Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica

Este exemplar corresponde a redação final da tese
defendida por Heder Délcio da Costa
Abrantes e aprovada pela Comissão
Julgada em 03 / 03 / 2000
Orientador

MÉTODO EFICIENTE PARA ELIMINAR SOBRECARGAS EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA BASEADO EM OTIMIZAÇÃO NÃO LINEAR

Por:
Heder Délcio da Costa Abrantes

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Júnior (Orientador) - DSEE/FEEC/UNICAMP
Prof. Dr. Geraldo Roberto Martins da Costa - Escola de Engenharia de São Carlos - USP
Prof. Dr. Paulo Augusto Valente Ferreira - DT/FEEC/UNICAMP
Prof. Dr. Carlos Alberto Favarin Murari - DSEE/FEEC/UNICAMP (suplente)

Campinas, fevereiro de 2000.

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

2001345

UNIDADE BC
N.º CHAMADA:
T/UNICAMP
Ab84m
V. Ex.
TOMBO BC/ 42265
PROC. 16.278/00
C [ ] D [X]
PREÇO R$ 11,00
DATA 22/09/00
N.º CPD

CM-00145889-0

13 ID 276973

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

Ab84m

Abrantes, Heder Délcio da Costa
Método eficiente para eliminar sobrecargas em sistemas de energia elétrica baseado em otimização não linear / Heder Délcio da Costa Abrantes.--Campinas, SP: [s.n.], 2000.

Orientador: Carlos Alberto de Castro Júnior.
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas de energia elétrica. 2.Programação não-linear. 3. Heurística. I. Castro Júnior, Carlos Alberto. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Àqueles que, próximos ou distantes,
me acompanharam durante esses dois anos
criticando ou apoiando minhas idéias e decisões.

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE

AGRADECIMENTOS

Desejo expressar meus sinceros agradecimentos

ao professor Carlos Alberto de Castro Júnior pela excelente orientação, paciência e amizade nesses dois anos de trabalho em conjunto;

ao professor Ariovaldo V. Garcia pelas dicas de LaTeX;

aos demais professores do DSEE pela amizade e apoio;

ao professor Paulo Augusto Valente Ferreira pelas idéias;

ao professor Francisco A. M. Gomes Neto do Instituto de Matemática pela enorme paciência e dedicação na detecção de erros primários;

à minha família pelo incentivo e dedicação;

à minha Virgínia pelo carinho;

aos amigos pela ajuda, amizade e por proporcionarem um ambiente de trabalho descontraído e produtivo;

à Miriam, administradora da rede de computadores do DSEE, pela competência e apoio;

à Fapesp pelo apoio financeiro.

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE

RESUMO

Este trabalho apresenta um método simples e eficiente para eliminar ramos sobrecarregados em sistemas elétricos de potência. Redespacho de geração e corte de carga são usados como controles. As ações de controle são definidas através de métodos de programação não linear. A idéia de otimização local adaptativa é usada para os controles de redespacho de geração. Corte de carga é usado como último recurso, ou seja, quando nenhum gerador pode ser redespachado. Heurísticas foram adicionadas de forma a aumentar a velocidade do processo computacional bem como para incluir aspectos práticos relacionados à operação de sistemas de potência. Foi desenvolvido um procedimento específico para resolver casos críticos, onde as ações de controle extremo são definidas. A idéia é sempre a de manter o novo ponto de operação o mais próximo possível do original. O método pode ser útil em estudos de planejamento de expansão, análise de segurança e avaliação de confiabilidade de sistemas de potência. Algumas simulações foram realizadas utilizando sistemas diversos com o objetivo de mostrar a eficiência do método proposto.

ABSTRACT

In this work a simple and efficient method for eliminating branch overloads in power systems is presented. Generation rescheduling (GR) and load shedding (LS) are used as controls. Control actions are defined through the use of non linear programming. The idea of adaptative local optimization is used for the definition of GR. LS is used as a last resort, that is, when further GR is no longer possible. Heuristics are added in order to speed up the computation process and to include practical aspects of power systems operation into it. A special procedure is carried out in case of critical situations, where emergency control actions are defined. The idea is to keep the new operating point as close as possible to the original one. The method can be a helpful tool for operation planning studies, security analysis and reliability evaluation of power systems. Simulations have been carried out for small test to large real life systems in order to show the efectiveness of the proposed method.

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE

Sumário

1 Introdução 1
1.1 Uma visão geral da operação de redes elétricas 1
1.2 Definição do problema 5
1.3 Objetivos do trabalho de mestrado 6
1.4 Análise dos resultados 6

2 Revisão matemática 7
2.1 A definição de Lagrangeano 7
2.2 Método do gradiente de passo da maior descida 8
2.2.1 Algoritmo 8
2.2.2 Convergência global 9
2.3 Método de Fibonacci [9] 10
2.3.1 Busca unidimensional 10
2.3.2 Algoritmo 11
2.3.3 Unimodalidade da função objetivo 12
2.4 Interpolação Cúbica [9] 12

3 Estudo de métodos para eliminar sobrecargas 14
3.1 Introdução 14
3.2 Análise de métodos diretos para eliminar sobrecargas em ramos . 15
3.3 Métodos de incremento nas variáveis de estado ([10] a [12]) 16
3.4 Método baseado em fatores de sensibilidade [13] 22
3.5 Método de otimização local [7] 23
3.5.1 Formulação do problema 23
3.5.2 Estratégias de controle 27
3.5.3 Algoritmo 28
3.5.4 Considerações sobre o método 29

4 Modificações no método básico 30
4.1 Iterações X Estratégias 30
4.2 Resultado danoso após controle 31
4.3 Otimização local adaptativa 31
4.4 Mudança do cálculo da função objetivo 33
4.5 Troca de g por B' 33

4.6 Eliminação do passo 6 34
4.7 Inserção da restrição dos limites 35
4.8 Rotinas para encontrar melhor passo 37
4.9 Emergência extrema 38
4.10 Algoritmo proposto 39
4.11 Heurísticas 40
4.12 Comentários gerais 41

5 Testes 42
5.1 Sistemas utilizados 42
5.2 Testes com o sistema de 14 barras 42
5.2.1 Unimodalidade da função objetivo 42
5.2.2 Contador de estratégias separado do contador de iterações 44
5.2.3 Verificação de piora na função objetivo 46
5.2.4 Emergência extrema 46
5.2.5 Teste com todos os controles possíveis 48
5.2.6 Geração de potência negativa 49
5.2.7 Comparação entre o método de Fibonacci e a interpolação cúbica 50
5.3 Testes com sistema de 300 barras [17] 51
5.3.1 Redespacho de geração 51
5.3.2 Corte de carga 52
5.3.3 Emergência extrema 52
5.3.4 Desvio do despacho ótimo 53
5.4 Testes com sistema de 904 barras 55
5.4.1 Comparação entre os métodos de otimização local e otimização local adaptativa 55
5.4.2 Duas sobrecargas 56
5.4.3 Verificação de piora na função objetivo 58

6 Conclusões 59

Referências Bibliográficas 62

A Generation Shift Factor (GSF) 64

B Interpolação cúbica 66

C Relatório de saída de dados 68

Lista de Figuras

1.1 Funções de supervisão e controle de rede 4

2.1 Procura do mínimo 9
2.2 Função unimodal 10
2.3 Caminhos de procura do mínimo 12

3.1 Sistema radial 15
3.2 Exemplo numérico (a) 20
3.3 Exemplo numérico (b) 21

4.1 Região pré-definida (2 vizinhanças) em torno do ramo $k-m$ 34
4.2 Sistema de 3 barras 35
4.3 Caminhos de procura do mínimo 36

5.1 Sistema de 14 barras 43
5.2 Unimodalidade da função objetivo 44
5.3 Sistema reduzido 48
5.4 Região de trabalho 54
5.5 Representação gráfica da função objetivo total 57
5.6 Função objtetivo final após controle 57

Lista de Tabelas

1.1 Estados de operação da rede [21] 3

3.1 Consequências das variações angulares 21

5.1 Mesma estratégia para iterações externas diferentes 45
5.2 Sobrecarga residual após controle 45
5.3 Refazer ações de controle que resultarão em novas soluções 46
5.4 Exemplo de ações de controle de emergência extrema 47
5.5 Execução de todos os controles possíveis para eliminar uma sobrecarga 49
5.6 Valores da sensibilidade de alguns geradores com relação ao ramo 6-13 49
5.7 Geração negativa na barra 6 50
5.8 Comparação entre métodos para cálculo do passo ótimo 51
5.9 Redespacho no gerador 7002 52
5.10 Redespacho no gerador 7002 e corte de carga na barra 8 52
5.11 Corte e redespacho em quaisquer barras da terceira vizinhança 53
5.12 Redespacho usando otimização local adaptativa 54
5.13 Otimização local adaptativa (proposta) 55
5.14 Otimização local [7] 55
5.15 Teste resolvendo duas sobrecargas 56
5.16 Controle danoso 58

Capítulo 1

Introdução

1.1 Uma visão geral da operação de redes elétricas

O conceito de operação de redes elétricas tem evoluído ao longo do tempo. A idéia básica, e que era praticada pelas companhias concessionárias de energia, é de que a operação deveria cumprir os seguintes objetivos [1]:

- garantir o fornecimento de energia às cargas;
- garantir o despacho econômico da geração de energia;
- garantir uma reserva girante (*spinning reserve*) para cobrir possíveis aumentos de carga não previstos e perdas de unidades geradores;
- verificar os efeitos potenciais da retirada de equipamentos de operação para manutenção.

Alguns fatores, no entanto, levaram a mudanças nessa idéia. Principalmente a partir dos anos 60, notou-se que:

- a demanda de energia sempre crescia, a despeito das variações econômicas e desenvolvimentos políticos;
- a manutenção de um sistema elétrico robusto que pudesse atender à carga crescente e ainda operar normalmente sob contingências se tornou economicamente inviável;
- a massiva interligação de sistemas, que por um lado vinha a aumentar a capacidade de despacho de geração, também contribuía para um aumento dos níveis de insegurança da rede em situações de contingências;

- a falta de investimentos na expansão da rede elétrica, aliada ao crescimento da demanda, levou os equipamentos existentes a operarem mais próximos de seus limites físicos (de operação).

Um fato marcante na área da operação de redes elétricas foi o *blackout* da região Nordeste dos Estados Unidos da América em Novembro de 1965. Em uma região densamente povoada e com alto índice de industrialização, os efeitos do *blackout* foram significativos. Este evento foi o maior em área atingida e em número de pessoas atingidas, sendo que, algumas áreas ficaram desenergizadas por até 24 horas.

A partir daí, tomou força o conceito de *controle de segurança*, que já vinha sendo discutido há algum tempo (na época). A ampliação do conceito da operação de redes incluíndo a *análise de segurança* foi inevitável [2, 3].

A idéia da operação automatizada de redes em tempo real também ganhou força, principalmente devido ao:

- aumento da complexidade da operação das redes, limitando a ação eficiente dos operadores;
- fato de que a inclusão do controle de segurança aumentava muito o volume de análises (e cálculos) a serem executados;
- rápido desenvolvimento da tecnologia de computação digital e à queda acelerada dos preços dos equipamentos, passando a permitir sua utilização na realização das tarefas exigidas na operação segura de redes.

De fato, a instalação de Centros da Operação do Sistema (COS) é uma tendência mundial. Como exemplos de COS no Brasil, pode-se citar os da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) e das Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG), ambos em fase de implantação e desenvolvimento.

Como parte da incorporação do controle de segurança na operação em tempo real de sistemas elétricos, foi introduzida a definição dos chamados *estados de operação* da rede. Esses estados de operação são apresentados na tabela 1.1 da forma como são descritos em [21].

Naturalmente, deseja-se operar a rede sempre no nível seguro. No entanto, hoje em dia isso é praticamente impossível, devido aos altos índices de carregamento dos equipamentos da rede. É comum então a operação nos níveis corretivamente seguro e alerta, este último ocorrendo em horários de pico de demanda (carga pesada).

Nota-se na tabela 1.1 que há situações em que a rede opera com violações de alguns limites de operação, como por exemplo sobrecargas em linhas de transmissão e transformadores e sobre ou subtensões em barramentos. Tais violações podem ocorrer tanto em condições normais de operação quanto em situações de contingências. Naturalmente surge a idéia de se eliminar tais

Tabela 1.1: Estados de operação da rede [21]

Nível	Estado de Operação	Descrição
1	Seguro	A carga é atendida. Não há violações de limites de operação. Possíveis contingências não causam violações.
2	Corretivamente seguro	A carga é atendida. Não há violações de limites de operação. Violações causadas por possíveis contingências podem ser eliminadas por ações de controle sem perda de carga.
3	Alerta	A carga é atendida. Não há violações de limites de operação. Algumas violações causadas por possíveis contingências não podem ser eliminadas sem que haja perda de carga.
4	Emergência corrigível	A carga é atendida. Há violações de limites de operação que podem ser eliminadas por ações de controle sem perda de carga.
5	Emergência não corrigível	A carga é atendida. Há violações de limites de operação que não podem ser eliminadas sem que haja perda de carga.
6	Restaurativo	Não há violações de limites de operação. Ocorreu perda de carga.

violações. A eliminação das violações é conseguida através da execução de ações de controle na rede. Por exemplo, pode-se eliminar uma sobrecarga em uma linha de transmissão através de um redespacho da geração, ou uma subtensão através da mudança de *tap* de um transformador. Essas ações de controle fazem parte de uma estratégia, que pode ser de dois tipos:

- controle **corretivo**: após detectada uma violação, tanto em condições normais de operação como sob contingências, ações de controle são executadas para eliminá-la;
- controle **preventivo**: ações de controle são executadas de forma a mudar o ponto de operação corrente da rede e evitar o surgimento de violações, caso contingências venham a ocorrer.

As ações de controle corretivas e/ou preventivas têm seu lugar entre uma série de funções de supervisão e controle de rede que são executadas nos COS. A tendência mundial é que tais funções sejam executadas em tempo real. A figura 1.1 mostra uma visão geral das funções de supervisão e controle existentes em um COS [1].

Os blocos hachurados na figura 1.1 correspondem às ações de controle corretivas e preventivas discutidas anteriormente.

A execução das funções de supervisão e controle na operação de redes em tempo real está sujeita a uma restrição severa de tempo, ou seja, as funções devem ser executadas o mais rapidamente possível. Por exemplo, a análise de segurança (área limitada pelo retângulo com linha

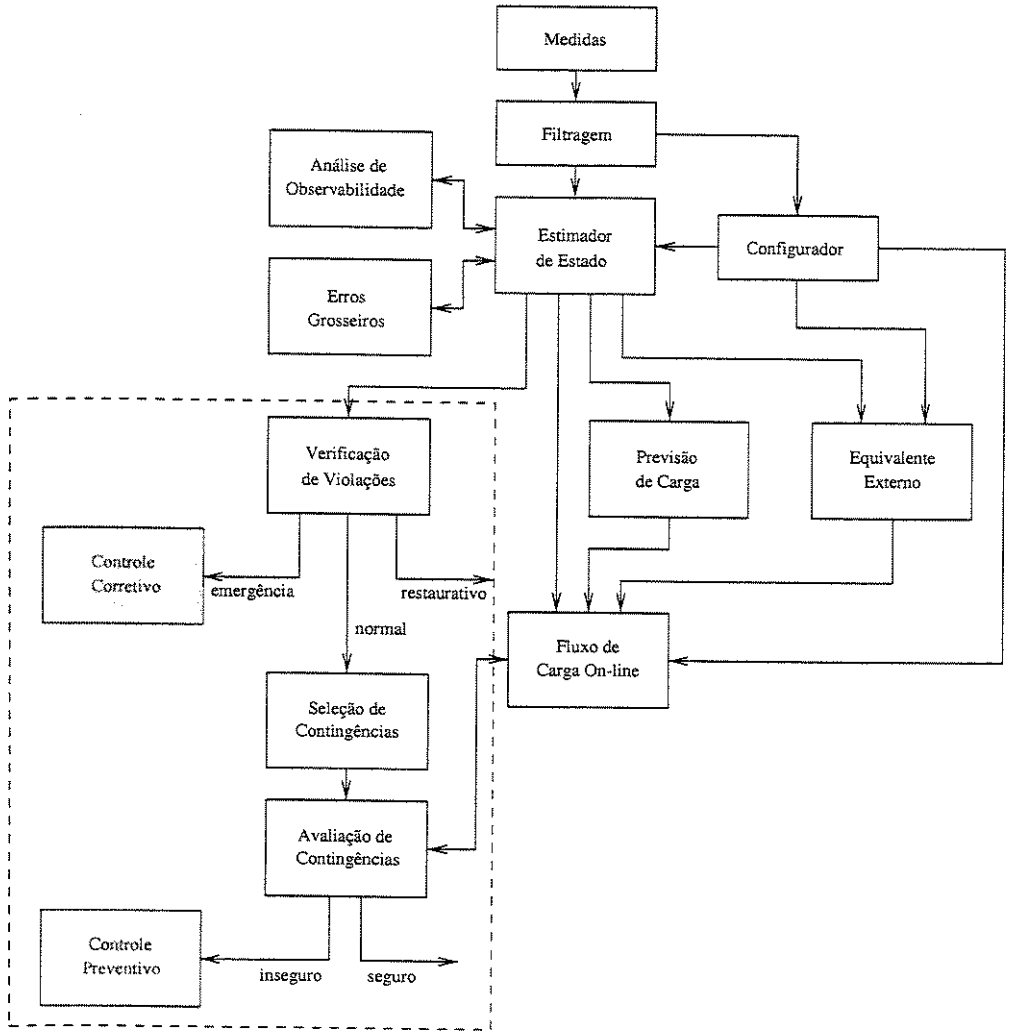


Figura 1.1: Funções de supervisão e controle de rede

tracejada) deve ser executada ciclicamente a intervalos de 15 a 30 minutos. Já o monitoramento do estado de operação da rede (configurador, estimador de estado) é executado a cada 15 segundos em média.

Assim, torna-se necessário o desenvolvimento de funções de supervisão e controle cujas execuções sejam rápidas, sem no entanto perder a precisão necessária.

Com relação ao estado atual de desenvolvimento de tais funções, duas delas em particular constituem desafios que requerem novas metodologias para suas utilizações em tempo real:

- avaliação de segurança dinâmica de redes (associada à estabilidade transitória);
- obtenção de estratégias de controle corretivo/preventivo (associada a processos de otimi-

zação).

A dificuldade básica reside na complexidade dos modelos e métodos de solução disponíveis, que os tornam incompatíveis com as severas restrições da operação em tempo real. Este trabalho de pesquisa pretende abordar o problema de obtenção de estratégias de controle corretivo/preventivo.

1.2 Definição do problema

Em geral a obtenção de estratégias de controle corretivo/preventivo se baseia na resolução de problemas de otimização, ou seja, define-se um objetivo a ser alcançado e busca-se a melhor solução sujeita a uma série de restrições, que são relacionadas com as características da rede, as limitações dos equipamentos de controle, etc. Um problema enfrentado na obtenção de tais estratégias é a restrição de tempo. Problemas de otimização envolvem modelos de alta complexidade, associados a métodos de solução que demandam um esforço computacional muito grande [1, 21]. Assim, tem-se dificuldades de implementação de funções envolvendo otimização em tempo real.

Alguns trabalhos podem ser encontrados na literatura que procuram evitar a metodologia complexa de otimização. Em [5, 6] metodologias heurísticas são obtidas para eliminação de violações. Embora o desempenho delas seja muito bom em termos de adequação às restrições de tempo, as ações de controle determinadas visam tão somente obter algum ponto de operação tal que as violações sejam eliminadas, sem dar prioridade a alguns aspectos da operação de redes considerados também importantes e abrindo mão de qualquer requisito de otimalidade de operação. Por exemplo, as ações de controle podem resultar em pontos de operação afastados do despacho ótimo previamente determinado, ou podem exigir um número alto de ajustes das variáveis de controle, etc. Deve-se ressaltar que os métodos desenvolvidos em [5, 6] visam classificar contingências como corrigíveis ou não corrigíveis, no sentido da possibilidade de se eliminar ou não violações decorrentes de contingências.

Os processos de otimização podem possibilitar que, ao mesmo tempo, violações sejam eliminadas sem que se desvie demasiadamente do ponto de despacho ótimo, ou sem que o número de ajustes seja muito alto. Estes são, portanto, atrativos pela versatilidade.

Com este trabalho de pesquisa pretende-se apresentar contribuições para o desenvolvimento de métodos de otimização eficientes que possam ser utilizados em ambiente de tempo real. Em particular, é proposto um método para eliminação de sobrecargas em linhas de transmissão e transformadores, tanto em condições normais de operação como sob carga pesada e contingências. A eliminação de violações de tensões em barramentos será abordada em um trabalho futuro.

A referência básica para desenvolvimento do trabalho será o artigo de Shandilya, Gupta e Sharma [7]. A eliminação de sobrecargas é conseguida com o redespacho da geração e com a

eventual rejeição de carga. O método proposto em [7] utiliza ainda o conceito de otimização local para tornar o esforço computacional compatível com os requisitos da operação em tempo real. A proposta deste trabalho de pesquisa é melhorar alguns aspectos do método proposto em [7].

1.3 Objetivos do trabalho de mestrado

Os objetivos principais deste trabalho de mestrado são:

- implementar e fazer uma análise crítica do método proposto em [7], realizando simulações para redes de vários portes, tanto para condições normais de operação como para situações de carga pesada e contingências;
- implementação do conceito de *otimização local adaptativa* cujo objetivo, diferentemente do apresentado em [7], é obter as ações de controle mais eficientes para eliminação da violação no ramo (linha de transmissão ou transformador) dentro de uma vizinhança cujos limites podem variar para cada rede e para cada condição de operação (em [7] essa vizinhança é fixa). Esta idéia básica da otimização local adaptativa foi introduzida em [6], devendo ser modificada para este problema em particular;
- implementar um controle de emergência extrema, não incluído no método proposto em [7];
- propor outras alterações e melhorias no método proposto em [7] em função da análise crítica executada inicialmente.

1.4 Análise dos resultados

Deve ser feita uma comparação entre o método básico [7] e o método a ser proposto envolvendo as alterações já discutidas. Devem ser utilizados sistemas de potência de pequeno e grande porte, sob condições de operação menos e mais severas do ponto de vista de carregamento, sob situações de contingências, etc. Os pontos principais a serem observados são:

- eficiência computacional dos métodos;
- influência das alterações propostas sobre o montante de corte de carga;
- influência das alterações propostas sobre o desvio do despacho ótimo de geração.

Naturalmente outros pontos foram abordados durante o desenvolvimento do trabalho de mestrado e que não estão listados aqui.

Capítulo 2

Revisão matemática

As definições que serão vistas neste capítulo introduzem conceitos matemáticos de extrema importância trazendo formulações e expressões que serão usadas nos capítulos seguintes. O objetivo, entretanto, não é o de demonstrar como se chega a cada um dos métodos matemáticos que serão usados. Os comentários serão os mais claros e suscintos possíveis de forma a tornar a leitura mais agradável. Os leitores interessados nas demonstrações matemáticas relativas a cada um dos métodos, devem se referir à bibliografia disponível no final deste trabalho referente a pesquisa operacional [8, 9, 18].

