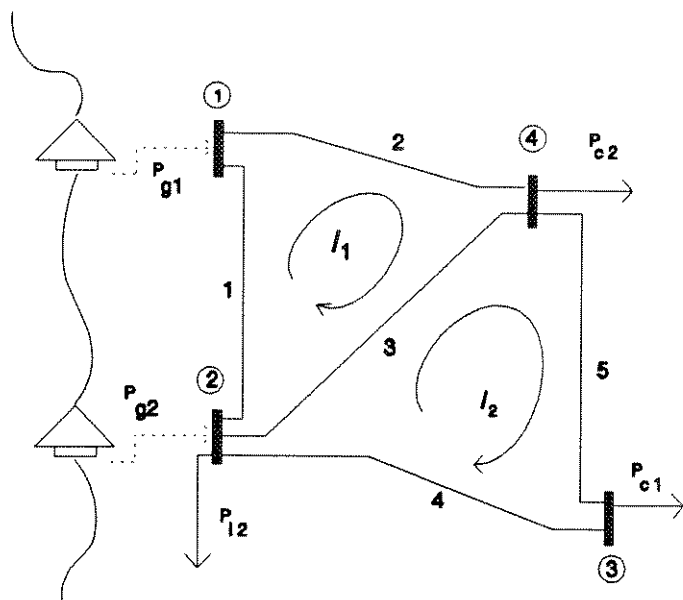


Figura 2.3.a. Sistema Geração - Transmissão

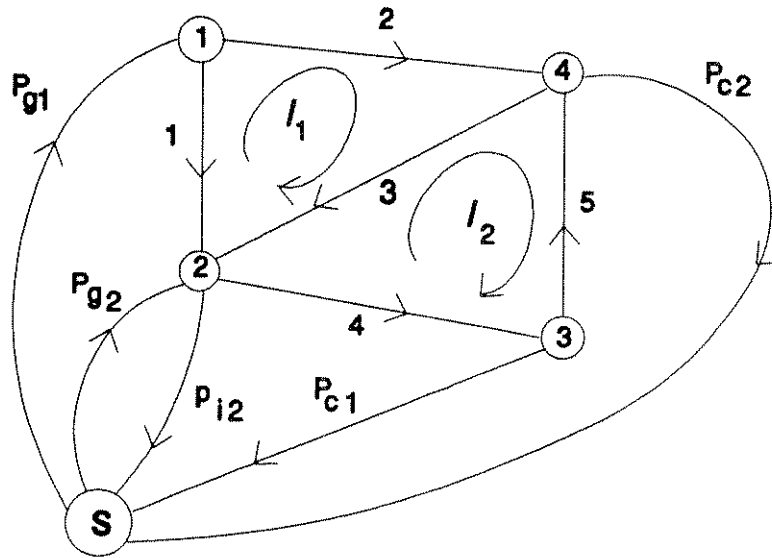


Figura 2.3.b. Grafo Equivalente

Na figura 2.3. P_{g1} e P_{g2} representam as injeções de potência das usinas hidráulicas, P_{c1} e P_{c2} representam as cargas do sistema e p_{i2} representa um ponto de intercâmbio (exportação) com um sistema vizinho.

A orientação dos arcos correspondentes à rede elétrica é arbitrária, podendo os fluxos assumirem qualquer sentido. A orientação dos laços também é arbitrária.

Considerando um horizonte de planejamento de $T=2$ intervalos, a função objetivo a ser minimizada neste sistema em particular é dada por :

$$F(\mathbf{p}^t, \mathbf{f}^t, \mathbf{V}^t) = \phi_c^t + \phi_v^T + \phi_p^t + \phi_f^t , \quad t= 1,2 . \quad (2.28.)$$

onde,

$$\phi_c^t = \omega_{c_1} \cdot (\bar{P}_{c1}^t - P_{c1}^t)^q + \omega_{c_2} \cdot (\bar{P}_{c2}^t - P_{c2}^t)^q, \quad t = 1, 2. \quad (2.29.)$$

$$\phi_v^T = \begin{cases} \frac{1}{2} \cdot \sum_{i=1}^2 \omega_{v_i} (V_i^T - VM_i)^2 & \text{se } V_i^T \leq VM_i, \quad i = 1, 2 \\ - \sum_{i=1}^2 C_{v_i} (V_i^T - VM_i) & \text{se } V_i^T \geq VM_i, \quad i = 1, 2. \end{cases} \quad (2.30.)$$

$$\phi_p^t = \frac{1}{2} \cdot \sum_{i=1}^5 r_i \cdot [f_i^t]^2, \quad t = 1, 2. \quad (2.31.)$$

$$\phi_l^t = a_2 \cdot P_{l2}^t + \frac{b_2}{2} \cdot [P_{l2}^t]^2, \quad t = 1, 2 \quad (2.32.)$$

As equações de balanço de fluxo nos nós são :

$$\begin{aligned}
f_1^t + f_2^t &= P_{g1}^t \\
-f_1^t + f_4^t - f_3^t &= -P_{12}^t + P_{g2}^t \\
-f_4^t + f_5^t &= -P_{c1}^t \\
-f_2^t + f_3^t - f_5^t &= -P_{c2}^t , \quad t = 1,2
\end{aligned} \tag{2.33.}$$

As equações de balanço de fluxo nos laços apresentam-se na forma

$$\begin{aligned}
-x_1 f_1^t + x_2 f_2^t + x_3 f_3^t &= 0 \\
-x_3 f_3^t - x_5 f_5^t - x_4 f_4^t &= 0 , \quad t = 1,2
\end{aligned} \tag{2.34.}$$

onde o coeficiente x_i é a reatância equivalente da linha de transmissão i .

As restrições hidráulicas são dadas por

$$\begin{aligned}
-V_1^{t+1} + V_1^t + U_1^t - Y_1^t &= 0 \\
-V_2^{t+1} + V_2^t + U_2^t - Y_2^t - U_1^t &= 0 , \quad t = 1,2
\end{aligned} \tag{2.35.}$$

Neste caso não existem intervalos de atraso no percurso da água entre a unidade 1 e a unidade 2. Além destas restrições, devem ser consideradas as limitações de capacidade tanto do sistema hidráulico como do sistema elétrico.

As restrições eletro-hidráulicas (2.22.) são :

$$p_i^t - K_i \cdot [h_v(V_i^t) - h_v(U_i^t)] \cdot u_i^t = 0 , \quad \begin{matrix} t=1,2 \\ , i=1,2 \end{matrix} \quad (2.36.)$$

A seguir é apresentada a representação matricial para o problema com o propósito de se discutir algumas características e particularidades que podem ser exploradas pelo método de solução. Para que esta representação matricial seja possível, e somente neste exemplo ilustrativo, define-se

$$p_i^t - K_i \cdot [h_v(V_i^t) - h_v(U_i^t)] \cdot u_i^t = p_i^t - K_i^t \cdot u_i^t = 0 , \quad \begin{matrix} t=1,2 \\ , i=1,2 \end{matrix} \quad (2.37)$$

onde

$$K_i^t \triangleq K_i \cdot [h_v(V_i^t) - h_v(U_i^t)] , \quad \begin{matrix} t=1,2 \\ , i=1,2 \end{matrix}$$

e sendo K_j^t considerada constante.

O vetor de variáveis e a matriz de restrições para dois intervalos de tempo é dada por

$$\hat{A} \cdot x = [A^1 : A^2] \cdot \begin{bmatrix} x^1 \\ \dots \\ x^2 \end{bmatrix} \quad (2.38.)$$

onde,

$$[X^1]^T = [t_1^1 \ t_2^1 \ t_3^1 \ t_4^1 \ t_5^1 \ P_{\theta 1}^1 \ P_{\theta 2}^1 \ P_{\theta 3}^1 \ P_{\theta 4}^1 \ P_{\theta 5}^1 : t_1^2 \ t_2^2 \ t_3^2 \ t_4^2 \ t_5^2 \ P_{\theta 1}^2 \ P_{\theta 2}^2 \ P_{\theta 3}^2 \ P_{\theta 4}^2 \ P_{\theta 5}^2]$$

[illegible]

e

$$[x^2]^T = [v_1^1 \ v_2^1 \ u_1^1 \ u_2^1 \ y_1^1 \ y_2^1 : v_1^2 \ v_2^2 \ u_1^2 \ u_2^2 \ y_1^2 \ y_2^2]$$

$$A^2 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & : & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & : & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & : & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & : & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & : & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & : & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & : & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & : & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & : & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & : & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & : & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 1 & 0 & 1 & : & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & : & -1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & : & 0 & -1 & -1 & 1 & 0 & 1 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & -K_1^1 & 0 & 0 & 0 & : & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -K_2^1 & 0 & 0 & : & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & : & 0 & 0 & -K_1^2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & : & 0 & 0 & 0 & -K_2^2 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Pode-se observar que a matriz de restrições do problema tem a seguinte estrutura :

$$\begin{bmatrix}
 A_o^1 & : & A_g^1 & : & & & & & \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & & & & & \\
 X^1 & : & 0 & : & & & & & \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \\
 & & & : & A_o^2 & : & A_g^2 & : & \\
 & & & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \\
 & & & : & X^2 & : & 0 & : & \\
 & & & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \\
 & & & & & & & : & A_h \\
 & & & & & & & : & \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \\
 & & & & & & & & E
 \end{bmatrix}
 \Delta
 \begin{bmatrix}
 P_o^1 & : & & & & & & & \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & & & & & \\
 & & : & P_o^2 & : & & & & \\
 & & \dots & \dots & \dots & \dots & & & \\
 & & & & & & : & A_h & \\
 & & & & & & & & E
 \end{bmatrix}
 \quad (2.39.)$$

onde,

- A_o^t corresponde à rede elétrica nos intervalos $t=1,2$;
- A_g^t corresponde às injeções hidráulicas, térmicas e de intercâmbio nos intervalos $t=1,2$;
- X é a matriz contendo os laços da rede elétrica ;
- P_o^1 e P_o^2 são as submatrizes da rede elétrica para os intervalos $t=1$ e $t=2$, respectivamente ;
- A_h é a matriz que identifica a rede hidráulica em todos os intervalos de discretização do horizonte.
- E é a matriz de restrições de acoplamento eletro-hidráulico, equações (2.37.). De forma mais precisa, embora não matricialmente, estas equações representam a equação (2.22.) que é um conjunto de restrições não lineares.

É importante destacar que, a menos da matriz de acoplamento eletro-hidráulica, os subproblemas elétricos são desacoplados no tempo e que o subproblema hidráulico é desacoplado dos subproblemas elétricos.

No próximo capítulo é apresentada a técnica de solução para o problema PO.

CAPÍTULO III

ALGORITMO DE SOLUÇÃO

3.1. Introdução

No capítulo anterior foi formulado o problema de planejamento da operação a curto prazo, PO, e através de um exemplo foram apresentadas algumas características da matriz de restrições.

Neste capítulo será apresentado o algoritmo de solução. Inicialmente é proposto o desacoplamento do problema PO em T subproblemas elétricos e um subproblema hidráulico através da consideração das restrições de acoplamento eletro-hidráulico por função de penalidade. No capítulo IV são então apresentados os algoritmos de solução de cada subproblema.

Tomando como base o trabalho de Zenios e outros [62] onde foi desenvolvido um algoritmo com função de penalidade para tratar problemas de multifluxo em redes que possuem também restrições adicionais (sem estrutura de rede), este capítulo o adapta para as condições do problema de planejamento.

Na seção 3.2. é definido o problema PO de forma matricial para facilitar a análise

das condições de otimalidade do problema PO quando é utilizada a penalidade.

Na seção 3.3., é mostrada a função de penalidade adotada e é feita a comparação das condições de otimalidade do problema original restrito e do problema com penalidade para se obter regras de atualização dos parâmetros.

Na seção 3.4., é descrito o algoritmo que resolve o problema PO através da utilização de função de penalização.

Na seção 3.5. e 3.6., é mostrado o procedimento adotado para a inicialização dos parâmetros da função de penalidade e para efetuar seu ajuste.

Na seção 3.7. é analisada a estrutura hierárquica de solução obtida através da decomposição do problema.

3.2. Estrutura Matricial

A matriz de restrições do problema PO tem a seguinte estrutura :

$$\hat{A} = \left[\begin{array}{cccccccccc} P^1_{\theta} & : & & & & & & & & \\ \dots & \dots & \dots & \dots & & & & & & \\ & & & P^2_{\theta} & : & & & & & \\ & & \dots & \dots & \dots & \dots & & & & \\ & & & & & \vdots & \backslash & \vdots & & \\ & & & & \dots & \dots & \dots & \dots & & \\ & & & & & & P^T_{\theta} & : & & \\ & & & & & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ & & & & & & & & \vdots & A_h \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ & & & & & & & & & E \end{array} \right]$$

$\Delta \left[\begin{array}{c} A \\ \dots \\ E \end{array} \right]$

(3.1.)

onde a matriz A é uma matriz de incidência com restrições adicionais que representa a rede elétrica em todos os intervalos e também a rede hidráulica. A matriz E representa o acoplamento hidráulico - elétrico com dimensão $(N_u \times T) \times (N_u \times T)$.

Para facilitar a exposição em relação à estruturação do algoritmo de penalidade torna-se necessário compactar a notação do modelo. Define-se o vetor de fluxo x dos arcos da rede completa (hidráulica e elétrica) para todos os intervalos de discretização; ou seja, x é o vetor que representa as variáveis do sistema. Desta forma as restrições (2.19.), (2.20.) e (2.21.) podem ser escritas matricialmente assim,

$$A \cdot x = 0 . \quad (3.2.)$$

O conjunto de equações de acoplamento (2.22.) pode ser escrito assim,

$$\theta(x) = 0 \quad (3.3.)$$

O conjunto de limites nos fluxos é :

$$l \leq x \leq u . \quad (3.4.)$$

Considerando a função $F(\cdot)$ em (2.13.) e de acordo com (3.2.), (3.3.) e (3.4.) pode-se formular o problema de operação restrito PO da seguinte forma :

$$(PO) \quad \text{Minimizar} \quad F(x) \quad (3.5.)$$

s.a.

$$A \cdot x = 0 \quad (3.6.)$$

$$\theta(x) = 0 \quad (3.7.)$$

$$l \leq x \leq u . \quad (3.8.)$$

3.3 Acoplamento Hidráulico - Elétrico e Função de Penalidade

O conjunto de restrições (3.7.) não permite que exista estrutura de rede no problema PO, além de serem restrições não lineares. A proposta aqui é resolver o problema PO relaxando estas restrições complicadoras (3.7.) de forma que sejam atendidas aproximadamente através da função objetivo via uma abordagem de penalidade que minimize os erros de acoplamento.

O conjunto de restrições não lineares de acoplamento elétrico-hidráulico representado pela equação (2.22) na formulação do problema PO pode ser tratado de forma aproximada por :

$$\theta_j^t = p_j^t - K_j \cdot [h_v(V_j^t) - h_u(U_j^t)] \cdot u_j^t , \quad t = 1, \dots, T \quad (3.9.)$$

$$j \in v.$$

Sendo θ_j^t , o erro de acoplamento elétrico-hidráulico na barra j, ou seja , a diferença entre a potência hidráulica gerada e a potência ativa absorvida na barra j. Na

medida que todos os erros tendem para zero as vazões turbinadas nas usinas representam as potências injetadas na rede elétrica e vice-versa.

Quando cada erro θ_j^t tende para zero tem-se,

$$p_j^t - K_j \cdot [h_v(V_j^t) - h_u(U_j^t)] \cdot u_j^t = 0, \quad \begin{matrix} t=1,\dots,T \\ j \in v. \end{matrix} \quad (3.10.)$$

Considerando que, θ_j é o erro de acoplamento da unidade geradora j para cada intervalo de discretização, pode-se estabelecer a seguinte função de penalidade [62],

$$\phi_j = \begin{cases} -\theta_j - \frac{\epsilon}{2} & , \text{ se } \theta_j \leq -\epsilon \\ \frac{1}{2\epsilon} \theta_j^2 & , \text{ se } -\epsilon \leq \theta_j \leq \epsilon \\ \theta_j - \frac{\epsilon}{2} & , \text{ se } \theta_j \geq \epsilon \end{cases} \quad (3.11.)$$

Esta função é uma vez continuamente diferenciável e é chamada de função de penalidade suave (Bertsekas [7]). O parâmetro ϵ é a precisão a ser ajustada. A figura 3.1. mostra a função ϕ_j .

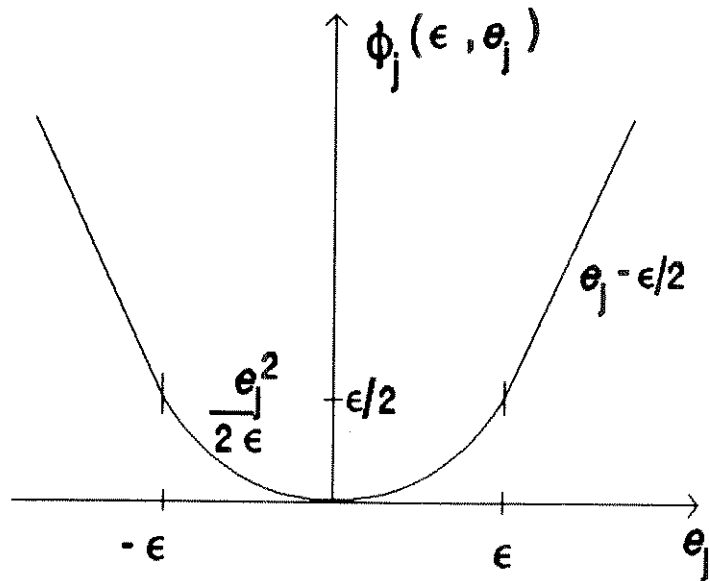


Figura 3.1. Função de Penalidade

Definindo o conjunto,

$$\mathcal{S} = \{ x / A \cdot x = 0, l \leq x \leq u \}.$$

O problema (PO) relaxado (com penalidade suave) pode ser escrito da seguinte forma,

$$(POR) \quad \underset{x \in \mathcal{S}}{\text{Minimizar}} \quad \bar{F}(x) = F(x) + \mu \sum_{j \in v} \phi_j(\epsilon, \theta_j(x)).$$

Onde μ é um número real positivo.

A seguir será analisada a relação entre uma solução ótima do problema restrito

(PO) e uma solução ótima do problema relaxado (POR) que é ϵ - exata.

Associando os multiplicadores de Lagrange :

λ com as restrições $A \cdot x = 0$;

ω com as restrições $e(x) = 0$;

$\theta'', \theta' \geq 0$ com as restrições $l \leq x \leq u$.

Chamando g o vetor cujas componentes são as derivadas parciais de F , e ∇e a matriz das primeiras derivadas das funções $e(x)$, as condições de otimalidade de primeira ordem para o problema (PO) são :

$$g(x) + A'\lambda + \nabla e(x)'\omega + \theta'' - \theta' = 0 \quad (3.12.)$$

$$A \cdot x = 0 \quad (3.13.)$$

$$e(x) = 0 \quad (3.14.)$$

$$l \leq x \leq u \quad (3.15.)$$

$$\theta'' \geq 0 \quad , \quad \theta' \geq 0 \quad (3.16.)$$

$$\omega e(x) = 0 \quad (3.17.)$$

$$\theta''(x - u) = 0 \quad (3.18.)$$

$$\theta'(x - l) = 0 \quad (3.19.)$$

Para comparar estas condições com as condições de otimalidade do problema (POR) ϵ -exato, associa-se λ_ϵ às restrições $A \cdot x = 0$ e $\theta''_\epsilon, \theta'_\epsilon \geq 0$ às restrições $l \leq x \leq u$

no problema (POR), neste caso tem-se,

$$g(x) + \mu \sum_{j \in v} \nabla \phi(\epsilon, \theta_j) + A' \lambda_\epsilon + \theta_\epsilon^u - \theta_\epsilon^l = 0 \quad (3.20.)$$

$$A \cdot x = 0 \quad (3.21.)$$

$$l \leq x \leq u \quad (3.22.)$$

$$\theta_\epsilon^u(x - u) = 0 \quad (3.23.)$$

$$\theta_\epsilon^l(x - l) = 0 \quad (3.24.)$$

$$\theta_\epsilon^u \geq 0, \quad \theta_\epsilon^l \geq 0 \quad (3.25.)$$

Definindo o conjunto de restrições ativas,

$$A(x) = \{ j / -\epsilon \leq \theta_j \leq \epsilon \}$$

e os conjuntos de restrições violadas,

$$\mathcal{E}_-(x) = \{ j / \theta_j < -\epsilon \} \quad ; \quad \mathcal{E}_+(x) = \{ j / \theta_j > \epsilon \} .$$

A condição (3.20.) se reduz a :

$$\begin{aligned}
g(x_\epsilon) + \frac{\mu}{\epsilon} \sum_{j \in A(x_\epsilon)} \theta_j(x_\epsilon) \nabla \theta_j(x_\epsilon)' + \mu \sum_{j \in \mathcal{Z}_+(x_\epsilon)} \nabla \theta_j(x_\epsilon)' + \\
- \mu \sum_{j \in \mathcal{Z}_-(x_\epsilon)} \nabla \theta_j(x_\epsilon)' + A' \lambda_\epsilon + \theta_\epsilon'' - \theta_\epsilon' = 0
\end{aligned} \tag{3.26.}$$

Onde x_ϵ é a solução para as condições de otimalidade do problema (POR) e $\nabla \theta_j'$ é o vetor transposto correspondente à linha j da matriz $\nabla \theta$.

