

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

Planejamento da Operação de Curto Prazo de Sistemas Hidrotérmicos com Restrições de Segurança

por: Alcides Vitor Fracaro

orientador: Prof. Dr. Takaaki Ohishi

Dissertação submetida à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Estadual de Campinas, para preenchimento dos pré-requisitos parciais para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Este exemplar corresponde à redação final da dissertação defendida por Alcides Vitor Fracaro

julho 1996

e aprovada pela Comissão

Julgadora em 15/7/1994

Orientador

Takaaki Ohishi

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

F841p

Fracaro, Alcides Vitor

Planejamento da operação de curto prazo de sistemas hidrotérmicos com restrições de segurança / Alcides Vito Fracaro.--Campinas, SP: [s.n.], 1994.

Orientador: Takaaki Ohishi.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica.

1. Usinas hidrelétricas. 2. Sistemas de energia elétrica. 3. Hidráulica - Engenharia de sistemas. 4. Contingência - Tabelas. 5. Métodos de continuação. I. Ohishi, Takaaki. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica. III. Título.

Universidade Estadual de Campinas
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS



Planejamento da Operação de Curto Prazo de Sistemas Hidrotérmicos com Restrições de Segurança

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Estadual de
Campinas, como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de
Mestre em Engenharia Elétrica.

por

Alcides Vitor Fracaro
Engenheiro Eletricista - UNESP - SP

Campinas, 15 de julho de 1994

Takaaki Ohishi - Orientador
Laurence Duarte Colvara - UNESP-Ilha Solteira
Anésio dos Santos Júnior - FEE/UNICAMP

Dedicada ao meu pai Alcides
e à minha mãe Emilia

Este trabalho teve o suporte financeiro da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo - (FAPESP), da Coordenação de Aperfeiçoamento Pessoal de Nível Superior - (CAPES), e do Fundo de Apoio ao Ensino e a Pesquisa - (FAEP).

Agradecimentos

Queria aproveitar esta simples e única página, dentre tantas outras, para com simples e poucas palavras agradecer ao Taka, se assim me permite chamá-lo, pela orientação, confiança, estímulo, e principalmente pela paciência e compreensão nos momentos de incertezas e até de descrença, tornando este período de convivência uma etapa de grande crescimento profissional e pessoal.

À minha família que me apoiou incondicionalmente em todos os momentos. Obrigado por existirem e por fazerem parte de minha vida.

Ao grande amigo Black (Gelson) pela sua amizade, companherismo e presença constante nestes anos de convivência.

Ao meu irmão Adilson, ao Amaral e Zeca pela convivência super hiper saudável.

À Márcia pelo carinho, pela força e por acreditar que eu seria capaz de alcançar meu objetivo.

Ao Cássio pela grande amizade e pelos incontáveis papos sobre coisas da vida, ao Flávio, Tânia, "maninha" Ana Cláudia pela amável convivência e amizade.

Ao Agripino, pelas várias discussões a respeito do trabalho, ao Mauro, Simone, Débora e Fran pela amizade.

Ao Secundino, à Bete, aos alunos do COSE e tantos outros que direta ou indiretamente contribuíram para que eu elaborasse esta tese.

A Deus por me guiar em mais esta etapa de minha vida.

Resumo

Esta dissertação de mestrado apresenta uma metodologia de resolução do Problema de Planejamento de Curto Prazo de Sistemas Hidrotérmicos Predominantemente Hidráulicos com Restrições de Segurança. A metodologia desenvolvida resolve o problema através da utilização de uma Abordagem Híbrida, a qual combina a simulação do sistema hidráulico com a otimização do sistema elétrico para cada intervalo de tempo do horizonte de curto prazo, considerando detalhadamente a operação dos sistemas hidráulico, térmico e de transmissão, atendendo a demanda global de carga, satisfazendo as restrições de segurança e, ao longo do horizonte cumprindo as metas energéticas estabelecidas pelos planejamentos de longo e médio prazos. No desenvolvimento do otimizador do sistema elétrico, e da coordenação da operação hidráulica com a operação elétrica utilizam-se as técnicas de Continuação.

Abstract

This work presents a resolution method for the problem of short term hydrothermal scheduling for hydro-dominated power systems with security constraints. The method developed solves this problem through the hybrid approach, which combines a hydraulic system simulation with an electrical system optimization for each hour during the short term horizon. The operational constraints of the hydraulic, termic and transmission systems are represented in great detail, attending the global load, satisfying the security constraints. Energetic constraints must be satisfied too. In the development of the optimizer of the electric system and in the coordination of the hydraulic operation with the electric operation, the Continuation Method is used.

Conteúdo

AGRADECIMENTOS	iii
RESUMO	iv
ABSTRACT	v
CONTEÚDO	vi
1 Introdução	1
I PLANEJAMENTO E SEGURANÇA DA POLÍTICA DE OPERAÇÃO DE CURTO PRAZO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS	4
2 Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos	5
2.1 Introdução	5
2.2 Cadeia de Planejamento	7
2.2.1 Planejamento de Longo Prazo (PLP)	8
2.2.2 Planejamento de Médio Prazo (PMP)	8
2.2.3 Planejamento de Curto Prazo (PCP) ou Pré-Despacho (PD)	9
2.3 Planejamento da Operação de Curto Prazo de Sistemas Hidrotérmicos ou Pré-Despacho	10
2.3.1 Sistema Hidráulico	13
2.3.2 Sistema Térmico	16
2.3.3 Sistema de Transmissão	17

2.3.4	Meta Energética	22
2.4	Modelo Matemático do Problema de Planejamento da Operação de Curto Prazo ou Pré-Despacho	22
2.5	Curva de Demanda de Carga	24
2.6	Resolução do Problema de Planejamento da Operação de Curto Prazo: Abordagem Híbrida	26
3	Análise de Segurança	31
3.1	Introdução	31
3.2	Análise de Alterações no Sistema de Transmissão	32
3.3	Níveis de Segurança	33
3.4	Pré-Despacho e Nível de Segurança	36
 II MÉTODOS DE SELEÇÃO E AVALIAÇÃO PARA DETERMINAÇÃO DE CONTINGÊNCIAS CRÍTICAS		37
4	Seleção de Contingências	40
4.1	Introdução	40
4.2	Índice de Performance - IP_k	42
4.3	Índice de Performance Incremental - ΔIP_k	44
4.4	Implementação Computacional	46
4.5	Resultados e Discussões	46
4.5.1	Sistema TRS-IEEE-24 barras	46
4.5.2	Seleção de Contingências em um PD para o Sistema reduzido da CESP - 440kV	51
5	Avaliação de Contingências	56
5.1	Introdução	56
5.2	Método de Filtragem de Contingências	58
5.2.1	Fluxos Pós-Contingência em termos dos Fluxos do Caso Básico	60
5.2.2	Particionamento da Rede N em duas Sub-Redes $N1$ e $N2$	64

5.2.3	Classificação das Contingências	65
5.3	Resultados	68
5.3.1	Montagem da Sub-Rede $N1$	68
5.3.2	Classificação de uma Contingência	68
5.3.3	Avaliação de uma Lista de Contingências	69
5.3.4	Avaliação de Contingências de uma solução do PD	76
5.4	Considerações Finais sobre Filtragem de Contingências	76

III FLUXO DE CARGA ÓTIMO COM RESTRIÇÕES DE SEGURANÇA 78

6	Fluxo de Carga Linear Ótimo com Restrições de Segurança (FCRS)	81
6.1	Restrições de Segurança	81
6.2	Fluxo de Carga Linear Ótimo com Restrições de Segurança	83
6.3	Interpretação da Inclusão de Restrições de Segurança no FCLO	83
7	Fluxo de Carga Linear Ótimo com Restrições de Segurança via Método da Continuação	86
7.1	Introdução	86
7.2	Função Objetivo do FCLO	89
7.3	Método da Continuação	90
7.4	Fluxo de Carga Linear Ótimo via Método da Continuação	93
7.4.1	Resultados do FCLO via Método da Continuação	103
7.5	Fluxo de Carga Linear Ótimo com Restrições de Segurança via Método da Continuação - FCRS	105
7.5.1	Resultados do FCRS via Método da Continuação	106
7.6	Comentários Finais	108

IV PRÉ-DESPACHO COM RESTRIÇÕES DE SEGURANÇA (PDRS) 110

8	Pré-Despacho (PD) e Pré-Despacho com Restrições de Segurança (PDRS)	113
8.1	Separabilidade do PD	115
8.1.1	Atendimento das Metas Energéticas	118
8.1.2	Inicialização dos Fatores de Penalização das Gerações λ_h	119
8.1.3	Atualização dos Fatores de Penalização das Gerações	120
8.1.4	Parametrizando o PD em relação à λ_h	123
8.2	PD e Nível de Segurança	125
9	Resultados e Discussões da Aplicação do Algoritmo aos Problemas de PD e PDRS	129
9.1	CENÁRIO 1 - Somente restrição de atendimento da demanda de carga	131
9.2	CENÁRIO 2 - Acréscimo de restrições de geração	132
9.3	CENÁRIO 3 - Acréscimo de restrições energéticas	133
9.4	CENÁRIO 4 - Acréscimo de restrições elétricas	137
9.5	CENÁRIO 5 - Acréscimo de restrições de segurança em $t = 20$	138
9.6	CENÁRIO 6 - Acréscimo de restrições de segurança em todos os intervalos críticos	146
9.7	Comentários Finais	152
9.8	Conclusões	153
10	Conclusão	154
A	Aproximações da sub-rede N2	156
A.1	Estimação dos limites de x_k	157
A.2	Estimação dos limites de $x_{i/k}$	158
B	Rede adjunta	160
	BIBLIOGRAFIA	162

Notações

- variáveis sublinhadas indicam vetores
- ' - super-índice que se refere à transposta da matriz ou do vetor
- \sim - refere-se ao valor estimado inferior
- $\hat{}$ - refere-se ao valor estimado superior
- * - refere-se à rede adjunta
- (-1) - super-índice que refere-se à inversa da matriz
- *min* e *max* - super índices que indicam respectivamente os valores mínimo e máximo das variáveis
- A - matriz incidência nó-ramo
- B - matriz susceptância
- b_k - susceptância da linha k
- D - matriz de participação das injeções de potência (geração e carga) na composição dos fluxos nas linhas de transmissão
- \underline{d}^n - direção de caminhada para a atualização dos fatores de penalização das gerações
- FCLO - fluxo de carga linear ótimo
- FCRS - fluxo de carga linear ótimo com restrições de segurança
- F_i - refere-se ao filtro, número $i = 1, \dots, nf$, utilizado na filtragem de contingências
- f_l^t - fluxo de potência ativa na linha l durante o intervalo t
- $f_{l/k}$ - fluxo de potência ativa na linha l , no estado pós-contingência k
- H_H, H_C - matrizes compostas pelos coeficientes das derivadas da função Lagrangeana

- H, G, C, L - conjunto de usinas hidráulicas, usinas térmicas, barras de demanda de carga e linhas de transmissão, respectivamente
- h, g, c, l - índices de usina hidráulica, usina térmica, demanda de carga e linha de transmissão, respectivamente
- k - refere-se à contingência da k -ésima linha de transmissão
- \mathcal{K} - conjunto de contingências críticas
- \mathcal{K}_a - conjunto de contingências ou de restrições de segurança acrescentadas ao FCLO
- $M = D' . R . D$ - matriz associada ao custo da perda elétrica do sistema de transmissão
- m_h - meta energética da usina hidráulica h
- $N, N1, N2$ - respectivamente, rede de transmissão, sub-rede 1 e sub-rede 2
- $(nb + 1)$ - número de barras do sistema de transmissão
- nc - número de barras de carga
- nf - número de filtros da série
- nl - número de linhas do sistema de transmissão
- P_{CT} - carga total do sistema
- PD - pré-despacho
- PDRS - pré-despacho com restrições de segurança
- \underline{p}^t - vetor injeção de potência ativa (carga e geração) durante o intervalo de tempo t
- \underline{p}_G - vetor de geração térmica
- p_g^t - geração de potência ativa na usina térmica g durante o intervalo de tempo t
- \underline{p}_H - vetor de geração hidráulica
- p_h^t - geração de potência ativa na usina hidráulica h durante o intervalo de tempo t
- (pc) - refere-se ao estado pós-contingência
- R - matriz diagonal que contém as resistências r_l das linhas do sistema de transmissão
- S_h - conjunto de usinas imediatamente a montante do reservatório h
- (sb) - refere-se à solução básica ou ao caso básico do PD
- T - conjunto formado pelos t intervalos de tempo do PD

- u_h^t - turbinagem na usina h durante o intervalo de tempo t
- v_h^t - volume armazenado no reservatório h no final do intervalo t
- X - matriz inversa da matriz susceptância, $X = B^{-1}$
- X_d - matriz diagonal cujos elementos são as reatâncias x_l das linhas
- y_h^t - afluência lateral ao reservatório h durante o intervalo de tempo t
- w_l - constante de peso da linha de transmissão l
- $\underline{\alpha}$ - vetor percentagem de participação das cargas com relação à carga total
- γ - tamanho do passo dado na atualização de λ
- Δ_g - limite de variação de geração térmica, ou rampa de geração térmica
- Δ_h - máxima variação de turbinagem permitida, ou rampa de geração hidráulica
- $\Delta\Theta_l$ - abertura angular sobre a linha l
- $\Delta\Theta_k^*$ - abertura angular sobre a linha k , na solução da rede adjunta
- δ_{sh} - tempo de atraso da defluência do reservatório s até o reservatório h
- η_h - rendimento da usina h
- $\underline{\Theta}^t$ - vetor ângulo de fase no intervalo de tempo t
- $\underline{\lambda}$ - vetor penalização das gerações hidráulicas
- μ - multiplicador de Lagrange associado à restrição operacional ativa
- ξ_h - erro entre a turbinagem total e a meta energética
- ρ_h - produtividade da usina h
- σ_h - percentual de participação da geração h em relação à geração total do sistema
- σ_l - percentual de participação da demanda total do sistema no fluxo da linha l
- $\Phi_g(p_g)$ - função de custo de geração térmica
- φ_g - função de produção térmica
- \mathcal{L} - função Lagrangeana
- \mathfrak{R} - conjunto de todas as restrições do sistema
- \mathfrak{RA} - conjunto de restrições ativas

Capítulo 1

Introdução

O problema de planejamento de sistemas hidrotérmicos predominantemente hidráulicos com restrições de segurança consiste em determinar uma programação da operação para um horizonte de curto prazo, usualmente um período de um dia a uma semana à frente, com um maior nível de segurança possível.

Esta etapa do planejamento busca compatibilizar a operação em tempo real com os planejamentos de longo e médio prazos, considerando detalhadamente as restrições operacionais dos sistemas hidráulico, térmico e de transmissão, bem como as restrições de segurança, e procurando ao final do horizonte, estar de acordo com as metas energéticas estabelecidas pelos planejamentos de horizontes maiores.

Este problema é bastante complexo e de difícil resolução devido à sua dimensão; à interdependência operacional existente entre as usinas hidráulicas; aos limites operativos em relação aos armazenamentos, turbinagens e defluências; às restrições ambientais e ao uso múltiplo dos recursos hídricos. As restrições elétricas e de segurança também são importantes, pois as usinas hidráulicas geralmente estão localizadas à grandes distâncias dos grandes centros consumidores de energia elétrica. Para resolvê-lo, emprega-se uma Abordagem Híbrida a qual decompõe o problema em dois sub-problemas:

1. elétrico
2. hidráulico

Inicialmente, a metodologia desconsidera o aspecto da segurança do sistema, resolvendo o problema, levando-se em conta as condições inicialmente previstas (condições

básicas) em termos de disponibilidades de equipamentos e necessidades de mercado, através da execução de uma Simulação Hidráulica e de uma Otimização Elétrica para cada intervalo de tempo do horizonte de curto prazo, compatibilizando, no final do mesmo, as metas energéticas.

A partir desta solução básica inicial, sem restrições de segurança, faz-se uma Análise de Segurança do sistema, na qual avalia-se a capacidade do sistema em suportar variações não previstas sobre as condições básicas, principalmente em relação às saídas forçadas de equipamentos. Esta análise é efetuada independentemente para cada intervalo de tempo, e verifica-se se há algum evento cuja ocorrência pode levar o sistema a operar com sobrecargas.

Para aqueles intervalos que podem vir a apresentar tais violações, geram-se restrições adicionais, chamadas de Restrições de Segurança, e estas são acrescentadas ao problema de planejamento de curto prazo. Com a inclusão destas novas restrições, e com uma reprogramação da solução inicial, obtém-se uma nova solução, a qual apresenta um maior nível de segurança.

Inicialmente, na PARTE I desta dissertação apresenta-se o Modelo Matemático do Problema de Planejamento de Curto Prazo, também chamado de Pré-Despacho, e a Análise de Segurança. O Pré-Despacho (PD) basicamente determina um plano de operação ao longo de um período de tempo, levando em consideração as condições do sistema, enquanto que a Análise de Segurança (AS) avalia o impacto de um evento sobre a operação, mas considerando somente um intervalo de tempo. Em outras palavras, o PD tem uma visão dinâmica da operação, enquanto que a AS tem uma visão estática. Para se obter, então, uma solução de PD com maior nível de segurança é necessário integrar estas duas visões. A PARTE I é concluída com a apresentação da idéia de como esta integração será desenvolvida neste trabalho. A PARTE I é composta pelos capítulos (2) e (3).

Na PARTE II, apresenta-se as ferramentas utilizadas na fase de Análise de Segurança. No capítulo (4) obtém-se os possíveis pontos críticos do sistema, através da obtenção de um índice de performance do sistema. No capítulo (5), para os possíveis pontos críticos determina-se onde ocorrerão as sobrecargas, através de um processo de filtragem de contingências.

Na metodologia híbrida para a resolução do problema de PD, a principal ferramenta é o FCLO, a qual determina a decisão ótima de geração a cada intervalo de tempo. Quando as restrições de segurança são consideradas no problema de PD, o FCLO é subs-

tituído por um modelo de Fluxo de Carga Linear Ótimo com Restrições de Segurança (FCRS). Na PARTE III, capítulos (6) e (7), apresenta-se os modelos de FCLO e FCRS e desenvolve-se uma técnica de resolução via Método de Continuação.

Finalmente, na PARTE IV, capítulos (8) e (9), uma metodologia via método de continuação é desenvolvida para a resolução tanto do PD como do PD com Restrições de Segurança (PDRS). Esta etapa é encerrada com a apresentação dos resultados obtidos através da aplicação da metodologia a um sistema reduzido da Companhia Energética de São Paulo - CESP.

No capítulo (10), faz-se os comentários e as conclusões finais mais relevantes sobre o trabalho, e sugestões para trabalhos futuros.

Parte I

PLANEJAMENTO E SEGURANÇA DA POLÍTICA DE OPERAÇÃO DE CURTO PRAZO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

Capítulo 2

Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos

O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos constitui-se num problema de dimensão elevada e de alta complexidade, e por este motivo foi dividido em etapas de acordo com o alcance de suas decisões ao longo do tempo. A organização destas etapas em função de seus horizontes de alcance no tempo formam a chamada Cadeia de Planejamento.

Neste capítulo discorre-se inicialmente sobre a operação destes sistemas hidrotérmicos, sobre a cadeia de planejamento e suas etapas. As principais características da operação de curto prazo dos sistemas térmico, hidráulico e de transmissão, e ainda o comportamento característico da demanda de carga ao longo do período de um dia típico, são apresentadas. Este capítulo é encerrado com a formulação matemática do modelo e com a apresentação da abordagem de resolução deste problema, denominada em Ohishi [1] de *Abordagem Híbrida*.

2.1 Introdução

A operação de sistemas hidrotérmicos, figura (2.1), visa atender a demanda de energia elétrica de maneira econômica e confiável [2].

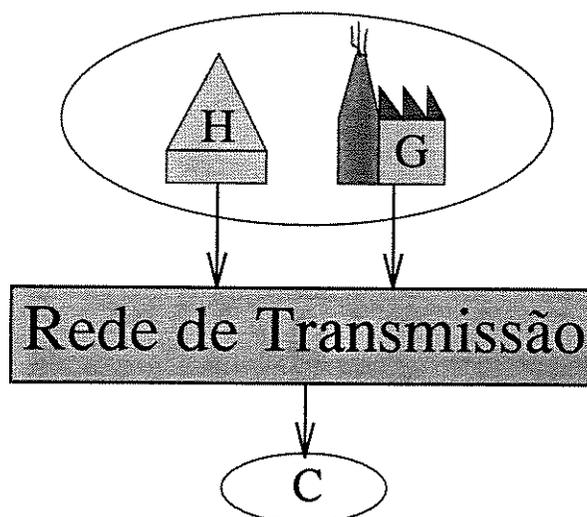


Figura 2.1: Diagrama esquemático do sistema hidrotérmico

onde:

- H - hidroelétrica
- G - térmica
- C - demanda de carga

Em virtude dos recursos energéticos serem variáveis ao longo do tempo (característica dinâmica) e limitados, se faz necessário o planejamento de sua operação, o qual tem como objetivo definir uma estratégia de operação deste sistema. Este planejamento deve ser dimensionado de forma a:

1. considerar as variações sazonais destes recursos
2. atender à demanda de carga com critérios de garantia adequados
3. atender aos vários propósitos destes recursos
4. respeitar as restrições operacionais dos sistemas hidráulico, térmico e de transmissão

Trata-se de um problema complexo devido às incertezas de (1) e (2), à característica multi-objetiva de (3) e à quantidade de restrições operacionais (4).

Em termos matemáticos, o planejamento da operação mostra-se um problema estocástico e não-linear, o que o torna computacionalmente inviável para sistemas reais de grande porte; além de ser um problema que está inserido dentro do contexto de multi-uso de seus recursos. A complexidade e a dimensão do problema exige uma decomposição do mesmo. Com isto, o planejamento da operação foi dividido em etapas, as quais formam a *Cadeia de Planejamento*.

2.2 Cadeia de Planejamento

Em sistemas com forte predominância hidráulica faz-se necessário um planejamento da operação considerando um horizonte de vários anos à frente, de modo a levar em conta, além da sazonalidade anual sobre as afluições, a possibilidade de uma sequência de anos com baixos índices pluviométricos.

Devido ao fato de o planejamento considerar um horizonte de vários anos à frente, e à complexidade do problema, a *Cadeia de Planejamento* divide-o em função do alcance de suas decisões no tempo, ou seja, em decisões que surtem efeito a curto prazo de tempo, em outras a médio e a longo prazo.

Dentro da Cadeia de Planejamento dois aspectos importantes são analisados:

1. *Aspecto energético*

- em sistemas hidrotérmicos, a disponibilidade de recursos hidroenergéticos é variável ao longo do tempo e por isso torna-se interessante acumular recursos em períodos de grande disponibilidade (períodos chuvosos) para a sua posterior utilização em períodos de baixa disponibilidade. Este gerenciamento é conhecido como *operação energética*

2. *Aspecto elétrico*

- este segundo aspecto diz respeito à operacionalidade do sistema e está mais relacionado com a operação em tempo real, e portanto com a parte elétrica do mesmo. A preocupação aqui é assegurar que a solução obtida através dos estudos de planejamento seja operacionalmente realizável. A compatibilização entre os aspectos operacionais e o gerenciamento dos recursos energéticos é realizado a nível de *planejamento de curto prazo*, onde determina-se uma programação da

operação para um curto horizonte de tempo, que seja ao mesmo tempo operacionalmente factível e coerente com as metas estabelecidas pelos planejamentos de médio e longo prazos

2.2.1 Planejamento de Longo Prazo (PLP)

No PLP considera-se a operação com um horizonte de vários anos à frente, onde os sistemas hidráulico e térmico são representados agregadamente, modelados respectivamente por um único reservatório equivalente e uma única unidade térmica equivalente, expressos em termos de energia.

O objetivo é avaliar as condições de atendimento dos requisitos de mercado, em termos de economia e confiabilidade energética, determinando a proporção entre a geração hidráulica total e a geração térmica total ao longo do horizonte, e o correspondente custo marginal. No caso do sistema Sul/Sudeste Brasileiro, o horizonte considerado pelo PLP é de 5 (cinco) anos.

Esta etapa da cadeia passará ao planejamento de médio prazo os *custos marginais* para a utilização dos recursos.

2.2.2 Planejamento de Médio Prazo (PMP)

Nesta etapa, os sistemas hidráulico e térmico tem suas operações consideradas de maneira *individualizada*, relativo ao primeiro ano do horizonte de longo prazo.

No planejamento de médio prazo a operação é obtida para o sistema modelado como na figura (2.2), onde as unidades hidráulicas e térmicas são representadas individualmente, e normalmente não consideram a representação da rede de transmissão.

A demanda de carga c^t usualmente representa a demanda média da semana t .

Como resultado, o PMP determina a geração média para todas as unidades geradoras para todos os intervalos do horizonte de médio prazo. Um outro resultado importante é a obtenção de uma política de armazenamento para cada reservatório do sistema hidráulico, definindo o nível de armazenamento ao final de cada intervalo de tempo. Em outras palavras, o PMP determina o estado inicial e final de armazenamento a cada intervalo do horizonte de médio prazo, delimitando assim o volume total de água a ser utilizado

durante cada intervalo de tempo, usualmente de uma semana, denominados de **metas energéticas**.

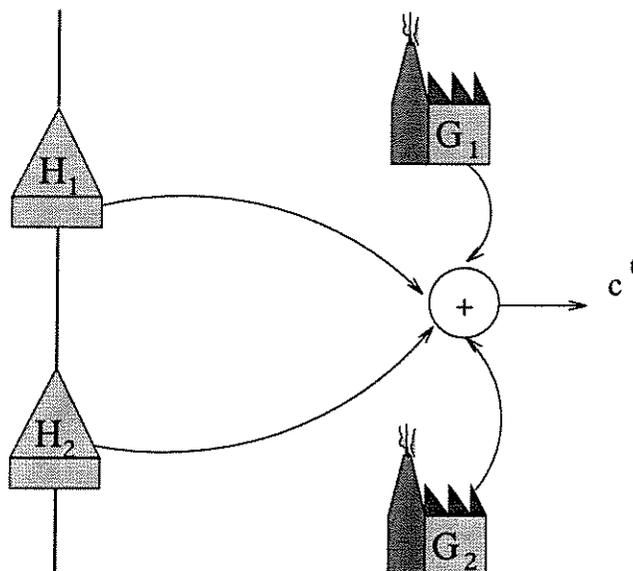


Figura 2.2: Modelo do sistema hidrotérmico para o planejamento de médio prazo

O valor da meta energética é uma referência que será passada para a etapa seguinte da cadeia: Planejamento de Curto Prazo.

2.2.3 Planejamento de Curto Prazo (PCP) ou Pré-Despacho (PD)

Como apresentado na figura (2.3), o planejamento de médio prazo fornece o estado inicial e final de cada reservatório para cada semana ou para cada dia. Este valor fornecido pelo PMP constitui-se na *meta energética*, e esta deverá ser cumprida pelo PCP.

O PMP porém, não descreve qual dos caminhos (1), (2), (3) ou (4) deve ser realizado para o cumprimento da meta no final do período considerado, isto é, não define a política de operação ao longo do horizonte de curto prazo, fornecendo tão somente uma referência hidráulica dos estados inicial e final de cada reservatório para o período dado.

A solução do PCP deve, de um lado, atender as metas energéticas estabelecidas pelo PMP, definindo a política de operação entre os intervalos de tempo $(t - 1)$ e (t) ; e, de outro lado, deve assegurar a operacionalidade de sua solução. Para tanto, faz-se necessário uma representação detalhada da operação do sistema, como será apresentado na seção (2.3).

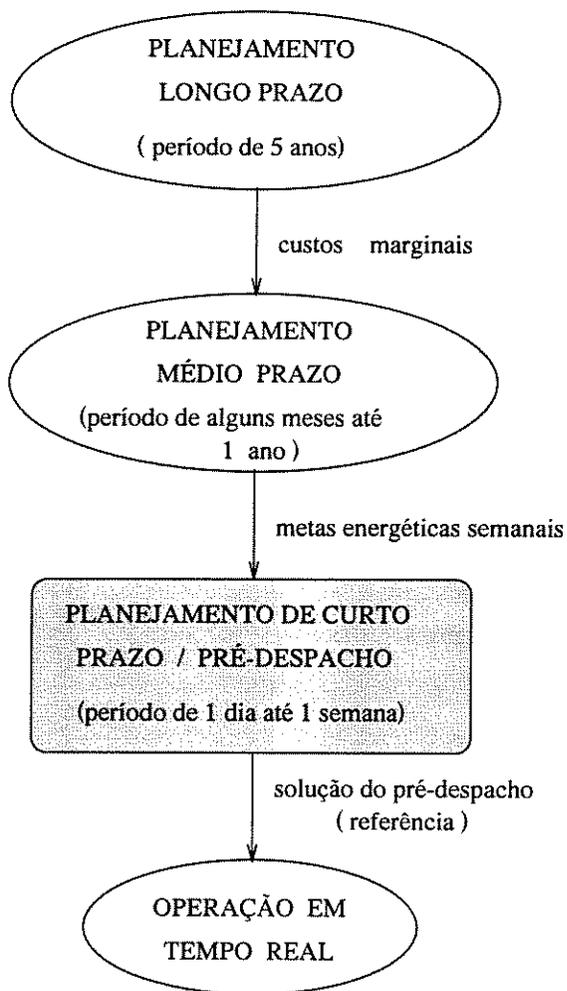


Figura 2.4: Cadeia de planejamento

formam o horizonte do PD.

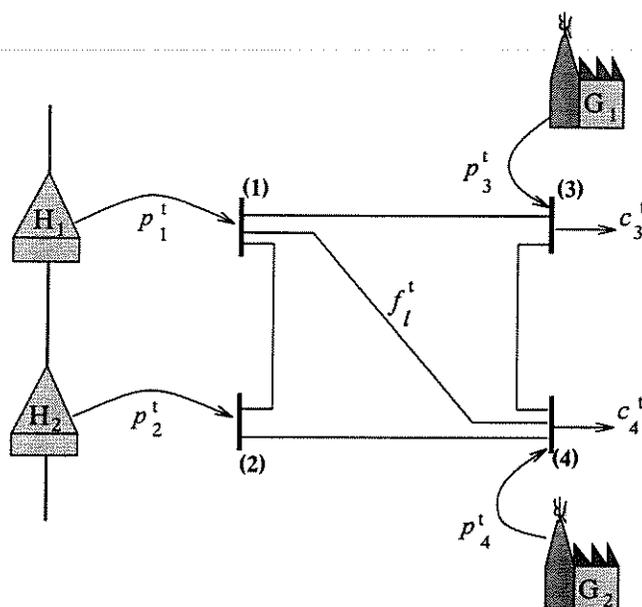


Figura 2.5: Modelo do sistema hidrotérmico considerado no PD

onde:

- p_h^t - geração hidráulica associada às barras 1 e 2 no intervalo de tempo t
- p_g^t - geração térmica associada às barras 3 e 4 no intervalo de tempo t
- f_l^t - fluxo de potência através da linha l no intervalo de tempo t
- c_c^t - demanda de carga associada às barras 3 e 4 no intervalo de tempo t
- t - intervalo de tempo pertencente ao horizonte T do PD

O sistema hidráulico pode ser constituído de um ou mais conjuntos de usinas em cascata, com usinas de variadas capacidades de geração instaladas e com reservatórios de diferentes capacidades de regularização das vazões naturais, além de diversas condições operacionais. Neste sistema pode haver acoplamento hidráulico entre seus reservatórios e consequentemente uma dependência operacional entre eles.

As unidades geradoras térmicas não apresentam dependência operacional entre si, mas constituem fontes caras e bastante poluidoras.

O sistema de transmissão realiza o escoamento da energia produzida pelas unidades geradoras até os pontos de consumo, e é formado basicamente por linhas de transmissão e equipamentos de controle, tais como transformadores e compensadores. Em particular, no sistema sul/sudeste brasileiro, pelo fato do parque gerador hidráulico estar bastante afastado dos principais pontos de consumo, o sistema de transmissão é de grande porte, existindo também interligações entre sistemas.

Nas subseções seguintes são apresentadas as condições de operação dos sistemas hidráulico, térmico e de transmissão, as quais implicam nas chamadas restrições operacionais para o planejamento da operação de curto prazo.

2.3.1 Sistema Hidráulico

Uma usina hidroelétrica tem seus principais elementos representados na figura (2.6), como sendo:

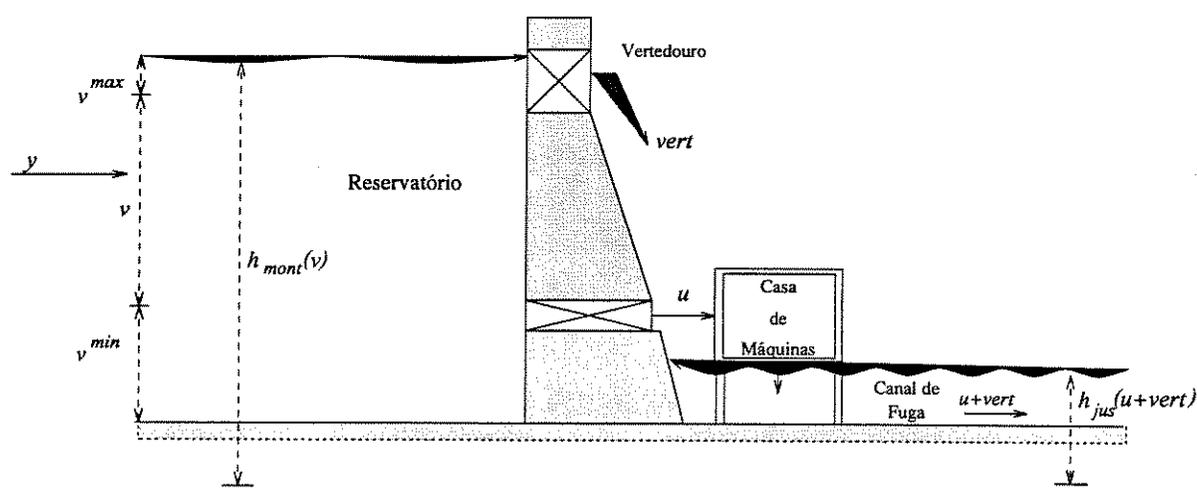


Figura 2.6: Esquema de uma usina hidroelétrica

- v - volume armazenado no reservatório
- u - turbinagem da usina
- y - vazão afluyente lateral ao reservatório
- $vert$ - vertimento da usina

- h_{mont} - altura de montante (cota do reservatório)
- h_{jus} - altura de jusante (cota do canal de fuga)
- $(u + vert)$ - defluência da usina
- os super índices min e max indicam respectivamente os valores mínimo e máximo das variáveis

Limites de Armazenamento dos Reservatórios

Os limites de armazenamento de um reservatório são dados em função da capacidade física do mesmo, levando-se em consideração outros aspectos, tais como: controle de cheias, irrigação e navegação. Assim, a restrição de volume armazenado, para todo $h \in H$ e $t = 1, \dots, T$, é dada por:

$$v_h^{min} \leq v_h^t \leq v_h^{max} \quad (2.1)$$

Limites de Turbinagem e Defluência

Os limites de turbinamento variam em função do número de máquinas disponíveis na usina, e ainda para cada máquina, u_i^{max} varia em função da altura de queda ($h_{mont} - h_{jus}$) apresentada pelo reservatório $h \in H$ para $t = 1, \dots, T$.

$$u_h^{min} \leq u_h^t \leq u_h^{max} \quad (2.2)$$

Os limites de defluência ($u + vert$) além da turbinagem dependem da capacidade de vertimento da usina, e são dados por:

$$(u_h + vert_h)^{min} \leq (u_h^t + vert_h^t) \leq (u_h + vert_h)^{max} \quad (2.3)$$

Entre dois intervalos de tempo consecutivos, pode haver variações no turbinamento da usina, ocorridas em função de possível aumento ou diminuição da demanda de carga. Se estas variações forem muito grandes, podem produzir desgaste mecânico nas máquinas, problema de estabilidade elétrica do sistema, bem como violações de restrições ambientais e outros usos da água. Em alguns casos, limita-se esta variação através da restrição apresentada a seguir, também chamada de *restrição de rampa de geração*.

$$\left| u_h^t - u_h^{t-1} \right| \leq \Delta_h \quad (2.4)$$

onde:

- Δ_h - máxima variação de turbinagem permitida na usina hidroelétrica h

Acoplamento Hidráulico

A interdependência operacional existente entre as usinas, os limites operativos em relação ao volume armazenado, turbinagem e defluência, as restrições ambientais e o uso múltiplo dos recursos hídricos, fazem com que estas sejam fortemente acopladas.

Este acoplamento hidráulico faz com que a operação de uma usina influencie a operação da usina imediatamente a jusante, e esta influência é tanto maior quanto menor a capacidade de regularização do reservatório a jusante. O acoplamento é representado através da equação dinâmica do reservatório $h \in H$ para $t = 1, \dots, T$, dada por:

$$v_h^t = v_h^{t-1} + y_h^t + \sum_{s \in S_h} u_s^{t-\delta_{sh}} - u_h^t \quad (2.5)$$

onde:

- v_h^0 - volume inicial do reservatório h . Dado de entrada para o problema.
- δ_{sh} - tempo de atraso da defluência do reservatório s até o reservatório h
- S_h - conjunto de usinas imediatamente a montante do reservatório h

Função de Geração

A potência gerada em uma usina hidroelétrica $h \in H$ num dado intervalo de tempo $t = 1, \dots, T$, é função basicamente:

- da turbinagem, u_h^t
- do rendimento, η_h
- da altura de queda, que por sua vez é função:
 - do volume armazenado, v_h^t

– da vazão defluente, $(u_h^t + vert_h^t)$

e é dada por:

$$p_h^t = \eta_h \cdot [h_{mont_h}(v_h^t) - h_{jus_h}(u_h^t + vert_h^t)] \cdot u_h^t \quad (2.6)$$

No caso brasileiro, as funções h_{mont_h} e h_{jus_h} são constituídas por polinômios de quarto grau, e a altura de queda é dada pela diferença das duas funções. O rendimento, η_h , é aproximado por um valor constante.

Em muitas usinas, as funções h_{mont} , h_{jus} e o rendimento η são praticamente constantes, então nestes casos a produtividade ρ_h , definida como:

$$\rho_h = \eta_h \cdot [h_{mont_h}(v_h) - h_{jus_h}(u_h + vert_h)] \quad (2.7)$$

é constante, e a função da produção passa a ser linear em relação à turbinagem:

$$p_h^t = \rho_h \cdot u_h^t \quad (2.8)$$

2.3.2 Sistema Térmico

Devido ao alto custo de produção das unidades térmicas, é importante conhecer o custo de produção em função da potência gerada. A *Função de Geração Térmica* é usualmente representada por uma equação de segunda ordem, dada em função da potência ativa (p_g) gerada em cada térmica $g \in G$ e para todo intervalo de tempo $t = 1, \dots, T$:

$$\varphi(p_g^t) = a_g \cdot (p_g^t)^2 + b_g \cdot p_g^t + c_g \quad (2.9)$$

onde:

- $\varphi(p_g^t)$ - função de geração térmica no intervalo de tempo t
- a_g, b_g, c_g - constantes da função de geração

Outras restrições importantes, tais como: *limites de geração térmica e limites de tomada de carga*, são dadas respectivamente por:

$$p_g^{min} \leq p_g^t \leq p_g^{max} \quad (2.10)$$

$$|p_g^t - p_g^{t-1}| \leq \Delta_g \quad (2.11)$$

onde:

- Δ_g - limite de variação da geração térmica, ou rampa de geração térmica

Em sistemas predominantemente térmicos, é crítico o controle de partidas e paradas de unidades térmicas. Quando uma unidade térmica começa a gerar, há um custo associado com sua partida a frio, sendo também que esta requer um tempo mínimo para a partida. Por estes aspectos torna-se inconveniente fazer muitas *paradas e partidas* destas unidades.

Além de restrições, tais como, tempo mínimo de funcionamento, tempo de desativação mínimo, número máximo de partidas num dado intervalo de tempo, número máximo de unidades partindo em um mesmo intervalo de tempo, as restrições ambientais têm atualmente ganhado destaque devido à ação poluidora, que em geral estas usinas térmicas apresentam.

Em sistemas com predominância hidráulica, a geração térmica tem uma pequena participação no atendimento da carga; conseqüentemente, a sua operação torna-se simplificada, de modo que os custos e as restrições de partida de suas unidades geradoras podem ser ignorados.

2.3.3 Sistema de Transmissão

O sistema de transmissão é basicamente um sistema de transporte no qual a cada instante t deve haver um equilíbrio entre a produção e a demanda de energia. Neste sistema, transporta-se potência ativa e reativa, e as relações entre geração, demanda de carga e fluxo de potência ativa e reativa são dadas por um conjunto de equações e inequações não lineares, conhecidas como equações de *Fluxo de Carga* ou de *Fluxo de Potência*.