2.1 A definição de Lagrangeano

O Lagrangeano associado ao problema de minimizar uma função f sujeita a $x \in \Omega := \{g(x) = 0 \text{ e } h(x) \leq 0\}$ é definido como:

$$\mathcal{L}(x, \lambda) = f(x) + \lambda^T \cdot g(x) + \mu^T \cdot h(x) \tag{2.1}$$

onde f é a função objetivo a ser minimizada; g e h são restrições de igualdade e desigualdade, respectivamente, às quais a função objetivo está sujeita; λ e μ são os multiplicadores de Lagrange associados.

A representação desse problema, com restrições de igualdade somente, pode ser feita da seguinte forma:

problema original	problema Lagrangeano equivalente
$\min f(x)$	$\mathcal{L}(x, \lambda) = f(x) + \lambda^T \cdot g(x)$
$s.a. : g(x) = 0$	

Existem várias formas de se representar as condições necessárias para que exista o Lagrangeano. Quando está se examinando problemas com apenas restrições de igualdade basta que a

condição de estacionariedade [8] seja satisfeita (condição necessária). Assim:

$$\nabla_x \mathcal{L}(x, \lambda) = 0 \tag{2.2}$$
$$\nabla_\lambda \mathcal{L}(x, \lambda) = 0 \tag{2.3}$$

2.2 Método do gradiente de passo da maior descida

Este é o método de otimização não linear que será utilizado para minimizar a função objetivo. Apesar de ter sido feito um estudo aprofundado do método de Fletcher e Reeves, ele não será utilizado. Esse equívoco foi gerado pelo artigo base deste trabalho [7] que cita um método e utiliza outro.

O *steepest descent* é um dos mais velhos e conhecidos métodos de minimização de funções com várias variáveis (frequentemente referido como o método do gradiente). Apesar do método ser um dos mais simples, fornece análises extremamente satisfatórias. Obviamente existem outros algoritmos construídos com o objetivo de melhorá-lo no que diz respeito às propriedades de convergência. Isso porque o método do passo da maior descida é normalmente lento se comparado a métodos mais modernos. Entretanto, ele é extremamente rápido para este trabalho e não apresenta nenhum problema de convergência, como será visto posteriormente.

2.2.1 Algoritmo

O algoritmo para esse método pode ser resumido em duas condições básicas:

$$x^{k+1} = x^k - \alpha_k \cdot g^k \tag{2.4}$$
$$\alpha_k = arg \min_{0 \leq \alpha < \infty} f(x^k - \alpha \cdot g^k) \tag{2.5}$$

- f é uma função com primeiras derivadas parciais contínuas sobre o $\Re^n$;
- por simplicidade, denota-se $g^k = \nabla f(x^k)^T$, onde g é o gradiente da função f; g é um vetor linha.

Em palavras, a partir do ponto x^k, o algoritmo procura ao longo da direção negativa do gradiente um ponto de mínimo sobre esta linha. Esse ponto de mínimo é denominado x^{k+1}.

A figura 2.1 mostra que, a partir do ponto x^k, procura-se um ponto x^{k+1}, que se encontra mais próximo do mínimo (menor valor de f na direção g). Para encontrar esse novo ponto, deve-se deslocar em direção contrária ao gradiente (definido como g). De acordo com a equação (2.5), parte-se de um ponto x^k conhecido em direção ao novo ponto dando um passo $\alpha \cdot g^k$. Como o próprio nome do método sugere, procura-se o passo que forneça a maior descida. Assim, o

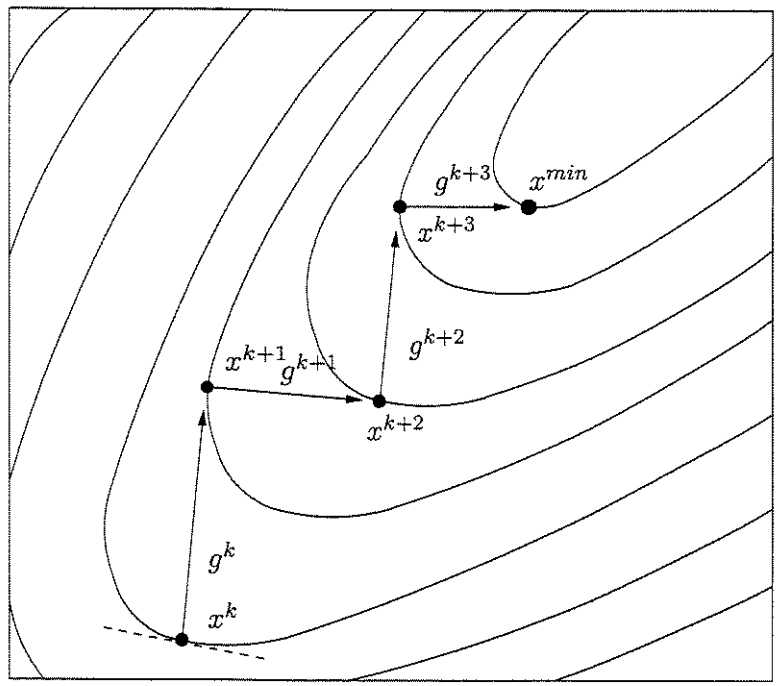


Figura 2.1: Procura do mínimo

passo encontrado é aquele que minimizará a função objetivo na direção encontrada. Quanto mais a função variar, maiores serão os passos em direção ao mínimo. É por isso que o método é considerado lento, pois para funções mal comportadas ele exige muito esforço computacional. Em [8] é apresentado um exemplo para o qual esse método fica extremamente lento. Utiliza-se a função de Rosenbrock, para a qual as derivadas se aproximam de zero próximo ao mínimo.

Matematicamente falando, a convergência do método se torna mais lenta quanto mais excêntricas forem as curvas de nível da função f. Se a função tem curvas de nível circulares, a convergência ocorre em um único passo. É importante notar que se houver dois autovalores consecutivos com variação muito grande de valor, a convergência também será lenta.

2.2.2 Convergência global

A convergência global desse método é assegurada pois:

- o gradiente de $f(x)$ é diferente de zero (o mínimo da função ainda não foi encontrado);
- a função f é uma função de descida pois $f(x^{k+1})$ é sempre menor que $f(x^k)$;
- o gradiente é contínuo pois f é contínua e diferenciável.

2.3 Método de Fibonacci [9]

O algoritmo de Fibonacci é um dos métodos que foram testados durante o mestrado de forma a calcular o melhor passo α, ou seja, o passo que fornece o menor valor para a função f. O objetivo é tornar a busca desse passo a mais eficiente possível.

2.3.1 Busca unidimensional

$$\min f(x) \quad \text{sujeito a: } l \leq x \leq u \tag{2.6}$$

O método de Fibonacci determina o mínimo valor da função f dentro de um intervalo fechado $[l, u]$. Em outros métodos, f pode, de fato, ser definida sobre qualquer domínio, mas para este método, um intervalo fixo de busca precisa ser especificado. A única propriedade assumida com relação a função f é que deva ser *unimodal*, ou seja, tenha um único mínimo dentro do intervalo especificado (ver figura 2.2). O ponto de mínimo de f a ser determinado, ao menos aproximadamente, é encontrado através das medidas de valores da função f com um certo número de pontos. É preciso lembrar que em programação não linear cada medida do valor da função exige uma grande quantidade de cálculos o que não é interessante para resolução de problemas em tempo real.

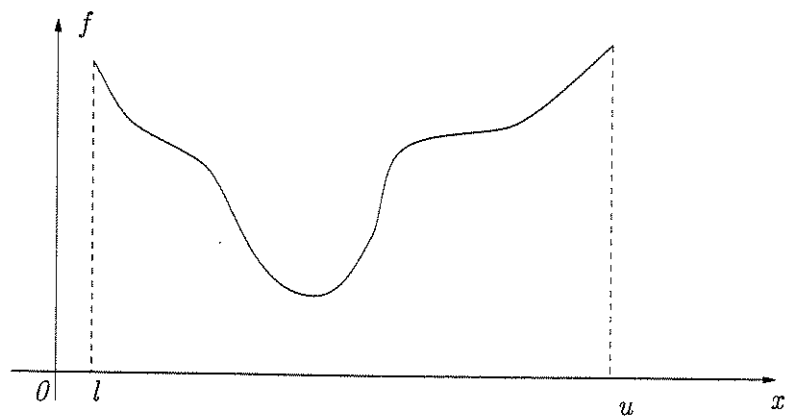


Figura 2.2: Função unimodal

Para desenvolver uma estratégia eficiente de busca baseada em pontos cujos valores são conhecidos propõe-se o seguinte problema: encontrar, através de N medidas sucessivas dos valores de f, a menor região possível de incerteza que contenha o mínimo. Neste problema a região de incerteza é determinada em qualquer das medidas de f em conjunto com a suposição de que f é unimodal. Deste modo, após conhecer os valores dos N pontos $x_1, x_2, \ldots, x_N$ com

$$l \leq x_1 < x_2 \ldots < x_{N-1} < x_N \leq u$$

a região de incerteza é o intervalo $[x_{k-1}, x_{k+1}]$ onde x_k é o ponto de mínimo entre os N pontos. O ponto de mínimo de f precisa estar em algum lugar dentro deste intervalo.

A derivação da estratégia ótima para sucessivos pontos de medida para obter o menor intervalo de incerteza é fácil, mas trabalhosa. Será fornecido apenas o resultado final e dado um pequeno exemplo.

Seja $d_1 = u - l$, o intervalo inicial de incerteza e d_k o intervalo de incerteza após k medidas. Então, se um total de N medidas precisam ser feitas, tem-se que:

$$d_k = \left(\frac{F_{N-k+1}}{F_N}\right) \cdot d_1 \tag{2.7}$$

onde os inteiros F_k são membros da sequência de Fibonacci gerada pela relação de recorrência dada por:

$$F_N = F_{N-1} + F_{N-2} \tag{2.8}$$

$$F_0 = F_1 = 1 \tag{2.9}$$

A sequência resultante é dada por: $1, 1, 2, 3, 5, 8, 13, 21, \ldots$ Dado o intevalo final de incerteza desejado, pode-se determinar o número de medidas N necessárias. Assim, após N medidas:

$$d_N = \left(\frac{1}{F_N}\right) \cdot d_1 \tag{2.10}$$

2.3.2 Algoritmo

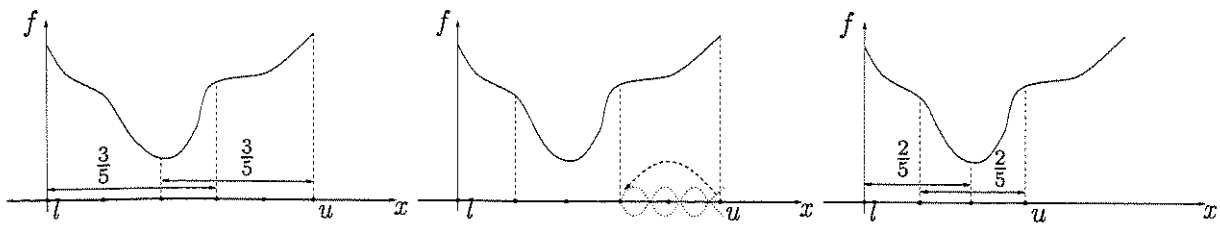
1. Faça k igual a 2 e localize 2 pontos simetricamente em d_1 a uma distância $F_{N-1}/F_N \cdot d_1$ de cada extremidade. Calcule f nos pontos assim determinados. Exemplo: se N é igual a 4 e $d_1 = u - l = 1$, então $d_2 = 3/5 \cdot d_1 = 3/5$. Ver figura 2.3(a).

2. elimine um dos segmentos do intervalo usando o fato de f ser unimodal. Elimina-se o segmento correspondente ao maior valor da função. Ver figura 2.3(b);

3. localize o novo ponto simetricamente ao ponto existente no intervalo de incerteza e faça $k \leftarrow k + 1$. Exemplo: $d_3 = F_{N-2}/F_N \cdot d_1 = 2/5 \cdot d_1 = 2/5$ (ver figura 2.3(c));

4. se $k < N$, volte ao passo 2. Caso contrário, defina x^* (solução do problema) como o ponto médio do intervalo final de incerteza.

O último passo do algoritmo mostra uma característica extremamente importante sobre o método. Ele não fornece o ponto de mínimo. Encontra-se apenas um intervalo que possui esse mínimo. Obviamente que, quanto menor o intervalo final, mais próximo do mínimo estará o algoritmo.



(a) Passo 1 (b) Passo 2 (c) Passo 3

Figura 2.3: Caminhos de procura do mínimo

2.3.3 Unimodalidade da função objetivo

Pode-se mostrar que a função objetivo desse trabalho é unimodal e que o método desenvolvido anteriormente pode ser utilizado sem qualquer restrição. Entretanto, a dedução matemática não faz parte do objetivo desse trabalho. Posteriormente serão fornecidos gráficos baseados nos dados de um teste genérico que mostrará essa particularidade da função proposta em [7].

2.4 Interpolação Cúbica [9]

A implementação deste método foi proposta após se verificar que o método de Fibonacci, apesar de encontrar um valor próximo da solução (valor de α da equação (2.5)) em um determinado passo dentro do algoritmo proposto em [7], requeria muitas iterações. Uma vez que cada iteração requer alto esforço computacional (é necessário calcular o novo ponto de operação para todas as variáveis no processo), procurou-se utilizar um método mais eficiente. No caso específico desse problema, será visto que para determinar o novo ponto de operação para um certo número de barras de um sistema elétrico é necessário resolver uma equação de fluxo de carga para cada uma dessas barras. Assim, a quantidade de cálculo realizada no final do processo será consideravelmente menor quanto menos a cada iteração evitada.

A idéia básica da interpolação cúbica é obter uma equação cúbica que passe por pontos dados x_{k-1} e x_k utilizando os valores de $f(x_{k-1})$, $f'(x_{k-1})$, $f(x_k)$, $f'(x_k)$. Assim, um terceiro ponto, x_{k+1}, pode então ser determinado como o ponto mínimo relativo desta função cúbica. Matematicamente, a forma mais simples de se representar o método é:

$$u_1 = f'(x_{k-1}) + f'(x_k) - 3 \cdot \left[\frac{f(x_{k-1}) - f(x_k)}{x_{k-1} - x_k}\right] \tag{2.11}$$

$$u_2 = [u_1^2 - f'(x_{k-1}) \cdot f'(x_k)]^{\frac{1}{2}} \tag{2.12}$$

$$x_{k+1} = x_k - (x_k - x_{k-1}) \cdot \left[\frac{f'(x_k) + u_2 - u_1}{f'(x_k) - f'(x_{k-1}) + 2 \cdot u_2}\right] \tag{2.13}$$

Pode ser mostrado que a ordem de convergência deste método é 2. A demonstração não será feita pois não faz parte do objetivo deste trabalho (ver [9]).

Capítulo 3

Estudo de métodos para eliminar sobrecargas

3.1 Introdução

O estado de operação de um sistema de potência está sujeito a mudanças contínuas. Uma situação de emergência pode ocorrer como resultado de um aumento repentino na demanda de potência, da saída não esperada de um gerador ou de uma linha de transmissão, ou ainda, da falha de outros componentes do sistema.

No caso específico de estudos de sobrecargas em ramos (linhas de transmissão e transformadores), são necessárias estratégias de emergência de forma a eliminá-las ou, pelo menos, aliviá-las. Ações de controle eficientes são necessárias de forma a levar os fluxos de potência a níveis seguros com um tempo mínimo de processamento. Normalmente, essas estratégias negligenciam aspectos econômicos da operação em favor do retorno à operação segura. São amplamente usadas em estudos e cálculos de planejamento e análise de segurança dos sistemas elétricos de potência.

Na literatura, muitos métodos utilizados para determinar um ponto seguro de operação trabalham com técnicas de otimização. Essas técnicas são complicadas e consomem muito tempo do ponto de vista computacional (principalmente para sistemas de grande porte). Quando sujeitos a condições de emergência, os operadores são obrigados a tomar decisões rápidas que, na maioria das vezes, podem não obedecer a certos critérios de otimalidade (como por exemplo a operação com mínimo custo, ou mínimas perdas).

Devido a esses problemas, especialistas estudam cada vez mais a possibilidade de se estabelecer métodos diretos de redespacho de geração e corte de carga para eliminação de sobrecargas em ramos. Alguns dos métodos apresentados, como em [10], permitem que o operador tenha mais autonomia para decidir sobre corte de carga e redespacho de geração. Outros, mais rápidos, decidem automaticamente onde e quanto redespachar e cortar. Esses métodos porém podem

resultar em cortes de carga excessivos e desnecessários.

O artigo elaborado por Shandilya, Gupta e Sharma [7], base para o desenvolvimento desse trabalho, apresenta um conceito novo no que diz respeito a processos de otimização. É introduzido o conceito de otimização local com o mínimo número de ações de controle realizadas na vizinhança do ramo sobrecarregado de forma a provocar mínimos desvios em relação ao estado inicial de operação. O método desenvolvido para redespacho de geração e corte de carga parece ser capaz de aliviar todos os casos de ramos sobrecarregados sem nenhuma limitação e de forma extremamente simples. Poucas barras são processadas independentemente do tamanho do sistema estudado. Essa técnica parece também ser eficiente no que diz respeito a tempo computacional, principalmente quando se trata de sistemas de grande porte.

3.2 Análise de métodos diretos para eliminar sobrecargas em ramos

Quando se deseja aliviar um ramo sobrecarregado tem-se a seguinte sequência de ações de controle básicas a realizar [7]:

1. diminuir a geração de potência da barra inicial do ramo sobrecarregado. Pode-se diminuir também a geração das barras por ela alimentadas;
2. manter a injeção de potência constante na barra final do ramo sobrecarregado aumentando a geração desta barra e/ou das barras por ela alimentadas;
3. se o ramo sobrecarregado ainda não estiver completamente aliviado, cortar a carga da barra final desse ramo e/ou das barras alimentadas pela barra final;

Para melhor compreender as condições acima citadas, será mostrado a seguir um caso bem simples de um sistema radial (ver figura 3.1). Considera-se aqui que o sentido do fluxo de potência ativa no ramo sobrecarregado é da barra inicial K para a barra final M.

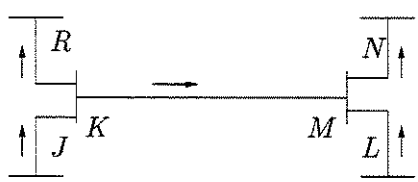


Figura 3.1: Sistema radial

Imagina-se que o ramo K-M esteja sobrecarregado e que seu fluxo segue a orientação dada na figura 3.1, ou seja, é positivo de K para M. A orientação dos demais fluxos também será admitida como indica a figura 3.1. Conforme o item 1, para aliviar o ramo K-M, é necessário diminuir a geração de potência da barra K ou das barras R e J. Ora, diminuir a geração de

K ou J resultará claramente em diminuição do fluxo P_{KM}. Porém, o efeito da diminuição da geração em R pode não ser assim tão óbvia. Imaginando que a carga em R seja maior que sua geração ($P_{KR} > 0$), ao diminuir a geração em R provoca-se um aumento no fluxo K-R e consequentemente uma diminuição no fluxo através do ramo K-M. O mesmo raciocínio é válido para o caso da barra M. A diferença é que deve-se aumentar a geração em todas as barras por ela alimentadas ao invés de diminuí-la, de forma a equilibrar o sistema. Seguindo ainda a figura 3.1, ao aumentar a geração em N, obtém-se uma diminuição no fluxo M-N e consequentemente em K-M. Da mesma forma, ao gerar mais em L, aumenta-se o fluxo L-M aumentando a injeção em M e diminuindo K-M.

Com relação ao corte de carga pode-se fazer a mesma analogia. Ao cortar a carga em M e/ou N e/ou L obtém-se a diminuição do fluxo K-M pois a geração em L é constante. Cortando-se a carga na própria barra L, o fluxo L-M aumenta fazendo com que K-M diminua. Finalmente, cortando carga em N, diminui-se M-N o que implica na diminuição do fluxo no ramo K-M.

3.3 Métodos de incremento nas variáveis de estado ([10] a [12])

Na referência [7], que será a base de estudos futuros, são criticados os métodos que incrementam unicamente os ângulos das barras terminais dos ramos sobrecarregados ([10] a [12]). De acordo com os autores em [7], o fato de se utilizar a variação do ângulo para obter resultados positivos com relação ao alívio de uma linha faz com que o sistema passe a operar fora do ponto normal de operação. Em [11], onde se utiliza essa técnica, são desenvolvidos dois conjuntos de equações. O primeiro visa determinar os incrementos nas variáveis de estado (θ, V) para aliviar sobrecarga em ramos. O segundo conjunto determina quais as mudanças que devem ser efetuadas nos *mismatches* de potência (ΔP, ΔQ) com relação a redespacho de geração e corte de carga. Esse segundo conjunto é resolvido baseando-se nos resultados do primeiro. Assim, em [11], utiliza-se as relações entre correntes e variáveis de estado para montar o primeiro conjunto de equações. A corrente em um ramo ℓ, que conecta as barras p e q, pode ser dada por:

$$\begin{aligned} I_\ell \;=\; & [(V_p \cdot \cos\theta_p - V_q \cdot \cos\theta_q) \cdot G_\ell - (V_p \cdot \sin\theta_p - Vq \cdot \sin\theta_q) \cdot B_\ell - \\ & B_c \cdot V_p \cdot \sin\theta_p] + j[(V_p \cdot \sin\theta_p - V_q \cdot \sin\theta_q) \cdot G_\ell + \\ & (V_p \cdot \cos\theta_p - V_q \cdot \cos\theta_q) \cdot B_\ell + B_c \cdot V_p \cdot \cos\theta_p] \end{aligned} \tag{3.1}$$

onde:

- $G_\ell + jB_\ell$ é a admitância série do ramo entre a barra p e q;
- B_c é a metade da admitância do ramo;
- θ e V são as variáveis de estado do sistema;

Seja ΔI_ℓ a sobrecarga de corrente dada pela diferença entre a corrente que nele circula (I_ℓ) e a corrente máxima do ramo (I_ℓ^{max}), onde ℓ é um ramo sobrecarregado.

Aplicando-se a expansão em série de Taylor e desprezando os termos de ordem igual e superior a 2:

$$\Delta I_\ell = \frac{\partial I_\ell}{\partial \theta_p} \cdot \Delta\theta_p + \frac{\partial I_\ell}{\partial \theta_q} \cdot \Delta\theta_q + \frac{\partial I_\ell}{\partial V_p} \cdot \Delta V_p + \frac{\partial I_\ell}{\partial V_q} \cdot \Delta V_q \tag{3.2}$$

Considerando que hajam j ramos sobrecarregados, pode-se escrever:

$$\begin{bmatrix} \Delta I_1 \\ \Delta I_2 \\ \vdots \\ \Delta I_\ell \\ \vdots \\ \Delta I_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ --- \\ \Delta V \end{bmatrix} \tag{3.3}$$

A matriz A é retangular (não possui inversa) e altamente esparsa. Cada linha dessa matriz consiste de apenas quatro elementos não nulos. O número de linhas e colunas dessa matriz será igual ao número de ramos sobrecarregados e (2n-1) respectivamente, onde n é o número de barras da rede. O conceito de pseudo inversa de uma matriz é inserido de forma a encontrar uma solução. Assim, a pseudo inversa de A é dada por:

$$A^\Psi = A^T \cdot (A \cdot A^T)^{-1} \tag{3.4}$$

onde T denota matriz transposta e Ψ a pseudo inversa.