Definindo,

$$(\omega_\epsilon)_j = \begin{cases} \mu & , \text{ se } j \in \mathcal{Z}_+(x_\epsilon) \\ \frac{\mu(\theta_j(x_\epsilon))}{\epsilon} & , \text{ se } j \in A(x_\epsilon) \\ -\mu & , \text{ se } j \in \mathcal{Z}_-(x_\epsilon) \end{cases} \tag{3.27.}$$

temos então que,

$$g(x_\epsilon) + A' \lambda_\epsilon + \nabla \theta(x_\epsilon)' \omega_\epsilon + \theta_\epsilon'' - \theta_\epsilon' = 0 \quad . \tag{3.28.}$$

Esta expressão lembra as condições de Kuhn - Tucker (3.12.) do problema original (PO).

A solução x_ϵ para o problema de penalidade ϵ -exato e os multiplicadores $\omega_\epsilon, \lambda_\epsilon, \theta_\epsilon^u, \theta_\epsilon^l$ satisfazem as condições (3.12.), (3.13.), (3.15.), (3.16.), (3.18.) e (3.19.) do problema original (PO). A otimalidade do problema (PO) seria garantida se existisse factibilidade primal; ou seja, $\theta(x_\epsilon) = 0$ (equação (3.14.)) e folgas complementares; ou seja, $\omega_\epsilon \theta(x_\epsilon) = 0$ (equação (3.17.)).

A solução do problema (POR) é considerada satisfatória se x_ϵ satisfaz (3.21.) a (3.25.) que é ϵ -factível; ou seja, $\mathcal{E}(x_\epsilon) = \emptyset$ (onde $\mathcal{E} = \mathcal{E}_+ \cup \mathcal{E}_-$), portanto $\theta(x_\epsilon) \leq \epsilon$ e se "quase" satisfaz a folga complementar (equação (3.17.)). Dado que, por construção, $\omega_\epsilon \geq 0$, uma condição de ϵ -otimalidade é,

$$\theta(x_\epsilon) \leq \epsilon \quad (\epsilon - \text{factibilidade})$$

que implica (pela definição de ω_ϵ),

$$\omega_\epsilon(\theta(x_\epsilon)) \leq \mu\epsilon \quad (\epsilon - \text{complementaridade})$$

Para um ϵ suficientemente pequeno, $\mu\epsilon$ será pequeno. Esta solução é chamada de ϵ -ótima para o problema (PO). A análise anterior dá uma ideia de como os dois parâmetros principais devem ser ajustados iterativamente dentro de um algoritmo para resolver o problema (POR). Primeiro, ϵ deve começar relativamente grande e deve ser diminuído tal que $\mu\epsilon$ termine sendo um erro aceitável para a complementaridade. Caso nenhuma restrição seja violada; ou seja, $\mathcal{E}(x_\epsilon) = \emptyset$ então deixe μ inalterado. Se ao menos uma restrição é violada incremente μ de acordo com a formula,

$$\mu = \max_j \left\{ \frac{\mu(\theta_j(x_e))}{\epsilon} \right\}$$

3.4. Algoritmo de Penalidade

A utilização da penalidade suave para eliminar as restrições adicionais (3.9.) leva a pensar o seguinte algoritmo :

PASSO 0

Inicialização.

Encontre uma solução factível inicial para o problema relaxado,

(*POR*) *Minimizar* $F(x)$

s.a.

$$A \cdot x = 0$$

$$l \leq x \leq u .$$

Isto equivale a dizer que o problema elétrico e o problema hidráulico vão ser otimizados separadamente. A solução inicial mais conveniente para a rede elétrica é fazer todos os fluxos iguais a zero (sem carregamento). Para a rede hidráulica se têm várias opções [14], uma delas é partir com uma base inicial com as unidades trabalhando a fio d'água; ou seja, as turbinagens fazendo parte da base inicial. Outra opção é partir com uma base formada pelos volumes dos reservatórios. Ainda outra opção é partir com uma base mista das anteriores, seleccionando apropriadamente os tipos de reservatórios envolvidos.

Faça $k = 0$, seja x^0 a solução ótima deste problema relaxado e considerando o conjunto,

$$\Omega = \{ x / x \in \mathcal{Q} , \theta(x) = 0 \} ,$$

se $x^0 \in \Omega$ pare. Caso contrário escolha $\mu^0 > 0$, $\epsilon^0 > 0$, vá ao passo 1.

PASSO 1

Utilizando a violação $\theta_j = p_j - k_j[h(v_j) - h(U_j)]u_j$ para todo j como ponto de partida para a avaliação da função de penalidade, resolva o problema,

$$(POR) \text{ Minimizar } \bar{F}_{\mu, \epsilon}(x) = F(x) + \mu \sum_{j \in v} \phi_j(\epsilon, \theta_j(x)) .$$

$x \in \mathcal{Q}$

Seja x_k^* a solução ótima obtida através da utilização do algoritmo de Fluxo em Redes com Restrições Lineares Adicionais (FRRLA) (a ser estudado no próximo capítulo).

PASSO 2

Se x_k^* satisfaz o critério de parada, termine.

Caso contrário, faça $x_{k+1} = x_k^*$, atualize os parâmetros de penalidade μ e ϵ , faça $k = k+1$ e vá ao passo 1.

3.5. Ajuste de Parâmetros

Suponha que $x_k \in \mathcal{Q}$, μ_k e ϵ_k são obtidos na iteração k do algoritmo de penalidade. Seja também $\theta_k = p_k - k_k[h(v_k) - h(U_k)]u_k$. A solução x_k é obtida no final da iteração k . Esta iteração termina ϵ_k -factível se o conjunto de índices de restrições violadas $\mathcal{Z}(x_k)$ está vazio.

Podem ser distinguidos dois casos para a atualização dos parâmetros :

CASO 1.

Se $\mathcal{E}(x_\epsilon) = \emptyset$, esta é uma indicação de que a magnitude do parâmetro de penalidade μ foi adequada na iteração anterior dado que a ϵ -factibilidade foi atingida. Neste caso a tolerância de infactibilidade ϵ deve ser reduzida.

CASO 2.

Se $\mathcal{E}(x_\epsilon) \neq \emptyset$, a solução atual não é ϵ -factível, indica que o parâmetro de penalidade μ deve ser aumentado. Uma possível escolha para se fazer este incremento é fazê-lo proporcionalmente ao grau de infactibilidade. Seja $\gamma = \eta \epsilon_k$ o grau de infactibilidade requerido, onde $\eta \in (0,1]$. Considere a seguinte equação de atualização,

$$\mu^{k+1} = \mu^k \frac{\theta_j(x_\epsilon)}{\gamma}$$

ou

$$\mu^{k+1} = \mu^k \frac{\theta_j(x_\epsilon)}{\eta \epsilon_k}$$

considerando os vários elementos do conjunto de infactibilidade, a atualização é,

$$\mu^{k+1} = \frac{\mu^k}{\eta \epsilon_k} \max_{j \in \mathcal{Z}(x_k)} \theta_j(x_k) .$$

Em resumo o procedimento de atualização é,

Escolha $\eta_1, \eta_2 \in (0, 1]$

se $\mathcal{Z}(x_k) = \emptyset$

$$\epsilon_{k+1} = \max\{ \epsilon_{\min}, \eta_1 \epsilon_k \}$$

caso contrário,

$$\mu^{k+1} = \frac{\mu^k}{\eta_2 \epsilon_k} \max_{j \in \mathcal{Z}(x_k)} \theta_j(x_k)$$

Onde $\epsilon_{\min}$ é a tolerância apropriada que finalmente se deseja.

3.6. Valores Iniciais dos Parâmetros

Para μ o valor máximo absoluto dos coeficientes da função objetivo é uma boa escolha.

Para ϵ uma escolha razoável é um valor igual a uma fração da maior violação das restrições; ou seja, dentro do intervalo $(0, \max_{j \in \mathcal{Z}(x^0)} \theta_j)$.

O valor dos parâmetros η_1 e η_2 foram $\eta_1=0.5$ e $\eta_2=0.9$ como sugerido em [62], para a maioria dos testes. Estes valores garantiram uma convergência mais eficiente.

3.7. Esquema Hierárquico de Solução

A partir da abordagem de decomposição resulta uma estrutura hierárquica para resolver o problema PO, como é mostrado na figura 3.2. . O coordenador é responsável pela tarefa de atender as restrições de acoplamento eletrohidráulico. Neste nível são verificados os erros de acoplamento (3.9.) e atualizados os parâmetros de acordo com o algoritmo descrito na seção 3.4..

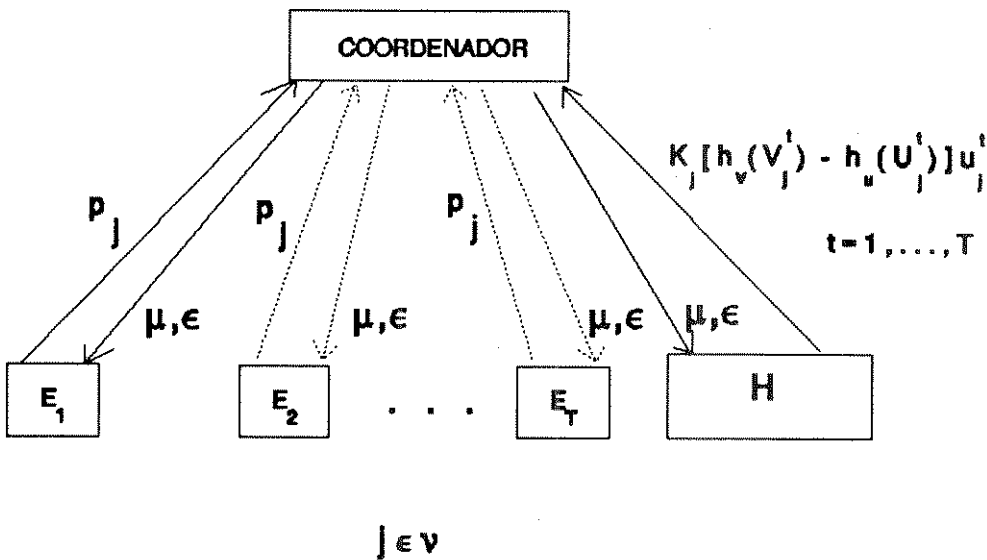


Figura 3.2. Esquema Hierárquico

Cada subproblema elétrico fornece valores de potência ativa que devem ser injetados na rede de transmissão. O subproblema hidráulico fornece os valores de potência ativa gerada pelas usinas hidroelétricas de acordo com suas características operativas.

Cada subproblema elétrico tem a estrutura de um problema de fluxo com restrições adicionais, e pode ser resolvido por um algoritmo específico de redes. O subproblema hidráulico tem uma estrutura de fluxo em rede e pode também ser resolvido por um algoritmo especialmente projetado para aproveitar esta estrutura particular. A solução dos dois tipos de subproblemas é estudada no capítulo IV.

CAPÍTULO IV

APROVEITAMENTO DA ESTRUTURA DE REDE DO MODELO

4.1. Introdução

Este capítulo apresenta o procedimento de solução dos subproblemas que compõem o problema de operação (PO) quando é feita a decomposição estudada no capítulo anterior . O procedimento aproveita a estrutura particular do problema utilizando técnica de armazenamento compacto e o emprego exclusivo de vetores para os cálculos dentro do processo iterativo.

Inicialmente é estudada a estrutura da matriz de restrições do problema (PO) destacando a separabilidade entre os problemas elétrico e hidráulico (seção 4.2.). A seguir, o algoritmo de otimização, juntamente com sua adaptação ao problema de planejamento multi-estágio, é analisado (seção 4.3.). Na seção 4.4. é apresentado um estudo comparativo de alguns dos algoritmos que podem ser utilizados eficientemente para resolver o problema (PO). Por fim, é mostrado o algoritmo de busca unidimensional adotado no processo de otimização (seção 4.5.).

4.2 Formulação Matricial

De acordo com o capítulo anterior a matriz de restrições do problema (PO) possui estrutura de blocos diagonais que representam tanto os subproblemas elétricos como o problema hidráulico.

As restrições de acoplamento elétrico-hidráulico caracterizadas pela submatriz E dificultam a solução direta do problema (PO), tanto por sua não linearidade como por não preservar a estrutura de rede das demais restrições do problema. Por este motivo as restrições complicantes são tratadas de forma indireta através da função objetivo como foi visto no capítulo anterior. Esta manipulação deixa a estrutura da matriz de restrições resultante como mostra a equação (4.1.).

$$A = \begin{bmatrix} P_e^1 & : & & & & & \\ \dots & \dots & \dots & \dots & & & \\ & & : & P_e^2 & : & & \\ & \dots & \dots & \dots & \dots & & \\ & & & & : & \sim & : \\ & & & & \dots & \dots & \dots & \dots \\ & & & & & & : & P_e^T & : \\ & & & & & & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ & & & & & & & & & : & A_h \\ & & & & & & & & & & : \end{bmatrix} \quad (4.1.)$$

Destaca-se aqui o desacoplamento existente entre os T problemas elétricos e o problema hidráulico. A solução do problema hidráulico é feita via algoritmo de fluxo em rede, enquanto que a solução dos problemas elétricos é feita via algoritmo de fluxo com

restrições adicionais. O acoplamento entre os dois problemas ocorre na função objetivo através da minimização do erro entre a potência gerada na rede hidráulica e a potência injetada na rede elétrica. A somatória dos erros quadráticos representa uma das parcelas que compõem a função objetivo.

4.3. Técnica de Solução

Um dos algoritmos de otimização que se adapta bem à formulação proposta no capítulo II é o algoritmo de fluxo em redes com restrições lineares adicionais [32]. A seguir é apresentado este procedimento para o modelo proposto.

Estuda-se aqui a estrutura de base utilizada pelo algoritmo e as atualizações requeridas no processo iterativo. A matriz de restrições A , em (4.1.), possui posto completo igual a $(NB + NL)$. Desta forma, qualquer base $\bar{B}$ do espaço das colunas da matriz está composta de $(NB + NL)$ colunas linearmente independentes da seguinte forma:

$$\bar{B} = \begin{bmatrix} B & : & C \\ \dots & \dots & \dots \\ D & : & F \end{bmatrix} \quad (4.2.)$$

onde,

B é uma submatriz de incidência de dimensão $NB \times NB$ que corresponde á árvore geradora do grafo (redes elétricas + sistema hidráulico) ;

C é uma submatriz de incidência de dimensão $NB \times NL$;

D é uma submatriz de dimensão $NL \times NB$;

F é uma submatriz de dimensão $NL \times NL$.

As NB variáveis associadas a B e D são chamadas de variáveis chaves. Esta denominação é dada às variáveis básicas influenciando diretamente na árvore geradora da rede.

As NL variáveis associadas a C e F são chamadas de variáveis não-chaves. Esta denominação é dada às variáveis básicas diretamente relacionadas às restrições adicionais; neste caso, referem-se ao balanço dos fluxos nos laços da rede para satisfazer a lei de tensão.

As matrizes C e D têm no máximo dois elementos diferentes de zero por coluna em posições bem conhecidas; logo as operações que envolvem estas matrizes podem ser feitas sem necessidade de um armazenamento explícito das mesmas.

A matriz $\bar{B}^{-1}$ é dada por,

$$\bar{B}^{-1} = \begin{bmatrix} B^{-1} + B^{-1} C Q^{-1} D B^{-1} & : & -B^{-1} C Q^{-1} \\ \dots \dots \dots \dots \dots \dots & \dots & \dots \\ -Q^{-1} D B^{-1} & : & Q^{-1} \end{bmatrix} \quad (4.3.)$$

onde

$$Q = F - D B^{-1} C \quad (4.4.)$$

A equação (4.3.) mostra que o cálculo da matriz $\bar{B}^{-1}$ deve ser feito a partir de B e Q . Dado que a atualização de $\bar{B}^{-1}$ é frequentemente realizada no processo

iterativo, é importante para o desempenho do algoritmo que sejam geradas , armazenadas e calculadas eficientemente as submatrizes da matriz $\bar{B}^{-1}$. O procedimento adotado aproveita a estrutura de apontadores característica de redes [32] e utiliza basicamente o procedimento do simplex clássico, onde a matriz B^{-1} é gerada e atualizada em cada iteração por algoritmos de marcas e armazenada em forma compacta para sua atualização posterior.

O armazenamento da matriz B^{-1} em forma compacta pode ser feito via uma estrutura por coluna através de apontadores indicando os arcos da trajetória entre cada nó e a raiz da árvore geradora. Esta informação é suficiente para trabalhar com a matriz B^{-1} [13]. Este tipo de armazenamento é bastante ágil e facilita o processo de atualização desta matriz.

A partir de (4.4.) pode-se verificar que a matriz Q^{-1} é bloco diagonal, ou seja, ela possui a estrutura mostrada na equação (4.5.).

$$Q^{-1} = \begin{bmatrix} (Q^{-1})^1 & : & & & & & & & \\ \dots & \dots & \dots & \dots & & & & & \\ & & & : & (Q^{-1})^2 & : & & & \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & & & \\ & & & & & & \ddots & & \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \\ & & & & & & & & : & (Q^{-1})^T \end{bmatrix} \quad (4.5.)$$

No processo iterativo do algoritmo de otimização é requerida a atualização de Q^{-1} . Neste estudo aproveita-se a estrutura bloco diagonal da matriz para a sua atualização. Em cada uma das iterações em que seja necessária a atualização da matriz Q^{-1} , somente um dos seus blocos diagonais pode ser alterado, dado que é feita só uma

troca de variável (chave por não chave) por vez. O armazenamento em separado de cada um destes blocos permite economia de memória e agilidade de processamento. Adota-se um armazenamento em "pilha" para a matriz, como é mostrado na figura (4.1.),

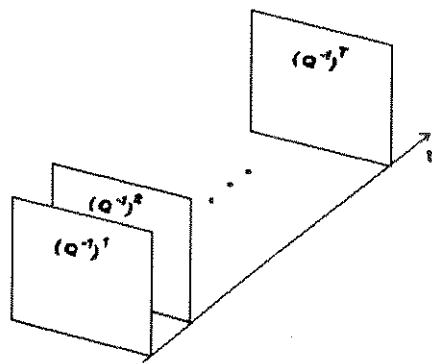


Figura 4.1. Armazenamento da Matriz Q inversa

Os dois passos mais importantes no algoritmo de otimização de fluxo com restrições lineares adicionais são o cálculo do custo reduzido e a atualização da coluna da variável não básica candidata à base. Nas seções (4.3.1.) e (4.3.2.) são descritos os cálculos destes dois passos.

4.3.1. Cálculo do Custo Reduzido

O custo reduzido é calculado através da equação,

$$g_r = g_z - g_y' \bar{B}^{-1} N \tag{ 4.6.}$$

onde,

- g_r é o vetor de custo reduzido de dimensão $NNB \times 1$.
- Y é o conjunto de variáveis básicas(chaves e não-chaves).
- Z é o conjunto de variáveis não básicas.
- g_z é o vetor gradiente relativo às variáveis em Z .
- g_Y é o vetor gradiente relativo às variáveis em Y , com dimensão $NB \times 1$.
- N é a submatriz da matriz das restrições relativa às variáveis não-básicas, com dimensão $(NB + NL) \times NNB$.