Numa formulação básica, à cada barra da rede são associadas quatro variáveis, sendo que no problema duas são incógnitas e duas entram como dados [3];

- V_i - tensão na barra i
- Θ_i - ângulo de tensão na barra i
- p_i - injeção de potência ativa na barra i
- q_i - injeção de potência reativa na barra i

Três tipos de barras são definidas dependendo de quais variáveis são consideradas: *dados* ou *incógnitas*. Os tipos de barras são:

- *PQ* - são dados p_i e q_i , e calculados V_i e Θ_i
- *PV* - são dados p_i e V_i , e calculados q_i e Θ_i
- *Ref* - são dados V_i e Θ_i , e calculados p_i e q_i

As injeções de potência ativa e reativa podem ser expressas, respectivamente, como nas equações (2.12) e (2.13).

$$p_i = V_i \sum_{j \in \Omega} V_j \cdot (G_{ij} \cdot \cos \Theta_{ij} + B_{ij} \cdot \sin \Theta_{ij}) \quad (2.12)$$

$$q_i = V_i \sum_{j \in \Omega} V_j \cdot (G_{ij} \cdot \sin \Theta_{ij} - B_{ij} \cdot \cos \Theta_{ij}) \quad (2.13)$$

onde:

- Ω - conjunto de todas as barras j adjacentes à barra i , incluindo a própria barra i
- G e B - matrizes condutância e susceptância de barra, respectivamente

Para a linha de transmissão l , conectada às barras i e j , os fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente f_{p_l} e f_{q_l} , são dados por:

$$f_{p_l} = V_i^2 \cdot g_l - V_i \cdot V_j \cdot g_l \cdot \cos \Delta \Theta_l - V_i \cdot V_j \cdot b_l \cdot \sin \Delta \Theta_l \quad (2.14)$$

$$f_{q_l} = -V_i^2 \cdot g_l + V_i \cdot V_j \cdot b_l \cdot \cos \Delta \Theta_l - V_i \cdot V_j \cdot g_l \cdot \sin \Delta \Theta_l \quad (2.15)$$

onde:

- $\Delta\Theta_l$ - abertura angular sobre a linha l
- g_l e b_l - condutância e susceptância da linha l , respectivamente

O sistema de equações (2.12) - (2.15) constitui um conjunto de equações não lineares, e para a sua resolução foram desenvolvidos diversos métodos numéricos, os quais através de processos iterativos determinam a sua solução. Os métodos mais populares são: Newton-Raphson, Newton Desacoplado e Newton Desacoplado Rápido.

A resolução destas equações não lineares é bastante complicada e cara do ponto de vista computacional, porém um modelo aproximado, chamado *Fluxo de Carga Linear ou DC*, permite estimar com baixo custo computacional e precisão aceitável a distribuição de fluxo de potência ativa numa rede de transmissão. Este modelo apresenta resultados tanto melhores quanto mais elevado for o nível de tensão do sistema.

Desprezando-se as *perdas* nas linhas do sistema de transmissão, o fluxo de potência ativa dado na equação (2.14), torna-se:

$$f_{pl} = -V_i V_j b_l \text{sen}\Delta\Theta_l \quad (2.16)$$

e, introduzindo-se algumas aproximações tais como:

$$V_i \cong V_j \cong 1 \text{ pu}$$

$$\text{sen}\Delta\Theta_l \cong \Delta\Theta_l$$

$$b_l \cong \frac{-1}{x_l}$$

o fluxo de potência ativa torna-se diretamente proporcional à abertura angular $\Delta\Theta_l$ sobre a linha l , e inversamente proporcional à sua reatância x_l , sendo ainda que o sentido positivo do fluxo será da barra de maior ângulo para a de menor (barras que conectam a linha ao sistema), como pode ser visto na equação (2.17) a seguir. Desta forma, o modelo da rede de transmissão baseado na relação (2.17) é também chamado de *modelo DC* ou *modelo linearizado*.

Assim, para cada linha de transmissão $l \in L$, e para cada intervalo de tempo $t = 1, \dots, T$, tem-se o fluxo de potência ativa dado por:

$$f_l^t = \frac{\Delta\Theta_l^t}{x_l} \quad (2.17)$$

Sendo o sistema de transmissão composto por nl linhas e $(nb + 1)$ barras, o modelo linear pode ser descrito matricialmente, colocando a última barra na referência, para cada intervalo de tempo t , por:

$$\underline{p}^t = B^t \cdot \underline{\Theta}^t \quad (2.18)$$

onde:

- \underline{p}^t - vetor injeção de potência ativa (carga e geração) durante o intervalo de tempo t
- $\underline{\Theta}^t$ - vetor ângulo de fase no intervalo de tempo t
- variáveis *sublinhadas* indicam que são vetores

A matriz B^t , do tipo susceptância, do sistema pode ser obtida por:

$$B^t = A^t \cdot (X_d^t)^{-1} \cdot A^{t'} \quad (2.19)$$

onde:

- A^t - matriz incidência nó-ramo de dimensão $(nb \times nl)$ no intervalo de tempo t
- X_d^t - matriz diagonal cujos elementos são as reatâncias x_l das linhas no intervalo de tempo t , e tem dimensão $(nl \times nl)$
- $'$ - super-índice que refere-se à transposta da matriz
- (-1) - super-índice que refere-se à inversa da matriz

Assim os vetores ângulo de barra, $\underline{\Theta}^t$, e abertura angular, $\underline{\Delta\Theta}^t$, são:

$$\underline{\Theta}^t = (B^t)^{-1} \cdot \underline{p}^t = \left[A^t \cdot (X_d^t)^{-1} \cdot A^{t'} \right]^{-1} \cdot \underline{p}^t \quad (2.20)$$

$$\underline{\Delta\Theta}^t = A^{t'} \cdot \underline{\Theta}^t \quad (2.21)$$

Logo o fluxo de potência ativa em cada linha do sistema será:

$$\underline{f}^t = (X_d^t)^{-1} \cdot \underline{\Delta\Theta}^t = (X_d^t)^{-1} \cdot A^{t'} \cdot \underline{\Theta}^t \quad (2.22)$$

Substituindo $\underline{\Theta}$ da equação (2.22) pela equação (2.20), o fluxo torna-se:

$$\underline{f}^t = (X_d^t)^{-1} \cdot A^{t'} \cdot \left[A^t \cdot (X_d^t)^{-1} \cdot A^{t'} \right]^{-1} \cdot \underline{p}^t \quad (2.23)$$

Definindo,

$$D^t = (X_d^t)^{-1} \cdot A^{t'} \cdot \left[A^t \cdot (X_d^t)^{-1} \cdot A^{t'} \right]^{-1} \quad (2.24)$$

onde D^t é uma matriz de participação das injeções de potência (geração e carga) na composição dos fluxos nas linhas de transmissão do sistema, e será por este motivo chamada de *matriz de participação*. O fluxo de potência ativa em cada linha de transmissão e em cada intervalo de tempo t do PD, pode se escrito vetorialmente como:

$$\underline{f}^t = D^t \cdot \underline{p}^t \quad (2.25)$$

Analisando a matriz D^t , vem que a l -ésima linha, D_l^t , contém os valores de participação de cada injeção de potência ativa (geração ou carga) no fluxo da linha l . Portanto, para obter o fluxo na linha l , basta fazer o produto da l -ésima linha da matriz D^t pelo vetor de injeção de potência \underline{p}^t . Assim:

$$f_l^t = D_l^t \cdot \underline{p}^t \quad (2.26)$$

Num sistema de transmissão as linhas que o compõem não devem operar acima de limites pré-estabelecidos, em outras palavras, o fluxo de potência ativa através de um linha de transmissão não pode exceder um valor máximo de fluxo que a mesma suporta. Sendo assim, tem-se as restrições operacionais deste sistema com relação aos valores máximo e mínimo de fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão, dadas por:

$$\underline{f}^{min} \leq \underline{f}^t \leq \underline{f}^{max} \quad (2.27)$$

ou

$$\underline{f}^{min} \leq D^t \cdot \underline{p}^t \leq \underline{f}^{max} \quad (2.28)$$

Como comentário final, pode-se dizer que o modelo linearizado (2.25) determina um valor aproximado para o fluxo de potência ativa. Estas aproximações, para fins de planejamento da operação de curto prazo, geram resultados com precisão em geral suficiente, quando considerado o sistema de transmissão de alta tensão.

2.3.4 Meta Energética

O acoplamento entre os planejamentos de curto e médio prazos, é dado pela *meta energética*. Em geral a meta representa o estado inicial e final do sistema, e o total de água disponível em cada reservatório dentro do horizonte de curto prazo, em outras palavras, o quanto cada usina hidráulica deve turbinar no período de uma semana ou um dia.

Assim, a restrição energética imposta ao PD pode ser expressa por:

$$\sum_{t=1}^T u_h^t = m_h \quad (2.29)$$

onde:

- m_h - meta energética da usina hidráulica h

2.4 Modelo Matemático do Problema de Planejamento da Operação de Curto Prazo ou Pré-Despacho

O problema do PD pode ser formulado como um problema de programação matemática, apresentado a seguir. Nesta formulação a função objetivo a ser minimizada pode ser, dentre outras, uma função de custo de geração térmica $\Phi_g(p_g)$. Assim para cada intervalo de tempo $t \in T$, usina hidráulica $h \in H$, usina térmica $g \in G$ e linha de transmissão $l \in L$, tem-se o modelo matemático do PD escrito como:

$$Fc. Obj. \left\{ \begin{array}{l} \min \sum_{t=1}^T \sum_{g \in G} \Phi_g(p_g^t) \end{array} \right. \quad (2.30)$$

sujeito às restrições: para todo $t \in T$, $h \in H$, $g \in G$ e $l \in L$:

$$Restr. Hidr. \left\{ \begin{array}{l} p_h^t = \eta_h \cdot [h_{mont_h}(v_h^t) - h_{jus_h}(u_h^t + vert_h^t)] \cdot u_h^t \\ v_h^t = v_h^{t-1} + y_h^t + \sum_{s \in S_h} u_s^{t-\delta_{sh}} - u_h^t \quad v_h^0 \rightarrow \text{dado} \\ v_h^{min} \leq v_h^t \leq v_h^{max} \\ u_h^{min} \leq u_h^t \leq u_h^{max} \\ |u_h^t - u_h^{t-1}| \leq \Delta_h \end{array} \right. \quad (2.31)$$

$$Restr. Term. \left\{ \begin{array}{l} \varphi(p_g^t) = a_g \cdot (p_g^t)^2 + b_g \cdot p_g^t + c_g \\ p_g^{min} \leq p_g^t \leq p_g^{max} \\ |p_g^t - p_g^{t-1}| \leq \Delta_g \end{array} \right. \quad (2.32)$$

$$Restr. Trans. \left\{ \begin{array}{l} \underline{f}^t = D^t \cdot \underline{p}^t \\ \underline{f}^{min} \leq D^t \cdot \underline{p}^t \leq \underline{f}^{max} \end{array} \right. \quad (2.33)$$

(mod.linear)

$$Restr. Energ. \left\{ \begin{array}{l} \sum_{t=1}^T u_h^t = m_h \end{array} \right. \quad (2.34)$$

Tratar este problema considerando os aspectos energéticos, hidráulicos, térmicos e elétricos simultaneamente, resulta em um tarefa de planejamento bastante complexa.

2.5 Curva de Demanda de Carga

O perfil de uma curva de demanda de carga típica de um dia útil normal na região sudeste brasileira é do tipo mostrado na figura (2.7).

Este perfil, sob alguns aspectos elétricos, pode apresentar alguns períodos de tempo considerados problemáticos.

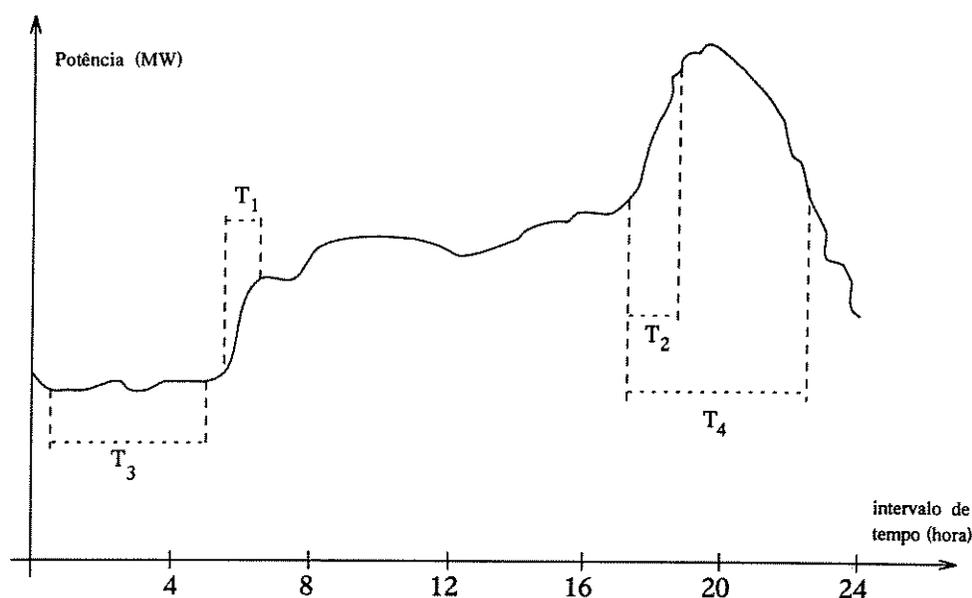


Figura 2.7: Curva de demanda de carga

Dentre estes períodos problemáticos, pode-se destacar os períodos T_1 , T_2 , nos quais ocorre uma grande variação de carga num curto espaço de tempo. Esta variação é verificada basicamente no início da manhã e no início da noite. Nestes intervalos, os principais problemas estão relacionados com a estabilidade dinâmica do sistema e com a tomada de carga pelas unidades geradoras. Pode também ocorrer períodos em que haja o decréscimo repentino da demanda.

Nos horários identificados na região T_3 , região de carga leve, que ocorre geralmente na madrugada, pode haver problemas associados com o controle de tensão, podendo haver necessidade de se fazer desligamentos de linhas de transmissão e/ou máquinas geradoras.

Em T_4 , horários onde ocorre o *pico de demanda*, tem-se o problema de controle

de tensão e principalmente de sobrecargas em equipamentos. Neste período, os problemas originados por saídas forçadas de equipamentos podem ser agravados. Cabe ressaltar aqui, que devido ao grande carregamento do sistema, é neste período onde há maior probabilidade de ocorrência de falhas.

Cabe destacar também que o perfil da curva de demanda pode variar dependendo das características da região considerada, por exemplo, região industrial, comercial, residencial ou rural.

No problema de PD, esta curva é discretizada em intervalos, os quais podem ter diferentes duração. Por exemplo, na região T_3 , onde a curva varia muito pouco, pode-se considerar intervalos maiores, de 2 ou até 3 horas. Já nas regiões T_1 , T_2 e T_4 , onde há grandes variações na curva, torna-se razoável considerar pequenos intervalos de tempo, de 10 a 15 minutos, por exemplo.

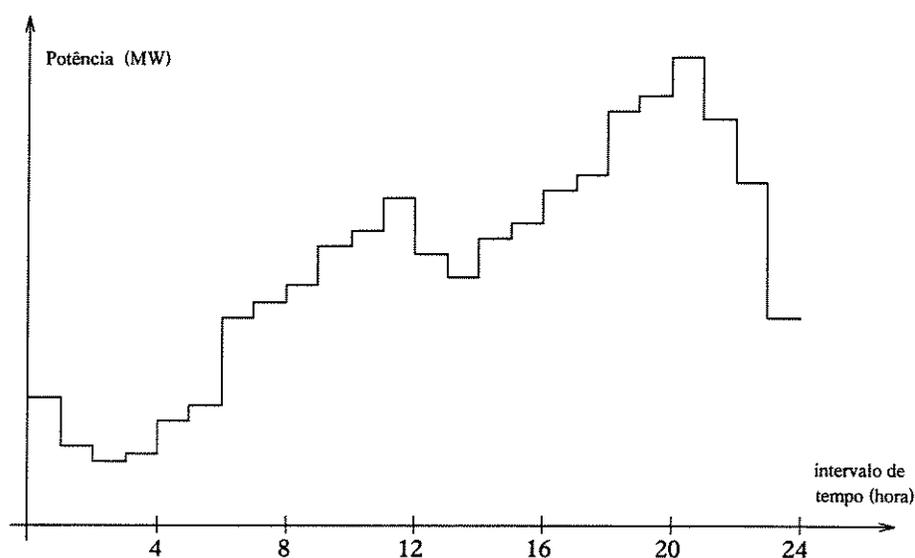


Figura 2.8: Curva de demanda de carga "patamarizada"

A discretização em intervalos de tempo de diferentes durações permite uma melhor representação da variação da curva de demanda de carga no tempo. Porém, neste trabalho, foi adotado intervalos iguais a uma hora, conforme metodologia clássica.

Em cada intervalo horário, a demanda é considerada constante, tendo-se então a chamada curva de demanda de carga "patamarizada", como pode ser vista na figura (2.8).

Cada patamar representa a demanda de carga correspondente ao respectivo intervalo de tempo, isto é, a carga mesmo sendo variável instantaneamente, será aproximada por um valor constante correspondente à média da variação para aquele determinado intervalo de tempo.

2.6 Resolução do Problema de Planejamento da Operação de Curto Prazo: Abordagem Híbrida

Neste trabalho o problema do PD (2.30) - (2.34) é resolvido através de uma abordagem híbrida [1]. Esta abordagem pode ser resumida no fluxograma da figura (2.9), onde:

- $\underline{\lambda}$ - vetor de penalização das gerações
- super-índice n indica o número de atualizações feitas em $\underline{\lambda}$ até o atendimento das metas energéticas

A decisão de quanto produzir em cada unidade geradora e em cada intervalo de tempo é tomada a partir da resolução de um problema de *Fluxo de Carga Linear Ótimo* (FCLO). Esta operação é realizada no bloco "otimização elétrica" do diagrama da figura (2.9).

Para cada intervalo de tempo t , o FCLO resolve um problema esquematizado na figura (2.10).

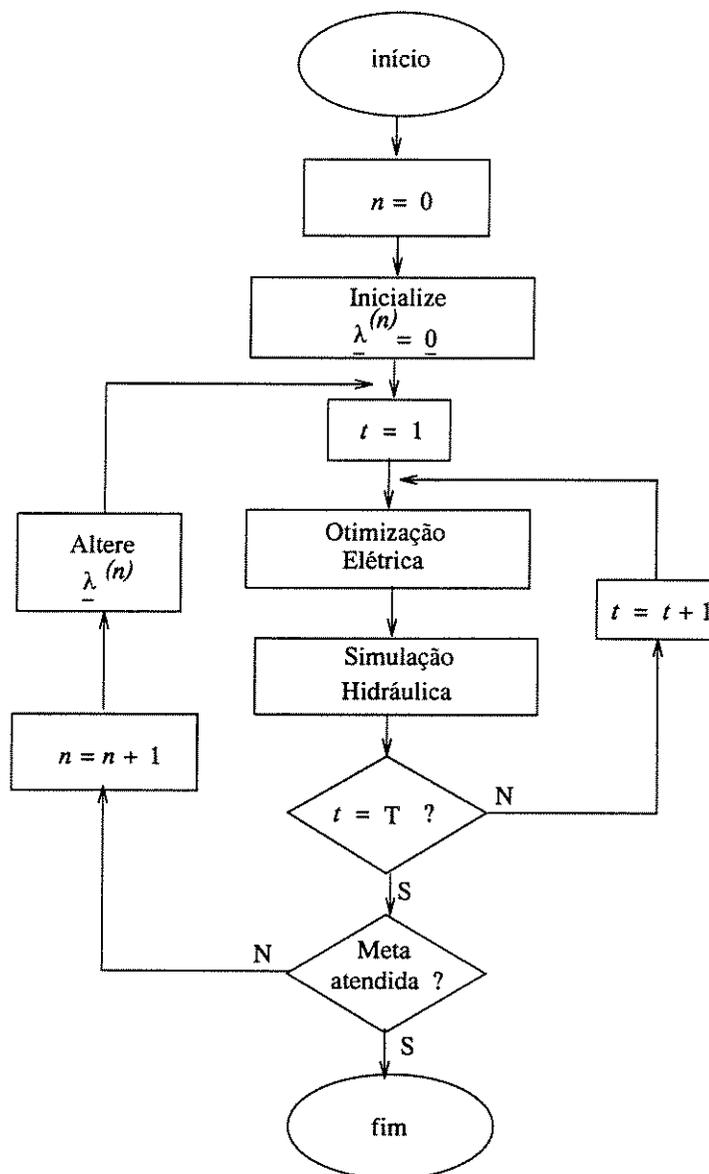


Figura 2.9: Diagrama de blocos para a resolução do PD

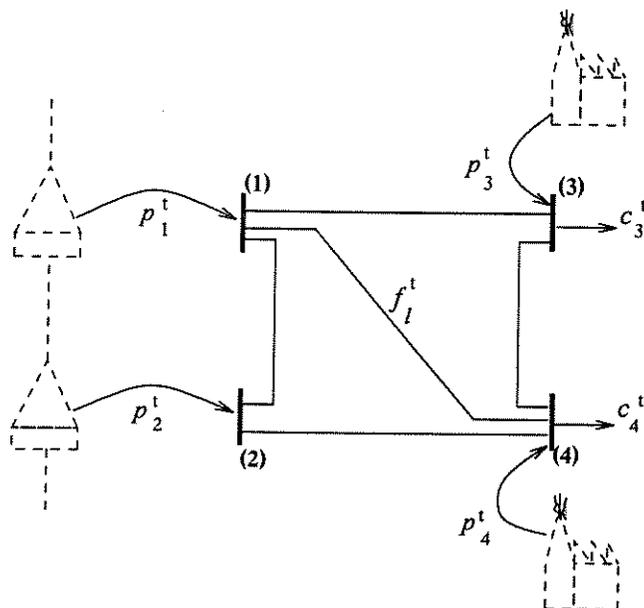


Figura 2.10: Modelo do problema de FCLO para o intervalo de tempo t

Para cada intervalo de tempo, iniciando-se no primeiro intervalo, gera-se um problema de FCLO, onde as demandas nas barras de carga (barras 3 e 4 da figura (2.10)) são dadas pelas demandas nas barras durante o intervalo t , os limites de geração são dados pelas capacidades de geração das usinas hidráulicas (barras 1 e 2) e das térmicas (barras 3 e 4) neste intervalo de tempo. A rede de transmissão é representada por um modelo linear.

O problema de FCLO para o intervalo t pode ser formulado como:

$$\min \Phi(\underline{p}_G^t) + (\underline{\lambda}')^t \cdot \underline{p}_H^t \quad (2.35)$$

$$\text{sa} \quad \underline{f}^t = D^t \cdot \underline{p}^t \quad (2.36)$$

$$\underline{f}^{\min} \leq \underline{f}^t \leq \underline{f}^{\max} \quad (2.37)$$

$$\underline{p}_H^{\min} \leq \underline{p}_H^t \leq \underline{p}_H^{\max} \quad (2.38)$$

$$\underline{p}_G^{\min} \leq \underline{p}_G^t \leq \underline{p}_G^{\max} \quad (2.39)$$

A equação (2.36) representa o modelo linear do sistema de transmissão; a restrição (2.37) garante a factibilidade elétrica; a restrição (2.38) leva em conta as capacidades de geração do sistema hidráulico e a restrição (2.39) as capacidades de geração do sistema térmico. Assim a solução do FCLO é elétrica, térmica e hidráulicamente factível neste intervalo de tempo.

A resolução sequencial de um FCLO para cada intervalo de tempo, determina uma programação da operação para cada unidade geradora ao longo do horizonte de curto prazo. A figura (2.11) exemplifica a programação, em termos de geração de potência ativa, para a usina hidráulica h .

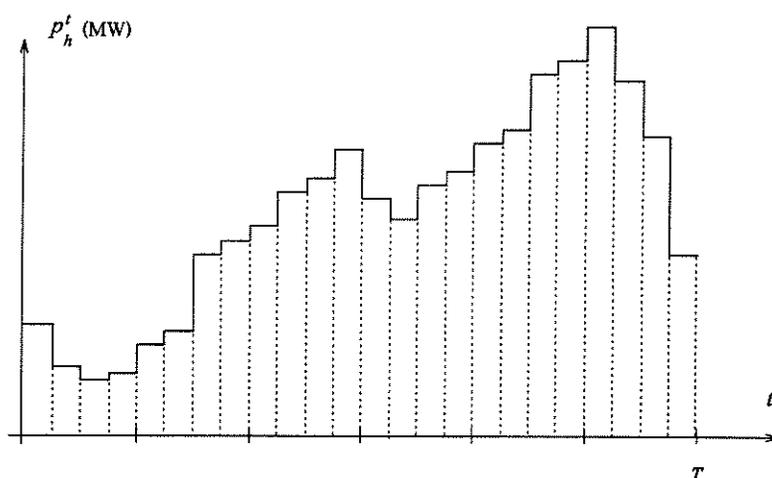


Figura 2.11: Programação da geração da usina h para o horizonte de curto prazo

Para esta programação da geração há uma correspondente programação da operação do sistema hidráulico. A figura (2.12) mostra a turbinagem correspondente na usina hidráulica h para produzir a programação dada na figura (2.11).

O cálculo da programação hidráulica é realizado no bloco de *simulação hidráulica*.

A área sob a figura (2.12) fornece o consumo total de água ao longo do horizonte. Se o consumo é acima da meta, deve-se diminuir a geração nesta usina, e vice-versa, caso contrário. Esta coordenação para fechar a meta energética é realizada através da fixação de "custos" para cada geração hidráulica, feita através do parâmetro λ na função objetivo (2.35).

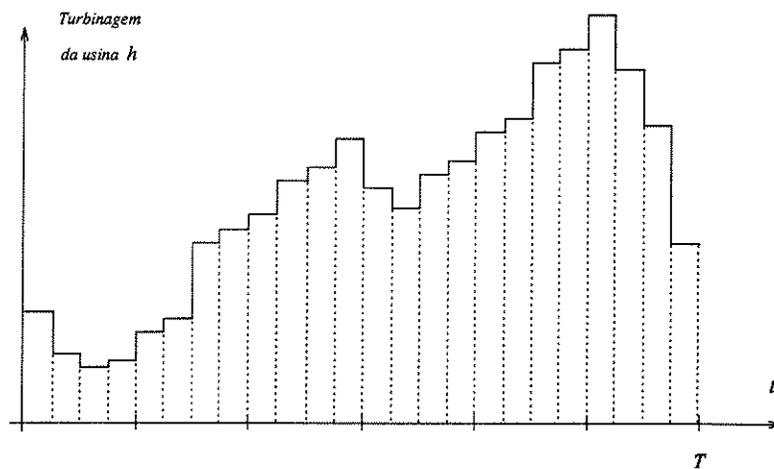


Figura 2.12: Turbinagem da usina h para o horizonte de curto prazo

Para cada valor de $\underline{\lambda}$ resolve-se a sequência de FCLO para todos os intervalos de tempo. Este procedimento de resolução do ciclo interno da figura (2.9) e de coordenação do custo $\underline{\lambda}$ é repetido até que se tenha a factibilização das metas energéticas.

O detalhamento deste algoritmo será feito no capítulo (8).

Capítulo 3

Análise de Segurança

Neste capítulo define-se inicialmente o que é Análise de Segurança, e estabelece-se suas principais funções. Em seguida discorre-se a respeito dos níveis de segurança nos quais um sistema de energia pode ser encontrado, e relaciona-se a solução do pré-despacho com o nível de segurança do sistema. Finalmente, apresenta-se de forma clara o objetivo desta dissertação de mestrado, e também os passos a serem seguidos para o desenvolvimento da metodologia.

3.1 Introdução

O nível de segurança em que o sistema de energia se encontra, é definido como a capacidade que o mesmo tem em absorver falhas não previstas pela operação, como por exemplo a saída de uma linha de transmissão, sem provocar a interrupção do fornecimento de energia elétrica aos consumidores e nem sobrecarregar os equipamentos que permanecem conectados no sistema. Assim, visando avaliar ou verificar o nível de segurança de uma determinada política de operação em que um sistema de energia elétrica se encontra, faz-se necessário uma *Análise de Segurança*.

A análise de segurança aplica-se basicamente em dois contextos diferentes, e em cada um deles desempenhando funções diferentes. Os dois contextos são:

- tempo real
- estudos

Em **tempo real** a função da análise de segurança é basicamente de monitoramento, onde verifica-se se não há violações operativas no sistema. Esta função engloba, de maneira simplificada, o monitoramento dos fluxos nas linhas, tensões nas barras, dentre outras, e a comparação com seus limites pré-estabelecidos. Se com o monitoramento alguma violação nos limites operacionais for detectada, de imediato se fazem necessárias *ações de controle* para correção.

O principal objetivo no contexto **estudo** é avaliar o nível de segurança da política de operação de sistemas de potência. Nesta etapa a *Análise de Contingências* é uma função importante, a qual testa o desempenho do sistema em função de possíveis falhas (também chamadas de eventos, saídas forçadas ou contingências) que poderão vir a ocorrer. Neste contexto, a análise de segurança tem um caráter mais preventivo do que corretivo.

3.2 Análise de Alterações no Sistema de Transmissão

A função principal da *Análise de Segurança* é avaliar as condições operacionais frente a determinadas alterações nos sistemas de transmissão, de geração e de demanda de carga. O impacto no sistema causado por um dado evento depende do *evento em si* e do *estado* operacional em que o sistema se encontra inicialmente.

No caso da análise de alterações no sistema de transmissão o objetivo é avaliar o comportamento devido às alterações na configuração do sistema de transmissão, principalmente entrada e saída de linhas de transmissão e de transformadores. Neste caso, a estimativa da variação no carregamento das linhas possibilita avaliar o *novo ponto de operação*, e isto é facilmente obtido utilizando-se um modelo linear para o sistema de transmissão.

No modelo linear estabelece-se uma relação linear entre o carregamento nas linhas e as injeções de potência ativa nas barras, através da equação (3.1).

$$\underline{f}^{(sb)} = D^{(sb)} \cdot \underline{p}^{(sb)} \quad (3.1)$$

onde o superscrito (*sb*) refere-se à solução básica

A partir de (3.1) pode-se obter o fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão através das injeções de potência ativa (gerações e cargas); isto é, considerando-se o vetor $\underline{p}^{(sb)}$ como vetor de injeções antes da ocorrência do evento, então o fluxo de potência ativa

é inicialmente dado por $\underline{f}^{(sb)}$. Este estado $(\underline{p}^{(sb)}, \underline{f}^{(sb)})$ é chamado de **solução básica ou caso base**.

Quando há uma alteração no sistema de transmissão, altera-se a relação dada pela *matriz de participação*, gerando uma nova matriz $D^{(pc)}$. Assim, a nova distribuição de fluxos será dada por:

$$\underline{f}^{(pc)} = D^{(pc)} \cdot \underline{p}^{(sb)} \quad (3.2)$$

Neste caso supõe-se que as gerações e cargas continuaram inalteradas. O super-índice (pc) indica o estado do sistema após a alteração, ou estado pós-contingência.

O novo fluxo, $\underline{f}^{(pc)}$, pode violar seus limites de capacidade em função do evento, isto é, em função da alteração da matriz $D^{(pc)}$, e do ponto inicial $\underline{p}^{(sb)}$. Como este novo estado pode resultar em diferentes situações em relação aos seus limites operativos, costuma-se utilizar um esquema de classificação em níveis de segurança.

3.3 Níveis de Segurança

O estado operativo dos sistemas de potência é classificado em níveis de segurança, em função da criticalidade das violações causadas pelos possíveis eventos ou contingências e da capacidade do mesmo para possibilitar a correção de tais casos. Stott [4] propôs uma classificação dos níveis de segurança conforme figura (3.1).

Os níveis de segurança, classificam o sistema de potência perante as condições e restrições operativas, bem como as possíveis condições de contingências e atendimento da demanda de carga.

Pela classificação, tem-se que:

- *Nível 1 - Seguro:*
 - toda a demanda de carga é atendida
 - não há violações de limites operacionais
 - não haverá violações de limites no estado pós-contingência

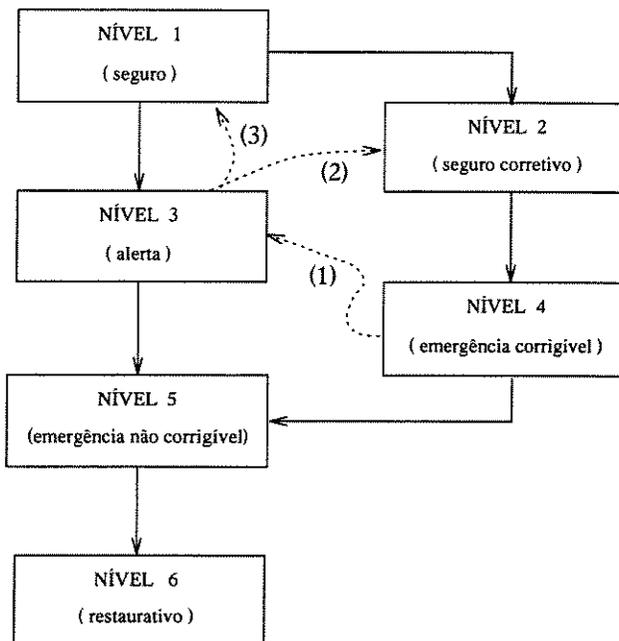


Figura 3.1: Níveis de segurança para sistemas de potência

- *Nível 2 - Seguro Corretivo:*

- toda a demanda de carga é atendida
- não há violações de limites operacionais
- quaisquer violações causadas pela ocorrência de contingências, poderão ser corrigidas por uma apropriada ação de controle, sem haver perda de carga

- *Nível 3 - Alerta:*

- toda a demanda de carga é atendida
- não há violações de limites operacionais
- alguma violação causada pela ocorrência de contingências não poderá ser corrigida sem perda de carga

- *Nível 4 - Emergência Corrigível:*

- toda a demanda de carga é atendida, porém há violações de limites operacionais
- estas violações podem ser corrigidas por ações de controle apropriadas, sem que ocorra perda de carga

- *Nível 5 - Emergência Não Corrigível:*

- toda a demanda de carga é atendida, porém há limites operacionais violados
- estas violações **não** podem ser corrigidas sem que ocorra perda de carga

- *Nível 6 - Restaurativo:*

- este nível é atingido quando uma emergência é eliminada através do corte de carga, efetuado por ações de controle. Este é um estado corrigido, no qual não há violações de restrições operacionais devido ao corte de carga, isto é, o sistema não permaneceu intacto

As setas feitas em linhas contínuas, na figura (3.1), indicam situações de transição involuntárias entre os níveis 1 a 5 devido às possíveis contingências, isto é, caso ocorra um evento o sistema passa de um nível de segurança para outro sem que qualquer ação externa tenha sido executada.

A remoção de violações do nível 4 (emergência corrigível) geralmente requer um redespacho corretivo, o qual retorna o sistema para o nível 3: seta (1).

Se o nível 3 (alerta) for atingido, deve-se fazer então um redespacho preventivo de forma a levar o sistema de volta aos níveis 1 ou 2: setas (2) e (3). O nível 1 (seguro) é considerado ideal para a operação do sistema, enquanto que o nível 2 (seguro corretivo) é o mais econômico e ainda apresenta a possibilidade de correção de violações causadas por determinadas contingências.

Cabe ressaltar ainda, que o estado do sistema é classificado como sendo seguro **somente** com relação às possíveis contingências referenciadas, isto é, pode-se dizer que o estado em que o sistema se encontra tem determinado nível de segurança, dependendo da capacidade que o mesmo terá em assimilar a ocorrência de *determinadas* contingências.

A avaliação da operação do sistema em função de um conjunto de possíveis contingências pode ser feita através da Análise de Contingência Linear. Neste processo determina-se quais eventos são críticos, ou seja, quais eventos levam o sistema a operar com violações de restrições operativas, e quais são os pontos violados ou sobrecarregados.

3.4 Pré-Despacho e Nível de Segurança

A solução do PD tem forte influência no nível de segurança do sistema pois se as condições reais de operação não apresentarem grandes desvios em relação às condições consideradas no cálculo do PD, o sistema deverá operar em torno da solução oferecida pelo PD. Assim, em termos da análise de segurança, a solução do PD para um dado intervalo de tempo constitui o caso básico, a partir do qual interessa analisar as possíveis alterações. Assim, na determinação da solução do PD é interessante levar em conta a possibilidade de ocorrência dos eventos críticos, de modo que a solução básica fornecida para o despacho em tempo real fosse tal que o sistema não apresentaria sobrecargas, mesmo com a ocorrência desses eventos.

O objetivo desta dissertação de mestrado é desenvolver uma metodologia que determine uma solução do PD levando em consideração a ocorrência de um conjunto de possíveis eventos não previstos inicialmente, definindo uma solução *preventiva* contra possíveis sobrecargas que estes eventos possam vir a provocar.

Esta metodologia pode ser resumida nos passos apresentados a seguir:

1. Determina-se uma solução inicial do PD - caso básico -, na qual não se leva em conta as contingências. Esta solução atende as restrições operacionais dos sistemas de transmissão, hidráulico, térmico e as metas energéticas.
2. Efetua-se uma análise de contingência linear para cada intervalo de tempo do horizonte de curto prazo, considerando como caso básico a solução fornecida pelo PD para aquele intervalo de tempo, e levando-se em conta o conjunto de possíveis contingências. Esta análise determina se há contingências críticas, quais os pontos sobrecarregados e o valor aproximado da sobrecarga. Se não houver nenhuma contingência crítica em todos os intervalos de tempo, então a solução atual do PD já é segura. Caso contrário se faz necessário uma reprogramação.
3. A reprogramação da solução do PD pode ser dividida nas seguintes tarefas:
 - Geração das Restrições de Segurança - as quais quando incluídas no problema de PD geram uma nova solução preventiva contra as sobrecargas.
 - Resolução do problema de Pré-Despacho com Restrições de Segurança (PDRS).

Parte II

MÉTODOS DE SELEÇÃO E AVALIAÇÃO PARA DETERMINAÇÃO DE CONTINGÊNCIAS CRÍTICAS

No primeiro passo da metodologia apresentada no capítulo (3) determina-se uma solução inicial para o PD. Para se determinar esta solução, chamada de solução básica do PD, leva-se em conta somente as condições dos sistemas hidráulico, térmico e de transmissão e os requisitos de mercado inicialmente previstos. O detalhamento da obtenção desta solução básica será efetuado no capítulo (8).

Uma vez determinada a solução básica para o PD, o próximo passo é avaliar o nível de segurança desta solução. Neste trabalho o nível de segurança só será avaliado em termos de geração e transmissão de potência ativa, e para isto serão utilizadas as técnicas de Análise de Contingência Linear. Esta análise de contingência será realizada separadamente para cada intervalo de tempo do horizonte do PD, e o caso básico para a análise do intervalo t será obtido a partir da solução básica do PD, como esquematizado na figura (2.10).

As injeções $p_1^{(sb)}$, $p_2^{(sb)}$, $p_3^{(sb)}$, $p_4^{(sb)}$ são respectivamente as gerações hidráulicas e térmicas determinadas pelo PD para este intervalo de tempo t ; e as injeções $c_3^{(sb)}$, $c_4^{(sb)}$ são as demandas de carga por barra previstas para este mesmo intervalo t .

A relação entre os fluxos $\underline{f}^{(sb)}$ e as injeções líquidas $\underline{p}^{(sb)}$ (carga e geração) é dada, como já visto, pela relação linear:

$$\underline{f}^{(sb)} = D^{(sb)} \cdot \underline{p}^{(sb)}$$

Para a análise de contingência linear interessa avaliar o impacto causado por alterações no sistema. Neste trabalho considera-se somente alterações no sistema de transmissão. Alterações no nível de geração ou de demanda também poderiam ser analisadas facilmente.

O estudo do sistema após a ocorrência do evento (estado pós-contingência), em termos de potência ativa, possibilita avaliar a operação do sistema sob o ponto de vista da segurança. Este estado pós-contingência pode ser obtido através de:

$$\underline{f}^{(pc)} = D^{(pc)} \cdot \underline{p}^{(sb)}$$

A comparação entre o carregamento pós-contingência do sistema de transmissão, $\underline{f}^{(pc)}$, e os seus limites máximos operativos, fornece uma idéia do comportamento do sistema e do nível de segurança caso ocorra tal contingência.

Neste processo de análise dois pontos devem ser destacados:

- a escolha dos eventos a serem analisados
- o cálculo do estado pós-contingência

Embora, a princípio, todos os equipamentos possam apresentar falhas e sair de operação, alguns eventos estão mais sujeitos a falhas do que outros. Um outro detalhe importante a ser destacado é que a ocorrência de certos eventos podem levar o sistema a um ponto crítico; enquanto que outros eventos não devem causar nenhum problema ao sistema. Assim, é interessante selecionar os eventos críticos de modo a minimizar o número de análises desnecessárias. Na prática, usualmente por experiência, conhece-se os pontos críticos do sistema, e em geral, somente para este conjunto de eventos, conhecidos como *lista de contingências*, é realizada a análise de contingência. Quando não se dispõe de uma lista de contingências, torna-se necessário estabelecer uma metodologia para selecionar as contingências críticas. No capítulo (4) a seguir será apresentada uma metodologia de seleção de contingências baseada em um *índice de performance*.

Para cada contingência selecionada é necessário estimar o estado após a ocorrência da mesma, para daí avaliar o seu nível de segurança. Porém, o cálculo do estado pós-contingência implica em um elevado custo computacional, e portanto é importante otimizar este cálculo. No capítulo (5) apresenta-se uma metodologia para estimar o estado pós-contingência, na qual trabalha-se com sub-redes aproximadas do sistema de transmissão original e basea-se nos dados do caso básico, como em [5].

Capítulo 4

Seleção de Contingências

Numa primeira fase, comenta-se os diferentes métodos encontrados para a seleção de contingências, e apresenta-se, com maior detalhe, a metodologia de seleção e elaboração das listas de contingências utilizada neste trabalho.

Numa segunda fase, aplica-se a metodologia para cada intervalo de tempo do PD, e estuda-se o comportamento das listas de contingências de todos os intervalos $t \in T$, elaboradas a partir da solução básica.

Testes, resultados e discussões sobre a metodologia de seleção utilizada, encerram este capítulo.

4.1 Introdução

Os métodos para seleção de contingências devem detectar e ordenar possíveis contingências críticas, cujas ocorrências, causarão sobrecargas ao sistema. Para isto é suposto que a injeção de potência (geração e carga) é mantida constante, ou seja, as cargas e as gerações definidas pelo PD, são as mesmas para todas as possíveis contingências analisadas.