O segundo conjunto de equações é baseado em uma relação linear entre os incrementos nos *mismatches* de potência e o que deverá ser gerado (redespacho) ou cortado para aliviar um ramo. Assim, para uma barra j:

$$\begin{aligned} \Delta P_j &= \frac{\partial P_j}{\partial \theta_1} \cdot \Delta\theta_1 + \ldots + \frac{\partial P_j}{\partial V_1} \cdot \Delta V_1 + \ldots \\ \Delta Q_j &= \frac{\partial Q_j}{\partial \theta_1} \cdot \Delta\theta_1 + \ldots + \frac{\partial Q_j}{\partial V_1} \cdot \Delta V_1 + \ldots \end{aligned} \tag{3.5}$$

onde:

- ΔP_j é o incremento desejado de injeção de potência ativa na barra j;
- ΔQ_j é o incremento desejado de injeção de potência reativa na barra j;
- os termos do segundo membro da equação (3.5) são encontrados a partir da expansão da série de Taylor desprezando-se os termos de ordem maior ou igual a 2.

Para toda a rede tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \hline \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \hline \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \hline \Delta V \end{bmatrix} \tag{3.6}$$

Da equação (3.6) pode-se fazer as seguintes observações:

- os incrementos na fase e módulo das tensões são conhecidos;
- os incrementos de potência ativa e reativa precisam ser determinados;
- a equação (3.6) deve conter uma quantidade maior de equações correspondendo aos incrementos de potência reativa em barras de tensão controlada;
- variáveis adicionais correspondendo aos incrementos no módulo das tensões das barras de geração são incluídas no vetor de variáveis de estado.

O incremento na potência injetada na barra j, ΔP_j, pode ser definido como:

$$\begin{aligned} \Delta P_j &= \Delta P_{Gj} - \Delta P_{Lj} \\ &= (P'_{Gj} - P^0_{Gj}) + (P^0_{Lj} - P^0_{Lj}) \end{aligned} \tag{3.7}$$

sujeito a:

$$\begin{aligned} 0 &\leq |\Delta P_{Gj}| \leq |\Delta P_j| \\ 0 &\leq |\Delta P_{Lj}| \leq |\Delta P_j| \end{aligned}$$

onde:

- P^0_{Gj} é a geração na barra j antes de aliviar o ramo;
- P^0_{Lj} é a carga conectada na barra j antes de aliviar a sobrecarga no ramo;
- P'_{Gj} é a geração de potência desejada na barra j para aliviar o ramo sobrecarregado;
- P'_{Lj} é a carga na barra j depois de aliviar o ramo sobrecarregado;
- ΔP_{Gj} é a mudança necessária no despacho de geração na barra j para aliviar o ramo sobrecarregado;
- ΔP_{Lj} é a mudança desejada da carga na barra j para aliviar o ramo sobrecarregado.

A equação (3.7) pode ser escrita como outras duas equações separadamente como segue:

$$P'_{Gj} = P^0_{Gj} + \Delta P_{Gj}$$
$$P'_{Lj} = P^0_{Lj} - \Delta P_{Lj} \tag{3.8}$$

Para as barras de geração, a geração é incrementada usando o termo P'_{Gj} podendo aproveitar a capacidade ao máximo. Se mesmo assim o ramo não for aliviado, então, corta-se a carga usando a expressão para P'_{Lj}. Para as barras de carga, ΔP_{Lj} será igual a ΔP_j e a segunda expressão da equação (3.8) será usada para corte de carga. Nesse caso, a primeira expressão não é utilizada. O raciocínio é o mesmo para a potência reativa.

Os conjuntos de equações apresentados mostram que apenas as barras dos ramos sobrecarregados sofrem alteração nos ângulos e módulos das tensões. Em [7] argumenta-se que o uso desta técnica, sem alteração de ângulos e/ou módulos das tensões das outras barras do sistema, altera os fluxos de potência através de todos os outros ramos conectados às barras inicial e final do ramo sobrecarregado de forma que:

- na barra inicial o fluxo sempre aumentará em direção a esta barra. Esse aumento também pode ser visto como uma diminuição do fluxo na direção contrária;
- na barra final o fluxo sempre diminuirá em direção a esta barra. Essa diminuição, de forma análoga ao caso visto acima, pode ser traduzida como um aumento do fluxo na direção contrária a análise.

Ainda segundo [7], o efeito cumulativo dessas variações causa:

- o aumento da injeção de potência na barra inicial do ramo sobrecarregado e a diminuição da injeção em todas as outras conectadas a ela;
- a diminuição da injeção de potência na barra final do ramo sobrecarregado e o aumento em todas as todas as outras conectadas a ela.

Isso implica em:

- incrementos de potência nas barras exatamente opostos àqueles apresentados na seção 3.2;
- o corte de carga realizado, se existir, será feito na barra final do ramo sobrecarregado e/ou em outras barras conectadas à barra inicial. Nota-se que corte de carga em barras conectadas à barra inicial não ajudam a reduzir o fluxo de potência no ramo sobrecarregado. Assim, cortes de carga em barras conectadas à barra inicial são desnecessários;
- incrementos iguais nos ângulos das barras vizinhas às barras estudadas sem um estudo da sensibilidade do fluxo de potência com relação à abertura angular pode resultar num grande número de passos e, consequentemente, em cortes de carga excessivos e desnecessários;

- é possível que, devido às variáveis estudadas, o incremento de potência em uma das barras terminais não seja possível. Em tal caso, o incremento nas demais barras provocará distúrbios no sistema tal que uma solução não factível é obtida.

Há, porém, um equívoco em [7] no que diz respeito às conclusões sobre as variações de potência nas barras terminais do ramo sobrecarregado. Segundo os resultados numéricos mostrados em [12], o efeito cumulativo das variações de fluxo de potência no ramo sobrecarregado e ramos vizinhos leva:

- à diminuição da injeção de potência na barra inicial do ramo sobrecarregado e ao aumento da injeção em todas as outras conectadas a ela;
- ao aumento da injeção de potência na barra final do ramo sobrecarregado e à diminuição em todas as todas as outras conectadas a ela.

ou seja, os incrementos estão de acordo com os princípios apresentados na seção 3.2. No entanto, as conclusões tiradas em [7] quanto a possíveis cortes de carga excessivos e eventuais infactibilidades estão corretos.

A figura 3.2 mostra um exemplo numérico simples de forma a melhor explicar o que foi dito. As injeções e fluxos de potência estão representados em por unidade.

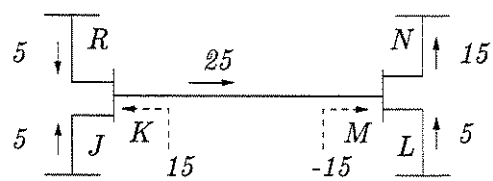


Figura 3.2: Exemplo numérico (a)

Equacionando, temos que a expressão da potência inicial da barra K é dada por:

$$\begin{aligned} P_K^0 = P_{GK}^0 - P_{CK}^0 = 15 &= P_{KR} + P_{KJ} + P_{KM} \\ &= -P_{RK} - P_{JK} + P_{KM} \\ &= -5 - 5 + 25 \end{aligned} \tag{3.9}$$

Da mesma forma pode-se escrever a expressão da potência inicial da barra M como sendo:

$$\begin{aligned} P_M^0 = P_{GM}^0 - P_{CM}^0 = -15 &= P_{MK} + P_{ML} + P_{MN} \\ &= -P_{KM} - P_{LM} + P_{MN} \\ &= -25 - 5 + 15 \end{aligned} \tag{3.10}$$

Dado que P^0_{KM} é dado pela expressão abaixo (considerando o modelo do fluxo de carga linearizado):

$$P^0_{KM} = \frac{1}{x_{KM}} \cdot (\theta^0_K - \theta^0_M) \tag{3.11}$$

e supondo variações nos ângulos das barras K e M de tal forma que:

$$\theta'_K < \theta^0_K \tag{3.12}$$
$$\theta'_M > \theta^0_M \tag{3.13}$$
$$\tag{3.14}$$

então:

$$P'_{KM} = \frac{1}{x_{KM}} \cdot (\theta'_K - \theta'_M) < P^0_{KM} \tag{3.15}$$

A tabela 3.1 mostra as variações de fluxo para os vários ramos levando em conta as variações angulares obtidas.

Tabela 3.1: Consequências das variações angulares

Ramo	Variação de fluxo
R-K	Aumenta
J-K	Aumenta
K-M	Diminui
M-N	Aumenta
M-L	Aumenta

Considerando um limite para o fluxo de potência no ramo K-M de 20 pu, a situação poderia ser a mostrada na figura 3.3.

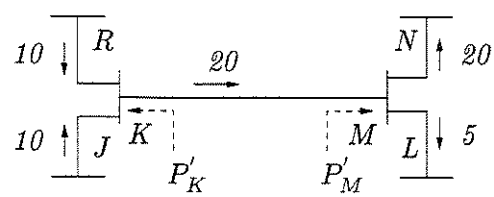


Figura 3.3: Exemplo numérico (b)

As novas injeções de potência nas barras terminais do ramo K-M são:

$$\begin{aligned} P'_K &= P_{KR} + P_{KJ} + P_{KM} \\ &= -P_{RK} - P_{JK} + P_{KM} \\ &= -10 - 10 + 20 \qquad = 0 \end{aligned} \tag{3.16}$$

$$\begin{aligned} P'_M &= P_{MK} + P_{ML} + P_{MN} \\ &= -P_{KM} + P_{ML} + P_{MN} \\ &= -20 + 5 + 20 \qquad = 5 \end{aligned} \tag{3.17}$$

Isso quer dizer que:

- $P'_K < P^0_K \Rightarrow$ na diminuição da geração na barra K;
- $P'_M > P^0_K \Rightarrow$ no aumento da geração na barra M.

3.4 Método baseado em fatores de sensibilidade [13]

Esse é um dos vários métodos desenvolvidos que utilizam fatores de sensibilidade da rede para resolver os problemas que nela aparecem. Apresentado em [13], o método trata de uma forma bem simples a eliminação de sobrecargas em sistemas elétricos. Os autores justificam que se torna extremamente complicado e demorado ter que estudar e resolver vários tipos de problemas em ramos.

A justificativa do autor para se permitir o uso de fatores de sensibilidades é que eles mostram a mudança aproximada no fluxo através de mudanças em geração de acordo com a configuração da rede. A determinação desses fatores é feita através do modelo do fluxo de carga CC. Eles podem ser obtidos de várias maneiras e, basicamente, se classificam em dois tipos:

- *generation shift factor (GSF)*;
- *line outage distribution factors.*

O primeiro deles é detalhado no apêndice A e representa a variação de fluxo em um ramo em função de variações de injeção de potência em uma barra. O segundo representa a variação de fluxo em um ramo função de variações na impedância de outro ramo (para maiores detalhes ver [13]).

Usando um dos fatores citados acima, pode-se construir rotinas de programação para estudar casos de contingência. Os cálculos feitos utilizando esses fatores são bem mais rápidos que aqueles que usam fluxo CA e deste modo encontram várias aplicações em controle de operações de sistemas. Entretanto, há muitos sistemas de potência onde as magnitudes de tensões são os fatores críticos em contingências. Além disso, há alguns sistemas onde os fluxos VAR predominam nos circuitos, tais como cabos subterrâneos. Nesses casos, somente a análise da parte real do fluxo não é adequada para indicar sobrecargas. Em tais situações, os métodos baseados em sensibilidade da rede podem não ser adequados e o controle deverá conter o fluxo de carga completo.

No caso particular do sistema elétrico brasileiro, esses casos não existem ou, se existirem, são raros. Dessa forma, o autor em [13] apresenta uma rotina heurística simples para corrigir o despacho de geração usando os métodos inicialmente mencionados. Assim:

1. para cada ramo sobrecarregado ℓ e cada gerador i, determine se o gerador tem sensibilidade positiva (deverá ter a geração aumentada) ou negativa (geração diminuída) com relação à direção do fluxo no ramo ℓ;
2. do passo 1, separe de uma lista de geradores aqueles que devem ser redespachados e os insira em dois conjuntos dependendo do sinal da sensibilidade de cada um;
3. remova os geradores que aparecem em ambas as listas;
4. para cada gerador encontrado, calcule a correção máxima que esse gerador pode fazer na pior das sobrecargas. A máxima correção é o produto do GSF pela variação máxima de potência disponível em cada gerador;
5. comece com o gerador com a maior capacidade de correção e ajuste-o tanto quanto possível até que a sobrecarga seja eliminada ou que seu limite de despacho tenha sido atingido. Se a sobrecarga não foi eliminada com o primeiro gerador, vá para o próximo. Continue até que todas as sobrecargas sejam eliminadas.

Esse método apresenta vários problemas. Ao atuar em um gerador de cada vez, ele pode inibir, de uma só vez, um importante controle dentro do sistema (deixa um gerador no limite ou próximo dele). Além disso, ao despachar um único gerador ele foge do despacho ótimo dependendo dos valores da sobrecarga e da sensibilidade. Esse método não prevê que, após um certo redespacho, novas sobrecargas podem ocorrer em ramos que operavam normalmente.

3.5 Método de otimização local [7]

O método é baseado na solução iterativa de um problema de otimização, com uma função objetivo quadrática sujeita a restrições não lineares (equações de fluxo de carga e limites de variáveis controladas).

3.5.1 Formulação do problema

Um caminho para aliviar um ramo sobrecarregado é através da minimização de uma função quadrática a qual inclui as diferenças entre os fluxos originais e seus respectivos limites. Seja OL o conjunto de ramos sobrecarregados da rede. Deste modo, a função objetivo é:

$$\min f(X) = \sum_{\ell \in OL} (P_\ell - P_\ell^{max} \cdot Sf)^2 \tag{3.18}$$

sujeito a:

$$g(X,U) = 0; \tag{3.19}$$

$$h(X,U) \leq 0; \tag{3.20}$$

$$U^{min} \leq U \leq U^{max} \tag{3.21}$$

onde:

- X é um vetor contendo as variáveis de estado do sistema de potência, ou seja, magnitude e fase da tensão;
- U é o vetor das variáveis de controle analisadas pelo operador, ou seja, injeção de potência na barra (redespacho de geração e corte de carga);
- Sf é o fator de segurança;
- P_ℓ é o fluxo de potência ativa no ramo ℓ;
- P_ℓ^{max} é o limite de fluxo de potência ativa no ramo ℓ;
- (3.18) é a soma dos quadrados das sobrecargas nos ramos;
- a equação (3.19) representa as equações de fluxo de carga;
- a inequação (3.20) representa as restrições de operação do sistema, ou seja, fluxo das linhas e tensão nas barras;
- a inequação (3.21) representa as limitações das variáveis de controle.

A função objetivo, (3.18), e suas restrições, equações (3.19) a (3.21), representam um problema de otimização não linear com um pesado processamento computacional. Assim, uma solução em tempo real deste problema para sistemas de grande porte é impossível com a utilização dos *hardwares* atuais. As seguintes aproximações tornam o problema mais maleável no que diz respeito ao tempo computacional:

- o fluxo no ramo, em sistemas de potência com alto carregamento, é praticamente todo ativo, ou seja, fator de potência próximo da unidade;
- para aspectos práticos, o fluxo de potência ativo (MW) que passa nos ramos depende principalmente da abertura angular do ramo. Deste modo, somente as equações para potência ativa serão consideradas. Mais especificamente, a formulação do fluxo de carga desacoplado rápido [4] é usada. Casos para os quais os fluxos de potência são afetados pela magnitude da tensão são apropriadamente levados em conta no processo de solução, como será visto posteriormente;

- os sistemas de potência não são planejados para operar com fluxos de linhas ou tensões próximas do limite. Isto significa que a maioria das equações do vetor definido em (3.20), ou seja, a maioria das restrições desse vetor, não influenciam na solução final, ou seja, estão inativas, podendo ser excluídas do processo de cálculo. Uma vez encontrada a solução, os fluxos dos ramos são calculados e comparados com os seus respectivos limites. Se ramos encontram-se sobrecarregados passos adicionais são realizados com o intuito de eliminar essas sobrecargas;

- as restrições da equação (3.21) representam os limites nas variáveis controladas. Neste caso, em que será considerado somente injeção de potência ativa (redespacho de geração ou corte de carga) as restrições de tensão podem ser eliminadas pois nenhum controle será efetuado sobre essas variáveis;

- deseja-se obter um novo ponto seguro de operação com o mínimo de ações de controle na vizinhança do ramo sobrecarregado. Para se fazer isso, o conceito de otimização local é introduzido. As barras utilizadas nesse processo são selecionadas em função do tamanho do passo. Assim, um passo de tamanho N = 1 significa que todas as barras diretamente ligadas às barras terminais do ramo sobrecarregado serão analisadas. Se o passo tem tamanho N = 2, isso implicará na inclusão de todas as barras ligadas àquelas para N = 1. Normalmente, N não ultrapassa 2, o que reduz consideravelmente o tamanho do problema.

Dadas as simplificações acima, o problema pode ser escrito como:

$$\min f(\theta) = \sum_{\ell \in OL} (P_\ell - P_\ell^{max} \cdot Sf)^2 \tag{3.22}$$

sujeito a:

$$g_i(\theta, P) = P_i - \sum_{j \in A_i} \{G_{ii} \cdot V_i^2 - V_i \cdot V_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\theta_i - \theta_j)]\} = 0 \tag{3.23}$$

$$P_i^{min} \leq P_i \leq P_i^{max} \tag{3.24}$$

onde o fluxo no ramo P_ℓ que conecta as barras M e K é expresso como:

$$P_\ell = G_\ell \cdot V_M^2 - V_M \cdot V_K \cdot [G_\ell \cdot \cos(\theta_M - \theta_K) + B_\ell \cdot \sin(\theta_M - \theta_K)] \tag{3.25}$$

e

- i representa todas as barras cujos ramos estão sobrecarregados. Essas barras serão utilizadas no processo de otimização local (exceto a barra slack). Para N = 0 por exemplo, i representa unicamente as barras K e M dos ramos sobrecarregados. Assim, para N = 0, se houver um único ramo sobrecarregado, haverá apenas duas equações onde uma representará a barra K e a outra representará a barra M.

- A_i é o conjunto de barras conectadas à barra i;

- G_ℓ representa a condutância do ramo ℓ que conecta as barras K e M;
- B_ℓ representa a susceptância do ramo ℓ.

Como dito anteriormente, o problema definido em (3.22) com restrições (3.23) e (3.24) será resolvido usando a técnica do passo de maior descida em [9], com P como uma variável independente e θ como variável dependente.

A função lagrangeana do problema de otimização considerando somente restrições de igualdade é dada por:

$$\mathcal{L}(\theta, P, \lambda) = f(\theta) + \lambda^T \cdot g(\theta, P) \tag{3.26}$$

Para que a função lagrangeana exista, ou seja, para que a equação (3.26) seja satisfeita é necessário que as condições de Karush Kuhn Tucker de primeira ordem sejam satisfeitas, ou seja, que os gradientes de $\mathcal{L}$ em função de λ, θ e P se anulem (condição de estacionareidade). Assim:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = g(\theta, P) = 0 \tag{3.27}$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \theta} = \frac{\partial f}{\partial \theta} + \left(\frac{\partial g}{\partial \theta}\right)^T \cdot \lambda = 0 \tag{3.28}$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P} = \left(\frac{\partial g}{\partial P}\right)^T \cdot \lambda = 0 \tag{3.29}$$

A equação (3.27) pode ser expandida em torno do ponto (P_0, θ_0) para pequenas variações de $\Delta\theta, \Delta P$ tal que:

$$\frac{\partial g}{\partial \theta}|_{\theta_0} \cdot \Delta\theta + \frac{\partial g}{\partial P}|_{P_0} \cdot \Delta P = 0 \tag{3.30}$$

O primeiro termo da equação (3.30) é uma matriz jacobiana de elementos $\partial g_i / \partial \theta_i$ e o segundo termo é uma matriz de elementos $\partial g_i / \partial P_i$. Isolando $\Delta\theta$ na equação (3.30) tem-se:

$$\Delta\theta = -\left[\left(\frac{\partial g}{\partial \theta}\right)^{-1} \cdot \left(\frac{\partial g}{\partial P}\right)\right] \cdot \Delta P \tag{3.31}$$

O termo entre colchetes da equação (3.31) é conhecido como matriz de sensibilidade. Essa matriz é representada pelo produto de duas outras, sendo que, a segunda delas (para o caso específico deste trabalho e pelas características da equação g) é uma matriz identidade negativa. Sendo assim, o vetor $\Delta\theta$ passa a ser:

$$\Delta\theta = \left[\frac{\partial g}{\partial \theta}\right]^{-1} \cdot \Delta P \tag{3.32}$$

Isolando λ da equação (3.28) obtém-se:

$$\lambda = -\left[\left(\frac{\partial g}{\partial \theta}\right)^T\right]^{-1} \cdot \frac{\partial f}{\partial \theta} \tag{3.33}$$

Observando a equação (3.29) e de acordo com a observação feita anteriormente acerca da matriz $\partial g/\partial P$ tem-se que:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P} = -\lambda \tag{3.34}$$

Sendo que para pequenas variações de $\mathcal{L}$ e P, tem-se:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P} = \frac{\Delta \mathcal{L}}{\Delta P} \equiv \Delta \mathcal{L}_P \tag{3.35}$$

A principal observação a se fazer nesta seção é que a metodologia utilizada para resolver o problema elimina completamente as restrições. Isso é facilmente verificado quando observamos a definição do lagrangeano. Transforma-se um problema com restrições de igualdade e/ou desigualdade em um problema irrestrito, pois essas restrições são incluídas na função lagrangeana. No caso específico deste problema só havia um único tipo de restrição (igualdade), pois as de desigualdade foram ignoradas nesse ponto. Assim, o algoritmo do passo da maior descida será aplicado a um problema irrestrito, o que o torna muito mais simples. Naturalmente, as restrições de desigualdade devem ser tratadas de maneira apropriada durante o processo de solução do problema.

3.5.2 Estratégias de controle

A solução do problema é obtida através de um procedimento que obedece diferentes passos, cada um desses passos tem uma estratégia diferente de controle. Os controles permitidos para cada estratégia são:

1. iteração 1 somente redespacho de geração é permitido (dentro da região fixada);
2. iteração 2 corte de carga na barra final do ramo sobrecarregado, em adição ao redespacho de geração;
3. durante a iteração 3 e seguintes, em adição a redespacho de geração e corte de carga na barra final do ramo sobrecarregado, cortes nas barras por ela alimentadas também são permitidos.

O corte de carga é realizado nas barras finais dos ramos sobrecarregados. O total de corte nestas barras pode ser controlado pelo ajuste dos limites de P_i, isto é, P_i^{min} e P_i^{max}.