O vetor multiplicador de Lagrange é,

$$\pi = g_Y' \bar{B}^{-1} \quad (4.7.)$$

O vetor π pode ser particionado assim,

$$\pi' = [\pi_1 : \pi_2]' = [g_{Y_1} : g_{Y_2}]' \cdot \bar{B}^{-1}$$

levando em consideração a equação (4.3.), tem-se,

$$\begin{aligned} \pi_1 &= g_{Y_1} B^{-1} + (g_{Y_1} B^{-1} C Q^{-1} - g_{Y_2} Q^{-1}) D B^{-1} \\ \pi_2 &= g_{Y_2} Q^{-1} - g_{Y_1} B^{-1} C Q^{-1} \end{aligned} \quad (4.8.)$$

Uma forma eficiente do ponto de vista computacional para calcular (4.7.) é criando os vetores coluna auxiliares a_1 , a_2 , a_3 onde,

$$\begin{aligned}
a_1 &= g_{Y_1} B^{-1} \\
a_2 &= a_1 C Q^{-1} \\
a_3 &= g_{Y_2} Q^{-1}
\end{aligned}
\tag{4.9.}$$

resultando em,

$$\begin{aligned}
\pi_2 &= a_3 - a_2 \\
\pi_1 &= a_1 - \pi_2 D B^{-1}
\end{aligned}
\tag{4.10.}$$

De acordo com as observações anteriores relativas à esparsidade de C e D e o armazenamento compacto de B^{-1} , o cálculo feito em (4.10.) facilita o processamento. A matriz Q em geral é reduzida comparada com o tamanho da matriz de incidência do grafo. Por exemplo, numa rede de 96 nós e 140 arcos a matriz Q tem uma dimensão de 45×45 , já que o número de laços num grafo é dado por $l = m - n + 1$, onde m é o número de arcos e n é o número de nós.

4.3.2. Atualização da Coluna não Básica

A atualização da coluna n_j , associada à variável não básica z_j é dada pela expressão,

$$\bar{n}_j = \bar{B}^{-1} n_j
\tag{4.11.}$$

Este vetor pode ser particionado assim, $\bar{n}_j' = [\bar{n}_h : \bar{n}_k]'$. Levando em consideração a equação (4.3.), a atualização é,

$$\begin{aligned}\bar{n}_h &= B^{-1} n_h + B^{-1} C Q^{-1} D B^{-1} n_h - B^{-1} C Q^{-1} n_k \\ \bar{n}_k &= -Q^{-1} D B^{-1} n_h + Q^{-1} n_k\end{aligned}\tag{4.12.}$$

Criando os vetores coluna auxiliares v_1 , v_2 , v_3 , onde,

$$\begin{aligned}v_1 &= B^{-1} n_h \\ v_2 &= Q^{-1} D v_1 \\ v_3 &= Q^{-1} n_k\end{aligned}\tag{4.13.}$$

a equação (4.12.) pode ser escrita assim,

$$\begin{aligned}\bar{n}_k &= -v_2 + v_3 \\ \bar{n}_h &= v_1 - B^{-1} C \bar{n}_k\end{aligned}\tag{4.14.}$$

A vantagem deste procedimento está no cálculo das equações (4.13.) e (4.14.) onde o algoritmo de marcas é utilizado uma única vez diferindo do procedimento proposto em [34] para obter as variáveis duais e a atualização da coluna a entrar na base.

A versão do algoritmo de Fluxo em Rede com Restrições Lineares Adicionais

(FRRLA) com o procedimento simplex convexo para a solução do problema PO é a seguinte :

- PASSO 1** A partir dos dados básicos de entrada, monte a rede expandida para múltiplos intervalos de discretização.
- PASSO 2** Parta de uma solução básica inicial :
Partição das variáveis (básicas chave, básicas não-chave,não básicas).
Uma opção é partir com a rede elétrica descarregada e a rede hidráulica com as unidades operando a fio de água.
- PASSO 3** Determine as matrizes Q e B e calcule as suas matrizes inversas.
- PASSO 4** Calcule o gradiente para esta solução inicial.
- PASSO 5** Calcule as variáveis duais π_1 e π_2 , eq. (4.10.).
- PASSO 6** Calcule o custo reduzido g_r , eq. (4.6) ;
Escolha uma variável não-básica que melhore a solução atual. Caso não exista esta variável, pare. A solução atual é ótima.
Caso contrário, vá ao passo 7.
- PASSO 7** Determine a direção de caminhada, eq. (4.14.).
- PASSO 8** Faça a busca unidimensional para calcular o tamanho do passo na direção escolhida.
- PASSO 9** Atualize o estado e o gradiente.
- PASSO 10** Caso a variável escolhida atinja seu limite vá ao passo 5.
Caso contrário, vá ao passo 11.
- PASSO 11** Atualize Q^{-1} e B^{-1} e a partição das variáveis.
vá ao passo 5.

A atualização de Q^{-1} no PASSO 11 é realizada dependendo da coluna que deixa a base ser chave ou não-chave [32].

Estudos comparativos [13] mostram que o algoritmo de fluxo em rede com restrições lineares adicionais com as especializações descritas para armazenamento e atualizações possui melhor desempenho que o algoritmo apresentado por Kennington [34].

4.4. Comparação dos Procedimentos Simplex Convexo e Gradiente Reduzido

O algoritmo FRRLA permite a adaptação do algoritmo Simplex Convexo [34] (que em cada iteração avalia a direção de caminhada a partir de uma variável não-básica) e do algoritmo de gradiente reduzido [18] (que em cada iteração determina a direção de caminhada a partir de uma avaliação de todas as variáveis não-básicas). Estes métodos trabalham o vetor g_r como um gradiente no espaço das variáveis não-básicas e o tamanho do "passo" é calculado via uma busca unidimensional .

Em ambos os casos as variáveis são classificadas em três grupos; ou seja, a matriz das restrições é particionada assim, $A = [B \ S \ N]$. Onde a submatriz B é quadrada de dimensão $NB + NL$ e suas colunas correspondem às variáveis que formam a base. As s colunas da submatriz S correspondem a variáveis superbásicas e as nb colunas de N correspondem a variáveis não-básicas. Os arcos não-básicos se caracterizam por ter seus fluxos em algum dos limites de capacidade (superior ou inferior), são arcos saturados. Os arcos básicos possuem seus fluxos dentro dos limites de capacidade. Os arcos superbásicos são arcos cujo fluxo está dentro dos limites de capacidade (não saturados) e não fazem parte da base. Estes arcos, dependendo do custo reduzido associado em cada iteração, são candidatos a mudanças nos seus fluxos. De acordo com esta classificação os vetores são particionados da seguinte forma :

$$\begin{aligned} f &= [f_B : f_S : f_N]^T && \text{é o vetor dos fluxos,} \\ g &= [g_B : g_S : g_N]^T && \text{é o vetor gradiente,} \\ p &= [p_B : p_S : p_N]^T && \text{é o vetor da direção de caminhada.} \end{aligned}$$

O gradiente reduzido utiliza a técnica de projeção no cálculo da direção de caminhada, esta projeção é feita no espaço das variáveis superbásicas. Isto faz na prática com que a iteração do gradiente reduzido envolva várias variáveis ao mesmo tempo no cálculo da direção. Uma direção viável deve satisfazer $A \cdot p = 0$, [18]. Considerando a

partição das variáveis, tem-se $B \cdot p_B + S \cdot p_S = 0$, dado que a direção p_N é nula. A direção de caminhada das variáveis básicas é dada por :

$$p_B = - \bar{B}^{-1} S p_S \tag{ 4.15.}$$

Este cálculo é feito utilizando exclusivamente vetores auxiliares da mesma forma que foi feito para o cálculo das variáveis duais e a atualização da coluna não básica.

A figura 4.2. e as tabelas 4.2. e 4.3. mostram um estudo comparativo do desempenho do algoritmo FRRLA com a versão linear (ou seja, quando as perdas não são minimizadas, na função objetivo), com a versão do procedimento simplex convexo e com a versão do procedimento de gradiente reduzido para o problema de máximo suprimento em sistemas de transmissão. As redes consideradas têm como base a rede IEEE - 24 que foi duplicada (caso 2) e triplicada (caso 3). Cada caso de estudo tem as especificações mostradas na tabela 4.1. .

Tabela 4.1 Casos de Estudo

	Nós	Arcos	Lacos
Caso 1	25	57	10
Caso 2	49	116	21
Caso 3	73	175	32

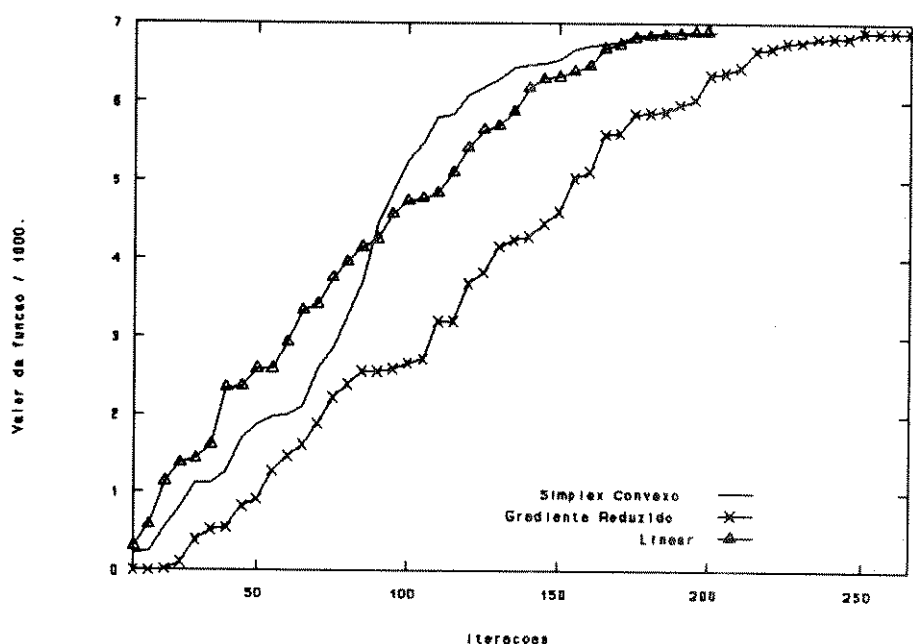


Figura 4.2. Desempenho iterativo dos algoritmos

O algoritmo linear não leva em consideração a minimização das perdas e serve como referência para a análise do desempenho dos outros dois algoritmos (Simplex Convexo e Gradiente Reduzido). A figura 4.2. compara a convergência dos três algoritmos para o caso 3 considerando carga pesada. Pode-se observar que para este tipo de problema (máximo suprimento) o algoritmo de simplex convexo tem melhor desempenho que o algoritmo de gradiente reduzido. A tabela 4.2. compara agilidade de processamento, e a minimização das perdas. A tabela 4.3. mostra o esforço feito na atualização da matriz Q .

A carga pesada (C. P.) corresponde a um aumento de 100% nos valores assumidos para a carga leve (C. L.) em cada barra consumidora. Na tabela 4.2., as colunas correspondentes aos valores da função objetivo tanto para carga leve como para carga pesada possuem dois valores. O valor na parte superior indica a carga em P.U. atendida multiplicada pelo coeficiente de "custo" (benefício de atendimento) e o valor na parte inferior indica as perdas no sistema de transmissão em P.U.. O valor da função objetivo é a diferença destas duas grandezas.

A tabela 4.3. mostra que o número de transformações necessárias na matriz Q não é grande comparado com o número de iterações em cada caso.

Tabela 4.2. Desempenho dos Algoritmos

Desempenho dos Algoritmos para 3 casos de estudo							
		Tempo CPU : 0.01 s		Número de iterações		Função Objetivo	
	Perdas	C. L.	C. P.	C. L.	C. P.	Carga Leve	Carga Pesada
Caso 1	Linear	60	94	41	57	0.175937E+04 -0.792681E+00	0.209900E+04 - 0.111642E+01
	S.C.	121	181	59	106	0.175937E+04 -0.792681E+00	0.209900E+04 - 0.102433E+01
	Grad.	143	192	46	74	0.175881E+04 -0.792383E+00	0.209858E+04 - 0.102374E+01
Caso 2	Linear	489	588	116	142	0.358096E+04 -0.158399E+01	0.480016E+04 - 0.281052E+01
	S.C.	554	807	103	163	0.358096E+04 -0.158399E+01	0.480016E+04 - 0.264446E+01
	Grad.	1669	1444	92	165	0.357998E+04 -0.158403E+01	0.479900E+04 - 0.264419E+01
Caso 3	Linear	1587	1675	180	199	0.534024E+04 -0.235208E+01	0.689520E+04 - 0.380181E+01
	S.C.	1720	1829	174	202	0.533977E+04 -0.235232E+01	0.689418E+04 - 0.370746E+01
	Grad.	4603	4904	262	265	0.533904E+04 -0.235128E+01	0.689297E+04 - 0.370566E+01

Tabela 4.3. Transformações da Matriz Q .

		Número de Transformações da matriz Q	
		Carga Leve	Carga Pesada
Caso 1	Linear	25	34
	S.C.	23	28
	Grad.	21	27
Caso 2	Linear	53	66
	S.C.	47	66
	Grad.	57	54
Caso 3	Linear	75	95
	S.C.	72	81
	Grad.	84	96

A solução inicial de partida influi no desempenho global dos algoritmos (caso 2 no algoritmo de gradiente reduzido para carga pesada). Em nenhum dos casos houve corte de carga. Os tempos de processamento foram obtidos com um processador 68020 (Proceda 5370 - CAD).

A partir destes resultados conclui-se que o algoritmo FRRLA opção Simplex convexo apresenta melhor desempenho e será utilizado como método de solução do problema de planejamento da operação (PO).

4.5. Busca Unidimensional

A busca unidimensional para a obtenção do tamanho do passo no caso do problema PO quando se consideram alturas constantes (de montante e de canal de fuga) é feita de forma analítica, dado que neste caso as variáveis hidráulicas envolvidas são separáveis e o problema é quadrático na sua função objetivo. No entanto, a obtenção do tamanho do passo para o problema PO quando se consideram as alturas variáveis é mais complexa devido à não separabilidade das variáveis representando volume e deplecionamento das unidades nos polinômios correspondentes e na função de geração.

O algoritmo utilizado neste último caso é um procedimento de interpolação quadrático onde se calcula três valores da função objetivo de forma a ajustar uma função quadrática cujo valor extremo (máximo ou mínimo) pode ser obtido analiticamente. A referência [39] mostra em detalhe este procedimento. Este algoritmo tem a vantagem de não precisar do cálculo de derivadas da função. O ajuste nos parâmetros de precisão deste algoritmo deve ser feito de forma a garantir a qualidade e rapidez na determinação do tamanho do passo.

No próximo capítulo é analisada a estrutura de processamento implementada para resolver o problema PO utilizando as técnicas descritas até aqui.

CAPÍTULO V

ESTRUTURA DE PROCESSAMENTO

5.1. Introdução

Neste capítulo são apresentados alguns detalhes de implementação. Mostra-se a estratégia de tratamento dos dados originais que permite um procedimento automático para a preparação da informação a ser utilizada no grafo expandido para todo o horizonte de estudo. É sugerida uma estratégia para a obtenção de uma solução básica inicial para o problema. O diagrama de blocos da estrutura geral de implementação é mostrado e também são analisados os critérios de convergência adotados.

5.2. Formação do Grafo

5.2.1. Representação da Rede Elétrica

Dado que o problema eletro-hidráulico tem características dinâmicas no tempo, deve-se explicitar em cada intervalo de discretização o grafo equivalente da rede de transmissão. Adota-se então como estratégia a preparação dos dados de entrada através

The diagram shows a directed graph with five nodes: 1, 2, 3, 4, and s. Node s is at the bottom, connected to nodes 1, 2, 3, and 4. Node 1 is at the top left, node 2 is below it, node 3 is at the bottom right, and node 4 is at the top right. There are two loops: I_1 containing nodes 1 and 2, and I_2 containing nodes 3 and 4. Edges are labeled with numbers: 1 (1 to 2), 2 (1 to 4), 3 (2 to 4), 4 (2 to 3), and 5 (3 to 4). Paths are labeled: P_{G1} (s to 1), P_{G2} (s to 2), P_{I1} (1 to 2), P_{I2} (2 to 3), P_{C1} (s to 3), and P_{C2} (s to 4).

Figura 5.1.a. Grafo Elétrico Equivalente

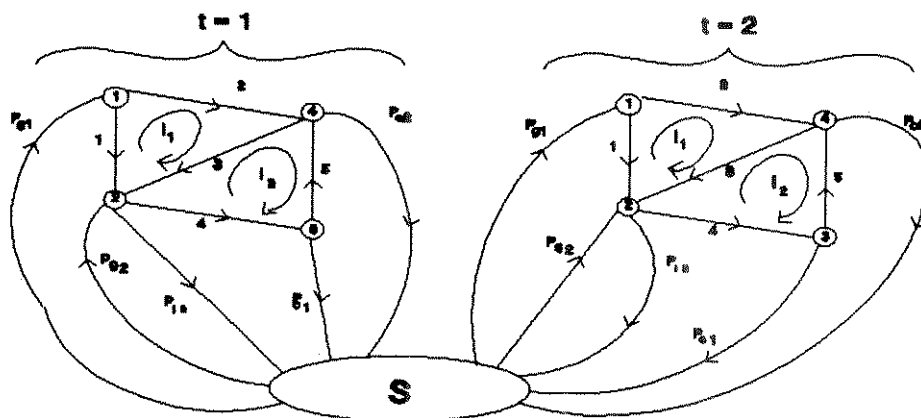


Figura 5.1.b. Expansão do Grafo para dois intervalos de discretização

Pode-se observar que os subgrafos elétricos relativos a cada intervalo de discretização estão desacoplados; isto é, não existem arcos interligando diretamente os subgrafos.

5.2.1.1. Representação de Injeções, Cargas e Intercâmbios

Os arcos associados a injeções de potência na rede, cargas e intercâmbios com sistemas externos têm um dos seus extremos ligados ao nó de fechamento e o outro em cada ponto específico do grafo elétrico que represente injeção, carga ou intercâmbio, respectivamente. Esta forma de representação permite atribuir uma função de custo a estes arcos.

A figura 5.3. ilustra uma injeção de potência, uma carga e um intercâmbio com sistema vizinho para três intervalos de discretização.

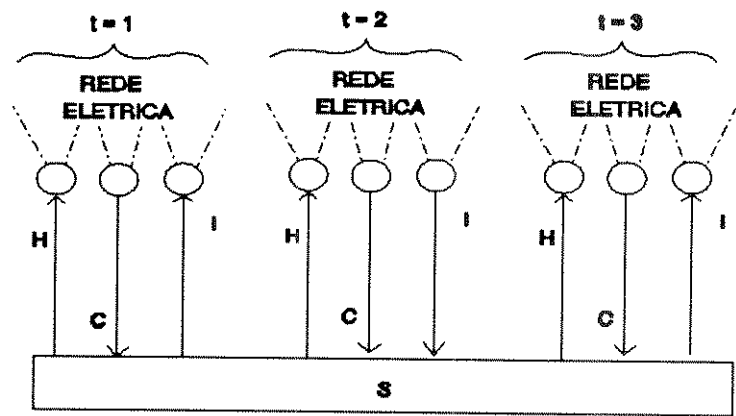


Figura 5.3. Injeções na rede elétrica

H é a injeção de potência ativa de origem hidráulica, C é a potência ativa consumida (carga), I é o intercâmbio de potência ativa(ou injeção de potência ativa de origem térmica). No intervalo 1 e 3 o sistema importa e no intervalo 2 o sistema exporta potência ativa.

5.2.1.2. Representação dos Laços da Rede Elétrica

A identificação dos laços na rede elétrica é necessária para a obtenção das restrições adicionais que garantem a distribuição dos fluxos de potência obedecendo a

lei de tensão de Kirchhoff. O número de laços independentes num grafo com m arcos e n nós é dado pela relação $l = m - n + 1$. Os laços da rede elétrica são obtidos através da utilização de um algoritmo [58] que determina uma árvore do grafo. O número de laços independentes é igual ao número de arcos que não pertencem à árvore. A identificação dos arcos que compõem cada laço é feita determinando a rota através da árvore entre os nós que são os pontos extremos do arco não pertencente à árvore (arco não básico). Este cálculo é feito facilmente através de algoritmos de marca [32]. A figura 5.2. ilustra a identificação dos laços independentes num grafo a partir de uma árvore.

