



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

**PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO DA
OPERAÇÃO INCLUINDO CRITÉRIOS DE
ESTABILIDADE DE TENSÃO**

Carolina de Mattos Affonso

Orientador: Prof^o. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva

Banca Examinadora:

Prof^o Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva – FEEC/UNICAMP

Prof^o Dr. Antônio José Alves Simões Costa – EEL/UFSC

Prof^o Dr. Dílson Amâncio Alves – FEIS/UNESP

Prof^o Dr. Carlos Alberto de Castro Júnior – FEEC/UNICAMP

Prof^o Dr. Secundino Soares Filho – FEEC/UNICAMP

Prof^o Dr. Walmir Freitas Filho – FEEC/UNICAMP

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

Campinas, SP, Setembro de 2004.

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

Af28p Affonso, Carolina de Mattos
Planejamento de curto prazo da operação incluindo
critérios de estabilidade de tensão / Carolina de Mattos
Affonso.--Campinas, SP: [s.n.], 2004.

Orientador: Luiz Carlos Pereira da Silva.
Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de
Computação.

1. Sistemas de energia elétrica - Estabilidade. 2.
Planejamento. I. Silva, Luiz Carlos Pereira da. II.
Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de
Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

'Tudo posso naquele que me fortalece'

Fp 4.13

Agradecimentos

Ao meu orientador Luiz Carlos Pereira da Silva, o qual merece um agradecimento especial pelas palavras de incentivo necessárias para a finalização deste trabalho e principalmente por sua amizade durante estes anos de convívio.

Aos professores Secundino Soares Filho e Vivaldo Fernando da Costa pelas sugestões ao trabalho.

À Prof^a. Kátia C. Almeida e ao Prof^o. Flávio Lima, por terem cedido o programa de fluxo de potência ótimo paramétrico utilizado nesta tese de doutorado.

Aos meus pais, irmã e marido pela paciência e amor, e também pelas palavras de conforto nos momentos de maior dificuldade.

A todos os amigos e colegas do DSCE pelos momentos agradáveis de convivência dentro e fora da Unicamp, em especial a Adriana, Taciana, Igor e Jim.

À FAPESP pelo suporte financeiro, sem o qual a realização deste trabalho não seria possível.

A Deus, que tornou possível todas estas coisas.

Resumo

Este trabalho apresenta uma metodologia para incorporar critérios de estabilidade de tensão no planejamento de curto prazo da operação de sistemas de energia elétrica. O método propõe o re-despacho da geração de potência ativa e reativa para condições normais de operação, e um esquema de corte mínimo de carga no caso de contingências críticas, com base na direção fornecida pelos fatores de participação obtidos através da análise modal. Com este novo perfil de geração obtém-se um aumento significativo na margem de estabilidade. Este trabalho apresenta ainda um estudo adicional onde dois métodos de otimização são aplicados mantendo a geração de potência ativa do sistema fixa: maximização das reservas de potência reativa e minimização das perdas de potência ativa. Os resultados obtidos indicam um aumento na margem de estabilidade mantendo a solução de mínimo custo. Todas as análises foram aplicadas a sistemas de grande porte e os resultados confirmam a eficiência dos métodos para garantir a operação segura do sistema para diversos cenários.

Abstract

This work presents a methodology to incorporate voltage stability criteria on power system short-term operation planning. The method consists of an active/reactive power re-dispatch for normal operation, and also a minimum load shedding strategy in case of critical contingencies, based in the direction provided by the participation factors obtained from the modal analysis. Significant improvement on stability margin was obtained with this new generation schedule. This work also presents studies applying two different optimization techniques maintaining the active power generation fixed: maximization of reactive power reserves and minimization of active power losses. The results show an improvement on the system margin maintaining the optimal economical solution. All analyses were applied to large-scale power systems and the results confirm the efficiency of the methods to assure the secure operation of the system for different scenarios.

Índice

Agradecimentos	ii
Resumo	iii
Abstract	iii
Lista de Figuras	vii
Lista de Tabelas	x
CAPÍTULO 1 – Introdução	1
CAPÍTULO 2 - Estabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência	
2.1 Introdução.....	7
2.2 Estabilidade de Tensão.....	8
2.3 Critérios de Segurança.....	9
2.4 Métodos de curva PV e QV.....	10
2.5 Método da Continuação.....	12
2.6 Análise Modal Estática.....	16
2.6.1 Matriz Jacobiana.....	16
2.6.2 Autovalores da Matriz Jacobiana.....	18
2.6.3 Fator de Participação.....	19
2.7 Método Completo para Análise da Estabilidade de Tensão.....	23
CAPÍTULO 3 - Planejamento da Operação de Sistemas de Energia Elétrica	
3.1 Introdução.....	25
3.2 Etapas do Planejamento da Operação.....	26
3.3 Operação do SIN.....	28
3.4 Fluxo de Potência Ótimo.....	31
3.4.1 Revisão Bibliográfica.....	31
3.4.2 Formulação Geral.....	32
3.4.3 Formulação Paramétrica.....	33
3.5 Análise de Sensibilidade.....	36

CAPÍTULO 4 - Método de Reprogramação da Geração

4.1 Introdução.....	43
4.2 Metodologia Proposta.....	44
4.3 Função Penalidade.....	46
4.4 Cálculo dos Fatores de Penalidade.....	47
4.5 Cálculo da Margem de Estabilidade.....	50

CAPÍTULO 5 - Resultados de Testes e Simulações

5.1 Introdução.....	53
5.2 Testes em Sistemas de Pequeno Porte.....	54
5.2.1 Sistema Teste.....	54
5.2.2 Re-despacho de Potência Ativa.....	55
5.2.3 Re-despacho de Potência Reativa.....	58
5.2.4 Re-despacho de Potência Reativa com P_g^{fixo}	61
5.2.5 Re-despacho de Potência Ativa e Reativa.....	63
5.3 Testes em Sistemas de Grande Porte.....	66
5.3.1 Sistema Teste.....	66
5.3.2 Re-despacho de Potência Reativa com P_g^{fixo}	66
5.3.3 Re-despacho de Potência Ativa e Reativa.....	68
5.3.4 Análise de Contingências.....	72
5.3.5 Corte de Carga Mínimo.....	74
5.3.6 Aplicação da Metodologia no Pré-despacho da Operação.....	80
5.4 Conclusões.....	83

CAPÍTULO 6 - Impacto das Reservas de Potência Reativa na Margem de Estabilidade

6.1 Introdução.....	85
6.2 Motivação.....	86
6.3 Conceitos Fundamentais.....	87
6.4 Metodologia Proposta.....	90
6.4.1 Maximização das Reservas de Potência Reativa.....	90
6.4.2 Minimização das Perdas de Potência Ativa.....	90
6.5 Resultados Numéricos.....	91

6.5.1 Estudo do Caso Base.....	91
6.5.2 Análise de Contingências.....	95
6.6 Conclusões.....	97
CAPÍTULO 7 - Conclusões Finais e Propostas Futuras.....	99
Referências Bibliográficas.....	103
APÊNDICE A – Dados do Sistema Sudeste Brasileiro Reduzido.....	109
APÊNDICE B – Artigos Publicados Durante o Doutorado.....	113

Lista de Figuras

Fig. 2.1	Sistema com configuração básica	11
Fig. 2.2	Curva PV	11
Fig. 2.3	Curva QV	12
Fig. 2.4	Ilustração das etapas de predição e correção	14
Fig. 2.5	a) Parâmetro de continuação (P–V–P) b) Parâmetro de continuação (V)	15
Fig. 2.6	FPA para geradores	21
Fig. 2.7	FPA e FPR para barras de carga	22
Fig. 2.8	Método completo para análise da estabilidade	24
Fig. 3.1	Procedimento proposto e atualmente empregado pelo ONS	27
Fig. 3.2	Análise do controle de tensão na operação do SIN	29
Fig. 3.3	Análise do carregamento na operação do SIN	30
Fig. 3.4	Ilustração da evolução do parâmetro ϵ	33
Fig. 3.5	Ilustração da modificação da função objetivo	34
Fig. 3.6	Ilustração do processo de relaxação das restrições do FPO	35
Fig. 3.7	Margem de estabilidade para a curva de carga	37
Fig. 3.8	Perfil de geração ativa (Sudeste reduzido)	39
Fig. 3.9	Perfil de tensão (Sudeste reduzido)	40
Fig. 3.10	Fator de participação ativo (Sudeste reduzido)	41
Fig. 4.1	Fluxograma do método de re-despacho da geração	46
Fig. 4.2	Fatores de participação ativo	49
Fig. 4.3	Fatores de penalidade ativo e reativo	49
Fig. 4.4	Margem de estabilidade com e sem os limites de reativos	51
Fig. 5.1	Curva de carga e margem de estabilidade	54

Fig. 5.2	Margem de estabilidade e curva PV (RA)	56
Fig. 5.3	Fatores de participação (RA)	56
Fig. 5.4	Perfil de tensão (RA)	57
Fig. 5.5	Potência ativa gerada (RA)	48
Fig. 5.6	Margem de estabilidade e curva PV (RR)	49
Fig. 5.7	Fatores de participação (RR)	49
Fig. 5.8	Perfil de tensão (RR)	60
Fig. 5.9	Potência ativa gerada (RR)	61
Fig. 5.10	Margem de estabilidade e curva PV (RR - P_g^{fixo})	62
Fig. 5.11	Perfil de tensão (RR - P_g^{fixo})	62
Fig. 5.12	Margem de estabilidade para todos os casos	63
Fig. 5.13	Curva PV para todos os casos	64
Fig. 5.14	Perfil de tensão (RR e RAR)	64
Fig. 5.15	Potência ativa gerada (RA, RR e RAR)	65
Fig. 5.16	Geração de potência ativa e reativa (RR - P_g^{fixo})	67
Fig. 5.17	Impacto nas Linhas de Transmissão (RR com P_g^{fixo})	68
Fig. 5.18	Margem de estabilidade e variação do custo (RA e RAR)	69
Fig. 5.19	Índice de custo devido a melhoria da margem (RA e RAR)	70
Fig. 5.20	Geração de potência ativa e reativa (RA e RAR)	71
Fig. 5.21	Impacto nas linhas de transmissão (RA e RAR)	71
Fig. 5.22	Margem de estabilidade para diversas contingências	73
Fig. 5.23	Margem de estabilidade (LT 558-685)	73
Fig. 5.24	Fatores de participação ativo (LT 749-466)	75
Fig. 5.25	Diagrama parcial da rede (LT 749-466)	76
Fig. 5.26	Curvas PV pré e pós-falta (LT 749-466)	77
Fig. 5.27	Fatores de participação ativo (LT 571-634)	78
Fig. 5.28	Corte de carga incremental (LT 571-634)	79

Fig. 5.29	Curvas PV pré e pós-falta (LT 571-634)	80
Fig. 5.30	Curva de carga	81
Fig. 5.31	Comportamento da margem de estabilidade	81
Fig. 6.1	Margem de estabilidade para diferentes níveis de carga	88
Fig. 6.2	Demanda e reserva de potência reativa para diferentes níveis de carga	88
Fig. 6.3	Margem de estabilidade durante o processo de otimização	92
Fig. 6.4	Geração total de potência reativa durante o processo de otimização	92
Fig. 6.5	Geração de potência ativa da barra de referência durante a otimização	93
Fig. 6.6	Curva PV antes e depois da otimização	94
Fig. 6.7	Margem de estabilidade de tensão para diversas contingências	96
Fig. 6.8	Margem de estabilidade pós-contingência antes e depois da otimização	96
Fig. A.1	Configuração do sistema Sudeste reduzido	109

Lista de Tabelas

Tabela 3.1	Problemas e conseqüências na operação do SIN	28
Tabela 3.2	Resultados do OPF (sudeste reduzido)	39
Tabela 5.1	Vantagens e desvantagens dos métodos	63
Tabela 5.2	Características do RAR	65
Tabela 5.3	Resultados da RR - P_g^{fixo}	66
Tabela 5.4	Fatores de participação ativo (LT 749-466)	75
Tabela 5.5	Corte de carga (LT 749-466)	76
Tabela 5.6	Margem de estabilidade para os intervalos críticos	82
Tabela 6.1	Patamares de carga das regiões Norte e Nordeste	87
Tabela 6.2	Aplicação das metodologias	95
Tabela A.1	Dados das usinas hidrelétricas	110
Tabela A.2	Dados de barra do sistema	111
Tabela A.3	Dados de linha do sistema	112
Tabela A.4	Dados de custo de geração	112

Capítulo 1

Introdução

O problema de instabilidade de tensão tem se tornado cada vez mais evidente por diversas razões, o que pode ser constatado pela maior ocorrência de blecautes em muitos países nos últimos tempos. Estes incidentes são um claro indicativo de que os sistemas elétricos de potência estão operando cada vez mais próximos do limite de sua capacidade de transferência de energia. No Brasil, pode-se citar como exemplo a ocorrência de um grande blecaute na região Sul e Sudeste em 1997, associado a um problema de instabilidade de tensão na rede de distribuição que se estendeu para o sistema de transmissão correspondente, levando a falha e abertura do elo DC [Prada, 1998].

A reestruturação do mercado de eletricidade tende a agravar esse problema, pois com a introdução da competição no mercado de energia, contratos podem ser realizados visando apenas interesses econômicos, o que pode

comprometer seriamente os níveis de confiabilidade do sistema [Van Cutsem, 2000].

No caso do sistema brasileiro, este problema torna-se mais crítico uma vez que o mesmo possui um parque gerador de energia de base predominantemente hidráulica. Assim, o esgotamento dos recursos hidrelétricos mais próximos dos principais centros de carga tem como consequência a necessidade de se recorrer a aproveitamentos cada vez mais distantes, exigindo a constituição de um sistema elétrico complexo caracterizado por longas linhas de transmissão, mais propício à ocorrência de problemas de instabilidade de tensão.

Além disso, o intercâmbio de energia entre áreas geograficamente distantes pode ser limitado por problemas de congestionamento na rede de transmissão. A otimização energética se depara com restrições elétricas que impossibilitam a obtenção plena dos benefícios da otimização, fazendo-se necessário a reprogramação da geração para a maximização da capacidade de transferência de potência entre áreas de interesse [Paredes, 2001], [Vargas, 2001].

Por todas estas razões, destaca-se a importância de um planejamento e programação da operação cuidadoso, que considere adequadamente não apenas fatores econômicos, mas também critérios de segurança, garantindo a operação adequada do sistema em condições normais e sob situações de variação de carga e contingências.

Esta tese de doutorado tem como objetivo incluir critérios de segurança na programação da operação do sistema brasileiro, realizando para isso um estudo mais detalhado que considere as características e restrições elétricas do sistema de transmissão. Esta abordagem difere da análise atualmente realizada no Brasil pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que utiliza em suas análises iniciais modelos de pré-despacho DC que consideram apenas os limites de potência ativa nas linhas de transmissão e geradores.

A grande maioria dos trabalhos propostos nesta área de pesquisa aplica-se a estudos de expansão do sistema, no que se refere à adição de bancos de

capacitores, equipamentos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*), condensadores síncronos, novos geradores ou linhas de transmissão [Mansour, 1994]. Nesta tese, estuda-se este problema direcionando-o ao planejamento da operação de curto prazo, onde a melhor solução deve ser encontrada considerando apenas os recursos disponíveis na rede.

Assim, propõe-se uma metodologia para o re-despacho da geração considerando requisitos de estabilidade de tensão. A partir de um despacho econômico inicial, avalia-se para cada intervalo do dia a margem de estabilidade de tensão do sistema. Se para algum horário a margem de estabilidade estiver abaixo do percentual mínimo exigido para a operação segura do sistema, obtém-se um novo perfil de geração de potência ativa e reativa que apresente melhoria nas margens de estabilidade e alivie situações de congestionamento. Esta reprogramação da geração é realizada através do fluxo de potência ótimo penalizando geradores com impacto negativo na margem de estabilidade do sistema. Estes geradores são identificados através dos fatores de participação obtidos a partir dos autovetores da matriz Jacobiana no ponto de máximo carregamento [Silva, 2002].

Este método tem como vantagem o fato de que o autovetor apresenta comportamento bem menos não linear nas proximidades do colapso, como mostrado em [Silva, 2002]. Isto significa que as barras críticas identificadas pelo autovetor do modo crítico não mudam abruptamente devido a pequenas variações na configuração ou no carregamento do sistema. Assim, as barras críticas podem ser facilmente identificadas para melhorar a margem de estabilidade do sistema através da reprogramação da geração.

Um estudo analisando o comportamento do sistema quando sujeito a contingências também é realizado neste trabalho. Calcula-se a margem de estabilidade para diversas contingências consideradas como a perda de uma única linha de transmissão. Para as contingências críticas, com margem de estabilidade negativa, propõe-se um esquema de corte mínimo de carga baseado nos fatores de participação das barras de carga da rede.

Analisa-se ainda a metodologia de re-despacho de potência reativa considerando diferentes funções objetivo, como a maximização das reservas de potência reativa e a minimização das perdas de potência ativa nas linhas de transmissão. Com este procedimento, o aumento da margem de estabilidade é obtido indiretamente, sem alteração da potência ativa gerada, ou seja, mantendo a solução economicamente ótima fornecida pelo planejamento da operação de curto prazo.

Para validar as idéias e metodologias desenvolvidas, foram considerados três sistemas distintos. O primeiro sistema utilizado foi o *New England*, de pequeno porte. O segundo sistema utilizado é de grande porte, derivado da interligação Sul/Sudeste brasileira com dados do planejamento da operação. Finalmente, o último sistema utilizado, também de grande porte, é derivado da interligação Norte/Nordeste brasileira, porém com dados reais da operação de Junho de 1992. Os resultados obtidos confirmam a adequação e eficiência dos métodos para a melhoria da margem de estabilidade de tensão no planejamento da operação do sistema para diversos cenários.

A estrutura desta tese de doutorado apresenta a seguinte organização.

O capítulo 2 introduz os conceitos fundamentais relacionados à estabilidade de tensão, bem como algumas técnicas importantes utilizadas para a sua análise. Dentre estas técnicas destaca-se o método da continuação utilizado para o cálculo da margem de estabilidade e o método de análise modal estática, utilizado para obtenção dos fatores de participação das cargas e geradores.

O capítulo 3 discute as diversas etapas do planejamento da operação dos sistemas elétricos de potência, bem como a análise de alguns problemas reais encontrados na operação do sistema brasileiro. Apresenta-se também a origem e formulação matemática do fluxo de potência ótimo utilizado para a reprogramação da geração, dando ênfase à formulação paramétrica, a qual foi utilizada neste trabalho. Algumas análises de sensibilidade utilizando esta ferramenta são apresentadas.

O capítulo 4 apresenta a metodologia proposta para o re-despacho da potência ativa/reactiva gerada e corte de carga, visando à melhoria da margem de estabilidade de tensão através dos fatores de participação. A formulação do método é discutida, e algoritmos e fluxogramas são introduzidos.

No capítulo 5 são discutidos os resultados obtidos com a aplicação do método de reprogramação da geração proposto. Diversos testes são realizados em dois sistemas distintos para demonstrar as vantagens obtidas com esta metodologia. Este capítulo apresenta também análise de contingências e resultados obtidos com o corte de carga mínimo para situações de faltas severas, com margem de estabilidade pós-falta negativa.

O capítulo 6 apresenta estudos adicionais que visam aumentar a margem de estabilidade indiretamente maximizando as reservas de potência reativa e minimizando as perdas de potência ativa do sistema. Os testes são aplicados a um sistema real, e os resultados são discutidos, também analisando situações de contingências.