3.5.3 Algoritmo

Uma vez estabelecidas as equações e os passos a realizar para eliminar sobrecargas pode-se então elaborar um algoritmo de forma a resumir tudo o que foi estudado até o presente momento:

1. resolver o problema de fluxo de carga usando cargas e gerações especificadas. Inicializar $P_s = 1$, onde P_s é o contador de iterações externo;
2. calcular o fluxo nos ramos. Se nenhum deles estiver sobrecarregado ir para o passo 13. Se $P_s > P_s^{max}$, pare, senão continue;
3. determinar o número de barras que deverão ser processadas na otimização local, dependendo do valor especificado para o número máximo de vizinhanças permitidas;
4. calcular o valor da função usando os valores de ângulos e tensões das barras atuais. Inicializar contador de iterações interno $i = 1$;
5. calcular os elementos de λ usando a equação (3.33);
6. calcular $\Delta\mathcal{L}_P$ usando a equação (3.35);
7. calcular a direção de busca do conjugado: $S = \Delta\mathcal{L}_P$, onde $S = \{s_1, s_2, \ldots, s_j, \ldots\}$;
8. calcular a projeção dos gradientes nos limites das variáveis independentes, tal que:

$$s_j = \begin{cases} 0 & \begin{cases} \text{se } P_j^{max} - P_j = 0 \text{ e } s_j > 0 \\ \text{se } P_j - P_j^{min} = 0 \text{ e } s_j < 0 \end{cases} \\ s_j & \text{em caso negativo} \end{cases}$$

9. calcular t^{max} tal que:

$$t^{max} = \min_j \left\{ \min_{s_j>0} \left[\frac{P_j^{max} - P_j^i}{s_j^i} \right], \min_{s_j<0} \left[\frac{P_j^{min} - P_j^i}{s_j^i} \right] \right\}$$

10. calcular o tamanho do passo $t \leq t^{max}$ tal que $f(\theta^{i+1}) \leq f(\theta^i)$, onde $\theta^{i+1} = \theta^i + \Delta\theta$ e $\Delta\theta$ é calculado usando a equação (3.31) e $\Delta P = tS^i$ e $P^{i+1} = P^i + \Delta P$. Note que ΔP é um incremento de potência na barra e pode ser obtido por redespacho de geração e/ou corte de carga;
11. verificar se houve convergência, ou seja, se $f(\theta^{i+1}) \leq Tol$ ou $[f(\theta^{i+1}) - f(\theta^i)] \leq Tol$, ir para o passo 12. Atualizar o contador de iterações $i = i + 1$ e voltar ao passo 5;
12. com o novo despacho de geração e carga, calcular o fluxo de carga para o sistema completo para avaliar o efeito das mudanças no sistema. Atualizar $P_s = P_s + 1$ e voltar ao passo 2;

13. calcular a geração da barra *swing*. Se ela não estiver sobrecarregada parar. Caso contrário, cortar a carga da barra swing e/ou das barras alimentadas por ela pela quantidade equivalente de sobrecarga desta barra e parar a execução do programa.

A execução dos passos 5 ao 11 constituem uma iteração de otimização local e a execução dos passos 2 ao 12 um passo de eliminação de sobrecarga em ramos. Para limitar o tempo computacional, um limite P_s^{max} pode ser ajustado no número de passos.

Após a leitura do algoritmo verifica-se então qual o procedimento utilizado para minimizar a função objetivo:

1. monta-se a função lagrangeana a partir da função objetivo e da restrição de igualdade;
2. utiliza-se o método do passo da maior descida para resolver o problema;
3. finalmente, evita-se que os limites da restrição de desigualdade sejam violados pelo cálculo da projeção do gradiente nesses limites.

3.5.4 Considerações sobre o método

Esse método apresenta uma deficiência no que diz respeito à escolha da região de trabalho definida de forma a eliminar o problema. De acordo com o passo 3, essa região deve ser pré-especificada de acordo com o *sentimento* do operador. Entretanto, é necessário que se faça um estudo prévio de forma a determinar a melhor região para se eliminar a sobrecarga e, se possível, sem nenhum corte de carga. Isso atenderia a condições econômicas (fornecimento de energia a consumidores) que não são levadas em conta neste algoritmo. Pensando nesse aspecto, foi proposto o método de otimização local adaptativa que, por ser a parte mais crítica do trabalho, será detalhado no próximo capítulo.

Além disso, algumas modificações serão propostas de forma a tornar o método mais eficiente. Por exemplo, serão usadas técnicas de vetores esparsos sempre que possível e serão acrescentadas heurísticas de forma a adaptar o método de otimização geral às condições particulares de geração de redes elétricas. Esses pontos também serão detalhados no próximo capítulo.

Capítulo 4

Modificações no método básico

Neste capítulo serão apresentados todos os passos para implementação do novo método, todas as aproximações ou considerações realizadas, juntamente com os progressos e/ou mudanças realizadas a partir do método proposto no trabalho original [7], que será denominado método base.

4.1 Iterações X Estratégias

No método base são utilizados dois contadores, um para as iterações internas e outro para as externas. Segundo [7], P_s, a variável que determina a iteração externa, é também utilizada para definir a estratégia de controle naquela iteração:

- $P_s = 1$: somente redespacho de geração é permitido;
- $P_s = 2$: permite-se cortes de carga na barra final do ramo sobrecarregado;
- $P_s = 3$: permite-se também cortes de carga nas barras alimentadas pela barra final do ramo sobrecarregado.

Após a realização de alguns testes, percebeu-se a necessidade de desvincular o contador de iterações P_s da estratégia de controle. Verificou-se que existem situações que em duas ou mais iterações externas é necessário utilizar a mesma estratégia de controle. Por exemplo, se somente redespacho de geração é permitido e uma ação de controle definida para eliminar uma sobrecarga resultar em nova sobrecarga em outro ramo, uma nova iteração externa deverá ser realizada, porém, mantendo a mesma estratégia. Foi criada, então, uma variável que define a estratégia de controle. Para essa nova condição, P_s passa a ser somente o contador de iterações externas, incrementado a cada cálculo de fluxo de carga, e a nova variável é a que indicará qual controle se

deve realizar. O teste 5.2.2 no capítulo 5 mostra a importância dessa separação entre o contador P_s e a estratégia de controle.

4.2 Resultado danoso após controle

Ao calcular os fluxos nos ramos e, posteriormente, a função objetivo (caso haja sobrecargas) é necessário verificar se o novo valor para esta função não é superior ao anterior. Esse fato pode ocorrer pois um redespacho em um gerador pode provocar sobrecarga em um ramo anteriormente não sobrecarregado.

Na primeira iteração externa obviamente isto não é possível, mas, é preciso monitorar o valor dessa função cada vez que se realiza uma ação de controle. Assim, cada vez que o algoritmo convergir (executar todas as ações de controle possíveis em uma iteração externa) e executar o fluxo de carga completo de forma a calcular os valores exatos dos fluxos, deve-se comparar os valores das funções objetivo antes e depois da execução desses controles. Se a função objetivo apresentar valor maior que o anterior, executa-se os passos abaixo. A seção 5.2.3, do capítulo 5, mostrará com mais detalhes a execução desses passos.

1. identifica-se os novos ramos sobrecarregados e elimina-se aqueles que já existiam na iteração anterior caso ainda estejam presentes;
2. diminui-se da função objetivo os valores das sobrecargas dadas pelos ramos eliminados;
3. realiza-se as ações de controle para este novo problema, utilizando para isso o método da maior descida;
4. bloqueia-se os controles que causam o problema;
5. executa-se novamente o fluxo de carga.

4.3 Otimização local adaptativa

No método base define-se uma região de interesse fixa para a obtenção das ações de controle. Isso é feito de forma a minimizar o esforço computacional, principalmente no caso de redes de grande porte. Essa região é composta pelas barras terminais dos ramos sobrecarregados e mais as barras pertencentes a um certo número de vizinhanças a partir de cada um dos ramos sobrecarregados. Em [7], indica-se como razoável a definição de 2 vizinhanças.

Simulações mostraram que um número de vizinhanças pré-definido pode levar a resultados insatisfatórios. Por exemplo, pode ocorrer que o redespacho de um certo gerador fosse resultar na eliminação de um sobrecarga caso esse gerador estiver dentro da região de interesse. Caso contrário, ele não será considerado e cortes de carga desnecessários serão executados se não

existirem outros geradores, dentro dessa região, que sejam capazes de eliminar o problema. Além do mais, fixando a vizinhança o programa executa (quando em estratégia de corte de carga) muitos cálculos sem necessidade. Na estratégia 2 por exemplo, quando deve haver corte somente nas barras finais dos ramos sobrecarregados, a vizinhança a ser adotada é zero pois não há mais nada a fazer com as barras conectadas aos ramos sobrecarregados. Cálculos desnecessários também seriam realizados quando a estratégia é corte de carga nas barras alimentadas pelas barras finais dos ramos sobrecarregados. Nesse caso, a vizinhança é 1 e a vizinhança 2 não precisa ser avaliada.

Foi, então, utilizada a idéia da determinação adaptativa da região de interesse, baseada em [5, 6] e denominada de otimização local adaptativa. Normalmente, há um acréscimo do esforço computacional para determinar a região de interesse, tendo-se em contra partida um método mais robusto e confiável de eliminação de sobrecargas.

Como já mencionado, a idéia básica é ter uma região de interesse que contenha todos os geradores cujos redespachos produzam redução significativa da sobrecarga. Duas formas de avaliar a eficiência dos geradores na redução de sobrecargas foram testadas. Na primeira, utilizou-se o *generation shift factor (GSF)* [13], definido como: $s_{\ell j} = \Delta P_\ell / \Delta P_j$, onde $s_{\ell j}$ é o GSF, ΔP_ℓ é a variação de fluxo de potência no ramo ℓ e ΔP_j é o montante de redespacho ao gerador j. GSF é na verdade a sensibilidade do fluxo em um certo ramo com relação a variações na injeção de potência em uma certa barra. Geradores com alto GSF têm a capacidade de alterar significativamente o fluxo de potência nos ramos sobrecarregados com redespachos relativamente pequenos. Mais detalhes sobre GSF são fornecidos no apêndice A. Na segunda forma, adotada no método final, foi utilizado o próprio λ da função Lagrangeana. O valor do elemento λ_j, embora numericamente diferente de GSF, apresenta as mesmas características qualitativas. A vantagem nesse caso é que λ já é determinado, evitando-se cálculos adicionais de GSF.

Partindo das barras terminais do ramo sobrecarregado, expande-se a região de interesse, vizinhança por vizinhança. A cada vizinhança atingida localiza-se barras geradoras. Calcula-se então os valores das sensibilidades (λ) até que se obtenha duas vizinhanças (consecutivas) com geradores com baixos valores de λ. Finalmente, a região de interesse fica definida como aquela que contém um número de vizinhanças tal que todos os geradores, com valor de λ maior ou igual a uma tolerância pré-especificada, sejam incluídos. Para que a determinação da região de interesse fosse feita de forma mais eficiente, ela foi introduzida no passo 5, sendo eliminado o passo 3 do algoritmo base.

Para encontrar o valor do λ mínimo optou-se por inserir todas as barras finais dos ramos sobrecarregados no momento em que a sensibilidade do primeiro gerador encontrado for calculada. O resultado fornecerá os valores das sensibilidades do gerador e de cada uma das barras inseridas. Para decidir sobre o λ mínimo, basta escolher a maior sensibilidade e dividí-la por um valor conveniente. Esse valor em princípio é diferente para cada sistema. Ele deve ser definido à medida que as simulações são feitas. Entretanto, sua definição não exige o conhecimento do comportamento do sistema.

4.4 Mudança do cálculo da função objetivo

A função objetivo passa a ser calculada no passo 2 pois aproveita-se as rotinas de cálculo de fluxo nos ramos do programa de fluxo de carga original para definir quais ramos estão sobrecarregados e quanto vale cada sobrecarga. Portanto, o passo 4 se resume a inicializar o contador de iterações interno i.

4.5 Troca de g por B'

O passo 5 sofreu modificações importantes, tanto do ponto de vista conceitual como computacional. O cálculo de λ foi feito através de: $\lambda = (B')^{-1} \cdot (\partial f/\partial\theta)$. Assim, usou-se B' no lugar de $-(\partial g/\partial\theta)^T$, ou seja, a matriz de sensibilidades entre potência ativa e ângulo de fase das tensões do método de fluxo de carga desacoplado rápido definida em [4] foi utilizada. Isso foi feito pois:

- as matrizes apresentam as mesmas características matemáticas e representam as mesmas sensibilidades;
- a matriz B', ordenada e fatorada, está disponível pois é utilizada no cálculo inicial do estado da rede;
- B' permanece constante ao longo da execução do algoritmo, enquanto que $\partial g/\partial\theta$ deveria ser formada e fatorada cada vez que o estado da rede fosse alterado.

Outro ponto importante diz respeito à dimensão das matrizes $\partial g/\partial\theta$ e B'. De acordo com o algoritmo básico proposto em [7], $\partial g/\partial\theta$ tem dimensão igual ao número de barras da região de interesse. Isso significa que não se considera variações nos ângulos das barras que não pertencem a essa região (ver figura 4.1). Naturalmente, essa é uma aproximação que causa imprecisão no cálculo de λ, onde todas as barras fora da região de interesse são consideradas como sendo *slack*. A matriz B' utilizada no algoritmo modificado tem dimensão igual ao número de barras e, portanto, ao ser utilizada leva em conta as variações de ângulos de todas as barras. Eficiência computacional é obtida utilizando-se técnicas de vetores esparsos [24]. Assim, é possível calcular apenas os ângulos das barras de interesse (e mais alguns devido à característica da técnica de vetores esparsos) de forma precisa, assim como o vetor λ. Quando se diz que os ângulos são calculados de forma precisa, entende-se que a inclusão de técnicas de vetores esparsos não introduz aproximações adicionais no cálculo, o que não é o caso quando se considera a matriz $\partial g/\partial\theta$, pois todas as barras fora da região de interesse são consideradas como barras de referência.

Como já discutido na seção 4.3, a região de interesse passou a ser determinada no passo 5. Utilizando esse fato e unindo-o à troca da matriz g pela matriz do fluxo de carga desaco-

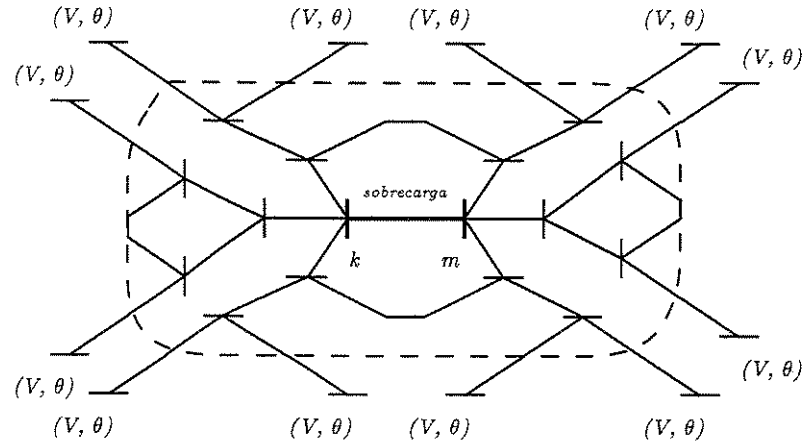


Figura 4.1: Região pré-definida (2 vizinhanças) em torno do ramo $k - m$

plado rápido (B') descreve-se a seguir um algoritmo para a obtenção da região de interesse e deteminação do vetor λ no caso da estratégia 1 (somente redespacho de geração é permitido).

1. zerar vetor λ;
2. obter vetor $\partial f/\partial\theta$. Este vetor apresenta elementos não nulos somente nas posições relativas às barras dos ramos sobrecarregados;
3. realizar a substituição *fast forward* (substituição *forward* utilizando técnicas de vetores esparsos) de $(B')^{-1} \cdot (\partial f/\partial\theta)$;
4. a partir das barras dos ramos sobrecarregados, expandir a região de interesse vizinhança por vizinhança. Ao ser encontrado um gerador, obter o elemento de λ relativo à barra onde se encontra o gerador. Isso é feito realizando a substituição *fast backward.*
5. parar a expansão caso sejam encontradas duas vizinhanças (consecutivas) cujos geradores tenham λ muito pequeno (menores que um limiar pré-definido);
6. a região de interesse vai até a vizinhança que contém o último gerador encontrado com valor não desprezível de λ.

Naturalmente, para as estratégias 2, 3 e demais não é necessário obter a região de interesse dessa forma, pois sabe-se exatamente quais as barras da rede terão suas cargas cortadas e quais geradores serão redespachados (em caso de emergência extrema).

4.6 Eliminação do passo 6

Esse passo sofreu uma aproximação simples. No capítulo 3 foram obtidas as expressões para o cálculo de algumas variáveis presentes no algoritmo proposto. No entanto, percebe-se que

$\Delta\mathcal{L}_P$ é igual a $-\lambda$, pois a matriz de derivadas parciais de g com relação a P é igual ao negativo da matriz identidade. Assim o passo 6 não precisa ser executado e pode ser fundido ao passo 7 de forma que o vetor de sensibilidades S seja igual a λ.

4.7 Inserção da restrição dos limites

No passo 8 observa-se uma ação muito importante dentro do algoritmo. Ao montar o problema adotou-se como função a minimizar $(P_\ell^0 - P_\ell^{lim})^2$, para um ramo específico ℓ. Essa função tinha duas restrições, as equações de fluxo de carga e os limites de potência máximo e mínimo de cada barra a ser controlada. Entretanto, durante a formulação, essa segunda restrição foi abandonada e a função lagrangeana foi construída apenas com a primeira. Obviamente essa segunda restrição teria que ser considerada em algum ponto do algoritmo e é exatamente nesse passo que isso é feito. Assim, uma vez encontrado o valor da sensibilidade de uma barra, com relação a todos os ramos sobrecarregados, verifica-se sua direção. Se a barra estiver limitada em um dos extremos e a direção encontrada for tal que exija que esse extremo seja ultrapassado, então, essa sensibilidade deve ser anulada. Percebe-se que é muito mais fácil adicionar essa consideração dentro desse passo do algoritmo do que inserí-la dentro da função lagrangeana e somente depois encontrar suas raízes.

O texto a seguir explica melhor essa análise. Será suposta a existência de um sistema de 3 barras, k, m e n e 3 ramos h, j e l que conectam essas barras, conforme figura 4.2. As barras k e m são barras PV e a barra n é a barra de referência (ver figura 4.2).

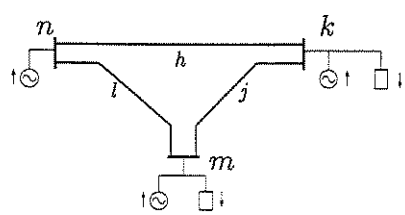


Figura 4.2: Sistema de 3 barras

Imagina-se que o ramo j esteja inicialmente sobrecarregado. Ao encontrar a sobrecarga, a execução do algoritmo tem por objetivo eliminá-la utilizando as estratégias anteriormente comentadas. Serão estudados três possíveis casos onde sempre será possível eliminar a sobrecarga utilizando unicamente controles em redespacho de geração:

1. os geradores das barras PV tem potência ilimitada;
2. o gerador da barra m não estará disponível para redespacho;
3. o gerador da barra m tem geração mínima e máxima fixadas dentro de um pequeno intervalo que contenha obviamente a geração nominal da barra. O objetivo é fazer com que o

passo de minimização encontre um dos limites quando houver o primeiro redespacho. Isso limitará o redespacho também do outro gerador impedindo a eliminação da sobrecarga.

No primeiro caso, o algoritmo do passo da maior descida converge em uma única iteração, conforme figura 4.3(a). O redespacho nos dois geradores faz com que a sobrecarga seja eliminada de uma única vez, sendo que o gerador da barra m tem redespacho negativo (é montante, com relação ao sentido do fluxo).

Para o segundo caso, também atinge-se convergência em uma única iteração, mas, o gerador da barra k sofre um redespacho maior, pois agora, ele é o único gerador disponível para eliminar a sobrecarga (ver figura 4.3(b) e compará-la à 4.3(a)). Essas figuras são hipotéticas e servem somente para dar uma idéia do que se passa quando uma ação de controle é efetuada.

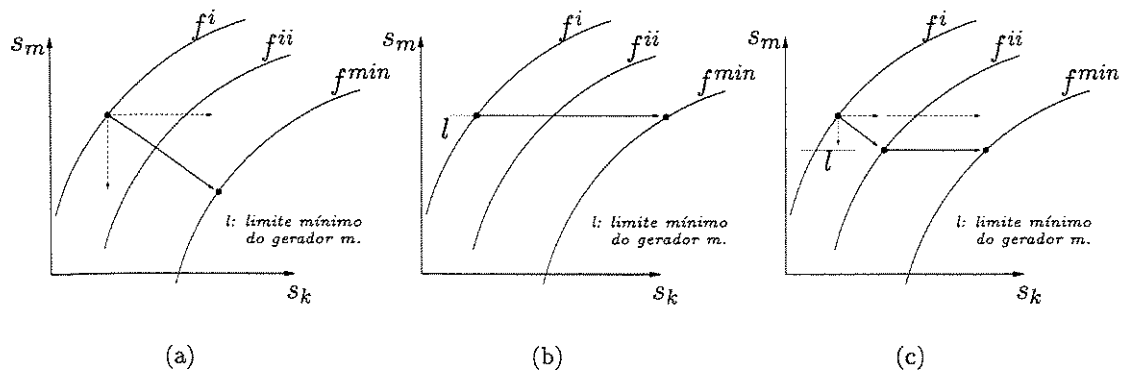


Figura 4.3: Caminhos de procura do mínimo

Já no terceiro caso, figura 4.3(c), são necessárias duas iterações pois inicialmente os dois geradores podem ser redespachados e a sobrecarga não é eliminada no primeiro redespacho. Ao atingir a capacidade mínima para geração, redespacho máximo da barra m com o primeiro passo, deve-se recalcular os valores das sensibilidades e zerar a componente do gradiente que indica que se deve diminuir ainda mais a geração em m. A partir daí deve-se encontrar o mínimo utilizando apenas a componente do outro gerador. Seguindo ainda a figura 4.3(c), vê-se que no primeiro passo encontrou-se uma solução intermediária f^{ii} para a função objetivo. Nesse caso, ainda com valor alto de sobrecarga, é necessário realizar mais uma iteração usando somente estratégia de redespacho (sempre estratégia 1), pois ainda existe outra barra disponível para controle. A partir desse passo, a direção de procura do mínimo não seguirá a direção de $-g$ pois ela tem uma das componentes desse vetor anulada.

Esses três casos mostram que existem infinitas soluções para o problema dependendo de como os limites das barras são impostos. Obviamente que, após se realizar uma combinação desses limites e iniciar a execução do programa, a solução encontrada é única.

Percebe-se que só com os geradores é possível eliminar a sobrecarga em qualquer um dos

casos. Se isso não fosse possível seria necessário mudar de estratégia e cortar cargas nas barras definidas pelo algoritmo. Para isso basta seguir o mesmo raciocínio no que diz respeito ao tratamento dos limites.