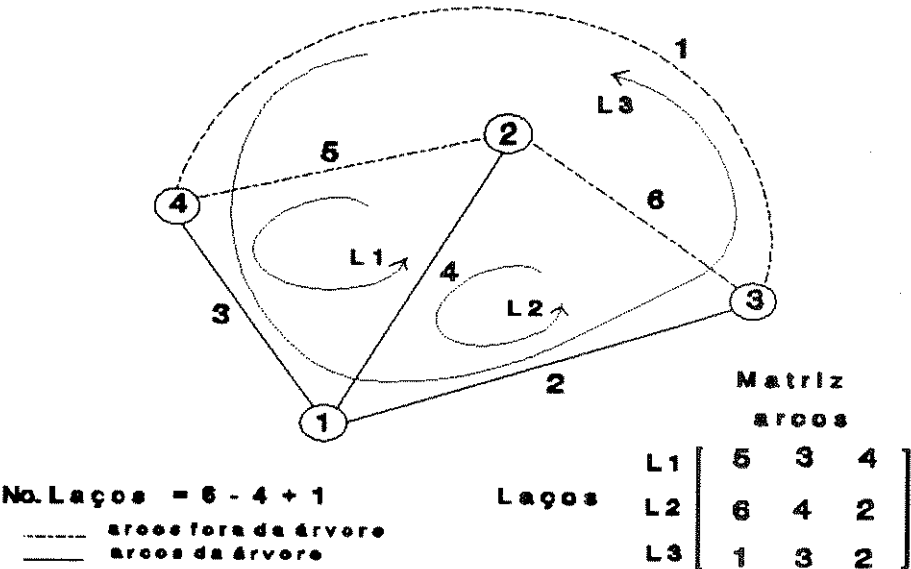


Figura 5.2. Identificação de Laços Independentes.

5.2.2. Representação da Rede Hidráulica

Seguindo o mesmo procedimento feito na obtenção do grafo elétrico expandido, pode-se montar o grafo equivalente do problema hidráulico, neste caso para os arcos que representam deplecionamentos e volumes. Os arcos, representando o deplecionamento das usinas, devem levar em consideração os tempos de atraso do percurso da água entre reservatórios de uma mesma cascata. A figura 5.2. ilustra a rede hidráulica para duas

usinas e dois intervalos de tempo com um intervalo de atraso.

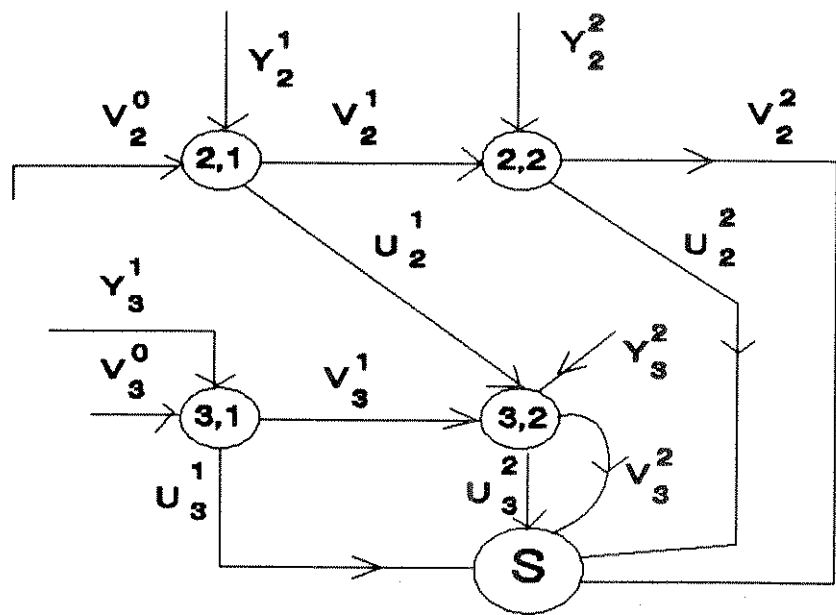


Figura 5.2. Grafo Hidráulico para duas usinas e dois intervalos

Pode-se observar que as afluências e volumes iniciais são considerados como injeções na rede hidráulica. Os arcos relativos aos volumes finais saem da rede hidráulica para o nó de fechamento. Estes arcos possuem parâmetros de custo (ou benefício) necessários para representar a valorização energética do modelo.

5.3. Obtenção de uma Solução Inicial

5.3.1 Base Inicial para o Problema Elétrico

Sob o ponto de vista do problema elétrico, uma solução que inicia para uma rede descarregada (com todos os fluxos no grafo iguais a zero) é conveniente dado que ela é factível tanto para a primeira como para a segunda lei de Kirchhoff. Naturalmente, a partir desta solução inicial obtem-se uma primeira convergência que fornece uma solução factível em relação à carga do sistema. Para o problema elétrico este procedimento é equivalente à fase 1 do simplex. Neste caso as variáveis básicas, para as restrições

correspondentes à primeira lei de Kirchhoff, são os arcos de injeção de potência, cargas, e intercâmbios. Este conjunto de arcos forma uma árvore enraizada de profundidade mínima (ou seja, a trajetória entre cada nó e o nó de referência está composta por um único arco) que caracteriza a base inicial.

As variáveis básicas para as restrições adicionais relativas à segunda lei de Kirchhoff são arcos do grafo elétrico (linhas de transmissão) escolhidas de forma a que cada um destes arcos faça parte de um determinado laço independente. A figura 5.4. ilustra uma solução básica inicial elétrica para dois intervalos de tempo.

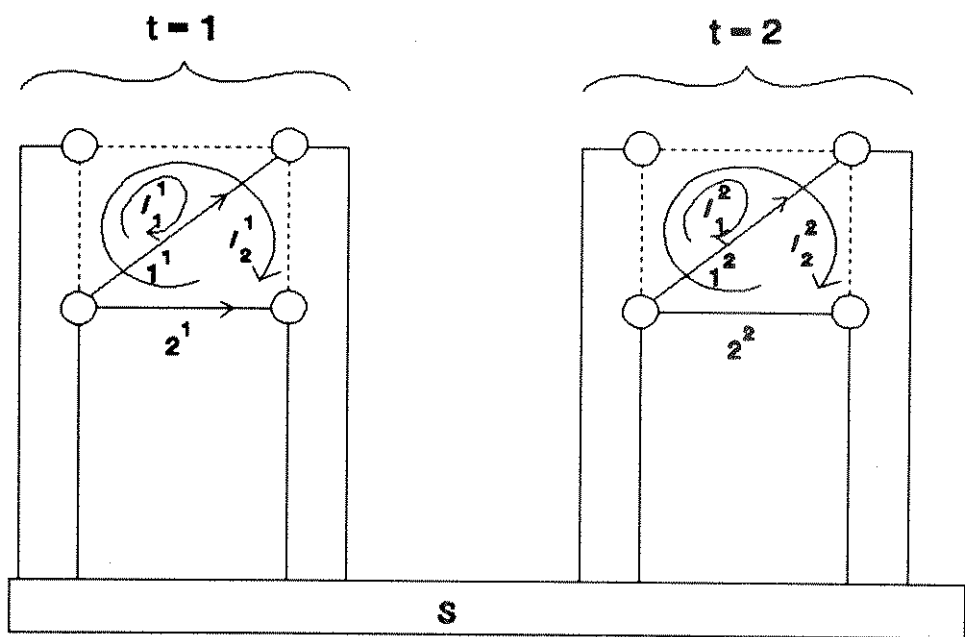


Figura 5.4. Base inicial para o grafo elétrico

As linhas pontilhadas na figura 5.4. são arcos não básicos. Os laços elementares são topologicamente iguais em cada subgrafo. O laço l_1^t tem como arco base 1^t e o laço l_2^t tem como arco base 2^t , para $t = 1,2$.

A solução básica inicial descarregada, descrita anteriormente para o problema elétrico, na prática pode ser melhorada pensando no planejamento do dia a dia; já que

pode-se partir da solução básica, estabelecida pela otimização do período anterior, e que deve ser próxima das condições do problema atual.

5.3.2 Base Inicial para o Problema Hidráulico

Para o problema hidráulico tem-se duas opções para a formação da uma base inicial. Uma opção é partir com uma solução que considere a operação das usinas a fio d'água para todas as usinas hidroelétricas e com os arcos associados aos deplecionamentos fazendo parte da base (solução inicial vertical), Figura 5.5.a.. Outra opção é partir de uma solução inicial que considere a mesma operação a fio d'água das usinas, com os arcos associados aos volumes fazendo parte da base (solução inicial horizontal),Figura 5.5.b.. Nos dois casos o fluxo inicial para os arcos representando o volume é igual ao volume inicial de cada reservatório. A Figura 5.5. mostra estas opções para três usinas na mesma cascata sem considerar tempos de atraso e para três intervalos de discretização.

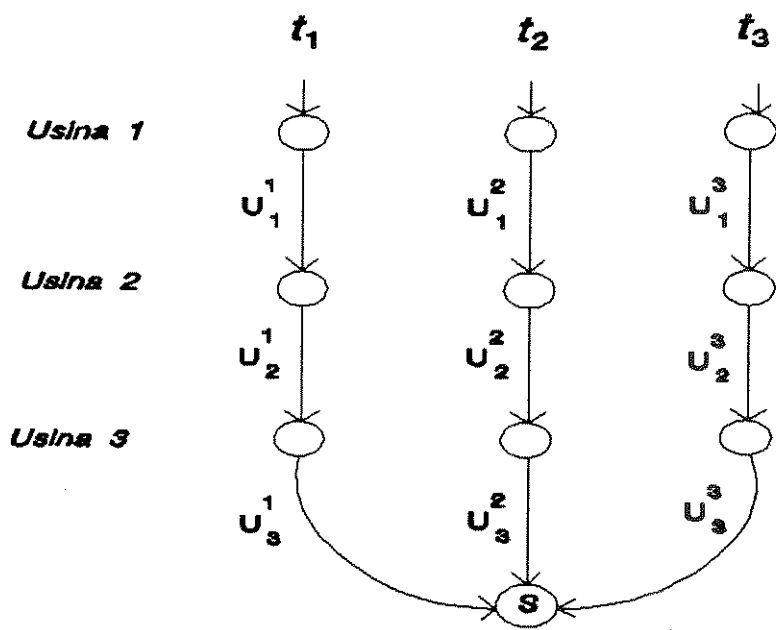


Figura 5.5.a. solução básica vertical

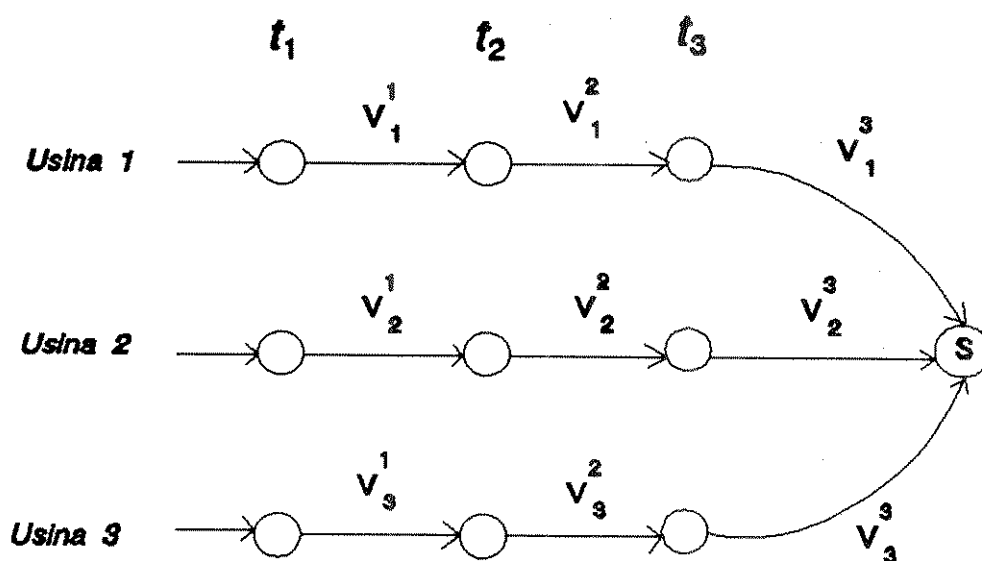


Figura 5.5.b. Solução básica horizontal

Também pode ser estabelecido um procedimento misto tomando alguns arcos básicos como deplecionamentos e outros como volumes. Este procedimento híbrido não foi implementado neste estudo.

A seguir é mostrado o diagrama de blocos indicando a sequência dos passos do processo de otimização.

5.4. Diagrama de Blocos do Algoritmo de Otimização

Com a finalidade de dar uma idéia geral do processo de solução, incluindo o tratamento dos dados de entrada, a figura 5.3. mostra um diagrama de blocos com os principais passos. No primeiro bloco é feita a leitura dos dados básicos do sistema. No segundo bloco é feita a expansão do grafo para todos os intervalos do horizonte em estudo. No terceiro são determinados os laços da rede de transmissão, ou seja, restrições

lineares adicionais que permitem estabelecer a lei de tensão na rede, equação 2.20.. No quarto é determinada a solução básica inicial do grafo completo (conjuntos de variáveis básicas e superbásicas). O último bloco corresponde ao procedimento conjunto dos algoritmos descritos nos capítulos III e IV; ou seja, à otimização desacoplada dos subproblemas (elétricos e hidráulico) através do algoritmo de penalidade (Capítulo III) e através do algoritmo de fluxo em rede (Capítulo IV) para a coordenação dos subproblemas elétricos e hidráulico. Este algoritmo tem três critérios de convergência que são analisados na próxima seção.

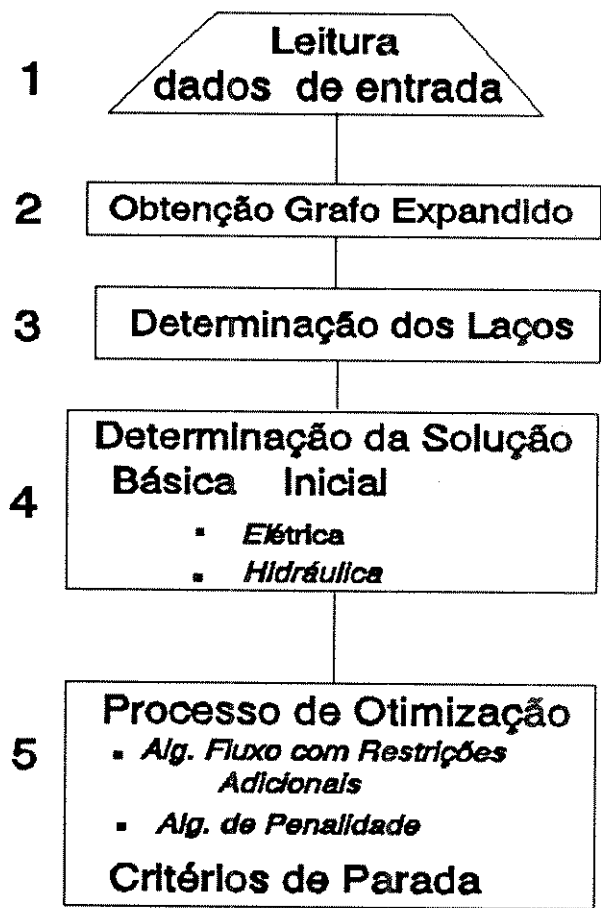


Figura 5.6. Diagrama de Blocos

5.5. Critérios de Convergência

Basicamente são utilizados três critérios de convergência no algoritmo de otimização de fluxo em rede. O primeiro, normalmente utilizado em programação não linear, consiste na análise de variáveis candidatas a entrar na base para o melhoramento da função objetivo; ou seja, verifica a existência de uma direção de melhoria. Para o caso de maximização o critério é o seguinte :

```
 $j_0 = 0;$   
Para  $j \in SB$ , então;  
  se  $z_j < 0$  e  $(f_j + \epsilon) > L_{lj}$ , então;  
     $j_0 = j$ ;  
  Caso contrário ;  
  se  $z_j > 0$  e  $(f_j - \epsilon) < L_{sj}$ , então;  
     $j_0 = j$ ;  
continue ;  
se  $j_0 = 0$  , então ;  
  pare.
```

Onde ,

SB - Conjunto das Superbásicas

z_j - Custo Reduzido de j

L_{sj} , L_{lj} - Limites Superior e inferior do fluxo em j

j_0 - variável candidata a entrar na base

ϵ - precisão

O segundo critério segue um procedimento de seleção baseado no valor da função objetivo e também no conjunto de variáveis superbásicas; ou seja, verifica se as mudanças no valor da função objetivo são significativas. O procedimento é o seguinte:

Calcule,

$$\Delta F = \frac{\|F^{k-1} - F^k\|}{\|F^{k-1}\|}$$

se $\|\Delta F\| < \epsilon^*$, então;

$k_z \leftarrow k_z + 1$

se $k_z > N$, então;

se $SB^{k-1} = SB^k$, então;

pare.

Onde,

k - iteração atual

SB - Conjunto das Superbásicas

F - Valor da Função Objetivo

k_z - Contador (zerado toda vez que é atualizada a penalidade)

N - Número de nós do grafo completo

ϵ^* - Precisão pré-estabelecida (1×10^{-7})

O terceiro critério está relacionado com o tamanho do passo na busca unidimensional; ou seja, verifica se em várias iterações consecutivas o tamanho do

passo é representativo. O procedimento é o seguinte :

se $\text{Passo} < \epsilon^{**}$, *então*;
 $k_p \leftarrow k_p + 1$;
 se $k_p > nlinn$, *então*;
 pare.

Onde ,

Passo - Tamanho do passo obtido na busca unidimensional
 k_p - Contador (zerado toda vez que é atualizada a penalidade)
 ϵ^{**} - é uma precisão pré-estabelecida (0.1×10^{-12})
 $nlinn = 2 \times nlin - N$
 $nlin$ - é o número de arcos do grafo elétrico completo.

O limite $nlinn$ é um número que depende do número de arcos e do número de nós do grafo completo. Este limite permite avaliações suficientes para o tamanho do passo na busca unidimensional.

O critério de convergência para o algoritmo de penalidade foi analisado no capítulo anterior. No próximo capítulo são analisados os resultados obtidos na aplicação do modelo a um sistema específico.

CAPÍTULO VI

ANÁLISE DE CENÁRIOS

6.1. Introdução

Neste capítulo são apresentados e analisados resultados obtidos da aplicação da metodologia estudada nos capítulos anteriores, para um sistema específico, considerando vários cenários. Inicialmente é descrito o sistema escolhido para o estudo com suas características hidráulicas e elétricas. A seguir são apresentados e comentados os resultados obtidos a partir da análise de cada um dos cenários propostos. Por último, alguns aspectos computacionais relevantes são apresentados.

6.2. Descrição do Sistema Teste

Para a análise do planejamento de curto prazo é utilizado o sistema da CESP (Companhia de Energia do Estado de São Paulo) reduzido, em termos de rede de transmissão e usinas hidrelétricas, num horizonte de planejamento de quatro dias com discretização em patamares de quatro horas. Em seguida, são especificadas as

características do sistema em estudo, tanto do ponto de vista elétrico como hidráulico.

6.2.1. Descrição do Sistema Elétrico

A rede do Sistema de transmissão tem níveis de tensão de 440/230/88KV; neste estudo é basicamente considerada a rede correspondente a 440KV. Esta rede possui : 26 linhas de Transmissão, 11 pontos de Carga. Três pontos de intercâmbio são considerados.

A figura 6.1. mostra o sistema considerado. A figura 6.1.2. mostra o grafo equivalente para a rede de transmissão.