A metodologia de seleção de contingências, segundo [6], deve ser capaz de; **(a)** *separar* as contingências críticas das não-críticas, **(b)** *ordenar* as críticas pela pior violação de limite, **(c)** *não cometer erros de classificação* (mascaramento), e **(d)** *requerer pouco esforço computacional*.

Na literatura, vários métodos são propostos para a resolução do problema de seleção, os quais têm como objetivo satisfazer os itens (a) - (d). Dentre estes tem-se:

- métodos baseados em uma função a qual avalia a severidade da possível contingência. Esta função é chamada de *Índice de Performance - IP*
- métodos baseados no cálculo do fluxo pós-contingência, utilizando a teoria de compensação
- métodos baseados no cálculo do fluxo através das linhas fronteiras de uma rede que é particionada em duas ou três sub-redes
- métodos baseados numa pré-separação das possíveis contingências, os quais utilizam o conceito de relaxação concêntrica

Dentre as metodologias que utilizam o índice de performance como medida do carregamento do sistema sob condição de contingência, tem-se em [7] que esta medida é dada em função da relação entre o fluxo de potência ativa pós-contingência e o limite máximo permitido para o mesmo, necessitando assim do cálculo do fluxo de potência ativa para cada estado pós-contingência analisado. Após o cálculo dos índices para todas as linhas do sistema, estes são ordenados em uma lista, juntamente com a respectiva linha, de acordo com uma ordem decrescente de severidade.

Em [8], uma nova medida do carregamento de um sistema é dada a partir do índice de performance apresentado em [7], porém expresso em função da abertura angular sobre a linha.

Já em [9], é proposto um algoritmo de seleção e ordenação de contingências também baseado no índice de performance, porém através desta proposta é feito o cálculo da variação incremental que o índice sofre a partir do caso básico. Sendo assim, não é necessário determinar o fluxo de potência para cada estado pós-contingência.

A medida de contingência apresentada por [6] difere essencialmente das anteriores pelo fato de considerar a potência aparente ao invés da potência ativa, e multiplicar o valor da medida pela probabilidade de ocorrência da referida contingência.

Um outro método [10], utiliza a técnica de compensação para simular a saída de uma linha do sistema, calculando, através da utilização dos fatores de distribuição, o fluxo de potência incremental que as linhas restantes no sistema absorvem da linha que saiu.

Recentemente, uma classe de métodos de localização de sobrecargas, baseados no efeito que uma saída tem sobre as linhas de fronteira de um sistema particionado [11] e [12], tem surgido. Nestes métodos, a rede original é dividida em duas ou três sub-redes, e

o fluxo de potência pós-contingência é estimado através de adequadas aproximações feitas nas sub-redes. Para a aplicação destas metodologias não há necessidade de se ter uma lista de contingências ordenada.

Em [13], apresenta-se um método de seleção de contingências com vários níveis de separação das mesmas. A partir de um grande conjunto de contingências candidatas a serem críticas, são feitas duas pré-separações das mesmas, com o intuito de obter um novo conjunto bastante reduzido. Na separação, bem como na avaliação das contingências aplica-se o conceito de relaxação concêntrica [14] para se fazer a divisão da rede original em três sub-redes, sendo que o fluxo de potência ativa pós-contingência deverá ser explicitamente calculado através do fluxo de carga linearizado.

Os métodos de separação envolvem cálculos de fatores de distribuição, e o fluxo de carga linearizado pode ser utilizado para identificar as contingências que poderão causar violações de limites. Já, os métodos baseados no índice de performance podem causar erros na ordenação das contingências dentro da lista, também chamados de erros de mascaramento. Em [15], é apresentado um método que combina estes outros dois.

Neste trabalho de mestrado, a seleção de contingências é executada através da metodologia apresentada em [9], combinada com a avaliação de contingências derivada do método de [11].

Na seção (4.2), apresenta-se inicialmente o método do índice de performance IP_k , com o intuito de facilitar a compreensão do método da variação incremental do índice de performance ΔIP_k , apresentado na seção (4.3).

4.2 Índice de Performance - IP_k

Em [7], uma função do índice de performance, IP_k , que representa a severidade da contingência, é dada por:

$$IP_k = \sum_{l=1}^{nl} w_l \cdot \left[\frac{f_{l/k}}{f_l^{max}} \right]^{2n} \quad (4.1)$$

onde:

- w_l - constante de peso da linha de transmissão l

- $f_{l/k}$ - fluxo de potência ativa na linha l , no estado pós-contingência k
- k - refere-se à contingência da k -ésima linha de transmissão
- n - número inteiro

Dada a ocorrência da contingência na linha k , qualquer linha l que tenha seus limites ultrapassados, isto é, fique sobrecarregada, contribui com um valor maior que um na composição final do índice IP_k , enquanto que outras não sobrecarregadas, contribuem com um valor menor que um.

Uma normalização quadrática da função, fazendo $n = 1$, aumenta a contribuição das violações.

Analisando ainda a função IP_k , tem-se que o valor encontrado é pequeno quando todas as nl linhas tiverem seus fluxos bem abaixo de seus limites. Isto indica que a contingência não é crítica, isto é, o estado pós-contingência terá baixo carregamento.

No caso de algum fluxo $f_{l/k}$ ser maior que o seu limite f_l^{max} , o valor de IP_k será elevado, indicando uma maior criticalidade da contingência k . Assim, é razoável assumir que a saída de uma linha que gera um grande valor na função IP_k , terá maior probabilidade de produzir violações no sistema no estado pós-contingência.

Porém, pode ocorrer um *erro de classificação*, ou *erro por mascaramento*, quando da utilização de IP_k para a seleção e ordenação de contingências. Este erro constitui-se basicamente da troca de posição entre contingências críticas e não-críticas, dentro da *Lista de Contingências*.

O mascaramento pode ocorrer quando uma contingência deixa o sistema pós-falta pesadamente carregado, porém sem violações. Assim, mesmo não havendo violações de limites operacionais, o somatório de valores próximos de um pode produzir um valor de IP_k elevado, desta forma, este índice calculado para uma contingência não crítica, poderá ser maior que um outro, no qual há apenas uma sobrecarga no sistema pós-contingência (falta considerada crítica), isto é, pode-se ordenar uma contingência que deixa o sistema pesadamente carregado, mas não sobrecarregado, acima de outra contingência que provoca sobrecarga em uma linha apenas. Para este problema de mascaramento ainda não existe uma técnica eficiente que consiga evitá-lo, porém existem funções que conseguem diminuí-lo.

Outra dificuldade para o cálculo desta função, é que para cada evento analisado tem-se a necessidade de calcular os fluxos de potência para o estado pós-contingência,

implicando na execução de um fluxo de carga linear.

Como o cálculo dos fluxos, para cada estado pós-contingência, envolve a atualização e inversão da matriz susceptância B (2.18), este processo acarreta um custo computacional elevado quando se estuda sistemas de grande porte. Além disso, nesta situação, isto é, após o cálculo do fluxo pós-contingência, não faz muito sentido calcular o valor do índice IP_k para avaliar a potencialidade de sobrecarga. Para isto, basta comparar os fluxos pós-contingência com os seus respectivos limites e detectar se há ou não sobrecarga. No entanto, uma alternativa interessante foi apresentada por [9], no qual o valor do índice é calculado aproximadamente a partir dos dados do caso básico. Nesta nova abordagem, avalia-se aproximadamente qual a variação no índice de performance, ΔIP_k , causada pela ocorrência da contingência k com relação ao valor do índice para o caso básico, evitando desta forma que se tenha a necessidade de executar um fluxo de carga linearizado para cada possível contingência analisada.

Neste trabalho, adotou-se o *Método do Índice de Performance Incremental* - ΔIP_k , proposto por [9], e apresentado na seção (4.3).

4.3 Índice de Performance Incremental - ΔIP_k

Este novo índice de performance, chamado *Índice de Performance Incremental*, ΔIP_k , é derivado da função IP_k dada anteriormente na seção (4.2).

ΔIP_k é, aproximadamente, a variação do índice de performance em relação ao $IP^{(sb)}$ (solução básica) causada pela ocorrência da contingência k , como pode ser visto na figura (4.1).

Para a contingência da linha k , conectada às barras i, j , ΔIP_k é dado pela equação (4.2).

$$\Delta IP_k = \frac{\tau_k \cdot f_k^2}{(1 - b_k \cdot \chi_k)^2} + 2 \cdot \frac{\Delta \Theta_k^* \cdot f_k}{(1 - b_k \cdot \chi_k)} - w_k \cdot \left(\frac{f_k}{f_k^{max}} \right)^2 \cdot \frac{1}{(1 - b_k \cdot \chi_k)^2} \quad (4.2)$$

onde:

- b_k - susceptância da linha k
- $\Delta \Theta_k^*$ - abertura angular sobre k , na solução da rede adjunta (Apêndice A)

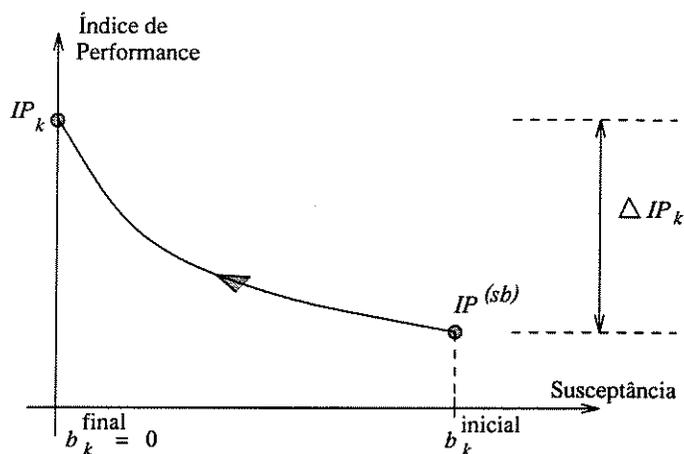


Figura 4.1: Índice em função da variação da susceptância b_k da linha k

- * - refere-se à rede adjunta
- $\chi_k = X_{ii} + X_{jj} - 2.X_{ij}$
- $\tau_k = T_{ii} + T_{jj} - 2.T_{ij}$

sendo:

$$- X = B^{-1}$$

$$- T = X.W.X$$

Pelo ΔIP_k , avalia-se o comportamento do carregamento do sistema pós-contingência k , através dos dados do *caso básico*. Por este motivo, não há necessidade de se calcular o estado pós-contingente para cada possível falha a ser analisada.

Obtidos os índices, procede-se a ordenação dos mesmos, a qual é feita de forma decrescente com relação à severidade das faltas, isto é, do índice de performance incremental de maior valor para o de menor valor.

Testes executados por [9], mostram que através da utilização de ΔIP_k o efeito do erro por mascaramento é reduzido, porém não totalmente eliminado.

Neste trabalho, as linhas que causam isolamento ou ilhamento de carga e/ou geração não são analisadas, pois para estas ocorrências deve-se executar um novo FCLO considerando a mudança na topologia do sistema.

Deve-se salientar que o método de seleção de contingências não calcula o valor da sobrecarga e nem determina onde ela estará ocorrendo, e sim, fornece apenas uma lista de contingências ordenada em função de sua criticalidade, e esta ordenação das contingências possibilitará uma redução do trabalho na fase seguinte da análise, fase de avaliação, pois será necessário analisar apenas as primeiras contingências colocadas no topo desta lista.

4.4 Implementação Computacional

Na figura (4.2), mostra-se o fluxograma resumido para a método de seleção e elaboração da lista de contingências. Esta rotina, no estudo de PD, será executada para todos os intervalos de tempo desejados, independentemente um do outro.

4.5 Resultados e Discussões

O algoritmo de seleção e ordenação de contingências foi testado em dois casos:

1. Sistema TRS-IEEE-24 barras [16] "modificado por [15]"
2. Sistema reduzido da Companhia Energética de São Paulo - CESP - 440 kV

4.5.1 Sistema TRS-IEEE-24 barras

O sistema TRS-IEEE é composto por 38 linhas de transmissão e 24 barras, das quais, 6 são de geração, 13 de carga e 5 apenas para conexão. Este sistema teve alguns de seus limites de fluxo modificados por [15] com a finalidade de que mais algumas ocorrências provocassem sobrecargas. Estas modificações estão tabeladas, e colocadas juntamente com o esquema do sistema na figura (4.3).

O vetor injeção de potência ativa, dado em (pu), mostrado a seguir, é considerado a solução caso base, sobre a qual é executada a análise de contingência.

$$\underline{p} = (1.53, 1.50, -1.80, -0.70, -0.70, -1.40, -1.30, -1.70, -1.80, -2.00, \\ 0, 0, 3.40, -1.90, -1.70, 0, 0, -0.30, -1.80, -1.30, 5.15, 0.40, 6.42, 0)$$

No vetor \underline{p} , o sinal (-) negativo indica uma barra de carga e o (+) positivo uma barra de geração.

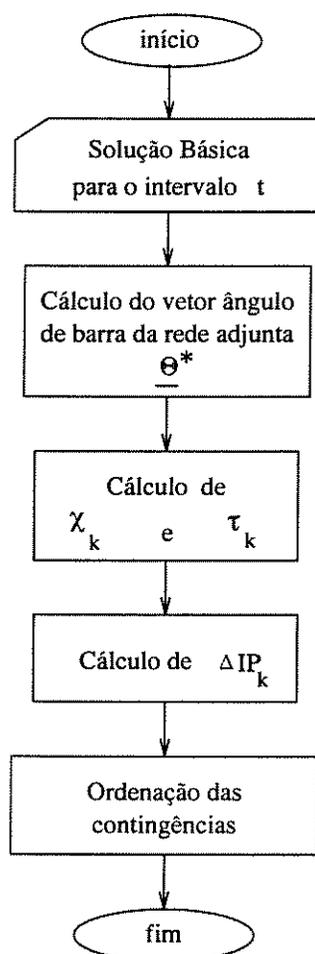


Figura 4.2: Fluxograma resumido para seleção e ordenação de contingências

Este vetor de injeção de potência produz o carregamento do sistema de transmissão, mostrado na tabela (4.1). A mesma tabela contém ainda o limite de fluxo de potência ativa de cada linha.

Linha	f_l (pu)	f_l^{max} (pu)	Linha	f_l (pu)	f_l^{max} (pu)
1	0.0737	1.93	20	-1.8977	6.00
2	0.3874	2.08	21	-1.8496	6.00
3	1.0714	2.08	22	-1.0213	6.00
4	0.7539	2.08	23	-2.4134	6.00
5	0.8198	2.08	24	0.1818	6.00
6	0.1706	2.08	25	-1.7325	6.00
7	-1.5831	5.10	26	-1.7325	6.00
8	0.0539	2.08	27	1.5831	6.00
9	0.3714	2.08	28	-1.7846	6.00
10	-0.5802	1.93	29	-0.4469	6.00
11	-1.3000	2.08	30	-1.3868	6.00
12	-1.5642	2.08	31	-0.3978	3.00
13	-1.4358	2.08	32	-0.8434	6.00
14	-1.3922	5.10	33	-0.8434	6.00
15	-1.7474	5.10	34	-1.1235	6.00
16	-1.6448	5.10	35	-1.1235	6.00
17	-1.9999	5.10	36	-1.7735	2.15
18	-2.5236	6.00	37	-1.7735	2.15
19	-0.5134	6.00	38	-0.0012	6.00

Tabela 4.1: Fluxo e limite de potência ativa das linhas de transmissão

A partir dos dados de carregamento do sistema, o algoritmo de seleção de contingências calculou e ordenou em relação aos respectivos índices de performance incremental, as possíveis contingências do sistema. A lista de contingências ordenada e os respectivos ΔIP_k de cada linha, estão apresentados na tabela (4.2) a seguir:

<i>Lista de Contingências e ΔIP_k</i>			
<i>Lista</i>	ΔIP_k	<i>Lista</i>	ΔIP_k
18	1.346	2	0.215
12	1.188	16	0.179
13	1.133	20	0.169
21	1.103	28	0.168
36	1.053	14	0.108
37	1.053	27	0.074
17	0.847	7	0.074
5	0.847	30	0.063
15	0.670	10	0.060
22	0.465	24	0.036
3	0.371	31	0.029
4	0.370	1	0.018
25	0.222	32	0.015
26	0.222	33	0.015

Tabela 4.2: Índice de performance incremental ΔIP_k

Esta tabela indica que a linha 18 apresenta maior possibilidade de provocar sobrecargas no estado pós-contingência, em seguida a linha 12, e assim sucessivamente, porém não indica onde ocorrerá a sobrecarga e nem qual será o valor da mesma.

4.5.2 Seleção de Contingências em um PD para o Sistema reduzido da CESP - 440kV

A metodologia foi aplicada em um exemplo reduzido do sistema da Companhia Energética do Estado de São Paulo (CESP), constituído das 4 maiores usinas hidráulicas e do sistema de transmissão de 440 kV, composto por 21 linhas de transmissão e 15 barras, das quais 4 são barras de geração e 11 de carga. O sistema exemplo está mostrado na figura (4.4). Os dados da rede de transmissão estão tabelados em (4.3).

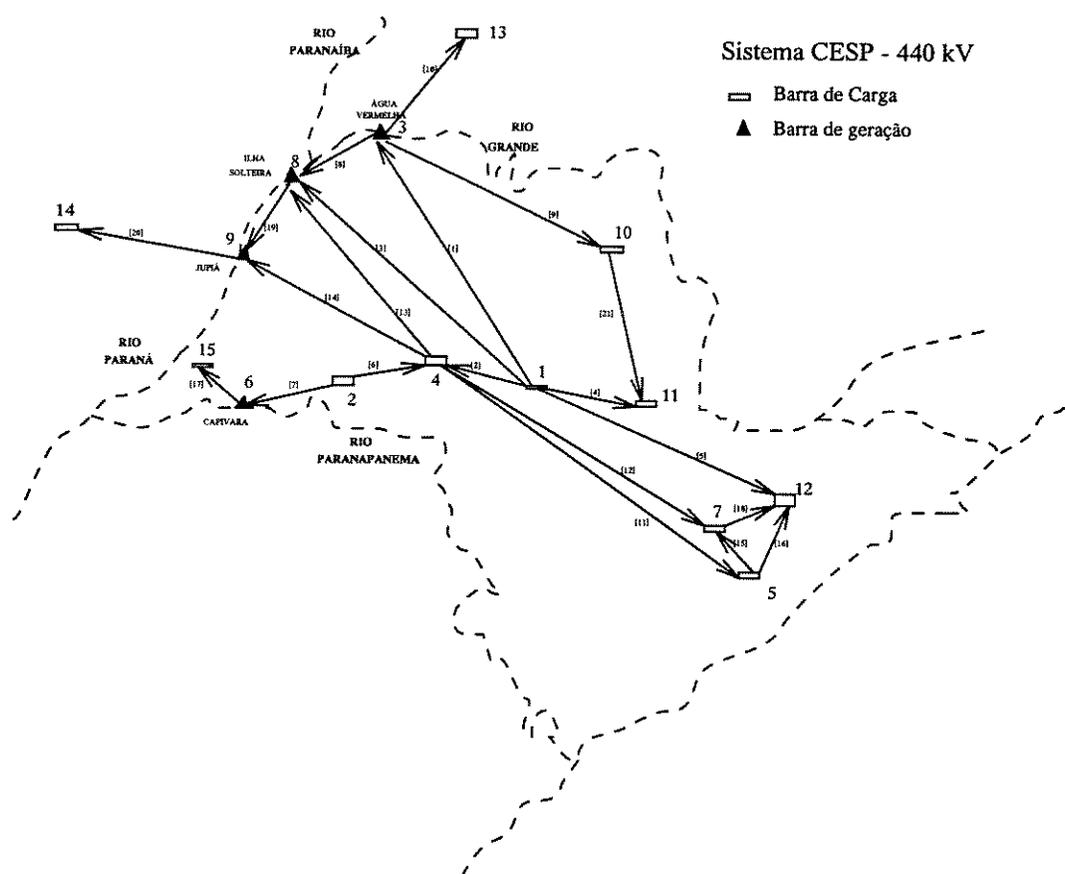


Figura 4.4: Sistema reduzido da CESP - 440kV

Linha	Nó Origem	Nó Destino	resist. (<i>pu</i>)	reat. (<i>pu</i>)	f_l^{max} (<i>MW</i>)
1	1	3	.0042	.0568	1800
2	1	4	.0040	.0639	1800
3	1	8	.0018	.0236	1800
4	1	11	.0013	.0172	1800
5	1	12	.0018	.0236	2100
6	2	4	.0015	.0188	1800
7	2	6	.0014	.0182	1800
8	3	8	.0019	.0243	1800
9	3	10	.0009	.0121	1800
10	3	13	.0024	.0304	1800
11	4	5	.0018	.0241	2100
12	4	7	.0021	.0258	2100
13	4	8	.0020	.0248	1800
14	4	9	.0007	.0096	1800
15	5	7	.0023	.0306	1800
16	5	12	.0018	.0233	1800
17	6	15	.0014	.0185	1800
18	7	12	.0009	.0124	1800
19	8	9	.0256	.0675	1800
20	9	14	.0010	.0833	1800
21	10	11	.0320	.1070	1800

Tabela 4.3: Dados de rede do sistema CESP - 440 kV

Para o sistema CESP 440 kV foi resolvido um problema de PD considerando um horizonte de 24 horas, com intervalos de discretização de 1 hora, sendo que os dados de carga, do sistema hidráulico e a solução completa do PD estão apresentados no capítulo (9). A tabela (4.4) apresenta o carregamento do sistema de transmissão correspondente aos intervalos 3, 10 e 20 desta solução básica do PD. Estes intervalos são característicos para três condições de carregamentos típicos:

- $t = 3$ - baixo carregamento
- $t = 10$ - médio carregamento
- $t = 20$ - alto carregamento

<i>Linha</i>	<i>Fluxo de potência ativa (MW)</i>		
	<i>t = 3</i>	<i>t = 10</i>	<i>t = 20</i>
1	-342.98	-455.24	-547.38
2	- 35.51	- 96.24	-154.26
3	-752.98	-1116.70	-1416.30
4	379.75	597.44	779.45
5	635.52	895.71	1114.50
6	167.10	296.98	391.11
7	-191.20	-333.18	-437.51
8	70.41	- 20.42	- 96.03
9	296.75	421.26	524.55
10	83.00	125.00	160.00
11	691.88	1071.10	1369.80
12	747.60	1158.10	1415.7
13	-625.05	-814.66	-950.30
14	-683.64	-1215.10	-1600.00
15	85.42	132.87	114.78
16	25.45	63.27	135.04
17	46.50	70.00	89.60
18	-162.97	-208.99	- 29.52
19	132.42	126.50	121.60
20	50.60	76.20	97.60
21	209.55	290.06	356.55

Tabela 4.4: Carregamento do sistema de transmissão para $t = 3, 10$ e 20

A partir desta solução, para cada intervalo de tempo t do PD, é executada a rotina para seleção e ordenação das possíveis contingências, e a tabela (4.5) apresenta os resultados relativos aos intervalos considerados na tabela (4.4).

<i>Listas de Contingências e ΔIP_k</i>					
$t = 3$		$t = 10$		$t = 20$	
<i>Lista</i>	ΔIP_k	<i>Lista</i>	ΔIP_k	<i>Lista</i>	ΔIP_k
12	0.340	12	0.800	14	1.289
5	0.292	14	0.790	12	1.117
14	0.289	5	0.602	5	1.003
13	0.242	11	0.533	11	0.884
11	0.224	13	0.477	3	0.749
9	0.190	3	0.442	13	0.678
3	0.188	9	0.386	9	0.603
1	0.141	1	0.246	1	0.357
21	0.113	21	0.222	21	0.341
4	0.052	4	0.152	4	0.271
18	0.008	15	0.015	8	0.059
15	0.006	18	0.014	2	0.011
–	–	8	0.010	15	0.007
–	–	2	0.001	16	0.002
–	–	–	–	18	0.001

Tabela 4.5: Listas de contingências de três intervalos de tempo de uma solução do PD

Com relação aos três intervalos de tempo apresentados na tabela (4.5), nota-se que o valor de ΔIP_k para uma mesma linha cresce com o aumento da demanda de carga, porém a lista de contingências se mantém praticamente a mesma, ocorrendo apenas algumas poucas trocas de posicionamento.

Na tabela (4.5) estão sendo apresentados apenas três dos 24 intervalos do PD. No entanto, é verificado que a lista se mantém praticamente a mesma para todos os demais intervalos de tempo do PD, e, que os valores de ΔIP_k crescem e decrescem acompanhando a variação do carregamento do sistema.

Pela característica acima, e tendo que a configuração do sistema não mude ao longo do dia, pode-se afirmar que neste sistema a linha que apresenta maior possibilidade de ser crítica num intervalo de tempo, apresentará também nos demais. E, mesmo não tendo

a informação de que haverá ou não sobrecarga no sistema pós-contingência, o fato do índice de performance crescer com o aumento da carga, leva-nos a concluir que o sistema pós-contingência terá maior probabilidade de apresentar sobrecargas nos intervalos de tempo onde ocorrem o pico de demanda de carga.

Assim, a análise de contingências poderá ser executada apenas para os intervalos de pico de demanda de carga, não havendo a necessidade de se analisar todos os t intervalos do PD, porém, será necessário definir um valor de carregamento do sistema, acima do qual a análise de contingências será executada, isto é, um ponto limite do carregamento total do sistema, tal que abaixo deste, qualquer que seja a contingência, esta não provoca sobrecarga no estado pós-falta. Cabe ressaltar também que este ponto limite deverá ser definido de forma individual para cada sistema, levando-se em consideração as características particulares dos mesmos.

Caso haja alterações permanentes na configuração do sistema para o horizonte em estudo, as listas de contingências podem sofrer sensíveis modificações, fazendo com que a constância que as listas apresentam nos intervalos de tempo seja modificada.

Capítulo 5

Avaliação de Contingências

Terminada a execução da fase de seleção e ordenação de contingências, tem-se uma lista de contingências ordenada de forma decrescente em relação ao sobrecarregamento que o possível evento produzirá no sistema, caso vier a ocorrer.

Para analisar se estes possíveis eventos provocarão de fato sobrecargas e *onde* estas ocorrerão, faz-se necessário a etapa de *Avaliação de Contingências*.

Neste capítulo, apresenta-se inicialmente a metodologia empregada na avaliação de contingência e detecção do local sobrecarregado. Em seguida são feitos alguns testes para validação do método, e alguns comentários dos resultados obtidos encerram o mesmo.

5.1 Introdução

A avaliação de cada contingência da lista pode ser feita através do cálculo do fluxo de potência ativa em cada uma das nl linhas do estado pós-contingência, e da comparação destes novos fluxos com seus respectivos limites pré-definidos. Para isto será necessário rodar (executar) um fluxo de carga linearizado para cada contingência analisada, o que tipicamente envolve o cálculo de uma nova matriz susceptância B para cada sistema no estado pós-contingência. Esta nova matriz B deve ser invertida, e então, os novos fluxos de potência recalculados.

Devido ao tamanho dos sistemas de energia hoje existentes, as listas de contingências contêm um elevado número de *linhas candidatas* a provocarem sobrecargas, as quais devem ser analisadas, porém dentre este grande número de contingências candidatas,

uma pequena porção causará sobrecarga no sistema pós-contingência. A aplicação desta técnica torna o processo exaustivo e muito caro computacionalmente.

Outro método descrito em [12] não necessita de uma lista de contingência pré-estabelecida. Nele, a rede de transmissão original N é sub-dividida em três sub-redes, $N1$, $N2$ e $N3$. Calcula-se a inversa da matriz B , necessária para o cálculo das injeções de compensação, as quais são utilizadas para simular a saída da linha. Resolve-se a sub-rede $N1$, e verifica-se se há violação de limites, calculando em seguida a máxima abertura angular incremental sobre as linhas de fronteira entre $N1$ e $N2$. Utilizando o valor da máxima abertura angular incremental, faz-se o monitoramento de possíveis violações dos limites das linhas de $N2$. Se houver, poucas possíveis violações, resolve-se o sistema, caso contrário, faz-se uma expansão da sub-rede $N1$, e refaz-se o processo.

Em [11], a técnica de particionamento da rede original também é utilizada, porém, N é dividida em somente duas sub-redes, $N1$ e $N2$. A partir do caso básico pré-contingente, é possível então estimar os limites de fluxo pós-contingência. Para isto, emprega-se um processo de filtragem de contingências, o qual consiste de vários filtros colocados em série, onde cada filtro da série é progressivamente mais complexo. A complexidade de um filtro está relacionada com a partição que se faz da rede original, sendo que de filtro para filtro o particionamento deve expandir a sub-rede $N1$. Esta expansão de $N1$ faz com que o intervalo compreendido entre os limites estimados torne-se mais apertado. E, através da comparação entre os limites estimados e os limites operacionais, classifica-se as possíveis contingências. Assim, cada filtro classifica um número de contingências, como sendo **seguras** ou **inseguras**, e as remanescentes ou não classificadas, serão chamadas de **incertas**, e passarão para o filtro seguinte, para novo processo de avaliação.

As contingências são classificadas como:

- **seguras** - não provocam violações de limites
- **inseguras** - provocam violações de limites

Com a intenção de não calcular os fluxos para cada estado pós-contingência; analisar somente aquelas contingências que têm maior potencialidade de ocorrerem, e, tendo a necessidade de detectar quais contingências serão inseguras e onde provocarão sobrecargas, neste trabalho de mestrado adotou-se a metodologia encontrada em [11], porém, aplicada à uma lista de contingências já ordenada com relação à potencialidade das mesmas em provocar sobrecargas [5].

5.2 Método de Filtragem de Contingências

O método de filtragem irá detectar qual ou quais possíveis contingências da lista causam sobrecarga, e onde estará ocorrendo o sobrecarregamento, isto é, qual ou quais linhas do sistema pós-contingência terão seus limites violados.

Este processo [11] consiste de vários filtros, $F_1, F_2, F_3, \dots, F_{nf}$, colocados em série, formando uma sequência, onde o subscrito nf é o número de filtros da sequência, e cada contingência a ser avaliada irá passar por estes filtros. Cada filtro faz uma estimativa do fluxo em cada linha no estado pós-contingência e determina um valor mínimo e um máximo, em cujo intervalo está contido o valor exato do estado pós-contingente (caso linear). Estes valores são denominados *limites de fluxo estimados*. Se todo este intervalo estimado estiver totalmente contido dentro do intervalo de operação da linha, então com certeza não haverá sobrecarga nesta linha no estado pós-contingência, figura (5.1).

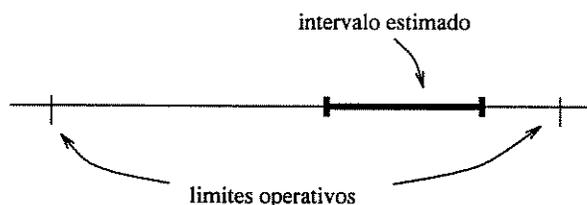


Figura 5.1: Intervalo estimado seguro

Se, ao invés, o intervalo estimado estiver totalmente fora do seu intervalo de operação, então com certeza esta linha será sobrecarregada. No primeiro caso, a linha é armazenada no conjunto de linhas seguras, e no segundo caso, no conjunto das linhas inseguras.

Há, no entanto, um terceiro caso em que o intervalo estimado pertence aos dois conjuntos, isto é, parte do intervalo está situado na faixa operativa e parte está fora desta faixa, e portanto, indefinido, figura (5.2).

Neste caso não é possível concluir se haverá ou não sobrecarga, e esta linha será armazenada no conjunto das linhas incertas. Para esta linha será necessário uma estimativa mais precisa para se saber em que faixa ela se encontrará.

Cada filtro representa uma aproximação do sistema de transmissão original e cada filtro da sequência é progressivamente mais complexo, até que o último filtro é a

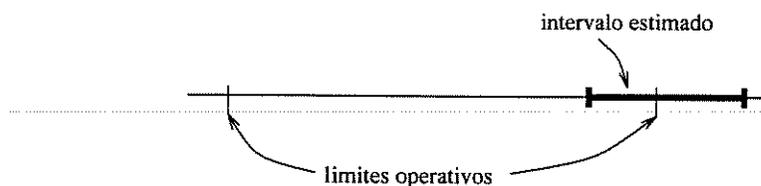


Figura 5.2: Intervalo estimado indefinido

aproximação máxima, isto é, é o próprio sistema original, e os limites estimados são iguais ao valor exato do carregamento pós-contingência. Quanto mais complexo é o filtro, maior é a precisão da estimativa, porém, maior é também o seu custo computacional.

Cada contingência a ser avaliada é submetida ao 1^o filtro, o mais simples e o menos preciso; ou seja, este filtro superestima os limites de fluxo. Mesmo com esta superestimação, este primeiro filtro consegue classificar (em segura ou insegura) grande parte das linhas. Nos testes realizados, aproximadamente 80% das linhas foram classificadas neste primeiro filtro. O conjunto das linhas não classificadas por este filtro, o conjunto das incertas, é submetido ao 2^o filtro, o qual faz uma estimativa do fluxo pós-contingente mais precisa que o filtro anterior. Com estas novas estimativas procura-se classificar o conjunto das linhas incertas do primeiro filtro. Novamente, as linhas não classificadas neste segundo filtro são submetidas ao 3^o filtro, e assim sucessivamente, figura (5.3). Em geral, são suficientes 3 filtros para classificar todas as linhas.

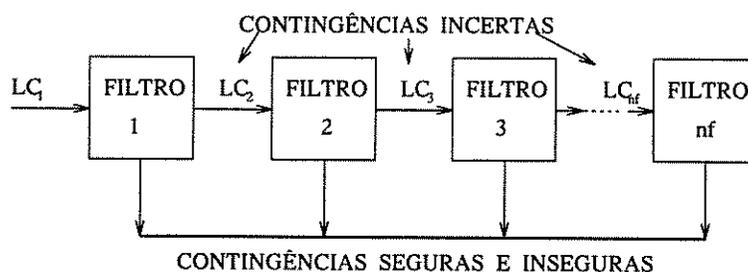


Figura 5.3: Sequência de filtros

Se ao final do processo houver pelo menos uma linha no conjunto *inseguro*, então esta contingência é dita *insegura*, e as linhas pertencentes ao conjunto inseguro serão sobrecarregadas.

Os limites de fluxo estimados em cada filtro são estimados a partir do caso básico e das aproximações do sistema original realizadas em cada filtro. Assim, o estado pós-contingência é estimado utilizando somente as informações do caso base.

Um detalhe importante deve ser mencionado: a forma de se filtrar as contingências neste trabalho é diferente da encontrada em [11].

Em Galiana [11] devido a não existência de uma lista previamente elaborada, todas as linhas, exceto as radiais, passam pelo F_1 e em seguida todas as linhas classificadas como incertas passam pelo F_2 , e assim sucessivamente.

Neste trabalho de mestrado, como já existe uma lista ordenada de possíveis contingências, e, como os eventos que apresentam maiores probabilidades de provocarem sobrecargas (maiores índices) estão colocados no topo da mesma, estes serão analisados primeiramente. Assim, o primeiro evento entra no filtro F_1 . Se for classificado como incerto passa para F_2 para nova avaliação, e assim sucessivamente até que seja classificado como seguro ou inseguro. Em seguida, o segundo evento da lista entra em F_1 , e o processo acima é repetido [5].

Assumindo que não há erro por mascaramento na lista de contingências, quando uma contingência da mesma for classificada como segura, as demais, colocadas abaixo dela, também serão seguras. Com isto, não há necessidade de se avaliar toda a lista, mas sim as primeiras contingências inseguras.

Na tentativa de evitar que uma contingência possivelmente crítica não seja avaliada por motivo de mascaramento, adotou-se um critério de parada de descida na lista, que consiste de:

- terminar o processo de avaliação quando três contingências seguidas da lista forem classificadas como seguras

No estudo de PD a avaliação de contingências é realizada para cada intervalo de tempo t do horizonte do PD, ou então para alguns intervalos previamente escolhidos.

5.2.1 Fluxos Pós-Contingência em termos dos Fluxos do Caso Básico

Nesta seção, analisa-se qual o comportamento do fluxo de potência ativa de uma linha arbitrária l , dada que a linha k esteja sob condição de contingência.

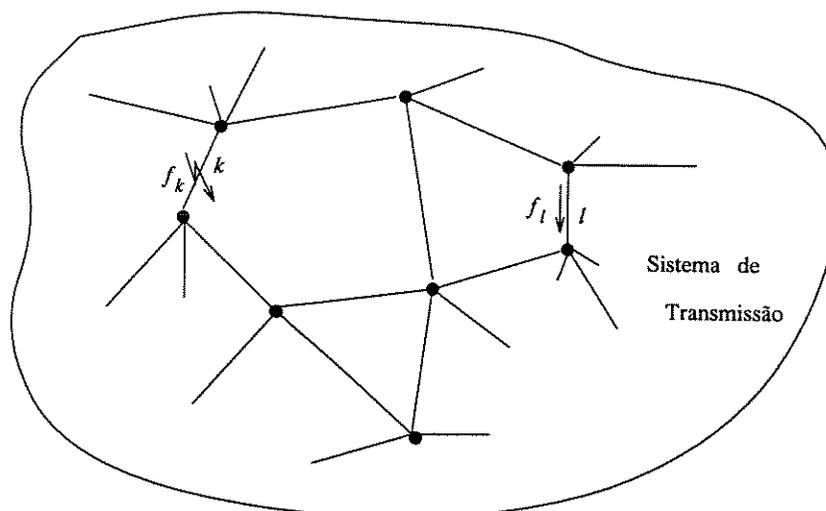


Figura 5.4: Fluxo na linha l com contingência da linha k

Para tal, dado o sistema como mostrado na figura (5.4), e tendo que para o caso básico:

$$\underline{f}^{(sb)} = D^{(sb)} \cdot \underline{p}^{(sb)} \quad (5.1)$$

Com a saída da linha k , o fluxo de potência no caso básico, $f_k^{(sb)}$, se redistribui entre as linhas restantes do sistema pós-contingência, e a nova quantidade de fluxo na linha l no estado pós-contingência é dada por:

$$f_{l/k} = f_l^{(sb)} + \rho_{l/k} \cdot f_k^{(sb)} \quad (5.2)$$

onde:

- $f_{l/k}$ - fluxo de potência ativa na linha l no estado pós-contingência k
- $f_l^{(sb)}$, $f_k^{(sb)}$ - fluxo de potência ativa nas linhas l e k no estado básico, respectivamente
- $\rho_{l/k}$ - fator de distribuição de fluxo

Para determinar o fluxo pós-contingência $f_{l/k}$, a partir do caso básico, se faz necessário calcular o fator de distribuição $\rho_{l/k}$, o qual fornece o percentual do fluxo $f_k^{(sb)}$

que irá passar pela linha l .

O cálculo de $\rho_{l/k}$ necessita de um esforço computacional elevado, pois requer inversões de matrizes, como por exemplo a matriz B , para cada contingência analisada. Com a intenção de diminuir este esforço computacional, vem a idéia de *estimar* um intervalo em que o fator $\rho_{l/k}$ pode ser encontrado, ao invés de calculá-lo exatamente.

Assim, em cada filtro, F_i , serão estimados limites inferior e superior para $\rho_{l/k}$, de forma que:

$$-1 \leq \tilde{\rho}_{l/k}^{F_i} \leq \rho_{l/k} \leq \hat{\rho}_{l/k}^{F_i} \leq +1 \quad (5.3)$$

onde:

- $\tilde{\rho}_{l/k}^{F_i}$, $\hat{\rho}_{l/k}^{F_i}$ - limites inferior e superior do fator de distribuição estimados no filtro F_i , respectivamente
- $\tilde{\cdot}$, $\hat{\cdot}$ - referem-se, respectivamente, aos limites inferior e superior das variáveis

Analisando a equação (5.3), tem-se que se o sistema for composto apenas por duas linhas, o fluxo da linha contingente k será integralmente transferido para a linha l , $\rho_{l/k} = +1$ ou $\rho_{l/k} = -1$. O sinal (+) indica que a quantidade de fluxo transferida contribui no sentido positivo adotado para a linha, e (-) no caso contrário. Então dependendo da configuração do sistema o fator de distribuição varia sempre entre +1 e -1.

Feita a estimativa dos fatores de distribuição, os fluxos pós-contingência, equação (5.2), também podem ser estimados, de forma que:

$$\tilde{f}_{l/k}^{F_i} \leq f_{l/k} \leq \hat{f}_{l/k}^{F_i} \quad (5.4)$$

onde:

- $f_{l/k}$ - é o valor exato do fluxo na linha l , para o estado pós-contingência k
- $\tilde{f}_{l/k}^{F_i}$, $\hat{f}_{l/k}^{F_i}$ - respectivamente, limites inferior e superior para o fluxo de potência ativa, dentro do filtro F_i

A redução do esforço computacional vem do fato de que para se estimar $\tilde{\rho}_{l/k}^{F_i}$, $\hat{\rho}_{l/k}^{F_i}$, a rede de transmissão do sistema sofre determinadas aproximações dentro de cada filtro F_i .

Para se fazer estas aproximações, a rede de transmissão N é particionada em duas sub-redes, $N1$ e $N2$, como mostrado na seção (5.2.2), sendo que a sub-rede $N1$ é mantida no formato original, enquanto $N2$ sofre algumas aproximações.

A complexidade de cada filtro, está diretamente relacionada com a maneira de se particionar a rede de transmissão original N . Como a sequência de filtros mostrada na figura (5.3), tem sua complexidade progressivamente aumentada, tem-se que a sub-rede $N1$ é aumentada de um filtro para outro. Assim, os fluxos de potência estimados em cada filtro F_i com relação à sequência, são dados de forma a:

$$\tilde{f}_{l/k}^{F_1} \leq \tilde{f}_{l/k}^{F_2} \leq \tilde{f}_{l/k}^{F_3} \leq \dots \leq \tilde{f}_{l/k}^{F_{nf}} = f_{l/k} \quad (5.5)$$

$$\hat{f}_{l/k}^{F_1} \geq \hat{f}_{l/k}^{F_2} \geq \hat{f}_{l/k}^{F_3} \geq \dots \geq \hat{f}_{l/k}^{F_{nf}} = f_{l/k} \quad (5.6)$$

Nota-se que, aumentando o número do filtro, mais apertado torna-se o intervalo no qual o fluxo exato pós-contingência pode ser encontrado, figura (5.5).