Finalmente, o capítulo 7 apresenta as conclusões e principais contribuições desta pesquisa, bem como algumas sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Estabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência

2.1. Introdução

Este capítulo apresenta conceitos básicos relacionados ao problema de instabilidade de tensão imprescindíveis para análise do mesmo. Aborda-se o conceito de margem de estabilidade, que é um indicador da proximidade do sistema da fronteira de instabilidade de tensão, obtido através dos métodos de curvas PV e QV. Este capítulo apresenta também a análise modal estática, utilizada no decorrer deste estudo para indicar as áreas críticas relacionadas à instabilidade de tensão, bem como quais medidas corretivas ou preventivas devem ser tomadas para aumentar a margem de estabilidade do sistema.

2.2. Estabilidade de Tensão

Os sistemas de energia elétrica têm sido operados cada vez mais próximos do limite de sua capacidade de transmissão. Muitas são as razões para a operação do sistema de forma estressada, e dentre elas pode-se citar o elevado custo associado à expansão do sistema para atendimento do mercado crescente, e a dificuldade de obtenção de licença para construção de novas linhas de transmissão por motivos ambientais. Além disso, os sistemas de potência têm se tornado cada vez mais complexos devido ao aumento das conexões entre os mesmos. Estas mudanças na operação e estrutura do sistema têm feito com que o mesmo utilize sua máxima capacidade de geração e transmissão, operando com baixos níveis de segurança, tendo como consequência a ocorrência de vários problemas de instabilidade de tensão [CIGRE, 1992].

Sabe-se que a transferência de potência através da rede está associada a quedas de tensão entre pontos de geração e consumo. Em condições normais de operação, estas variações são pequenas, da ordem de alguns pontos percentuais da tensão nominal. No entanto, em algumas circunstâncias as tensões podem sofrer quedas consideráveis. Este problema é referido como instabilidade de tensão, e pode levar o sistema ao colapso [Kundur, 1994], [Van Cutsem, 2000].

A estabilidade de tensão pode ser definida como sendo a capacidade do sistema de potência em manter as tensões de todas as barras da rede em níveis aceitáveis em regime permanente, tanto em condições normais de operação como após a ocorrência de um distúrbio, que pode ser um aumento na demanda ou mudanças nas condições de operação da rede [Van Cutsem, 1998], [IEEE, 1990], [Mansour, 1990].

Os problemas de instabilidade de tensão ocorrem basicamente devido à depreciação das reservas de potência reativa em situações extremas de carregamento, especialmente em sistemas compostos por longas linhas de transmissão, como no caso do sistema brasileiro. Além disso, quando o ponto de

operação do sistema aproxima-se do ponto de colapso, a região de estabilidade torna-se menor, resultando em um sistema mais susceptível a contingências.

O estudo da estabilidade de tensão pode ser realizado do ponto de vista estático e dinâmico [Taylor, 1994]. A análise dinâmica envolve simulações não-lineares no tempo, com maior detalhamento dos componentes presentes no sistema, o que implica em um tempo computacional mais elevado e uma resposta fiel do comportamento dinâmico do sistema após a ocorrência de qualquer tipo de perturbação. Já a análise estática baseia-se fundamentalmente nos modelos de fluxo de carga, exigindo pouca modelagem da rede e dos elementos conectados a ela. Apesar do problema de instabilidade de tensão ser um fenômeno dinâmico, o comportamento lento de recuperação das cargas permite que somente as características de operação em regime sejam representadas [Sodré, 1997]. Deste modo, a maioria dos estudos práticos que requer a análise de diversos cenários utiliza a abordagem estática, a qual também foi empregada neste trabalho.

2.3. Critérios de Segurança

A margem de estabilidade de tensão fornece uma medida da distância entre o ponto atual de operação do sistema até o ponto em que ocorre o colapso de tensão (ponto de máximo carregamento do sistema). Atualmente, a margem de estabilidade é a medida mais utilizada para avaliar a segurança do sistema, sendo usualmente medida em MW ou % [Mansour, 1993].

Com a crescente ocorrência de blecautes relacionados à instabilidade de tensão, este problema tem sido visto com grande interesse tanto no meio acadêmico quanto industrial. Alguns critérios de estabilidade de tensão foram recentemente propostos, como por exemplo, a recomendação do WECC (*Western Electricity Coordinating Council*) que sugere o atendimento de uma margem de estabilidade mínima de 5% considerando a ocorrência de uma contingência simples, 2,5% para contingências duplas e maior do que zero para o caso de múltiplas contingências (perda simultânea de três ou mais equipamentos da rede e linhas de transmissão) [WECC, 1998].

De modo similar, o ONS (Operador Nacional do Sistema Brasileiro) também iniciou estudos recomendando o atendimento de uma margem de estabilidade mínima de 6% também para a ocorrência de contingências simples [ONS, 2001]. Foram também estabelecidas recentemente duas Forças Tarefas para estudar o problema no Brasil, uma visando o planejamento da expansão do sistema [Força Tarefa, 2000] e a outra direcionada ao planejamento da operação [Força Tarefa, 1999]. No entanto, o cálculo da margem de estabilidade do Sistema Interligado Nacional Brasileiro jamais foi realizado até o presente momento, ratificando ainda mais a importância de estudos nesta área de pesquisa.

2.4. Métodos de curvas PV e QV

Os métodos de curvas PV e QV são baseados no fluxo de carga convencional. Estes métodos são bastante utilizados para calcular a margem de estabilidade, ou seja, a demanda máxima que o sistema pode atender.

A Fig. 2.1 apresenta o sistema com configuração básica que será utilizado para melhor compreensão do método de curva PV. A partir da demanda inicial ($P_0 + jQ_0$), aumenta-se o carregamento sucessivamente mantendo o fator de potência constante, resolvendo para cada ponto de operação um fluxo de carga, obtendo-se um conjunto de pontos de equilíbrio que definem a curva PV da Fig. 2.2.

A curva PV apresenta a variação da tensão da barra de carga com o aumento da demanda. O limite máximo de transferência de potência é atingido em P_{max} e a partir deste ponto nenhum acréscimo de potência poderá ser transmitido. Este ponto de operação, comumente referido na literatura como “nariz” da curva PV, estabelece também uma tensão crítica (V_{crit}) abaixo da qual o sistema é considerado instável, sendo o limite estático de estabilidade de tensão. Acima de V_{crit} a carga é suprida por tensão elevada e corrente baixa, e abaixo de V_{crit} tem-se uma solução das equações de fluxo de carga que corresponderia ao atendimento da carga com tensão baixa e corrente excessivamente elevada. Os valores críticos variam de acordo com as condições do sistema, tais como despacho da geração, limites dos geradores e fator de potência das cargas. Para cargas do tipo potência

constante, a interseção da característica desta carga (P_0) com a curva PV resulta em dois pontos de equilíbrio A e B. Conforme a carga aumenta, V_{sup} diminui e V_{inf} aumenta, até que as duas soluções tornam-se iguais em V_{crit} , o ponto de colapso de tensão [Kundur, 1993].

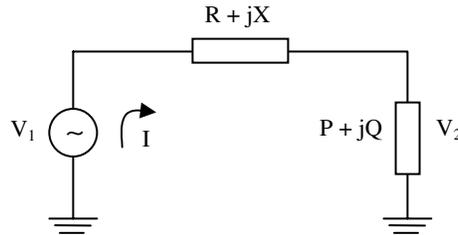


Fig. 2.1 – Sistema com configuração básica

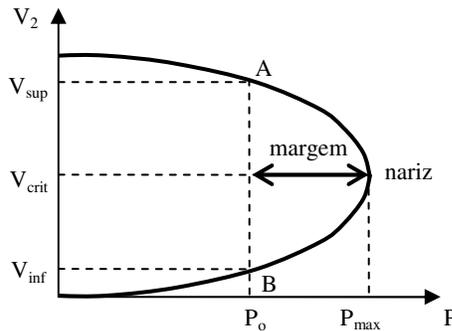


Fig. 2.2 – Curva PV

A curva QV da Fig. 2.3, também utilizada no que se refere à análise de estabilidade de tensão, apresenta a variação da magnitude da tensão em uma determinada barra em função da injeção de potência reativa. Para a obtenção da curva QV adiciona-se um condensador síncrono hipotético à barra escolhida para análise. Diminui-se a sua tensão à medida que se calcula a injeção de potência reativa através da solução de sucessivos fluxos de carga. Computacionalmente, isto é realizado convertendo-se a barra PQ em questão em barra PV sem limites de injeção de potência reativa [Taylor, 1994].

A margem de potência reativa disponível na barra é dada pela diferença entre a potência reativa de saída nula do condensador síncrono e a potência de saída do mesmo na base da curva QV, que representa o limite de estabilidade de

tensão ($dQ/dV = 0$). Como vantagem deste método, tem-se que a determinação da margem de potência reativa em barras críticas é simples e rápida, porém, uma das suas limitações é o fato de aumentar a carga em apenas uma barra do sistema, podendo levar a resultados enganosos [Kundur, 1994]. Por esta razão, a curva PV é comumente mais empregada, tendo sido também utilizada neste trabalho.

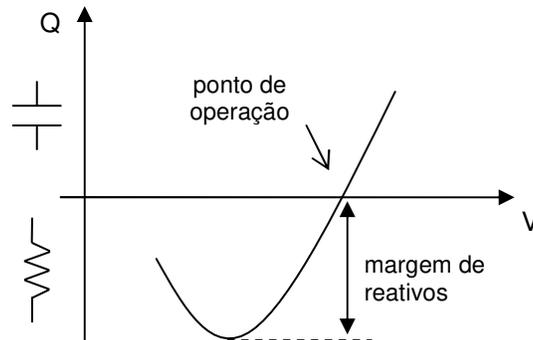


Fig. 2.3 – Curva QV

2.5. Método da Continuação

Como dito anteriormente, para a obtenção de margens de estabilidade de tensão normalmente utilizam-se os métodos de curvas PV e QV, que consistem na obtenção da curva através do cálculo de sucessivos fluxos de potência, resolvidos pelo método de Newton convencional. Entretanto, devido a problemas de singularidade da matriz Jacobiana próximo do ponto de máximo carregamento, utiliza-se um método de fluxo de carga continuado, que nada mais é do que uma reformulação no método de fluxo de carga convencional para que a singularidade da matriz Jacobiana seja contornada na vizinhança do ponto de máximo carregamento do sistema [Alves, 2000].

As equações do fluxo de carga são reformuladas para incluir o parâmetro p , chamado de parâmetro da continuação. Estas equações não-lineares dadas pela equação 2.1 representam o balanço de potência ativa e reativa nas barras do sistema, onde x é o vetor das variáveis de estado do sistema (magnitudes e ângulos das tensões das barras).

$$g(x, p) = 0 \quad (\text{Eq. 2.1})$$

O método da continuação é baseado em algoritmos preditores - corretores. Partindo-se de uma solução conhecida, efetua-se uma predição linear da nova solução para um valor especificado do parâmetro de carga. Esta nova solução é então corrigida através da resolução de um fluxo de potência modificado. Podem-se identificar quatro etapas no método da continuação: predição, correção, parametrização e controle de passo [Sodré, 1997], [Ajarapu, 1992], [Silva, 2000].

Predição:

Esta etapa garante um incremento na carga do sistema e fornece de forma aproximada o estado da rede para esse novo nível de carga. Isto pode ser realizado através do cálculo do vetor tangente à curva a partir de um ponto inicial sobre a mesma, que é obtido pelo método de Newton. Em seguida dá-se um passo a partir deste ponto sobre a reta tangente. Pode-se também fazer esta etapa através da secante, utilizando a solução atual e a anterior para se estimar a próxima, ou seja, usa uma aproximação do vetor tangente.

Correção:

A Fig. 2.4 apresenta uma curva PV típica que exemplifica os passos de previsão e correção. Pode-se observar que dependendo do tamanho do passo o ponto previsto pode estar fora da curva que se deseja obter. A etapa da correção tem então como função trazer o estado da rede de volta a curva original, tendo como ponto de partida o ponto dado pela etapa de previsão.

A inclusão da variável p no conjunto de equações da rede elétrica requer a inclusão de uma nova equação neste conjunto que especifica o valor de uma das variáveis de estado. Logo, a solução correta é obtida da seguinte forma: para um valor específico de um dos estados (mantido com o mesmo valor anteriormente estimado), verifica-se o valor que as outras variáveis devem ter. Neste processo é necessário ser feita uma parametrização local, para que a singularidade da matriz Jacobiana seja contornada e para dar robustez ao método na região de máximo

carregamento. Nesta parametrização uma das variáveis é escolhida como sendo o parâmetro de continuação, sendo seu valor determinado a cada passo.

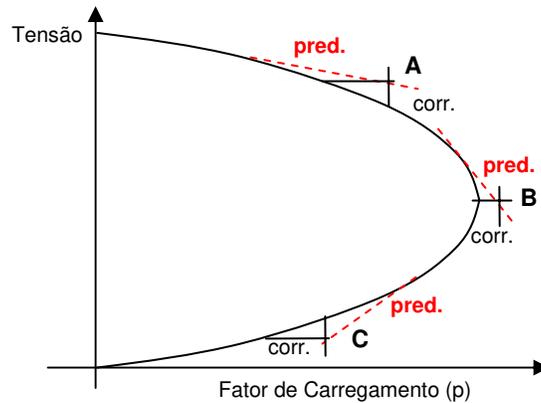


Fig. 2.4 – Ilustração das etapas de predição e correção

Parametrização:

Uma importante tarefa para a aplicação eficiente do método da continuação é a escolha do parâmetro de continuação adequado. Esta escolha é feita a partir da análise da variação dos estados entre os dois últimos pontos da curva. Aquele que tiver a maior variação será o parâmetro de continuação.

Através da Fig. 2.4 nota-se que tendo como previsão os pontos A ou C, pode-se fazer a correção fixando-se ou o parâmetro de carga ou a tensão. No entanto, partindo do ponto B como previsão o único caminho que leva o ponto de volta à curva é o que mantém a tensão constante, ou seja, a escolha da carga como parâmetro de continuação nesta condição levaria o método à divergência.

A Fig. 2.5 apresenta duas possíveis soluções para a escolha do parâmetro de continuação. Na primeira solução, Fig. 2.5 (a), o carregamento é usado como parâmetro até certo ponto da curva, e a partir daí a tensão da barra crítica é utilizada como parâmetro até que o mesmo nível de carga seja atingido, ponto onde o parâmetro volta a ser o de carregamento. A barra crítica aqui mencionada é a barra que sofre maior variação de tensão quando a carga do sistema é incrementada, ou ainda a barra com maior quantidade de carga do sistema. Na

solução representada pela Fig. 2.5 (b), a tensão da barra crítica é utilizada como parâmetro ao longo de toda a curva PV. A utilização de qualquer um dos parâmetros leva a mesma solução final. No entanto, utilizando a tensão como parâmetro a dificuldade de convergência na região de máximo carregamento da curva PV é eliminada, podendo-se obter a curva PV completa.

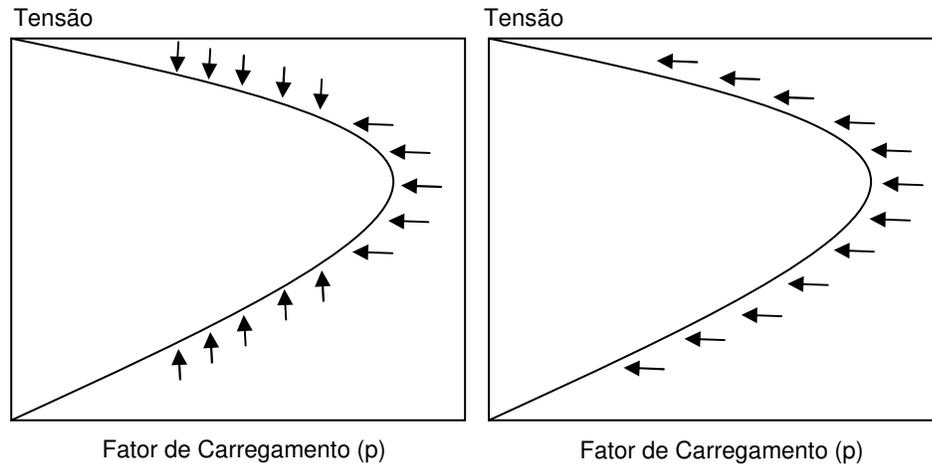


Fig. 2.5 – a) Parâmetro de continuação (P-V-P)
b) Parâmetro de continuação (V)

Controle de Passo:

Como o sistema de potência tem regiões de operação praticamente lineares e outras extremamente não-lineares, faz-se necessário um controle de passo automático na medida em que o carregamento do sistema é incrementado. Em condições de carga leve, onde o comportamento do sistema é quase linear, pode-se permitir que passos maiores sejam dados. No entanto, em condições de carga pesada, em que se encontram grandes não-linearidades, o tamanho do passo deve ser reduzido consideravelmente para que o ponto de máxima transferência de potência seja determinado com precisão, mantendo o método rápido e eficiente. Um método eficiente de realizar este controle de passo é utilizar o número de iterações da etapa de correção. Quando o número de iterações da etapa de correção aumenta, significa que o sistema está na região mais não-linear da curva PV e um número menor de passos deverá ser dado.

2.6. Análise Modal Estática

A análise da estabilidade de tensão envolve o conhecimento de dois aspectos principais:

- Determinar o quão próximo o sistema está operando do ponto de colapso de tensão.
- Identificar, através do método de análise modal, quais áreas são mais sensíveis à instabilidade de tensão, de modo a se estudar possíveis modificações no sistema para ação de medidas corretivas.

É neste segundo item que se enquadra o estudo da análise modal, pois os métodos baseados na curva PV informam apenas a margem de estabilidade do sistema, não fornecendo informação de quais são as áreas críticas de estabilidade de tensão, nem que tipo de medida corretiva ou de reforço resultaria em melhoria na margem de estabilidade do sistema.

2.6.1 Matriz Jacobiana

A análise modal estática utiliza basicamente a matriz Jacobiana do sistema, de ordem $(2N_{PQ}+N_{PV})$, dada por:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{Eq. 2.2})$$

onde:

ΔP – variação na potência ativa da barra;

ΔQ - variação na potência reativa da barra;

$\Delta \theta$ - variação no ângulo da tensão da barra;

ΔV - variação na magnitude de tensão da barra;

N_{PQ} - número de barras PQ no sistema;

N_{PV} - número de barras PV no sistema.

Os elementos da matriz Jacobiana representam as sensibilidades entre as variações das injeções de potência e as variações das tensões nas barras do sistema. Considerando a variação de potência reativa nula pode-se definir a matriz Jacobiana reduzida P θ ($J_{RP\theta}$), e de modo análogo, considerando a variação de potência ativa nula, pode-se definir a matriz Jacobiana reduzida QV (J_{RQV}), como mostram as equações 2.3 e 2.4:

$$\Delta Q = 0 \Rightarrow \Delta \theta = J_{RP\theta}^{-1} \Delta P \quad (\text{Eq. 2.3})$$

$$\Delta P = 0 \Rightarrow \Delta V = J_{RQV}^{-1} \Delta Q \quad (\text{Eq. 2.4})$$

A estabilidade de tensão do sistema pode ser analisada através do sinal das sensibilidades V-Q (relação entre tensão e potência reativa) de todas as barras do sistema. Quando a sensibilidade V-Q é positiva, a tensão aumenta com o aumento da injeção de potência reativa em uma dada barra. O sistema é estável se todas as sensibilidades V-Q do sistema forem positivas. Porém, se pelo menos uma sensibilidade V-Q for negativa, o sistema será instável. Quanto menor a sensibilidade mais estável é o sistema e esta se torna infinita no limite de estabilidade de tensão, onde a matriz J_{RQV} é singular [Gao, 1992], [Kundur, 1994].