No caso de haver mais que um ramo sobrecarregado, o comportamento seria ligeiramente diferente. Pode ser que o mínimo da função objetivo, para uma certa estratégia, não seja muito pequeno pois essa função é agora a soma de duas outras funções. É sabido que a soma de duas funções quadráticas cujo determinante $\Delta = 0$ (raízes reais e iguais) fornece outra função quadrática cujo Δ será sempre negativo (não possuirá raiz real). Isso significa que, mesmo atingindo o mínimo da função resultante, serão necessários outros passos para obter a solução final do problema. Esse algoritmo, particularmente, trabalha com o objetivo de superpor uma função sobre a outra, ou seja, tentando aproximar ao máximo os dois mínimos. Quando isso acontecer, a solução final é encontrada e as sobrecargas anuladas.

Uma observação a ser feita é que não se exige que as diferenças $P^{max} - P_j$ ou $P_j - P^{min}$ sejam exatamente iguais a zero conforme mencionado no início desse capítulo. O termo s_j será zerado se a potência da barra j estiver em torno do valor limite. Essa faixa de variação é pré-definida.

4.8 Rotinas para encontrar melhor passo

Este passo também sofreu algumas alterações e a forma de calcular o passo ótimo varia dependendo do método utilizado (Fibonacci ou interpolação cúbica). Como mostrado na tabela do teste 5.8 no capítulo 5, o método de interpolação cúbica tem desempenho muito superior ao método de Fibonacci tanto quando se compara o número de iterações necessárias para encontrar um valor de passo ótimo quanto para a precisão do valor encontrado. Como foi dito anteriormente, a função objetivo é quadrática e o método de interpolação cúbica é exato para este tipo de função, pois possui a taxa de convergência de ordem 2.

Outra vantagem de se usar a interpolação cúbica é verificada quando a derivada da função objetivo no passo máximo (limitado por um dos controles disponíveis) é menor ou igual a zero. Nesse caso já se tem informação suficiente para saber que a função ainda não mudou de sinal, ou seja, continua descendo. Quando isso acontece não é necessário um cálculo adicional para decidir sobre o passo ótimo, pois o próprio passo máximo já contém essa informação.

O fato de se usar a interpolação cúbica implica em não se calcular explicitamente os novos ângulos. Os valores de $\Delta\theta$ são calculados implicitamente, enquanto que a nova função objetivo é calculada a partir do valor inicial juntamente com a soma do termo de redespacho. Isso será melhor demonstrado no apêndice B.

Finalmente, será explicado porque se usa redespacho na primeira estratégia, ou corte de carga nas barras finais dos ramos sobrecarregados somente na segunda estratégia e assim por diante. No passo 10 do algoritmo base, usa-se um valor de passo que produza um decréscimo da função objetivo, mas não se usa um passo que esgote a ação de controle, ou seja, aquela que minimiza

a função objetivo. Isso faz com que nos passos seguintes (outras estratégias) permita-se que se realize outra ação de controle usando estratégias anteriores. Quando se usa interpolação cúbica ou Fibonacci o passo encontrado é capaz de eliminar de uma só vez toda a capacidade de um dos controles disponíveis.

O objetivo de se usar as rotinas de Fibonacci ou interpolação cúbica é exatamente encontrar o valor do passo que esgote todo o controle possível em uma determinada barra. Assim, com esses métodos, o termo "mudar de estratégia" implica em impossibilidade do uso da estratégia anterior.

Obviamente, os testes para sistemas maiores só utilizarão o método de interpolação cúbica cuja eficiência é muito maior se comparada ao método de Fibonacci.

Uma outra modificação realizada no algoritmo, mas com menor importância, é a utilização da variação relativa da função objetivo como sendo um dos parâmetros para uma nova iteração interna. Diferentemente do que propõe o algoritmo, utiliza-se a seguinte expressão: $(f^i - f^{i+1})/f^i$, onde f^i é o valor da função objetivo na iteração interna i e f^{i+1} é o valor da função após a ação de controle. A outra condição, a que determina a necessidade de uma nova iteração interna caso a função objetivo seja maior que o valor mínimo exigido, só será obedecida caso haja mais que uma barra a ser controlada durante a iteração interna corrente. Pois, mesmo que haja muita variação na função objetivo após a execução de um passo, não se realizará outra iteração interna a menos que outras barras tenham sido controladas. Isso evitará de se calcular sensibilidades e posteriormente verificar que não há mais nenhuma barra passível de controle.

4.9 Emergência extrema

Um outro ponto importante é que, de acordo com a lógica do algoritmo, após a terceira estratégia, não se realiza mais nenhuma ação de controle. De forma a evitar que o programa não encontre solução para o problema foi idealizada a estratégia de emergência extrema. Neste caso permite-se cortes de carga em todas as barras do sistema. Entretanto, os cortes não são feitos de uma só vez em todas as barras da rede. A inclusão da estratégia de emergência extrema resulta na nova ordenação de estratégias a seguir:

1. primeira estratégia: só redespacho de geração é permitido;
2. segunda estratégia: cortes de carga nas barras finais dos ramos sobrecarregados são permitidos;
3. terceira estratégia: cortes de carga nas barras alimentadas pelas barras finais dos ramos sobrecarregados são permitidos;
4. quarta estratégia: cortes de carga nas barras alimentadas por aquelas da estratégia 3 são permitidos e assim por diante.

Assim, a partir do local da sobrecarga, expande-se iterativamente a região de interesse (acrescentando um a um os níveis de vizinhanças) e os controles são efetuados até que se elimine o problema. Nesse caso também são permitidos redespachos em qualquer gerador não importando o valor da sensibilidade.

Uma observação importante é que esses controles só serão feitos após a permissão do usuário. A seção 5.2.4 do capítulo 5 apresenta alguns resultados envolvendo a execução de ações de controle segundo a estratégia de emergência extrema.

Os demais passos não sofreram modificações e por isso não serão comentados. Sendo assim, será apresentada agora a versão final do algoritmo e posteriormente todas as heurísticas nele incorporadas.

4.10 Algoritmo proposto

1. resolver o problema de fluxo de carga usando cargas e gerações especificadas. Inicializar o contador de estratégias $P_s = 1$ e o contador de iterações externas $P_t = 1$;

2. calcule o fluxo nas linhas. Se não existir sobrecarga, vá para 12. Se $P_s > P_s^{max}$, pare. Senão, faça contador de iterações interno $i = 1$;

3. calcule o valor da função objetivo, f^0, usando os valores de ângulos e tensões das barras atuais ;

4. Se $P_s > 1$, determine as barras a serem processadas de acordo com a estratégia escolhida, calcule os respectivos valores de λ usando a equação (3.33) e vá para o passo 6;

5. Se $P_s = 1$, determine a região de interesse usando otimização local adaptativa. Começando pelas barras terminais dos ramos sobrecarregados, expanda a região de interesse vizinhança a vizinhança, de forma a encontrar os geradores cujos redespachos serão efetivos para aliviar a sobrecarga. Um gerador é considerado como controle efetivo se a sensibilidade do ramo sobrecarregado com relação a mudança de injeção de potência nesse gerador é superior a um limite mínimo. Esse limite depende de cada sistema. A procura por geradores é interrompida quando geradores com sensibilidades muito pequenas são encontrados em duas vizinhanças consecutivas. Para cada gerador encontrado, o valor de λ é calculado. Caso o gerador encontrado não seja incluído como controle disponível, o valor correspondente de λ é zerado;

6. Calcule o conjugado da direção λ, $S = \Delta\mathcal{L}_P = -\lambda$, onde $S = \{s_1, s_2, \ldots, s_j, \ldots, \}$;

7. Levar em conta os limites das variáveis de controle. Calcular a projeção do gradiente nos

limites das variáveis independentes;

$$s_j = \begin{cases} 0 & \begin{cases} \text{se } P_j^{max} - P_j = 0 \text{ e } s_j > 0 \\ \text{se } P_j - P_j^{min} = 0 \text{ e } s_j < 0 \end{cases} \\ s_j & \text{em caso negativo} \end{cases}$$

8. calcule o passo máximo t^{max} tal que:

$$t^{max} = \min_j \left\{ \min_{s_j>0} \left[\frac{P_j^{max} - P_j^i}{s_j^i} \right], \min_{s_j<0} \left[\frac{P_j^{min} - P_j^i}{s_j^i} \right] \right\}$$

9. calcule o tamanho do passo t^* $(0 \leq t^* \leq t_{max})$ usando interpolação cúbica. Calcule $\Delta P = t^* \cdot S$. Atualize as injeções de potência $P = P + \Delta P$. Note que ΔP pode incluir redespacho de geração e/ou corte de carga, dependendo da estratégia corrente;

10. calcule o valor da função objetivo, f^1. Se $f^1 \leq \epsilon_1$ ou $[(f^1 - f^0)/f^1] \leq \epsilon_2$ vá para 11. Caso contrário, incremente o contador de iterações interno $i = i + 1$ e vá para o passo 4;

11. resolver o problema de fluxo de carga para a nova geração/carga. Faça $P_t = P_t + 1$ e $P_s = P_s + 1$. Vá para o passo 2;

12. Calcule a injeção de potência na barra *slack*. Se ela estiver sobrecarregada, corte carga na barra *slack* e/ou nas barras por ela alimentadas. A quantidade de carga cortada deve ser igual a quantidade violada. Senão pare.

4.11 Heurísticas

As seguintes heurísticas foram adicionadas ao algoritmo básico de forma a aumentar sua eficiência e de levar em conta alguns aspectos práticos relacionados ao problema de eliminação de sobrecargas:

- no passo 2: se algum ramo sobrecarregado é detectado mas alguma ação de controle já foi efetuada com sucesso para eliminá-la, significando que t^* foi determinado de forma a zerar a função objetivo, faça $P_s = P_s - 1$. Isso acontece devido à utilização da parte real (P, θ) do problema de fluxo de potência no processo de otimização. Decrementar P_s implica em executar outra iteração usando a mesma estratégia de controle usada na iteração seguinte;

- no passo 2: se $P_t > 1$ e aparecem novos ramos sobrecarregados (aqueles que aparecem somente depois que alguma ação de controle tenha sido efetuada) tal que o valor da função objetivo aumente, execute os passos 3-10 considerando somente as novas sobrecargas para calcular a função objetivo. Depois que as novas sobrecargas forem eliminadas, bloqueie os controles que foram usados nesse passo específico;

- no passo 11: se o cálculo de fluxo de carga não convergir após o controle, volte os controles, um a um (no sentido inverso que eles foram efetuados), até que a convergência seja obtida. A partir do momento que se consegue convergência, mudar a estratégia e aplicar novos controles.

4.12 Comentários gerais

- Os valores de λ nos passos 4 e 5 são eficientemente calculados usando técnicas de vetores esparsos. O vetor $\partial f/\partial\theta$ é esparso, e a substituição *fastforward* pode ser executada. Se número de elementos de λ a ser calculado é pequeno, a substituição *fastbackward* também poderá ser executada;

- O limite do passo 5 é definido como sendo uma porcentagem do maior multiplicador de Lagrange calculado a partir das barras terminais dos ramos sobrecarregados juntamente com aquele do primeiro gerador encontrado;

- ϵ_1 e ϵ_2 são arbitrariamente escolhidos. Todas as simulações foram feitas com $\epsilon_1 = 10^{-6}$ e $\epsilon_2 = 10^{-2}$ com bons resultados finais.

Capítulo 5

Testes

5.1 Sistemas utilizados

Durante o desenvolvimento e teste do método proposto foram utilizados os sistemas de 14 barras/20 ramos e 30 barras/41 ramos cujos dados aparecem em [15], um sistema de 300 barras/411 ramos [17] e um sistema de 904 barras/1283 ramos que corresponde a uma versão reduzida do sistema sudoeste dos Estados Unidos da América. O sistema de 14 barras foi de extrema importância para testar a robustez do programa computacional.

5.2 Testes com o sistema de 14 barras

5.2.1 Unimodalidade da função objetivo

O teste descrito a seguir comprova a unimodalidade da função objetivo. Para isso será utilizado o método de Fibonacci para encontrar o melhor passo de otimização (t^*). O motivo é que os vários pontos encontrados pela rotina permitem a construção de um gráfico. Inicialmente o sistema foi adequado para funcionar com as seguintes características:

- o ramo que conecta as barras 6 e 13 será sobrecarregado (ver figura 5.1). Os valores de sobrecarga não são importantes nesta simulação;
- apenas o gerador da barra 2 não será limitado, sendo portanto, o único controle disponível;
- aqui utiliza-se zero como limiar para as sensibilidades de forma que qualquer gerador seja capturado pela otimização local adaptativa. O objetivo é fazer com que o gerador da barra 2 seja redespachado. Caso contrário, os objetivos dessa demonstração seriam parcialmente omitidos.

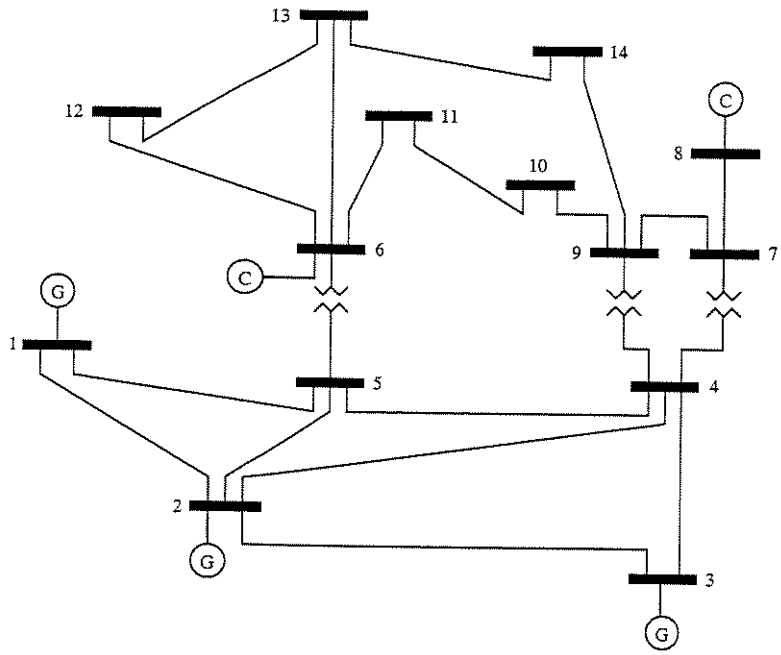


Figura 5.1: Sistema de 14 barras

A figura 5.2 mostra gráficos com os valores da função objetivo em função do valor do passo t para três iterações realizadas pelo método proposto. Os gráficos são construídos a partir de pontos pertencentes ao intervalo $[0, t^{max}]$, onde t^{max} é o maior passo permitido pelo algoritmo, para as condições acima impostas. Os pontos encontrados pelo método podem ser identificados pela intersecção da linha inteira com a tracejada. A primeira simplesmente une os pontos e a segunda mostra como o método de Fibonacci procura o mínimo). Isso mostra porque o método do passo da maior descida é rápido para esse tipo de problema: a função é convexa. Assim, se nenhuma restrição for violada, o mínimo poderá ser obtido com um único passo de otimização que será fornecido pela rotina de Fibonacci (utilizado apenas nesse caso, nos demais será utilizado interpolação cúbica).

A primeira estratégia, ou iteração externa (nesse caso particular os dois conceitos se confundem), foi finalizada com o redespacho total do gerador da barra 2. A função objetivo não sofre praticamente nenhuma variação (0,0115 a 0,0114). Esse foi um dos motivos que levaram a se explorar a idéia de otimização local adaptativa. Além disso, com a otimização local adaptativa, mesmo que existisse um gerador em vizinhança superior com alta sensibilidade, o gerador da barra 2 não seria redespachado (por ser muito pequena, sua sensibilidade seria zerada).

Outra observação importante a se fazer é com relação ao número de pontos calculados. Quando se usa interpolação cúbica, o algoritmo detecta sem nenhum cálculo, que o passo ótimo é o passo máximo, pois, a derivada no passo máximo é negativa.

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

Na segunda estratégia, gráfico central, toda a carga da barra 13 é cortada, mas, a sobrecarga persiste. Entretanto, seu valor é bem menor. Já na terceira estratégia, terceira iteração externa, os cortes nas barras 12 e 14 são suficientes para eliminar a sobrecarga restante.

Os três gráficos mostram que a função é unimodal, ou seja, possui um único mínimo no intervalo dado. No caso específico desse trabalho foi verificado que a função é unimodal para quaisquer valores situados dentro do intervalo dado por $[t^0, t^{max}]$. Obviamente que isso pode ser deduzido intuitivamente. Observando a função objetivo verifica-se que ela é sempre um parábola que é, consequentemente, uma função convexa (unimodal) para qualquer intervalo.

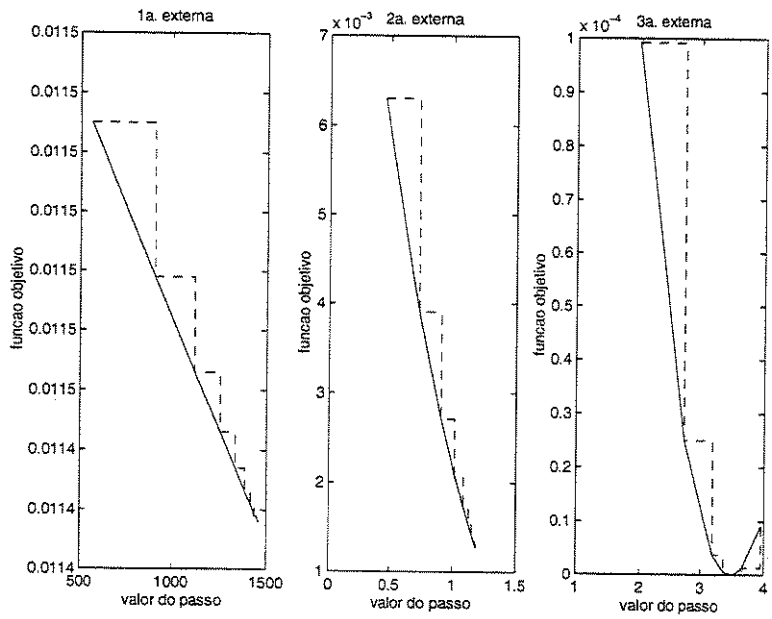


Figura 5.2: Unimodalidade da função objetivo

5.2.2 Contador de estratégias separado do contador de iterações

Este teste tem por objetivo ilustrar a necessidade de se ter um contador de iterações externo e uma variável para definição de estratégia de controle. As condições estabelecidas para este teste são:

- ramos: o fluxo de potência no ramo 6-13 foi limitado em 15 MW de forma a provocar sobrecarga inicial (o fluxo nominal neste ramo é de 17,74 MW). Ao mesmo tempo, impôs-se um limite de 57 MW no fluxo de potência no ramo 2-4, sendo que, o fluxo inicial nesse ramo é de 56,14 MW. Assim, inicialmente, não existe sobrecarga no ramo 2-4;
- geradores: apenas o gerador da barra 2 será habilitado. Sua geração máxima é 80 MW e a nominal é de 40 MW.

Na primeira iteração externa o gerador 2 é levado ao limite. Nessa condição, a sobrecarga no ramo 6-13 é aliviada mas não eliminada pois a sensibilidade desse gerador é muito pequena. Além disso, o redespacho gera um aumento no fluxo do ramo 2-4 causando uma nova sobrecarga. A combinação das duas sobrecargas faz com que a função objetivo seja ainda maior que aquela da iteração anterior. Assim, na próxima iteração externa não haverá corte de carga mas unicamente redespacho com o objetivo de eliminar a sobrecarga de 2-4. Ou seja, utiliza-se a mesma filosofia de forma a eliminar a nova sobrecarga. A forma de se fazer isso será discutida posteriormente. O importante aqui é verificar que mesmo repetindo a estratégia anterior pode-se diminuir a função objetivo sem a necessidade de cortar carga. A tabela 5.1 mostra esses detalhes.

Tabela 5.1: Mesma estratégia para iterações externas diferentes

iteração externa	estratégia	ramo sobrecarregado	barra de controle	redespacho (MW)
1	1	6-13	2	39,72
2	1	2-4,6-13	2	-26,02

Existem ainda outros exemplos que ilustram a necessidade de diferenciar a estratégia da iteração externa. O fato de obter convergência (ação de controle obtida no passo 9 indica eliminação de sobrecarga) para um problema e a função objetivo ainda ficar acima da tolerância especificada é um exemplo disso. Ao executar o fluxo de carga completo pode-se encontrar um valor superior a esse mínimo para a função objetivo, obrigando o programa a executar novas ações de controle. Pode ser que as ações anteriores tenham sido de redespacho e que um novo ajuste nesses geradores permita que a sobrecarga seja eliminada sem que seja necessário cortar carga. Um exemplo disso é mostrado na tabela 5.2. As condições para o teste são:

- a barra 6 contém um condensador síncrono. Com o intuito de testar o desempenho do método proposto, considerou-se que na barra 6 houvesse um gerador. Para este teste, somente este gerador foi habilitado.
- a sobrecarga é no ramo 6-13 e vale 2,74 MW.

Tabela 5.2: Sobrecarga residual após controle

iteração externa	estratégia	função objetivo após controle (passo 9)	função objetivo após fluxo de carga completo
1	1	0	$4{,}41 \cdot 10^{-6}$
2	1	0	0

O redespacho no gerador 6 é tal que, teoricamente, não haveria mais sobrecarga no ramo 6-13. Entretanto, ao realizar o fluxo CA uma pequena sobrecarga é encontrada, o que leva o algoritmo a uma nova ação de controle. Como o gerador 6 não foi levado ao limite, ele ainda pode, sozinho, eliminar a sobrecarga restante.

5.2.3 Verificação de piora na função objetivo

Condições para execução da simulação:

- ramos: o fluxo de potência no ramo 6-13 foi limitado em 15 MW de forma a provocar sobrecarga inical pois o fluxo inicial nesse ramo é de 17,74 MW. Ao mesmo tempo, impôs-se um limite de 57 MW no fluxo do ramo 2-4, sendo que, o fluxo inicial nesse ramo é de 56,14 MW. Assim, inicialmente não existe sobrecarga no ramo 2-4.
- geradores: apenas o gerador da barra 2 será habilitado. Sua geração máxima é 80 MW e a nominal é de 40 MW;
- o valor mínimo para a sensibilidade continua sendo zero e, consequentemente, todas as barras do sistema são processadas.

Esse teste apresenta as mesmas condições do mostrado na seção 5.2.1. O objetivo, entretanto, é mostrar um outro problema encontrado. Depois de levar o gerador 2 ao limite, a sobrecarga no ramo 6-13 é aliviada. Entretanto, isto gera um aumento no fluxo do ramo 2-4 causando uma nova sobrecarga. Assim, na iteração externa seguinte, a estratégia considerada ainda é a de redespacho. O algoritmo momentaneamente desconsidera a sobrecarga inicial (ramo 6-13) e trata apenas da nova (ramo 2-4) voltando o gerador para uma posição tal que consiga eliminá-la. Assim, não se volta à situação original com uma sobrecarga de 2,74 MW no ramo 6-13. Uma vez eliminada a nova sobrecarga, bloqueia-se o gerador em questão, impedindo de ser redespachado na direção que resulte em retorno da nova sobrecarga. No caso presente o gerador 2 teve seu limite superior diminuído impedindo assim um possível aumento de geração e, consequentemente, aumento no fluxo de 2 para 4. A tabela 5.3 mostra esses detalhes.