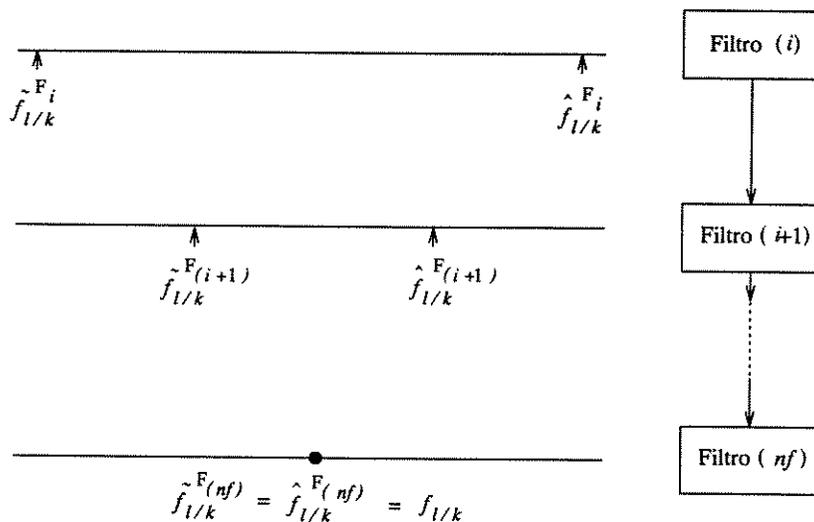


Figura 5.5: Comparação entre os intervalos dos limites estimados em cada filtro

Para o último filtro, F_{nf} , os valores estimados inferior e superior para o fluxo são iguais ao valor exato do fluxo pós-contingência. Este fato ocorre devido à sub-rede $N2$ tornar-se vazia e conseqüentemente todas as linhas estarem em $N1$. Assim, não havendo

aproximações de $N2$, não se tem a estimação dos limites, e sim o cálculo do valor exato do fluxo, pois, a solução será obtida através da execução de um fluxo de carga linear.

5.2.2 Particionamento da Rede N em duas Sub-Redes $N1$ e $N2$

A estimação dos fatores de distribuição $\rho_{l/k}^{F_i}$ está fortemente relacionada com a forma de se particionar a rede N . Na figura (5.6) apresenta-se o *particionamento* de N , em $N1$ e $N2$.

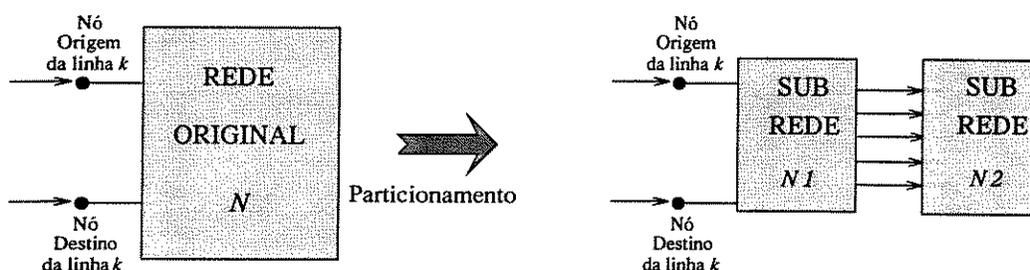


Figura 5.6: Particionamento da rede de transmissão N

O caso mais simples para esta divisão, é considerar apenas a linha k na sub-rede $N1$ e todas as demais em $N2$. Num modelo mais elaborado inclui-se em $N1$ todas as linhas e barras conectadas às barras origem e destino da linha k , sendo que para um nível ainda mais elevado pode-se colocar em $N1$ a estrutura anterior e mais as linhas e barras adjacentes a ela. Este procedimento pode ser adotado até que todas as linhas e barras do sistema estejam em $N1$, $N1 = N$, e neste caso então, $N2$ seria vazia, não havendo portanto aproximações no sistema.

A determinação da sub-rede $N1$ é um aspecto crítico [12] e muito importante para a eficiência dos cálculos de $\tilde{\rho}_{l/k}$, $\hat{\rho}_{l/k}$. Neste aspecto, se $N1$ contiver muitas linhas e barras, a resolução do problema se aproximará do problema de fluxo de carga DC, aumentando assim o esforço computacional requerido, e, por outro lado, se a sub-rede $N1$ for muito reduzida, a estimativa dos limites do fluxo de potência poderá ser super-estimada. Esta etapa de particionamento da rede N , trouxe uma grande dificuldade para a estimação de $\tilde{\rho}_{l/k}$, $\hat{\rho}_{l/k}$.

Adotou-se então um critério para a determinação de $N1$ que consiste em:

- $N1$ contém todas as barras e linhas conectadas às barras origem e destino da *linha contingente* k , e
- $N1$ contém pelo menos um circuito fechado
- as demais barras e linhas do sistema são colocadas em $N2$

A sub-rede $N2$ é submetida à determinadas aproximações, as quais possibilitam a estimação dos limites inferior e superior do fator de distribuição $\rho_{l/k}^{F_i}$, dentro de cada filtro. Estas aproximações são apresentadas no Apêndice B.

5.2.3 Classificação das Contingências

Estimados os valores do fluxo pós-contingência k , $\tilde{f}_{l/k}^{F_i}$, $\hat{f}_{l/k}^{F_i}$, para a linha l num dado filtro F_i , classifica-se a mesma como sendo segura, insegura ou incerta. Para isto, compara-se os limites de fluxo estimados com os limites de fluxo permissíveis, isto é, limites operativos da linha l , f_l^{max} e f_l^{min} . Assim tem-se:

1. contingência segura

Dado que ocorra

$$f_l^{min} \leq \tilde{f}_{l/k}^{F_i} \leq \hat{f}_{l/k}^{F_i} \leq f_l^{max} \quad (5.7)$$

a contingência k será classificada como sendo **segura** com relação ao novo carregamento da linha l . Isto porque, mesmo com os valores de fluxo super-estimados, estes ainda estão dentro de seus limites operativos.

A figura (5.7) ilustra a classificação de uma contingência segura.

Como os limites estimados para os filtros subsequentes da série fazem com que o intervalo entre eles diminua, conforme equações (5.5) e (5.6), tendendo ao valor exato do fluxo, pode-se classificá-la como sendo segura.

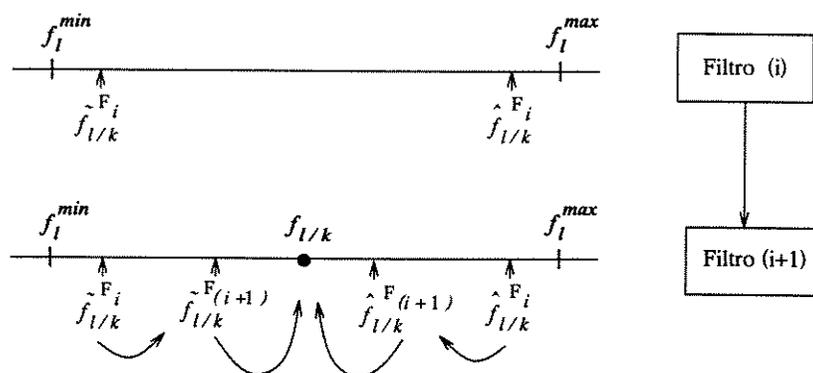


Figura 5.7: Classificação de contingência segura

2. contingência insegura

Se

$$\tilde{f}_{l/k}^{F_i} \geq f_l^{max} \quad (5.8)$$

ou

$$\hat{f}_{l/k}^{F_i} \leq f_l^{min} \quad (5.9)$$

a contingência k será considerada **insegura** com relação à linha l

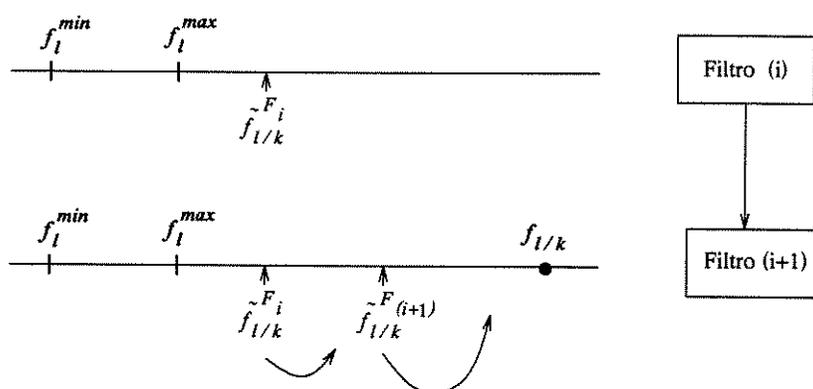


Figura 5.8: Classificação de contingência insegura através do limite inferior estimado

Da figura (5.8), tem-se que para o filtro F_i , o limite inferior estimado $\tilde{f}_{l/k}^{F_i}$ é maior que o limite operacional máximo. Pela equação (5.5), o valor estimado para o filtro

seguinte $F_{(i+1)}$ será ainda maior, e assim sucessivamente até atingir o valor exato do fluxo. Nestas condições o valor exato $f_{l/k}$, será maior que o limite máximo operacional. Esta violação faz com que se considere a contingência como sendo insegura.

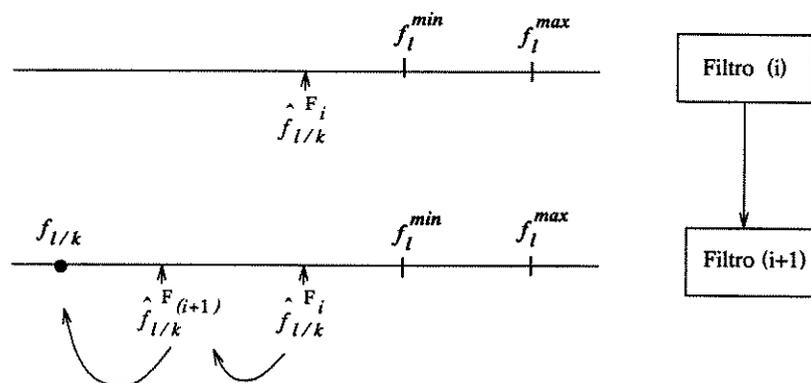


Figura 5.9: Classificação de contingência insegura através do limite superior estimado

Da figura (5.9), tem-se que para o filtro F_i , o limite superior estimado $\hat{f}_{l/k}^{F_i}$ é menor que o limite operacional mínimo. Pela equação (5.6), o valor estimado para o filtro seguinte $F_{(i+1)}$ será ainda menor e assim sucessivamente até atingir o valor exato do fluxo. Nestas condições o valor exato $f_{l/k}$, será menor que o limite mínimo operacional. Esta violação faz com que se considere a contingência como sendo insegura.

3. contingência incerta

Se a contingência k não for classificada como *segura* nem como *insegura*, será então considerada *incerta*. As contingências *incertas* para o filtro F_i , irão compor uma nova lista, e serão novamente analisadas no filtro seguinte da sequência, $F_{(i+1)}$.

Analisando a figura (5.10), tem-se que o limite de fluxo estimado inferior é menor que o limite operativo mínimo, e que o limite de fluxo estimado superior é maior que o limite operativo máximo. Assim, nada se pode afirmar com respeito à possibilidade de violação dos limites operacionais, classificando por isto, a contingência como sendo incerta. Este fato pode ser comprovado através das equações (5.5) e (5.6), pois para os filtros seguintes da sequência, estes limites estimados podem ou não entrar dentro do intervalo pré-estabelecido pelos limites operacionais.

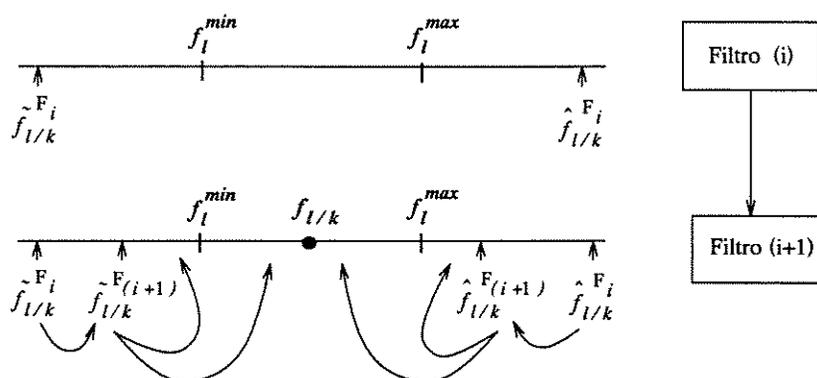


Figura 5.10: Classificação de contingência incerta

5.3 Resultados

5.3.1 Montagem da Sub-Rede $N1$

Como mencionado na seção (5.2.2), a determinação da sub-rede $N1$ se constitui num aspecto importante e ao mesmo tempo crítico para a eficiência do cálculo de $\tilde{\rho}_{l/k}$ e $\hat{\rho}_{l/k}$. Dependendo de quais barras e linhas que formam a sub-rede $N1$, um determinado filtro pode ou não classificar uma contingência. Em outras palavras, para dada sub-rede $N1$, uma contingência poderá ser classificada como segura ou insegura ou considerada incerta, e neste último caso terá que ser novamente avaliada pelo filtro seguinte da sequência estabelecida.

Este fato ocorre, dado a diferença que se obtém para $\tilde{\rho}_{l/k}$ e $\hat{\rho}_{l/k}$, sendo que estes dependem da sub-rede $N1$ considerada. A tabela (5.1) mostra a variação destes parâmetros para diferentes $N1$ com relação ao sistema reduzido CESP - 440 kV. A linha número 12 é considerada sob contingência, e os parâmetros $\tilde{\rho}_{l/k}$ e $\hat{\rho}_{l/k}$ são calculados para as linhas 3, 5 e 11.

5.3.2 Classificação de uma Contingência

Conforme critério adotado para a formação da sub-rede $N1$, teve-se então a avaliação das listas de contingências em cada filtro F_i . Como exemplo, a tabela (5.2) mostra a classificação de três linhas (1, 5 e 13) perante a contingência da linha 14. Para a obtenção dos resultados tabelados em (5.2), são considerados os dados do sistema e o

carregamento da hora 20 do PD do sistema CESP, já apresentados. Como foi detectada uma sobrecarga (linha 13), a contingência da linha 14 é classificada com insegura.

<i>Linha Contingente</i> $\rightarrow k = 12$				
Barras de $N1$	Linha analisada	$\hat{\rho}_{l/k}$	$\bar{\rho}_{l/k}$	$\rho_{l/k}$
1, 4, 7, 12	3	0.315	-1.000	-0.189
	5	1.000	0.053	0.405
	11	1.000	0.139	0.594
1, 4, 5, 7, 12	3	-0.087	-0.354	"
	5	0.533	0.324	"
	11	0.850	0.418	"
1, 4, 5, 7, 8, 9, 12	3	-0.129	-0.288	"
	5	0.488	0.366	"
	11	0.649	0.479	"
1, 3, 4, 5, 7, 8, 12	3	-0.088	-0.288	"
	5	0.492	0.362	"
	11	0.655	0.459	"
1, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 12	3	-0.129	-0.283	"
	5	0.483	0.369	"
	11	0.634	0.483	"
1, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12	3	-0.145	-0.281	"
	5	0.469	0.385	"
	11	0.618	0.537	"

Tabela 5.1: Influência de $N1$ sobre $\bar{\rho}_{l/k}$ e $\hat{\rho}_{l/k}$

5.3.3 Avaliação de uma Lista de Contingências

Considerando a solução do pré-despacho do sistema CESP para o intervalo de tempo $t = 20$, e tendo elaborada a lista de contingências, a fase de avaliação de contingências classifica as demais linhas do sistema como mostra a tabela (5.3). Neste sistema há cinco linhas radiais, e estas não passam pelo processo de avaliação, pois, se uma destas sair do sistema, ocorre uma desconexão de barras de geração e/ou de carga, e conseqüentemente haverá corte de carga. Para esta situação se faz necessário executar um outro fluxo de carga linearizado.

<i>Linha 14 sob contingência</i>								
FILTRO	linha	$\hat{\rho}_{l/k}$	$\tilde{\rho}_{l/k}$	$\hat{f}_{l/k}$ (MW)	$\tilde{f}_{l/k}$ (MW)	f_l^{max} (MW)	f_l^{min} (MW)	CLASSIF
1	1	1.00	-1.00	1052.6	-2147.4	1800	-1800	incerta
	5	1.00	-1.00	2714.5	-485.5	2100	-2100	incerta
	13	1.00	-1.00	649.7	-2550.3	1800	-1800	incerta
2	1	0.69	-0.73	625.4	-1652.6	1800	-1800	segura
	5	0.34	-0.82	2430.6	-565.8	2100	-2100	incerta
	13	1.00	-0.80	335.5	-2550.3	1800	-1800	incerta
3	5	0.27	0.27	-1842.0	-1842.0	2100	-2100	segura
	13	0.64	0.64	-1969.4	-1969.4	1800	-1800	insegura

Tabela 5.2: Classificação das linhas do sistema CESP através dos filtros 1, 2 e 3

A primeira coluna da tabela (5.3) repete a lista ordenada de contingências obtida pelo processo de seleção e ordenação apresentado no capítulo (4), tabela (4.5).

Através da tabela (5.3) nota-se que ocorreram dois erros por mascaramento para as contingências 5 e 3. Estas linhas quando retiradas do sistema deixam o estado pós-contingente mais pesadamente carregado do que quando as linhas 11 e 13 são retiradas, porém não o sobrecarrega. Este alto carregamento produz um elevado índice ΔIP_k , e como consequência, sua posição na lista é superior à das outras. Porém, o critério de parada de descida na lista de contingências, permite que estas sejam analisadas.

Para as contingências classificadas como inseguras na tabela (5.3), calculou-se o fluxo exato no estado pós-contingência, como mostra a tabela (5.4). Estes valores confirmam o número de linhas sobrecarregadas detectadas pelo processo de filtragem.

Os dados apresentados na tabela (5.4), foram obtidos através da alteração do sistema, isto é, *retira-se* a linha avaliada como contingência crítica do sistema, monta-se a nova matriz susceptância B do novo sistema e inverte-a, calculando em seguida o novo fluxo de potência ativa. Estes resultados vêm comprovar e validar a fase de avaliação de contingências a partir do caso básico, através do processo de filtragem.

Para o sistema IEEE-24 barras "modificado", tem-se a classificação das contingências em cada um dos três filtros mostrada na tabela (5.5). Neste sistema há uma linha considerada radial, e portanto não avaliada.

Após a etapa de avaliação de contingências, tem-se a seguintes contingências

Lista de contingências	FILTRO 1			FILTRO 2			FILTRO 3		
	seg	inseg	incert	seg	inseg	incert	seg	inseg	incert
14	7	0	8	4	0	4	2	2	0
12	8	0	7	4	0	3	2	1	0
5	9	0	6	2	0	4	4	0	0
11	7	0	8	5	0	3	2	1	0
3	7	0	8	3	0	5	5	0	0
13	11	0	4	2	0	2	0	2	0
9	13	0	2	0	0	2	2	0	0
1	13	0	2	0	0	2	2	0	0
21	14	0	1	0	0	1	1	0	0
4	11	0	4	1	0	3	3	0	0
8	15	0	0	-	-	-	-	-	-
2	15	0	0	-	-	-	-	-	-
15	15	0	0	-	-	-	-	-	-
16	15	0	0	-	-	-	-	-	-
18	15	0	0	-	-	-	-	-	-
19	15	0	0	-	-	-	-	-	-
Percentual de linhas ANALISADAS →									
CLASSIFICADAS →	100%			20.8%			12%		
por FILTRO	79.2%			8.8%			12%		

Tabela 5.3: Linhas classificadas através dos filtros 1, 2 e 3 para o sistema CESP

Fluxo de potência ativa para $t = 20$						
Número da linha	Fluxo caso básico	Limite de fluxo	Casos pós-contingência			
			Linha contingente			
			14	12	11	13
1	- 547.3	1800	- 657.3	- 616.9	- 610.7	- 662.4
2	- 154.2	1800	84.2	- 361.5	- 342.9	95.2
3	-1416.3	1800	-1841.4	-1685.2	-1661.1	-1860.9
4	779.4	1800	733.6	750.5	753.1	731.5
5	1114.5	2100	1456.9	1689.2	1637.7	1472.6
6	391.1	1800	391.1	391.1	391.1	391.1
7	- 437.5	1800	- 437.5	- 437.5	- 437.5	- 437.5
8	- 96.0	1800	- 251.8	- 194.6	- 185.7	- 258.9
9	524.5	1800	570.4	553.5	550.9	572.5
10	160.0	1800	160.0	160.0	160.0	160.0
11	1369.8	2100	1207.2	2210.8	0	1199.8
12	1415.7	2100	1235.9	0	2262.3	1227.7
13	- 950.3	1800	-1969.4	- 672.2	- 697.1	0
14	-1600.0	1800	0	-1510.6	-1518.6	-1942.8
15	114.8	1800	91.3	675.1	- 524.9	90.2
16	135.0	1800	- 4.1	415.7	- 595.0	- 10.4
17	89.6	1800	89.6	89.6	89.6	89.6
18	- 29.5	1800	- 232.8	- 884.9	177.3	- 242.1
19	121.6	1800	-1478.4	32.1	40.2	464.4
20	97.6	1800	97.6	97.6	97.6	97.6
21	356.5	1800	402.4	385.5	382.9	404.5

Tabela 5.4: Fluxo pós-contingência para o sistema CESP quando $t = 20$

Lista de contingências	FILTRO 1			FILTRO 2			FILTRO 3		
	seg	inseg	incert	seg	inseg	incert	seg	inseg	incert
18	23	0	13	3	0	10	8	2	0
12	29	0	7	2	0	5	4	1	0
13	29	0	7	4	0	3	2	1	0
21	27	0	9	5	0	4	2	2	0
36	27	0	9	6	0	3	3	0	0
37	27	0	9	6	0	3	3	0	0
17	25	0	11	7	0	4	4	0	0
5	32	0	4	1	0	3	3	0	0
15	28	0	8	4	0	4	4	0	0
22	31	0	5	1	0	4	4	0	0
3	32	0	4	1	0	3	3	0	0
4	32	0	4	1	0	3	3	0	0
25	30	0	6	3	0	3	3	0	0
26	30	0	6	3	0	3	3	0	0
2	34	0	2	0	0	2	2	0	0
16	29	0	7	3	0	4	4	0	0
20	29	0	7	5	0	2	2	0	0
28	30	0	6	3	0	3	3	0	0
14	30	0	6	3	0	3	3	0	0
27	28	0	8	0	0	8	8	0	0
7	28	0	8	0	0	8	8	0	0
30	28	0	8	3	0	5	5	0	0
10	33	0	3	1	0	2	2	0	0
24	36	0	0	-	-	-	-	-	-
31	34	0	2	2	0	0	-	-	-
1	36	0	0	-	-	-	-	-	-
32	32	0	4	1	0	3	3	0	0
33	32	0	4	1	0	3	3	0	0
Percentual de linhas ANALISADAS → CLASSIFICADAS → por FILTRO									
	100%			16.6%			9.7%		
	83.5%			6.8%			9.7%		

Tabela 5.5: Linhas classificadas através dos filtros 1, 2 e 3 para o sistema IEEE "modificado"

classificadas como críticas, e seus respectivos locais de sobrecarga, apresentados na tabela (5.6).

Linha Contingente	Linha Sobrecarregada
18	36 37
12	13
13	12
21	36 37

Tabela 5.6: Resultados da etapa de avaliação de contingências para o sistema IEEE "modificado"

Para o sistema IEEE "modificado", não se teve a ocorrência de erros por mascaramento, sendo ainda que, os resultados obtidos apresentam coerência com resultados apresentados por outros autores, [15].

Considerando-se cada contingência crítica, calculou-se o fluxo de potência ativa via fluxo de carga linearizado, na expectativa de validar o processo de avaliação de contingência através dos dados da solução básica. Estes fluxos pós-contingência, estão tabelados em (5.7).

Fluxo de potência ativa					
Número da linha	Limite de fluxo	Casos pós-contingência			
		Linha contingente			
		18	12	13	21
1	1.93	0.0794	-0.0106	0.1512	0.1155
2	2.08	0.3757	0.2487	0.5149	0.3006
3	2.08	1.0775	1.2945	0.8666	1.1165
4	2.08	0.7557	0.5122	0.9758	0.7672
5	2.08	0.8237	0.9772	0.6754	0.8484
6	2.08	0.1956	-0.0609	0.3831	0.3554
7	5.10	-1.6198	-1.4905	-1.6682	-1.8548
8	2.08	0.0557	-0.1878	0.2758	0.0672
9	2.08	0.3775	0.5945	0.1666	0.4165
10	1.93	-0.5763	-0.4228	-0.7246	-0.5516
11	2.08	-1.3000	-1.3000	-1.3000	-1.3000
12	2.08	-1.5659	0	-3.0000	-1.5768
13	2.08	-1.4341	-3.0000	0	-1.4232
14	5.10	-0.5943	-0.8502	-1.8898	-1.6174
15	5.10	-2.5202	-1.1984	-2.2513	-1.3368
16	5.10	-0.8535	-2.2400	-1.0983	-1.9195
17	5.10	-2.7795	-2.5883	-1.4598	-1.6389
18	6.00	0	-2.5268	-2.5207	-2.4809
19	6.00	-1.4479	-0.5635	-0.4674	-1.0561
20	6.00	-3.4939	-1.9130	-1.8836	-2.9756
21	6.00	-1.8058	-1.8737	-1.8274	0
22	6.00	-0.0939	-1.0398	-1.0043	-2.0565
23	6.00	-3.3479	-2.4635	-2.3674	-2.9561
24	6.00	0.1521	0.2570	0.1128	-0.0384
25	6.00	-1.7360	-1.7237	-1.7405	-1.7582
26	6.00	-1.7360	-1.7237	-1.7405	-1.7582
27	6.00	1.6198	1.4905	1.6682	1.8548
28	6.00	-1.7777	-1.8022	-1.7685	-1.7332
29	6.00	-1.4181	-0.4043	-0.4861	-1.2613
30	6.00	-1.3808	-1.4020	-1.3729	-1.3424
31	3.00	-0.3969	-0.4002	-0.3956	-0.3908
32	6.00	-0.8404	-0.8510	-0.8365	-0.8212
33	6.00	-0.8404	-0.8510	-0.8365	-0.8212
34	6.00	-1.6090	-1.1022	-1.1430	-1.5306
35	6.00	-1.6090	-1.1022	-1.1430	-1.5306
36	2.15	-2.2590	-1.7522	-1.7930	-2.1806
37	2.15	-2.2590	-1.7522	-1.7930	-2.1806
38	6.00	-0.0020	0.0013	-0.0033	-0.0081

Tabela 5.7: Fluxo pós-contingência para o sistema IEEE "modificado"

5.3.4 Avaliação de Contingências de uma solução do PD

Após a obtenção da solução do PD para o sistema CESP, e tendo elaborada as listas de contingências para cada um dos intervalos de tempo, procedeu-se a etapa de *avaliação de contingências* para todo o horizonte de curto prazo, detectando as linhas sobrecarregadas para cada possível contingência em cada intervalo de tempo do período em estudo. Estes resultados estão apresentados a seguir na tabela (5.8).

Intervalo de tempo t	Linha Contingente	Linha Sobrecarregada
17	14	13
18	14	13
	11	12
	13	14
19	14	13
	12	11
	11	12
	13	14
20	14	3, 13
	12	11
	5	-
	11	12
	3	-
	13	3, 14
21	14	13
	11	12

Tabela 5.8: Avaliação de contingências em cada intervalo de tempo do PD

Os demais intervalos de tempo, $t = 1$ até $t = 16$ e $t = 22$ até $t = 24$, não apresentam linhas sobrecarregadas no estado pós-contingência, qualquer que seja ela.

5.4 Considerações Finais sobre Filtragem de Contingências

Deve-se destacar que à medida que o número do filtro aumenta, a sua complexidade também aumenta, porém o intervalo formado entre os *limites de fluxo estimados* vai

tornando-se reduzido de um filtro para outro, tendendo ao valor exato do fluxo no estado de pós-contingência. Um outro detalhe importante a considerar é que, crescendo a complexidade do filtro, o número de contingências submetidas à classificação, dentro do mesmo, diminui.

Tem-se que através do processo de avaliação de contingências com relação aos dados do caso básico para cada intervalo de tempo t , torna-se possível identificar o local do sistema pós-contingência que será sobrecarregado, caso a contingência venha ocorrer, sem que se tenha para isto a necessidade de executar novos fluxos de carga linearizados.

O cálculo do fluxo pós-contingência via fluxo de carga linearizado comprova os resultados obtidos através do método de avaliação de contingência com relação ao caso básico.

Cabe ressaltar também que se a configuração do sistema não mudar ao longo do horizonte do PD, então a lista de contingências se mantém praticamente inalterada durante o horizonte. Na prática esta situação pode ocorrer com certa frequência pois a configuração pode permanecer estável por muitos períodos ou sofrer alterações pouco significativas em termos de segurança. Além disso, como o índice de performance varia em função da demanda de carga, e apresenta os maiores valores nos intervalos de demanda de pico, isto leva-nos a concluir que o processo de avaliação de contingências pode ser executado somente para estes intervalos e para as primeiras contingências das correspondentes listas, que mesmo assim garantiria que as possíveis contingências críticas seriam avaliadas.

Parte III

FLUXO DE CARGA ÓTIMO COM RESTRICÇÕES DE SEGURANÇA

Na análise de contingência linear de uma solução básica de um PD pode-se detectar um conjunto de eventos críticos; no caso do exemplo analisado nos capítulos (4) e (5), identificou-se contingências críticas nos intervalos 17 a 21, tabela (5.8). Este resultado mostra que para o ponto de operação básico fornecido pelo PD para estes intervalos, a ocorrência destes eventos causa violações de limites operativos.

Viu-se também que a severidade de uma contingência depende do evento em si, da configuração do sistema e do ponto de operação básico. Como a ocorrência do evento constitui um evento aleatório e, portanto, incontrollável, pode-se então atuar ou sobre a configuração do sistema, ou sobre o ponto de operação do sistema, de modo a melhorar o nível de segurança do mesmo. A primeira alternativa, alteração da configuração do sistema, consiste em analisar possíveis alterações na configuração do sistema de transmissão de modo a obter maior robustez em relação aos eventos críticos. Na segunda alternativa, atua-se sobre as gerações de modo que o novo ponto de operação seja tal que, mesmo com a ocorrência dos eventos críticos, não resulte em violações de limites. Esta segunda alternativa será adotada neste trabalho.

A alteração nas gerações é baseada na relação entre as injeções de potência e o fluxo nas linhas. Para obter esta reprogramação duas alternativas são comumente adotadas:

- a primeira alternativa consiste em determinar uma variação incremental a partir de um dado ponto de operação de modo a eliminar a sobrecarga
- a segunda em resolver um problema de Fluxo de Carga Linear Ótimo com Restrições de Segurança (FCRS).

A idéia básica da primeira alternativa é diminuir a geração nas usinas com elevada participação no fluxo da linha sobrecarregada e aumentar a geração nas usinas com baixa participação. Desse modo, redistribui-se a geração e diminui-se o fluxo na linha com sobrecarga. A segunda alternativa consiste em resolver um Fluxo de Carga Linear Ótimo (FCLO) acrescido de algumas novas restrições, de modo que a solução obtida suporte a ocorrência das contingências críticas sem apresentar sobrecargas. Esta segunda alternativa é particularmente interessante a este trabalho, pois a solução básica do PD é obtida via a resolução sequencial de um problema de FCLO para cada intervalo de tempo.

Para resolver o FCRS é preciso, inicialmente, determinar as restrições de segurança e depois resolver o FCRS. Para isto, supõe-se que seja conhecida a solução básica, as contingências críticas e os pontos de sobrecarga.

O FCRS é resolvido para um único intervalo de tempo (operação estática); no caso do exemplo dos capítulos (4) e (5), deve-se resolver um FCRS para cada um dos intervalos de 17 a 21 horas, independentemente.

Capítulo 6

Fluxo de Carga Linear Ótimo com Restrições de Segurança (FCRS)

Neste capítulo discute-se inicialmente a forma de obtenção das restrições de segurança, e em seguida apresenta-se a formulação matemática para o FCRS. O capítulo é encerrado com a interpretação da inclusão de restrições de segurança no processo de otimização elétrica.

6.1 Restrições de Segurança

O objetivo da Restrição de Segurança é prevenir-se para a ocorrência de um dado evento crítico. Rememorando, supõe-se a k -ésima contingência e a correspondente matriz de participação, $D^{(pc)}$, então o estado pós-contingência é dado por:

$$\underline{f}^{(pc)} = D^{(pc)} \underline{p}^{(sb)} \quad (6.1)$$

e, supõe-se que pelo menos uma componente do vetor $\underline{f}^{(pc)}$ viola um de seus limites operativos:

$$|f_{l/k}| > f_l^{max} \quad (6.2)$$

Para eliminar a violação (6.2), pretende-se determinar uma nova distribuição de injeção de potência ativa nas barras de geração, $\underline{p}^{(1)}$, de modo que a nova distribuição de

fluxo de potência ativa no sistema de transmissão, $\underline{f}^{(pc)}$, não viole nenhum de seus limites.

Assim:

$$\left| D^{(pc)} \cdot \underline{p}^{(1)} \right| \leq \underline{f}^{max} \quad (6.3)$$

No vetor $\underline{p}^{(1)}$ as componentes correspondentes às barras de carga apresentam os mesmos valores que o caso básico, ou seja, pretende-se atender a mesma carga do caso básico.

Como a matriz $D^{(pc)}$ representa o sistema após a contingência k , então, a *restrição de segurança* para a contingência k e sobrecarga na linha l , é dada por:

$$\left| D_{l/k} \cdot \underline{p} \right| \leq f_l^{max} \quad (6.4)$$

onde $D_{l/k}$ é a linha da matriz $D^{(pc)}$ correspondente à linha sobrecarregada l ; e o vetor \underline{p} apresenta nas componentes correspondentes às barras de carga valores iguais às suas demandas de carga, ou seja, somente as componentes de \underline{p} correspondentes às barras de geração são variáveis. Esta restrição impõe que a nova distribuição de injeção de potência ativa não apresente violação na linha l quando da ocorrência da contingência k . Assim, esta restrição tem um caráter preventivo em relação à k -ésima contingência.

Para cada uma das contingências críticas e correspondentes sobrecargas é possível calcular uma restrição de segurança, de modo que quando se considera simultaneamente todas as restrições de segurança, está se prevenindo ao mesmo tempo contra todos os eventos críticos. Neste caso nem sempre é possível obter uma solução que atenda a demanda de carga e seja segura simultaneamente contra todos os eventos. Porém, a escolha de quais restrições considerar nem sempre é uma tarefa fácil, pois os eventos apresentam probabilidades de ocorrência diferentes, em função do tipo de equipamento, do seu tempo de vida, e das condições atuais. Para alguns eventos é possível até que não haja solução totalmente segura, isto é, caso este evento venha ocorrer, o sistema apresentará violações de restrições operativas ou corte de carga. Um outro fator que complica esta escolha é que as sobrecargas podem ocorrer em graduações diferentes, de modo que pequenas sobrecargas podem ser admitidas por curtos intervalos de tempo. Para esta escolha é de grande importância o conhecimento do sistema e experiência operacional.

6.2 Fluxo de Carga Linear Ótimo com Restrições de Segurança

O FCRS é obtido acrescentando-se restrições de segurança ao problema de FCLO. No caso de um modelo linear, o FCRS pode ser formulado como:

$$\min \quad \sum_{g \in G} \Phi_g(p_g) + \lambda' \cdot \underline{p}_H \quad (6.5)$$

$$sa \quad \underline{f} = D^{(sb)} \cdot \underline{p} \quad (6.6)$$

$$|\underline{f}| \leq \underline{f}^{max} \quad (6.7)$$

$$p_g^{min} \leq p_g \leq p_g^{max} \quad g \in G \quad (6.8)$$

$$p_h^{min} \leq p_h \leq p_h^{max} \quad h \in H \quad (6.9)$$

$$|D_{l/k} \cdot \underline{p}| \leq f_l^{max} \quad k \in \mathcal{K}_a \quad (6.10)$$

onde:

- \mathcal{K}_a - conjunto de contingências ou de restrições de segurança acrescentadas ao FCLO

O problema (6.5) - (6.9) corresponde ao problema de FCLO, o qual é considerado para obter o caso básico, e este será detalhado no próximo capítulo. A equação (6.10), representa as restrições de segurança acrescentadas ao problema. Com a inclusão da restrição (6.10), o FCRS determina uma solução preventiva com relação a estas restrições. O problema de despacho econômico com restrições de segurança é tratado dentre outros por [17] a [20].

6.3 Interpretação da Inclusão de Restrições de Segurança no FCLO

Como exemplo ilustrativo, considera-se o sistema de potência composto por duas barras de geração, duas barras de carga e cinco linhas de transmissão, como mostra a

figura (2.10). Considera-se também que as gerações térmicas, p_3 e p_4 , são conhecidas.

Resolver o problema de FCLO significa determinar (p_1, p_2) de forma a minimizar (6.5), e satisfazer as restrições (6.6) – (6.9). Este conjunto de restrições forma a *região de soluções factíveis* (região hachurada) para o FCLO. De maneira simplificada, a figura (6.1) apresenta a solução para este problema.

Em termos deste gráfico, resolver o FCLO significa determinar um ponto sobre a reta de carga e dentro da região de soluções factíveis e que esteja o mais próximo do mínimo irrestrito da função objetivo, $(p_1^{(sb)}, p_2^{(sb)})$.

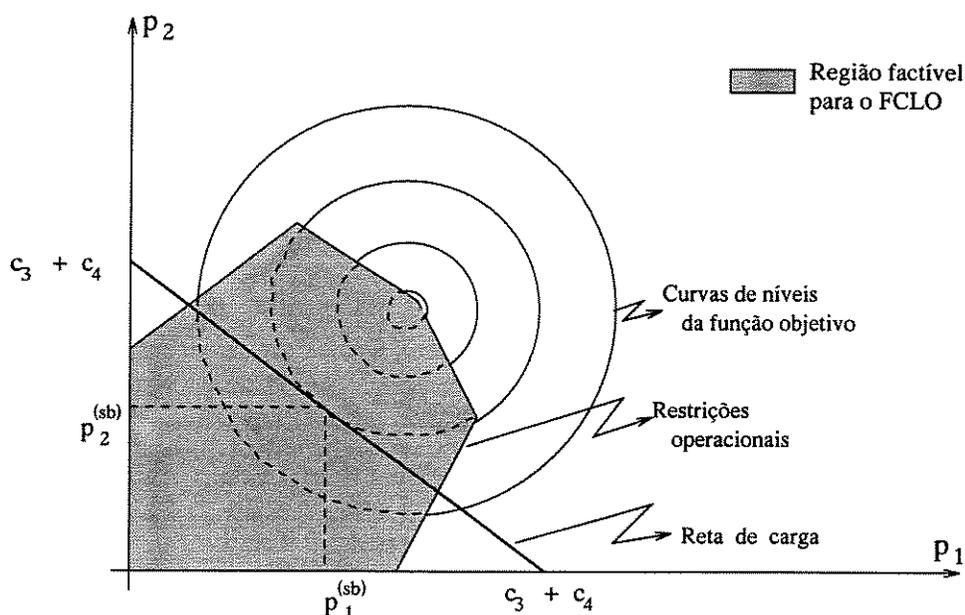


Figura 6.1: Região factível para o FCLO

Com a inclusão da restrição de segurança, altera-se o conjunto de restrições, dado agora pelas equações (6.6) - (6.10), e conseqüentemente a região factível também é alterada. A inclusão de restrições de segurança provoca uma redução na região de otimização, pois estas impõem limites adicionais mais restritivos (apertados) ao problema de FCLO. É nesta nova região factível, figura (6.2), que o problema de FCRS será otimizado.

Quanto mais restrições de segurança forem incluídas ao problema, maior será a limitação do conjunto de soluções factíveis. Em sistemas com baixo nível de segurança, à medida que as restrições de segurança forem incluídas, é possível que o conjunto de soluções

”seguras” factíveis torne-se nulo. Em termos gráficos, é quando a reta de carga não corta o conjunto de soluções factíveis.

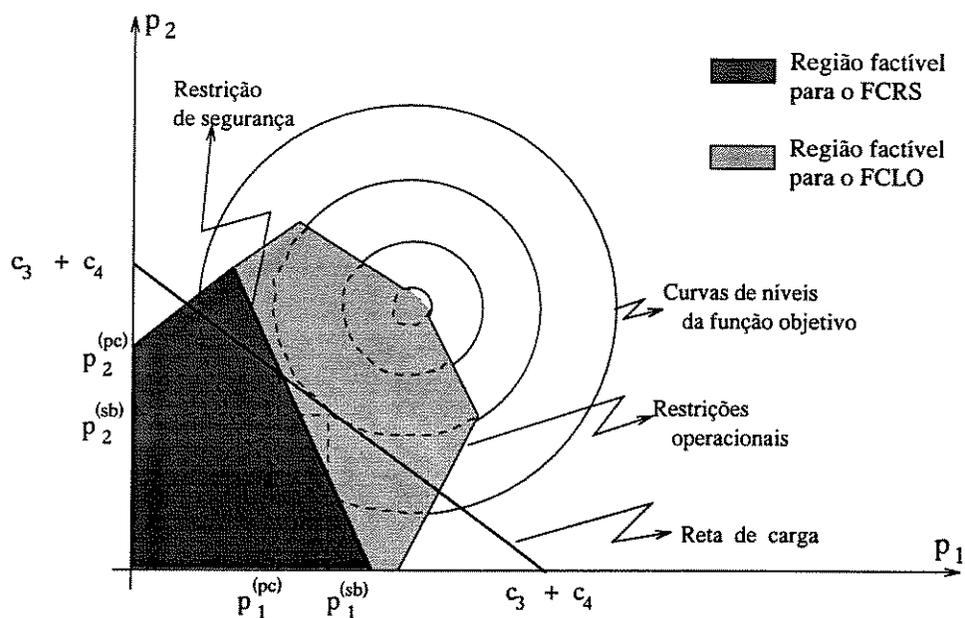


Figura 6.2: Região factível para o FCRS

Nas figuras (6.1) e (6.2), os pontos $(p_1^{(sb)}, p_2^{(sb)})$ e $(p_1^{(pc)}, p_2^{(pc)})$ são as soluções dos problemas de FCLO e FCRS, respectivamente.