Vale salientar que as matrizes Jacobianas reduzidas são singulares no mesmo ponto da Jacobiana completa, ou seja, o autovalor destas matrizes torna-se nulo para o mesmo ponto de máximo carregamento [Silva, 2001]. Portanto, qualquer uma delas pode ser utilizada para determinar o limite de estabilidade de tensão do sistema.

Apesar de ser possível avaliar a estabilidade de tensão através das sensibilidades V-Q em todas as barras, esta forma de análise é muito limitada, pois a instabilidade de tensão não ocorre para barras individuais, e sim para modos individuais, exibindo para cada barra do sistema um grau de participação diferente. A técnica de análise modal estática desenvolvida em [Gao, 1992] e [Kundur, 1994] supera as deficiências do método de sensibilidades V-Q através da análise dos autovalores da matriz Jacobiana.

2.6.2 Autovalores da matriz Jacobiana

A partir de uma transformação modal, pode-se escrever que:

$$J = \Phi \cdot \Lambda \cdot \Gamma \quad (\text{Eq. 2.5})$$

sendo:

Φ - matriz dos autovetores à direita de J;

Γ - matriz dos autovetores à esquerda de J;

Λ - matriz diagonal dos autovalores de J;

A partir das equações 2.4 e 2.5 tem-se que:

$$\Delta Q = J_{RQV} \Delta V = (\Phi \Lambda \Gamma) \Delta V \quad (\text{Eq. 2.6})$$

A partir de uma transformação modal tem-se que:

$$\begin{cases} \Delta v_m = \Gamma \Delta V \\ \Delta q_m = \Phi^{-1} \Delta Q \end{cases} \quad (\text{Eq. 2.7})$$

onde Δv_m é denominado de vetor das tensões modais e Δq_m é denominado de vetor das potências reativas modais.

Cada tensão modal é uma combinação linear das variações das tensões das barras do sistema, e de modo análogo as potências reativas modais. Manipulando as equações 2.6 e 2.7 obtém-se:

$$\Delta v_m = \Lambda^{-1} \Delta q_m \quad (\text{Eq. 2.8})$$

A equação 2.8, associando o modo m e a barra i , também pode ser escrita como mostra a equação 2.9.

$$\Delta v_{mi} = \frac{1}{\lambda_i} \Delta q_{mi} \quad (\text{Eq. 2.9})$$

Analisando esta equação verifica-se que:

- se $\lambda_i > 0 \Rightarrow$ desvios de tensão e desvios de potência reativa se dão no mesmo sentido, indicando que o sistema está estável.
- se $\lambda_i < 0 \Rightarrow$ desvios de tensão e desvios de potência reativa se dão em sentidos opostos, indicando que o sistema está instável.
- se $\lambda_i = 0 \Rightarrow$ o sistema vai para o colapso, pois qualquer variação de potência reativa causa uma mudança infinita na tensão.

Assim, conclui-se que quanto menor a magnitude de λ_i positivo, mais próximo estará a Δv_{mi} de ser instável. Deste modo, a análise da estabilidade de tensão é realizada através da observação dos autovalores da matriz Jacobiana no ponto de máximo carregamento da curva PV, onde J apresenta um autovalor nulo.

2.6.3 Fator de Participação

O fator de participação fornece informações importantes sobre as áreas mais vulneráveis a problemas de instabilidade de tensão, fazendo uma ligação física entre os autovalores e as barras do sistema. O fator de participação é definido como um produto elemento por elemento dos autovetores críticos direito e esquerdo da matriz Jacobiana. Se λ_i é o i -ésimo autovalor de J , ϕ_i e γ_i seus autovetores direito e esquerdo associados a λ_i , o fator de participação da barra k no modo i é definido como:

$$FP_{ki} = \phi_{ik} \gamma_{ki} \quad (\text{Eq. 2.10})$$

A matriz contendo os fatores de participação pode ser dividida em duas componentes, como mostra a equação 2.11. Uma componente relaciona-se aos primeiros elementos ($N_{PQ}+N_{PV}$) associados a todas as barras relativas ao acoplamento de potência ativa, chamado de Fator de Participação Ativo (FPA). A outra componente relaciona-se aos demais elementos (N_{PQ}), associados apenas

às barras de carga relativas ao acoplamento de potência reativa, chamada de Fator de Participação Reativo (FPR). No ponto de máximo carregamento, o FPA da matriz Jacobiana completa é idêntico ao fator de participação obtido da matriz reduzida $J_{RP\theta}$, e o FPR da matriz Jacobiana completa é idêntico ao fator de participação obtido da matriz reduzida J_{RQV} [Silva, 2001].

$$\text{Fator de Participação} = \begin{bmatrix} FPA_{(N_{PQ}+N_{PV})} \\ FPR_{(N_{PQ})} \end{bmatrix} \quad (\text{Eq. 2.11})$$

Os fatores de participação ativo e reativo fornecem informações complementares sobre as condições de estabilidade de tensão de um sistema de potência. Como a matriz reduzida ativa contém balanços de potência ativa para barras de geração e para barras de carga, o FPA está associado às barras de geração e barras de carga. A Fig. 2.6 ilustra o FPA dos geradores do sistema Sul/Sudeste a ser apresentado no capítulo 5. Os fatores de participação estão ordenados por área, e dentro de cada área estão ordenados por sua magnitude. O FPA dos geradores indica quais máquinas devem ser incentivadas a gerar mais potência ativa e reativa no sistema. Quanto menor o FPA do gerador o mesmo deverá ser penalizado participando menos do fornecimento de potência ativa, ou ainda ser incentivado a injetar mais potência reativa no sistema para compensar seus impactos negativos na segurança do sistema [Silva, 2001].

Já o FPA das barras de carga pode ser utilizado para identificar as barras mais adequadas para efetuar um corte de carga mínimo, aliviando o risco de colapso de tensão no caso de contingências severas [Silva, 2001].

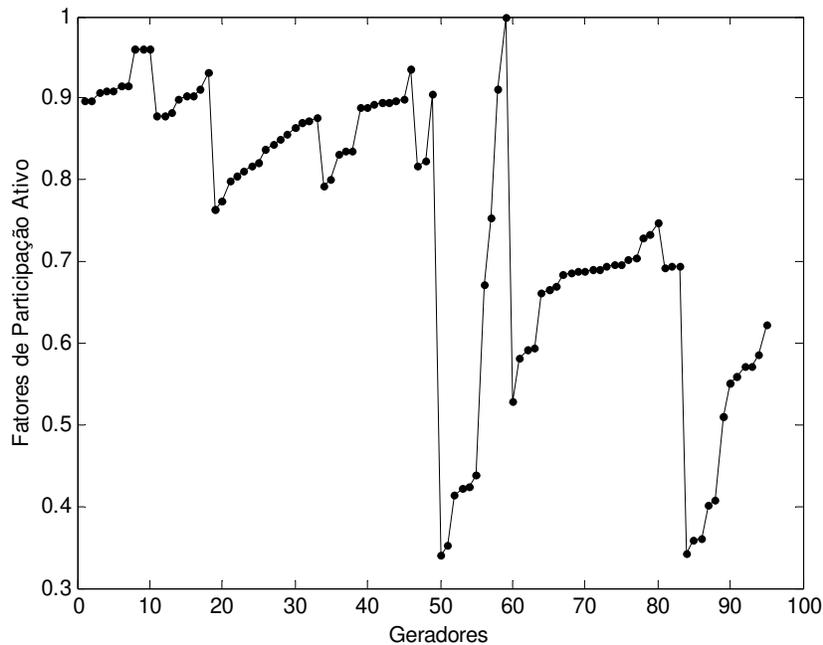


Fig. 2.6 – FPA para geradores

O FPR não fornece informações sobre as barras de geração, estando relacionado apenas às barras de carga do sistema, uma vez que o balanço de potência reativa se aplica apenas para as barras de carga. Deste modo, nesta tese utiliza-se o FPA, que fornece informação completa do impacto da margem de estabilidade para todas as barras do sistema.

A Fig. 2.7 apresenta os fatores de participação ativo e reativo para as barras de carga. A partir desta figura pode-se concluir que ações de controle relacionadas com a potência ativa podem ser aplicadas em muitas áreas do sistema para melhorar a estabilidade de tensão. Por outro lado, ações de controle relacionadas com a potência reativa resultam em um impacto positivo na margem de estabilidade do sistema apenas quando aplicadas em algumas áreas específicas sinalizadas pelos fatores de participação elevados. Além disso, pode-se afirmar que o FPR é mais adequado para propósitos de planejamento, como por exemplo, para compensação de potência reativa, enquanto o FPA é mais adequado para fins de operação, como por exemplo, para despacho da geração

de potência ativa/reactiva ou esquema de corte de carga mínimo para aumento da segurança do sistema em situações emergenciais.

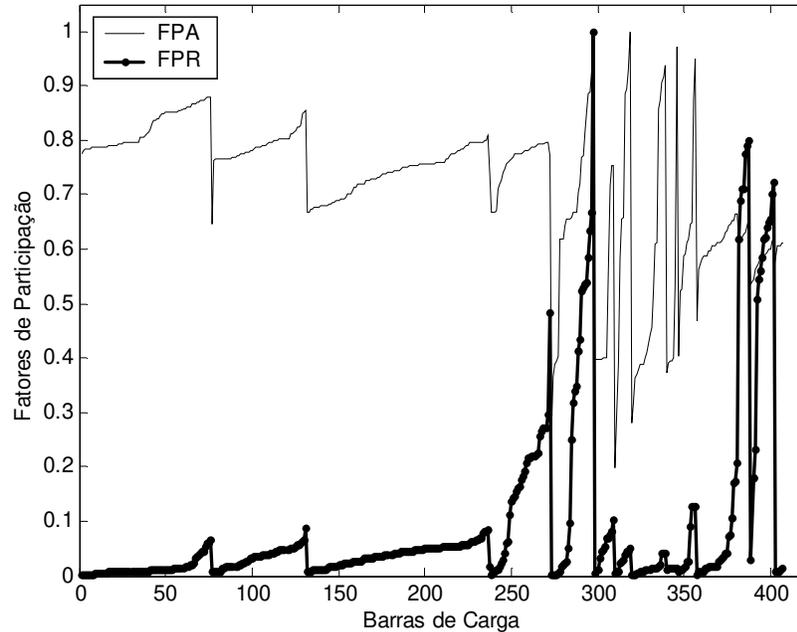


Fig. 2.7 – FPA e FPR para barras de carga

Analisando o comportamento de alguns sistemas teste, Da Silva [Silva, 2001] concluiu que usualmente:

1. Geradores com elevado FPA:

- localizam-se próximos aos centros de carga;
- injetam quantidades de potência ativa menores no sistema;
- apresentam maiores tensões terminais;
- localizam-se em áreas com grandes reservas de potência reativa.

2. Geradores com baixos FPA:

- localizam-se em pontos distantes dos centros de carga;
- localizam-se em áreas com suporte de potência reativa deficiente;
- injetam grandes quantidades de MW no sistema.

Deve-se observar que em geral as áreas críticas relacionadas com a potência reativa também são classificadas como áreas críticas relacionadas com a potência ativa. Assim, tanto ações de controle de potência reativa quanto ações de controle de potência ativa nestas áreas resultam em um aumento na margem de estabilidade. No entanto existem algumas áreas críticas com elevado FPA e baixo FPR, como pode ser observado na Fig. 2.7. Estas áreas geralmente têm bom suporte de potência reativa que pode, no entanto, ser facilmente esgotado por pequenos aumentos de potência ativa na área.

2.7. Método Completo para Análise da Estabilidade de Tensão

Para uma análise completa da estabilidade de tensão do sistema, é muito importante seguir alguns passos para avaliar corretamente seu estado de operação do ponto de vista da estabilidade de tensão. A Fig. 2.8 ilustra as etapas deste processo.

Primeiramente deve-se adotar um índice de segurança capaz de indicar a proximidade do sistema à instabilidade de tensão. Nesta tese utilizou-se a margem de estabilidade de tensão, calculada a partir da curva PV, obtida pelo método da continuação.

Em seguida devem-se estabelecer critérios para classificação do estado de operação do sistema, de modo que se possa comparar a margem de estabilidade do sistema com um valor pré-especificado, e concluir se o mesmo opera de modo seguro ou não. O critério adotado nesta tese de doutorado foi o mesmo utilizado pelo ONS, que sugere o atendimento de margem de estabilidade mínima de 6% para a contingência simples mais severa [ONS, 2001].

A partir da constatação da condição de operação do sistema, devem ser tomadas medidas para melhoria deste índice (margem de estabilidade de tensão) caso seja necessário. Esta tese propõe o método de reprogramação da geração de potência ativa/reativa e corte de carga para situações de contingências críticas com base na análise modal.

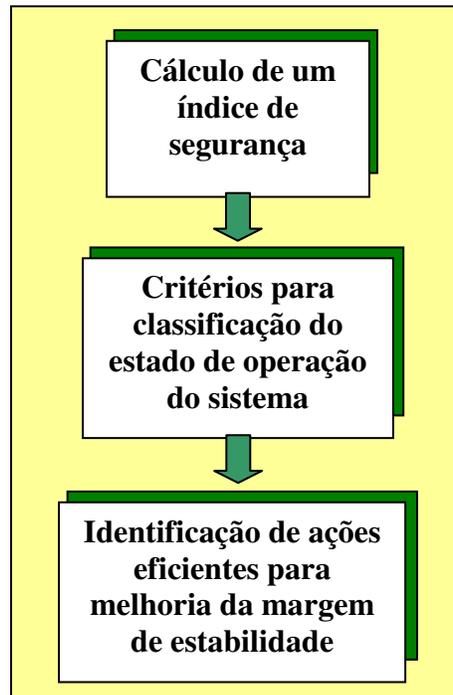


Fig. 2.8 – Método completo para análise da estabilidade

Capítulo 3

Planejamento da Operação de Sistemas de Energia Elétrica

3.1. Introdução

Este capítulo apresenta as diversas etapas do planejamento da operação divididas segundo seu horizonte de estudo, sendo o planejamento de curto prazo, ou pré-despacho da operação, o enfoque deste estudo. Destaca-se ainda a necessidade de uma abordagem mais detalhada que inclua critérios de segurança da tensão na programação da operação. Alguns problemas encontrados na operação real do sistema brasileiro são analisados. Apresenta-se também a origem e formulação matemática do fluxo de potência ótimo, dando ênfase à formulação paramétrica, a qual foi utilizada neste trabalho. Algumas análises de sensibilidade utilizando esta ferramenta são apresentadas.

3.2. Etapas do Planejamento da Operação

O sistema elétrico brasileiro possui um parque gerador de energia de base predominantemente hidráulica. O esgotamento dos recursos hidrelétricos mais próximos dos principais centros de carga tem como consequência a necessidade de se recorrer a aproveitamentos cada vez mais distantes, exigindo a constituição de um sistema elétrico caracterizado por longas linhas de transmissão. Além disso, a introdução da competição na geração de energia elétrica vem tornando-se uma realidade devido à reestruturação do mercado de eletricidade. Neste novo cenário, critérios de segurança tornam-se ainda mais importantes. Deste modo, essas características exigem um planejamento e programação da operação cuidadoso, que considere adequadamente não apenas fatores econômicos, mas também critérios de segurança, garantindo a operação do sistema em condições normais e sob situações de contingência e variações de carga.

Devido à sua complexidade, o problema de planejamento da operação divide-se em três etapas segundo seu horizonte de estudo: planejamento de longo prazo, planejamento de médio prazo e planejamento de curto prazo, também chamado de programação da operação.

O planejamento da operação de médio e longo prazo analisa o comportamento do sistema de geração considerando apenas restrições energéticas [Soares, 1995], [Soares, 1997]. Estas etapas de planejamento são responsáveis pelo gerenciamento dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, e tem como objetivo a maximização da geração hidrelétrica, e conseqüentemente minimização do custo de geração termelétrica necessária para complementar a demanda. No Brasil, esse planejamento é realizado pelo ONS através do Plano Anual de Operação (horizonte de 5 anos em base mensal) e do Programa Mensal de Operação (horizonte de 1 mês em base semanal) através de programação dinâmica estocástica [Temático, 1999].

A programação da operação, ou planejamento de curto prazo, é a etapa do planejamento responsável pela implementação das metas semanais de geração das usinas, estabelecida pelo planejamento da operação a médio e longo prazos. Nesta etapa consideram-se restrições elétricas, estabelecendo uma programação energética para cada unidade geradora para cada intervalo de tempo do próximo dia. Este procedimento é realizado atualmente pelo ONS considerando intervalos de meia hora, totalizando 48 pontos de operação ao longo do dia, utilizando para isso modelos de pré-despacho DC. Estes modelos são linearizados e desprezam as magnitudes das tensões nodais, as potências reativas e os taps dos transformadores, considerando apenas os limites de potência ativa nas linhas de transmissão e geradores. Estes métodos têm grande aplicabilidade em fases preliminares de estudos que exigem a análise de um grande número de casos, não podendo substituir por completo os métodos não lineares.

A análise da potência reativa no sistema é de grande importância, pois sistemas carregados e compostos por longas linhas de transmissão, como no caso do sistema brasileiro, apresentam grandes perdas de potência reativa limitando a capacidade de transmissão de potência ativa na rede, colocando também em risco a segurança do sistema [Kundur, 1994]. Tendo em vista a necessidade de realizar um estudo mais detalhado na programação da operação, esta tese propõe a inclusão de critérios de segurança da tensão na etapa da programação da operação, conforme ilustra a Fig. 3.1.

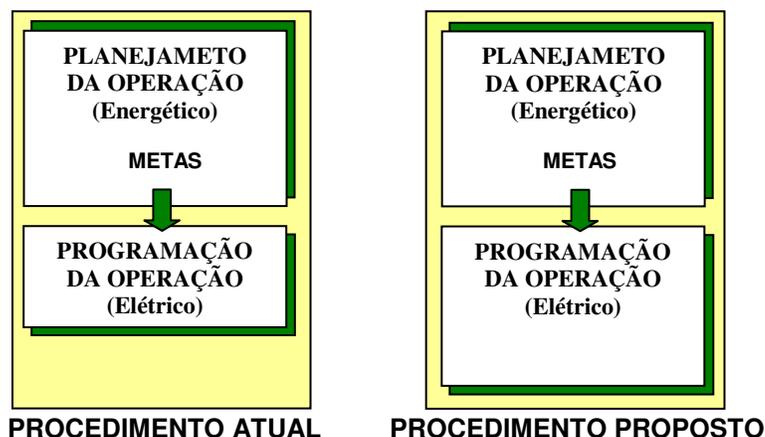


Fig. 3.1 - Procedimento proposto e atualmente empregado pelo ONS

3.3. Operação do SIN

Esta seção apresenta alguns resultados da avaliação do desempenho elétrico do SIN (Sistema Interligado Nacional Brasileiro) realizada pelo ONS, no período de janeiro de 2003 a abril de 2004 [ONS, 2004]. Baseado nos critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede, este estudo foi realizado tendo como objetivo a análise dos seguintes parâmetros de controle:

- Frequência;
- Estabilidade;
- Controle de tensão;
- Carregamento de Linhas de Transmissão e Equipamentos.

Neste estudo, constata-se que em situações normais de operação e em situações de contingências simples em equipamentos, ocorrem algumas violações destes parâmetros, e em alguns casos faz-se necessário o corte de carga. A Tabela 3.1 apresenta alguns exemplos de problemas constatados, bem como seus impactos no controle da tensão e carregamento. As Fig. 3.2 e 3.3 apresentam mapas do sistema interligado brasileiro, indicando alguns problemas observados nesta análise de desempenho, destacando as regiões onde os parâmetros de controle são violados.