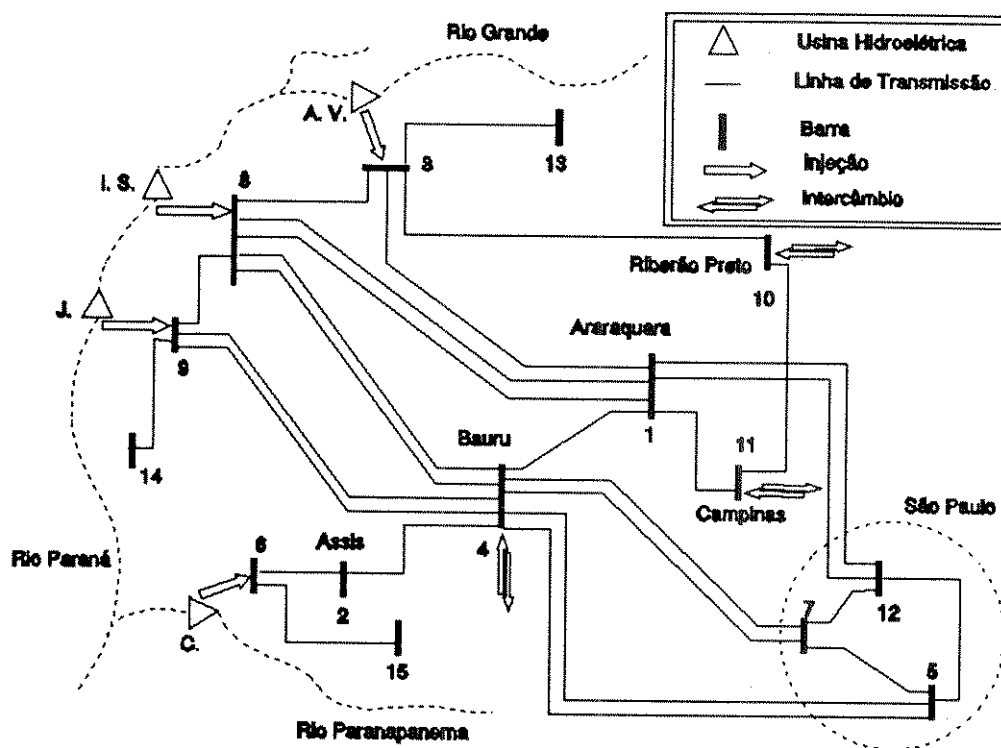


Figura 6.1. Sistema CESP 440 kv.

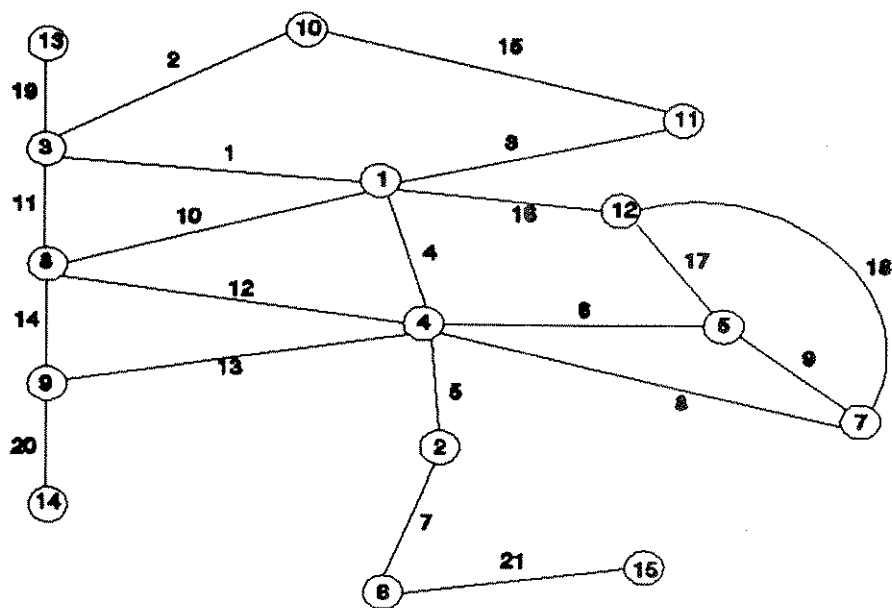


Figura 6.2. Grafo Equivalente para a rede de transmissão

A tabela 6.1 mostra os parâmetros da rede associados ao grafo equivalente da rede de transmissão : onde A é o arco, DE é a origem, PARA é o destino, L.INF. e L.SUP. são os limites de capacidade do arco equivalente na base de 100 MVA ; RESIST. é o valor da resistência (ohms) do arco equivalente ; REAT. é o valor da reatância (ohms) do arco equivalente.

Tabela 6.1. Dados do Grafo Equivalente

A	DE	PARA	L.INF (P.U)	L.SUP (P.U.)	RESIST. (ohms)	REAT. (ohms)
1	1	3	-.152E+02	0.152E+02	0.400E-02	0.639E-01
2	3	10	-.152E+02	0.152E+02	0.200E-02	0.368E-01
3	11	1	-.152E+02	0.152E+02	0.180E-02	0.236E-01
4	1	4	-.152E+02	0.152E+02	0.130E-02	0.172E-01
5	2	4	-.152E+02	0.152E+02	0.180E-02	0.236E-01
6	4	5	-.305E+02	0.305E+02	0.195E-02	0.243E-01
7	2	6	-.152E+02	0.152E+02	0.140E-02	0.182E-01
8	4	7	-.305E+02	0.305E+02	0.195E-02	0.243E-01
9	5	7	-.152E+02	0.152E+02	0.900E-03	0.121E-01
10	1	8	-.305E+02	0.305E+02	0.245E-02	0.305E-01
11	3	8	-.152E+02	0.152E+02	0.180E-02	0.241E-01
12	4	8	-.305E+02	0.305E+02	0.205E-02	0.258E-01
13	4	9	-.305E+02	0.305E+02	0.200E-02	0.248E-01
14	8	9	-.152E+02	0.152E+02	0.700E-03	0.960E-02
15	10	11	-.152E+02	0.152E+02	0.130E-02	0.156E-01
16	1	12	-.305E+02	0.305E+02	0.185E-02	0.232E-01
17	5	12	-.152E+02	0.152E+02	0.140E-02	0.185E-01
18	7	12	-.152E+02	0.152E+02	0.900E-03	0.124E-01
19	3	13	-.300E+01	0.300E+01	0.256E-01	0.675E-01
20	9	14	-.150E+01	0.150E+01	0.100E-02	0.833E-01
21	6	15	-.150E+01	0.150E+01	0.320E-01	0.107E+00

Os nós de injeção de geração são: nó 3 correspondendo à injeção de geração da usina de Água Vermelha, nó 8 correspondendo à injeção de geração da usina Ilha Solteira, nó 9 correspondendo à injeção de geração da usina Jupia e nó 6 correspondendo à injeção de geração da usina Capivara.

Os nós que servem de pontos de intercâmbio são : nó 4, nó 10 e nó 11.

Para se trabalhar em uma rede com dimensões reduzidas do sistema elétrico foi seguido o seguinte procedimento. A partir dos resultados de um fluxo de carga para condição de carga media [51] foram estabelecidas as cargas do sistema reduzido. A tabela 6.2 mostra este consumo de potência nos pontos de carga.

Tabela 6.2. Cargas do Sistema

Nó	10	1	4	11	12	5	7	2	13	14	15	Total
Carga (P.U.)	0.73	1.33	0.01	9.51	7.92	8.64	15.4	0.20	0.91	0.51	0.48	45.64

Foram estipulados fatores de carga de acordo com a hora do dia e de acordo com o dia da semana. A tabela 6.3 mostra estes fatores para intervalos de quatro horas num horizonte de quatro dias começando no Sábado.

Tabela 6.3. Fatores de distribuição da Carga

Dia	Fator					
Intervalo horário	0 - 4	5 - 8	9 - 12	13 - 16	17 - 20	21 - 24
S	0.6	0.63	0.8	0.79	0.87	0.75
D	0.58	0.60	0.77	0.76	0.84	0.73
2a.	0.65	0.84	1.02	1.02	1.04	0.77
3a.	0.69	0.91	1.1	1.1	1.11	0.82

6.2.2. Sistema Hidráulico

O sistema hidráulico considerado possui três usinas em cascata :
Água Vermelha (A.V.), Ilha Solteira (I.S.), Jupia (J.). Uma usina independente da cascata (isolada): Capivara (C.). A disposição das usinas é mostrada na figura 6.1. e seus dados característicos são mostrados na seguinte tabela (a base de potência é de 100 MVA) :

Tabela 6.4. Características do Sistema Hidráulico.

	Água Vermelha	Ilha Solteira	Jupia	Capivara
Produtividade Específica $\times 10^{-4} (p.u.)$	0.8829	0.8829	0.8731	0.8338
Eficiência	0.9	0.9	0.89	0.85
Alturas Específicas (m)	53.5	41.5	21.3	44.
Geração Máxima (p.u.)	13.8	32.4	14.11	6.4
Turbinagem Máxima (m^3/s)	2922.	8840.	7602.	1744.
Turbinagem Mínima (m^3/s)	438.28	1251.4	1000.	437.57
Volume Máximo(hm^3)	11025.	21060.	3680.	10540.
Volume Mínimo(hm^3)	5856.	8232.	2450.	4816.

	Água Vermelha	Ilha Solteira	Juplá	Capivara
Intervalos de Atraso	0	0	0	0
Afluências (m^3/s)	1350.	3000.	800.	900.
Coeficientes dos Polinômios $H_V(V) = C_0 + C_1 V + C_2 V^2$				
c0	357.079	301.529	280.	304.639
c1	0.0032377	0.0017097	0.	0.0039361
c2 $\times 10^{-7}$	-0.776399	-0.212999	0.	1.09579
Coeficientes dos Polinômios $H_U(U) = C_0 + C_1 U + C_2 U^2 + C_3 U^3 + C_4 U^4$				
c0	317.351	277.647	254.053	279.955
c1	0.0048976	0.0008243	0.0007667	0.002679
c2 $\times 10^{-7}$	-10.8919	-0.408432	-0.4142	-1.25012
c3 $\times 10^{-10}$	0.948334	0.0068925	0.0020384	0.117774
c4 $\times 10^{-16}$	0.	0.362	0.	0.

6.3. Conjunto de Testes Realizados

Para a obtenção de vários cenários que permitam observar o comportamento do sistema e do modelo devem ser feitos ajustes alternados de parâmetros. Com esta finalidade, foram gerados vários exemplos que estão resumidos na árvore da figura 6.3..

O parâmetro C.V.F. é o "custo de volume final" que favorece o armazenamento dos volumes dos reservatórios no intervalo final do horizonte (ver capítulo II).

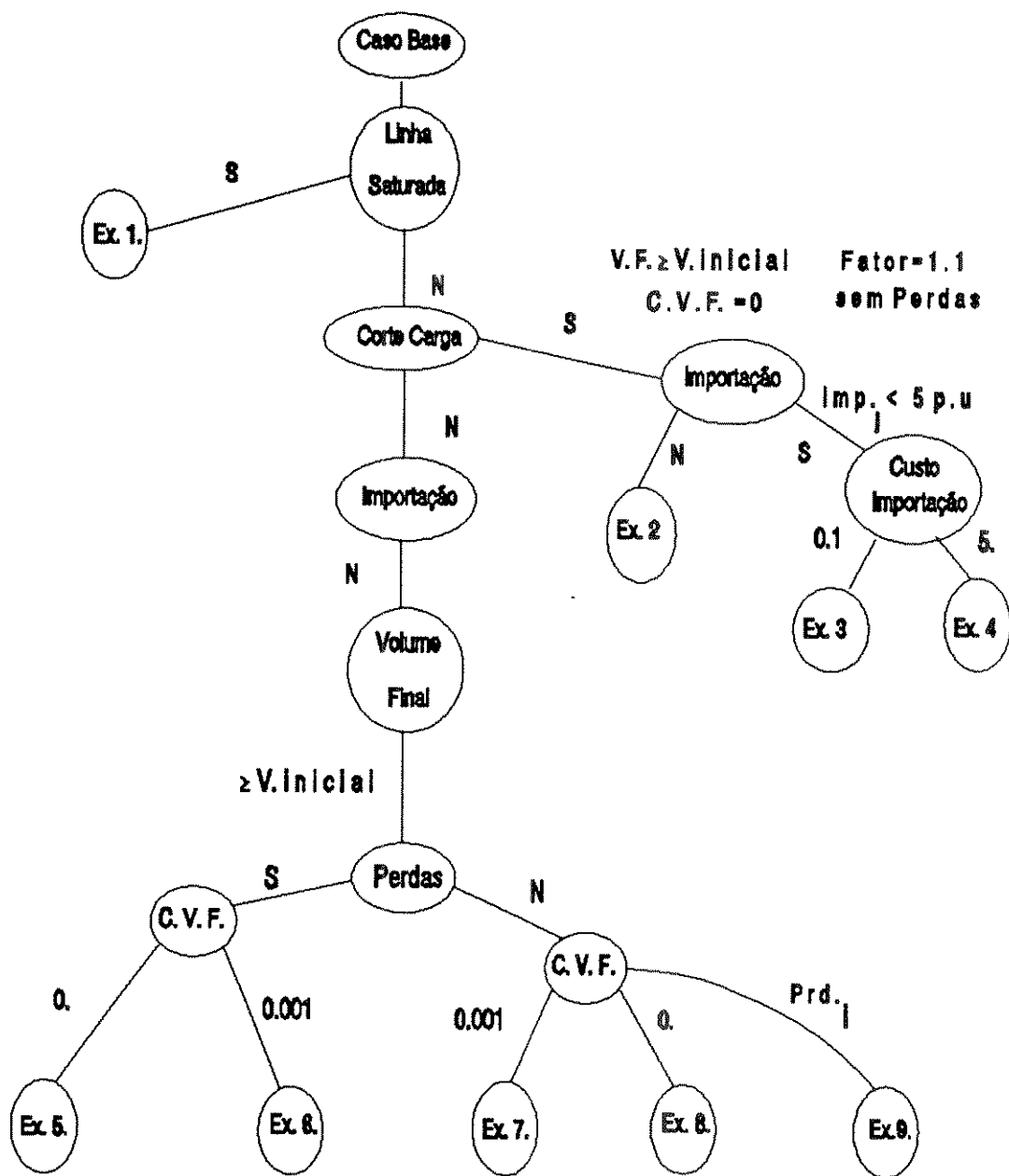


Figura 6.3. Cenários de Análise

6.3.1. Análise do exemplo EX.3

O objetivo deste exemplo é estudar o comportamento do sistema para a condição de déficit energético.

Neste exemplo o sistema tem capacidade energética limitada pela energia afluyente (ou seja, os volumes no intervalo final do estudo não podem ser inferiores aos volumes finais pré-fixados; neste caso, estes volumes pré-fixados correspondem aos volumes iniciais do estudo) e possui curva de carga com valor máximo de 55.73 p.u (que representa um incremento de 22.1% em relação à condição de carga média fornecida pelo fluxo de carga). O critério é minimizar a importação de energia e o corte de carga, ambos representados por função de custo quadrático.

A figura 6.4.a. mostra a curva de carga, a geração hidráulica total e a curva de atendimento da carga (geração hidráulica mais importações).

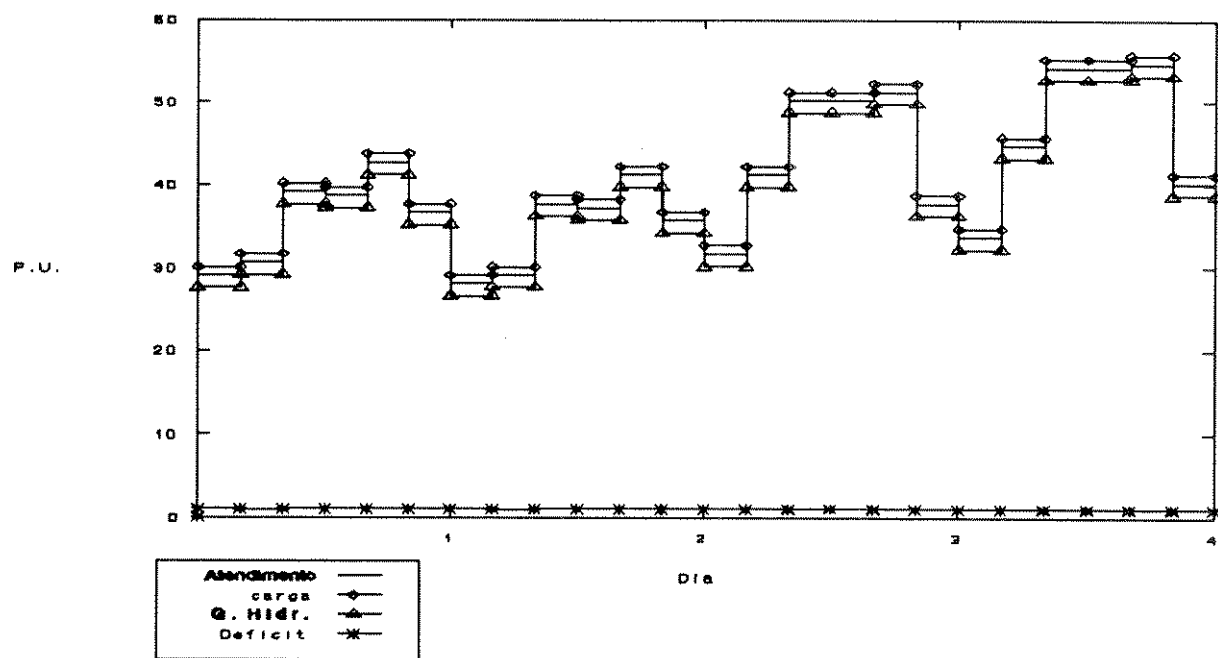


Figura 6.4.a. Curva de carga, Atendimento, Déficit e Geração Hidráulica

Uma análise desta figura mostra que os recursos hidrelétricos e a importação não são suficientes para atender toda a carga, mesmo importando o máximo durante o horizonte. O déficit ou corte de carga é minimizado até um valor em torno de 2.5 p.u. durante o horizonte. Este aspecto uniforme do déficit é devido à equalização dos custos incrementais de déficit em todos os intervalos do horizonte, condição de otimalidade quando não há restrições de capacidade (limites de transmissão) ativas.

A figura 6.4.b. mostra o perfil de geração de três unidades.

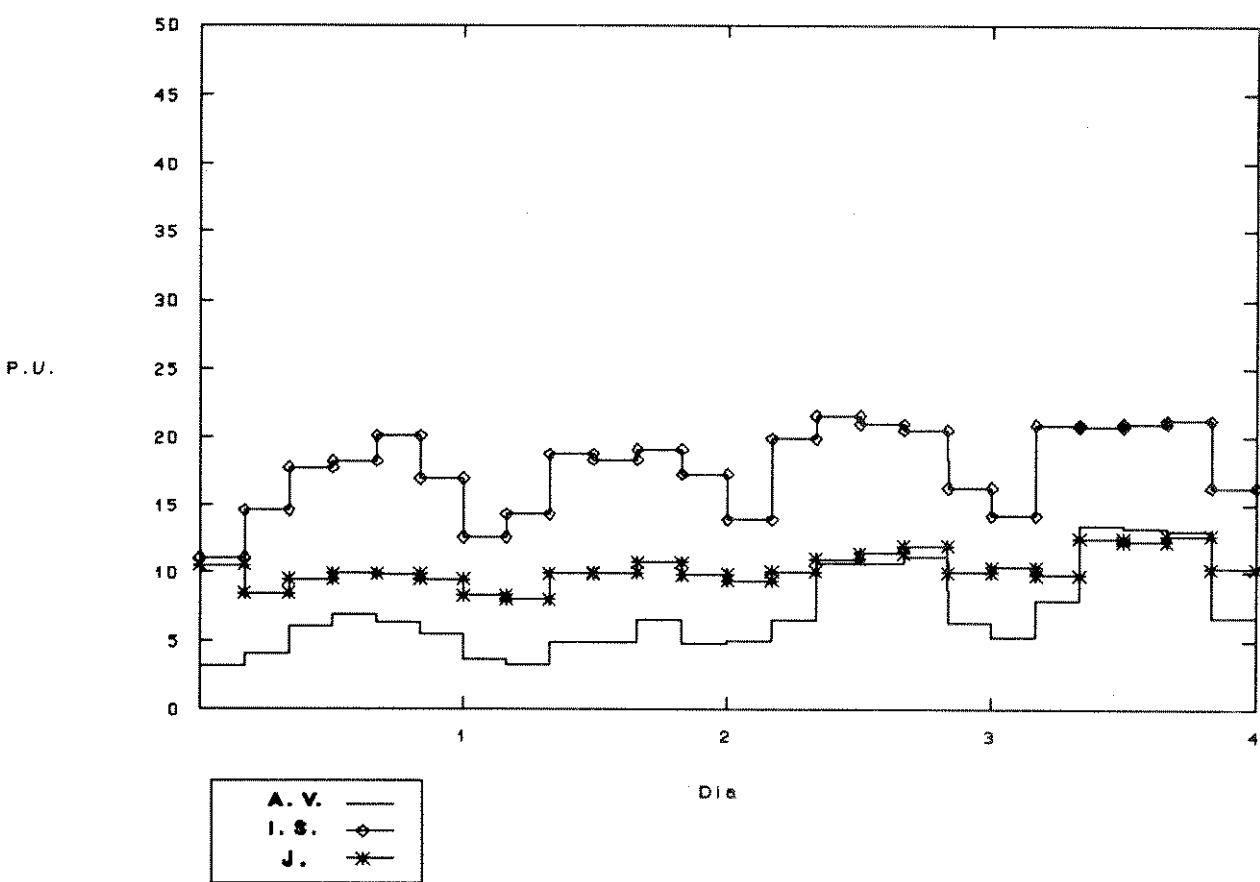


Figura 6.4.b. Perfil de Geração das Usinas em Cascata.