Capítulo 7

Fluxo de Carga Linear Ótimo com Restrições de Segurança via Método da Continuação

Quando se acrescentam as restrições de segurança ao problema de FCLO, basicamente, o novo problema de FCRS tem as mesmas características do problema de FCLO, não só por ter também a mesma função objetivo não linear e estar sujeito à restrições lineares, mas porque as restrições acrescentadas são também restrições de fluxo de potência ativa. Em termos computacionais, resolver o FCRS é equivalente a resolver um FCLO com um número maior de restrições. Devido a esta característica foi desenvolvida uma metodologia para o FCRS baseada no método de resolução do FCLO via Método da Continuação [21].

Inicialmente, neste capítulo, apresenta-se a formulação do problema de Fluxo de Carga Ótimo (FCO), e a partir daí, a formulação do problema de Fluxo de Carga Linear Ótimo (FCLO), e em seguida, a sua resolução via método da continuação. Finalmente, um método de resolução do problema de FCRS via método da continuação [22] é desenvolvido e os resultados de sua aplicação ao exemplo da CESP são apresentados.

7.1 Introdução

Os modelos de *Fluxo de Potência Ótimo*, ou também chamados de *Fluxo de Carga Ótimo* - FCO - são ferramentas básicas para a operação econômica e segura de

sistemas de potência [23]. São também ferramentas de grande importância para o estudo do planejamento da operação destes sistemas de potência.

O FCO é uma ferramenta matemática utilizada para encontrar a operação instantânea ótima do sistema, considerando restrições operacionais e de segurança. Neste, considera-se a operação estática do sistema, tendo como objetivo determinar os níveis de geração e de fluxo de potência ativa e reativa da rede de transmissão, de forma segura e econômica.

O FCO foi criado por Carpentier em 1962 [24], e a partir daí, tornou-se possível representar todas as condições operacionais do sistema elétrico, desde que o mesmo seja considerado em regime permanente.

A formulação básica do problema de FCO pode ser escrita como [25]:

$$\min \quad \mathcal{F}(\underline{x}, \underline{y}) \quad (7.1)$$

$$sa \quad \mathbf{g}(\underline{x}, \underline{y}) = 0 \quad (7.2)$$

$$\mathbf{h}(\underline{x}, \underline{y}) \leq 0 \quad (7.3)$$

$$\underline{x}^{min} \leq \underline{x} \leq \underline{x}^{max} \quad (7.4)$$

$$\underline{y}^{min} \leq \underline{y} \leq \underline{y}^{max} \quad (7.5)$$

onde:

- \underline{x} - conjunto de variáveis de controle
- \underline{y} - conjunto de variáveis de estado

As variáveis sobre as quais o centro de controle pode atuar, são: (1) geração de potência ativa, (2) magnitude de tensão nas unidades geradoras, (3) taps de transformadores, (4) fontes de potência reativa, tais como capacitores e reatores e (5) links DC de fluxo de potência; e estas são chamadas de *variáveis de controle*, \underline{x} , do problema de FCO.

As demais variáveis necessárias para definir o estado do sistema, são: (1) ângulo

de fase de tensão e (2) magnitude da tensão para as barras de carga; e são chamadas de *variáveis de estado*, \underline{y} .

A equação (7.2) representa as restrições de fluxo de carga, a (7.3) as restrições operacionais de desigualdade, as equações (7.4) e (7.5) incluem os limites das variáveis de controle e de estado, \underline{x} e \underline{y} , do sistema, respectivamente.

Neste modelo, (7.2) e (7.3) são bastante esparsas, e por este fato, o método é chamado de método de FCO esparsos.

Outras modelagens são encontradas na literatura, dentre elas, encontra-se o modelo compacto ou não esparsos, o qual formula o problema de otimização somente em termos das variáveis de controle.

$$\min \quad \mathcal{F}(\underline{x}, \underline{y}[\underline{x}]) \quad (7.6)$$

$$\text{sa} \quad \mathbf{g}(\underline{x}, \underline{y}[\underline{x}]) = 0 \quad (7.7)$$

$$\mathbf{h}(\underline{x}, \underline{y}[\underline{x}]) \leq 0 \quad (7.8)$$

$$\underline{x}^{\min} \leq \underline{x} \leq \underline{x}^{\max} \quad (7.9)$$

A função objetivo \mathcal{F} geralmente utilizada no FCO, para estudos de planejamento, são basicamente duas: *mínimo custo de operação* ou *mínima perda de potência no sistema de transmissão*. Para outras aplicações, como por exemplo para a operação em tempo real, outras funções podem ser mais interessantes: mínimo desvio em relação a uma solução conhecida, ou uma função que minimiza o número de atuações dos equipamentos de controle do sistema.

O FCO é um problema com função objetivo não linear e sujeito também às restrições não lineares, de difícil resolução e alto custo computacional. Porém uma grande diversidade de técnicas de resolução são encontradas na literatura [25], dentre elas: (1) técnicas de programação linear e não linear; (2) técnicas de gradiente; (3) técnicas quadráticas e de (4) Kuhn-Tucker.

A resolução do FCO é dificultada pelas restrições não lineares, dada pelas equações de fluxo de carga. Uma solução aproximada pode ser obtida substituindo-se as equações

de fluxo de carga por um modelo linear para o sistema de transmissão (FCLO), dada pela equação (7.10).

$$\underline{f} = D \cdot \underline{p} \quad (7.10)$$

A equação (7.10) estabelece uma relação linear entre geração e fluxo de potência ativa, e os valores para \underline{f} obtidos através de (7.10) são próximos aos valores exatos obtidos pela resolução do FCO. A desvantagem de (7.10) é que as informações sobre o aspecto reativo não são conhecidas. A precisão do modelo linear em relação ao modelo exato é tanto maior quanto maior é a tensão do sistema de transmissão. Como nos estudos de PD considera-se usualmente somente a malha principal do sistema de transmissão, então, nestes casos, é suficiente uma representação linear.

Para a resolução do FCLO há, dentre outros tipos de métodos, três métodos paramétricos propostos: (1) programação linear paramétrica, (2) programação quadrática paramétrica, e (3) método da continuação com a utilização das condições de Kuhn-Tucker.

A seguir, apresenta-se uma formulação básica do problema de fluxo de carga linearizado ótimo utilizada no trabalho, bem como o método de continuação.

7.2 Função Objetivo do FCLO

A função objetivo do FCLO, como já apresentada, é:

$$\min \sum_{g \in G} \Phi_g(p_g) + \lambda' \cdot \underline{p}_H \quad (7.11)$$

Neste problema a função objetivo (7.11) mais comum é de minimização do custo de geração térmica. Porém, em sistemas com grande predominância hidráulica é usual que a geração térmica seja definida a nível de planejamento de médio prazo. Assim, tendo a geração térmica já definida, esta pode ser subtraída da carga, de modo que o PD resulta em um problema unicamente hidro-elétrico. Neste contexto não faz sentido adotar como critério de otimização do FCLO a minimização dos custos térmicos. Portanto, neste trabalho adota-se como critério a *minimização das perdas elétricas no sistema de transmissão*.

As perdas elétricas nas linhas de transmissão para o modelo linearizado são diretamente proporcionais ao fluxo de potência ativa, f_i , e à resistência r_l das mesmas. Assim, para um sistema de transmissão, as perdas elétricas podem ser aproximadamente dadas por:

$$(Perdas\ elétricas) = \underline{f}' \cdot R \cdot \underline{f} \quad (7.12)$$

onde R é uma matriz diagonal que contém as resistências r_l das linhas do sistema.

Como $\underline{f} = D \cdot \underline{p}$, substituindo-a na equação anterior, tem-se que:

$$(Perdas\ elétricas) = \underline{p}' \cdot D' \cdot R \cdot D \cdot \underline{p} \quad (7.13)$$

e fazendo:

$$M = D' \cdot R \cdot D \quad (7.14)$$

tem-se o critério de minimização das perdas elétricas em função do vetor injeção de potência ativa, dado por:

$$(Perdas\ elétricas) = \underline{p}' \cdot M \cdot \underline{p} \quad (7.15)$$

Esta é a função objetivo considerada como critério de otimização do FCLO.

7.3 Método da Continuação

Nesta seção, o método da continuação é apresentado, sem que a formulação matemática do mesmo seja profundamente atacada. A intenção é mostrar a idéia utilizada no método.

A idéia aplicada é realmente muito simples. Ela consiste em: partindo de um "ponto inicial" em que se está no momento, e seguindo um "caminho", chega-se ao "ponto destino". É como seguir uma estrada em um mapa [26]. Esta técnica, recentemente, tem sido aplicada em modelos de programação em várias áreas, como: economia, teoria de jogos, redes, transporte, engenharia, e outras.

O método da continuação para resolver um dado problema original, consiste inicialmente em formular um novo problema, cuja solução seja óbvia ou de fácil obtenção, e, a partir de uma parametrização deste problema e de uma variação adequada do parâmetro, obter a solução do problema original.

Suponha, como exemplo ilustrativo, que se deseja resolver o seguinte sistema de equações não lineares:

$$(x_1)^3 - 3(x_1)^2 + 8x_1 + 3x_2 - 36 = 0 \quad (7.16)$$

$$(x_1)^2 + x_2 + 4 = 0 \quad (7.17)$$

Porém, um outro problema (7.18) e (7.19), que tenha uma solução óbvia é elaborado:

$$(x_1)^3 + 8x_1 + 3x_2 = 0 \quad (7.18)$$

$$x_2 = 0 \quad (7.19)$$

onde, a solução deste novo problema é dada por: $(x_1^0, x_2^0) = (0, 0)$.

Considerando um escalar ζ , onde: $0 \leq \zeta \leq 1$, o problema (7.16) e (7.17) pode ser reescrito em função deste escalar, como mostrado a seguir:

$$(x_1)^3 + 8x_1 + 3x_2 - \zeta \cdot [3(x_1)^2 + 36] = 0 \quad (7.20)$$

$$x_2 + \zeta \cdot [(x_1)^2 + 4] = 0 \quad (7.21)$$

de forma que:

- quando $\zeta = 0$ tem-se o problema inicial com solução óbvia; (7.18) e (7.19)
- e quando $\zeta = 1$ tem-se o problema original; (7.16) e (7.17)

Este escalar ζ é chamado de *parâmetro de homotopia*, e é utilizado para "perseguir" a solução do sistema original (7.16) e (7.17), a partir da solução óbvia do problema inicial (7.18) e (7.19).

Eliminando x_2 na equação (7.20), o sistema de equações fica:

$$(x_1 - 6.\zeta)(x_1^2 + 8) = 0 \quad (7.22)$$

Portanto:

$$x_1(\zeta) = 6.\zeta \quad (7.23)$$

$$x_2(\zeta) = -36.\zeta^3 - 4.\zeta \quad (7.24)$$

Pode-se notar que neste exemplo as duas variáveis x_1 e x_2 ficaram parametrizadas em ζ , isto é, ambas foram escritas em função do parâmetro homotópico. Desta maneira a solução desejada é obtida através de uma variação adequada do parâmetro ζ de 0 até 1. Assim, a solução do sistema original, obtida quando $\zeta = 1$ é dada por: $(x_1(\zeta = 1), x_2(\zeta = 1)) = (6, -40)$.

Como as variáveis do problema são parametrizadas em função do parâmetro de homotopia, através de uma variação adequada do mesmo, de 0 a 1, a solução "caminha" de uma solução óbvia inicial, até a solução real do problema original.

Em [26], o método da continuação é matematicamente mostrado, tratando-se várias homotopias, tais como: homotopia linear, de Newton e do ponto fixo. Estas homotopias permitem, através da variação adequada do parâmetro homotótipo ζ , a obtenção da solução do problema original partindo da solução óbvia do problema inicial.

No problema de FCLO via método da continuação, tratado na seção (7.4), o parâmetro homotópico escolhido é a *demandada de carga total* do sistema, chamado de P_{CT} . Assim, quando a demanda de carga for igual a zero, $P_{CT} = 0$, tem-se uma solução inicial que é óbvia. Variando-se P_{CT} até o valor da carga total do sistema, obtem-se a solução ótima final do FCLO via método da continuação.

7.4 Fluxo de Carga Linear Ótimo via Método da Continuação

O problema de FCLO (2.35) - (2.39) pode ser reescrito como a seguir:

$$\min \quad \underline{p}' \cdot M \cdot \underline{p} + \underline{\lambda}' \cdot \underline{p}_H \quad (7.25)$$

$$s.a. \quad \sum_{h \in H} p_h + \sum_{c \in C} p_c = 0 \quad (7.26)$$

$$|D \cdot \underline{p}| \leq \underline{f}^{max} \quad (7.27)$$

$$p_h \leq p_h^{max} \quad h \in H \quad (7.28)$$

$$p_h \geq p_h^{min} \quad h \in H \quad (7.29)$$

onde:

- \underline{p}_H - vetor de geração hidráulica
- $\underline{\lambda}$ - vetor penalização das gerações hidráulicas, o qual visa forçar o atendimento das restrições energéticas
- c - barra de carga pertencente ao conjunto C

A equação (7.26) garante o atendimento da demanda; a equação (7.27) considera os limites de fluxo e as equações (7.28) - (7.29) os limites de geração. Nesta formulação não se considerou a geração térmica, porém a mesma pode ser considerada sem nenhuma dificuldade.

O problema (7.25) - (7.29) é resolvido via método da continuação, através da formulação de um novo problema inicial. Este novo problema deve apresentar uma solução óbvia, e através da parametrização desta solução, e de uma variação adequada do parâmetro P_{CT} , obtém-se a solução final do problema original, dado pelas equações (7.25) a (7.29).

Para o FCLO, adota-se como novo problema inicial, o problema de despacho econômico (7.30) e (7.31). No despacho econômico visa-se somente o atendimento da demanda de carga (7.31), minimizando-se as perdas elétricas (7.30). Neste problema inicial

as demais restrições operacionais (7.27) - (7.29) do sistema são relaxadas, e este é escrito como:

$$\min \quad \underline{p}' \cdot M \cdot \underline{p} + \underline{\lambda}' \cdot \underline{p}_H \quad (7.30)$$

$$s.a. \quad \sum_{h \in H} p_h + \sum_{c \in C} p_c = 0 \quad (7.31)$$

A função Lagrangeana (\mathcal{L}), correspondente ao problema inicial (7.30) e (7.31) apresentado, é dada por:

$$\mathcal{L} = \left(\underline{p}' \cdot M \cdot \underline{p} + \underline{\lambda}' \cdot \underline{p}_H \right) + \mu_1 \cdot \left(\sum_{h \in H} p_h + \sum_{c \in C} p_c \right) \quad (7.32)$$

sendo que a condição necessária e suficiente para se obter a solução ótima é dada através da estacionaridade de Lagrange. Com isto, tem-se que:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial p_{h=1}} \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial p_{h=2}} \\ \vdots \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial p_{h=n_h}} \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \mu_1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (7.33)$$

cuja solução corresponde à solução de um sistema que matricialmente pode ser escrito na forma:

$$H_H \cdot \begin{bmatrix} \underline{p}_H \\ \mu_1 \end{bmatrix} = H_C \cdot \underline{p}_C + \begin{bmatrix} \underline{\lambda} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (7.34)$$

onde

- H_H, H_C - matrizes compostas pelos coeficientes das derivadas da função Lagrangeana em relação à \underline{p}_H e μ_1
- μ_1 - multiplicador de Lagrange associado à restrição de atendimento de carga (7.31)

As dimensões de H_H e H_C são respectivamente $(nh + 1, nh + 1)$ e $(nh + 1, nc)$, onde nh é o número de gerações hidráulicas, e nc é o número de barras de carga do sistema.

Assim, a solução \underline{p}_H do problema é obtida por:

$$\begin{bmatrix} \underline{p}_H \\ \mu_1 \end{bmatrix} = H_H^{-1} \cdot H_C \cdot \underline{p}_C + H_H^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \lambda \\ 0 \end{bmatrix} \quad (7.35)$$

Pode-se notar que a geração hidráulica ótima \underline{p}_H é função do vetor de demanda de carga \underline{p}_C , e desta forma, para tornar esta solução função de um único parâmetro, faz-se:

$$\underline{p}_C = \underline{\alpha} \cdot P_{CT} \quad (7.36)$$

onde:

$$P_{CT} = \sum_{c \in C} p_c \quad (7.37)$$

$$\alpha_c = \frac{p_c}{P_{CT}} \quad c \in C \quad (7.38)$$

ou seja, a carga associada à uma barra c é representada em função de um percentual α_c em relação à carga total P_{CT} .

Assim, a equação (7.35) pode ser reescrita como:

$$\begin{bmatrix} \underline{p}_H \\ \mu_1 \end{bmatrix} = H_H^{-1} \cdot H_C \cdot \underline{\alpha} \cdot P_{CT} + H_H^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \lambda \\ 0 \end{bmatrix} \quad (7.39)$$

ou, resumidamente:

$$\begin{bmatrix} \underline{p}_H \\ \mu_1 \end{bmatrix} = \underline{\beta}_1 \cdot P_{CT} + \underline{\beta}_2 \quad (7.40)$$

Desta forma, a solução do problema representada por (7.40), torna-se parametrizada em relação à carga total P_{CT} do sistema. E variando-se adequadamente P_{CT} , obtém-se a partir de (7.40), a solução ótima do problema (7.25) a (7.29) para qualquer carga, em particular para P_{CT} igual à demanda total do sistema.

Para obter-se a solução ótima parametrizada, a idéia do método da continuação é variar P_{CT} desde o valor 0 (zero) até a demanda total do FCLO, sendo que quando $P_{CT} = 0$, a solução ótima do problema é óbvia, $\underline{p}_H = \underline{0}$.

Cabe abrir um parêntese para ressaltar que inicialmente ignoram-se os limites inferiores de geração (7.29), tendo com esta medida a factibilidade da solução inicial para um valor de carga menor que o limite mínimo de geração.

Porém, à medida em que se aumenta P_{CT} , aumenta-se as gerações e os fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão, podendo estes, inclusive, ultrapassar os seus limites operacionais. Para evitar estas infactibilidades, aumenta-se P_{CT} até que uma das variáveis (geração ou fluxo) atinja um de seus limites operativos, isto é, torna-se *ativa*; neste ponto tem-se uma alteração do conjunto de restrições ativas, que inicialmente só contém a restrição (7.31), e neste ponto denomina-se a carga do sistema de P_{CT_1} . O valor de P_{CT_1} pode ser facilmente obtido uma vez que tanto as gerações como também os fluxos podem ser expressos linearmente somente em função do parâmetro P_{CT} através de (7.40).

Para determinar P_{CT_1} , basta realizar um *teste de bloqueio* em relação à variação do parâmetro P_{CT} para todas as restrições (7.27) - (7.29).

Assim, no trecho $P_{CT} \in \{0, P_{CT_1}\}$ a solução é obtida via (7.40), e como para $P_{CT} = P_{CT_1}$ tem-se a alteração do conjunto de restrições ativas, deve-se assim, para $P_{CT} > P_{CT_1}$ resolver um novo problema, dado por:

$$\min \quad \underline{p}' \cdot M \cdot \underline{p} + \underline{\lambda}' \cdot \underline{p}_H \quad (7.41)$$

$$s.a. \quad \sum_{h \in H} p_h + \sum_{c \in C} p_c = 0 \quad (7.42)$$

$$(nova \text{ restrição ativa}) \quad (7.43)$$

A solução do problema (7.41) - (7.43) é similar à solução (7.34), e é dada por:

$$H_H^1 \cdot \begin{bmatrix} \underline{p}_H \\ \mu_1 \\ \mu_2 \end{bmatrix} = H_C^1 \cdot \underline{\alpha} \cdot P_{CT} + \begin{bmatrix} 0 \\ b_i^{max} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{\lambda} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (7.44)$$

onde

- μ_2 - multiplicador de Lagrange associado à *nova restrição ativa*
- b_i^{max} - valor do limite associado à nova restrição (7.43)
- o vetor \underline{p} tem dimensão $(nh + 1, 1)$

A solução ótima \underline{p}_H de (7.44), é escrita como:

$$\begin{bmatrix} \underline{p}_H \\ \mu_1 \\ \mu_2 \end{bmatrix} = \left(H_H^1\right)^{-1} \cdot H_C^1 \cdot \underline{\alpha} \cdot P_{CT} + \left(H_H^1\right)^{-1} \cdot \left\{ \begin{bmatrix} 0 \\ b_i^{max} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \lambda \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \right\} \quad (7.45)$$

Como o limite da restrição que se tornou ativa é um valor constante, a equação matricial (7.45) pode ser reescrita de maneira resumida, como:

$$\begin{bmatrix} \underline{p}_H \\ \mu_1 \\ \mu_2 \end{bmatrix} = \underline{\beta}_1^1 \cdot P_{CT} + \underline{\beta}_2^1 \quad (7.46)$$

Quando uma nova restrição operacional torna-se ativa, a função Lagrangeana é aumentada de mais um fator, fator este obtido através do produto da restrição pelo seu multiplicador de Lagrange associado, μ_2 . A derivada desta função Lagrangeana em relação ao multiplicador μ_2 , gera novos coeficientes, os quais estão relacionados com o vetor de geração \underline{p}_H , e com o vetor de carga \underline{p}_C . São estes os coeficientes que quando acrescentados às matrizes H_H e H_C da equação (7.34), modificam-nas para H_H^1 e H_C^1 , respectivamente.

Estas alterações podem ser obtidas pelos seguintes acréscimos:

- A matriz H_H^1 é obtida da matriz H_H anterior acrescentando-se uma linha e uma coluna nas últimas posições, conforme figura (7.1).

A linha acrescentada é obtida pela derivada do lagrangeano em relação ao multiplicador de Lagrange associado, μ_2 , e a coluna pela derivada em relação às variáveis p_h . Cabe dizer que a coluna acrescentada à matriz H_H é um vetor igual ao vetor linha transposto.

No caso de uma *geração atingir um de seus limites*, a linha acrescentada é um vetor nulo, com *excessão* da componente relativa à geração que tornou-se ativa;

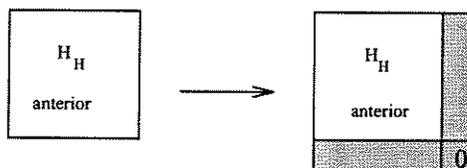


Figura 7.1: Atualização da matriz H_H

nesta posição a componente apresenta o valor 1. Isto deve-se ao fato de que o novo lagrangeano (\mathcal{L}^*), obtido pela soma do lagrangeano antigo (\mathcal{L}) com a nova restrição ativa, escrito como:

$$\mathcal{L}^* = \mathcal{L} + \mu_2 \cdot (p_{H_h} - p_{H_h}^{max}) \quad (7.47)$$

quando derivado em relação à p_{H_h} , resulta os termos anteriores, mais μ_2 , e, quando derivado em relação à μ_2 , resulta $(p_{H_h} - p_{H_h}^{max})$. Estes novos componentes provocam o acréscimo na matriz H_H conforme descrito.

Nesta situação b_i^{max} , é o próprio limite operacional, máximo ou mínimo, da geração que torna-se ativa.

No caso em que o *fluxo de potência de uma linha de transmissão atinja um de seus limites*, a linha acrescentada à matriz H_H é dada pelos elementos da matriz D correspondentes à esta linha de transmissão e relativos às variáveis de geração. Neste caso, o novo lagrangeano (\mathcal{L}^*), é dado por:

$$\mathcal{L}^* = \mathcal{L} + \mu_2 \cdot (D_l \cdot \underline{p} - f_l^{max}) \quad (7.48)$$

onde, as derivadas com relação à \underline{p}_H e ao multiplicador de Lagrange associado μ_2 , resulta numa matriz H_H^1 acrescida de uma linha e uma coluna, como mostrado.

Neste caso, b_i^{max} , é o próprio limite operacional, máximo ou mínimo, do fluxo da linha correspondente à restrição que torna-se ativa.

- Para obter a matriz H_C^1 acrescenta-se uma linha na última posição, como mostrado na figura (7.2).

No caso em que o *limite de uma dada geração é atingido*, isto é, a restrição de geração torna-se ativa, a nova linha da matriz H_C^1 é dada por um vetor nulo, pois as

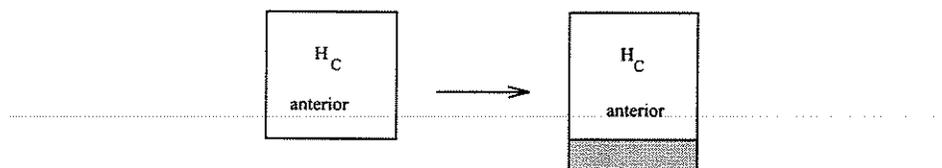


Figura 7.2: Atualização da matriz H_C

derivadas do novo lagrangeano (\mathcal{L}^*) não apresentam fatores que relacionam as cargas à restrição de geração ativa.

No caso em que uma *restrição de fluxo torna-se ativa*, esta linha acrescentada é dada pelos elementos da linha da matriz D correspondente à linha de transmissão e relativos às barras de carga.

A partir de $P_{CT} = P_{CT_1}$, com o conjunto de restrições ativas já atualizado, aumenta-se o valor de P_{CT} e a correspondente solução do problema (7.41) - (7.43) é obtida por (7.46). Esta solução é válida até que uma outra restrição torna-se ativa, a qual é acrescentada ao problema (7.41) - (7.43), gerando um novo problema. A nova solução é também similar a (7.46), onde as novas matrizes H_H e H_C são obtidas de maneira similar à variação anterior. Este processo se repete até que a demanda de carga total do sistema seja atendida.

Para a obtenção da solução (7.46), o principal esforço computacional está em obter a matriz *inversa* de H_H . Esta inversão, no entanto, não constitui um fator crítico, pois a sua dimensão é função do número de restrições ativas, que em casos reais é reduzido, pois os pontos críticos de um sistema de transmissão são geralmente em pequeno número. Além disso, mesmo que a dimensão de H_H cresça, a sua inversa pode ser eficientemente calculada a partir da inversa anterior [27].

Para se fazer o teste de bloqueio, as restrições (7.27) a (7.29) também devem ser parametrizadas com relação ao parâmetro P_{CT} .

As gerações p_h são também relacionadas como sendo um percentual σ_h da geração total do sistema, que por sua vez é igual à demanda total do sistema (7.26). Assim, pode-se escrever:

$$p_h = \sigma_h \cdot P_{CT} \quad h \in H \quad (7.49)$$

Matricialmente, as restrições de geração são parametrizadas como:

$$\underline{p}_H = \underline{\sigma}_H \cdot P_{CT} \quad (7.50)$$

De maneira similar, as restrições de fluxo, f_l , são parametrizadas na forma:

$$f_l = \sigma_l \cdot P_{CT} \quad l \in L \quad (7.51)$$

onde σ_l é o percentual de participação da demanda total do sistema no fluxo da linha l . Matricialmente:

$$\underline{f} = \underline{\sigma}_L \cdot P_{CT} \quad (7.52)$$

Genericamente, todas as restrições do sistema são parametrizadas em relação ao parâmetro P_{CT} . Assim:

$$\sigma_i \cdot P_{CT} \leq \Upsilon_i \quad i \in \mathfrak{R} \quad (7.53)$$

onde, \mathfrak{R} é o conjunto de todas as restrições do sistema (7.27) a (7.29), e Υ_i corresponde aos limites das restrições.

À medida que P_{CT} cresce, deve-se realizar o *teste de bloqueio* para definir qual restrição do conjunto \mathfrak{R} torna-se ativa. Esta restrição ativa, ra , é obtida através de:

$$ra = \min \left\{ \left(\frac{\Upsilon_i}{\sigma_i} \right), \quad i \in \mathfrak{R} \right\} \quad (7.54)$$

e, conseqüentemente tem-se também definido o valor do novo P_{CT} . Esta nova restrição ativa é incluída no problema.

Com o crescimento de P_{CT} , nem sempre se tem o acréscimo de uma nova restrição ao conjunto de restrições ativas, \mathcal{RA} . Em algumas situações pode ocorrer uma redução deste conjunto, isto é, uma restrição que estava ativa torna-se folgada, devendo então ser retirada de \mathcal{RA} .

Esta situação é possível de ser detectada através de uma *análise dos multiplicadores de Lagrange* associados às restrições ativas. Como a restrição de atendimento de carga, (7.26), deve sempre estar ativa, não se tem a necessidade de analisar o seu correspondente multiplicador. Porém, para as demais restrições de \mathcal{RA} , tem-se que:

- os multiplicadores associados a cada restrição ativa têm um determinado sinal, (+) ou (-). Com o crescimento de P_{CT} , seus valores numéricos serão alterados, e se algum deles atingir o valor *zero*, significa que, se P_{CT} continuar sendo aumentado, o sinal do multiplicador será trocado. Esta troca de sinal, pelas condições de Kuhn-Tucker, indica que a restrição que estava ativa, torna-se folgada.
- quando uma restrição -se torna folgada, esta deve ser retirada do conjunto de restrições ativas, \mathcal{RA} .

O procedimento de análise dos multiplicadores, e retirada de uma restrição que torna-se folgada do conjunto \mathcal{RA} , é apresentado a seguir:

1. a partir de um dado conjunto de restrições ativas \mathcal{RA} , varia-se P_{CT} , até que o teste de bloqueio determina uma nova restrição que se torna ativa, conforme equação (7.54)
2. antes de acrescentá-la ao conjunto \mathcal{RA} , faz-se a análise dos multiplicadores das demais restrições do conjunto \mathcal{RA}
 - (a) se nenhum multiplicador mudou de sinal ao longo desta variação, isto é, nenhuma restrição tornou-se folgada, acrescenta-se a nova restrição ao conjunto \mathcal{RA}
 - (b) caso contrário, retira-se de \mathcal{RA} , a restrição folgada. O valor de P_{CT} calculado pelo teste de bloqueio é desconsiderado, sendo que o novo P_{CT} corresponderá ao ponto em que ocorreu a primeira mudança de sinal do multiplicador
3. a partir do novo P_{CT} e do novo conjunto \mathcal{RA} , varia-se novamente P_{CT} , conforme item (1)

4. o processo é repetido até que o parâmetro P_{CT} seja igual á demanda de carga total do sistema

As alterações no conjunto de restrições ativas, mediante análises dos multiplicadores de Lagrange, são exemplificadas graficamente na figura (7.3).

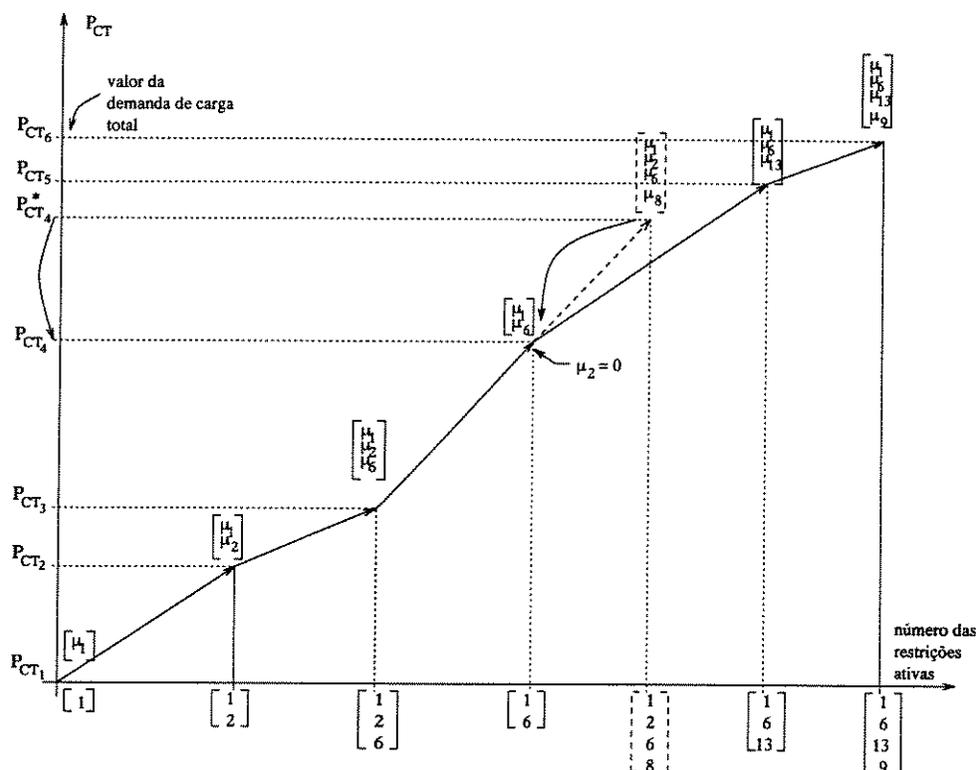


Figura 7.3: Exemplo do procedimento de análise dos multiplicadores de Lagrange e alteração de \mathcal{R}_A

Na figura (7.3), parte-se do problema de despacho econômico, $P_{CT} = P_{CT_1} = 0$, com a restrição de atendimento de carga ([1]) ativa. O seu multiplicador de Lagrange é representado por $[\mu_1]$.

Variando P_{CT} até $P_{CT} = P_{CT_2}$, uma nova restrição torna-se ativa, restrição número ([2]), e é acrescentada ao conjunto de restrições ativas. Tem-se então os multiplicadores $[\mu_1 \mu_2]$ associados.

Continuando o crescimento de P_{CT} até P_{CT_3} , outra restrição, por exemplo a número ([6]), torna-se ativa, e os multiplicadores associados tornam-se $[\mu_1 \mu_2 \mu_6]$.

Até este ponto, a análise de multiplicadores não detectou nenhuma restrição que se torna folgada.

Do ponto P_{CT_3} , o parâmetro pode ser variado até $P_{CT_4}^*$, onde a restrição ([8]) torna-se ativa. Porém, a análise de multiplicadores, detecta que para $P_{CT} = P_{CT_4}$, a restrição ([2]) torna-se folgada, isto é, $\mu_2 = 0$. Assim, a restrição ([2]) é retirada do conjunto de restrições ativas, o valor de P_{CT} é considerado igual a P_{CT_4} , e a restrição ([8]) não é acrescentada em \mathcal{RA} , pois a partir do ponto P_{CT_4} , a solução pode "tomar" um outro caminho, como no exemplo, o caminho que "leva" à ativação da restrição ([13]) em P_{CT_5} .

Este procedimento é realizado até que toda a demanda de carga do sistema seja atendida, fato que no exemplo ocorre quando $P_{CT} = P_{CT_6}$.

7.4.1 Resultados do FCLO via Método da Continuação

A metodologia foi aplicada ao sistema CESP - 440 kV, figura (4.4). A demanda de carga utilizada foi a do intervalo de tempo $t = 20$.

A demanda de carga, p_c $c \in C$, do sistema, e os limites de geração, p_h $h \in H$, de cada usina hidráulica estão tabelados em (7.1). Os limites de fluxo de potência ativa, f_l , $l \in L$, estão mostrados na tabela (4.3).

Neste sistema as barras (3), (6), (8) e (9) correspondem respectivamente às usinas de Água Vermelha (av), Capivara (ca), Ilha Solteira (is) e Jupia (ju). O valor da demanda de carga total, ou valor final que o parâmetro P_{CT} deve assumir é de **5823,2** (MW).

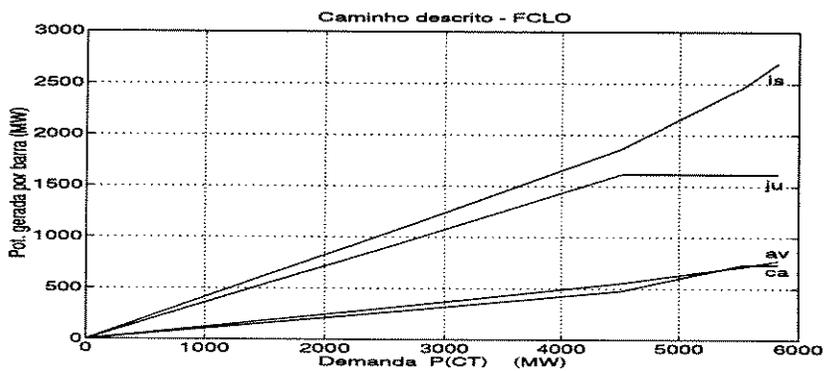
Resolvido o problema de FCLO via método da continuação, considerando neste exemplo $\underline{\lambda} = \underline{0}$, obteve-se a solução ótima ilustrada na figura (7.4), na qual representa-se a participação de cada geração hidráulica para todos os valores de demanda, isto é, $0 \leq P_{CT} \leq 5823,2$ (MW).

A primeira faixa $0 \leq P_{CT} < 4512,6$ (MW), corresponde à solução do problema (7.30) - (7.31), onde todas as restrições de fluxo e de geração ainda estão folgadas, e portanto satisfeitas. Nesta faixa, os limites inferiores são inicialmente ignorados.

Quando $P_{CT} = 4512,6$ (MW), a geração de Jupia atinge seu limite máximo, tornando-se ativa, e conseqüentemente é incorporada ao conjunto de restrições ativas \mathcal{RA} . Neste intervalo as demais restrições são satisfeitas.

Barra	p_c (MW)	p_h^{min} (MW)	p_h^{max} (MW)
1	- 224.0	0	0
2	- 46.4	0	0
3	0	264.7	1607.7
4	- 1.6	0	0
5	-1120.0	0	0
6	0	106.3	736.3
7	-1560.0	0	0
8	0	578.9	3516.2
9	0	246.4	1617.1
10	- 168.0	0	0
11	-1136.0	0	0
12	-1220.0	0	0
13	- 160.0	0	0
14	- 97.6	0	0
15	- 89.6	0	0

Tabela 7.1: Demanda de carga por barra e limites de geração

Figura 7.4: Caminho descrito pelas gerações: com $0 \leq P_{CT} \leq 5823,2$ no FCLO

Incluída a restrição ao problema, e atualizadas as matrizes H_H , H_C , o parâmetro P_{CT} pode variar até $5540,7(MW)$, obtendo assim a segunda faixa da solução $4512,6 \leq P_{CT} < 5540,7$. Quando $P_{CT} = 5540,7(MW)$ a geração da usina de Capivara atinge seu limite máximo, tornando-se ativa. O conjunto \mathcal{RA} e as matrizes H_H , H_C são novamente atualizados. O processo é repetido novamente, até ocorrer o atendimento da demanda de carga total do sistema. Neste exemplo, a carga é atendida já na próxima iteração.

Os valores obtidos para cada geração no final de cada etapa da otimização, podem ser encontrados na tabela (7.2).

Barra	Usina	p_h (MW)	p_h (MW)	p_h (MW)	p_h (MW)
3	av	0	553.7	718.8	773.6
6	ca	0	477.8	736.3	736.3
8	is	0	1864.0	2468.5	2696.2
9	ju	0	1617.1	1617.1	1617.1
P_{CT}	-	0	4512.6	5540.7	5823.2

Tabela 7.2: Gerações para cada ponto P_{CT} no FCLO

Observando a figura (7.4) e a tabela (7.2), nota-se uma grande coerência nos resultados obtidos. O motivo pelo qual a geração de Jupiá atinge o seu limite máximo, é justificado pelo fato desta usina estar mais próxima eletricamente do grande consumidor de energia, localizado nas barras 5, 7 e 12 (região da Grande São Paulo). Devido a esta proximidade, a perda que o transporte desta energia provoca no sistema é menor do que a perda produzida pelo transporte da energia produzida pelas demais, e como o critério de minimização é o de perdas no sistema de transmissão, este privilegia a produção em Jupiá. Como esta não pode mais aumentar a sua produção, o critério de minimização privilegia a segunda mais "barata", que no caso é a usina de Capivara.

7.5 Fluxo de Carga Linear Ótimo com Restrições de Segurança via Método da Continuação - FCRS

Resolver o problema de FCRS consiste basicamente em resolver o problema (7.25) - (7.29), acrescido de novas *restrições de segurança*.

O FCRS via método da continuação pode ser formulado matematicamente como:

$$\min \quad \underline{p}' \cdot M \cdot \underline{p} + \underline{\lambda}' \cdot \underline{p}_H \quad (7.55)$$

$$s.a. \quad \sum_{h \in H} p_h + \sum_{c \in C} p_c = 0 \quad (7.56)$$

$$|D \cdot \underline{p}| \leq \underline{f}^{max} \quad (7.57)$$

$$p_h \leq p_h^{max} \quad h \in H \quad (7.58)$$

$$p_h \geq p_h^{min} \quad h \in H \quad (7.59)$$

$$|D_{l/k} \cdot \underline{p}| \leq f_l^{max} \quad k \in \mathcal{K}_a \quad (7.60)$$

onde:

- \mathcal{K}_a - conjunto de contingências ou de restrições de segurança acrescentadas ao FCLO

A metodologia para obtenção das restrições de segurança é apresentada no capítulo 6. Estas restrições impõem limites adicionais para a configuração de pré-contingência, prevenindo-se para as \mathcal{K}_a contingências consideradas. Estas restrições fazem com que o fluxo de potência ativa na linha l , na presença da contingência k , seja factível no estado pós-contingência.