Tabela 5.3: Refazer ações de controle que resultarão em novas soluções

iteração externa	estratégia	ramo sobrecarregado	barra de controle	redespacho (MW)
1	1	6-13	2	39.72
2	1	2-4	2	-26.02

O redespacho negativo é menor que aquele positivo. Isso pode ser facilmente explicado: os 13,70 MW de acréscimo absoluto no gerador 2 não causam sobrecarga no ramo 2-4.

A diferença entre as tabelas 5.1 e 5.3 está no número de ramos sobrecarregados e qual ramo sobrecarregado deve ser considerado.

5.2.4 Emergência extrema

Para se executar um teste em que ações de controle de emergência de extrema devessem ser utilizadas, e para que houvesse solução, organizou-se os limites de cargas e geradores da seguinte

forma:

- geradores 2 e 6 não estão disponíveis para redespacho, sendo assim, a estratégia 1 não será utilizada;
- barra 4 com limite máximo igual ao mínimo e, portanto, iguais à carga nominal. Isso significa que essa barra não pode perder carga;
- barra 12 com limites de carga máxima e mínima em 6,1 e 5,0 MW respectivamente;
- barra 13 com limites de carga máxima e mínima em 13,5 e 12 MW respectivamente;
- barra 14 com limites de carga máxima e mínima em 14,9 e 12,0 MW respectivamente;
- o ramo 6-13 é o único ramo sobrecarregado: 2,74 MW de sobrecarga.

Quando se diz que uma barra de carga está com carga máxima limitada, significa que essa é a carga nominal. A imposição do limite mínimo indicará o quanto de carga não poderá ser cortada.

Os resultados da simulação são fornecidos na tabela 5.4.

Tabela 5.4: Exemplo de ações de controle de emergência extrema

iteração externa	estratégia	iteração interna	barras de controle
1	1	1	–
2	2	1	13
3	3	1	14
4	4	1	9,10,12
	(emerg. extrema)	2	9,10

Na primeira iteração externa, não foram encontrados geradores eficazes para a eliminação da sobrecarga. Na segunda iteração externa foi cortado o máximo possível de carga da barra terminal do ramo sobrecarregado (barra 13). Na terceira iteração externa deveria haver corte de carga nas barras alimentadas pela barra terminal do ramo sobrecarregado (ver figura 5.3).

As setas mostram os sentidos dos fluxos de potência nos ramos podendo-se então concluir que nesta iteração somente a barra 14 teve sua carga cortada.

As ações de controle de emergência extrema começam efetivamente na quarta iteração externa visto que após as três primeiras iterações (propostas em [7]) a sobrecarga ainda permanece. Após a terceira iteração externa, o fluxo de potência no ramo 12-13 se inverte, permitindo cortes na barra 12. Além disso, as barras 9 e 10 são também condidatas a corte de carga. Em função das sensibilidades e limites estabelecidos é realizado o máximo corte possível na carga da barra 12 (esta barra define o valor de t^*), além de cortes nas barras 9 e 10, e a sobrecarga persiste.

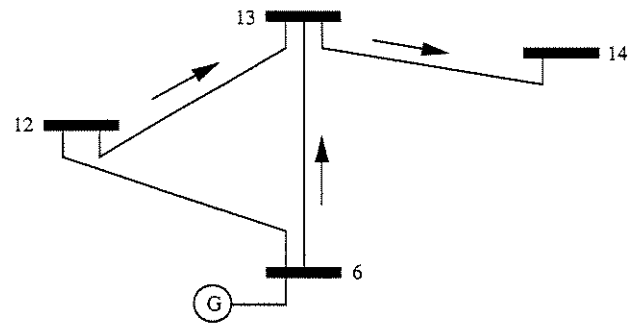


Figura 5.3: Sistema reduzido

Uma segunda iteração interna é realizada, com cortes nas barras 9 e 10, eliminando finalmente a sobrecarga.

5.2.5 Teste com todos os controles possíveis

Esse teste tem por objetivo mostrar todos os controles possíveis que podem ocorrer quando uma ou mais sobrecargas aparecem no sistema. Também nesse caso será utilizada apenas uma sobrecarga para demonstrar os efeitos dos controles. Além da tabela referente a esse item, será fornecido no apêndice C um relatório contendo todas as ações de controle, na respectiva iteração, juntamente com a resposta do fluxo de carga CA.

As condições estipuladas para a simulação são as seguintes:

- os geradores 2 e 6 serão habilitados. O primeiro tem limites mínimo e máximo iguais a 0 e 80 MW, respectivamente. O segundo -5 e 0 MW como geração mínima e máxima. As gerações nominais são 40 MW para o gerador 2 e 0 MW para o gerador 6;
- barra 4 com limites de carga inferior e superior iguais ao valor nominal;
- barra 12 com limites de carga máxima e mínima em 6,1 e 5 MW, respectivamente;
- na mesma ordem, a barra 13 tem limites em 13,5 e 12 MW;
- a barra 14 limitada superiormente em 14,9 MW e inferiormente em 12 MW;
- o ramo 6-13 é o único sobrecarregado tendo fluxo nominal de 17,74 MW e limite de 9 MW.

A tabela 5.5 mostra um resumo dos controles efetuados e o apêndice C fornece todos os dados completos em um relatório.

É importante notar que o gerador da barra 2 é redespachado na estratégia de emergência extrema. Entretanto, devido ao baixo valor de sua sensibilidade, o redespacho é mínimo podendo ser considerado desprezível.

Tabela 5.5: Execução de todos os controles possíveis para eliminar uma sobrecarga

iteração externa	estratégia	iteração interna	barras de controle
1	1	1	6
2	2	1	13
3	3	1	14
4	4	1	2,9,10,12

5.2.6 Geração de potência negativa

Condições para simulação:

- ramos: o fluxo no ramo 6-13 foi limitado em 15 MW de forma a provocar sobrecarga inical pois o fluxo neste ramo é de 17,74 MW.
- geradores: os geradores das barras 2 e 6 serão habilitados. Suas gerações máximas são 80 MW e 0 MW e suas gerações mínimas são 0 MW e -30 MW, respectivamente. As gerações nominais são 40 MW e 0 MW para as barras 2 e 6 respectivamente.

O objetivo de se fazer um gerador capaz de gerar potência negativa, ou seja, absorver potência da rede é permitir que ações de controle desse tipo sejam efetuadas com o intuito de eliminar a sobrecarga (pois o gerador 6 tem sensibilidade alta) e também de testar a capacidade do programa de considerar a possibilidade de gerar potência negativa (diminuir a geração).

Como é mostrado na tabela 5.6, apenas o gerador 6 é utilizado pois os geradores 2 (2ª vizinhança) e 3 (3ª vizinhança) têm sensibilidades muito pequenas. O limiar de sensibilidade adotado foi 0,001. Esse valor deve ser estudado para cada sistema para permitir que o objetivo de capturar geradores importantes seja atingido. Os valores das sensibilidades são os próprios multiplicadores de Lagrange, ou seja, as raízes da função Lagrangeana.

Tabela 5.6: Valores da sensibilidade de alguns geradores com relação ao ramo 6-13

gerador	vizinhança	sensibilidade
6	0	$-5{,}21913E-03$
2	2	$6{,}94593E-05$
3	3	$2{,}66555E-04$

Como dito anteriormente, há dois recursos para calcular os valores das sensibilidades. O primeiro, apresentado em [13] e utilizado em [5] é denominado *generation shift factor*. A forma de se calcular essas sensibilidades está detalhada no apêndice A.

O segundo recurso de se calcular essas sensibilidades, sem adicionar nenhum novo conceito, foi desenvolvido alterando-se ligeiramente a sequência de passos dada pelo algoritmo proposto.

Como a otimização local adaptativa só é utilizada na estratégia de redespacho de geração, ou seja, primeira estratégia, calcula-se as sensibilidades dos geradores enquanto o sistema é expandido a fim de se determinar a região de trabalho. Assim os passos 3 a 9 do algoritmo proposto são calculados de uma vez só para cada gerador encontrado. Como as demais barras não participam do processo de otimização nesta estratégia, suas sensibilidades são negligenciadas.

Além de possuirem valores numéricos bem diferentes, os dois métodos tratam de forma ligeiramente diferente o conceito de sensibilidade de uma barra. Para o GSF o cálculo é feito a partir de um gerador com relação a um ramo sobrecarregado. Se existir dois ramos sobrecarregados, existirão dois valores para a sensibilidade (um para cada ramo). Já no caso de se utilizar λ diretamente, devido à forma de se calcular a função objetivo, a sensibilidade encontrada para uma barra é uma combinação das sensibilidades dessa barra com relação a cada ramo sobrecarregado.

Continuando a simulação desse teste e observando a tabela 5.6, vê-se que a região de trabalho utilizada na otimização local adaptativa fica reduzida ao próprio ramo sobrecarregado. Assim, as ações de controle são mostradas na tabela 5.7.

Tabela 5.7: Geração negativa na barra 6

iteração externa	estratégia	barra de controle	redespacho (MW)
1	1	6	−25,92
2	1	6	−3,99

As duas iterações externas são efetuadas porque o redespacho feito na primeira iteração era suposto suficiente. Entretanto, por questão de aproximações do modelo adotado para a rede isso não ocorre. Assim, é necessário um ajuste adicional na barra 6.

5.2.7 Comparação entre o método de Fibonacci e a interpolação cúbica

Condições para simulação:

- ramos: o ramo 6-13 foi limitado em 15 MW de forma a provocar sobrecarga inical pois o fluxo neste ramo é de 17,74 MW.
- geradores: o gerador da barra 6 será habilitado. Sua geração mínima é de -10MW e a máxima é de 0 MW.

Utilizando estas condições primeiro com a rotina de interpolação cúbica e depois com a rotina do método de Fibonacci obteve-se os resultados na procura do passo ótimo descritos a seguir e resumidos na tabela 5.8.

Como se pode perceber o método de Fibonacci realiza muito mais cálculos que o método da interpolação cúbica. Para encontrar um intervalo de no máximo 1% do intervalo inicial, esse

Tabela 5.8: Comparação entre métodos para cálculo do passo ótimo

	Interpolação cúbica	Fibonacci
estratégias[a] utilizadas	1 e 2	1 e 2
iterações externas	2	2
iterações internas para cada externa	1, 1	1, 2
número total de pontos calculados	4	27

[a]estratégia 1: redespacho de geração; estratégia 2: corte de carga na barra final do ramo sobrecarregado; estratégia 3; corte de carga nas barras alimentadas por essa barra final.

método calcula 23 pontos a mais que a interpolação cúbica que, ao contrário da Fibonacci, acha exatamente o ponto de mínimo. O maior problema com o número excessivo de pontos está no cálculo da função objetivo. Para cada um desses pontos encontrados é necessário obter o valor dessa função. Se ela tem um valor menor que o anterior, significa que a sobrecarga diminuirá caso esse ponto (passo) seja utilizado. O objetivo, no entanto, é encontrar o melhor ponto. Assim, deve-se realizar os cálculos para cada um deles, exceto se o valor encontrado para a função objetivo for muito pequeno (menor que o mínimo adotado para convergência).

5.3 Testes com sistema de 300 barras [17]

Esse sistema é composto por 300 barras (231 de carga e 69 de geração) e 411 ramos (107 são transformadores e os demais são linhas de transmissão).

5.3.1 Redespacho de geração

Condições para a simulação:

- há um único ramo sobrecarregado e o fluxo (365,11 MW) nesse ramo vai da barra 2 para a barra 8. O limite máximo estabelecido é de 350 MW;
- as gerações nominais de todos os geradores serão consideradas como geração máxima. O objetivo é dificultar a solução do problema;
- a redução na sensibilidade máxima será de 50%.

Já na primeira iteração o gerador 7002 é redespachado e, de acordo com o modelo linearizado adotado, a expectativa é de pronta eliminação da sobrecarga. Ao se calcular o estado da rede através do fluxo de carga completo, constata-se uma pequena sobrecarga, e uma segunda iteração se torna necessária. O novo redespacho, no entanto, é pequeno.

Tabela 5.9: Redespacho no gerador 7002

iteração	estratégia	barra controlada	redespacho/corte	fluxo por 2-8
1	1	7002(*)[a]	−45,85(r)	350,44
2	1	7002(*)	−1,33(r)	350,01

[a]controle que limita o passo máximo.

5.3.2 Corte de carga

Condições para a simulação:

- há um único ramo sobrecarregado e o fluxo (365,11 MW) nesse ramo vai da barra 2 para a barra 8. O limite máximo estabelecido é de 350 MW;
- todos os geradores serão limitados superiormente, ou seja, a geração nominal será considerada como geração máxima. O objetivo é dificultar a solução do problema. O gerador 7002 terá como limite mínimo 578 MW sendo 623 MW sua geração nominal;
- a redução na sensibilidade máxima será de 50%.

Tabela 5.10: Redespacho no gerador 7002 e corte de carga na barra 8

iteração	estratégia	barra controlada	redespacho/corte	fluxo em 2-8
1	1	7002(*)	−45,00(r)	350,71
2	2	8(*)	1,69(c)	349,97

No teste mostrado em 5.3.1 viu-se que o redespacho necessário para eliminar a sobrecarga era de 47,18 MW no gerador 7002 de forma a eliminar a sobrecarga no ramo 2-8. Para que fosse necessário o corte de carga da barra 8 limitou-se o despacho do gerador em questão em 45 MW.

5.3.3 Emergência extrema

Condições para a simulação:

- há um único ramo sobrecarregado e o fluxo (365,11 MW) nesse ramo vai da barra 2 para a barra 8. O limite máximo é de 350 MW;
- todos os geradores serão limitados superiormente, ou seja, a geração nominal será considerada como geração máxima. O objetivo é dificultar a solução do problema. O gerador 7002 terá como limite mínimo 600 MW sendo 623 MW sua geração nominal;

- a barra 8 terá como limites de cargas os valores 58 MW para carga máxima (valor nominal) e 48 MW para carga mínima indicando que esses 48 MW fazem parte de uma carga extremamente importante e não poderá ser cortada.
- a redução na sensibilidade máxima será de 50%.

Tabela 5.11: Corte e redespacho em quaisquer barras da terceira vizinhança

iteração	estratégia	barra controlada	redespacho/corte	fluxo em 2-8
1	1	7002(*)	−23,00(r)	357,74
2	2	8(*)	10,00(c)	353,37
3	3	—	—	353,37
4	4	7003, 9, 13, 15(*)	−15,83(r), 4,92(c), 5,62(c), 15,69(c)	349,86

Mais uma vez, para testar as estratégias de controle, adequou-se o sistema aos resultados esperados. As barras de carga pertencentes à primeira vizinhança e que eram alimentadas pela barra 8 tiveram seus limites mínimos igualados aos seus valores nominais impedindo qualquer corte.

5.3.4 Desvio do despacho ótimo

Esse teste tem por objetivo mostrar o desvio do despacho ótimo caso seja usado um único controle para eliminar toda a sobrecarga. Na seção 3.4 foi apresentado um método que utiliza esse procedimento. Condições para execução do programa:

- há um único ramo sobrecarregado e o fluxo (365,11 MW) nesse ramo vai da barra 2 para a barra 8. O limite máximo é de 350 MW;
- esse teste será feito de forma a só haver redespacho, assim, os geradores tem limites superiores e inferiores folgados de forma a serem usados pelo programa da maneira que melhor convier. Apenas o gerador 7002 terá seu limite inferior limitado e seu valor continua sendo 620,00 MW, sendo sua geração nominal 623 MW;
- a redução na sensibilidade será tal que seu valor máximo será dividido por 12.

Observando a tabela 5.12 imagina-se que o gerador 7002 tem a menor sensibilidade pois sofreu o menor redespacho. Entretanto, esse gerador possui uma das maiores sensibilidades dentro do conjunto na referida tabela. O redespacho nele é pequeno porque ele atinge o limite mínimo. Quando isso acontece, outras iterações são efetuadas mas esse gerador não sofre mais controle.

Se o método utilizado for o de otimização local simples ao invés de otimização local adaptativa, o sistema também encontraria a solução sem cortar carga. Entretanto, o redespacho no gerador 7011 será de 156 MW ao invés dos 36,53 como mostra a tabela 5.12. Isso acontece porque o gerador 7011 é o único que se encontra dentro da região fixada em [7], ou seja, pertence à segunda vizinhança do ramo 2-8 (ver figura 5.4).

Tabela 5.12: Redespacho usando otimização local adaptativa

gerador	valor do redespacho (MW)
7001	− 17,72
7002	− 3,00
7011	+ 36,53
7012	− 28,08
7017	+ 36,52
7024	− 17,89
7130	− 35,92

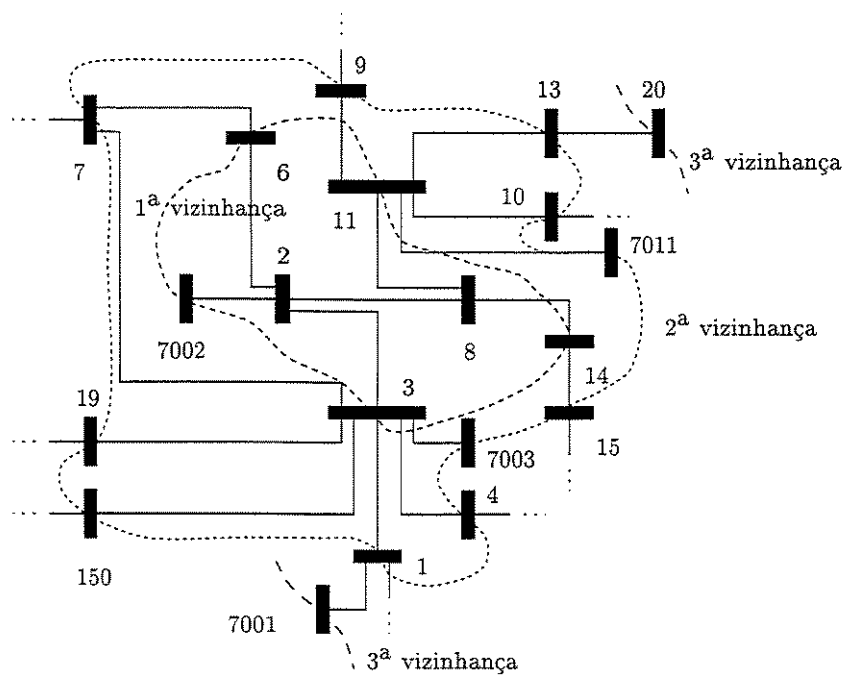


Figura 5.4: Região de trabalho

5.4 Testes com sistema de 904 barras

Esse sistema possui 904 barras/1283 ramos e corresponde a uma versão reduzida do sistema sudoeste dos Estados Unidos da América.

5.4.1 Comparação entre os métodos de otimização local e otimização local adaptativa

Condições para simulação:

- sobrecarga única com fluxo no ramo 851-849 de 523,07 MW. O limite desse ramo foi ajustado em 520 MW;
- todos os geradores situados nas duas primeiras vizinhanças desse ramo foram limitados inferiormente e superiormente com o valor nominal de geração. Isso implica que eles não serão utilizados;
- a sensibilidade máxima é reduzida de 90% do seu valor nominal.

As tabelas 5.13 e 5.14 mostram, respectivamente, os resultados obtidos com a utilização de otimização local adaptativa e otimização local.

Tabela 5.13: Otimização local adaptativa (proposta)

iteração	estratégia	barra controlada	redespacho/corte	fluxo
1	1	17, 18(*)	−23,13(r), −23,13(r)	520,11
2	1	17, 18(*)	−0,85(r), −0,85(r)	520,00

Tabela 5.14: Otimização local [7]

iteração	estratégia	barra controlada	redespacho/corte	fluxo
1	1	—	—	523,07
2	2	849(*)	40,18(c)	519,76

No caso de otimização local, a região de trabalho foi definida com 2 vizinhanças, como sugerido em [7]. Nesse caso nenhum redespacho foi efetuado pois não havia nenhum gerador disponível para controle dentro da área delimitada pela região de trabalho. O passo seguinte, então, é cortar carga na barra terminal do ramo sobrecarregado. Usando otimização local adaptativa, geradores na terceira vizinhança foram encontrados e estavam aptos a eliminar a sobrecarga sem corte de carga. Geradores 17 e 18 têm as mesmas sensibilidades, resultando em redespachos idênticos.

5.4.2 Duas sobrecargas

Condições simulação:

- duas sobrecargas consecutivas com fluxo no ramo 851-849 (a) de 523,07 MW e fluxo no ramo 849-890 (b) de 70,36 MW. O limite do primeiro ramo vale 520 MW e o do segundo 67 MW;
- como no caso anterior, todos os geradores estarão limitados superiormente com valor máximo igual ao valor nominal;
- a sensibilidade máxima é reduzida de 90% do seu valor nominal.

Tabela 5.15: Teste resolvendo duas sobrecargas

iteração	estratégia	barra controlada	redespacho/corte	fluxo(a, b)
1	1	2(*), 17, 18	−16,84(r), −16,18(r), −16,18(r)	519,60, 67,61
1	1	2(*), 17, 18	+10,38(r), −4,72(r), −4,72(r)	520,14, 67,18
1	1	2(*), 17, 18	−0,75(r), −0,81(r), −0,81(r)	519,96, 67,05
2	1	2(*), 17, 18	−0,78(r), −0,87(r), −0,87(r)	519,96, 67,06

O comentário mais importante a se fazer nesse teste refere-se ao comportamento do método. Considere a situação de duas sobrecargas nos ramos k e m de uma rede. A função objetivo será:

$$f(\theta) = \underbrace{\left(P_k^0 - P_k^{lim}\right)^2}_{1} + \underbrace{\left(P_m^0 - P_k^{lim}\right)^2}_{2} \tag{5.1}$$

A figura 5.5 mostra graficamente os termos 1 e 2 de (5.1) e a função objetivo total em função da diferença entre o fluxo no ramo e seu valor limite.

O comportamento do método é tal que as curvas referentes aos temos individuais se aproximam (setas na figura 5.5). O fato de se aproximarem faz com que a curva da função objetivo total se aproxime do eixo horizontal podendo possuir uma raiz real, conforme figura 5.6(a). Quando a curva da função objetivo total tocar o eixo significa que as duas sobrecargas tem o mesmo valor e, portanto, a função objetivo total tem uma raiz real (ver figura 5.6(b)).

Esse comportamento pode ser visto principalmente na segunda iteração interna quando o fluxo no ramo 851-849 é menor que seu limite. O que o programa faz é redespachar os geradores no sentido de aumentar o fluxo no ramo de forma a aproximar seu valor ao valor limite. Do ponto de vista de sistemas de energia esse procedimento é extremamente útil pois o resultado final será o melhor possível.