Parâmetros de Avaliação: Controle de Tensão		
Região	Problema	Consequência
Paraná	Subtensão na região do Norte do Paraná e sobrecargas na malha de 230 kV quando da perda da LT 525 kV Ivaiporã – Londrina C1.	A partir de maio/2003 há <u>risco de corte de carga</u> na situação de carga pesada. Até a solução estrutural será necessário conviver com medidas operativas que podem incluir a <u>redução do intercâmbio</u> Sul/Sudeste.
Rio Grande do Sul	Dificuldade de controle de tensão em carga leve, acarretando necessidade de desligamento da LT 525 kV Itá – Caxias.	Implica em <u>perda de confiabilidade</u> em emergências múltiplas.

Parâmetros de Avaliação: Carregamento		
Região	Problema	Conseqüência
Bahia	Sobrecarga em <u>regime normal de operação</u> no transformador 230/69 kV - 33 MVA da SE Catu, nas condições de carga pesada e média, da ordem de 12%.	Possibilidade de <u>corte de carga</u> nas áreas supridas por esta SE já nas condições atuais.

Tabela. 3.1 - Problemas e conseqüências na operação do SIN

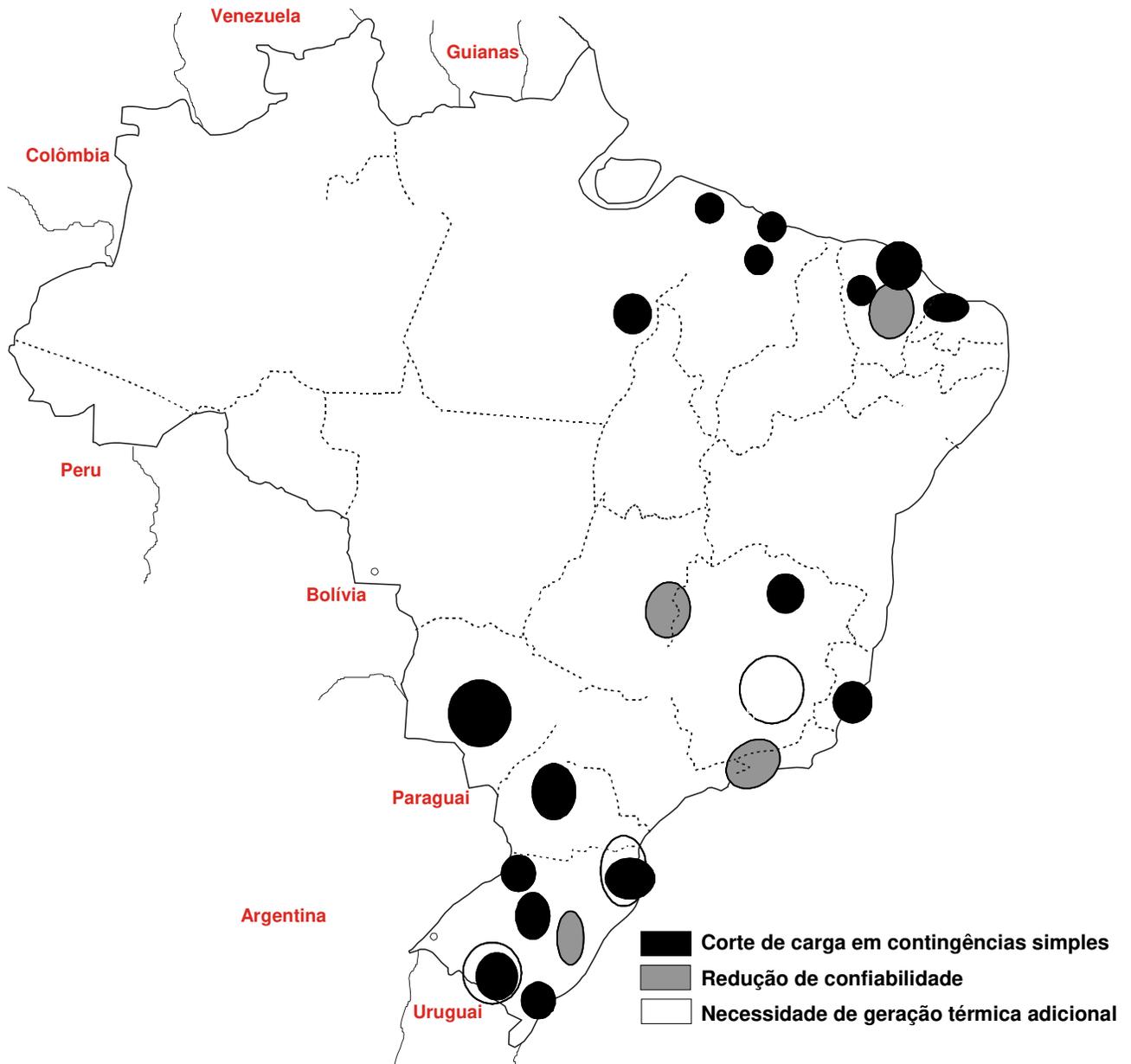


Fig. 3.2 - Análise do controle de tensão na operação do SIN

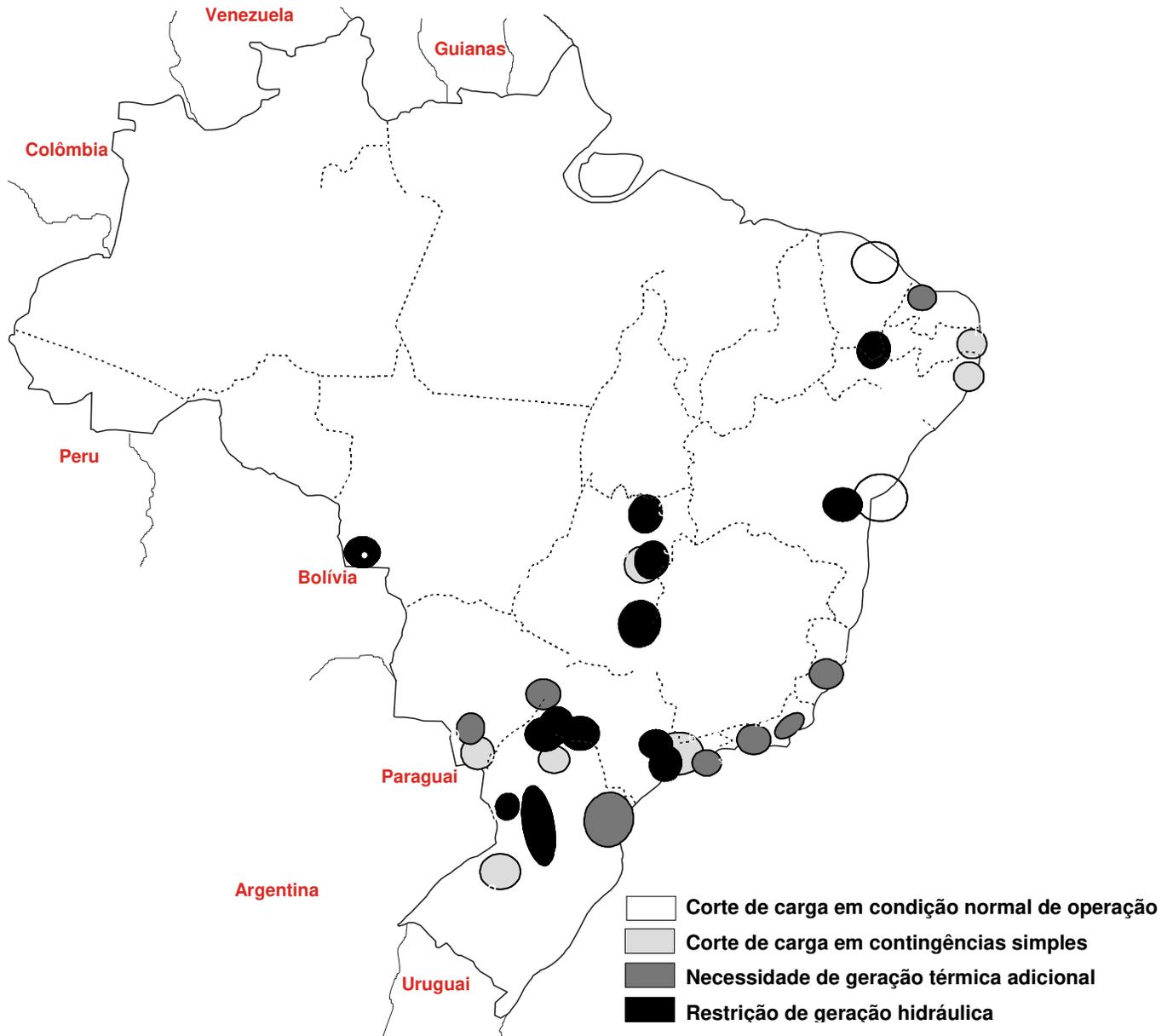


Fig. 3.3 - Análise do carregamento na operação do SIN

Deve-se ressaltar que em alguns casos, restrições operativas têm como consequência a necessidade de redução de intercâmbio entre regiões, impondo restrições elétricas e não energéticas a operação do sistema. Deste modo, fica evidente a importância e necessidade da realização de um planejamento adequado do sistema, visando aumentar a capacidade de transferência de potência, melhorar o perfil de tensão da rede e aumentar a margem de estabilidade do sistema garantindo a operação segura do mesmo.

3.4. Fluxo de Potência Ótimo

Neste estudo, pretende-se através da análise modal, realizar o re-despacho da geração de potência ativa e reativa, ou ainda o corte de carga, de modo a aumentar a margem de estabilidade de tensão do sistema. Para tal, faz-se necessário conhecer o estado da rede, ou seja, as tensões complexas nodais, a distribuição dos fluxos de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão e transformadores e outras grandezas de interesse [Monticelli, 1983]. A ferramenta utilizada para avaliar o estado da rede atendendo restrições operacionais e minimizando uma determinada função objetivo como o custo da geração de potência ativa ou perdas na rede, é o Fluxo de Potência Ótimo (FPO).

3.4.1 Revisão Bibliográfica

O interesse de operar os sistemas elétricos obedecendo a critérios econômicos vem desde a década de 20 [Davison,1992]. O problema do despacho econômico visa alocar economicamente a carga entre as unidades geradoras com custos e características diferentes, de modo a atender a demanda global do sistema. Historicamente a solução do despacho econômico pelo método dos custos incrementais iguais pode ser considerada a precursora do FPO, que ocorreu no início dos anos 30 [Steinberg,1934]. Nesta formulação considerava-se apenas o atendimento da demanda global, não sendo representadas as restrições dos sistemas de geração e transmissão e nem mesmo perdas elétricas.

Posteriormente este modelo inicial de despacho econômico foi aprimorado com a inclusão de limites de geração e representação de perdas elétricas, e finalmente na década de 60, a introdução da representação da rede elétrica na formulação do problema inicial do despacho econômico resultou no modelo de FPO [Carpentier, 1962]. Após sua formulação inicial, muitos outros métodos foram propostos, e dentre eles destaca-se o método de Dommel-Tinney que obtém a solução do fluxo de carga pelo método de Newton ajustando a otimalidade pelo método do Gradiente Reduzido [Dommel, 1968]. Em [Ashley, 1984] o método de Newton também é utilizado para resolver o problema de FPO. Destacam-se ainda

técnicas baseadas nos métodos de pontos interiores [Granville, 1994]. Dentre tantos outros métodos como programação linear e quadrática pode-se citar ainda o método de programação paramétrica, o qual é utilizado neste trabalho [Almeida, 1996], [Lima, 1999]. Devido aos diversos métodos de fluxo de carga rápidos e eficientes já desenvolvidos, a utilização do FPO torna-se possível para sistemas reais de grande porte.

3.4.2 Formulação Geral

O Fluxo de Potência Ótimo é um problema de programação não-linear que busca otimizar uma função objetivo atendendo restrições operacionais e físicas da rede elétrica. A equação 3.1 apresenta sua formulação.

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & f(x) \\ \text{s.a.} \quad & g(x) = 0 \\ & h(x) \leq 0 \end{aligned} \tag{Eq. 3.1}$$

A função objetivo $f(x)$ representa critérios de desempenho da operação do sistemas elétricos tais como custo de geração, perda de potência ativa nas linhas de transmissão, desvios de tensão a partir de um valor pré-estabelecido, ou uma combinação desses critérios. As restrições de igualdade $g(x)$ representam equações de balanço de potência nas barras de carga. As restrições de desigualdade $h(x)$ representam restrições de atendimento dos limites físicos e operacionais da rede elétrica, tais como limite de tensão, fluxo de potência nas linhas e limite de potência ativa e reativa gerada.

Nos sistemas puramente hidrelétricos pode-se adotar como função custo de geração para as usinas hidrelétricas, uma função de perda obtida a partir da curva colina, que representa a máxima eficiência das usinas [Soares, 1997]. Assim, as funções custos utilizadas neste trabalho para a otimização já consideram a eficiência energética estabelecidas pelo planejamento de curto prazo da operação.

3.4.3 Formulação Paramétrica

Para solucionar o problema do despacho da geração, utilizou-se nesta tese o Fluxo de Potência Ótimo Paramétrico, desenvolvido previamente em trabalhos de doutorado anteriores [Almeida, 1994], [Lima, 2000]. O FPO paramétrico é um problema de programação não-linear, e o método modifica o FPO original através da introdução de termos parametrizados na função objetivo e nas restrições do problema. Com a evolução do parâmetro ε , parte-se do problema modificado em que $\varepsilon = 0$ chegando ao problema original quando $\varepsilon = 1$. Os problemas intermediários definem uma família de FPO's paramétricos que são sucessivamente resolvidos pelo método de Newton-Raphson. Durante este processo as soluções ótimas e o conjunto de restrições ativas são monitorados. A Fig. 3.4 ilustra a abordagem paramétrica.

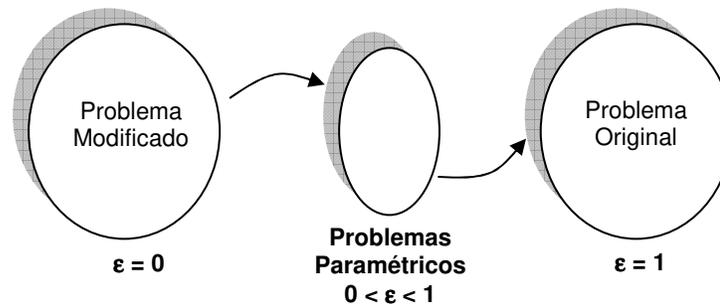


Fig. 3.4 – Ilustração da evolução do parâmetro ε

O modelo parametrizado, também chamado de modificado, tem a seguinte formulação:

$$\begin{aligned} \min_x \quad & F(x, \varepsilon) \\ \text{s.a.} \quad & G(x, \varepsilon) = 0 \\ & H(x, \varepsilon) \leq 0 \end{aligned} \quad (\text{Eq. 3.2})$$

onde:

$$\begin{aligned} F(x, \varepsilon) &= f(x) - (1 - \varepsilon) f_0^T x + (1 - \varepsilon) \frac{1}{2} W \|x - x^0\|^2 \\ f_0 &= \frac{\partial f(x^0)}{\partial x} + \frac{\partial g^T(x^0)}{\partial x} \lambda^0 \end{aligned} \quad (\text{Eq. 3.3})$$

$$G(x, \varepsilon) = g(x) - (1 - \varepsilon)g(x^0) \quad (\text{Eq. 3.4})$$

$$H(x, \varepsilon) = h(x) - (1 - \varepsilon)\Delta h$$

$$\Delta h \begin{cases} 0, & \text{se } h(x^0) < 0 \\ h(x^0) + \varepsilon, & \text{se } h(x^0) \geq 0 \end{cases} \quad (\text{Eq. 3.5})$$

Nota-se que o problema acima é idêntico ao problema original quando $\varepsilon = 1$. Através da equação 3.3 pode-se observar que a parametrização adiciona um termo linear e um termo quadrático à função objetivo. O termo linear provoca uma translação na função objetivo original, conforme ilustra a Fig. 3.5, de modo que x_0 atenda as condições de otimalidade de *Karush-Kuhn-Tucher* (KKT) em $\varepsilon = 0$.

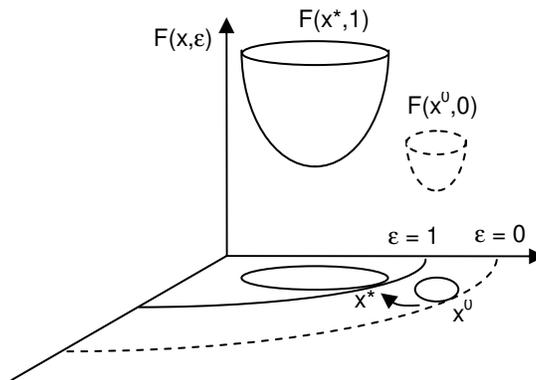


Fig. 3.5 – Ilustração da modificação da função objetivo

Já o termo quadrático adicionado assegura a convexidade da função objetivo, fazendo com que as condições de otimalidade de segunda ordem sejam atendidas em $\varepsilon = 0$ para um W suficientemente grande. Este termo é responsável também por um melhor comportamento numérico do método, e como estes termos quadráticos adicionados são gradualmente eliminados com o aumento do parâmetro da continuação, a solução final é independente de W .

No problema modificado as restrições de igualdade e desigualdade são relaxadas como mostra a Fig. 3.6. Nota-se que em x_0 , para $\varepsilon = 0$ os limites de desigualdade são estritamente inativos, o que implica que seus multiplicadores de

Lagrange são nulos. Pode-se observar também que a princípio nem todas as restrições de desigualdade são inactiváveis em x_0 , o que significa que nem todas precisarão ser relaxadas e parametrizadas.

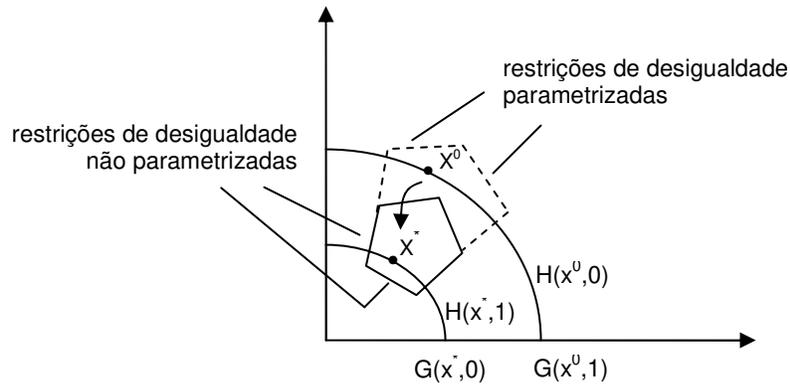


Fig. 3.6 – Ilustração do processo de relaxação das restrições do FPO

Devido ao grande número de restrições de desigualdade no problema, pode-se dizer que a maior dificuldade encontrada pelos algoritmos utilizados para resolver o FPO é identificar o conjunto correto de suas restrições ativas na solução ótima. Esta dificuldade é contornada através da parametrização, uma vez que não se resolve diretamente o problema original e sim um conjunto de problemas paramétricos. Assim, não é necessário o emprego de técnicas do tipo penalidade que dependem do critério de otimização e da dimensão dos sistemas adotados.