As figuras 6.4.c., 6.4.d., 6.4.e. e 6.4.f. mostram o comportamento dos volumes.

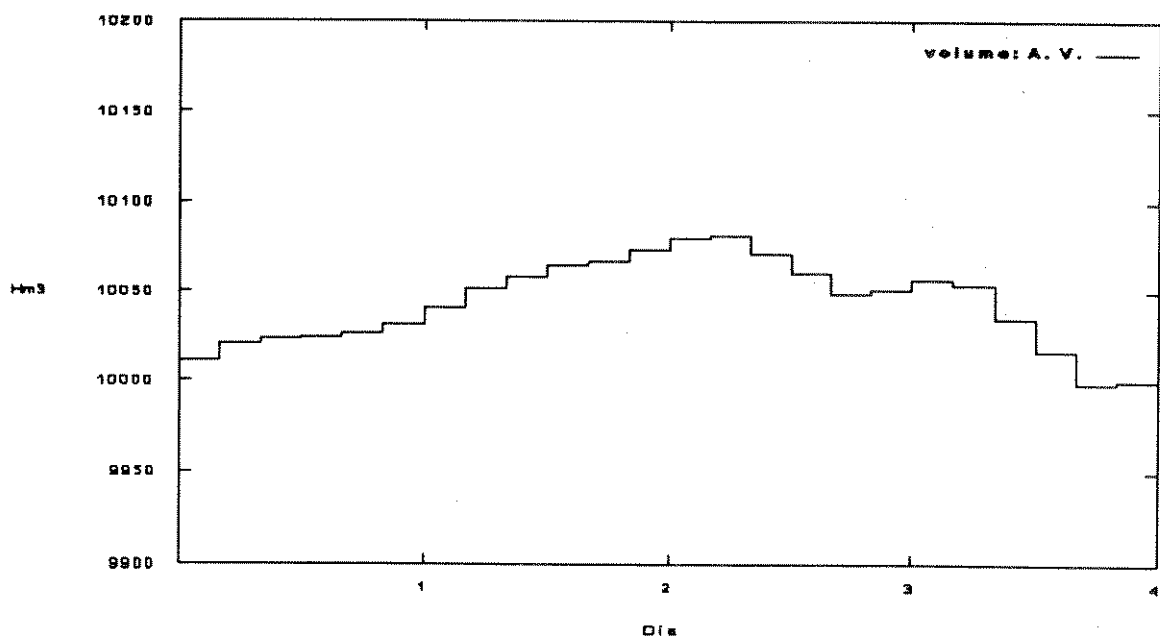


Figura 6.4.c. Trajetória do Volume do Reservatório de Usina Água Vermelha

Observa-se que os volumes no estágio final são iguais às metas pré-fixadas. Se estas metas fossem relaxadas certamente o sistema teria condição de gerar mais para atender totalmente a carga.

Foi estabelecida a precisão de 0.03 p.u. para o erro de acoplamento, entre a potência hidráulica efetivamente gerada e a potência injetada. Para esta precisão, o perfil do corte de carga apresentado na figura 6.4.a. é constante durante o horizonte de planejamento demonstrando a convergência para a solução ótima do algoritmo.

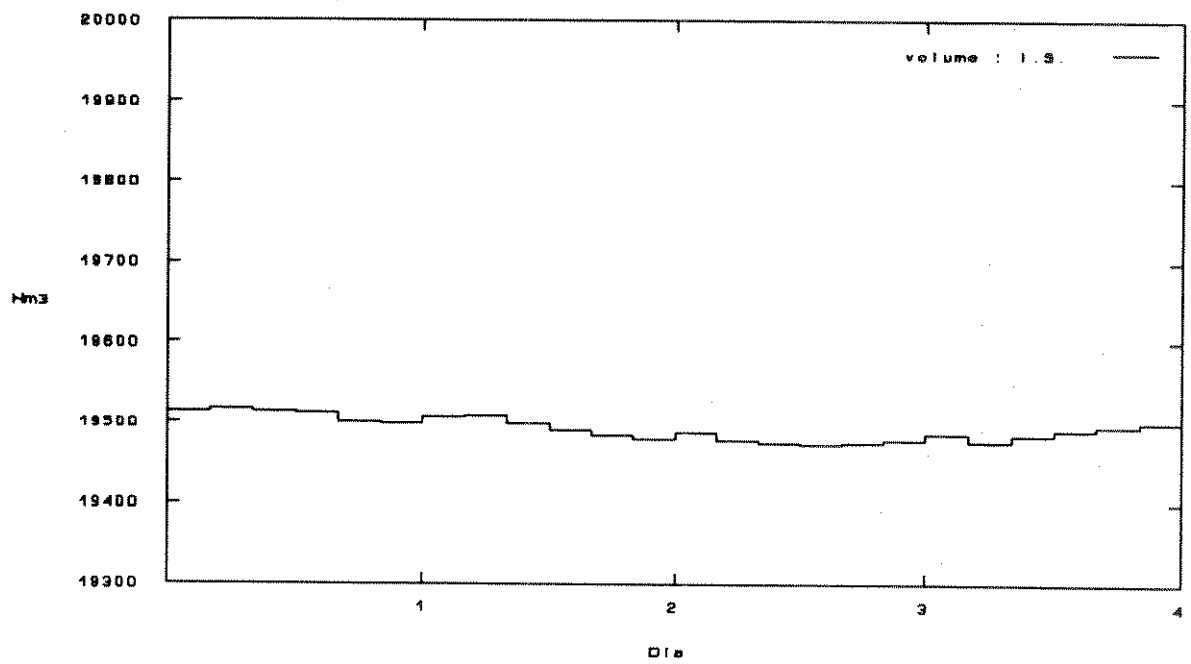


Figura 6.4.d. Trajetória do Volume do Reservatório da Usina I. Solteira

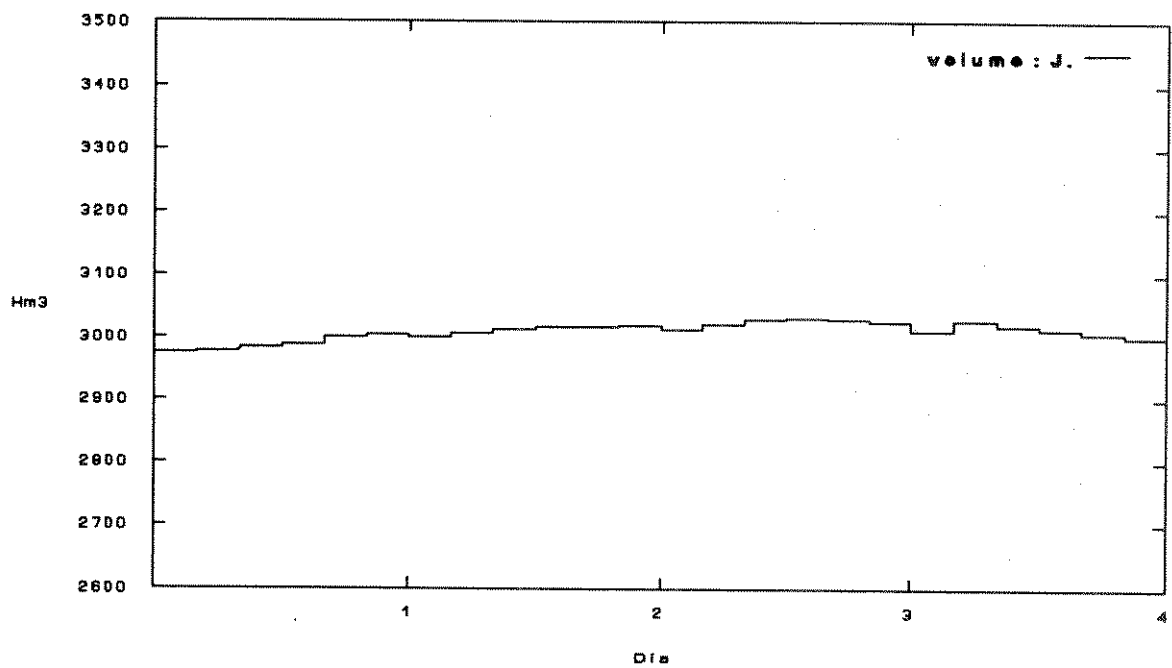


Figura 6.4.e. Trajetória do Volume do Reservatório da Usina Jupia

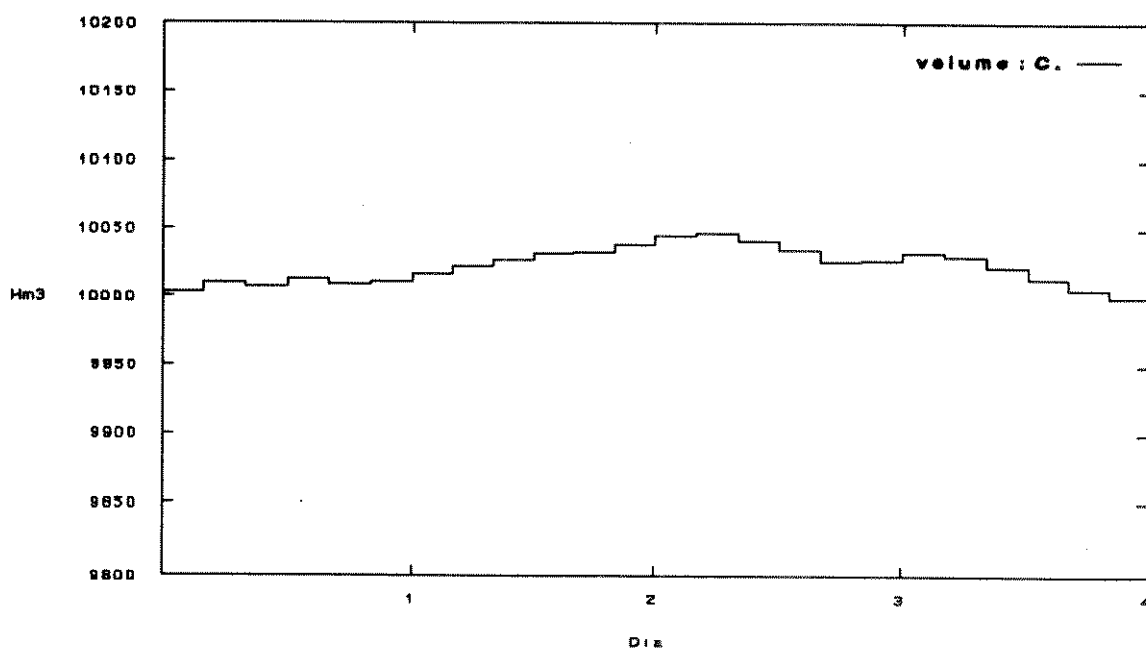


Figura 6.4.f. Trajetória do Volume do Reservatório da Usina Capivara

6.3.2. Análise do exemplo Ex.1.

O objetivo deste exemplo é analisar o comportamento do sistema quando existe restrição de capacidade na transmissão de potência ativa.

A função objetivo e condições do sistema (como metas, carga, importação, volumes iniciais, etc.) do exemplo EX.1. são as mesmas que foram estabelecidas no exemplo EX.3.. No caso do exemplo EX.1. é reduzida a capacidade da linha de transmissão, número 8, para trinta e cinco por cento da sua capacidade nominal. Esta linha é crítica dado que permite a passagem de fluxo de potência para um grande centro

consumidor. A figura 6.5.a. mostra a curva de atendimento à carga, a geração hidráulica e o corte de carga.

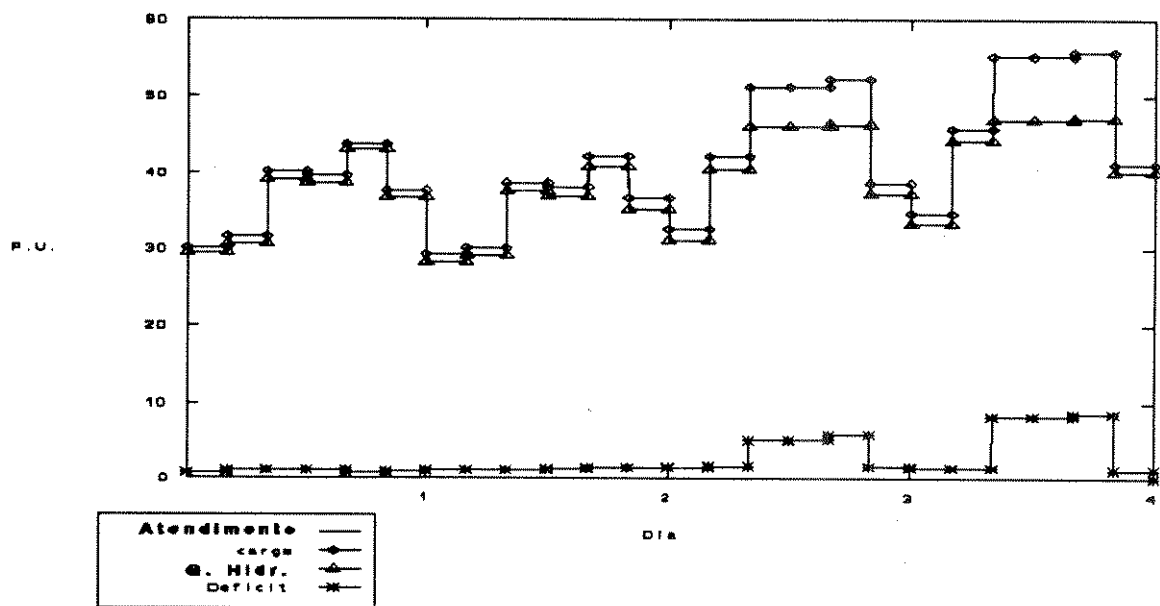


Figura 6.5.a. Curva de carga, Atendimento, Déficit e Geração Hidráulica do exemplo EX.1.

Neste caso a curva correspondente ao corte de carga deixa de ser constante. Os cortes são maiores nos instantes em que a carga do sistema assume os valores mais altos levando a linha No.8 trabalhar no limite de sua capacidade. Este fato impede que os custos marginais relativos ao atendimento da carga se igualem. Neste caso não foi

permitida a importação, por conseguinte a curva de atendimento coincide com a curva de geração hidráulica.

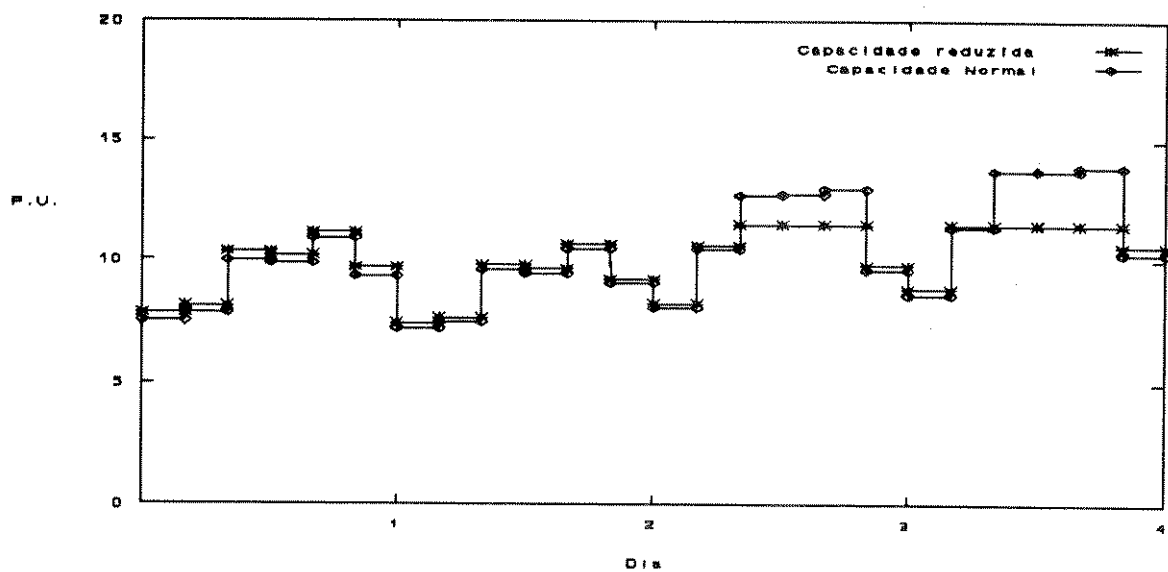


Figura 6.5.b. Fluxo da linha No.8

A figura 6.5.b. mostra o carregamento da linha No.8 para os casos com capacidade de transmissão reduzida e capacidade nominal. Para o cenário de capacidade reduzida o limíte máximo de capacidade da linha de 13.8 p.u. é atingido, nos instantes

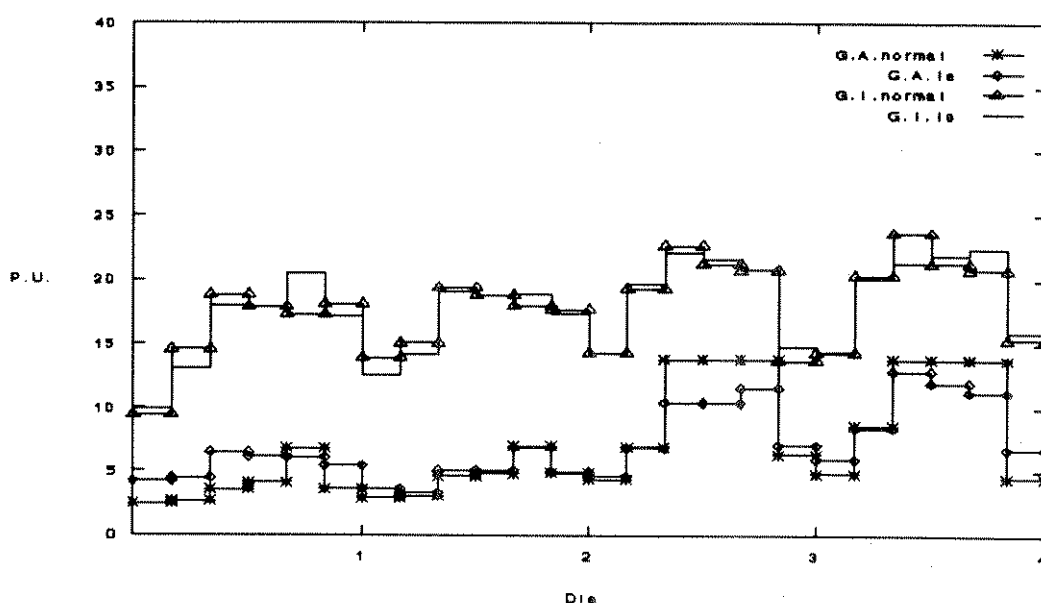


Figura 6.5.c.Redespacho de geração das usinas A.V. e I.S.

de pico de carga. Este fato causa uma nova distribuição de fluxo no cenário aqui analisado e pode levar a cortes de cargas em operações reais.

A figura 6.5.c. mostra a mudança nos perfis de geração de duas usinas nos casos normal e com linha saturada (l.s.). Observa-se neste caso que as limitações do sistema elétrico afetam a melhor distribuição de geração.