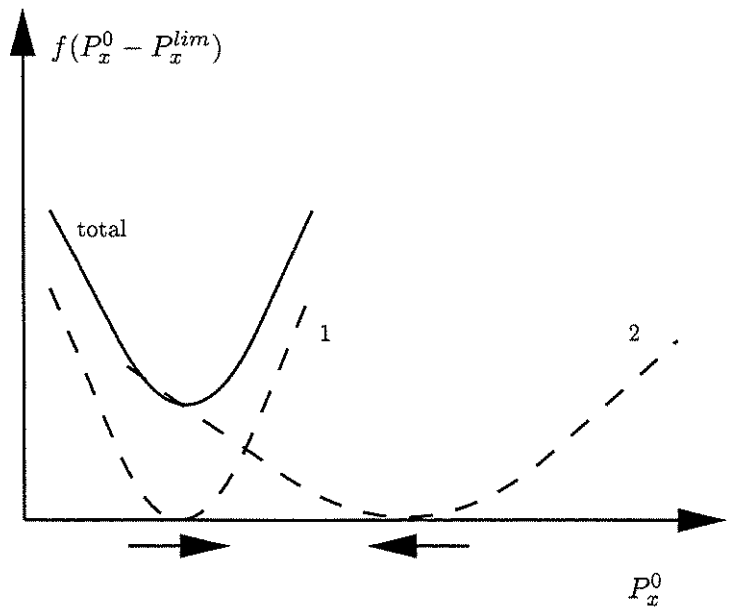
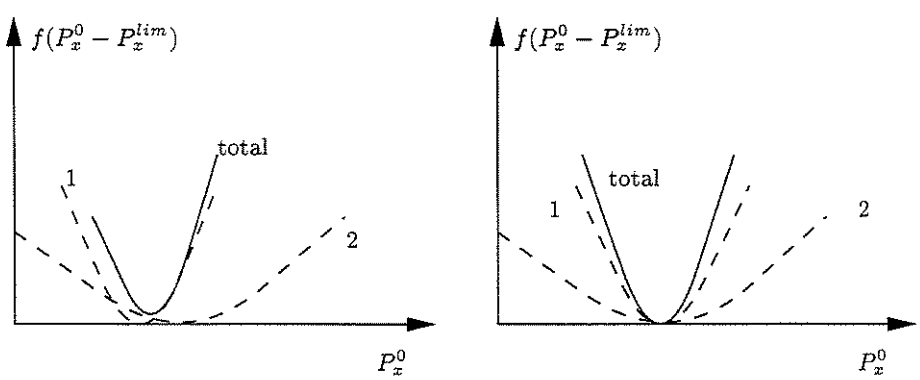


Figura 5.5: Representação gráfica da função objetivo total



(a) sem raiz real (b) com raiz real ou sem sobrecarga

Figura 5.6: Função objtetivo final após controle

5.4.3 Verificação de piora na função objetivo

Condições para a simulação:

- uma sobrecarga com fluxo no ramo 851-849 de 523,07 MW. O limite do ramo vale 520 MW;
- ramo 851-824 limitado em 80 MW mas com fluxo inicial de 78,26 MW;
- como no caso anterior, todos os geradores estarão limitados superiormente com valor máximo igual ao valor nominal;
- a sensibilidade máxima é reduzida de 90% do seu valor nominal.

A tabela 5.16 mostra um resumo das ações realizadas.

Tabela 5.16: Controle danoso

iteração	estratégia	barra controlada	ramo	redespacho/corte	fluxos (a, b)
1	1	17, 18(*)	(a)	−23,13(r), −23,13(r)	520,11, 84,45
2	1	2(*), 17, 18	(b)	−9,01(r), +14,51(r), +14,51(r)	521,84, 79,84
3	1	—	(a)	—	521,84, 79,84
4	2	849(*)	(a)	24,10(c)	519,85, 81,41
5	2	824(*)	(b)	5,13(c)	520,43, 79,96
6	2	849(*)	(a)	5,64(c)	519,97, 80,32
7	2	824(*)	(b)	1,18(c)	520,10, 79,99

Apesar de se ter mostrado a capacidade do programa em verificar novas sobrecargas e aumento na função objetivo devido essas novas sobrecargas, esse caso é ligeiramente diferente do que foi realizado com o sistema de 14 barras. Agora, além de surgir uma nova sobrecarga , a sobrecarga antiga ainda está presente. O que se faz nesse caso é negligenciar a sobrecarga inicial e trabalhar a nova de forma a eliminá-la. Isso pode ser visto na segunda iteração da tabela onde o fluxo no ramo (a) aumenta. Os controles disponíveis nesse ponto são então bloqueados evitando que a sobrecarga eliminada se torne novamente importante. Na quarta iteração, entretanto, essa sobrecarga reaparece. De qualquer forma a função objetivo é menor que na iteração anterior, o que implica em nenhuma interferência no procedimento normal.

Capítulo 6

Conclusões

Nesse trabalho propõe-se um novo método de eliminação de sobrecargas usando programação não linear. Unindo-se algumas regras heurísticas à capacidade matemática do método em resolver os problemas, consegue-se soluções reais no que diz respeito a aspectos práticos de operações de sistemas de potência além de ótima eficiência computacional (como pôde ser visto no capítulo 5). O método provou ser robusto e eficiente, estando apto a resolver problemas complexos, fornecendo soluções rápidas e confiáveis. As seguintes conclusões puderam ser obtidas:

- Após todos os testes realizados, conclui-se que o principal gargalo do algoritmo elaborado ainda está na determinação do passo ótimo a partir do passo máximo. Das rotinas testadas para determinar esse passo, optou-se pela utilização da interpolação cúbica. O mínimo da função para uma dada estratégia é encontrado com uma única iteração externa. Obviamente, esse mínimo não é, necessariamente, o valor zero. Mesmo encontrando o mínimo em uma única iteração, é nesse ponto que o programa realiza mais cálculos;

- ações de controle nas barras inicial e final de um ramo sobrecarregado mostraram que a precisão dos dados é melhor quando o controle se dá na barra final. Normalmente, apesar de encontrar o zero da função objetivo após um controle na barra inicial e executar o fluxo de carga completo, o programa ainda encontrava uma pequena sobrecarga no mesmo ramo anteriormente controlado. Isso obrigava o programa executar outra ação de controle na barra inicial do ramo sobrecarregado de forma a sanar completamente o problema. Essa sobrecarga restante existe devido às aproximações feitas durante os passos do algoritmo. O uso do fluxo DC para a interpolação cúbica e a separação da parte ativa (uso do desacoplado rápido) são algumas contribuições para as aproximações;

- em geral, os efeitos de uma violação em um grande sistema são restritos a uma área relativamente pequena em torno do local da violação. Entretanto, a eliminação dessa violação em um ramo é dependente da sensibilidade deste ramo com relação a um gerador qualquer e a capacidade deste gerador. Foi observado por vários testes que quanto mais

distante o gerador estiver do ramo sobrecarregado, menor será a sensibilidade daquele ramo. Assim, é esperado que as correções ocorram nos geradores mais próximos do ramo sobrecarregado;

- além dos métodos já citados existem outros que trabalham, de forma diferente, com o mesmo objetivo: eliminar sobrecargas. O método proposto em [23] trabalha com algoritmos genéticos controlando transformadores defasadores. Isso evita redespacho de geração.

  Para introduzir os modelos de defasadores como opções na solução de ramos sobrecarregados, sem causar divergência no programa de fluxo de carga, exige-se que seja usado fluxo de carga ótimo. A introdução dos modelos dos transformadores é feita usando-se duas aplicações de inteligência artificial: 1 - algoritmos genéticos (AG); 2 - heurísticas. As principais diferenças do uso de AG ao invés de rotinas de gradientes ou métodos de Lagrange é que os AG procuram por uma população de soluções candidatas e não age sobre valores puros; os AG avaliam o comportamento da função como um guia para o ponto ótimo; ele não depende da derivada da função objetivo. Os AG dependem de métodos probabilísticos ao contrário de regras determinísticas e, por último, os AG trabalham com códigos dos valores das variáveis e não com os próprios parâmetros.

  Esses métodos, entretanto, possuem dois grandes problemas. Primeiro, transformadores defasadores não têm importância no sistema elétrico brasileiro, e segundo nem sempre encontram uma solução para o problema o que obrigaria o operador a redespachar ou cortar cargas por intuição. Nesse caso, o objetivo principal de usar um método eficiente para eliminar sobrecargas não seria atingido, pois não é necessário se utilizar métodos matemáticos para se efetuar, intuitivamente, controles tão importantes;

Uma proposta para trabalhos futuros seria a inclusão de novos termos à função objetivo. Por exemplo, a função objetivo poderia ser representada por: $f(\theta, P) = \sum_{i \in OV}(P_i - P_i^{max})^2 + \sum_{i \in NG}(\alpha_i \cdot \Delta P_i)^2$, onde NG e α representam, respectivamente, o número de geradores a ser processado e o custo de se redespachar um determinado gerador ou cortar uma determinada carga. O problema é que esse tipo de formulação não possui solução real (já discutido anteriormente). Em termos físicos isso significa que o programa jamais conseguiria eliminar a sobrecarga, exceto, a custos muito baixos. Obviamente isso se tornaria irreal pois é o mercado que determina o custo. Discutiu-se ainda a idéia de inserir os custos implicitamente dentro da solução do problema original ao invés de acrescentar outros termos. Também não funcionou pois essa formulação torna o problema extremamente particular pois será preciso decidir sobre penalizações sobre o custo de cada gerador disponível. Talvez a melhor forma de se resolver esse impasse seria utilizar os conhecimentos obtidos através de estudos sobre programação multiobjetivo. Nesse caso, a função a minimizar torna-se um vetor de funções. Obviamente a forma de se resolver o problema é completamente diferente e, por isso, exigiria uma nova formulação. Assim, uma das proposições para estudos futuros seria a resolução do mesmo problema utilizando programação multiobjetivo.

Assim sendo, o algoritmo proposto nesse trabalho é eficiente e resolve quaisquer problemas de sobrecargas. Apesar de outras melhorias que podem ser feitas, foram muitas as contribuições para o algoritmo original. Entre elas destacam-se a otimização local adaptativa que expande o sistema na procura de um gerador que possa resolver o problema; uso das técnicas de vetores esparsos que aumenta a precisão do novo algoritmo quando comparado ao original e o uso da emergência extrema que fornece uma solução não importando seu custo.

Referências Bibliográficas

[1] BALU, N. e outros, **On-line power system security analysis**, Proceedings of the IEEE, vol.80, no.2, February 1992, p.260-280.

[2] DY LIACCO T.E., **The adaptive reliability control system**, IEEE Trans. Power App. Syst., vol.PAS-86, May 1967.

[3] DY LIACCO T.E., **The emerging concept of security control**, Proceedings of the 1970 Symposium on Power Systems, Purdue University, Lafayette, May 1970.

[4] STTOT, B.; ALSAC, O.: **"Fast decoupled load flow"**, IEEE Trans. Power App. Syst., vol.PAS-93, No. 3, August 1974, pp. 859-869;

[5] CASTRO, C. A.; BOSE, A.: **"Correctability in on-line contingency analisys"**, IEEE Trans. on Power Syst., vol. 8, No. 3, August 1993, pp. 807-813;

[6] CASTRO, C. A.; BOSE, A.: **"Correctability of voltage violations in on-line contingency analisys"**, IEEE Trans. on Power Syst., vol. 8, No. 3, August 1994, pp. 1651-1657;

[7] SHANDILYA, A.; GUPTA, H.; SHARMA, J.: **"Method for generation rescheduling and load shedding to alleviate line overloads using local optimisation"**, IEE Proceedings - C, vol. 140, No. 5, September 1993, pp. 337-342;

[8] FERREIRA, Paulo A. V.: **"Curso de programação não linear"**, Unicamp, 1998, (web site **http://www.dt.unicamp.br/~valente**).

[9] LUENBERGER, D.: **"Linear and nonlinear programming"**, Addison-Wesley, 1984.

[10] WINOKUR, M., CORY, B.J.: **"Identification of strong and weak areas for emergency state control"**, IEEE Trans. Power App. Syst., vol.PAS-103, No. 6, June 1984, pp. 1486-1492;

[11] MEDICHERLA, T.K.P.; BILLINTON, R.; SACHADEV, M.S.: **"Generation rescheduling and load shedding to alleviate line overloads"**, IEEE Transactions Power App. Syst., vol.PAS-98, No. 6, November/December 1979, pp. 1876-1884;

[12] MEDICHERLA, T.K.P.; BILLINTON, R.; SACHADEV, M.S.: **"Generation rescheduling and load shedding to alleviate line overloads - Systems studies"**, IEEE Trans. Power App. Syst., vol.PAS-100, No. 1, January 1981, pp. 36-41;

[13] WOOD, A. J., WOLLENBERG, B. F.: **"Power generation operation and control"**, John Willey and Sons, 1984.

[14] HESTENES, M.: **"Conjugate direction methods in optimization"**, Springer-Verlag New York Heidelberg Berlim, 1980.

[15] FRERIS, L. L.; SASSON, A. M.: **"Investigation of the load flow problem"**, IEE Proceedings, vol. 115, No. 10, October 1968;

[16] DOMMEL, H. W.; TINNEY, W. F.: **"Optimal power flow solutions"**, IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-87, No. 10, October 1968, pp. 1866-1876;

[17] Web site **http://www.ee.washington.edu/research/pstca/.**

[18] BAZARAA, M.; SHETTY, C. M.: **"Nonlinear programming - theory and algorithms"**, John Wiley, 1993;

[19] PRATHER, R. E.: **"Discrete mathematical structures for computer science"**, Houghton Mifflin Company, 1976.

[20] PRESS, W. H.; FLANNERY, B. P.: **"Numerical recipes in pascal"**, Cambridge University Press, 1989.

[21] STTOT B., ALSAC O., MONTICELLI A.J., **"Security analysis and optimization"**, IEEE Proceedings, vol.75, no.12, December 1987, pp.1623-1644.

[22] MONTICELLI A.J., **"Fluxo de carga em redes de energia elétrica"**, Ed. E. Blücher, 1983.

[23] MOMOH A., ZHU Z. J., BOSWELL G.D., HOFFMAN S., **"Power System Overload Relieve using phase shifters with genetic algorithm"** , 1999 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering, June 1999, pp.16-22.

[24] TINNEY, W. F.; BRANDWAJN, V.; CHAN, S. M.: **"Sparse vector methods"**, IEEE Trans. Power App. Syst., vol.PAS-104, No. 2, February/1985, pp. 295-301;

Apêndice A

Generation Shift Factor (GSF)

A idéia básica do método proposto neste trabalho é definir a região de interesse em função da análise de sensibilidade. A potência ativa num ramo muda quando a injeção nas barras de geração mudam. A relação entre essas mudanças é dada pela sensibilidade entre a variação feita em uma barra de geração e o quanto se consegue de variação em um determinado ramo. Essa relação fornece o que se chama de fator de sensibilidade, ou ainda de *generation shift factor*. Uma análise simplificada para o cálculo desse fator é feita utilizando o modelo linearizado do fluxo de carga. A sensibilidade do fluxo de potência do ramo ℓ com relação à mudança na injeção de potência na barra de geração j é dada por:

$$\begin{aligned} s_{\ell j} &= \frac{\Delta P_\ell}{\Delta P_j} = \frac{X_{Kj} - X_{Mj}}{x_\ell} \\ &= \frac{1}{x_\ell} \cdot \underline{e}_\ell^T \cdot \mathbf{X} \cdot \underline{e}_j \end{aligned} \tag{A.1}$$

onde ΔP_ℓ é a mudança de fluxo de potência no ramo ℓ ocasionada pela mudança na geração de um determinado gerador j e ΔP_j é o quanto se varia em geração neste gerador. x_ℓ é a reatância do ramo ℓ e a matriz X representa a inversa da matriz B' do fluxo de carga desacoplado rápido. Os vetores e_ℓ^T e e_j representam respectivamente um vetor com 1 na posição k, -1 na posição m e zero nas demais e um vetor *singleton* com 1 na posição j. A equação (A.1) pode ser facilmente resolvida utilizando-se as técnicas de vetores esparsos [24].

Desde que os fluxos de potência nos ramos sejam conhecidos, pode-se obter facilmente ΔP_ℓ para os ramos sobrecarregados. Se a sensibilidade de ℓ para j é conhecida, pode-se calcular a mudança necessária na barra j, ΔP_j. Esta ação de controle eliminará a sobrecarga em ℓ.

Para se efetuar o processo de verificação e correção deve-se conhecer a o montante de violação em um determinado ramo ℓ, dado, por exemplo, por ΔP_j^r e o valor absoluto da variação de potência que um gerador j pode proporcionar nesse ramo ℓ. O primeiro deles é fácil de ser determinado, basta conhecer o fluxo atual no ramo e subtrair do seu valor limite. Já o segundo

termo, denominado de ΔP_j^M, deverá ser analisado com mais cuidado. Ele é dado pelo somatório das capacidades absolutas de cada gerador que participará do processo e seu valor, sempre negativo, indicará o quanto se reduzirá a sobrecarga com a utilização de todos os geradores (NG). Assim:

$$\Delta P_j^M = \sum_{i=1}^{NG} (s_{li} \cdot \Delta P_{Gi}^{lim}) \tag{A.2}$$

com:

$$\Delta P_{Gj}^{lim} = \begin{cases} P_{Gj}^{max} - P_{Gj}^0 & \text{se } s_j < 0 \\ P_{Gj}^{min} - P_{Gj}^0 & \text{se } s_j > 0 \end{cases} \tag{A.3}$$

onde P_{Gj}^0 é a injeção de potência atual na barra de geração j, P_{Gj}^{max} e P_{Gj}^{min} são os limites do gerador j.

Das equações acima percebe-se que o fator de sensibilidade por si só não indica se um gerador será processado ou não. Tudo depende de quanto a mudança de 1 pu no gerador resultará em melhora na tentativa de eliminar as sobrecargas. Quando se calcula ΔP_{Gj}^{lim} tem-se uma informação extremamente importante. Será sabido exatamente quando a sobrecarga será eliminada.

Como já foi comentado inicialmente, utilizou-se esse método na expansão da região de interesse. As modificações abaixo foram introduzidas no algoritmo base dessa tese para tornar apta a utilização do método.

- substituir o passo onde se estipula o valor de N e fazer com que se escolha a melhor área para aliviar o ramo . Esse procedimento permitirá que essa área varie a cada análise de contingência dependendo da distância e da capacidade de cada gerador. Isso fará com que haja menor rejeição de carga;

- para que a restrição de tempo seja respeitada, pois a idéia é que o método proposto possa também ser utilizado em aplicações em tempo real, será adotado um critério de escolha para a região máxima permitida. Isso pode ser feito adotando-se um valor mínimo para o fator de sensibilidade, acoplado a um número fixo de vizinhanças (maior que 2).

Mais tarde, porém, concluiu-se por utilizar o próprio valor de λ como um indicativo de sensibilidade pelo motivo simples de que o λ já é conhecido e não resulta em nenhum cálculo adicional.

Apêndice B

Interpolação cúbica

A única desvantagem de se usar a formulação dada originialmente para a interpolação cúbica na função objetivo em questão é que elas são incompatíveis no que se diz respeito ao número de variáveis. A formulação original da interpolação cúbica foi feita para encontrar um novo ponto em função de uma única variável enquanto que a função objetivo utiliza duas variáveis por ramo sobrecarregado. Sendo assim, será necessário modificar uma das formulações de forma a se tornarem compatíveis. Optou-se em modificar a função objetivo por questão de simplicidade (trabalhar com uma única variável). Então, retomando a formulação original da função objetivo para um único ramo sobrecarregado (ℓ) tem-se:

$$f(\theta) = (P_\ell^0(\theta) - P_\ell^{lim})^2 \tag{B.1}$$

O fluxo de potência ativo limite é constante e o fluxo de potência P_ℓ^0 pode ser escrito na forma linearizada como sendo:

$$P_\ell^0 = \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} \tag{B.2}$$

onde k e m são as barras teminais do ramo ℓ, e x_{km} é sua reatância. Após alguma ação de controle o novo fluxo de potência no ramo ℓ será:

$$P_\ell^1 = \frac{\theta_k + \Delta\theta_k - \theta_m - \Delta\theta_m}{x_{km}} \tag{B.3}$$

$$= P_\ell^0 + \frac{\Delta\theta_k - \Delta\theta_m}{x_{km}} \tag{B.4}$$

$$= P_\ell^0 + \frac{1}{x_{km}} \cdot e_{km}^T \cdot \underline{\Delta\theta} \tag{B.5}$$

onde e_{km} é um vetor coluna com 1 e -1 nas posições k e m respectivamente e zeros nas demais.

O vetor $\underline{\Delta\theta}$ é calculado por $B'^{-1} \cdot \underline{\Delta P}$ e $\underline{\Delta P}$ é obtido de $t \cdot S = -t \cdot \lambda$. Deste modo a nova função objetivo será:

$$\begin{aligned} f(\theta) &= (P_\ell^1(\theta) - P_\ell^{lim})^2 \\ f(t) &= \left(P_\ell^0 - P_\ell^{lim} + \frac{1}{x_{km}} e_{km}^T B'^{-1} St\right)^2 \end{aligned} \tag{B.6}$$

Assim, a função objetivo pode ser definida com uma função do tamanho do passo t somente. Aplicando essa nova formulação às equações genéricas dada no capítulo 2, no início deste trabalho obtém-se o passo ótimo como sendo definido por:

$$u_1 = f'(t^0) + f'(t^{max}) - 3\left[\frac{f(t^0) - f(t^{max})}{t^0 - t^{max}}\right] \tag{B.7}$$

$$u_2 = [u_1^2 - f'(t^0) f'(t^{max})]^{\frac{1}{2}} \tag{B.8}$$

$$t^* = t^{max} - (t^{max} - t^0)\left[\frac{f'(t^{max}) + u_2 - u_1}{f'(t^{max}) - f'(t^0) + 2u_2}\right] \tag{B.9}$$

onde, no caso particular desse trabalho, $t^0 = 0$.

Apêndice C

Relatório de saída de dados

O objetivo desse apêndice é mostrar um relatório completo contendo os dados de todas as barras e ramos do sistema de 14 barras. A cada iteração externa um novo relatório informa as condições desse sistema. É importante lembrar que, em caso de existirem, as iterações internas não fornecem dados de saída. Assim, cada parte do relatório contém dados acumulados das iterações internas. No caso particular desse exemplo só houve uma iteração interna por iteração externa o que facilita a compreensão e comparação com a tabela 5.5 do capítulo 5.