Outro problema contornado pela parametrização é a facilidade de inicialização do método, pois o algoritmo é capaz de encontrar a solução ótima do FPO partindo de qualquer ponto, factível ou não. Isto é um ponto positivo, uma vez que o método de Newton-Raphson é um procedimento eficiente para se obter a solução de um sistema de equações não lineares devido à sua convergência quadrática, embora o mesmo necessite de um bom ponto de partida para a solução.

3.5. Análise de Sensibilidade

Esta seção apresenta resultados iniciais obtidos através de diversas simulações utilizando o FPO paramétrico, com intuito de se obter maior sensibilidade com as ferramentas a serem utilizadas nesta tese. O sistema teste utilizado é composto por 4 usinas hidrelétricas, 23 barras e 40 linhas de transmissão, cujos dados constam no Apêndice A.

A função objetivo $f(x)$ da equação 3.3 é dada por:

$$f = W_1 \cdot f_1 + W_2 \cdot f_2 + W_3 \cdot f_3 \quad (\text{Eq. 3.6})$$

Na equação 3.6 a função f_1 representa a função custo de geração, f_2 a função de perdas e f_3 a função desvio de tensão. W_1 , W_2 , e W_3 são os pesos de cada uma destas funções, representadas respectivamente por:

$$f_1 = \sum_{i=1}^{Ng} (b_i P_{g_i}^2 + a_i P_{g_i}) \quad (\text{Eq. 3.7})$$

$$f_2 = \sum_{i=1}^{Ng} P_{g_i} \quad (\text{Eq. 3.8})$$

$$f_3 = \sum_{i=1}^{Nbarras} (V_i - 1)^2 \quad (\text{Eq. 3.9})$$

Os seguintes casos foram estudados, adotando os respectivos valores para os parâmetros W_1 , W_2 , W_3 e W .

- Caso 1: minimização dos custos de geração

$$W_1 = 1; W_2 = 0; W_3 = 100; W = 100$$

- Caso 2: minimização do desvio de tensão

$$W_1 = 1; W_2 = 0; W_3 = 10000; W = 100$$

- Caso 3: minimização das perdas

$$W_1 = 0; W_2 = 1; W_3 = 0; W = 100$$

Para a minimização dos custos de geração utilizou-se simultaneamente a minimização do desvio de tensão com W_3 igual a 100. Isto foi feito para facilitar a convergência do método, não alterando o seu resultado uma vez que o valor atribuído a W_3 é muito pequeno quando comparado à ordem de grandeza do custo de geração.

O pré-despacho da operação consiste na resolução de um FPO para cada intervalo de tempo de um dia à frente, considerando a curva de previsão de carga do sistema em estudo, e as metas diárias de geração definidas pelo planejamento energético para cada usina. Nesta tese a curva de carga é considerada igual para todas as barras e tem a forma apresentada na Fig. 3.7. Para cada hora do dia, tem-se uma solução do FPO quando a demanda de potência ativa e reativa do sistema é multiplicada pelo fator de carga correspondente. Considera-se também um dia da semana com intervalos de uma hora. Os limites mínimos e máximos das tensões foram especificados em 0.9 pu e 1.1 pu respectivamente.

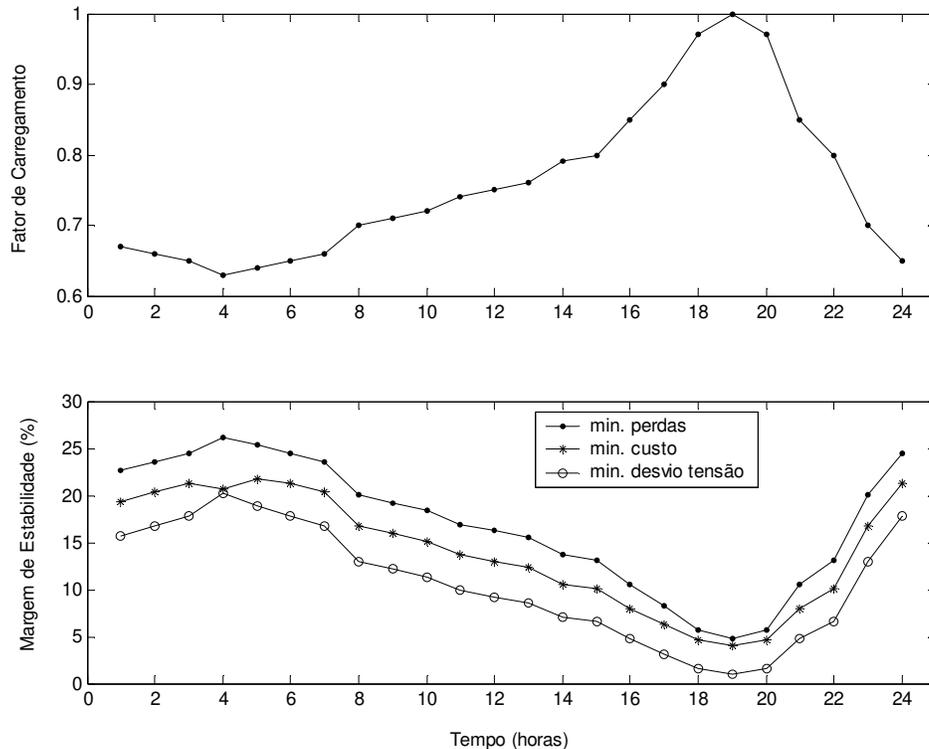


Fig. 3.7 – Margem de estabilidade para a curva de carga

Para cada horário do dia avalia-se a margem de estabilidade para os três casos de otimização mencionados anteriormente, cujos resultados também são apresentados na Fig. 3.7. Consegue-se traçar um perfil do comportamento da margem de estabilidade de tensão. Nota-se que todas as curvas de margem de estabilidade praticamente acompanham a curva de carga no sentido inverso, tendo menor margem de estabilidade no horário de pico (19 horas) e maior margem de estabilidade no horário da madrugada (4 horas).

Nota-se ainda que minimizando o desvio de tensão obtém-se uma margem de estabilidade de estabilidade muito pequena no horário de ponta, isto porque para minimizar o desvio de tensão é necessário utilizar as reservas de potência reativa do sistema. Em relação à minimização das perdas, obtém-se maior margem de estabilidade mesmo no horário de maior carregamento, pois o mesmo já conduz o despacho da geração a melhores margens de estabilidade.

Agora será realizada uma análise no ponto de máximo carregamento, que corresponde ao horário das 19 horas. A Fig. 3.8 apresenta o perfil de geração para as situações de minimização de custos e perdas. Nota-se que o gerador 1 (de menor custo) estava gerando 27,23MW para a situação de minimização de custos de geração, e para a situação de minimização das perdas o mesmo passa a gerar menos, 17,7MW. Já o gerador 21 (de maior custo) que estava gerando 7,4MW para a situação de minimização de custos de geração, passa a injetar mais potência ativa para a situação de minimização das perdas, 15,2MW. Isto ocorre pois os geradores mais próximos de centros de carga passam a injetar mais potência ativa na rede independente de serem mais caros.

Assim, apesar da função objetivo de minimização das perdas ser muito atrativa, pois apenas uma pequena redução nas perdas é suficiente para produzir uma diminuição substancial nos custos, nota-se que para atender este objetivo o perfil de potência ativa gerada é alterado havendo um desvio da solução economicamente ótima, aumentando consideravelmente o custo de geração, como mostra a Tabela 3.2.

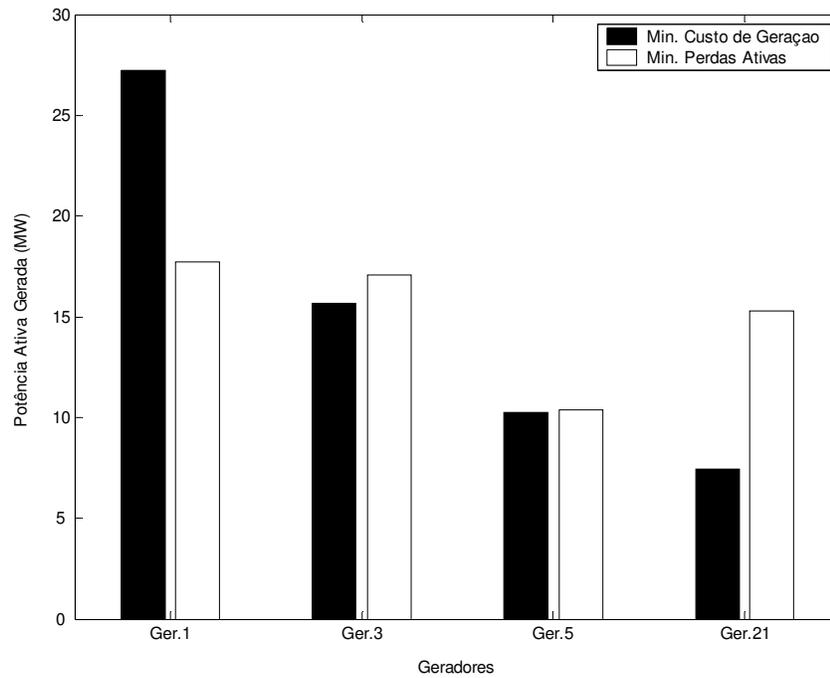


Fig. 3.8 – Perfil de geração de potência ativa (sudeste reduzido)

	Variação do Custo de Geração	Margem de Estabilidade (%)	Perdas (MW)	Perdas (MVar)
Min. Custo	---	4,03	272,43	3.600,0
Min. Perdas	+ 31,37%	4,82	269,54	3.558,9

Tabela 3.2 – Resultados do OPF (sudeste reduzido)

A Fig. 3.9 apresenta as tensões para todas as barras do sistema ordenadas por magnitude. Nota-se que o perfil de tensão também aumenta, diminuindo as perdas de potência ativa e reativas da rede.

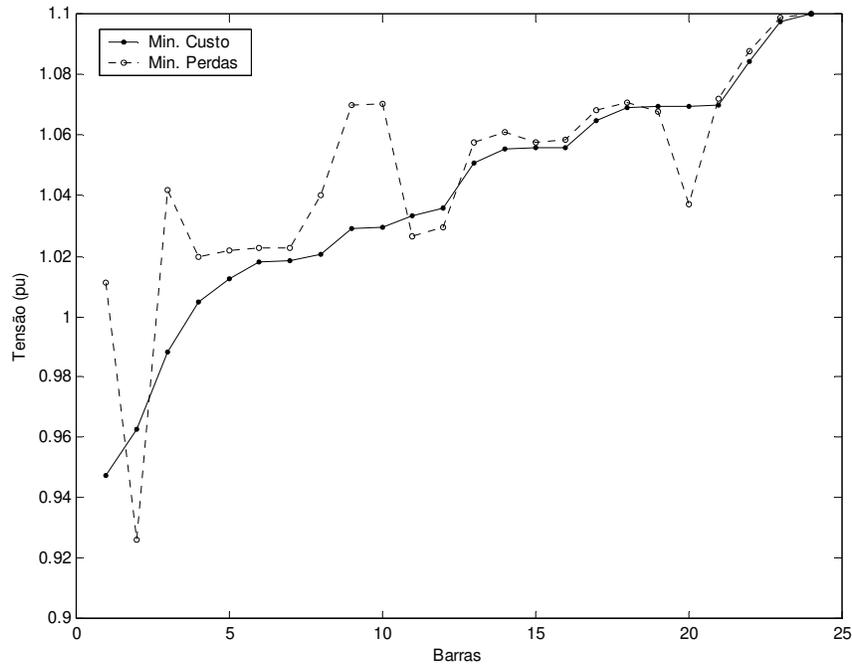


Fig. 3.9 – Perfil de tensão (Sudeste reduzido)

As perdas de potência ativa e reativa foram calculadas através das equações 3.10 e 3.11, onde N_L é o número de linhas de transmissão, R é a resistência da linha de transmissão, X é a reatância da linha de transmissão e I é a corrente que flui na linha.

$$Perdas\ MW = \sum_{i=1}^{N_L} R_i I_i^2 \quad (\text{Eq. 3.10})$$

$$Perdas\ MVar = \sum_{i=1}^{N_L} X_i I_i^2 \quad (\text{Eq. 3.11})$$

A Fig. 3.10 apresenta os fatores de participação de cada gerador no ponto de máximo carregamento, após o processo de otimização para os três casos mencionados anteriormente. Nota-se que os fatores de participação para os casos de minimização do custo de geração e desvio de tensão apresentam valores bastante distintos entre si. Já no caso de minimização das perdas, os fatores de participação apresentam praticamente os mesmos valores.

Resultados obtidos em [Silva, 2001] mostram que quanto maior a diferença entre os fatores de participação, maior será a possibilidade de melhorar a margem de estabilidade através de modificações no despacho da geração de potência ativa. Além disso, mostra-se também que para aumentar a margem de estabilidade deve-se obter uma nova solução do estado da rede, em que os fatores de participação para o mesmo estejam praticamente iguais entre si.

Assim, pode-se dizer que a minimização das perdas já apresenta incluído em sua otimização um compromisso com a margem de estabilidade de tensão do sistema. No entanto, o novo despacho de geração implica em um aumento considerável no custo de geração. Um estudo com esta abordagem, mantendo, porém o mesmo perfil de geração de potência ativa será apresentado de forma detalhada no capítulo 6.

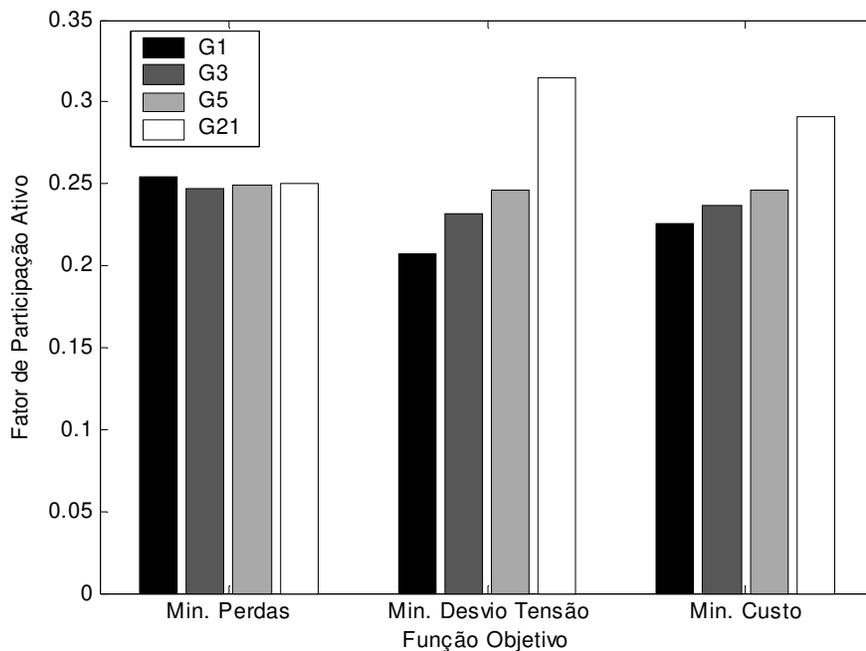


Fig. 3.10 – Fator de participação ativo (Sudeste reduzido)

Capítulo 4

Método de Reprogramação da Geração

4.1. Introdução

Devido a diferenças na localização, capacidade de geração e outros fatores, alguns geradores precisam de mais suporte de potência reativa do que outros, para que possam transmitir suas gerações de potência ativa através do sistema. Deste modo, torna-se muito importante desenvolver uma metodologia adequada para o despacho da geração, visando o aumento da margem de estabilidade de tensão do sistema. Este capítulo apresenta a metodologia de re-despacho de geração de potência ativa e reativa e corte de carga proposta nesta tese de doutorado, de modo a atender critérios de segurança da tensão.

4.2. Metodologia Proposta

A técnica de análise modal indica as áreas críticas em relação à estabilidade de tensão, informando as melhores ações de controle para melhorar a margem de estabilidade do sistema. Os fatores de participação ativos indicam quais geradores devem injetar mais (ou menos) potência ativa (ou reativa) no sistema, ou ainda quais barras são mais indicadas para efetuar o corte de carga [Silva, 2000]. A principal contribuição desta tese de doutorado é introduzir a informação do fator de participação no fluxo de potência ótimo, de modo que a solução final leve a um perfil ótimo de geração com uma perspectiva de melhoria da margem de estabilidade do sistema. Considera-se neste estudo o critério de margem de estabilidade mínima igual a 6% para a ocorrência de uma única contingência, como sugerido pelo ONS [ONS, 2001]. Isto significa que o sistema deve ser capaz de suprir um aumento de 6% no carregamento mesmo na ocorrência da contingência simples mais severa.

Esta tese propõe um procedimento a ser aplicado na solução do despacho econômico de modo a conferir o nível de segurança do sistema, e caso seja necessário, melhorá-lo para atender o critério de margem de estabilidade desejado. Os principais passos da metodologia proposta são:

1. Obtém-se a solução inicial para a programação da operação através da solução de um modelo convencional de pré-despacho, cujo objetivo busca a solução econômica atendendo a demanda e limites físicos e operacionais da rede elétrica para diversos horários do dia. Para cada horário calcula-se a margem de estabilidade de tensão.
2. Para condições normais de operação, sem contingências, se um horário apresenta margem de estabilidade insuficiente, deve-se aplicar a reprogramação da geração de potência ativa e reativa na direção fornecida pelo FPA, de modo a maximizar a margem de estabilidade do sistema. Este processo é repetido até que o requisito de margem de estabilidade mínima seja alcançado, ou até que a capacidade deste processo seja esgotada.

3. Para situações de contingência simples onde a margem de estabilidade pós-falta está entre 0% e 6%, aplica-se a reprogramação da geração de potência ativa e reativa não apenas para aumentar a margem de estabilidade, mas também para eliminar possíveis violações de tensão e fluxo de potência nas linhas de transmissão, operando o sistema de modo mais adequado.
4. Para o caso de contingências severas com margem de estabilidade pós-falta negativa, aplica-se o corte de carga mínimo na direção indicada pelo FPA até que uma solução factível seja atingida. Após isto, sugere-se aplicar a reprogramação da geração de potência ativa e reativa para melhorar a margem de estabilidade do sistema.

Na ocorrência de contingências, quando o sistema apresenta margem de estabilidade pós-falta positiva, porém pequena, o sistema se encontra operando de modo mais vulnerável depois da ocorrência da falta. No entanto, quando o sistema apresenta margem de estabilidade pós-falta negativa, o limite de capacidade da rede é atingido e um colapso de tensão poderá ocorrer imediatamente após a falta, caso nenhuma ação de controle rápida e eficiente seja tomada. Por esta razão, a metodologia proposta neste trabalho aplica o corte de carga em situações extremas de margem de estabilidade negativa para evitar situações de colapso de tensão. Visto que o corte de carga é aplicado na direção fornecida pelos FPA, seu percentual é pequeno em relação à demanda total do sistema, o que significa que esta solução é de pequeno impacto quando comparada com o ajuste da injeção de potência de diversos geradores no sistema.

Algumas referências sugerem o corte de carga nos casos em que contingências fazem com que o sistema não seja capaz de encontrar um novo ponto de operação estável [Balanathan, 1998], [Moors, 2000]. Sabe-se também que o corte de carga é uma prática utilizada na indústria em situações emergenciais. Como exemplo, pode-se citar o WECC, que propõe o corte de carga como último recurso em situações de contingências duplas onde a margem de estabilidade é inferior a 2,5%. Assim, como o atendimento à carga é o principal objetivo do sistema, tem-se como consenso a aplicação do corte de carga como

última alternativa para manter a integridade do sistema. Portanto, este trabalho realiza um estudo preventivo para aplicar o corte de carga de modo corretivo, apenas nos casos de contingências severas com margem de estabilidade pós-falta negativa.