Com a inclusão das restrições de segurança, a solução do problema de FCRS apresenta maior nível de segurança do que a solução do FCLO. Esta elevação do nível de segurança é obtido somente com relação às \mathcal{K}_a contingências consideradas, porém consequentemente, a nova solução terá um maior custo associado.

Como as restrições de segurança não alteram a estrutura do problema, o FCRS é resolvido através da metodologia de resolução do FCLO, apresentada na seção (7.4).

7.5.1 Resultados do FCRS via Método da Continuação

A partir da solução básica do FCLO, apresentada na última coluna da tabela (7.2), tem-se que perante a contingência da linha 12 ocorrerá uma sobrecarga de 162.6

(MW) na linha 11. Tendo então determinada e acrescentada a correspondente restrição de segurança, é obtida a solução do FCRS, como mostra a figura (7.5).

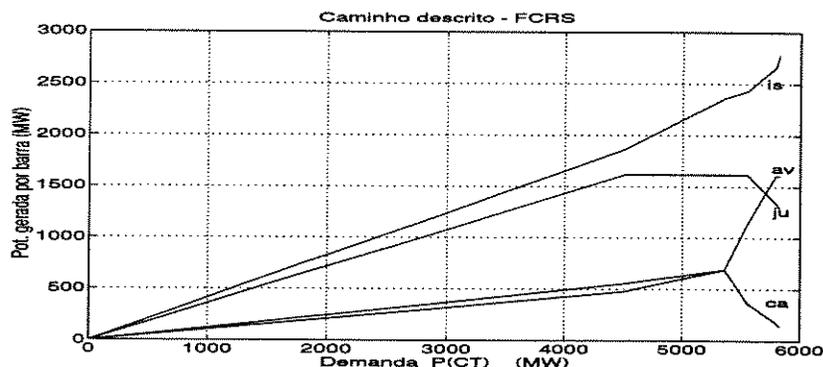


Figura 7.5: Caminho descrito pelas gerações: com $0 \leq P_{CT} \leq 5823,2$ no FCRS

A participação de cada geração durante a otimização do FCRS é mostrada na tabela (7.3).

Barra	Usina	p_h (MW)	p_h (MW)	p_h (MW)	p_h (MW)	p_h (MW)	p_h (MW)
3	av	0	553.7	689.2	1135.2	1607.7	1607.7
6	ca	0	477.8	689.9	368.8	181.1	146.6
8	is	0	1864.0	2360.3	2429.1	2661.8	2776.6
9	ju	0	1617.1	1617.1	1617.1	1341.2	1292.3
P_{CT}	-	0	4512.6	5356.5	5550.2	5791.8	5823.2

Tabela 7.3: Gerações para cada ponto P_{CT} no FCRS

Através da figura (7.5) e da tabela (7.3), nota-se que a trajetória da otimização é a mesma com relação a solução do FCLO para o intervalo de $0 \leq P_{CT} < 5356.5(MW)$. No ponto $P_{CT} = 5356.5(MW)$, a restrição de segurança tornou-se ativa.

Com a mudança do conjunto das restrições ativas \mathcal{RA} , pode-se aumentar P_{CT} até $5550,2(MW)$, sendo que para este ponto a restrição superior de geração da usina de Jupia torna-se folgada e sai do conjunto \mathcal{RA} .

Em $P_{CT} = 5791,8(MW)$, a geração de Água Vermelha atinge o limite superior de geração ficando ativa até o atendimento da demanda de carga total $5823.2(MW)$. Para a solução do FCRS, dada na última coluna da tabela (7.3), tem-se que para a contingência

da linha 12 não mais ocorre a sobrecarga na linha 11.

7.6 Comentários Finais

Na solução do problema do FCLO, observa-se que as unidades geradoras de Jupiá e Capivara atingem seu respectivo limite máximo de geração. Isto ocorre devido a maior proximidade elétrica destas unidades com o maior centro consumidor do sistema, o qual concentra-se nas barras 5, 7 e 12. A pequena distância elétrica entre carga e geração proporciona uma menor perda de potência no sistema de transmissão. E, como a função objetivo é de minimização de perdas no sistema de transmissão, esta aloca um grande bloco de geração nestas unidades.

Esta concentração de geração faz com que ocorra um maior carregamento nas linhas que conectam estas unidades geradoras ao centro consumidor, ou nas que estão próximas a estes pontos. A ocorrência de uma falha em uma destas linhas pode levar o sistema a um ponto de operação infactível, ou seja, a um ponto que apresenta violações de limites operacionais no estado pós-contingência. Esta solução pode ser considerada com baixo nível de segurança.

O acréscimo da restrição de segurança visando eliminar estas violações pós-contingência, força a diminuição da geração das usinas de Jupiá e de Capivara, e consequentemente, diminui o carregamento das linhas próximas a estas gerações, aumentando o nível de segurança do sistema. A diminuição de geração das usinas de Jupiá e Capivara é assumida pelas usinas de Ilha Solteira e Água Vermelha. Assim, para eliminar a sobrecarga na linha 11 perante a contingência da linha 12, ocorre uma transferência de fluxo de potência ativa para a linha número 5. Para o FCLO o fluxo na linha 5 é de 1048.6 (MW), e para o FCRS é de 1255.3 (MW).

Devido a transferência deste bloco de potência, a solução do FCRS apresenta um nível de segurança mais elevado, porém um maior custo de operação, comparativamente com a solução do FCLO.

Parte IV

PRÉ-DESPACHO COM RESTRIÇÕES DE SEGURANÇA (PDRS)

O FCRS tem uma visão estática da operação na qual representa a operação relativa a um único intervalo de tempo, enquanto que o PD precisa considerar aspectos relativos à operação do sistema ao longo de um período de tempo, sendo o principal deles as metas energéticas. Disso decorre que as reprogramações das soluções básicas do PD para os intervalos críticos via FCRS provocam um desvio em relação às metas energéticas, pois estas soluções básicas estavam atendendo estas metas. Este desvio pode ser facilmente visualizado no gráfico (7.6), no qual a curva contínua representa a solução básica do PD em termos de turbinagem para a usina de Ilha Solteira. A área sob a curva contínua fornece o total de água consumida ao longo do horizonte, e portanto igual à sua meta energética. Com a reprogramação dos intervalos 17 a 21 horas, obteve-se uma nova solução para estes intervalos, dada pela linha pontilhada na figura. Estas reprogramações fazem com que a área sob a nova solução do PD seja alterada. Para compensar este desvio, deve-se reprogramar outros intervalos de modo que as metas sejam novamente satisfeitas.

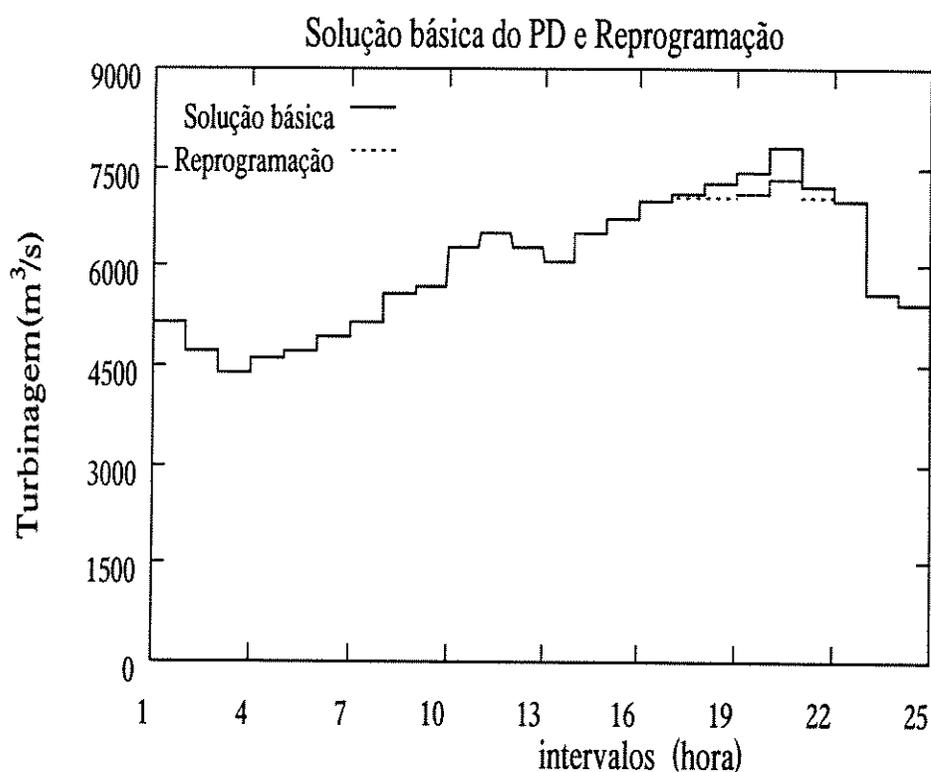


Figura 7.6: Reprogramação da solução básica do PD para $t = 17, 18, 19, 20$ e 21

A metodologia para o PDRS desenvolvida neste trabalho não segue exatamente os passos acima comentados, de inicialmente reprogramar os intervalos críticos para depois reprogramar os demais intervalos de tempo, buscando o atendimento das metas. A alterna-

tiva adotada foi a de resolver novamente todo o problema de PD, considerando as restrições de segurança. Como no fundo as restrições de segurança são novas restrições de fluxo para os intervalos críticos, então, na realidade, o PDRS é um problema de PD no qual a operação do sistema nos intervalos críticos está sujeita a um número maior de restrições.

Como o PDRS apresenta a mesma estrutura e características do PD básico, então adota-se também uma metodologia híbrida para a sua resolução [28]. A diferença é que no caso do PDRS o FCLO é substituído pelo FCRS nos intervalos críticos.

Inicialmente, no capítulo (8), uma nova metodologia [29] para a abordagem híbrida é apresentada. Esta metodologia utiliza o Método da Continuação tanto para a resolução do problema elétrico (FCLO), como também para coordenar a operação do sistema hidráulico com a operação elétrica. Finalmente, apresenta-se o PD, e o PDRS. No capítulo (9), apresenta-se os resultados obtidos neste trabalho.

Capítulo 8

Pré-Despacho (PD) e Pré-Despacho com Restrições de Segurança (PDRS)

A operação de sistemas de energia elétrica visa atender as necessidades de demanda de energia do mercado consumidor, minimizando os custos de operação e atendendo requisitos de qualidade exigidos.

Como o horizonte de planejamento do PD é de apenas uma semana ou um dia à frente da operação em tempo real, esta etapa do planejamento busca compatibilizar a operação em tempo real com o planejamento da operação a médio e longo prazos, levando-se em conta também as restrições operacionais dos sistemas hidráulico, térmico e de transmissão ao longo do horizonte de curto prazo. Para isto, no PD deve-se considerar em detalhes as condições operacionais do sistema, para poder assegurar a operacionalidade de sua solução.

Nos estudos de PD os modelos matemáticos são fundamentais para que seja possível determinar uma solução otimizada e também analisar variados cenários operacionais, com o intuito de definir uma solução que apresente o maior nível de segurança operacional possível.

Nestes modelos, dependendo da participação que as gerações hidráulica e térmica têm no atendimento da demanda de carga, os sistemas são, a grosso modo, classificados como:

1. sistema predominantemente térmico
2. sistema hidrotérmico

3. sistema predominantemente hidráulico

Nos dois primeiros sistemas, a minimização dos custos de geração térmica e as restrições dinâmicas [30] e [31] são de grande importância. Em sistemas predominantemente térmicos, os custos e as restrições de entrada e saída de unidades térmicas são também aspectos fundamentais [32] e [33].

Já nos sistemas com predominância hidráulica, torna-se importante a representação das condições operacionais do sistema hidráulico [34] e [35].

Nos sistemas que apresentam restrições de operação do sistema de transmissão, faz-se necessário a representação da rede de transmissão. No caso em que há apenas restrições de transmissão, em geral é suficiente uma representação do sistema de transmissão através de um modelo linear [36] e [37].

Em Ohishi [1], uma nova metodologia para a resolução do problema, através de um modelo híbrido é discutida e apresentada. Nesta abordagem híbrida, o problema de PD é decomposto em dois sub-problemas: (1) sub-problema elétrico e (2) sub-problema hidráulico, como mostrado na seção (2.6).

8.1 Separabilidade do PD

Seja o problema de PD apresentado no capítulo (2), e reapresentado a seguir.

$$Fc. Obj. \left\{ \begin{array}{l} \min \quad \sum_{t=1}^T \sum_{g \in G} \Phi_g(p_g^t) \end{array} \right. \quad (8.1)$$

sujeito às restrições: para todo $t \in T$, $h \in H$, $g \in G$ e $l \in L$:

$$Restr. Hidr. \left\{ \begin{array}{l} p_h^t = \eta_h \cdot [h_{mont_h}(v_h^t) - h_{jus_h}(u_h^t + vert_h^t)] \cdot u_h^t \\ v_h^t = v_h^{t-1} + y_h^t + \sum_{s \in S_h} u_s^{t-\delta_{sh}} - u_h^t \quad v_h^0 \rightarrow \text{dado} \\ v_h^{min} \leq v_h^t \leq v_h^{max} \\ u_h^{min} \leq u_h^t \leq u_h^{max} \\ |u_h^t - u_h^{t-1}| \leq \Delta_h \end{array} \right. \quad (8.2)$$

$$Restr. Term. \left\{ \begin{array}{l} \varphi(p_g^t) = a_g \cdot (p_g^t)^2 + b_g \cdot p_g^t + c_g \\ p_g^{min} \leq p_g^t \leq p_g^{max} \\ |p_g^t - p_g^{t-1}| \leq \Delta_g \end{array} \right. \quad (8.3)$$

$$Restr. Trans. \left\{ \begin{array}{l} \underline{f}^t = D^t \cdot \underline{p}^t \\ \underline{f}^{min} \leq D^t \cdot \underline{p}^t \leq \underline{f}^{max} \end{array} \right. \quad (8.4)$$

(mod.linear)

$$Restr. Energ. \left\{ \begin{array}{l} \sum_{t=1}^T u_h^t = m_h \end{array} \right. \quad (8.5)$$

O problema (8.1) - (8.5) é espacialmente acoplado através da configuração topológica do sistema, e é também temporalmente acoplado devido principalmente à operação

do sistema hidráulico; além disso, está sujeito a restrições não lineares. Para facilitar a sua resolução, a metodologia híbrida o decompõe em um sub-problema para cada intervalo de tempo, e em cada intervalo de tempo, o sub-problema é ainda decomposto em um sub-problema elétrico e em um sub-problema hidráulico.

No modelo híbrido apresentado em [1], o problema de minimização da geração térmica, atendendo o acoplamento feito pelas metas energéticas, é resolvido através da dualização da função objetivo (8.1) em relação à restrição (8.5), onde, o seguinte Lagrangeano é obtido:

$$\mathcal{L} = \sum_{t=1}^T \sum_{g \in G} \Phi_g(p_g^t) + \lambda'_H \cdot \left[\sum_{t=1}^T u_h^t - m_h \right] \quad (8.6)$$

ou seja:

$$\mathcal{L} = \sum_{t=1}^T \left[\sum_{g \in G} \Phi_g(p_g^t) + \sum_{h \in H} \lambda_h \cdot u_h^t \right] - \sum_{h \in H} \lambda_h \cdot m_h \quad (8.7)$$

Assim, a solução do PD é obtida através da minimização do Lagrangeano (8.7), sujeito às restrições hidráulica, térmica e de transmissão, representadas pelas equações (8.2) a (8.4), ou seja:

$$\mathcal{H}(\underline{\lambda}) = \min_{\mathcal{W}} (\mathcal{L}) \quad (8.8)$$

onde \mathcal{W} é dado pelo conjunto de soluções que satisfazem as restrições (8.2) - (8.4). O objetivo é determinar um $\underline{\lambda}$ tal que a solução de (8.8) satisfaça a restrição (8.5).

Uma aproximação feita no problema (8.8), permite reescrever o Lagrangeano, como:

$$\mathcal{L}_a(\lambda) = \sum_{t=1}^T \Psi(\lambda, t) - \sum_{h \in H} \lambda_h \cdot m_h \quad (8.9)$$

onde:

$$\Psi(\lambda, t) = \min_{E^t} \left[\sum_{g \in G} \Phi_g(p_g^t) + \sum_{h \in H} \lambda_h \cdot u_h^t \right] \quad (8.10)$$

onde E^t é dado pelo conjunto das possíveis operações até o intervalo t .

Esta aproximação dada por (8.9) possibilita a separabilidade do problema desde que o cálculo de (8.10) seja feito sequencialmente no tempo, a partir de $t = 1$. Ou seja, para $t = 1$, as variáveis de decisão de (8.10) são p_g^1 e u_h^1 , e então a resolução de (8.10) é equivalente a resolver o seguinte problema.

$$\min \quad \sum_{g \in G} \Phi_g(p_g) + \sum_{h \in H} \lambda_h \cdot u_h \quad (8.11)$$

$$s.a. \quad \underline{f}^1 = D^1 \cdot \underline{p}^1 \quad (8.12)$$

$$|f_l^1| \leq f_l^{max} \quad , l \in L \quad (8.13)$$

$$p_g^{min} \leq p_g^1 \leq p_g^{max} \quad , g \in G \quad (8.14)$$

$$p_h(v_h^0, u_h^{min}) \leq p_h^1 \leq p_h(v_h^0, u_h^{max}) \quad , h \in H \quad (8.15)$$

$$u_h^{min} \leq u_h^1 \leq u_h^{max} \quad , h \in H \quad (8.16)$$

As restrições (8.12) a (8.16) definem as condições operacionais do primeiro intervalo; ou seja, as gerações devem atender os seus limites operativos, no caso das usinas hidráulicas estes limites são dados de volume armazenado e pelos limites de turbinamento deste intervalo de tempo; e o carregamento das linhas não deve ultrapassar seus limites.

Como a variação da produtividade hidráulica, ρ_h , é praticamente desprezível ao longo de um intervalo de tempo, então as variáveis hidráulicas, μ_h , podem ser eliminadas, e o problema (8.11) a (8.16) pode ser reescrito como:

$$\min \quad \sum_{g \in G} \Phi_g(p_g) + \sum_{h \in H} \frac{\lambda_h}{\varrho_h} \cdot p_h \quad (8.17)$$

$$s.a. \quad \underline{f}^1 = D^1 \cdot \underline{p}^1 \quad (8.18)$$

$$|f_l^1| \leq f_l^{max} \quad , l \in L \quad (8.19)$$

$$p_g^{min} \leq p_g^1 \leq p_g^{max} \quad , g \in G \quad (8.20)$$

$$p_h(v_h^0, u_h^{min}) \leq p_h^1 \leq p_h(v_h^0, u_h^{max}) \quad , h \in H \quad (8.21)$$

Este é um problema de FCLO do mesmo tipo do tratado no capítulo (7). Assim, a solução de (8.10) é obtida via a resolução de um FCLO.

Embora o problema de FCLO considere somente variáveis elétricas, a capacidade de produção das usinas hidráulicas dependem das condições de operação do sistema hidráulico. Por outro lado, o nível de produção de cada usina neste intervalo de tempo é dado pela solução do FCLO. Em função desta interdependência, a abordagem híbrida adotou um procedimento de resolução sequencial dos sub-problemas dado pelo algoritmo (2.9).

O bloco "otimização elétrica" resolve o FCLO do intervalo t , e o bloco *simulação hidráulica* determina a operação hidráulica equivalente à solução do FCLO e determina as condições para o FCLO do próximo intervalo, e o processo se repete até o final do horizonte do PD.

8.1.1 Atendimento das Metas Energéticas

Realizada a otimização elétrica e a simulação hidráulica para todos os $t \in T$ intervalos horários, isto é, concluiu-se a execução do ciclo interno da figura (2.9), tem-se uma programação de geração elétrica e hidraulicamente factível. Com a realização desta programação tem-se também a turbinagem total, ou seja, o consumo total de água de cada usina $h \in H$ durante todo o horizonte de otimização.

A factibilização da *restrição energética* de cada usina h é obtida quando a diferença entre o total de água consumida e a meta energética vinda do PMP for menor que um erro ξ pré-definido. Assim, para toda $h \in H$:

$$\xi_h = m_h - \sum_{t=1}^T u_h^t \quad (8.22)$$

A nível de programação, foi estabelecido que o erro ξ_h para cada usina deve ser menor ou igual a 1% da sua respectiva meta m_h . Desta forma a restrição energética é satisfeita se e somente se:

$$m_h - \sum_{t=1}^T u_h^t \leq 0.01 * m_h \quad (8.23)$$

Para a usina, que no final do intervalo de otimização, apresentar uma turbinagem total acima de sua respectiva meta, é atribuído um maior fator de penalização da geração, $\underline{\lambda}$, e vice-versa para aquelas que ficarem abaixo de suas metas.

O aumento do fator de penalização da geração, faz com que a usina gere uma quantidade menor de (MW), e com isto reduza a turbinagem total de água durante o período. Por outro lado, a diminuição da penalização "estimula" a geração da respectiva usina hidráulica, e conseqüentemente aumenta-se o consumo d'água, tendendo desta forma, à factibilização das restrições energéticas.

Através da alteração do fator de penalização das gerações, pode-se coordenar a solução da fase de otimização elétrica, de modo que a nova solução, no final do horizonte do planejamento, satisfaça as metas energéticas de cada usina hidráulica. Para cada novo valor de $\underline{\lambda}$, resolve-se novamente todo o ciclo interno do fluxograma (2.9).

8.1.2 Inicialização dos Fatores de Penalização das Gerações λ_h

Os fatores de penalização das gerações são inicializados, para $n = 0$, onde n indica o número de atualizações de $\underline{\lambda}$, por valores nulos. Assim, fazendo-se $\underline{\lambda}^0 = \underline{0}$, tem-se a solução do FCLO, dada por:

$$\begin{bmatrix} p_H \\ \mu_1 \end{bmatrix} = H_H^{-1} \cdot H_C \cdot \underline{\alpha} \cdot P_{CT} + H_H^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \underline{\lambda} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (8.24)$$

fica reduzido a:

$$\begin{bmatrix} p_H \\ \mu_1 \end{bmatrix} = H_H^{-1} \cdot H_C \cdot \underline{\alpha} \cdot P_{CT} \quad (8.25)$$

Resolver um problema do tipo (8.25) para cada intervalo de tempo t , significa considerar apenas os aspectos elétricos do sistema. Desta maneira obtém-se uma política de operação do sistema na qual as usinas eletricamente mais próximas dos centros de carga apresentam um nível de geração mais elevado do que aquelas mais distantes. Isto ocorre pelo fato de que quanto maior a distância elétrica entre produtor e consumidor, maior o custo associado à transmissão desta energia produzida.

Esta penalização inicial da geração faz com que as restrições energéticas não sejam atendidas, sendo que as usinas mais próximas apresentam maior consumo d'água e vice-versa.

Obtida a solução deste primeiro sub-problema ($\underline{\lambda}^0 = \underline{0}$), o fator de penalização será atualizado ($\underline{\lambda}^1 \neq \underline{0}$), de maneira a forçar o atendimento das metas energéticas.

8.1.3 Atualização dos Fatores de Penalização das Gerações

A atualização dos fatores de penalização das gerações $\underline{\lambda}$, é feita através de métodos primais, de forma que todos os passos dados numa determinada direção \underline{d} devam gerar soluções factíveis. Assim, a cada atualização de $\underline{\lambda}$ tem-se:

$$\lambda_h^{n+1} = \lambda_h^n + \gamma^n \cdot d_h^n \quad (8.26)$$

onde

- λ_h^{n+1} - penalização do custo de geração a ser utilizada no próximo sub-problema
- γ^n - valor escalar que representa o tamanho do passo a ser dado numa determinada direção \underline{d}^n

O tamanho do passo a ser considerado é obtido através de um *busca unidimensional*. Esta busca tem como objetivo determinar o passo ótimo γ^n , de forma a minimizar uma função $f(\underline{x})$ numa dada direção \underline{d}^n . Assim:

$$\min_{\gamma} f(\underline{x}^n + \gamma^n \underline{d}^n) \quad (8.27)$$

$$sa : 0 \leq \gamma \leq \gamma^{max} \quad (8.28)$$

Este mesmo problema pode ser reescrito como a seguir, e cuja representação gráfica está mostrada na figura (8.1).

$$\min_{\gamma} g(\gamma^n) \quad (8.29)$$

$$sa : 0 \leq \gamma \leq \gamma^{max} \quad (8.30)$$

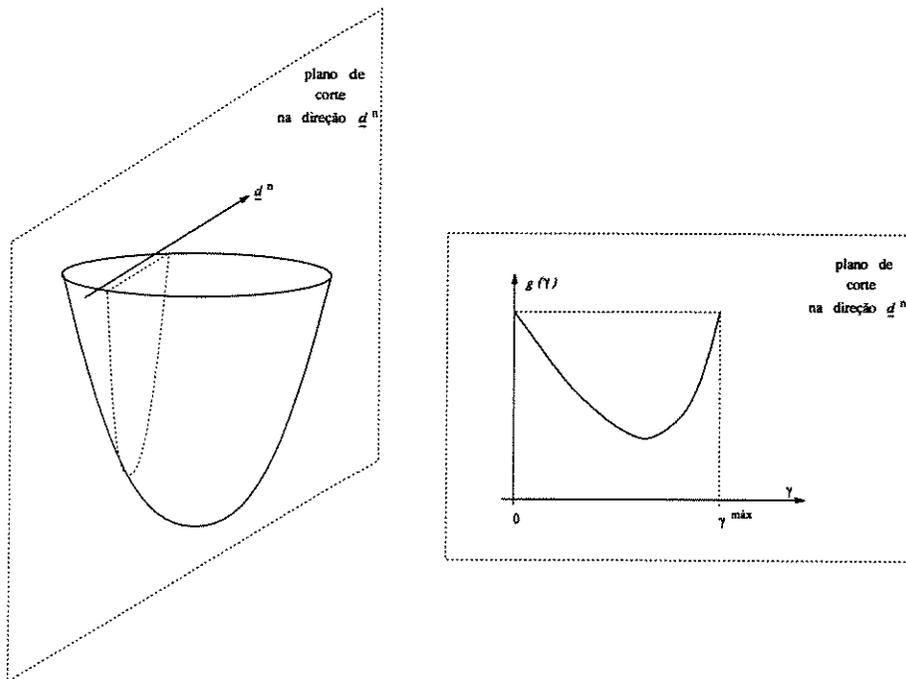


Figura 8.1: Esquema da busca unidimensional

A resolução deste problema é obtida através do método da *Falsa Posição* [27], no qual o mínimo da função é encontrado através de aproximações por semelhança de triângulos para as derivadas direcionais da função $g(\gamma)$, representada por $\partial g(\gamma)$. A resolução deste problema fornece o tamanho do passo mais adequado. A figura (8.2) ilustra o cálculo:

$$\frac{\gamma_1 - \gamma_0}{\partial g(\gamma_1) - \partial g(\gamma_0)} = \frac{\gamma_2 - \gamma_0}{\partial g(\gamma_2) - \partial g(\gamma_0)} \quad (8.31)$$

$$\frac{\gamma_1 - \gamma_0}{\partial g(\gamma_1) - \partial g(\gamma_0)} = \frac{\gamma_2 - \gamma_0}{-\partial g(\gamma_0)} \quad (8.32)$$

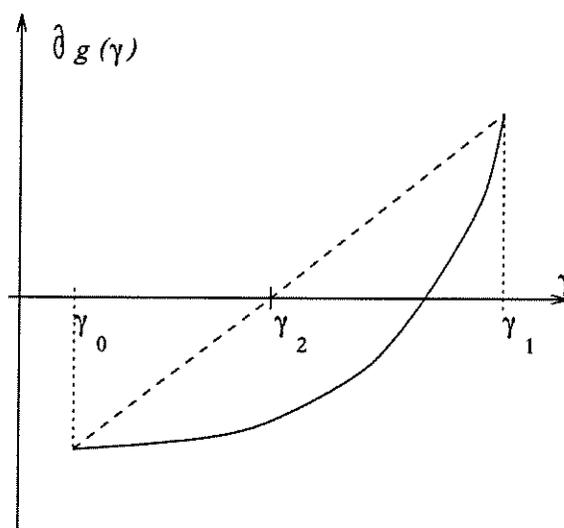


Figura 8.2: Método da Falsa Posição

Tem-se através da equação (8.32), que:

$$\gamma_2 = \gamma_0 - \partial g(\gamma_0) \frac{\gamma_1 - \gamma_0}{\partial g(\gamma_1) - \partial g(\gamma_0)} \quad (8.33)$$

De maneira iterativa, a solução deste problema pode ser obtida por:

$$\gamma_{i+1} = \gamma_{i-1} - \partial g(\gamma_{i-1}) \frac{\gamma_i - \gamma_{i-1}}{\partial g(\gamma_i) - \partial g(\gamma_{i-1})} \quad (8.34)$$

Obtido o valor do passo ótimo γ , determina-se o fator de penalização $\underline{\lambda}$ através da equação (8.26), e resolve-se novamente o ciclo interno da figura (2.9).

8.1.4 Parametrizando o PD em relação à λ_h

O problema no qual $\underline{\lambda}^0 = \underline{0}$, é resolvido através da equação (8.25), parametrizada somente em P_{CT} . Porém, esta solução também é função de $\underline{\lambda}$, ou seja, para $\underline{\lambda}^{n+1}$ a solução do FCLO é obtida por:

$$\begin{bmatrix} \underline{p}_H \\ \underline{\mu} \end{bmatrix} = H_H^{-1} \cdot H_C \cdot \underline{\alpha} \cdot P_{CT} + H_H^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \underline{0} \\ \underline{b}^{max} \end{bmatrix} + H_H^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \underline{\lambda}^{n+1} \\ \underline{0} \end{bmatrix} \quad (8.35)$$

Substituindo a equação (8.26) em (8.35), tem-se o problema reescrito na forma:

$$\begin{bmatrix} \underline{p}_H \\ \underline{\mu} \end{bmatrix} = H_H^{-1} \cdot H_C \cdot \underline{\alpha} \cdot P_{CT} + H_H^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \underline{0} \\ \underline{b}^{max} \end{bmatrix} + H_H^{-1} \cdot \left\{ \begin{bmatrix} \underline{\lambda}^n \\ \underline{0} \end{bmatrix} + \gamma^n \cdot \begin{bmatrix} \underline{d}^n \\ \underline{0} \end{bmatrix} \right\} \quad (8.36)$$

ou ainda:

$$\begin{bmatrix} \underline{p}_H \\ \underline{\mu} \end{bmatrix} = \left\{ H_H^{-1} \cdot H_C \cdot \underline{\alpha} \cdot P_{CT} + H_H^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \underline{0} \\ \underline{b}^{max} \end{bmatrix} + H_H^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \underline{\lambda}^n \\ \underline{0} \end{bmatrix} \right\} + \gamma^n \cdot H_H^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \underline{d}^n \\ \underline{0} \end{bmatrix} \quad (8.37)$$

Quando $\underline{\gamma}^n = \underline{0}$, a equação (8.37) fica reduzida à (8.35). Desta forma, pode-se escrever (8.37) como:

$$\begin{bmatrix} \underline{p}_H \\ \underline{\mu} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{p}_H \\ \underline{\mu} \end{bmatrix}^{anterior} + \gamma^n \cdot H_H^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \underline{d}^n \\ \underline{0} \end{bmatrix} \quad (8.38)$$

ou resumidamente:

$$\begin{bmatrix} \underline{p}_H \\ \underline{\mu} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{p}_H \\ \underline{\mu} \end{bmatrix}^{anterior} + \gamma^n \cdot \underline{\beta}_3 \quad (8.39)$$

Através da equação (8.39), pode-se verificar que se γ^n variar de zero até o valor do tamanho do passo ótimo, tem-se que a solução \underline{p}_H varia da solução anterior até uma nova solução (8.35). Em outras palavras:

- se γ^n igual a zero, tem-se a solução do FCLO para $\underline{\lambda}^n$

- se γ^n for igual ao valor do tamanho do passo ótimo, tem-se a solução do FCLO para $\underline{\lambda}^{n+1}$

Generalizando, a solução ótima do FCLO para todos os intervalos de tempo $t \in T$, parametrizado com relação a $\underline{\lambda}$, fica escrito como:

$$\underline{p}_H^{n+1} = \underline{p}_H^n + \gamma^n \cdot \underline{\beta}_{3H} \tag{8.40}$$

Desta maneira, a metodologia para resolução do PD torna-se **duplamente** parametrizada, primeiro com relação ao parâmetro P_{CT} e em seguida ao parâmetro γ , o que indiretamente significa estar parametrizada em relação à $\underline{\lambda}$. A figura (8.3) representa a resolução do PD sob o ponto de vista das parametrizações efetuadas.

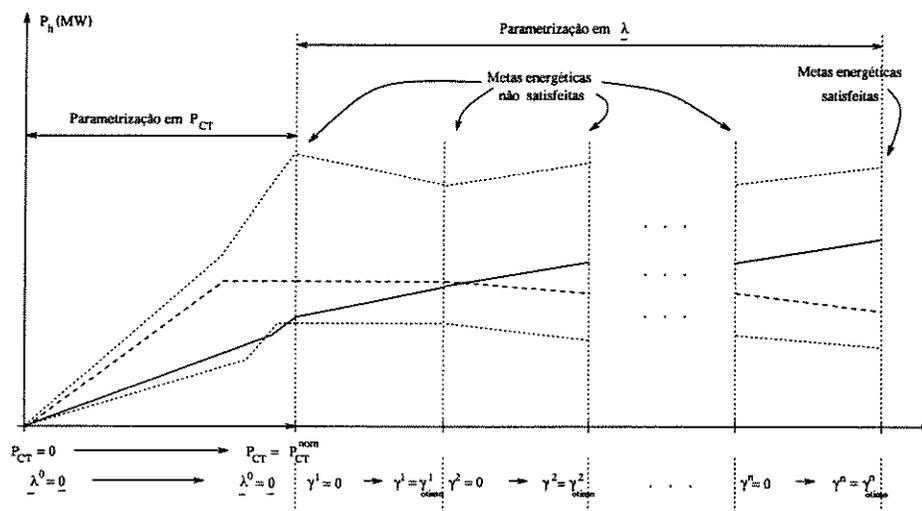


Figura 8.3: Esquema de resolução duplamente parametrizada

Como pode ser observado, tem-se inicialmente $\underline{\lambda}^0 = \underline{0}$, tornando o problema parametrizado com relação ao parâmetro P_{CT} . Com a variação de P_{CT} de 0 (zero) até o valor da demanda de carga total do sistema, tem-se que a restrição de atendimento da demanda de carga, as restrições elétricas e hidráulicas são satisfeitas. Porém, resta factibilizar as restrições energéticas.

Atingindo P_{CT} igual a demanda de carga total, este permanece fixo (constante), e começa-se a parametrização do problema com relação à $\underline{\lambda}$.

O problema parametrizado em $\underline{\lambda}$ tem as mesmas características do ponto de vista computacional que o problema parametrizado em P_{CT} . Isto significa que à medida que se incrementa $\underline{\lambda}$, deve-se verificar as possíveis mudanças no conjunto de restrições ativas, \mathcal{RA} , podendo haver tanto a inclusão de novas restrições que tornam-se ativas, bem como a retirada daquelas ativas que tornam-se folgadas. Neste processo de variação de γ , as variações do conjunto de restrições ativas podem ser detectadas da mesma forma que no caso da variação de P_{CT} , através do *teste de bloqueio*, como já apresentado. As matrizes H_H e H_C são atualizadas da mesma forma que anteriormente.

8.2 PD e Nível de Segurança

A solução do PDRS, pode ser obtida através de quatro etapas:

1. Definição da solução básica do PD

- nesta etapa determina-se a solução básica para o PD considerando-se as condições previstas em termos de mercado (demanda), disponibilidade de equipamentos, afluência e metas energéticas.

2. Execução da análise de contingências

- a partir da solução obtida no passo anterior, faz-se uma análise de contingências para verificar o nível de segurança em relação aos eventos críticos
- se nenhuma contingência crítica é identificada em nenhum intervalo de tempo, então a solução inicial é segura em relação a estes eventos, e encerra-se o processo
- se alguma contingência crítica é identificada, então executa-se o passo 3

3. Geração das restrições de segurança

- para cada contingência crítica determina-se os pontos de sobrecarga e gera-se a correspondente restrição de segurança

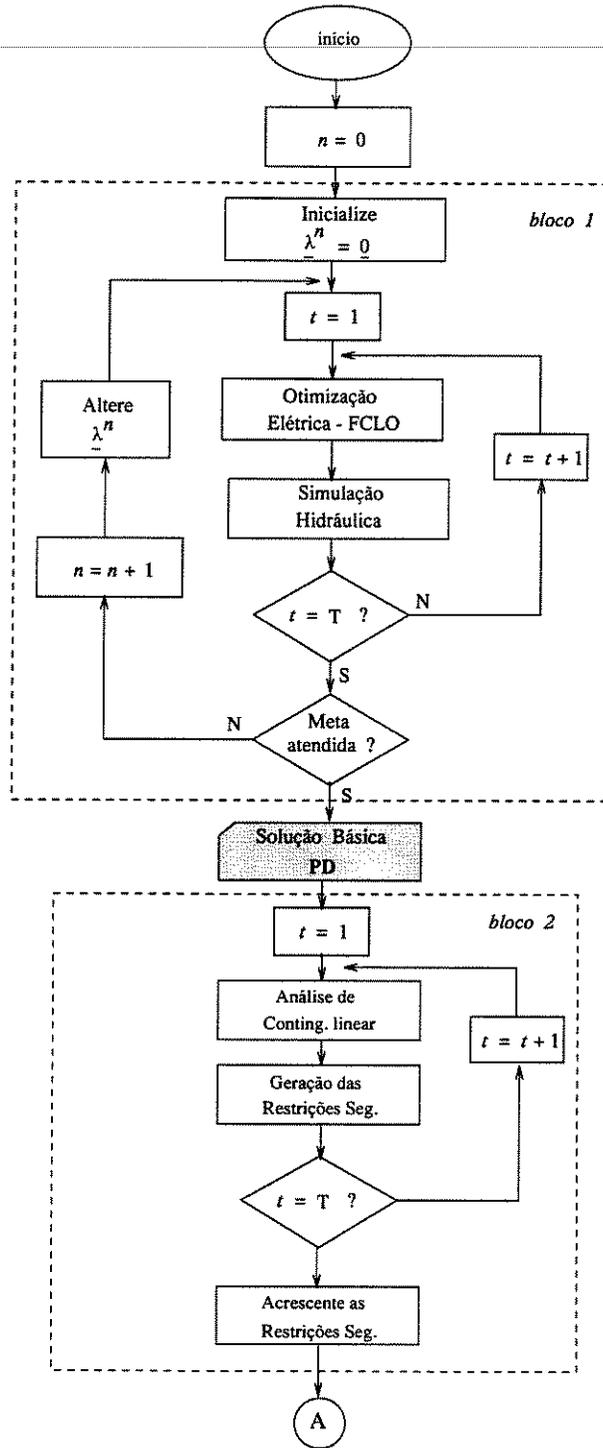
4. Definição da solução do PDRS

- as restrições de segurança geradas no passo anterior são incluídas no problema de PD básico. Estas restrições são incluídas como mais uma restrição de fluxo no intervalo de tempo correspondente
- resolve-se o PDRS

Quando as novas restrições de segurança, definidas e geradas pela análise de contingências, são acrescentadas no problema de PD, estas não alteram a estrutura do mesmo. Esta inclusão apenas faz com que a região factível para a otimização do FCLO seja reduzida, isto devido à nova limitação imposta a determinados limites de fluxos de potência em linhas do sistema de transmissão. Por este fato, para se resolver o PDRS utiliza-se a **mesma metodologia** utilizada na resolução do PD, apresentada anteriormente. A única diferença é que nos intervalos em que foram acrescentadas restrições de segurança, o FCLO é substituído pelo FCRS.

Esta metodologia pode ser vista, de maneira simplificada, no fluxograma apresentado na figura (8.4).

Na figura (8.4), inicialmente faz-se a execução do "*bloco 1*", obtendo-se a solução básica, (*sb*), do PD. A partir desta solução, inicia-se o "*bloco 2*", o qual é responsável pela análise de segurança do sistema com relação à (*sb*). A inclusão destas restrições de segurança, e a execução do "*bloco 3*", com estas restrições acrescentadas, gera a solução do PDRS, sendo que esta nova solução, apresenta um maior nível de segurança, com relação às restrições acrescentadas.



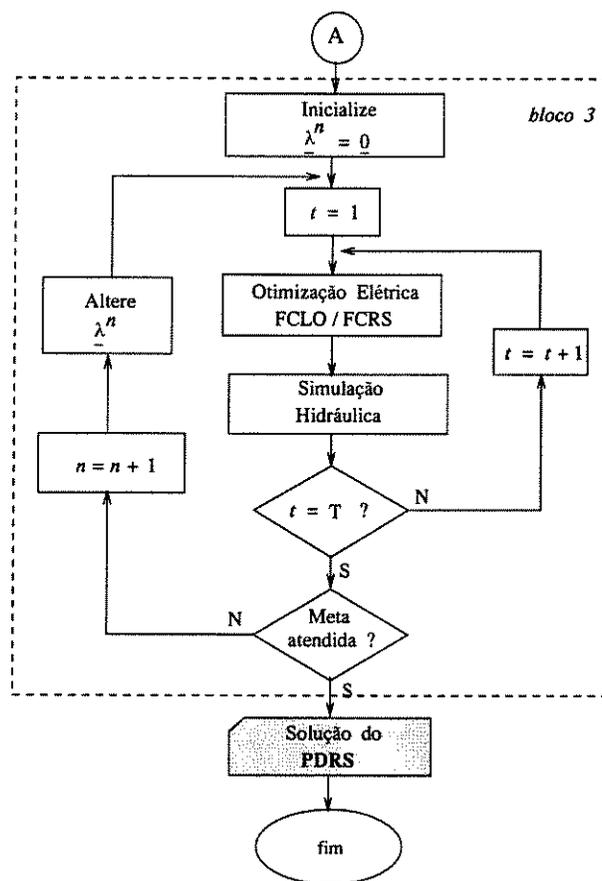


Figura 8.4: Diagrama de blocos para resolução do PDRS

Capítulo 9

Resultados e Discussões da Aplicação do Algoritmo aos Problemas de PD e PDRS

A metodologia desenvolvida foi aplicada ao sistema CESP - 440 kV mostrado na figura (4.4), cujos dados do sistema de transmissão estão tabelados em (4.3).