Uma outra observação que deve ser feita é que durante o corte de carga calcula-se o fator de potência de forma a também cortar carga reativa. O objetivo é sempre manter o mesmo fator de potência. Esse fato faz com que o fluxo final no ramo sobrecarregado fique ligeiramente menor que seu limite. Isso apenas mostra que o fato de não levar em conta a parte reativa não interfere significativamente nos resultados finais.

```
**********************    CASO BASE    ************************

Fluxo de Carga Desacoplado Rapido - Versao XB

 > Titulo  : AMERICAN ELECTRIC POWER 14 BUS TEST SYSTEM
 > Arquivo : 14bus.cas

 > Resumo da Rede :

   Numero de barras                  : 0014
   Numero de barras de geracao       : 0004
   Numero de barras de carga         : 0009
   Numero de  shunts                 : 0001
   Numero de ramos                   : 0020
   Number de transformadores         : 0003
```

```
  Controle de geracao de reativos    : Sim

> Foram encontradas 01 ilhas na rede.
  Ilha  1 - Barra 0001                - Slack

> Evolucao dos mismatches de potencia
```

ITERP	ITERQ	Subrotina	P (MW)	Barra	Q (MVAr)	Barra
0		PMATCH	-92.1935	3		
	0	QMATCH1			60.7050	7
1		PMATCH	47.2791	6		
	1	QMATCH1			-7.7172	13
2		PMATCH	-2.1637	6		
	2	QMATCH1			0.3596	13
3		PMATCH	0.0997	6		
	3	QMATCH1			-0.0139	11
4		PMATCH	0.0058	5		
	4	QMATCH1			-0.0001	13

```
> Processo iterativo convergiu apos 04/04 iteracoes
  Mismatches - ativo   :    0.0058 MW   -> barra 0005
               reativo :   -0.0001 MVAr -> barra 0013

> Relatorio de estado da rede
```

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
1		1	3	1.060	0.00	0.00	0.00	232.38	-16.89	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
2	1	0	156.83	-20.39	158	75		
5	1	0	75.55	3.50	76	76		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
2		1	2	1.045	-4.98	21.70	12.70	40.00	42.39	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
1	1	0	-152.53	27.65	155	73		
3	1	0	73.19	3.57	73	73		
4	1	0	56.14	-2.29	56	93		
5	1	0	41.51	0.76	42	77		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
3		1	2	1.010	-12.72	94.20	19.00	0.00	23.39	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
2	1	0	-70.87	1.58	71	71		
4	1	0	-23.33	2.81	23	63		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
4		1	0	1.019	-10.32	47.80	0.00	0.00	3.90	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
2	1	0	-54.46	3.39	55	91		
3	1	0	23.70	-5.42	24	66		
5	1	0	-61.22	15.67	63	76		
7	1	1	28.09	-9.42	30	100	0.978	0.00
9	1	1	16.09	-0.32	16	33	0.969	0.00

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
5		1	0	1.020	-8.78	7.61	1.60	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
1	1	0	-72.79	2.58	73	73		
2	1	0	-40.61	-1.63	41	75		
4	1	0	61.73	-15.37	64	78		
6	1	1	44.06	12.82	46	63	0.932	0.00

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR

6		1	2	1.070	-14.22	11.20	7.50	0.00	12.24	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
5	1	1	-44.06	-8.40	45	62	1.000	0.00
11	1	0	7.34	3.47	8	33		
12	1	0	7.78	2.49	8	40		
13	1	0	17.74	7.17	19	126		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
7		1	0	1.062	-13.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
4	1	1	-28.09	11.11	30	100	1.000	0.00
8	1	0	0.00	-16.91	17	60		
9	1	0	28.08	5.80	29	76		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
8		1	2	1.090	-13.37	0.00	0.00	0.00	17.36	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
7	1	0	0.00	17.36	17	60		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
9		1	0	1.056	-14.95	29.50	16.60	0.00	0.00	-21.20

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
4	1	1	-16.09	1.62	16	33	1.000	0.00
7	1	0	-28.08	-5.00	29	76		
10	1	0	5.24	4.31	7	46		
14	1	0	9.44	3.67	10	66		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR

10		1	0	1.051	-15.10	9.00	5.80	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
9	1	0	-5.23	-4.27	7	46		
11	1	0	-3.77	-1.53	4	16		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
11		1	0	1.057	-14.79	3.50	1.80	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
6	1	0	-7.29	-3.36	8	33		
10	1	0	3.79	1.56	4	16		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
12		1	0	1.055	-15.08	6.10	1.60	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
6	1	0	-7.71	-2.34	8	40		
13	1	0	1.61	0.74	2	13		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
13		1	0	1.050	-15.16	13.50	5.80	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
6	1	0	-17.53	-6.75	19	126		
12	1	0	-1.60	-0.74	2	13		
14	1	0	5.63	1.69	6	30		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
14		1	0	1.036	-16.04	14.90	5.00	0.00	0.00	0.00

```
      TO BUS              CIRCT  TYPE   PFLOW   QFLOW     MVA   %   TAP SHIFT
  9                         1      0    -9.32   -3.42      10  66
 13                         1      0    -5.58   -1.58       6  30


**********   PRIMEIRA ITERAO EXTERNA   **************

 > Evolucao dos mismatches de potencia

  ------------------------------------------------------------------
  ITERP  ITERQ  Subrotina        P (MW)   Barra      Q (MVAr)   Barra
  ------------------------------------------------------------------
     0          PMATCH         -5.0046      6
            0   QMATCH1                              -1.5483       5
     1          PMATCH         -0.2650      4
            1   QMATCH1                              -0.0606       5
     2          PMATCH         -0.0286      2
            2   QMATCH1                              -0.0029       4
     3          PMATCH         -0.0023      2
  ------------------------------------------------------------------

 > Processo iterativo convergiu apos 03/02 iteracoes
   Mismatches - ativo   :   -0.0023 MW   -> barra 0002
                reativo :   -0.0029 MVAr -> barra 0004

 > Relatorio de estado da rede

 ==============================================================================
        BUS        AR TP     VOLTAGE         LOAD          GENERATION   SHUNT
  NUMBER AND NAME          MAG   ANGLE    MW     MVAR     MW     MVAR    MVAR

   1                1  3 1.060    0.00    0.00    0.00  237.87  -17.48   0.00
                    ---------------------------------------------------------
       TO BUS              CIRCT  TYPE   PFLOW   QFLOW     MVA   %   TAP SHIFT
   2                         1      0   160.31  -21.20     162  77
   5                         1      0    77.55    3.73      78  78

 ==============================================================================
        BUS        AR TP     VOLTAGE         LOAD          GENERATION   SHUNT
  NUMBER AND NAME          MAG   ANGLE    MW     MVAR     MW     MVAR    MVAR

   2                1  2 1.045   -5.10   21.70   12.70   40.00   43.96   0.00
                    ---------------------------------------------------------
       TO BUS              CIRCT  TYPE   PFLOW   QFLOW     MVA   %   TAP SHIFT
```

1	1	0	-155.82	29.06	159	75
3	1	0	73.83	3.50	74	74
4	1	0	57.42	-2.21	57	95
5	1	0	42.87	0.91	43	79

BUS NUMBER AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
3	1	2	1.010	-12.90	94.20	19.00	0.00	23.75	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
2	1	0	-71.47	1.82	71	71		
4	1	0	-22.73	2.93	23	63		

BUS NUMBER AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
4	1	0	1.018	-10.56	47.80	0.00	0.00	3.90	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
2	1	0	-55.67	3.55	56	93		
3	1	0	23.08	-5.58	24	66		
5	1	0	-60.93	16.04	63	76		
7	1	1	29.07	-9.66	31	103	0.978	0.00
9	1	1	16.65	-0.46	17	35	0.969	0.00

BUS NUMBER AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
5	1	0	1.019	-9.02	7.60	1.60	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
1	1	0	-74.64	2.98	75	75		
2	1	0	-41.90	-1.60	42	77		
4	1	0	61.44	-15.75	63	76		
6	1	1	47.50	12.77	49	68	0.932	0.00

BUS NUMBER AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR

6	1	2	1.070	-14.89	11.20	7.50	-5.00	13.52	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
5	1	1	-47.50	-7.67	48	66	1.000	0.00
11	1	0	6.38	3.81	7	29		
12	1	0	7.67	2.55	8	40		
13	1	0	17.25	7.33	19	126		

BUS NUMBER AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
7	1	0	1.062	-13.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
4	1	1	-29.07	11.47	31	103	1.000	0.00
8	1	0	0.00	-16.94	17	60		
9	1	0	29.07	5.48	30	78		

BUS NUMBER AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
8	1	2	1.090	-13.72	0.00	0.00	0.00	17.39	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
7	1	0	0.00	17.39	17	60		

BUS NUMBER AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
9	1	0	1.057	-15.35	29.50	16.60	0.00	0.0	-21.21

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
4	1	1	-16.65	1.85	17	35	1.000	0.00
7	1	0	-29.07	-4.62	29	76		
10	1	0	6.19	3.95	7	46		
14	1	0	10.04	3.43	11	73		

BUS NUMBER AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR

10		1	0	1.052	-15.55	9.00	5.80	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
9	1	0	-6.17	-3.91	7	46		
11	1	0	-2.83	-1.89	3	12		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
11		1	0	1.057	-15.35	3.50	1.80	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
6	1	0	-6.34	-3.71	7	29		
10	1	0	2.84	1.91	3	12		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
12		1	0	1.055	-15.73	6.10	1.60	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
6	1	0	-7.60	-2.41	8	40		
13	1	0	1.50	0.81	2	13		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
13		1	0	1.051	-15.79	13.50	5.80	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
6	1	0	-17.05	-6.93	18	120		
12	1	0	-1.49	-0.80	2	13		
14	1	0	5.04	1.93	5	25		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
14		1	0	1.036	-16.54	14.90	5.00	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT

```
  9                        1      0    -9.91   -3.16      10  66
 13                        1      0    -4.99   -1.84       5  25


***********   SEGUNDA ITERAO EXTERNA   **************

 > Evolucao dos mismatches de potencia

  ------------------------------------------------------------------
  ITERP  ITERQ  Subrotina        P (MW)   Barra      Q (MVAr)   Barra
  ------------------------------------------------------------------
     0           PMATCH          1.5002      13
            0    QMATCH1                              1.3157      13
     1           PMATCH         -0.4477      13
            1    QMATCH1                             -0.1969      13
     2           PMATCH         -0.0126       6
            2    QMATCH1                            0.0040      13
     3           PMATCH         -0.0026       6
  ------------------------------------------------------------------

 > Processo iterativo convergiu apos 03/02 iteracoes
   Mismatches - ativo   :   -0.0026 MW   -> barra 0006
                reativo :    0.0040 MVAr -> barra 0013

 > Relatorio de estado da rede

 ==============================================================================
        BUS       AR TP     VOLTAGE         LOAD          GENERATION   SHUNT
  NUMBER AND NAME          MAG   ANGLE    MW     MVAR     MW     MVAR    MVAR

   1               1  3 1.060    0.00    0.00    0.00  236.18  -17.30   0.00
                   ------------------------------------------------------------
       TO BUS            CIRCT  TYPE   PFLOW   QFLOW     MVA   %   TAP SHIFT
   2                       1      0   159.24  -20.95     161  76
   5                       1      0    76.95    3.65      77  77

 ==============================================================================
        BUS       AR TP     VOLTAGE         LOAD          GENERATION   SHUNT
  NUMBER AND NAME          MAG   ANGLE    MW     MVAR     MW     MVAR    MVAR

   2               1  2 1.045   -5.06   21.70   12.70   40.00   43.45   0.00
                   ------------------------------------------------------------
       TO BUS            CIRCT  TYPE   PFLOW   QFLOW     MVA   %   TAP SHIFT
   1                       1      0  -154.81   28.63     157  74
```

3	1	0	73.63	3.52	74	74
4	1	0	57.02	-2.25	57	95
5	1	0	42.46	0.85	42	77

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
3		1	2	1.010	-12.85	94.20	19.00	0.00	23.62	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
2	1	0	-71.28	1.74	71	71		
4	1	0	-22.92	2.87	23	63		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
4		1	0	1.018	-10.49	47.80	0.00	0.00	3.90	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
2	1	0	-55.29	3.52	55	91		
3	1	0	23.28	-5.51	24	66		
5	1	0	-60.95	15.96	63	76		
7	1	1	28.72	-9.62	30	100	0.978	0.00
9	1	1	16.45	-0.45	16	33	0.969	0.00

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
5		1	0	1.020	-8.95	7.60	1.60	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
1	1	0	-74.08	2.86	74	74		
2	1	0	-41.51	-1.60	42	77		
4	1	0	61.47	-15.67	63	76		
6	1	1	46.52	12.80	48	66	0.932	0.00

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
6		1	2	1.070	-14.70	11.20	7.50	-5.00	12.52	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
5	1	1	-46.52	-7.90	47	65	1.000	0.00
11	1	0	6.59	3.69	8	33		
12	1	0	7.41	2.45	8	40		
13	1	0	16.33	6.77	18	120		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
7		1	0	1.062	-13.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
4	1	1	-28.72	11.39	31	103	1.000	0.00
8	1	0	0.00	-16.87	17	60		
9	1	0	28.72	5.48	29	76		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
8		1	2	1.090	-13.60	0.00	0.00	0.00	17.32	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
7	1	0	0.00	17.32	17	60		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
9		1	0	1.057	-15.22	29.50	16.60	0.00	0.00	-21.22

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
4	1	1	-16.45	1.81	17	35	1.000	0.00
7	1	0	-28.72	-4.65	29	76		
10	1	0	5.98	4.07	7	46		
14	1	0	9.69	3.39	10	66		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
10		1	0	1.052	-15.41	9.00	5.80	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP SHIFT
9	1	0	-5.97	-4.03	7	46	
11	1	0	-3.03	-1.77	4	16	

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
11		1	0	1.057	-15.18	3.50	1.80	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP SHIFT
6	1	0	-6.54	-3.59	7	29	
10	1	0	3.04	1.80	4	16	

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
12		1	0	1.056	-15.51	6.10	1.60	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP SHIFT
6	1	0	-7.34	-2.32	8	40	
13	1	0	1.24	0.71	1	6	

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
13		1	0	1.052	-15.55	12.00	5.16	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP SHIFT
6	1	0	-16.15	-6.42	17	113	
12	1	0	-1.24	-0.71	1	6	
14	1	0	5.38	1.97	6	30	

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
14		1	0	1.037	-16.36	14.90	5.00	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP SHIFT
9	1	0	-9.57	-3.14	10	66	

```
  13                        1       0    -5.33   -1.86       6  30

**********    TERCEIRA ITERAO EXTERNA    **************

 > Evolucao dos mismatches de potencia

   ------------------------------------------------------------------------
   ITERP   ITERQ  Subrotina         P (MW)    Barra      Q (MVAr)    Barra
   ------------------------------------------------------------------------
     0            PMATCH            2.8995      14
            0     QMATCH1                                  2.2009       14
     1            PMATCH           -0.5582      14
            1     QMATCH1                                 -0.2202       14
     2            PMATCH            0.0183       2
            2     QMATCH1                                  0.0058       14
     3            PMATCH         0.0025      14
   ------------------------------------------------------------------------

 > Processo iterativo convergiu apos 03/02 iteracoes
   Mismatches - ativo   :    0.0025 MW   -> barra 0014
                reativo :    0.0058 MVAr -> barra 0014

 > Relatorio de estado da rede

 ========================================================================
         BUS        AR TP     VOLTAGE         LOAD          GENERATION    SHUNT
  NUMBER AND NAME           MAG    ANGLE     MW      MVAR      MW      MVAR    MVAR

    1               1  3 1.060     0.00     0.00     0.00  232.88   -16.98    0.00
                    ------------------------------------------------------------
        TO BUS            CIRCT   TYPE    PFLOW    QFLOW      MVA    %   TAP SHIFT
    2                       1       0   157.09   -20.45      158   75
    5                       1       0    75.79     3.47       76   76

 ========================================================================
         BUS        AR TP     VOLTAGE         LOAD          GENERATION    SHUNT
  NUMBER AND NAME           MAG    ANGLE     MW      MVAR      MW      MVAR    MVAR

    2               1  2 1.045    -4.99    21.70    12.70   40.00    42.28    0.00
                    ------------------------------------------------------------
        TO BUS            CIRCT   TYPE    PFLOW    QFLOW      MVA    %   TAP SHIFT
    1                       1       0  -152.78    27.76      155   73
    3                       1       0    73.19     3.56       73   73
```

4	1	0	56.18	-2.44	56	93
5	1	0	41.71	0.69	42	77

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
3		1	2	1.010	-12.73	94.20	19.00	0.00	23.25	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
2	1	0	-70.87	1.59	71	71		
4	1	0	-23.33	2.66	23	63		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
4		1	0	1.019	-10.34	47.80	0.00	0.00	3.90	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
2	1	0	-54.50	3.55	55	91		
3	1	0	23.70	-5.28	24	66		
5	1	0	-60.56	15.96	63	76		
7	1	1	27.69	-9.73	29	96	0.978	0.00
9	1	1	15.87	-0.60	16	33	0.969	0.00

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
5		1	0	1.020	-8.81	7.60	1.60	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
1	1	0	-73.01	2.69	73	73		
2	1	0	-40.80	-1.54	41	75		
4	1	0	61.07	-15.69	63	76		
6	1	1	45.14	12.94	47	65	0.932	0.00

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
6		1	2	1.070	-14.39	11.20	7.50	-5.00	11.34	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
5	1	1	-45.14	-8.30	46	63	1.000	0.00
11	1	0	6.44	3.48	7	29		
12	1	0	7.14	2.37	8	40		
13	1	0	15.36	6.29	17	113		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
7		1	0	1.063	-13.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
4	1	1	-27.69	11.39	30	100	1.000	0.00
8	1	0	0.00	-16.43	16	57		
9	1	0	27.69	5.03	28	73		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
8		1	2	1.090	-13.34	0.00	0.00	0.00	16.85	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
7	1	0	0.00	16.85	17	60		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
9		1	0	1.058	-14.89	29.50	16.59	0.00	0.00	-21.27

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
4	1	1	-15.87	1.86	16	33	1.000	0.00
7	1	0	-27.69	-4.26	28	73		
10	1	0	6.12	4.27	7	46		
14	1	0	7.94	2.80	8	53		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
10		1	0	1.053	-15.09	9.00	5.80	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
9	1	0	-6.11	-4.23	7	46		
11	1	0	-2.89	-1.57	3	12		

BUS NUMBER AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
11	1	0	1.058	-14.87	3.50	1.80	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
6	1	0	-6.40	-3.39	7	29		
10	1	0	2.90	1.59	3	12		

BUS NUMBER AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
12	1	0	1.056	-15.16	6.10	1.60	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
6	1	0	-7.08	-2.25	7	35		
13	1	0	0.98	0.64	1	6		

BUS NUMBER AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
13	1	0	1.053	-15.19	12.00	5.15	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
6	1	0	-15.20	-5.97	16	106		
12	1	0	-0.98	-0.64	1	6		
14	1	0	4.18	1.46	4	20		

BUS NUMBER AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
14	1	0	1.041	-15.82	12.00	4.03	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
9	1	0	-7.85	-2.63	8	53		
13	1	0	-4.15	-1.40	4	20		

```
**********   QUARTA ITERAO EXTERNA   ****************

 > Evolucao dos mismatches de potencia

  ------------------------------------------------------------------
  ITERP  ITERQ  Subrotina        P (MW)   Barra      Q (MVAr)   Barra
  ------------------------------------------------------------------
     0          PMATCH          1.1023      12
            0   QMATCH1                                0.8136      12
     1          PMATCH          0.2366       6
            1   QMATCH1                               -0.0970      12
     2          PMATCH       0.0095       2
            2   QMATCH1                               -0.0002      12
  ------------------------------------------------------------------

 > Processo iterativo convergiu apos 02/02 iteracoes
  Mismatches - ativo   :    0.0095 MW   -> barra 0002
               reativo :   -0.0002 MVAr -> barra 0012

 > Relatorio de estado da rede

 ==========================================================================
        BUS        AR TP     VOLTAGE         LOAD          GENERATION   SHUNT
 NUMBER AND NAME          MAG   ANGLE    MW     MVAR     MW     MVAR    MVAR

   1                1  3 1.060    0.00    0.00    0.00  231.04  -16.80   0.00
                    ---------------------------------------------------------
       TO BUS            CIRCT  TYPE   PFLOW   QFLOW     MVA   %   TAP SHIFT
   2                       1      0   155.91  -20.18     157  74
   5                       1      0    75.13    3.38      75  75

 ==========================================================================
        BUS        AR TP     VOLTAGE         LOAD          GENERATION   SHUNT
 NUMBER AND NAME          MAG   ANGLE    MW     MVAR     MW     MVAR    MVAR

   2                1  2 1.045   -4.95   21.71   12.70   40.01   41.68   0.00
                    ---------------------------------------------------------
       TO BUS            CIRCT  TYPE   PFLOW   QFLOW     MVA   %   TAP SHIFT
   1                       1      0  -151.66   27.28     154  73
   3                       1      0    72.96    3.59      73  73
   4                       1      0    55.72   -2.51      56  93
   5                       1      0    41.28    0.62      41  75
```

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
3		1	2	1.010	-12.66	94.20	19.00	0.00	23.07	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
2	1	0	-70.66	1.50	71	71		
4	1	0	-23.55	2.57	24	66		

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
4		1	0	1.019	-10.26	47.80	0.00	0.00	3.90	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
2	1	0	-54.07	3.54	54	90		
3	1	0	23.92	-5.17	24	66		
5	1	0	-60.48	15.92	63	76		
7	1	1	27.22	-9.75	29	96	0.978	0.00
9	1	1	15.60	-0.64	16	33	0.969	0.00

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
5		1	0	1.021	-8.73	7.59	1.60	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
1	1	0	-72.40	2.58	72	72		
2	1	0	-40.39	-1.52	40	74		
4	1	0	60.98	-15.66	63	76		
6	1	1	44.21	13.00	46	63	0.932	0.00

BUS NUMBER	AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
6		1	2	1.070	-14.19	11.19	7.50	-5.00	10.55	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
5	1	1	-44.21	-8.54	45	62	1.000	0.00

11	1	0	6.49	3.33	7	29
12	1	0	6.51	2.09	7	35
13	1	0	15.01	6.17	16	106

BUS NUMBER AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
7	1	0	1.063	-13.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
4	1	1	-27.22	11.36	29	96	1.000	0.00
8	1	0	0.00	-16.25	16	57		
9	1	0	27.22	4.89	28	73		

BUS NUMBER AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
8	1	2	1.090	-13.20	0.00	0.00	0.00	16.66	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
7	1	0	0.00	16.66	17	60		

BUS NUMBER AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
9	1	0	1.058	-14.73	29.15	16.41	0.00	0.00	-21.28

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
4	1	1	-15.60	1.87	16	33	1.000	0.00
7	1	0	-27.22	-4.15	28	73		
10	1	0	5.87	4.29	7	46		
14	1	0	7.80	2.87	8	53		

BUS NUMBER AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
10	1	0	1.053	-14.91	8.79	5.66	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
9	1	0	-5.85	-4.25	7	46		

11		1	0	-2.94	-1.42	3	12

BUS NUMBER AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
11	1	0	1.058	-14.68	3.50	1.80	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
6	1	0	-6.45	-3.24	7	29		
10	1	0	2.95	1.44	3	12		

BUS NUMBER AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
12	1	0	1.058	-14.90	5.00	1.31	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
6	1	0	-6.46	-1.98	7	35		
13	1	0	1.46	0.67	2	13		

BUS NUMBER AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
13	1	0	1.053	-14.98	12.01	5.16	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
6	1	0	-14.86	-5.87	16	106		
12	1	0	-1.45	-0.67	2	13		
14	1	0	4.31	1.38	5	25		

BUS NUMBER AND NAME	AR	TP	VOLTAGE MAG	VOLTAGE ANGLE	LOAD MW	LOAD MVAR	GENERATION MW	GENERATION MVAR	SHUNT MVAR
14	1	0	1.042	-15.63	12.00	4.03	0.00	0.00	0.00

TO BUS	CIRCT	TYPE	PFLOW	QFLOW	MVA	%	TAP	SHIFT
9	1	0	-7.72	-2.71	8	53		
13	1	0	-4.27	-1.32	4	20		