A Fig. 4.1 ilustra o fluxograma que contém os principais passos do processo de reprogramação da geração. As etapas mais relevantes desta metodologia são apresentadas neste capítulo, sendo que os estudos relacionados à análise de contingências e corte de carga serão discutidos detalhadamente no capítulo 5.

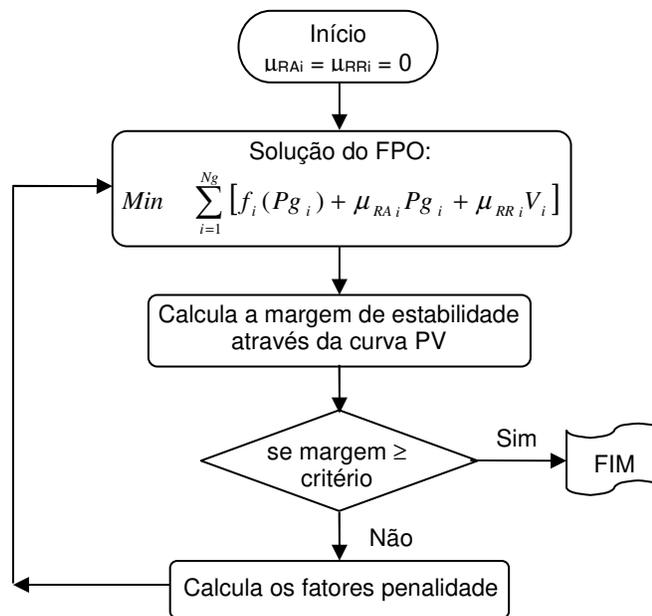


Fig. 4.1 – Fluxograma do método de re-despacho da geração

4.3. Função Penalidade

O incentivo ou penalidade para que os geradores injetem mais (ou menos) potência ativa e reativa no sistema é realizado através da inclusão do termo de penalidade na função objetivo do fluxo de potência ótimo, como pode ser visto na equação 4.1:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{N_g} [f_i(P_{g_i}) + \mu_{RA_i} P_{g_i} + \mu_{RR_i} V_i] \quad (\text{Eq. 4.1})$$

sendo μ_{RAi} e μ_{RRI} os fatores de penalidade de cada gerador i , associados ao re-despacho de potência ativa e reativa respectivamente.

A função penalidade é composta por duas parcelas, sendo a primeira referente à penalidade da geração de potência ativa e a segunda referente à penalidade da geração de potência reativa, a qual é realizada através das tensões nas barras de geração. Os fatores penalidade são baseados nos FPA's dos geradores (barras PV). Para geradores com pequeno FPA, ou seja, que precisam de grande reserva de potência reativa para gerar potência ativa, podem-se tomar duas medidas para melhorar a margem de estabilidade:

- diminuir sua geração de potência ativa;
- aumentar sua geração de potência reativa.

A primeira medida está relacionada com o re-despacho de potência ativa. Quanto maior o FPA do gerador mais ele deverá ser incentivado a aumentar sua geração de potência ativa. De modo inverso, quanto menor o FPA do gerador o mesmo deverá ser penalizado participando menos do fornecimento de potência ativa para o sistema. A segunda medida relaciona-se com re-despacho de potência reativa, que penaliza a geração de potência reativa das usinas com maiores FPA e incentiva a geração daquelas com menores FPA.

4.4. Cálculo dos Fatores Penalidade

Através do fator de participação busca-se uma direção para modificar o perfil de geração de potência ativa e reativa do sistema, calculando os fatores penalidade μ_{RAi} e μ_{RRI} iterativamente da seguinte forma:

1. Cálculo do FPA médio (\overline{FPA}_{PV}):

$$\overline{FPA}_{PV} = \frac{\sum_{i=1}^{N_g} FPA_{PV_i}}{N_g}$$

2. Cálculo da direção de caminhada:

$$d_i^k = \overline{FPA}_{PV} - FPA_{PV_i}$$

3. Atualização dos fatores de penalidade:

$$\mu_{RAi}^{k+1} = \mu_{RAi}^k + \alpha_{RA} \cdot d_i^k \qquad \mu_{RRi}^{k+1} = \mu_{RRi}^k - \alpha_{RR} \cdot d_i^k$$

onde α_{RA} e α_{RR} são os tamanhos de passo a ser dado na direção d_i , associado ao re-despacho de potência ativa e reativa, respectivamente, k é o número de iterações de atualização dos fatores de penalidade e i indica a barra de geração.

De acordo com esta estratégia, no re-despacho de potência ativa geradores com fatores de participação maiores do que o fator de participação médio apresentam $d_i < 0$, contribuindo para diminuir o valor da penalidade μ_{RAi} a ser acrescentado na função objetivo, incentivando o aumento na geração de potência ativa neste gerador. Por outro lado, geradores com fatores de participação menores que o médio apresentam $d_i > 0$ e contribuem de modo positivo para aumentar o valor de μ_{RAi} , forçando o gerador a injetar menos potência ativa.

No caso do re-despacho reativo, geradores com fatores de participação maiores do que a média ($d_i < 0$) contribuem para aumentar o valor da penalidade μ_{RRi} a ser acrescentado na função objetivo, incentivando a diminuição da geração de potência reativa neste gerador. De modo inverso, geradores com fatores de participação menores do que a média ($d_i > 0$) contribuem para diminuir o valor da penalidade μ_{RRi} a ser acrescentada à função objetivo, incentivando o aumento da geração de potência reativa neste gerador.

A Fig. 4.2 ilustra o fator de participação dos geradores normalizados para o sistema cujos dados constam no Apêndice A. Os valores dos parâmetros α_{RA} e α_{RR} foram atribuídos arbitrariamente em 50 e 100 respectivamente, apenas para efeito de ilustração. Como o fator de participação do gerador 5 é maior que o fator de participação médio dos geradores, sua direção de caminhada d é negativa, contribuindo para aumentar o valor da penalidade μ_{RR} do gerador 5 e diminuir o valor da penalidade μ_{RA} deste mesmo gerador, conforme ilustra a Fig. 4.3. Desta forma, a execução do FPO incluindo os termos de penalidade incentivará o

gerador 5 a injetar mais potência ativa e/ou a diminuir sua geração de potência reativa, uma vez que essas ações contribuem para a minimização da função objetivo.

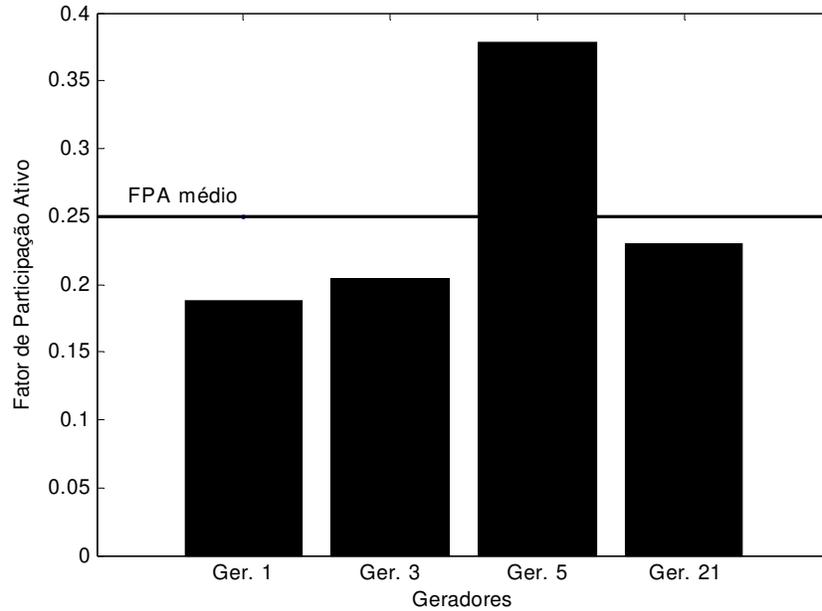


Fig. 4.2 – Fatores de participação ativo

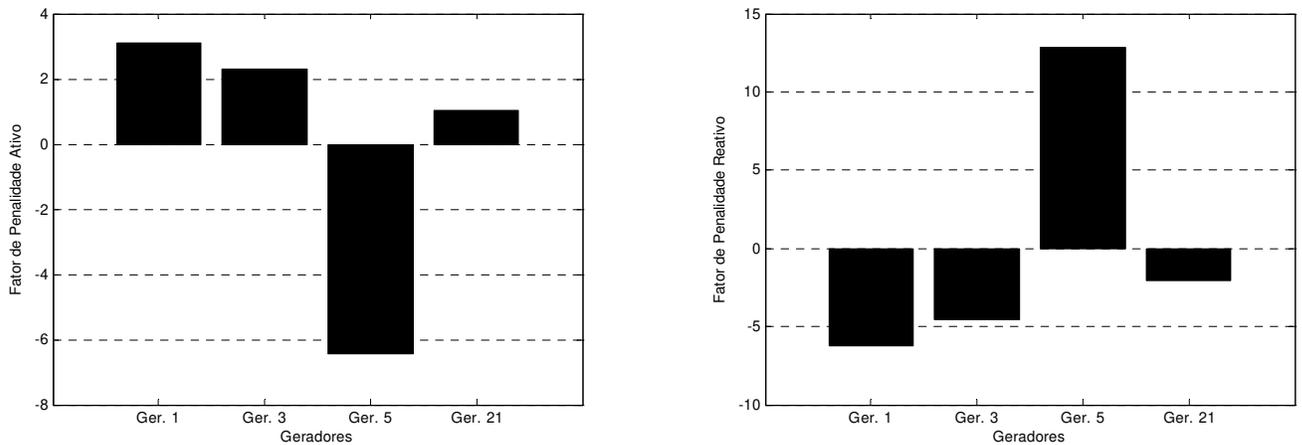


Fig. 4.3 – Fatores de penalidade associados ao re-despacho de potência ativa e reativa

Os valores dos parâmetros α_{RA} e α_{RR} dependem do sistema em questão e de suas condições operacionais. A escolha destes parâmetros deve ser realizada de modo que seu valor não seja muito grande, uma vez que a técnica de análise modal é válida apenas para pequenas variações em torno do ponto de equilíbrio, e nem muito pequeno, já que seria necessário maior número de iterações, e conseqüentemente muito esforço computacional durante o processo. Neste estudo, a escolha dos parâmetros α_{RA} e α_{RR} foi realizada a partir de testes, de modo a se obter valores mais adequados para o estudo realizado do sistema em questão.

4.5. Cálculo da Margem de Estabilidade

Nesta tese, a margem de estabilidade de tensão foi obtida através da curva PV pelo método da continuação utilizando um programa computacional desenvolvido em MATLAB como parte de um projeto de doutorado anterior [Alves, 2000]. A demanda do sistema foi aumentada em todas as barras de carga de modo proporcional ao carregamento do caso base (mantendo o fator de potência constante). A carga é representada por potência constante, pois para análises com curvas PV, esta representação resulta em pontos de máximo carregamento mais pessimistas. A geração do sistema também é aumentada de modo a atender ao aumento da carga durante a construção da curva PV, seguindo as recomendações do WECC [WECC, 1998]. Deve-se enfatizar que todos os geradores respondem pelo aumento na demanda, e não apenas a barra de referência.

Visando obter resultados mais precisos e próximos da realidade, foram considerados os limites de reativos dos geradores, que são de grande importância na análise do sistema. Como exemplo, as curvas PV foram calculadas para o sistema teste representativo da interligação Norte-Nordeste brasileira a ser apresentado no Capítulo 6. Duas simulações diferentes foram realizadas: com e sem considerar os limites de reativos do gerador. A Fig. 4.4 apresenta o impacto na solução do sistema.

Pode-se observar que sem considerar os limites de reativos a margem de estabilidade é de 1,42%, e considerando os limites de reativos a margem de estabilidade torna-se bem menor, apenas 0,8%. Com o aumento do carregamento, a demanda de reativos também aumenta. Assim, os limites das fontes de potência reativa podem ser atingidos, fazendo com que as equações de modelagem da rede mudem, reduzindo a margem de estabilidade. Em alguns casos, o ponto de operação do sistema pode-se tornar instável ou até mesmo desaparecer quando o limite é encontrado, causando o colapso.

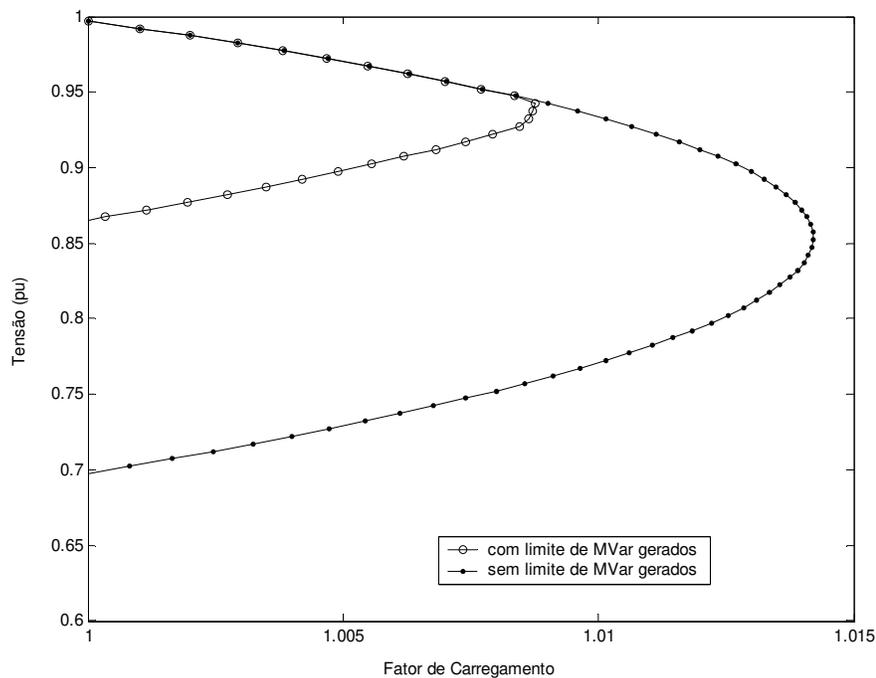


Fig. 4.4 – Margem de estabilidade com e sem os limites de reativos

Capítulo 5

Resultados de Testes e Simulações

5.1. Introdução

Este capítulo apresenta os resultados obtidos com a metodologia proposta no capítulo 4 de reprogramação da geração baseada nos FPA's. Esta metodologia foi aplicada em dois sistemas distintos. O primeiro sistema é de pequeno porte e possui margem de estabilidade elevada (74,5%), tendo sido utilizado para melhor compreensão dos resultados. Já o segundo sistema (Sul-Sudeste brasileiro) é composto por 810 barras e apresenta margem de estabilidade igual a 15,4%, operando de modo seguro para condições normais de operação. Visto que a margem de estabilidade do sistema pode diminuir consideravelmente quando o mesmo é sujeito a faltas, o desempenho do método também foi analisado para situações de contingências. Para os casos críticos, propõe-se um esquema de corte de carga mínimo onde a indicação da barra é dada através da análise modal.

5.2. Testes em Sistemas de Pequeno Porte

5.2.1 Sistema Teste

O primeiro sistema teste utilizado nesta tese foi o *New England*, já bastante conhecido na literatura, composto por 39 barras, 46 linhas de transmissão e 10 geradores. A Fig. 5.1 apresenta uma curva de carga hipotética utilizada para o pré-despacho da operação. A margem de estabilidade de tensão (MET) é então calculada para cada horário do dia a partir da solução do pré-despacho, cuja curva também é apresentada na Fig. 5.1. A solução do pré-despacho é realizada minimizando os custos de geração, considerando funções de custo quadráticas e iguais para todos os geradores. Os limites mínimos e máximos das tensões foram especificados em 0,9 p.u. e 1,1 p.u. respectivamente. Pode-se observar que à medida que a demanda aumenta, a margem de estabilidade diminui, comportamento similar ao resultado apresentado no capítulo 3.

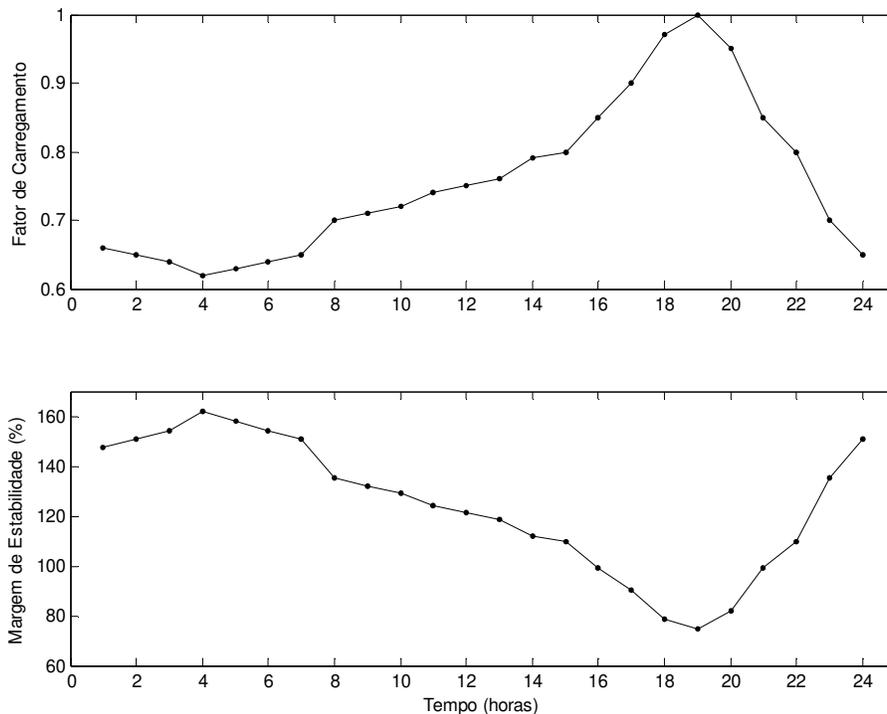


Fig. 5.1 – Curva de carga e margem de estabilidade

Neste sistema a margem de estabilidade no horário de máximo carregamento (às 19 horas) é igual a 74,5%, não havendo, portanto, necessidade real de aumentá-la. No entanto, estes estudos preliminares têm como objetivo principal analisar a aplicação do método proposto de modo qualitativo, sendo este sistema de pequeno porte adequado para este fim.

Assim, as análises de otimização da geração de potência ativa e reativa foram realizadas para o horário de máximo carregamento. Os resultados a seguir mostram a aplicação das metodologias estudadas para melhorar a margem de estabilidade do sistema: re-despacho de potência ativa (RA), re-despacho de potência reativa (RR), re-despacho de potência reativa com P_g^{fixo} (RR- P_g^{fixo}) e re-despacho de potência ativa e reativa aplicados simultaneamente (RAR).

5.2.2 Re-despacho de Potência Ativa

Para a reprogramação da geração de potência ativa utilizou-se $\alpha_{RA} = 200$, e após 10 iterações obteve-se um aumento na margem de estabilidade de aproximadamente 14,49% como ilustra a Fig. 5.2. Nota-se também que a curva de margem satura com o aumento do número de iterações. A Fig. 5.2 também apresenta as curvas PV antes e depois da reprogramação da geração.

A Fig. 5.3 apresenta o comportamento dos FPA's antes e depois do RA. Nota-se que inicialmente os fatores de participação apresentam valores bastante diferentes entre si, indicando que há possibilidade de aumentar a margem de estabilidade. Já a nova solução para o estado da rede após o RA apresenta os fatores de participação praticamente iguais entre si, próximos do fator de participação médio, indicando a possível saturação da curva de margem de estabilidade.