Neste estudo considera-se um horizonte de curto prazo de 24 horas, com discretização horária. As demandas de carga por barra para cada intervalo de tempo foram obtidas a partir das demandas apresentadas na tabela (9.1), multiplicadas por um fator associado a cada intervalo de tempo, dado na tabela (9.2). Desta forma, supôs-se uma variação de demanda paralela ao longo do dia. Uma variação não paralela não traz nenhuma dificuldade adicional à metodologia.

<i>Injeção de potência ativa em (MW) nas barras de carga</i>															
barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
(MW)	-140	-29	0	-1	-700	0	-1200	0	0	-105	-710	-600	-100	-61	-56

Tabela 9.1: Injeção de potência ativa nas barras de carga

Os dados do sistema hidráulico e a meta energética de cada usina, estão apresentados na tabela (9.3). Neste estudo considerou-se também que a afluência incremental y_h durante cada intervalo de tempo é constante ao longo do dia.

Neste exemplo, por ser o sistema predominantemente hidráulico, as usinas térmicas não foram consideradas, e o critério de otimização adotado foi: *perdas no sistema de*

intervalo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
fator	1.00	0.90	0.83	0.88	0.90	0.95	1.00	1.10	1.12	1.25	1.30	1.25
intervalo	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
fator	1.20	1.30	1.35	1.40	1.43	1.47	1.50	1.60	1.45	1.40	1.10	1.06

Tabela 9.2: Fator de demanda associado a cada carga em cada intervalo de tempo

hidráulica h ligada à barra	v_h^{min} (hm^3)	v_h^{max} (hm^3)	u_h^{min} (m^3/s)	u_h^{max} (m^3/s)	y_h (m^3/s)	δ_{sh} (h)	m_h (m^3/s)
3 (av)	4400	11000	482	3216	1950	6	1860
6 (ca)	3730	10570	244	1750	900	0	900
8 (is)	12743	21166	1400	8808	3000	3	4960
9 (ju)	2450	3680	1105	9365	800	0	5760

Tabela 9.3: Dados do sistema hidráulico e metas energéticas

transmissão. Os limites operativos das usinas, bem como a configuração do sistema foram considerados os mesmos ao longo do dia.

Os testes foram desenvolvidos supondo-se vários cenários possíveis, iniciando-se com um cenário no qual não há nenhuma restrição tanto no sistema hidráulico quanto no sistema de transmissão, a menos da restrição de atendimento da carga total em cada intervalo de tempo. Após este estudo, as restrições foram sendo incluídas gradativamente, e a influência de cada tipo de restrição no comportamento da solução foi sendo analisada. A resolução do problema considerando todas as restrições dos sistemas hidráulico, térmico e de transmissão, e as metas energéticas, originou a solução básica do PD.

Após estes testes, foi executada a etapa de análise de contingências, a partir da solução básica do PD. Algumas restrições de segurança foram acrescentadas ao PD. Os resultados do PDRS foram obtidos e analisados.

9.1 CENÁRIO 1 - Somente restrição de atendimento da demanda de carga

Neste cenário não se consideraram os limites de geração e de transmissão, e nem as metas energéticas. A única restrição considerada foi a de *atendimento da demanda global de carga* a cada intervalo de tempo. A solução deste cenário em termos da produção (MW) de cada usina está mostrada na figura (9.1). Esta é a solução de menor perda no sistema de transmissão.

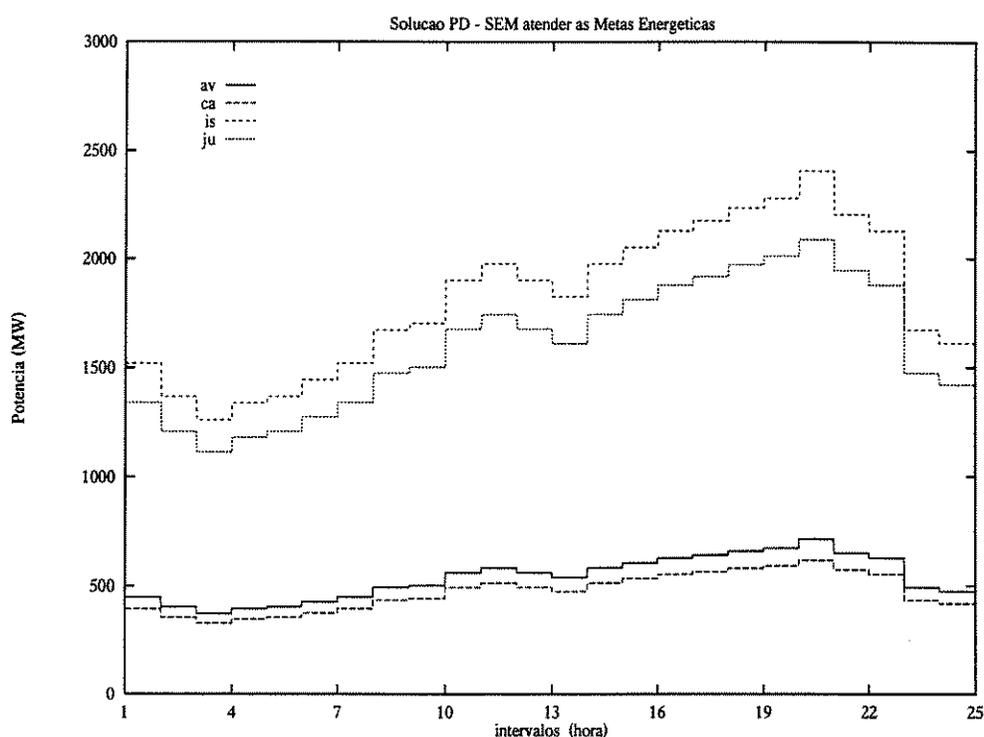


Figura 9.1: Pré despacho irrestrito

Uma característica desta solução é a variação paralela no comportamento da produção das usinas ao longo do dia. Calculando-se os erros nas metas energéticas causadas por esta solução verificou-se que as usinas de Jupuíá (ju) e Capivara (ca) ultrapassaram as suas metas e, as usinas de Água Vermelha (av) e Ilha Solteira (is) não alcançaram as suas respectivas metas. Esta solução se justifica, pois as usinas (ju) e (ca) estão eletricamente mais próximas das grandes cargas do sistema, localizadas nas barras 5, 7 e 12, isto é, representam menor custo de geração.

9.2 CENÁRIO 2 - Acréscimo de restrições de geração

Partindo do CENÁRIO 1, figura (9.1), e acrescentando os limites de geração das usinas hidráulicas, obtém-se a solução do PD mostrada na figura (9.2).

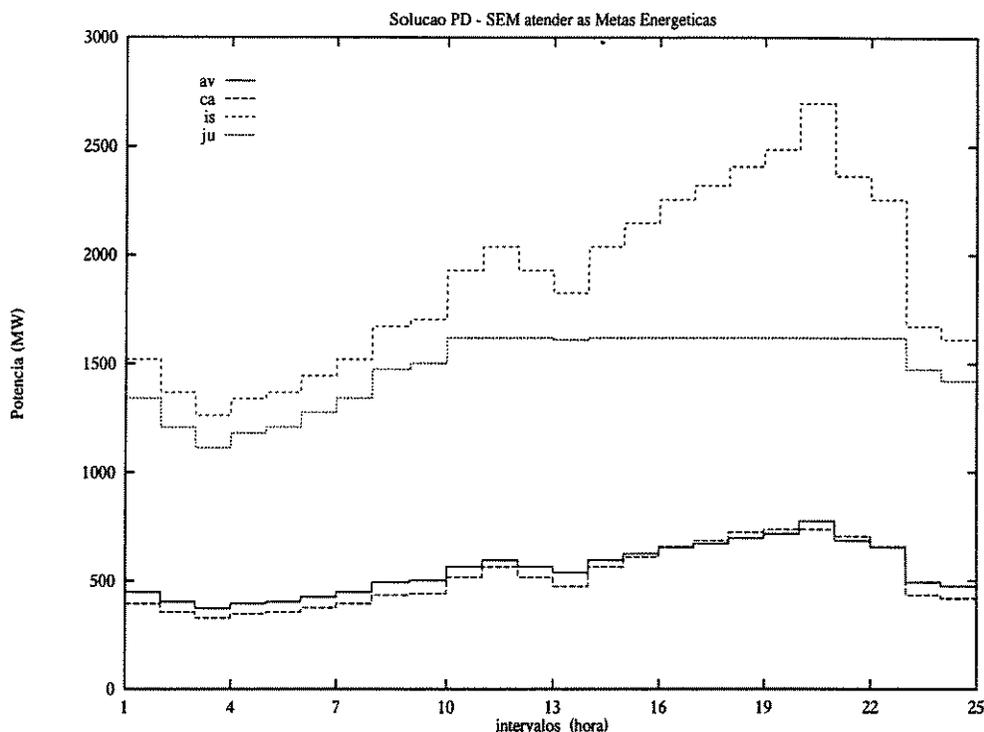


Figura 9.2: Pré despacho com restrição de geração

Esta solução apresenta um comportamento similar à solução da figura (9.1) entre os intervalos 1 a 9, e os intervalos 23 e 24. A partir do intervalo 10 até o 22, a restrição de geração máxima da usina de (ju) torna-se ativa. Com a restrição colocada no conjunto de restrições ativa, a geração da usina é fixada na sua capacidade máxima, enquanto que as demais mantêm o comportamento paralelo.

Este fato é justificado também pela proximidade física desta usina com o grande centro consumidor, porém limitada pela sua máxima capacidade de geração. Esta solução é semelhante à do caso irrestrito, figura (9.1), porém a restrição de geração retira o bloco de energia excedente produzida na usina de (ju), e o distribui entre as demais usinas do sistema, considerando, é claro, o critério de otimização.

As demais usinas mantêm o comportamento paralelo de geração, porém, assu-

mando a parte da geração que fora limitada na usina de (ju).

Na figura (9.3), compara-se as duas soluções, com e sem restrição de geração, para a usina de (ju).

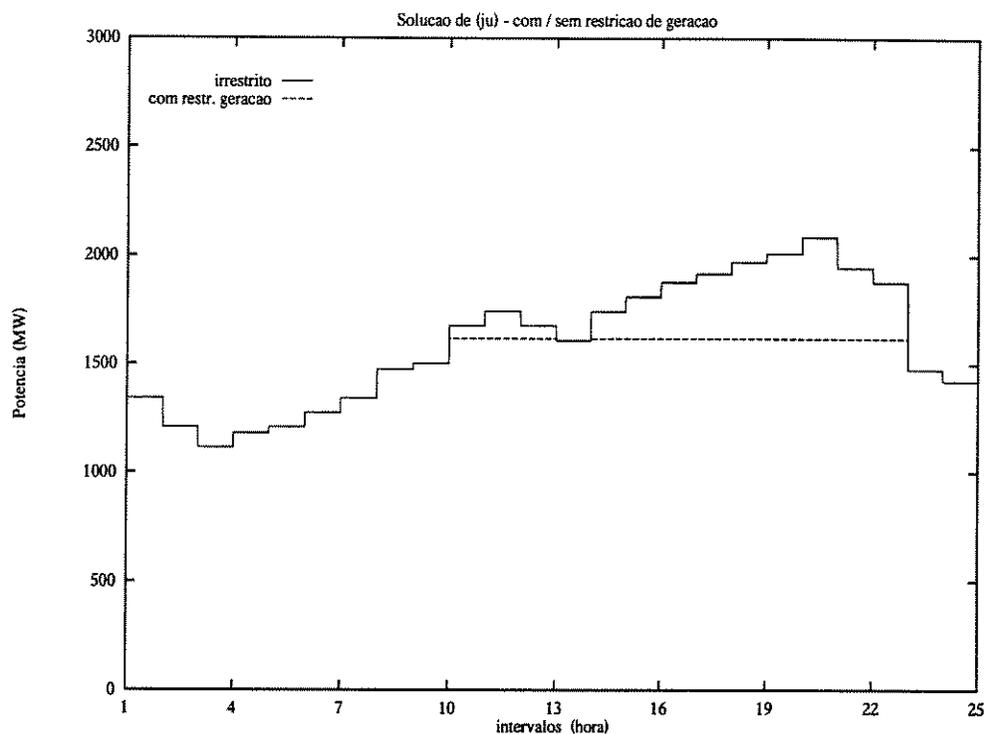


Figura 9.3: Comparação entre as soluções do PD com e sem restrição de geração para a usina de Jupiá

9.3 CENÁRIO 3 - Acréscimo de restrições energéticas

Acrescentando as metas energéticas à solução da figura (9.2), obtém-se a solução energeticamente factível apresentada na figura (9.4).

Esta solução, figura (9.4), é hidro-energéticamente factível, e a área abaixo de cada curva de geração é igual à respectiva meta energética da usina.

Através da comparação da solução acima, com a solução do caso irrestrito, figura (9.1), nota-se que com o acréscimo das restrições energéticas, há uma transferência de geração das usinas de Jupiá e Capivara para as usinas de Ilha Solteira e Água Vermelha.

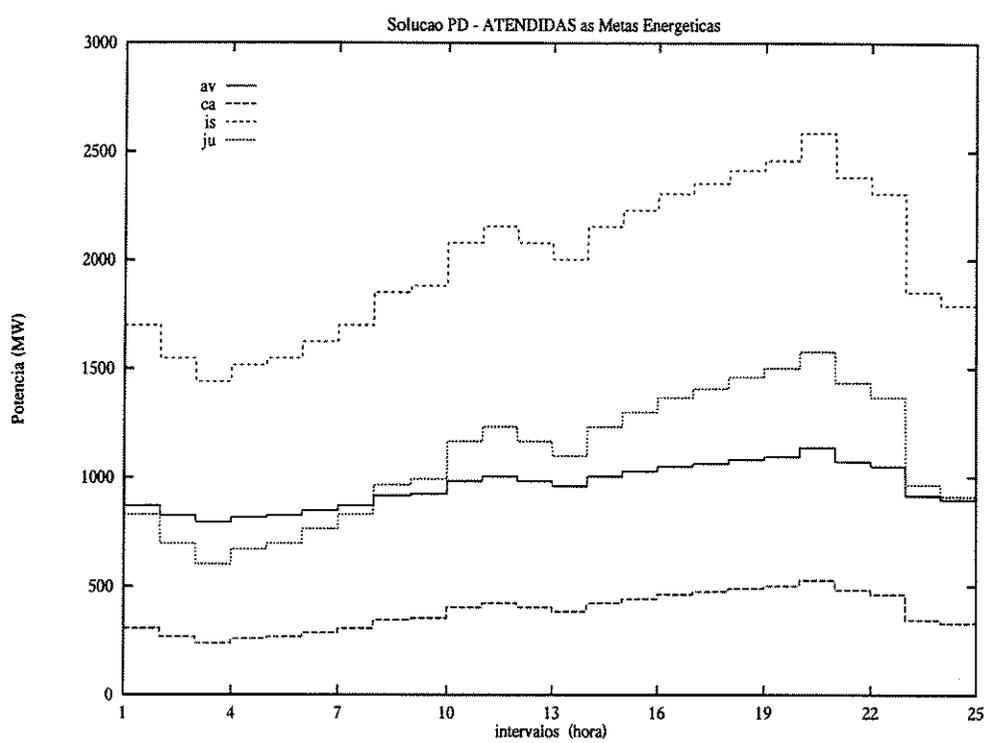


Figura 9.4: Pré despacho com restrições de geração e metas energéticas

Esta transferência, causa um deslocamento "DC" das curvas obtidas, isto é, a curva para todos os intervalos de tempo sofre uma variação para cima ou para baixo. Este deslocamento "DC" pode ser melhor observado através das figuras (9.5) e (9.6), mostradas a seguir.

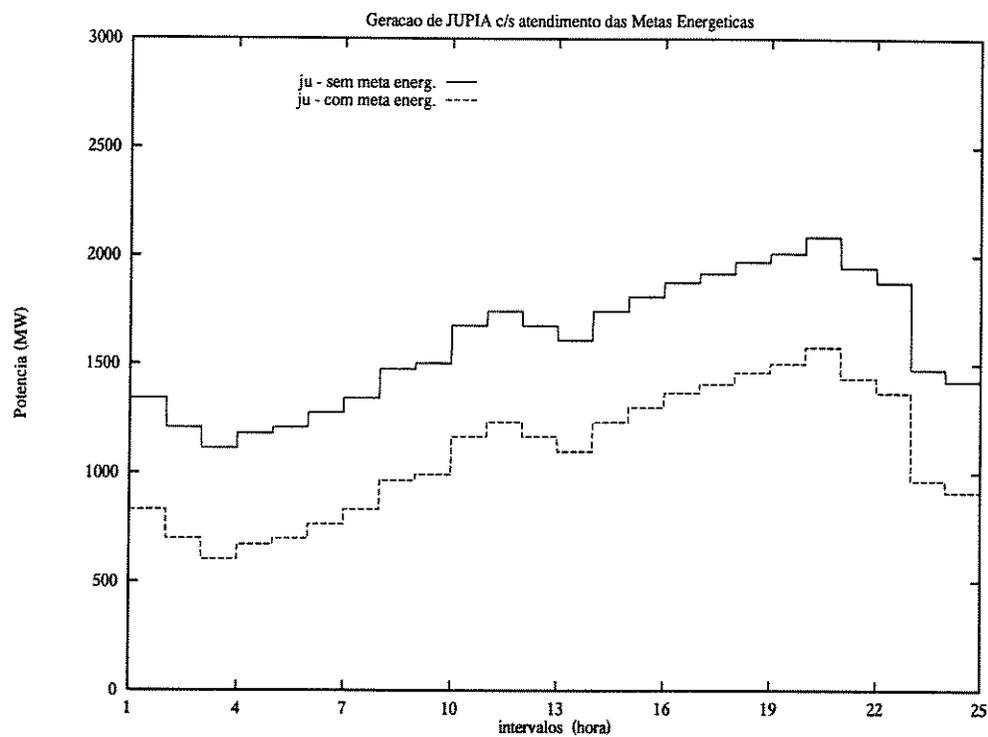


Figura 9.5: Comparação entre as gerações de Jupiá, com e sem restrições energéticas

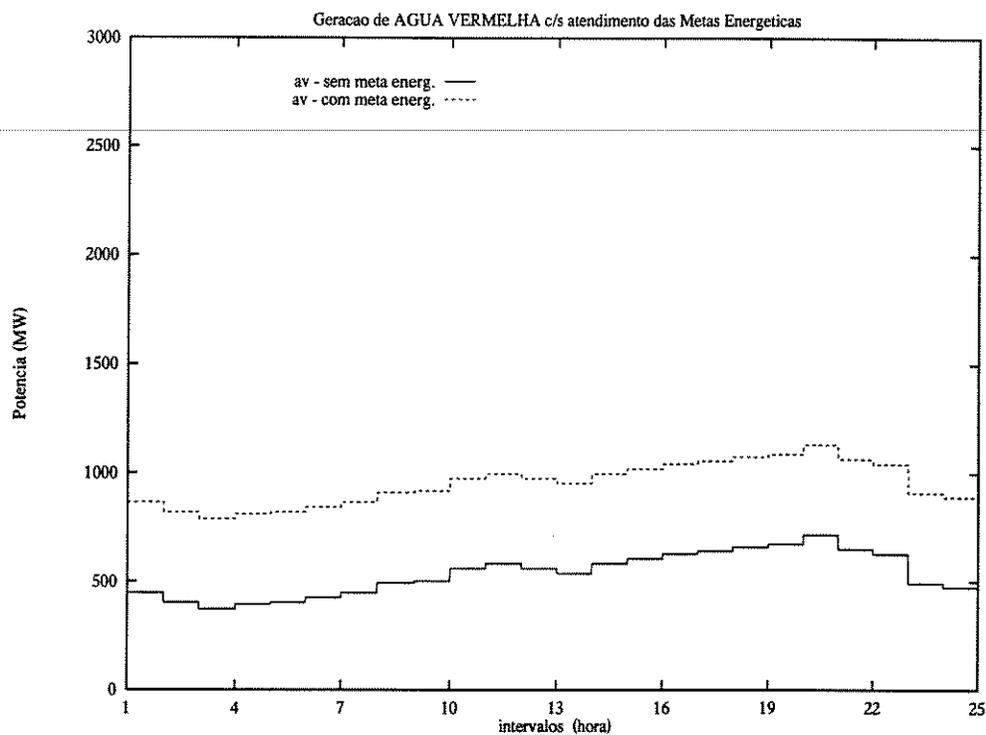


Figura 9.6: Deslocamento "DC" da geração de (av), para os casos irrestrito e hidro-energéticamente factível

Pelos deslocamentos sofridos nas gerações de (ju) e (av), observa-se que as restrições energéticas "forçam" o sistema a transferir parte da geração de (ju) para (av). Em Jupia, diminui-se a geração, enquanto que em Água Vermelha ocorre o contrário. Esta transferência de energia eleva o custo da política de operação, mas factibiliza o acoplamento existente entre os planejamentos de médio e curto prazos.

9.4 CENÁRIO 4 - Acréscimo de restrições elétricas

A solução apresentada na figura (9.4), considerando os dados do sistema, é uma solução também eletricamente factível. Porém, para ilustrar a presença de uma restrição de transmissão no conjunto de restrições ativas, foi modificado o limite máximo de fluxo da linha número 14, como mostrado na tabela (9.4) abaixo.

linha	limite velho (MW)	limite novo (MW)
14	1800	1450

Tabela 9.4: Alteração do limite de fluxo potência ativa

Para este novo limite de fluxo de potência da linha 14, a solução eletro-termo-hidro-energéticamente factível é dada na figura (9.7).

Neste exemplo, a restrição de fluxo da linha 14, nos intervalos de tempo 19 e 20, torna-se ativa, forçando a usina de (ju) a apresentar uma geração menor, do que anteriormente. Observa-se através da figura (9.7) que nestes intervalos a usina de (ju) apresenta um comportamento oposto ao das demais usinas. Este decréscimo na geração de (ju) é para compensar a diminuição do limite de fluxo da linha 14, a qual conecta esta usina ao restante do sistema.

Para a análise de contingências considera-se como **solução básica**, aquela apresentada na figura (9.4), cujos valores de potência gerada em cada usina estão na tabela (9.5), mostrada a seguir.

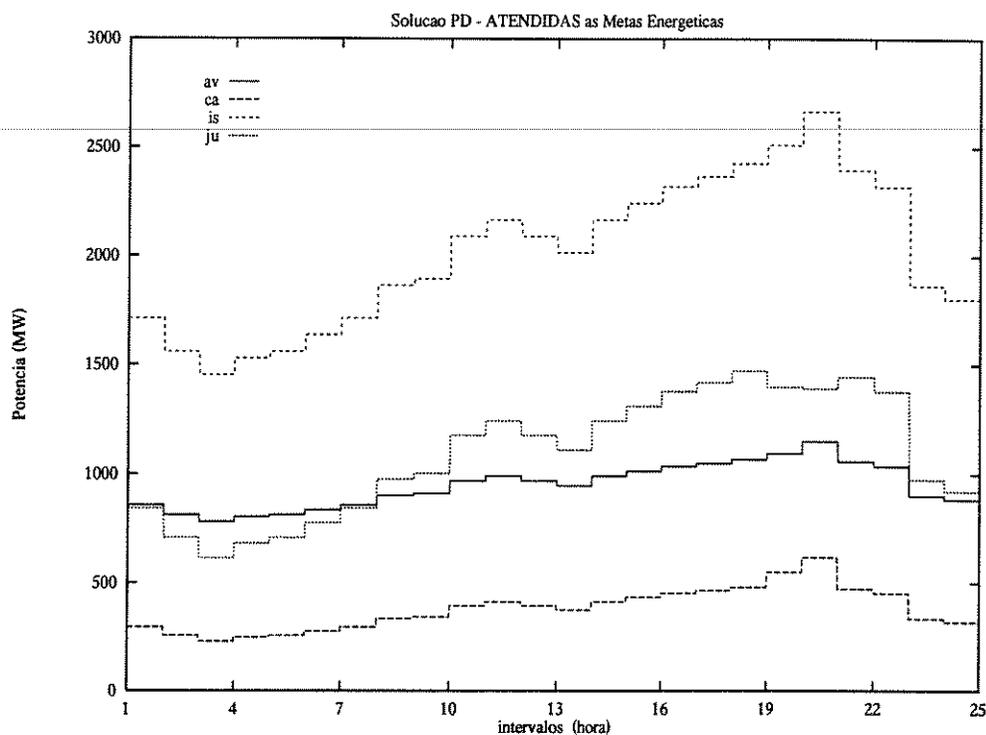


Figura 9.7: PD com restrições de geração, de transmissão e metas energéticas

9.5 CENÁRIO 5 - Acréscimo de restrições de segurança em $t = 20$

Da análise de contingências realizada para todos os intervalos de tempo do horizonte do PD, obteve-se as contingências críticas dadas na tabela (5.8), sendo que os demais intervalos não apresentaram problemas de segurança.

Neste cenário foi acrescentada uma única restrição para o intervalo de tempo $t = 20$, a qual corresponde à contingência da linha número 14 e sobrecarga na linha 3, correspondendo a primeira restrição de segurança de (5.8).

A solução do PDRS eletro-termo-hidráulicamente factível é apresentada na figura (9.8). Neste caso, as restrições energéticas não estão sendo atendidas.

A restrição de segurança acrescentada tem como finalidade obter uma solução na qual a saída da linha 14 não produza a sobrecarga na linha 3. Para isto, a restrição "faz" com que o fluxo da linha 3 seja diminuído, para desta forma conseguir absorver a quantidade

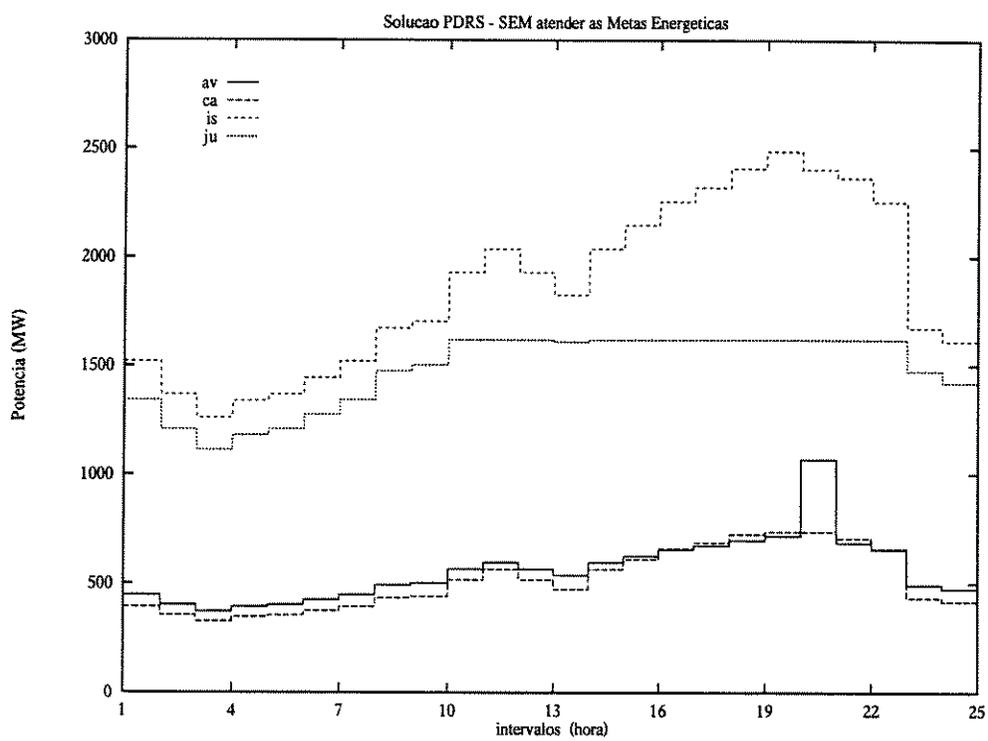


Figura 9.8: Solução do PDRS sem atendimento das restrições energéticas

<i>Injeção de potência ativa em (MW) nas barras de geração - sol. básica do PD</i>							
bar ra	usi na	<i>intervalos de tempo t</i>					
		1	2	3	4	5	6
3	av	8.6920e+2	8.2443e+2	7.9314e+2	8.1547e+2	8.2443e+2	8.4686e+2
6	ca	3.0467e+2	2.6526e+2	2.3770e+2	2.5738e+2	2.6526e+2	2.8493e+2
8	is	1.6984e+3	1.5464e+3	1.4400e+3	1.5160e+3	1.5464e+3	1.6224e+3
9	ju	8.2975e+2	6.9569e+2	6.0182e+2	6.6891e+2	6.9569e+2	7.6273e+2
		7	8	9	10	11	12
3	av	8.6920e+2	9.1397e+2	9.2292e+2	9.8107e+2	1.0035e+3	9.8107e+2
6	ca	3.0467e+2	3.4409e+2	3.5196e+2	4.0318e+2	4.2292e+2	4.0318e+2
8	is	1.6984e+3	1.8503e+3	1.8807e+3	2.0783e+3	2.1542e+3	2.0783e+3
9	ju	8.2975e+2	9.6380e+2	9.9059e+2	1.1648e+3	1.2319e+3	1.1648e+3
		13	14	15	16	17	18
3	av	9.5874e+2	1.0035e+3	1.0260e+3	1.0483e+3	1.0617e+3	1.0797e+3
6	ca	3.8350e+2	4.2292e+2	4.4266e+2	4.6234e+2	4.7419e+2	4.8989e+2
8	is	2.0023e+3	2.1542e+3	2.2302e+3	2.3062e+3	2.3518e+3	2.4126e+3
9	ju	1.0979e+3	1.2319e+3	1.2989e+3	1.3660e+3	1.4061e+3	1.4598e+3
		19	20	21	22	23	24
3	av	1.0931e+3	1.1359e+3	1.0706e+3	1.0483e+3	9.1397e+2	8.9606e+2
6	ca	5.0175e+2	5.2711e+2	4.8208e+2	4.6234e+2	3.4409e+2	3.2834e+2
8	is	2.4582e+3	2.5842e+3	2.3822e+3	2.3062e+3	1.8503e+3	1.7896e+3
9	ju	1.5000e+3	1.5760e+3	1.4331e+3	1.3660e+3	9.6380e+2	9.1023e+2

Tabela 9.5: Injeção de potência ativa nas barras de geração para o PD - **solução básica**

de fluxo que será transferida da linha 14 para ela, no caso da falta, sem se sobrecarregar. A diminuição do fluxo da linha 3 é conseguida através da diminuição da geração da usina de Ilha Solteira, a qual está amarrada ao sistema através desta linha. Este fato pode ser observado através da figura (9.9).

A diminuição da potência gerada em (is), é, inicialmente, toda transferida para a usina de (av), como mostrado na figura (9.10). Esta transferência apesar de elevar o custo da política de geração é a mais sensata, tanto do ponto de vista das restrições de segurança quanto do ponto de vista das restrições de geração.

Resolvendo o problema de PDRS, e factibilizando as *restrições energéticas*, obteve-se a solução mostrada na figura (9.11).

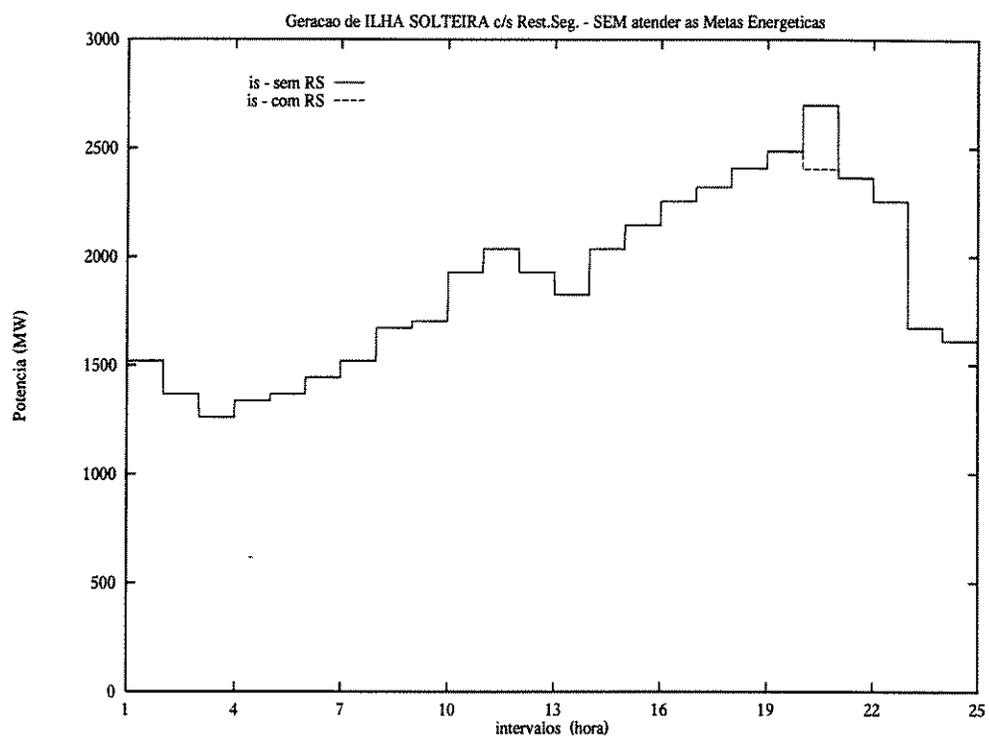


Figura 9.9: Geração de (is) com e sem restrição de segurança

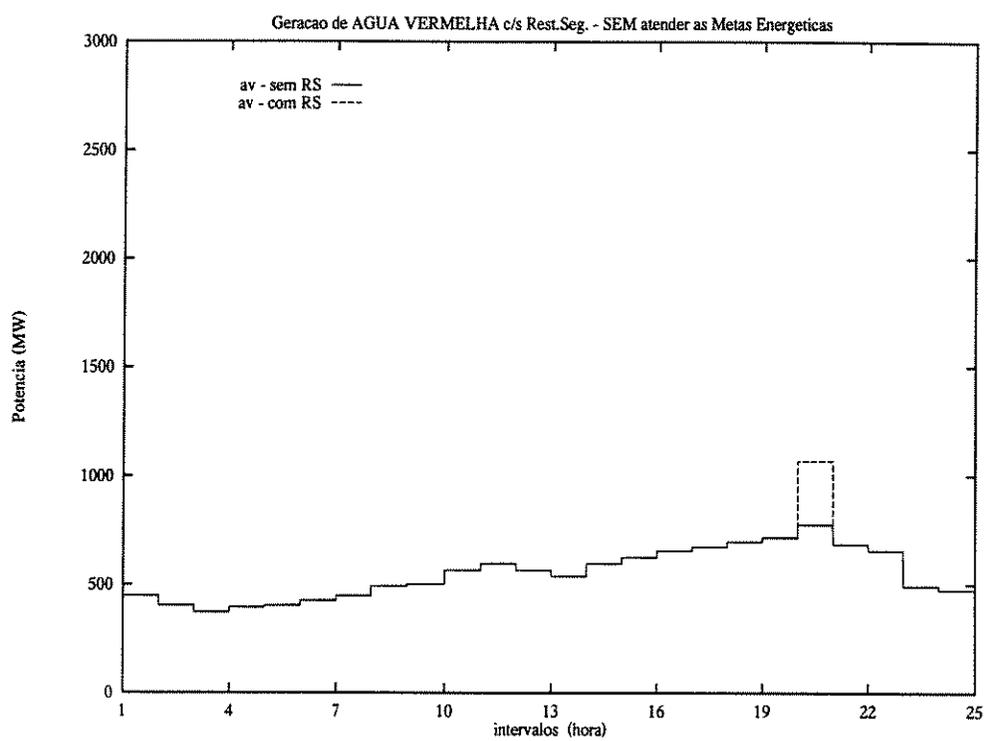


Figura 9.10: Geração de (av) com e sem restrição de segurança

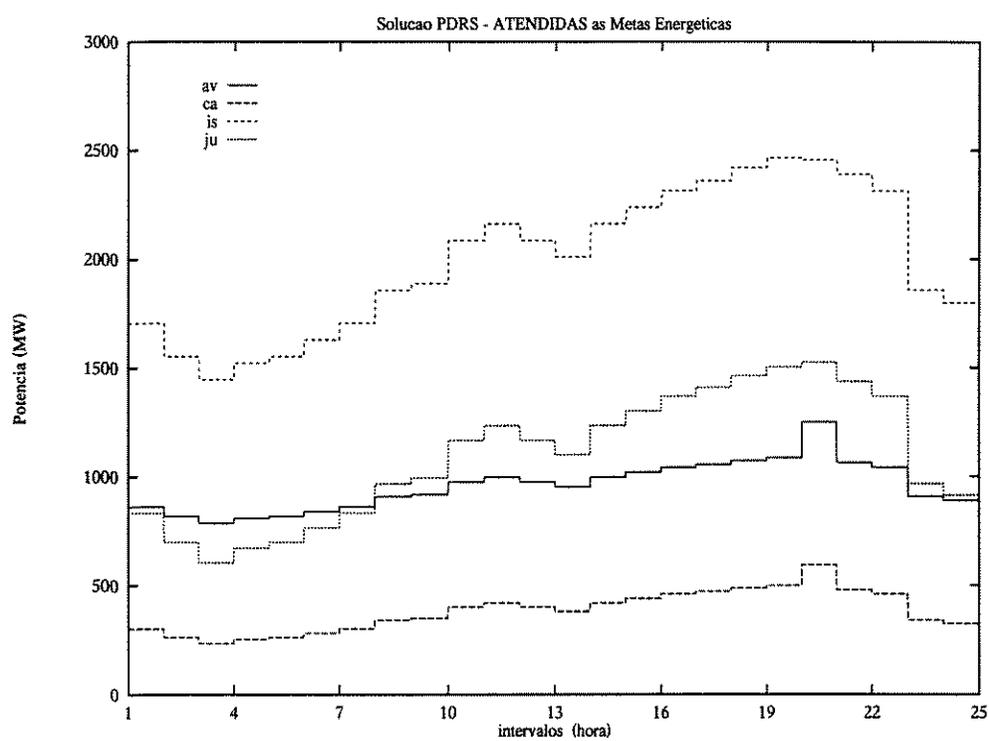


Figura 9.11: Solução do PDRS com restrição de segurança e metas energéticas

Para se conseguir a factibilização das restrições energéticas, o problema faz com que haja a transferência de um bloco de energia da usina de (av) para a usina de (ca), no intervalo de tempo $t = 20$. O maior consumo de água em $t = 20$ em (ca) é compensado nos demais intervalos do PD, factibilizando assim a meta energética. Com esta transferência há uma diminuição do degrau de geração na usina de (av). Esta solução (9.11), apresenta um custo maior que a solução dada em (9.8), porém é eletro-termo-hidro-energéticamente factível, e com maior nível de segurança.

Num outro teste feito sobre este sistema, acrescentou-se as duas primeiras restrições para o mesmo intervalo de tempo, e a solução mais econômica sobre este aspecto é mostrada na figura (9.12).

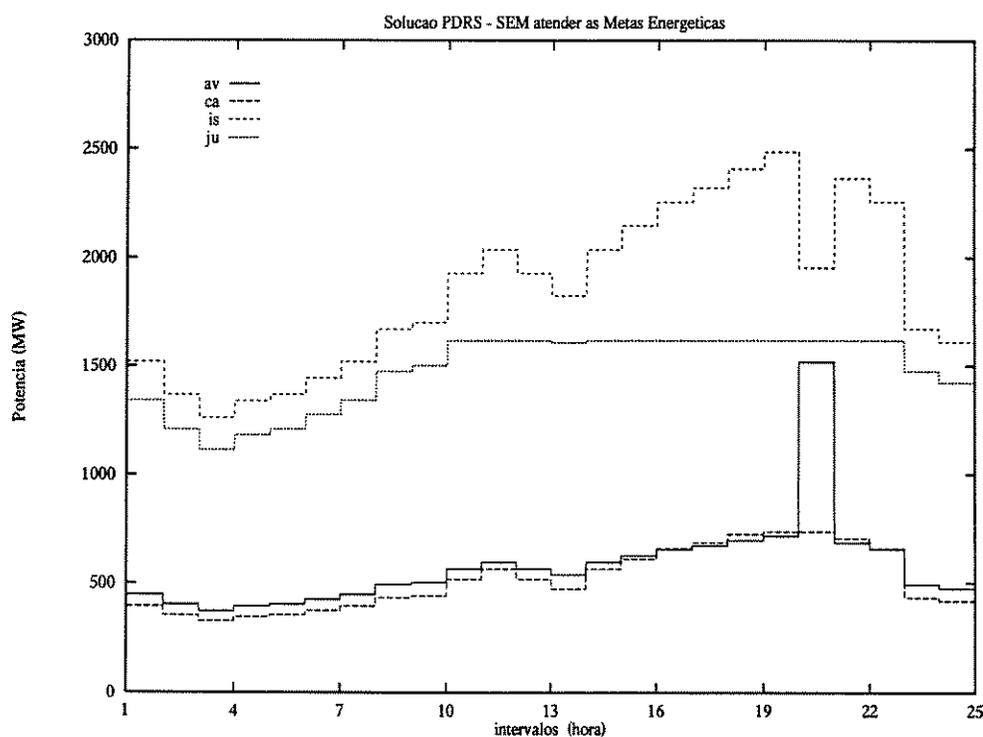


Figura 9.12: Solução do PDRS com as duas primeiras restrições de segurança acrescentadas

Observa-se nesta solução que a segunda restrição acrescentada, faz com que o degrau de geração da usina de (av) e (is) seja mais evidenciado. Isto é explicado pelo fato de se tentar diminuir o fluxo de potência da linha 13, que também conecta a usina de (is) ao sistema. Assim, caso a linha 14 venha a se encontrar no estado de contingência, o seu fluxo de potência será redistribuído através do restante do sistema. Deste modo as linhas

3 e 13 devem estar pouco carregadas para poderem absorver parte do fluxo vindo de 14. Para isto deve-se diminuir as gerações de (is) e (ju), aumentando-se consequentemente as de (av) e (ca).