Cenários como este são úteis em análise de contingências na rede elétrica. Nestes casos pode-se determinar novos perfis de geração das usinas, os pontos de saturação da rede, novo perfil de atendimento da carga, etc.

Este exemplo mostra a importância de uma ferramenta de otimização que considere integradas a rede hidráulica e a rede elétrica.

6.3.3. Análise dos exemplos EX.5., EX.6., EX.7., EX.8. e EX.9.

Estes exemplos apresentam diferentes cenários do sistema em relação a dois parâmetros : minimização das perdas resistivas no sistema de transmissão e otimização energética tendo como critério a valorização do volume final dos reservatórios. A curva de carga do sistema é menor em relação às apresentadas pelos exemplos da seção anterior, tendo agora um fator de 0.9. Com este fator multiplicando a curva de carga, a geração hidráulica é suficiente para atender a carga do sistema.

A tabela 6.5. resume os resultados obtidos nestes exemplos. A coluna ΔV_i representa a quantidade de água armazenada em cada reservatório acima da meta pré-fixada. Nestes exemplos a meta estabelecida é igual ao volume inicial de cada um dos reservatórios. A coluna Su_i representa a soma dos volumes deplecionados por cada usina no horizonte de estudo. A última coluna indica o tempo de processamento, o número de iterações no coordenador (atualização da penalidade) e número total de iterações. $E(p.u.)$ é a soma da energia representada pelos incrementos de volume e calculada através das produtividades médias acumuladas.

Tabela 6.5. Incrementos dos Volumes Finais , Valores acumulados de Turbinagem e Energia.

	$\Delta V_i(hm^3)$		$Su_i = \sum_{i=1}^T U_i^t$	Tempo : CPU Iter.:Coordenador Iter.: Total
EX.5	A. V.	2.44	464.1	1:02:47.6 17 23176
	I. S.	44.4	1457.96	
	J	446.3	1287.	
	C	0.34	310.7	
	$\Sigma \Delta V_i= 493.5$		$\Sigma Su_i= 3518.$	
	$E(p.u.)= 76.47$		$\Sigma perdas= 21.74$	
EX.6	A. V.	0.1	466.5	3:55:49.6 6 72961
	I. S.	80.6	1422.73	
	J	581.7	1117.51	
	C	1.2	309.81	
	$\Sigma \Delta V_i= 663.6$		$\Sigma Su_i= 3316.6$	
	$E(p.u.)= 106.4$		$\Sigma perdas= 22.78$	
EX.7	A. V.	1.3	465.23	3:43:41 6 69453
	I. S.	76.3	1425.68	
	J	578.61	1123.55	
	C	1.5	309.5	
	$\Sigma \Delta V_i= 657.7$		$\Sigma Su_i= 3322.$	
	$E(p.u.)= 105.3$		$\Sigma perdas= 22.98$	

	$\Delta V_i(hm^3)$		$Su_i = \sum_{t=1}^T U_i^t$	Tempo : CPU Iter.: Coordenador Iter.: Total
EX.8	A. V.	151.6	314.94	2:49:30 5 52738
	I. S.	12.4	1339.3	
	J	8.9	1606.89	
	C	1.5	309.58	
	$\Sigma \Delta V_i = 174.4$		$\Sigma Su_i = 3570.7$	
	$E(p.u.) = 114.2$		$\Sigma perdas = 22.3$	
EX.9	A. V.	161.2	305.4	2:38:47.8 9 59410
	I. S.	0.	1342.	
	J	0.	1619.	
	C	0.	311.	
	$\Sigma \Delta V_i = 161.2$		$\Sigma Su_i = 3577.$	
	$E(p.u.) = 114.7$		$\Sigma perdas = 22.44$	

A tabela 6.5 deve ser analisada conjuntamente com a figura 6.3. Nesta figura o parâmetro "perdas" indica a alternativa escolhida no exemplo analisado em relação à

minimização das perdas na rede de transmissão. O parâmetro C.V.F. é o "custo" do Volume Final que indica o grau de incentivo ao armazenamento de água nos reservatórios acima das metas previamente estabelecidas. O valor deste parâmetro é escolhido de forma a compatibilizar as grandezas na função objetivo dado que um lado está trabalhando com unidades de volume e de outro com grandezas em P.U. .

Nos exemplos EX.7, EX.8 e EX.9 (ver figura 6.3), as perdas resistivas na rede de transmissão não são minimizadas. Nos exemplos EX.7 e EX.9, além do objetivo considerado em EX.8, é maximizado o armazenamento de água (EX.7, $C.V.F. > 0$) e também a valorização da capacidade energética do sistema (EX.9., $C.V.F. = Produtividade_i$). O exemplo EX.8 tem como objetivo o atendimento da carga com uma solução factível em termos de geração e limites de transmissão. Neste caso o valor do parâmetro C.V.F. é nulo ($C.V.F. = 0$).

Da tabela 6.5. e a figura 6.3., observa-se que dependendo do valor do parâmetro C.V.F. ("Custo" do Volume Final) o processo de otimização pondera a maximização dos volumes finais de água excedentes ($\Sigma \Delta V_i$) no sistema em relação a outros critérios existentes. Quando da otimização do volume final, com pesos iguais para todos os reservatórios, a tendência otimizadora é se armazenar maior volume no último reservatório da cascata como comprovado pelo exemplo EX.7.. . Esta é a forma de operação que conserva o maior volume no sistema.

Comparação entre os exemplos EX.5. e EX.6.

O objetivo desta comparação é analisar a influência da otimização da energia armazenada no sistema, expressa em função dos volumes finais dos reservatórios, em relação às perdas. É de interesse conhecer quanto de água é consumido para efetivar a minimização das perdas ou quanto a consideração (otimização) do volume final afeta as perdas.

O exemplo EX.5. tem como objetivo a minimização das perdas resistivas nas linhas de transmissão sem valorização do volume final. O exemplo EX.6. além do objetivo anterior valoriza o armazenamento de água através do parâmetro $C.V.F. > 0$. A tabela 6.5. mostra que no exemplo EX.6. existe aumento no volume final armazenado em relação ao exemplo EX.5.. No exemplo EX.5. a otimização das perdas elétricas obriga o sistema hidráulico a operar com menor produtividade e como consequência o volume final armazenado é menor. No exemplo EX.6. a otimização é feita na usina de Jupia (J) mostrando que a prioridade está na maximização do volume final em detrimento das perdas. As perdas no exemplo EX.5. são 4.7% menores que no exemplo EX.6.

Comparação entre os exemplos EX.5. e EX.7.

O objetivo desta comparação é analisar o comportamento do sistema quando somente são minimizadas as perdas de transmissão (EX.5.) e quando somente são maximizados os volumes finais dos reservatórios (EX.6.).

As perdas resistivas na rede de transmissão, no exemplo EX.5., são três por cento menores que no exemplo EX.7. Esta diminuição das perdas se acentua nos horários de pico quando atinge dez por cento. Isto ocorre devido ao fato de que a função das perdas é quadrática em relação ao fluxo através da linha de transmissão.

A figura 6.7.a. mostra a curva de carga do sistema e o perfil de gerações das usinas A. Vermelha e Ilha Solteira para o exemplo EX.7. . Este perfil, com oscilações não acompanha a curva de carga. A figura 6.7.b. mostra as mesmas curvas desta vez para o exemplo EX.5.

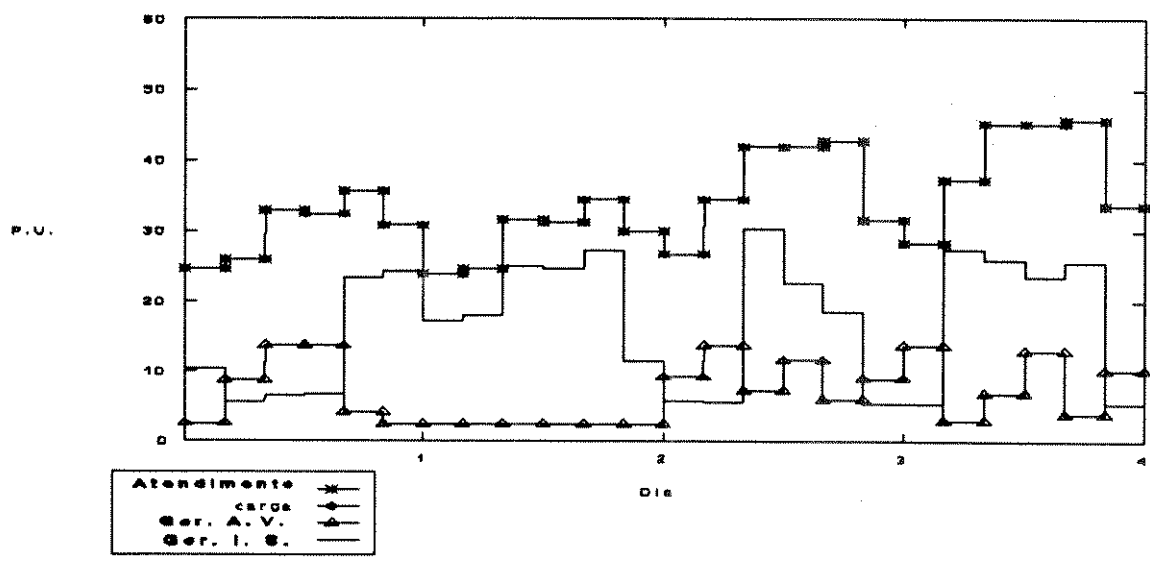


Figura 6.7.a. Perfil de Gerações do exemplo EX.7.

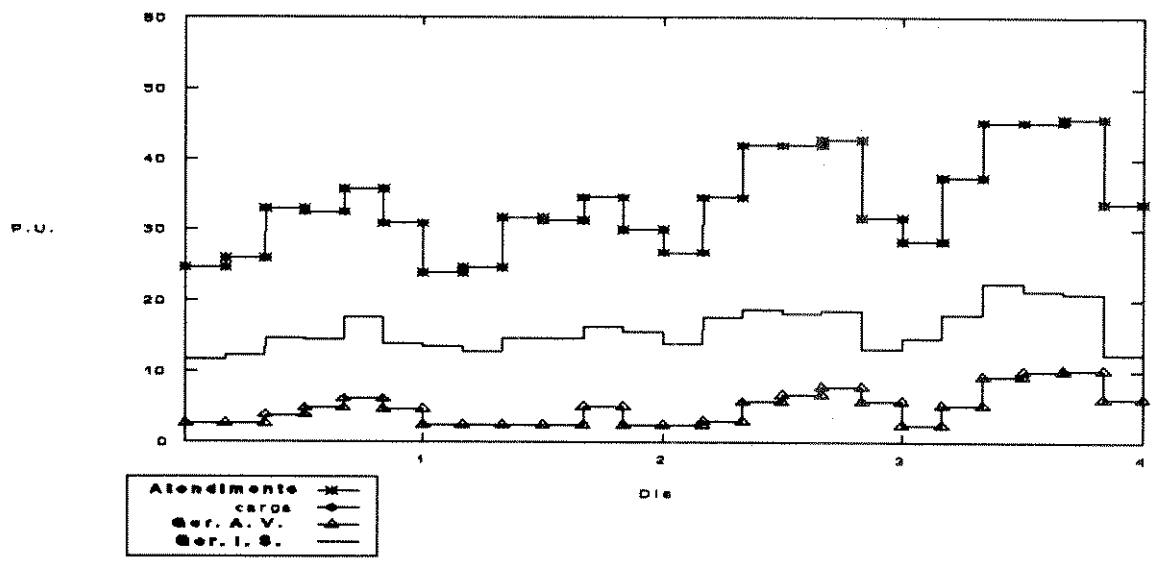


Figura 6.7.b. Perfil de Gerações do exemplo EX.5.

A comparação dos resultados mostra que no segundo caso o perfil de geração apresenta uma forma mais regular que no primeiro caso procurando em todas as usinas acompanhar a curva de carga. Este comportamento é devido ao fato de que o despacho da geração que minimiza as perdas distribui de maneira proporcional o carregamento das linhas de transmissão.

Comparação entre os exemplos EX.7. e EX.8.

O objetivo desta comparação é examinar o comportamento do sistema quando o critério é maximizar o volume final dos reservatórios (EX.7.) frente a uma solução obtida com o critério de factibilidade (EX.8.).

No exemplo EX.7. ($C.V.F. = 0.001$) , o volume final do sistema aumenta $483.31 \text{ (hm}^3\text{)}$ em relação ao exemplo EX.8. ($C.V.F. = 0.$). Este valor representa quinze por cento do volume turbinado durante o período. Comparando as variações de volumes em cada reservatório para estes casos, nota-se que a operação que permite a maximização do armazenamento de água nos reservatórios do sistema incrementa os volumes dos reservatórios situados na parte inferior da cascata. Esta forma de operação não significa necessariamente uma melhoria no ganho energético como pode ser visto na tabela 6.5.. A análise do exemplo EX.9. mostra a forma de utilizar o parâmetro C.V.F. para garantir a maximização do ganho energético.

Análise do exemplo EX.9.

No exemplo EX.9 o parâmetro C.V.F. assume os valores correspondentes às produtividades acumuladas de cada reservatório na cascata . Neste caso a alocação dos incrementos de volume permite maximizar a energia total armazenada pelo sistema. Cenários como este mostram que o parâmetro C.V.F. pode estar vinculado às produtividades acumuladas dos reservatórios, pode também estar associado à diversidade hidrológica ou mesmo representar o custo da água obtido da hierarquia superior de planejamento. De acordo com os resultados apresentados neste exemplo e nos exemplos envolvendo a minimização das perdas, pode-se concluir que a melhor operação para o sistema é a que maximiza a energia (devido à alocação dos volumes) e minimiza as perdas (devido ao comportamento regular do despacho de geração) .

6.3.4. Comparação entre os exemplos EX.2., EX.3., e EX.4.

O objetivo destes exemplos é estudar o nível de importação para diferentes custos.

O exemplo EX.2. tem como objetivo minimizar o corte de carga sem contar com o auxílio de importação para atender a carga nominal. As condições do sistema para estes exemplos (ver figura 6.3.) levam em conta metas de volumes dos reservatórios iguais aos seus volumes iniciais, (com valorização do volume final nula $C.V.F. = 0$) e não consideram as perdas resistivas na rede de transmissão. Nestes exemplos a rede de transmissão não impõe limitações de capacidade. Os exemplos EX.3. e EX.4., têm como objetivo, além do corte de carga, minimizar o custo de importação. Os resultados mostram um corte de carga de 2.45 p.u. para exemplo EX.2., de 1.02 p.u. para o exemplo EX.3 e de 1.55 para o exemplo EX.4.. Portanto, nestas condições de carga o sistema diminui o corte de carga quando o custo de importação diminui. Este cenário serve para analisar a expansão dos centros consumidores frente às disponibilidades energéticas e importações. Nestes exemplos (EX.2, EX.3. e EX.4.) é claro que o corte

de carga pode facilmente ser eliminado, pela diminuição das metas de volume ou tendo aumento nas energias afluentes .

Tabela 6.6. Valores Máximos de Corte de Carga na Rede

	Corte Carga Máximo (p.u.)	Barra	Intervalo	$\sum_{t=1}^T C.C.(barra)^t$ (p.u.)
EX.2	0.2860	12	23	6.07
EX.3	0.1233	10	24	2.43
EX.4	0.1758	10	17	3.67

A tabela 6.6. mostra as barras e os intervalos em que acontecem os maiores cortes de carga e seu valor em p.u.. A última coluna mostra o valor do corte de carga acumulado no horizonte de estudo para estas barras. Pode-se observar também nesta tabela que há uma competição entre o custo de corte de carga e o custo de importação.

Os exemplos aqui estudados pretendem, através da geração de diferentes cenários, mostrar a importância de uma modelagem e de uma ferramenta flexível que permita analisar diferentes aspectos e objetivos do problema PO .

6.4.Aspectos Computacionais

Uma análise sobre o desempenho do algoritmo é feita através das figuras 6.10.a. (EX.5) e 6.10.b.(EX.6) que representam o comportamento típico do processo de convergência. Nestas figuras são mostradas três curvas que correspondem ao valor do erro de acoplamento máximo das unidades geradoras, ao valor da penalidade μ e ao ajuste do parâmetro de precisão ϵ . (ver, capítulo III).

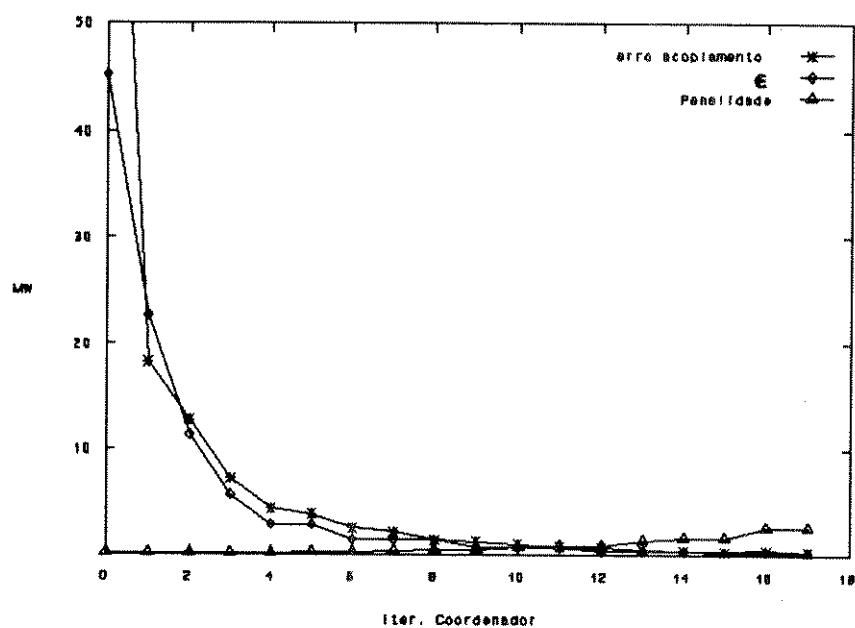


Figura 6.10.a. Processo de convergência do exemplo EX.5.

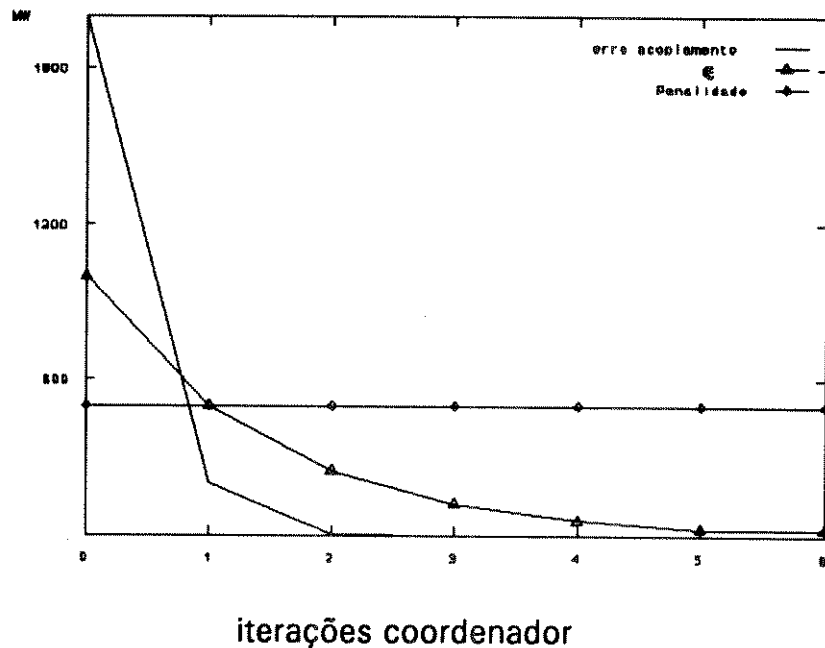


Figura 6.10.b. Processo de Convergência do exemplo EX.6

O erro máximo permitido para o ajuste do acoplamento é de 0.03 p.u.. Os valores de η_1 e η_2 que permitiram melhor desempenho foram $\eta_1 = 0.5$ e $\eta_2 = 0.9$. Dependendo do ajuste de η_1 e η_2 o parâmetro μ pode sofrer maior número de atualizações (aumentando a penalidade) que o parâmetro ϵ (aumentando a precisão), ou vice-versa. Para uma atualização mais frequente de ϵ , o algoritmo teve melhor desempenho dado que dessa forma pode-se evitar valores exagerados de penalidade.