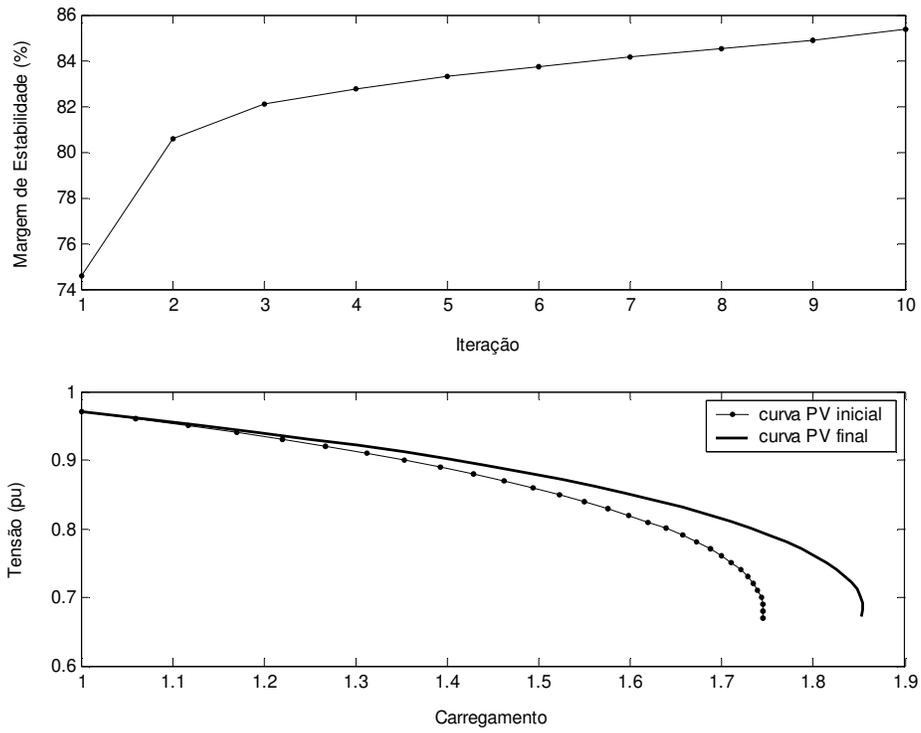


Fig. 5.2 - Margem de estabilidade e curva PV (RA)

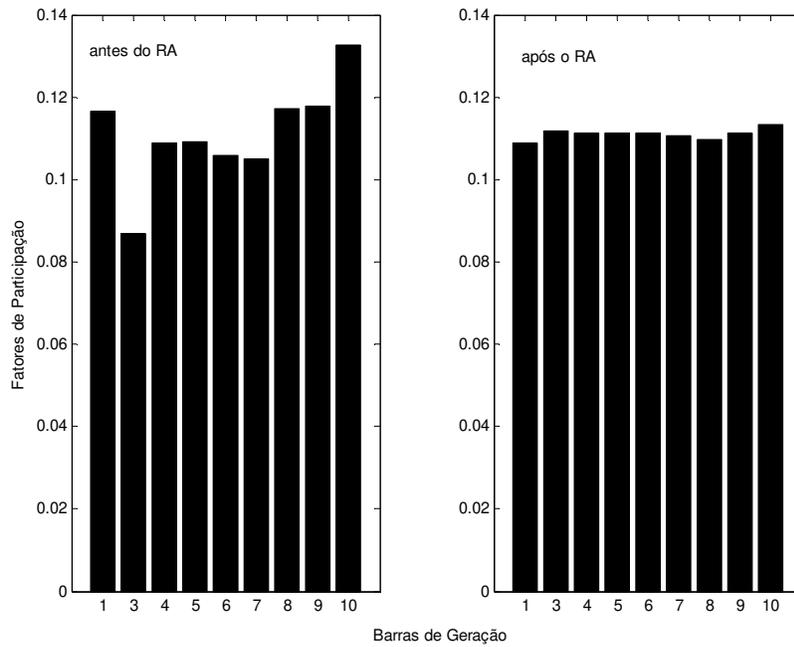


Fig. 5.3 - Fatores de participação (RA)

O perfil de tensão antes e após o RA é apresentado na Fig. 5.4. Observa-se que as tensões quase não são alteradas após o re-despacho da geração de potência ativa, o que já era esperado uma vez que a penalidade é aplicada diretamente na potência ativa, sofrendo as demais variáveis pouca alteração.

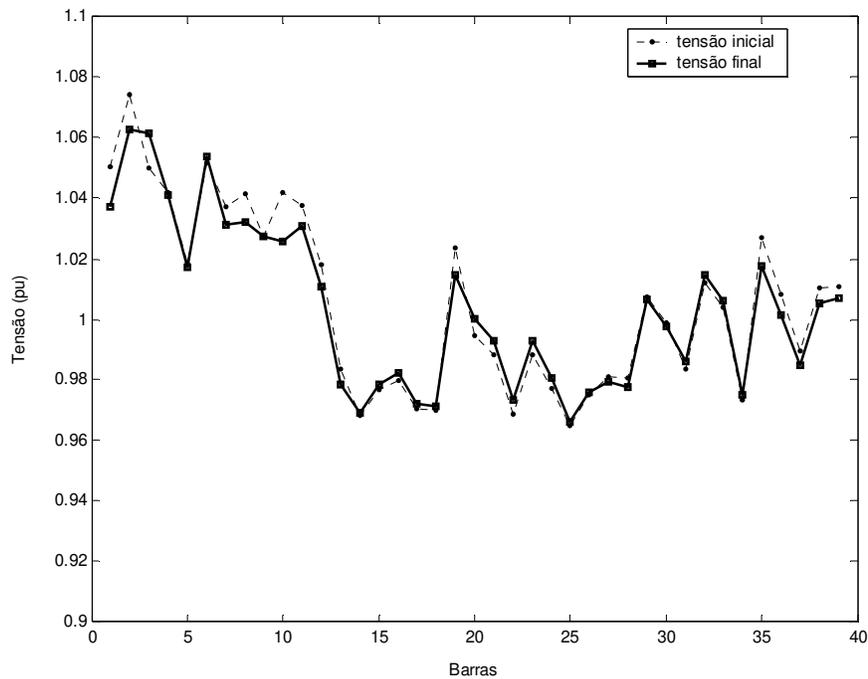


Fig. 5.4 - Perfil de tensão (RA)

Para aumentar a margem de estabilidade, os geradores foram re-despachados através da indicação do FPA como ilustra a Fig. 5.5. Observa-se que são essencialmente os geradores das barras 3 e 10 que apresentam uma variação mais significativa em sua geração, já que os mesmos possuem FPA's mais afastados do fator de participação médio.

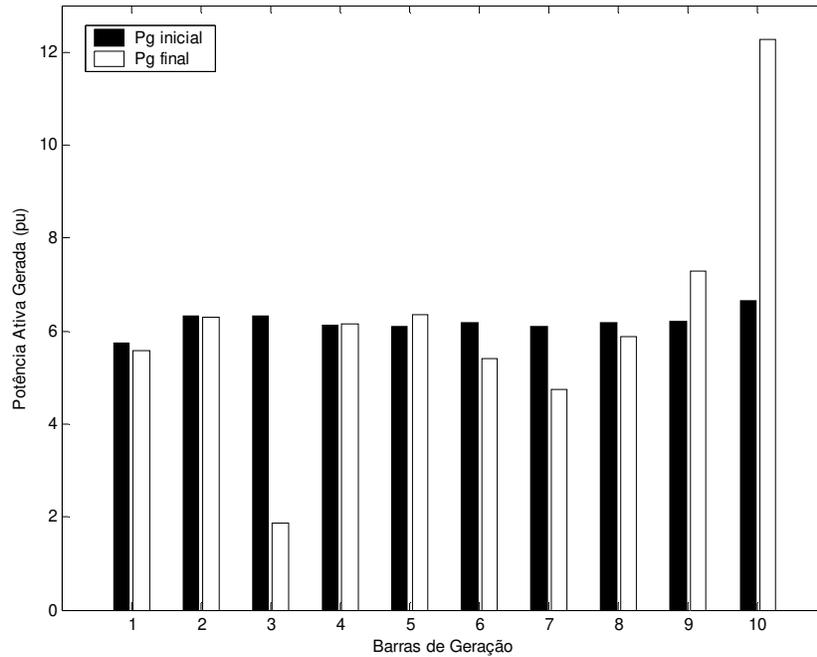


Fig. 5.5 - Potência ativa gerada (RA)

5.2.3 Re-despacho de Potência Reativa

Para a reprogramação da geração de potência reativa utilizou-se $\alpha_{RR} = 500$ e após 10 iterações obteve-se um aumento de 10,8% na margem de estabilidade como pode ser observado através da Fig. 5.6, que também apresenta as curvas PV antes e depois da reprogramação da potência reativa.

A Fig. 5.7 apresenta os fatores de participação antes e após o re-despacho de potência reativa. Nota-se que os FPA's após a reprogramação da geração continuaram distintos entre si, o que pode ser explicado pelo fato de que o FPA não está diretamente relacionado com as tensões, e sim com a potência ativa gerada (acoplamento $P\theta$).

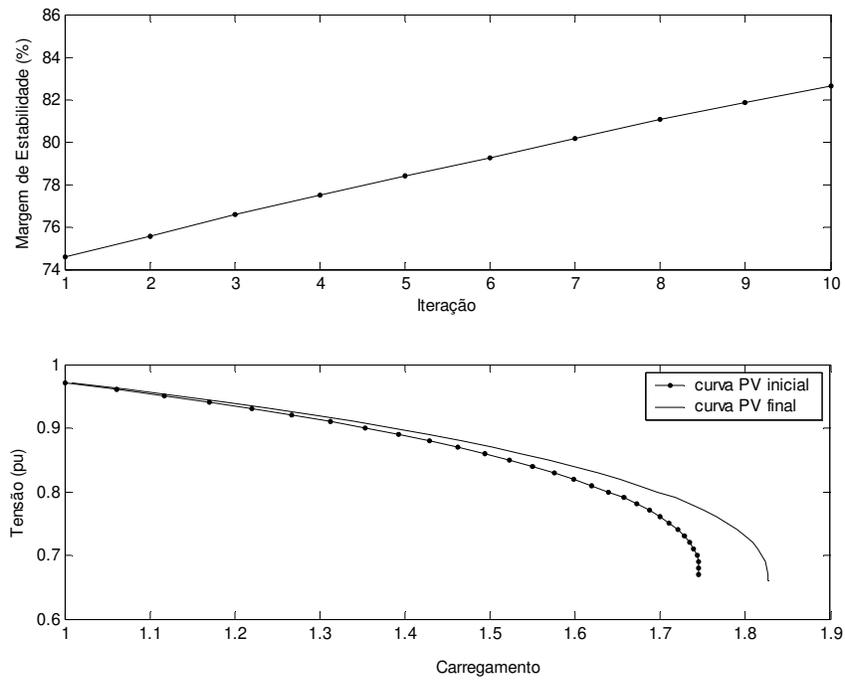


Fig. 5.6 - Margem de estabilidade e curva PV (RR)

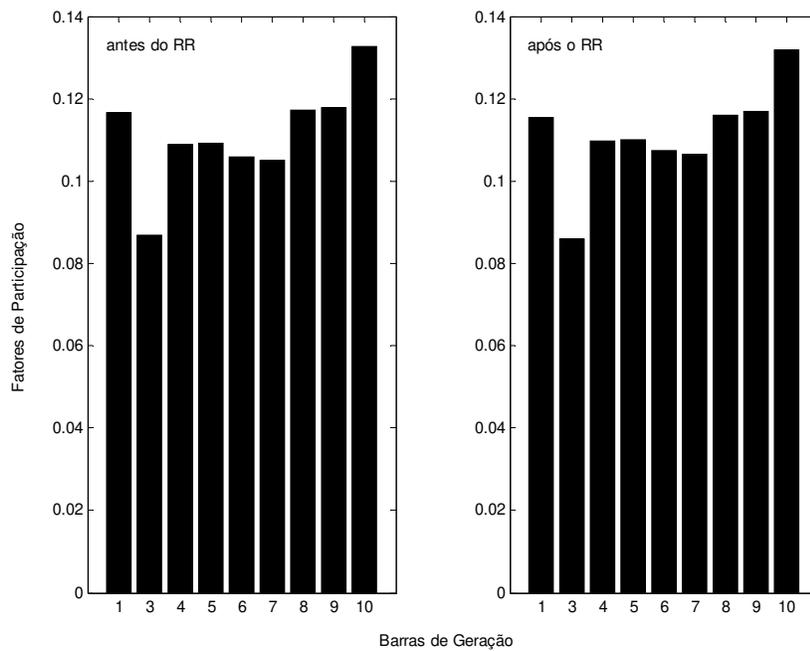


Fig. 5.7 - Fatores de participação (RR)

A Fig. 5.8 apresenta o perfil de tensão inicial e após o RR. Neste caso, as tensões nodais do sistema foram mais alteradas já que a penalidade inserida no fluxo de potência ótimo ocorreu diretamente nestas variáveis. Os valores finais das tensões permaneceram dentro dos limites fixados de 0,9 p.u. e 1,1 p.u..

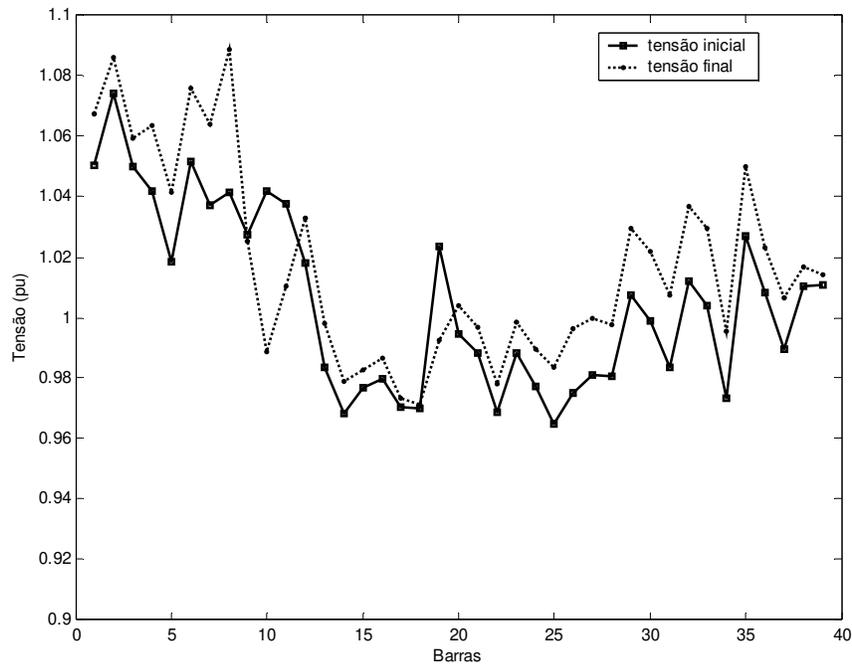


Fig. 5.8 - Perfil de tensão (RR)

Através da Fig. 5.9 observa-se que a potência ativa gerada durante o processo de re-despacho de potência reativa sofre modificações. Portanto, o aumento na margem de estabilidade de tensão não pode ser unicamente associado à otimização da potência reativa, visto que o mesmo deve-se parcialmente às modificações na injeção da potência ativa dos geradores. Este desvio da solução economicamente e energeticamente ótima obtida pelo pré-despacho convencional não é desejável uma vez que implica no aumento do custo de geração. Assim, novos estudos foram realizados mantendo a geração da potência ativa fixa na solução ótima durante o processo de otimização de potência reativa, cujos resultados são apresentados a seguir.

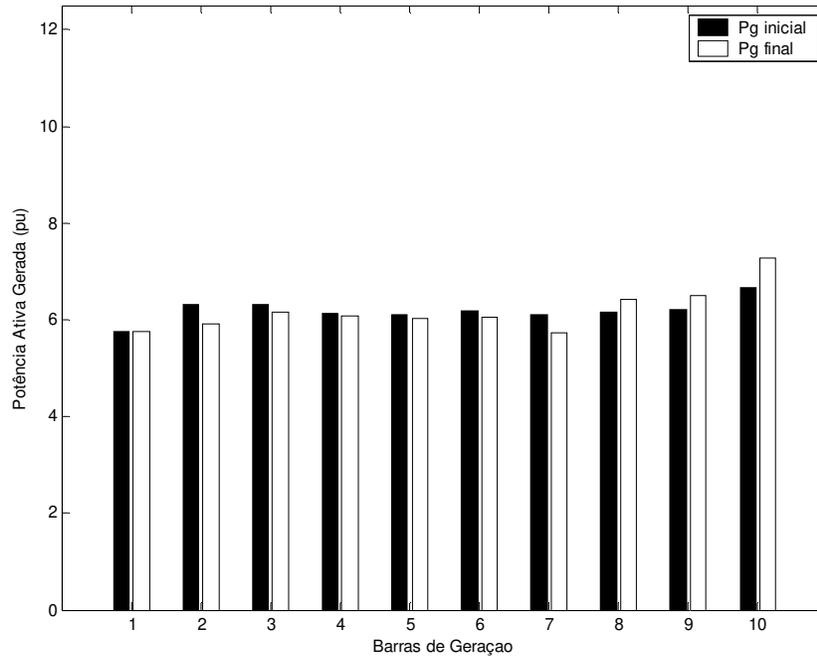


Fig. 5.9 - Potência ativa gerada (RR)

5.2.4 Re-despacho de Potência Reativa com P_g^{fixo}

Para este caso apenas a potência ativa gerada na barra de referência sofre uma pequena variação, estando as demais gerações fixas. Utilizou-se o mesmo valor do parâmetro $\alpha_{RR} = 500$, e após 10 iterações obteve-se um aumento de 4,29% na margem de estabilidade como mostra a Fig. 5.10. As curvas PV antes e depois da reprogramação da geração de potência reativa também são apresentadas nesta figura. Obtém-se neste caso, após a reprogramação da geração de potência reativa, uma margem de estabilidade final de 77,7%, valor inferior quando comparado ao obtido pelo re-despacho de potência reativo com as gerações de potência ativa livres, cuja margem de estabilidade final foi de 82,6%.

A Fig. 5.11 apresenta o perfil de tensão inicial e após a reprogramação da geração. Como a potência ativa foi mantida fixa durante o processo de otimização, as tensões nodais sofrem maior variação de modo a aumentar a margem de estabilidade de tensão do sistema.