A solução final, atendidas as metas energéticas, é dada em (9.13).

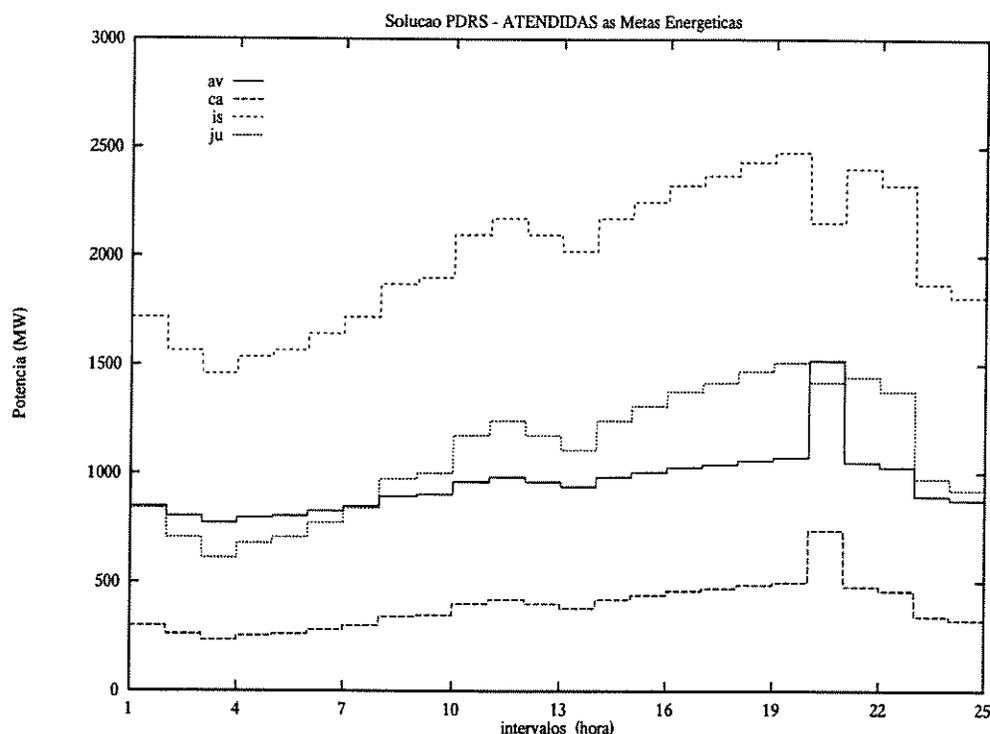


Figura 9.13: Solução do PDRS com as duas primeiras restrições de segurança, e energeticamente factível

Feita uma nova análise de contingências sobre a solução do PDRS, obteve-se os dados da tabela (9.6). Esta solução do PDRS além de **eliminar** as sobrecargas para as possíveis contingências que foram acrescentadas ao problema, faz também com que haja uma diminuição da sobrecarga no caso da ocorrência das contingências das linhas 12 e 11, mesmo não as tendo considerado no problema. Pode-se dizer então que de maneira global, a nova política de operação melhora, do ponto de vista da segurança, o nível de segurança do sistema.

A solução do PDRS produz um novo carregamento do sistema de transmissão, que comparado com o carregamento da solução do PD, é mais redistribuído, isto é, não ocorre problema de sobrecarga no sistema, como pode ser visto através da tabela (9.6) e da

Intervalo de tempo	Linha Contingente	Linha Sobrecarregada	Sobrecarga no PD	Sobrecarga no PDRS
t	k	l	$f_{l/k}$ (MW)	$f_{l/k}$ (MW)
20	14	3	41	0
	14	13	169	0
	12	11	110	101
	11	12	162	153
	13	3	61	0
	13	14	143	0

Tabela 9.6: Avaliação de contingências em cada intervalo de tempo do PDRS

figura (9.14).

Para finalizar a apresentação dos resultados obtidos, faz-se a comparação entre as gerações da usina de (av) com e sem restrições de segurança, sendo atendidas as metas energéticas, ou seja, na figura (9.15) mostra-se a solução do PD e PDRS para a usina de Água Vermelha.

Nesta figura (9.15), nota-se que no intervalo de tempo $t = 20$, a restrição de segurança encontra-se ativa, forçando uma maior geração na usina. Para factibilizar a respectiva meta energética de (av), o algoritmo faz com que nos demais intervalos de tempo do horizonte, a geração seja diminuída, consumindo conseqüentemente uma quantidade menor de água. Esta "economia" de água é para compensar o volume maior que será exigido no intervalo $t = 20$.

9.6 CENÁRIO 6 - Acréscimo de restrições de segurança em todos os intervalos críticos

Finalmente, foi acrescentada a primeira restrição de segurança para os intervalos de tempo $t = 17, 18, 19, 20$ e 21 , de acordo com a tabela (5.8). A solução do problema do PDRS é apresentada na figura (9.16).

Nesta nova solução, nota-se que para a factibilização das restrições de segurança acrescentadas, ocorre um decréscimo de geração nas usinas de Ilha Solteira e Jupia. Porém para o atendimento das metas energéticas é necessário que haja a compensação deste menor

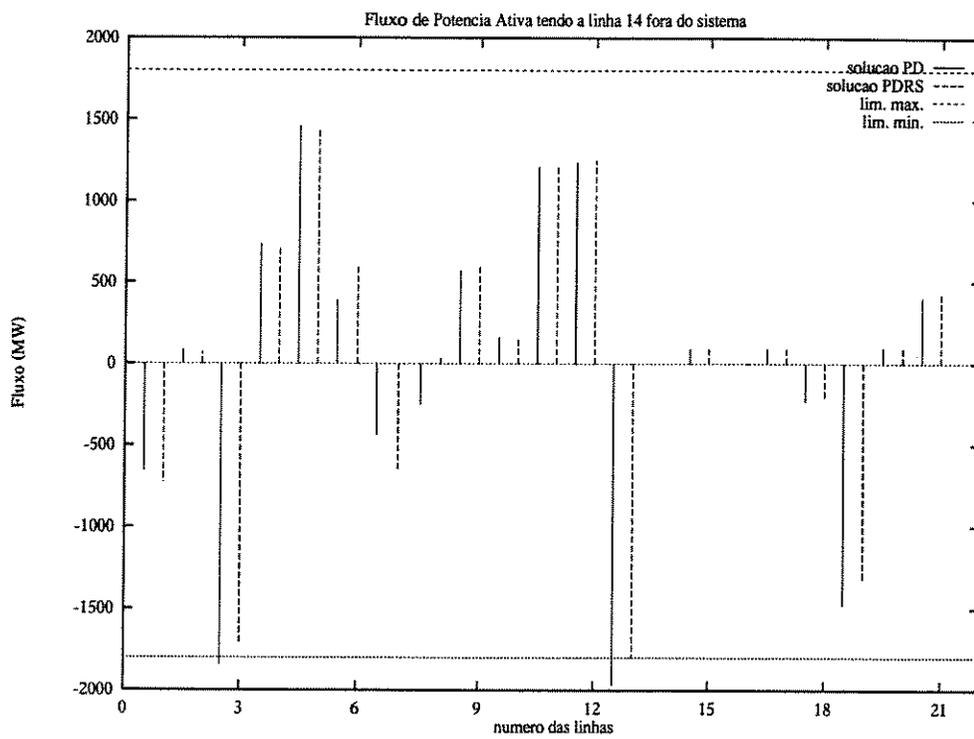


Figura 9.14: Comparação entre os fluxos antes e após o acréscimo das restrições de segurança

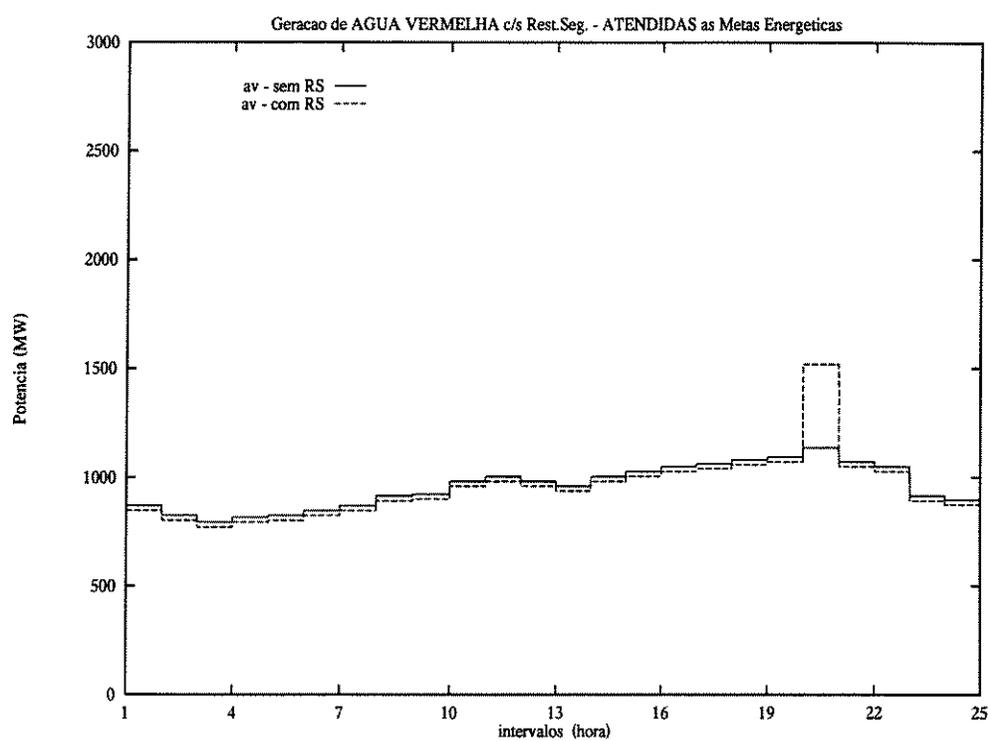


Figura 9.15: Geração da usina de (av) para o PD e o PDRS, atendidas as metas energéticas

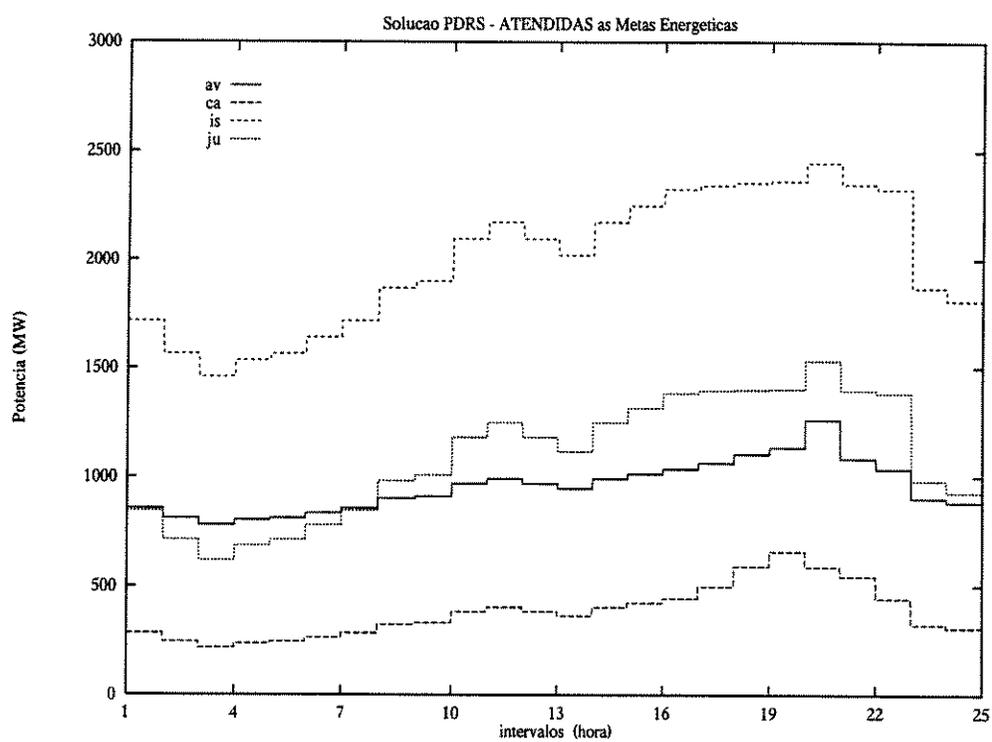


Figura 9.16: Solução do PDRS

volume de água necessário nestes intervalos. Assim, o problema força estas usinas a aumentarem as suas gerações nos demais intervalos do horizonte do PDRS, como apresentado na figura (9.17). Este decréscimo de geração no intervalo de tempo $t = 17, 18, 19, 20$ e 21 é compensado por um aumento nas usinas de Água Vermelha e Capivara, nos mesmos intervalos. Este aumento também é compensado, como mostra a figura (9.18).

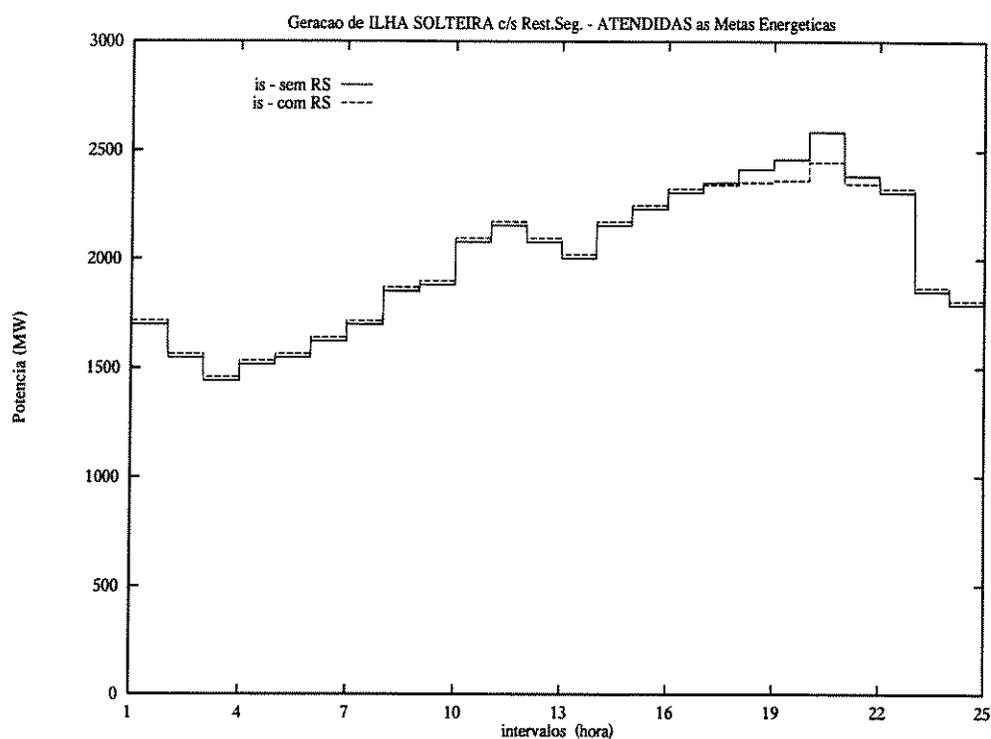


Figura 9.17: Solução do PDRS para a usina de Ilha Solteira

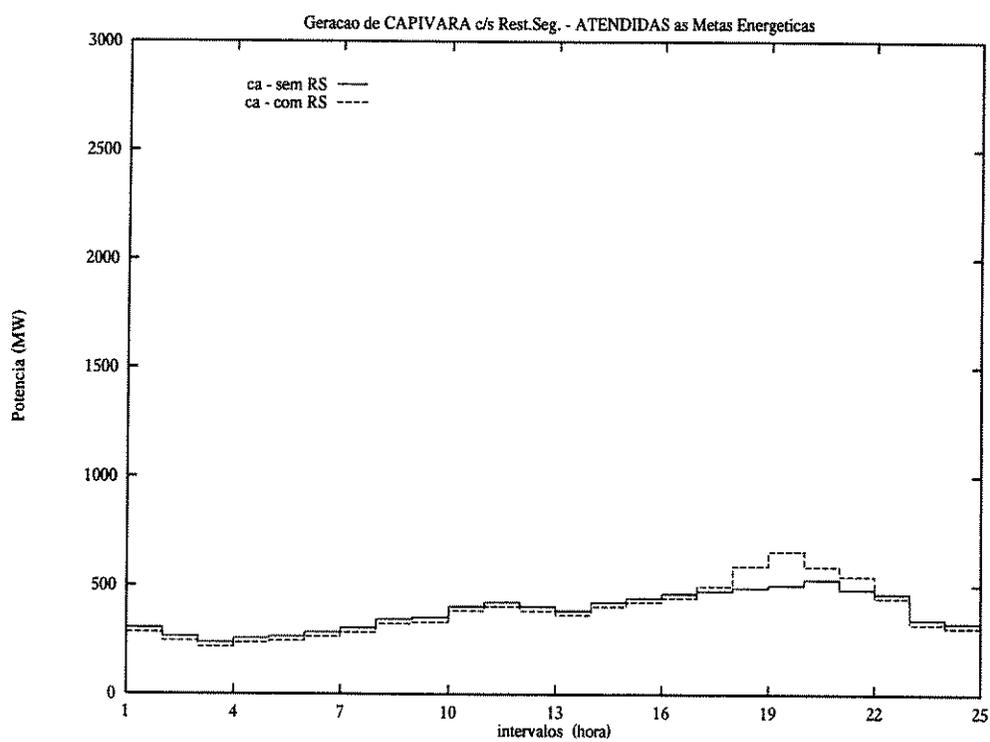


Figura 9.18: Solução do PDRS para a usina de Capivara

9.7 Comentários Finais

Feita uma nova análise de segurança a partir da **solução do PDRS**, obteve-se para aquelas contingências que foram acrescentadas, uma solução com maior nível de segurança, isto é, uma *solução segura*. Para as demais possíveis contingências não acrescentadas ao problema do PDRS, o nível de segurança permanece semelhante ao nível apresentado no PD.

Através da tabela (9.7) observa-se que a solução do PDRS para os intervalos 18 e 20 apresentam um valor de sobrecarga menor do que no caso do PD, porém para os intervalos 19 e 21 a sobrecarga será apenas um pouco maior.

Intervalo de tempo t	Linha Contingente k	Linha Sobrecarregada l	Sobrecarga no PD $f_{l/k}$ (MW)	Sobrecarga no PDRS $f_{l/k}$ (MW)
17	14	13	15	0
18	14	13	65	0
	11	12	58	63
	13	14	23	0
19	14	13	103	0
	12	11	30	37
	11	12	104	112
	13	14	66	0
20	14	3	41	0
	14	13	169	120
	12	11	110	107
	11	12	162	158
	13	3	61	22
	13	14	143	89
21	14	13	40	0
	11	12	27	30

Tabela 9.7: Avaliação de contingências em cada intervalo de tempo do PDRS

Este exemplo baseado no sistema CESP 440 kV apresenta uma região de estrangulamento da rede de transmissão. Nesta região, composta pelas linhas 5, 11 e 12 que alimentam o setor da Grande São Paulo, não pode haver nenhuma falha, a qual, dependendo do intervalo de tempo, pode acarretar violações de limites operacionais, ou até a necessi-

dade de se ter corte de carga. Como exemplo, no intervalo de tempo $t = 20$, a demanda neste setor é de 3900 MW e a soma dos limites máximos de fluxo das linhas que o ligam ao restante do sistema é de 6300 MW. Na ocorrência da perda de uma das linhas este valor cai para 4200 MW, valor este bastante próximo da demanda de carga do setor. Devido a este estrangulamento do sistema e grande consumo de energia do setor, as linhas 11 e 12 sempre estão colocadas na lista de contingências para os diversos intervalos de tempo.

Com a inclusão de todas as restrições de segurança para os respectivos intervalos de tempo, não foi possível, neste exemplo, obter uma solução factível do PDRS que atendesse a demanda total de carga do sistema.

Na realidade o nível de segurança do atendimento da demanda de carga da região da Grande São Paulo é bem maior do que o deste exemplo, pois existem outras linhas que a alimentam, como por exemplo as linhas que chegam da usina de Itaipú.

9.8 Conclusões

Melhorar o nível de segurança de uma dada solução de PD implica em reprogramar a operação de modo que na nova solução haja um menor carregamento nas linhas candidatas à sobrecarga. Isto equivale a um problema de PD em que as linhas candidatas estão sujeitas a uma redução na sua capacidade de transmissão. Em termos matemáticos, o PDRS equivale ao PD com restrições adicionais de fluxo de potência ativa, e assim, o PDRS apresenta as mesmas características do PD.

Em termos práticos, se o PD é efetuado em um período em que o sistema apresenta poucas variações na sua configuração e há normalidade nas necessidades de mercado, então o conjunto de eventos críticos também deve se manter constante. Nestes casos, pode-se resolver diretamente o PDRS, sem passar pelos "bloco 1" e "bloco 2" da figura (8.4).

Se, por outro lado, é um período de grandes alterações na configuração, e principalmente, se o sistema está operando em uma configuração pouco usual, como por exemplo, consequência da saída forçada de um equipamento importante, então, nestes casos, as técnicas de Análise de Contingência Linear são de grande utilidade, pois fornecem informações importantes sobre os estados pós-contingências, com baixo custo computacional. Nesta situação, é provável que não se consiga uma solução de PD segura, sendo necessário priorizar os eventos críticos.

Capítulo 10

Conclusão

Esta dissertação apresentou um algoritmo para solução do problema de Pré-Despacho com Restrições de Segurança baseado nas técnicas de Continuação. A metodologia desenvolvida demonstrou-se bastante eficiente para a resolução do problema, pois o método da continuação utiliza a solução anterior para a obtenção da solução seguinte, e é exatamente este detalhe do algoritmo que é interessante tanto para a otimização do sistema elétrico, através do FCLO e do FCRS, quanto para a factibilização das metas energéticas.

A solução obtida através do PDRS mostrou-se coerente com relação ao nível de segurança desejado para a política de operação do sistema, isto é, obteve-se um *sistema seguro* para as possíveis contingências consideradas no problema. No exemplo estudado não foi possível incluir todas as contingências, pois o sistema apresenta um estrangulamento no setor do sistema de transmissão que alimenta a região da Grande São Paulo.

As ferramentas de análise de segurança utilizadas mostraram-se bastantes satisfatórias na determinação dos pontos críticos do sistema a partir da solução básica do PD. Observou-se que a ordenação das possíveis contingências através do índice de performance incremental realizada antes do processo de avaliação reduz o número de contingências analisadas, diminuindo assim o esforço computacional necessário para a etapa de análise de segurança.

O algoritmo foi implementado em MATLAB, em estação SUN Sparc IPX, Classic e IPC, e foi testado num exemplo reduzido da Companhia Energética do Estado de São Paulo - CESP de 440 kV e num sistema IEEE 24 barras. Em termos de tempo computacional a resolução do PD e PDRS requereram aproximadamente 1 hora até à convergência. Este elevado tempo computacional não é devido à metodologia, pois esta depende fortemente

do número de restrições ativas, as quais em sistemas reais são em geral reduzidas, mas sim devido ao Matlab, o qual tem grande eficiência em termos de programação, porém pouco eficiente em termos de tempo computacional. Como o objetivo era desenvolver uma nova metodologia, não houve uma maior preocupação com o tempo computacional exigido.

O algoritmo apresentado possui o potencial de determinar uma política de operação de curto prazo *ótima-segura*, podendo ser uma ferramenta de grande utilidade em estudos de planejamento da operação de curto prazo, sendo que alguns aspectos devam ser trabalhados futuramente. O primeiro deles é implementar uma nova versão do programa em linguagem C, visando diminuir o tempo de CPU e podendo vir a ser aplicado no planejamento de sistemas reais de grande porte, como por exemplo no sistema sul-sudeste brasileiro. Outro aspecto, seria utilizar algoritmos de inteligência artificial na etapa da análise de segurança, baseados em regras de operação obtidas a partir da experiência dos operadores do sistema. Seria interessante também estudar o comportamento da política de operação do sistema levando-se em conta a patamarização da curva de demanda de carga em intervalos de diferentes duração de tempo, como por exemplo de 2 a 3 horas para períodos de carga mais constantes e de 10 a 15 minutos para períodos que apresentam grandes variações de carga. A formulação também poderá ser complementada através da inclusão da parte reativa do sistema.

Apêndice A

Aproximações da sub-rede N2

O fluxo contingente em termos do caso base, como visto, é dado por:

$$f_{l/k} = f_l + \rho_{l/k} \cdot f_k \quad (\text{A.1})$$

sendo $\rho_{l/k}$ definido por:

$$\rho_{l/k} = \frac{\Delta y_k}{y_k} \cdot \frac{y_l \cdot x_{l/k}}{1 - \Delta y_k \cdot x_k} \quad (\text{A.2})$$

onde:

- y_l, y_k - magnitude da admitância das linhas l e k , respectivamente
- Δy_k - magnitude da admitância da linha contingente k retirada do sistema
- x_k - resistência equivalente de entrada, vista das barras que conectam a linha k ao sistema
- $x_{l/k}$ - "fator de transferência" de resistência da linha k para a linha l

A aproximação sugerida pelo método consiste em não calcular exatamente o parâmetro $\rho_{l/k}$, mas sim *estimá-lo* através de aproximações feitas sobre a rede, em cada filtro F_i da sequência, de forma que:

$$\tilde{\rho}_{l/k}^{F_i} \leq \rho_{l/k} \leq \hat{\rho}_{l/k}^{F_i} \quad (\text{A.3})$$

Para se obter os valores inferior e superior de $\rho_{i/k}$, faz-se uma estimativa dos limites inferior e superior de x_k e de $x_{i/k}$, como em [11], de modo que:

$$\tilde{x}_k \leq x_k \leq \hat{x}_k \quad (\text{A.4})$$

$$\tilde{x}_{i/k} \leq x_{i/k} \leq \hat{x}_{i/k} \quad (\text{A.5})$$

A.1 Estimação dos limites de x_k

Dada a linha k conectada às barras i, j , para o circuito exemplo da figura (A.1).

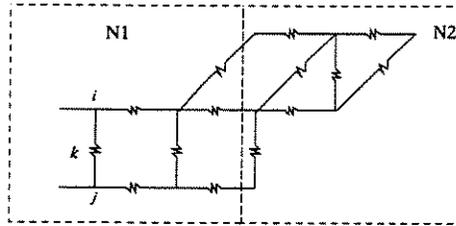


Figura A.1: Exemplo de sub-divisão de rede

O limite inferior \tilde{x}_k e superior \hat{x}_k são dados pelas resistências de entrada, vistas para as seguintes aproximações da sub-rede N2, como mostrado nas figuras (A.2.a) e (A.2.b).

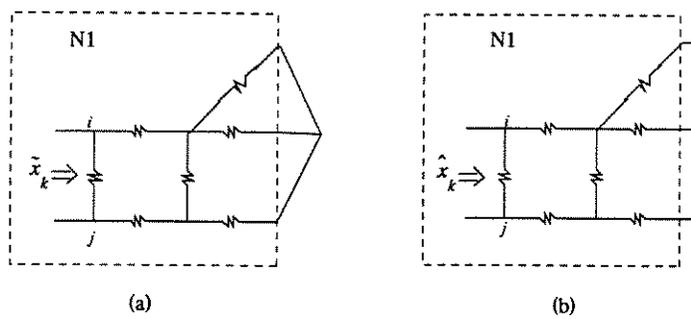


Figura A.2: Interpretação da aproximação da rede para \tilde{x}_k e \hat{x}_k

No primeiro caso a sub-rede N2 é curto-circuitada (resistência zero), o que diminui a resistência equivalente de entrada; no segundo caso, a sub-rede N2 é um circuito aberto (resistência infinita), aumentando a resistência equivalente de entrada.

A.2 Estimação dos limites de $x_{i/k}$

O limite estimado mais simples e conservativo ocorre quando a maior proporção possível de injeção na barra i (e remoção na barra j) flui através da linha l , figura (A.3.a). Nestas condições, a sub-rede N2 que conecta as linhas k e l , se aproximada como na figura (A.3.b) fornece o limite superior estimado para $x_{i/k}$, e o inferior se aproximada como em (A.3.c). Estas aproximações são realizadas no filtro número 1.

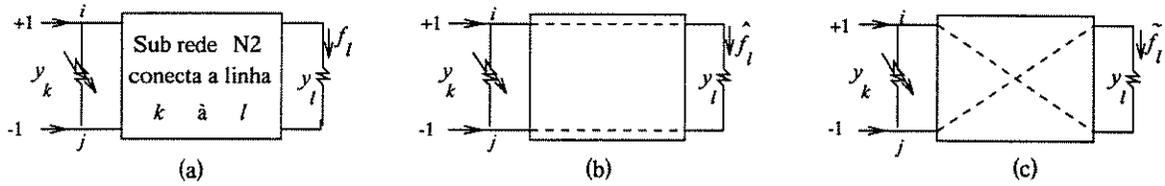


Figura A.3: Aproximação da sub-rede N2 para $\tilde{x}_{i/k}$ e $\hat{x}_{i/k}$ para F_1

Para o filtro 2, a sub-rede N1 é expandida, podendo conter a porção da rede que conecta a linha k a ser retirada à linha l analisada. Com o critério de expansão adotado, tem-se a divisão da rede como mostrada na figura (A.4.a).

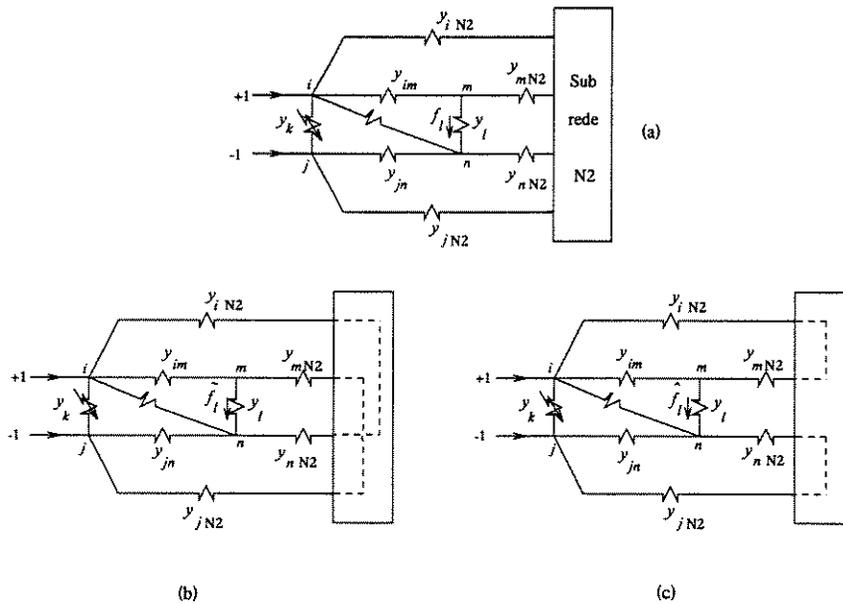


Figura A.4: Aproximação da sub-rede N2 para $\tilde{x}_{i/k}$ e $\hat{x}_{i/k}$ para F_2

Elaborada a divisão da rede, as aproximações para se estimar os limites inferior e superior de $x_{i/k}$ são apresentadas na figura (A.4.b) e (A.4.c).

Apêndice B

Rede adjunta

Após a execução de um simples FCLO, tem-se obtido o vetor ângulo de barra $\underline{\Theta}$.

Para obter o índice de performance incremental, ΔIP_k , para cada possível contingência k , avalia-se o mesmo através dos dados do caso base e da abertura angular através da linha para uma "nova" rede, chamada de *rede adjunta*.

Esta rede adjunta tem a mesma configuração da rede original, porém tem um vetor de injeção de potência dado em função do grau de importância de cada linha do sistema. O vetor injeção de potência da rede adjunta, \underline{p}^* , é:

$$\underline{p}^* = W \cdot \underline{\Theta} \quad (\text{B.1})$$

onde W é uma matriz que *reflete a "importância" da linha*, e é dependente do:

- w_k - peso da linha analisada k
- f_k^{max} - limite máximo de fluxo da linha analisada
- b_k - susceptância da linha analisada

e é definida como:

$$W_d \stackrel{\text{def}}{=} \text{diagonal} \left[\frac{w_1}{K_1^2} \frac{w_2}{K_2^2} \dots \frac{w_k}{K_k^2} \dots \frac{w_{nl}}{K_{nl}^2} \right] \quad (\text{B.2})$$

onde:

$$K_k = \frac{f_k^{max}}{b_k} \quad (\text{B.3})$$

Portanto o vetor ângulo de barra da rede adjunta $\underline{\Theta}^*$ é dado por:

$$\underline{\Theta}^* = X \cdot \underline{p}^* \quad (\text{B.4})$$

e conseqüentemente, a abertura angular $\Delta\Theta_k^*$ através da linha k , conectada às barras i, j , utilizada pelo método de seleção de contingências é:

$$\Delta\Theta_k^* = \Theta_i^* - \Theta_j^* \quad (\text{B.5})$$

BIBLIOGRAFIA

- [1] **Ohishi, T.**, "Planejamento da Operação de Curto Prazo de Sistemas Hidrotérmicos Predominantemente Hidráulicos", *Tese de Doutorado, Universidade de Campinas*, 1990.
- [2] **Soares, S.**, "Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos", *SBA: Controle de Automação*, Vol. 1, nº 2.
- [3] **Monticelli, A.**, "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", *Edgar Blucker*, 1983.
- [4] **Stott, B. e Alsac, O. e Monticelli, A. J.**, "Security Analysis and Optimization", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-75, nº 12, dezembro, 1987.
- [5] **Fracaro, A. V. e Ohishi, T.**, "Análise de Contingência Linear de um Modelo de Pré-Despacho", *XXV Congresso da SOBRAPO*, Vol. 1, Campinas, outubro, 1993.
- [6] **Schlueter, R. A. e Sekerke, J. E. e Costi, A. G.**, "Improved Contingency Measures for Operation and Planning Applications", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, nº 4, outubro, 1989.
- [7] **Ejebe, G. C. e Wollenberg, B. F.**, "Automatic Contingency Selection", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-98, janeiro/fevereiro, 1979.
- [8] **Irisarri, G. D. e Sasson, A. M.**, "An Automatic Contingency Selection Method for On-Line Security Analysis", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, nº 4, abril, 1981.
- [9] **Mikolinnas, T. A. e Wollenberg, B. F.**, "An Advanced Contingency Selection Algorithm", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, nº 2, fevereiro, 1981.
- [10] **Enns, Mark. K. e Quada, John. J. e Sackett, Bert**, "Fast Linear Contingency Analysis", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101, nº 4, abril, 1982.

- [11] **Galiana, F. D.**, "Bound Estimates of the Severity of Line Outages in Power System Contingency Analysis and Ranking", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-103, n^o 9, setembro, 1984.
- [12] **Brandwajn, V.**, "Efficient Bounding Method for Linear Contingency Analysis", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, n^o 1, fevereiro, 1988.
- [13] **Brandwajn, V. e Liu, Y. e Lauby, M. G.**, "Pre-Screening of Single Contingencies Causing Network Topology Changes", *IEEE Trans. on Power Systems*, junho, 1990.
- [14] **Zaborszky, J. e Whang, K. e Prasad, K.**, "Fast Contingency Evaluation Using Concentric Relaxation", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-99, n^o 1, janeiro/fevereiro, 1980.
- [15] **Lauby, M. G.**, "Evaluation of a Local DC Load Flow Screening Method for Branch Contingency Selection of Overloads", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 3, n^o 3, agosto, 1988.
- [16] "IEEE Reliability Test System", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-98, n^o 6, novembro/dezembro, 1979.
- [17] **Pereira, M. V. F. e Monticelli, A. e Pinto, L. M. V. G.**, "Security-Constrained Dispatch with Corrective Rescheduling", *IFAC Electric Energy Systems*, Rio de Janeiro, Brasil, 1985.
- [18] **Monticelli, A. e Pereira, M. V. F. e Granville, S.**, "Security-Constrained Optimal Power Flow with Post-Contingency Corrective Rescheduling", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. PWRS-2, n^o 1, fevereiro, 1987.
- [19] **Pereira, M. V. F. e Pinto, L. M. V. G. e Monticelli, A.**, "Economic Dispatch with Security-Constrained Rescheduling", *Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 9, n^o 2, abril, 1987.
- [20] **Granville, S. e Viacava, N. M. C. e Pereira, M. V. F. e Monticelli, A.**, "Cálculo Automático de Despacho Preventivo e Corretivo levando em consideração Restrições de Segurança na Rede Elétrica", *IX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Grupo de Sistema de Potência, Belo Horizonte, Brasil, 1987.
- [21] **Carmo, A. A. e Ohishi, T.**, "Fluxo de Carga Linear Ótimo Paramétrico", *XXV Congresso da SOBRAPO*, Vol. 1, Campinas, outubro, 1993.

- [22] **Fracaro, A. V. e Carmo, A. A. e Ohishi, T.**, "Fluxo de Carga Linear Ótimo com Restrições de Segurança via Método da Continuação", *10^o Congresso Brasileiro de Automática e 6^o Congresso Latino Americano de Controle Automático*, Rio de Janeiro, "a ser apresentado em setembro, 1994".
- [23] **Carpentier, J. L.**, "Optimal Power Flows: Uses, Methods and Developments", *IFAC Electric Energy Systems*, Rio de Janeiro, Brasil, 1985.
- [24] **Carpentier, J.**, "Contribution à l'étude du Dispatching Economique", *Bulletin de la Société Française des Electriciens*, Ser. 8, Vol. 3, agosto, 1962.
- [25] **Carpentier, J.**, "Towards a Secure and Optimal Automatic Operation of Power Systems", *Électricité de France*, Paris, França.
- [26] **Zangwill, W. I. e Garcia, C. B.**, "Pathways to Solution, Fixed Points, and Equilibria", *Prentice-Hall*, 1981.
- [27] **Bazaraa, M. S. e Shetty, C. M.**, "Nonlinear Programming", *John-Wiley*, 1979.
- [28] **Ohishi, T. e Soares, S. e Carvalho, M. F. H.**, "A Short Term Hydrothermal Scheduling Approach for Dominantly Hydro Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 6, n^o 2, maio, 1991.
- [29] **Fracaro, A. V. e Carmo, A. A. e S. Soares e Ohishi, T.**, "Planejamento de Curto Prazo de Sistemas Hidrotérmicos Predominantemente Hidráulico - Abordagem Híbrida", *VII Congresso Latino-Ibero Americano de Investigacion de Operaciones e Ingenieria de Sistemas - CLAIO*, Santiago, Chile, "a ser apresentado em julho, 1994".
- [30] **Raithel, R. e Virmani, S. e Kim, S. e Ross, D.**, "Improved Allocation of Generation Through Dynamic Economic Dispatch", *Proc. PSCC Conf.*, Lausanne, julho, 1981.
- [31] **Ross, D. W. e Kim, S.**, "Dynamic Economic Dispatch of Generation", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-99, n^o 6, novembro/dezembro, 1980.
- [32] **Bertsekas, D. P. e Lauer, G. S. e Sandell, N. R. e Posbergh, T. A.**, "Optimal Short-Term Scheduling of Large-Scale Power Systems", *IEEE Trans. on Automatic Control*, Vol. AC-28, n^o 1, janeiro 1983.
- [33] **Merlim, A. e Sandrin, P.**, "A New Method for Unit Commitment at Electricite de France", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, n^o 5, maio, 1983.

- [34] **Brannlund, H. e Bubenko, J. A. e Sjelvgren, D. e Anderson, N.**, "Optimal Short Term Operation Planning of a Large Hydrothermal Power System Based on a Nonlinear Network Flow Concept", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. PWRS-1, n^o 4, novembro, 1986.
- [35] **Merlim, A. e Lauzanne, B. e Maurras, J. F. e Auge, J. e Ziglioli, M.**, "Optimization of Short-term Scheduling of EDF Hydraulic Valleys with Coupling Constraints: The Ovide Model", *Proc. PSCC Conf.*, Lausanne, agosto, 1981.
- [36] **Pereira, M. V. F. e Pinto, L. M. V. G.**, "A Decomposition Approach to the Economic Dispatch of Hydrothermal Systems", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101, n^o 10, outubro, 1982.
- [37] **Habibollahzadeh, H. e Bubenko, J. A.**, "Application of Decomposition Techniques to Short Term Operation Planning of Hydrothermal Power System", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. PWRS-1, n^o 1, fevereiro, 1986.
- [38] **Brannlund, H. e Sjelvgren, D. e Bubenko, J. A.**, "Short Term Generation Scheduling with Security Constraints", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 3, n^o 1, fevereiro, 1988.
- [39] **Johannesen, A. e Gjelsvik, A. e Fosso, O. B. e Flatabo, N.**, "Optimal Short Term Scheduling Including Security Constraints", *IEEE Trans. on Power Systems*, junho, 1990.