Devido à característica não linear da função objetivo e à utilização do algoritmo (simplex convexo) com características de convergência linear, o tempo total de processamento é alto. Em média para um horizonte de quatro dias com discretização de vinte e quatro intervalos, o tempo real de processamento varia entre 2 e 6 horas dependendo da função objetivo e utilizando estação de trabalho (SUN SPARCstation IPX). No entanto, dado que a formulação do modelo permite o desacoplamento dos subsistemas no tempo, a implementação do algoritmo em máquinas com arquitetura de processamento paralelo traria considerável melhoria no tempo de processamento

apresentado.

Vários testes permitiram observar que ajustes nas tolerâncias do algoritmo de busca unidimensional afetam de forma significativa o tempo e precisão do processo. Na maioria dos casos foi utilizada precisão de 10^{-8} para valores da função objetivo e de 10^{-6} para verificação do tamanho do passo.

No próximo capítulo são apresentadas as conclusões e comentários finais.

CAPÍTULO VII

COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES

O modelo proposto é uma ferramenta para análise da programação da operação de curto prazo para sistemas predominantemente hidráulicos, levando em consideração a rede de transmissão.

Este trabalho apresentou uma modelagem abrangente e flexível tendo como técnica de solução algoritmos de fluxo em redes. O método de solução permite o desacoplamento temporal dos problemas elétrico e hidráulico.

Do ponto de vista da geração hidráulica, considera-se : função não-linear para a produção das usinas, tempos de atraso no percurso da água quando se trata de reservatórios em cascata, limites máximos e mínimos de operação, afluência conhecida e metas energéticas a serem atendidas para cada reservatório.

Do ponto de vista elétrico, esta abordagem garante que os fluxos de potência ativa na rede satisfazem as leis de Kirchhoff, os limites de fluxo nas linhas de transmissão e permite considerar a minimização das perdas na rede.

A função objetivo considera vários cenários de análise que podem ser obtidos pelo decisor através da escolha dos critérios disponíveis. Estes critérios podem ser: maximização da capacidade energética do sistema com o atendimento de metas pré-fixadas, minimização das perdas na rede através do redespacho das usinas, maximização da exportação em determinados intervalos do horizonte de estudo e por último, em casos extremos, a minimização do corte de carga, seja por causa de estrangulamentos na rede de transmissão ou por baixa disponibilidade energética e de importação.

O capítulo VI ilustra a variedade de opções que pode ser utilizada nesta abordagem: desde a escolha do horizonte de estudo (dentro de um contexto de operação de curto prazo) , até aspectos referentes à rede de transmissão, passando por considerações de ordem energética e de interligação com outros sistemas.

A existência de múltiplos critérios na função objetivo permite fazer vários tipos de análise, inibindo ou reforçando os coeficientes de custo apropriados. Portanto, existe a necessidade de "calibrar" adequadamente os coeficientes de custos na função objetivo. Esta tarefa ficaria facilitada na medida em que estivessem disponíveis dados como por exemplo, "o valor da água" dos reservatórios [49]. As curvas do "valor da água" podem ser obtidas através dos custos marginais de modelos de médio e longo prazos, que levem em consideração a alocação de energia térmica e hidráulica.

A estrutura de fluxo em rede do problema, que representa tanto as restrições hidráulicas como as restrições elétricas, é explorada através de algoritmos de fluxo em rede específicos, que levam em consideração a esparsidade da matriz de restrições do problema.

Uma característica que se destaca neste modelo é a possível forma de se poder tratar os problemas hidráulico e elétrico separadamente. O problema elétrico também tem separabilidade do ponto de vista temporal dado que as redes de transmissão, que permitem o atendimento da carga em cada intervalo da discretização, são independentes. A coordenação de todos estes problemas separados é feita através de uma função de penalidade linear quadrática que compatibiliza a geração hidráulica com os requisitos de demanda, obedecendo as restrições energeticas e operativas do sistema.

A separabilidade temporal e a consideração do acoplamento eletro-hidráulico permite que o problema seja decomposto em T subproblemas elétricos e um subproblema hidráulico. O subproblema hidráulico tem uma estrutura de grafo simples e os subproblemas elétricos têm estrutura de grafo com restrições adicionais.

O modelo proposto trabalha com estrutura hierárquica de dois níveis : no primeiro nível é feita a coordenação dos parâmetros de ajuste (função de penalidade) e no segundo nível são otimizados os problemas elétricos e hidráulico separadamente.

O sistema estudado pode ser analisado no âmbito de um horizonte de curto prazo com diferentes intervalos de discretização. Os resultados dos exemplos analisados mostram que, no horizonte de curto prazo (quatro dias com discretização em patamares de quatro horas) para o sistema de reservatórios tratado, a minimização do corte de carga apresenta um comportamento uniforme ao longo do horizonte sempre que não existam restrições de capacidade na transmissão. Existindo restrição de capacidade o sistema redespacha a geração entre suas unidades.

A comparação entre os vários critérios permite analisar o sistema em diversos cenários. Pode ser observada a influência entre a minimização das perdas de transmissão e a maximização dos volumes finais dos reservatórios. O despacho de geração das unidades apresenta perfis diferentes dependendo se o objetivo é a minimização das perdas do sistema ou a maximização dos volumes finais dos reservatórios. No caso da

minimização das perdas o despacho das unidades acompanha a curva de carga. A maximização dos volumes finais dos reservatórios determina uma política de armazenamento favorecendo os reservatórios localizados na base da cascata. Em alguns dos cenários analisados é feita a maximização da energia levando em conta produtividades acumuladas e/ou diversidade hidrológica ao mesmo tempo que são atendidas metas energéticas e a carga.

A possibilidade de importação de energia, dependendo do seu preço, permite atender a carga quando é baixa a disponibilidade energética dos reservatórios ou quando a exigência das metas dos volumes nos intervalos finais não permitem deplecionamentos.

Nos casos extremos, quando o sistema está em estado deficitário devido aos níveis dos reservatórios e aos custos de importação, o valor do corte de carga é um indicativo do valor da importação adicional que deve ser garantida ao sistema para o atendimento da carga. Da mesma forma, o corte de carga devido a limitação da capacidade de transmissão é um indicativo para determinar o número de circuitos que devem ser acrescentados a uma linha de transmissão que se encontra saturada num determinado intervalo da discretização. Este último fato é importante nos estudos de confiabilidade e análise de contingências.

Na eventualidade de contingências na rede de transmissão, o sistema tem flexibilidade de redespacho das usinas dentro dos recursos energéticos disponíveis.

Destaca-se também o fato do modelo permitir a verificação de estrangulamentos no fluxo da rede de transmissão que originam cortes de carga e/ou redespachos nas unidades geradoras.

Linhas de Pesquisa

Vários estudos podem ser desenvolvidos a partir deste modelo; alguns são:

- a-)** Objetivando acelerar o processo de convergência, estudar métodos de convergência quadrática em substituição ao algoritmo do simplex convexo. Um algoritmo que se mostra interessante na literatura é o algoritmo de Newton Truncado [23],[27],[63] pela sua facilidade de convergência na vizinhança de uma solução ótima ;
- b-)** Implementação do algoritmo em arquiteturas de processamento paralelo;
- c-)** Considerar as restrições de acoplamento de forma linear utilizando produtividade constante. Neste caso estas restrições podem ser tratadas como restrições adicionais no algoritmo de fluxo em redes. Este estudo permite a comparação com a solução obtida a partir do modelo com produtividade variável ;
- d-)** Objetivando a aceleração do processo, estabelecer um procedimento de ajuste da penalidade independente (descentralizado) para cada intervalo de discretização.
- e-)** Aproveitar o modelo existente para estudar a confiabilidade elétrica através da adaptação de simuladores de contingências na rede.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Albretch, P.F, Bhavaraju, M.P., Biggerstaff, B.E., Billington R., Jorgensen, G.E., Reepen, N.D. and Shortley P.B., " IEEE Reliability Test System ", IEEE Transactions on Apparatus and Power Systems, vol. PAS-98, No. 6, Nov./Dec. 1979.
- [2] Amado,S.M., Ribeiro,C.C., " Short-Term Generation Scheduling of Hydraulic Multi-Reservoir Multi-Area Interconnected Systems ", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol.PWRS-2, No. 3, June 1987.
- [3] Arvaniditis,N.,V. and Rosing, J. "Composite Representation of Multireservoir Hydroelectric Power System", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-89, pp.319-326, 1970.
- [4] Bazaraa, M.S., Jarvis, J.J. and Sherali, H.D., " Linear Programming and Network Flows", John Wiley & Sons, New York, 1990.
- [5] Bazaraa, M.S. and Shetty, C.M., " Non Linear Programming Theory and Algorithms", John Wiley & Sons, New York, 1979.
- [6] Beck,P., Lasdon,L., Engquist,M., " A Reduced Gradient Algorithm for Nonlinear Network Problems ", ACM Transactions on Mathematical Software, vol. 9, No. 1, pp. 57-70, 1983.
- [7] Bertsekas,D.P., " Nondifferentiable Optimization via Approximation ", Mathematical Programming Study 3, pp.1 - 25, 1975.
- [8] Bertsekas,D.P.,Lauer,G.S. and Sandell,N.R., " Optimal Short-Term Scheduling of Large-Scale Power Systems ", IEEE Trans. on Automatic Control,vol. AC-28,

No.1, January 1983.

- [9] Bonaert,A.P., El-Abiad,A.H., Koivo,A.J., " Optimal Scheduling of Hydro-Thermal Power Systems", AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems., vol.PAS-91, 1972.
- [10] Brännlund,H., Bubenko,J.A., Sjelvren,D., Anderson,N., "Optimal Short Term Operational Planning of a Large Hydrothermal Power System Based on a Nonlinear Network Flow Concept", IEEE Transactions on Power Systems, vol.PWRS-1, No. 4, pp. 75-81, November 1986.
- [11] Calderon,L.R., Galiana,F.D., "Continuous Solution Simulation in the Short-Term Hydrothermal Coordination Problem", IEEE Transactions on Power Systems, vol. PWRS-2, No. 3, pp. 737-743, August 1987.
- [12] Carpentier,J.L., " A Link Between Short Term Scheduling and Dispatching: Separability of Dynamic Dispatch", Proc. PSCC Conf., Helsinki, August 1984.
- [13] Carvalho,M.F.H. e Cuervo,P.C.F, " Capacidade Máxima de Suprimento por Fluxo em Redes com Restrições Lineares Adicionais", Anais do 8o. Congresso Brasileiro Automática, vol.2, pp. 857-862, Belém,1990.
- [14] Carvalho,M.F., Soares,S., " An Efficient Hydrothermal Scheduling Algorithm", IEEE Transactions on Power Systems, vol. PWRS-2, pp. 537-542, 1987.
- [15] Carvalho,M.F.H., Soares,S., Cuervo,P.C.F, " Convex-Cost Network Flow Algorithm with Additional Linear Constraints Applied to Electrical Power Generation and Transmission Systems", International Association of Science and Technology for Development - IASTED, Montreal, Canadá, 1990.
- [16] Carvalho,M.F., Soares,S., Ohishi,T., " Optimal Active Power Dispatch by Network Flow Approach", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PWRS-3, pp. 1640-1647, 1988.
- [17] Dahlin,E.H., Shen,D.W.C., " Optimal Solution to the Hydro-Steam Dispatch Problem for Certain Practical Systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-85,No. 5, May 1966.
- [18] Dembo,R.S., Klinecicz,J.G., " A Scaled Reduced Gradient Algorithm for Network Flow Problems with Convex Separable Costs", Mathematical

Programming Study 15, pp. 125-147, 1981.

- [19] Ea,K., Monti,M., " Daily Operational Planning of EDF Plant Mix Proposal for a New Method ", IEEE Trans. on Power Systems, vol.PWRS-1, No. 3, August 1986.
- [20] El-Hawary,M.E., Christensen,G.S.," Optimal Economic Operation of Electric Power Systems", Academic Press, New York, 1979.
- [21] El-Hawary,M.E., Landrigan,J.K., " Optimum Operation of Fixed-Head Hydro-Thermal Electric Power Systems: Powell's Hybrid Method Versus Newton-Raphson Method ", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-101, No. 3, March 1982.
- [22] El-Hawary,M.E., Tsang,D.H., " The Hydrothermal Optimal Load Flow, a Practical Formulation and Solution Techniques Using Newton's Approach ", IEEE Transactions on Power Systems, vol.PWRS-1,No. 3, August 1986.
- [23] Escudero,L.F., " On Diagonally Preconditioning the Truncated Newton Method for Super-Scale Linearly Constrained Nonlinear Programming", European Journal of Operational Research, 17, pp.401 - 414 (North-Holland), 1984.
- [24] Franco,P.E.C., Carvalho,M.F., Soares,S., " A Network Flow Model for Short-Term Hydro-Dominated Hydrothermal Scheduling Problems ", IEEE /PES 1993 Summer Meeting, Vancouver, B.C., Canada, July 18 - 22, 1993.
- [25] Gagnon,C.R., Bolton,J.F., " Optimal Hydro Scheduling at the Bonneville Power Administration", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-97,No. 3, May/June 1978.
- [26] Garver,L.L., " Transmission Network Estimation Using Linear Programming", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 89, pp. 1688-1696, 1970.
- [27] Gill,P.E., Murray,W., " Newton-type Methods for Linearly Constrained Optimization", Numerical Methods for Linearly Constrained Optimization, Academic Press, pp. 29-66, 1974.
- [28] Gill,P., Murray,W., Wright,M.H., " Practical Optimization ", Academic Press, London and New York, 1981.

- [29] Habibollahzade,H., Bubenko,J.A. " Application of Decomposition Techniques to Short-Term Operation Planning of Hydrothermal Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, vol.PWRS-1, No. 1, February 1986.
- [30] Habibollahzade,H., Frances,D., Sui,U., "A New Generation Scheduling Program at Ontario Hydro", IEEE Transactions on Power Systems, vol.5, No.1, pp. 65-72, February 1990.
- [31] Habibollahzade,H., Luo,G.X., Semlyen,A., "Hydrothermal Optimal Power Flow Based on a Combined Linear and Nonlinear Programming Methodology", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 4, No. 2, pp. 530-537, May 1989.
- [32] Jensenn, P.A. and Barnes,J.W., " Network Flow Programming ", Robert E. Krieger, Ed. Malabar, 1987.
- [33] Johannesen,A., Gjelsvik,A., Fosso,O.B., Flatabo, N., "Optimal Short Term Hydro Scheduling Including Security Constraints", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 6, No. 2, pp. 576-583, May 1991.
- [34] Kennington,J.L., Helgason,K.V., " Algorithms for Network Programming ", John Wiley & Sons, New York, 1981.
- [35] Klineciewicz,J.G., " A Newton Method for Convex Separable Network Flow Problems", NETWORKS, John Wiley & Sons, vol.13, pp. 427-442, 1983.
- [36] Lasdon, L., " Optimisation Theory for Large Systems", McMillan, New York, 1970.
- [37] Lee,F.N., " A Method to Eliminate Solution Trapping in Applying Progressive Optimality Principle to Short-Term Hydro-Termal Scheduling ", IEEE/PES Winter Meeting , New York, January 1989.
- [38] Lee,T.H., Thorne,D.H., Hill,E.F., " Modified Minimum Cost Flow Dispatch Method for Power System Applications", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 100, No. 2, pp. 737-744, 1981.
- [39] Luenberger,D.G., " Linear and Nonlinear Programming", Addison-Wesley, Second Edition, Massachussetts, 1989.
- [40] Luo,G.X., Habibollahzade,H., Semlyen,A., "Short Term Hydrothermal Dispatch Detailed Model and Solutions", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 4,

No. 4, pp. 1452-1460, October 1989.

- [41] Merlin,A., Lauzanne,B., Murras,J.F., Auge,J., Ziglioli,M., " Optimization of Short-Term Scheduling of EDF Hydraulic Valleys with Coupling Constraints: the Ovide Model", Proc. PSCC Conf., Lausanne, August 1981.
- [42] Monticelli,A.J., " Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", Edgard Blucher, São Paulo, 1983.
- [43] Monticelli,A.J., Santos,A., Pereira,M.V.F., Cunha,S.H., Parker,B.J., Praça,J.C.G., " Interactive Transmission Network Planning Using a Least Effort Criterion", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-101, No. 10, February 1982.
- [44] Nanda,J., Bijwe,P.R., " Optimal Hydrothermal Scheduling with Cascaded Plants Using Progressive Optimality Algorithm", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-100,No. 4, April 1981.
- [45] Ohishi,T., Soares,S., Carvalho,M.F.H., " A Short Term Hydrothermal Scheduling Approach for Dominantly Hydro Systems ", IEEE Transactions on Power Systems, vol.6, No. 2, May 1991.
- [46] Papadimitriou,C., "Combinatorial Optimization: Algorithms and Complexity", Prentice-Hall, Englewood Cliffs , 1982.
- [47] Pereira,M.V.F., Pinto,L.M.V.G., " A Decomposition Approach to the Economic Dispatch of the Hidrothermal Systems ", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-101, No. 10, November 1982.
- [48] Pinto, L.M.V.G. e Pereira, M.V.F., " Modelo de Operação Ótima a Curto Prazo de Sistemas Hidrotérmicos ", Anais do 7o. Congresso Brasileiro Automática - CBA, pp. 930-934, São José dos Campos 1988.
- [49] Read,E.G., " Economic Principles of Reservoir Operation 1: Perfect Foresight", Management Science, CBER Working Paper, The University of Tennessee, June, 1982.
- [50] Rosenthal,R.E., " A Nonlinear Network Flow Algorithm for Maximization of Benefits in a Hydroelectric Power System", Operation Research, vol. 29, No. 4, pp. 763-784, 1981.

- [51] Santos,A., " O Método da Lagrangeana Aumentada Aplicado ao Fluxo de Carga Ótimo" , Tese de Doutorado, Faculdade de Engenharia de Campinas, Departamento de Engenharia Elétrica , Universidade de Campinas - UNICAMP, Abril 1986.
- [52] Shaw,J.J., Bertsekas,D.P., " Optimal Scheduling of Large Hydro-Thermal Power Systems", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-104, No. 2, February 1985.
- [53] Soares,S., " Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos", SBA Controle de Automação, vol. 1, No. 2, pp. 122-131, 1990.
- [54] Soares,S., Carvalho,M.F., "Programa para Otimização de Sistemas Hidrotérmicos (POSH)", Anais do 6o. Congresso Brasileiro de Automática, pp. 191-197, 1986.
- [55] Soares,S., Lyra,C. and Tavares,H. "Optimal Generation Scheduling of Hydrothermal Power Systems", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-99, No.3, 1107-1118.
- [56] Turgeon,A., " Optimal Short-Term Hydro Scheduling from the Principle of Progressive Optimality", Water Resources Research, vol.17, No. 3, June 1981.
- [57] Wakamori,F., Masui,S., Morita,K., Sugiyama,T., " Layered Network Model Approach to Optimal Daily Hydro Scheduling ", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-101, No. 9, September 1982.
- [58] Wing,O., " Circuit Theory with Computer Methods", Holt-Rinehart, Winston,.
- [59] Wu,R.N., Lee,T.H., Hill,E.F., "Effect of Interchange on Short-Term Hydro_Thermal Scheduling", IEEE/PES Summer Meeting, Minneapolis, July 1990.
- [60] Yang,J.S., Chen,N., " Optimal Hydro Scheduling at the Bonneville Power Administration", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-97,No. 3, May/June 1978.
- [61] Zaghlool,M.F., Trutt,F.C., " Efficient Methods for Optimal Scheduling of Fixed Head Hydrothermal Power Systems ", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-3, No. 1, February 1988.

- [62] Zenios,S.A., Pinar,N.Ç, Dembo,R.S., " A Smooth Penalty Function Algorithm for Network Structured Problems", Department of Decisions Sciences, Report 90-12-05, The Wharton School, University of Pennsylvania, Philadelphia, PA. 19104, 1990.
- [63] Zenios,S.A., Dembo,R.S., Ahlfeld,D.P., Mulvey,J.M., " Nonlinear Programming on Generalized Networks ", ACM Transactions on Mathematical Software, Vol.13, No.4, December 1987, pp. 350 - 367.