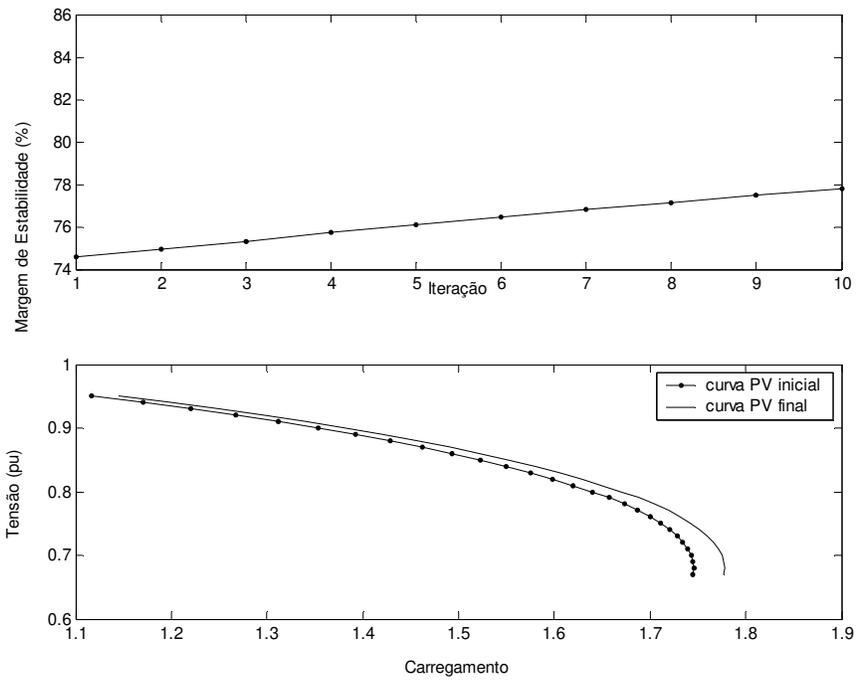


Fig. 5.10 - Margem de estabilidade e curva PV (RR - P_g^{fixo})

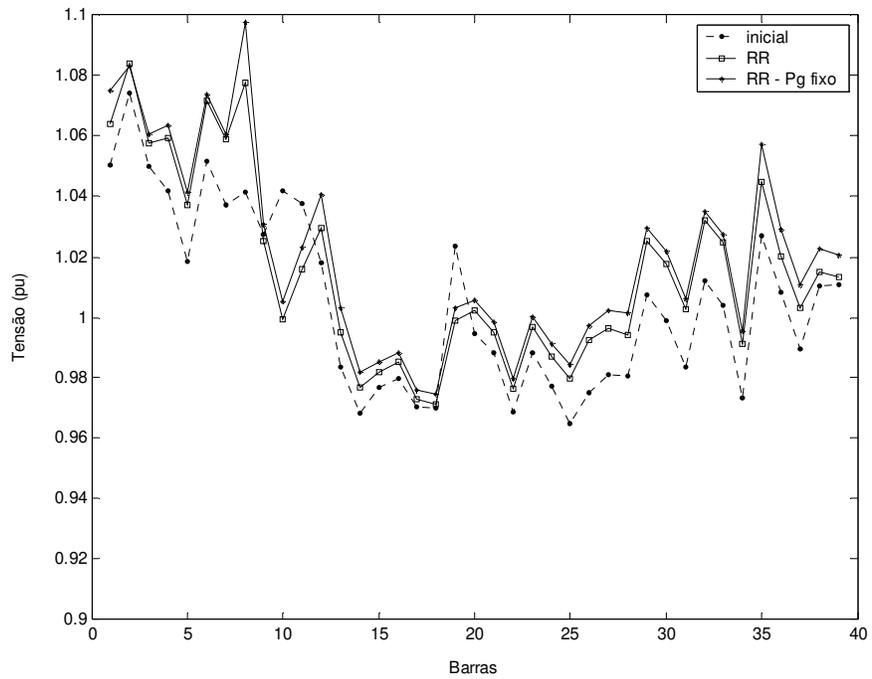


Fig. 5.11 - Perfil de tensão (RR - P_g^{fixo})

5.2.5 Re-despacho de Potência Ativa e Reativa

Diante dos resultados apresentados pode-se chegar a algumas conclusões, que são apresentadas na Tabela 5.1.

	Vantagens		Desvantagens
RA	Maior influência na MET	↑	altera geração de potência ativa programada
RR	pouco altera a geração de potência ativa programada	⇌	menor influência na MET
RR-P_g^{fixo}	não altera a geração de potência ativa programada	⇌	pouca influência na MET

Tabela 5.1 – Vantagens e desvantagens dos métodos

Assim, propõe-se como alternativa a otimização da geração de potência ativa e reativa simultaneamente, dando maior peso a otimização de potência reativa, com $\alpha_{RR} = 2000$, do que para a otimização de potência ativa, com $\alpha_{RA} = 20$. A Fig. 5.12 apresenta o comportamento da margem de estabilidade para todos os casos. Nota-se que com a combinação da reprogramação de potência ativa e reativa obtém-se maior aumento na margem de estabilidade, de 22,68%.

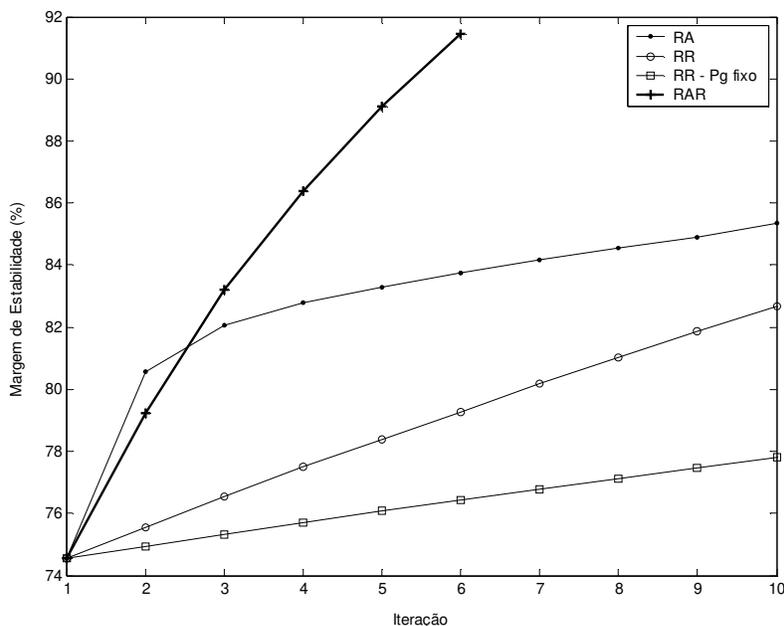


Fig. 5.12 - Margem de estabilidade para todos os casos

A Fig. 5.13 apresenta as curvas PV para todos os casos, comprovando um melhor ganho de margem de estabilidade para o RAR. A Fig. 5.14 apresenta o perfil de tensão para o RR e RAR. Pode-se observar que neste último caso as tensões foram fortemente alteradas uma vez que um perfil mais adequado de geração de potência ativa e reativa foi obtido.

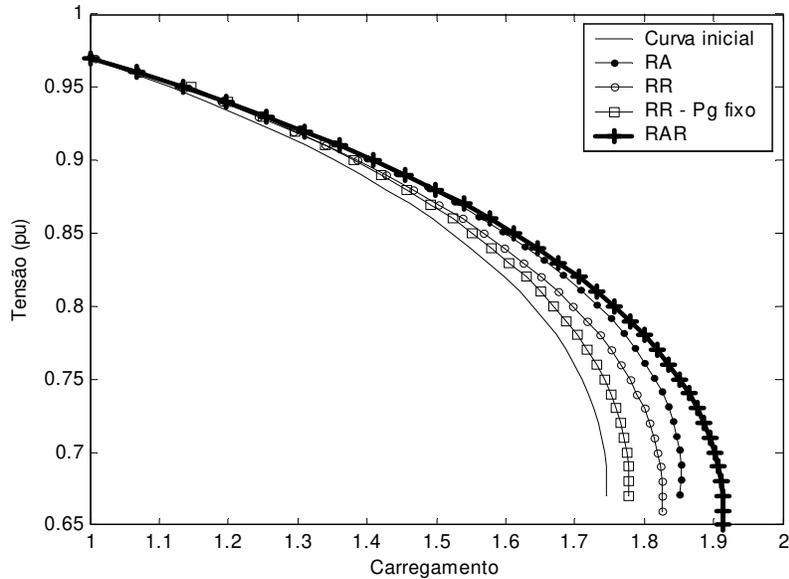


Fig. 5.13 - Curva PV para todos os casos

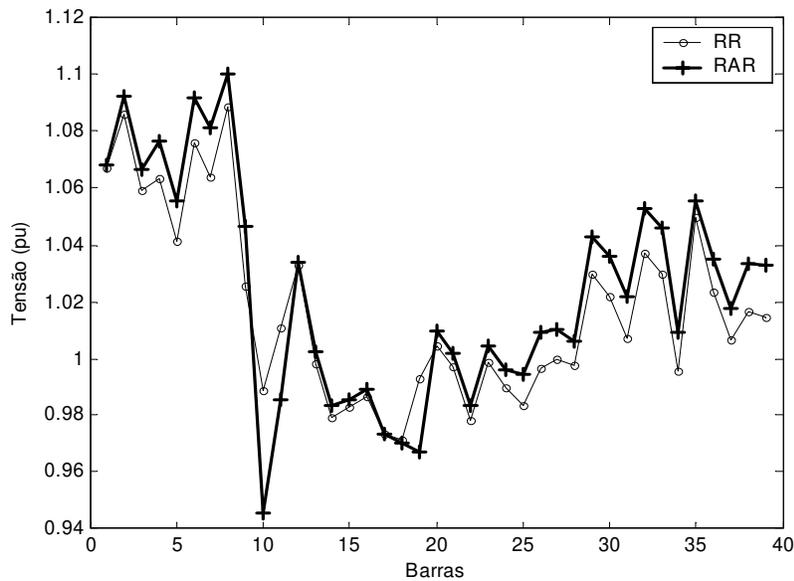


Fig. 5.14 - Perfil de tensão (RR e RAR)

Através da Tabela 5.2, nota-se que após o RAR a geração de potência ativa total é menor do que a geração inicial devido à minimização das perdas do sistema. Como este sistema não é real, este decréscimo foi pequeno, de apenas 4MW. Em relação à potência reativa gerada, observa-se que após o RAR houve um decréscimo de 172MVar, contribuindo para o aumento da reserva de potência reativa do sistema. Assim, com o mesmo sistema de transmissão e atendendo a mesma carga, injeta-se menos potência reativa no sistema contribuindo para melhoria da margem de estabilidade.

	Carga	Geração Inicial	Geração após RAR
MW	6.141,0	6.190,0	6.186,0
MVar	1.938,0	2.151,0	1.979,0

Tabela 5.2 - Características do RAR

A Fig. 5.15 apresenta a potência gerada nas barras 3 e 10, que foram as mais sensíveis à geração de potência ativa. A margem de estabilidade de tensão obtida para cada caso também é indicada. Observa-se que no RAR a geração de potência ativa programada é bem menos modificada do que no RA. No RAR, a barra 3 sofreu um decréscimo de 112MW em sua geração de potência ativa, enquanto que a barra 10 aumentou em 198MW.

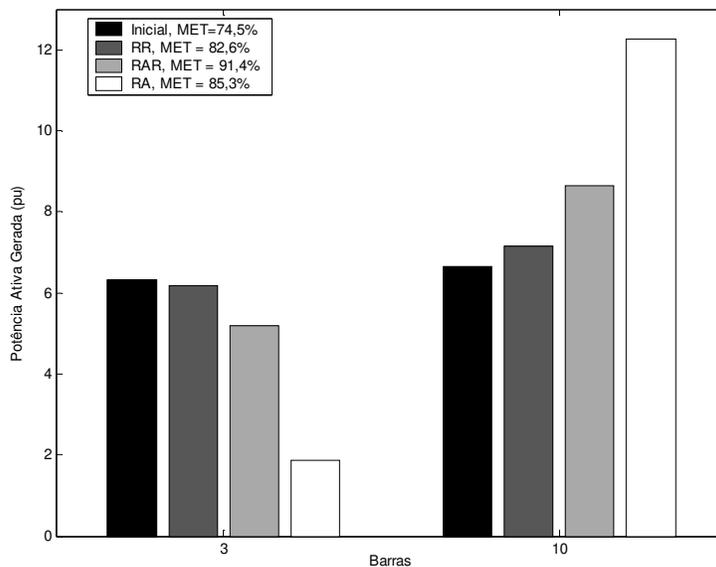


Fig. 5.15 - Potência ativa gerada (RA, RR e RAR)

5.3. Testes em Sistemas de Grande Porte

5.3.1 Sistema Teste

O segundo sistema utilizado nesta tese foi um modelo reduzido da interligação Sul-Sudeste brasileira composto por 810 barras, 96 geradores e 1340 linhas de transmissão. A demanda total deste sistema é de 36.167,0 MW e 10.726,0 MVar. A função custo de geração utilizada para este sistema em estudo possui apenas um termo quadrático. Os limites de tensão mínimo e máximo foram fixados em 0,9 p.u. e 1,1 p.u. respectivamente.

Para condições normais de operação este sistema apresenta uma margem de estabilidade de tensão igual a 15,4%, operando, portanto, de modo seguro caso nenhuma contingência ocorra. A seguir são apresentados os resultados das metodologias de otimização da geração de potência ativa e reativa estudadas, análise de contingências e corte de carga mínimo para o caso de faltas severas.

5.3.2 Re-despacho de Potência Reativa com P_g^{fixo}

Este estudo visa a otimização do perfil de geração de potência reativa de geradores e condensadores síncronos no sentido de melhorar a margem de estabilidade de tensão. Para a implementação da reprogramação de potência reativa, a geração de potência ativa foi mantida fixa na solução economicamente ótima com exceção da barra de referência, a qual pode ter sua potência ativa alterada para absorver eventuais modificações nas perdas do sistema. O fator α_{RR} foi ajustado em 90 através de testes de desempenho.

Com uma iteração obteve-se um aumento na margem de estabilidade de 6,5%, como mostra a Tabela 5.3, enquanto que o custo sofreu um decréscimo muito pequeno referente apenas à variação da geração na barra de referência.

Iteração	MET	Varição do Custo de Geração
1	15,4 %	---
2	16,4 %	- 0,01 %
3	16,4 %	- 0,01 %

Tabela 5.3 – Resultados da RR - P_g^{fixo}

Através da Fig. 5.16 nota-se que há uma significativa redução na geração de potência reativa do sistema, em torno de 350MVar. Isto ocorre porque os geradores são incentivados a gerar em locais adequados para aumentar a margem de estabilidade do sistema. Como a geração de potência ativa está fixa, apenas a barra de referência sofre um pequeno decréscimo em sua geração de potência ativa devido à diminuição das perdas no sistema.

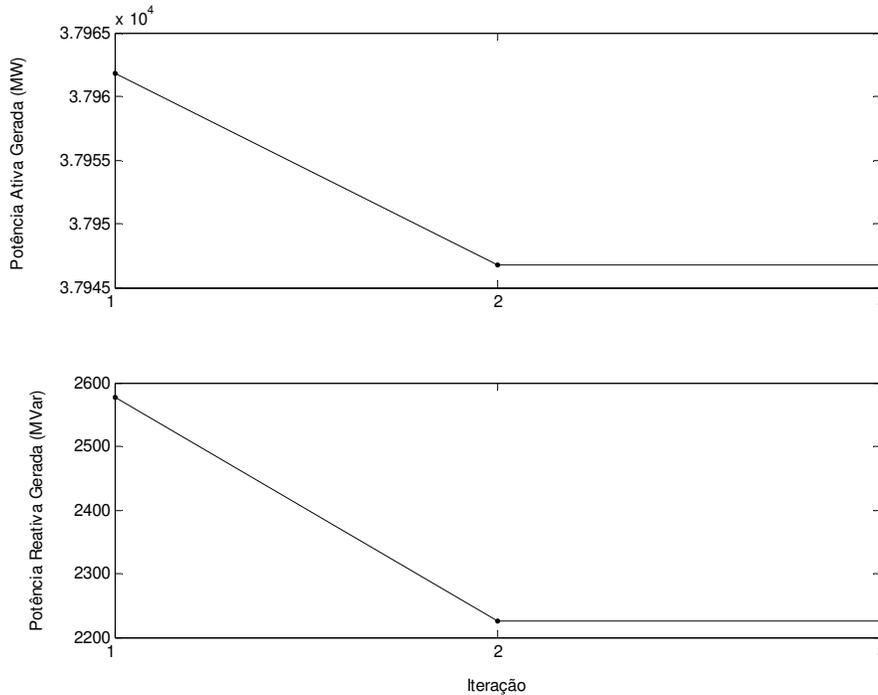


Fig. 5.16 - Geração de potência ativa e reativa ($RR - Pg^{fixo}$)

A otimização da geração e consumo de potência reativa na rede pode ser visualizada através da Fig. 5.17. A geração *shunt* corresponde à potência reativa gerada pelas linhas de transmissão (*shunt* das linhas), que aumenta durante o processo de reprogramação, pois é diretamente proporcional ao quadrado das tensões nas barras. Já o consumo de potência reativa da rede, denominado por perdas reativas, diminui por ser proporcional à queda de tensão das linhas. Assim, as fontes de potência reativa da rede são utilizadas de forma mais adequada, uma vez que as linhas de transmissão passam a consumir menos potência reativa e o seu efeito *shunt* (capacitivo) passa a gerar mais potência reativa, contribuindo para a melhoria na margem de estabilidade de tensão.

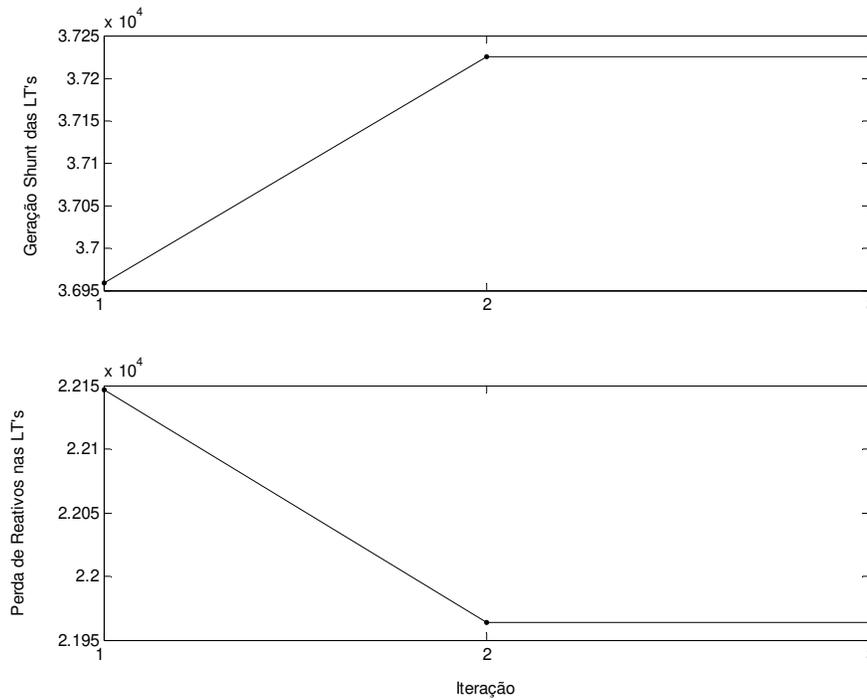


Fig. 5.17 - Impacto nas linhas de transmissão (RR - P_g^{fixo})

A geração de potência reativa do efeito *shunt* das linhas de transmissão e as perdas de potência reativa nas linhas de transmissão são calculadas como apresenta as equações 5.1, 5.2 e 5.3, sendo N_L o número de linhas de transmissão, b_{sh} a susceptância da linha de transmissão e V_k e V_m as tensões das barras conectadas a linha.

$$Geração\ Shunt = \sum_{i=1}^{N_L} \frac{b_{sh}}{2} V_k^2 + \sum_{i=1}^{N_L} \frac{b_{sh}}{2} V_m^2 \quad (\text{Eq. 5.1})$$

$$Perdas\ MVar = \sum_{i=1}^{N_L} X_i I_i^2 \quad (\text{Eq. 5.2})$$

$$I_i = \left| \frac{V_k e^{-j\theta_k} - V_m e^{-j\theta_m}}{R_i + jX_i} \right| \quad (\text{Eq. 5.3})$$

5.3.3 Re-despacho de Potência Ativa e Reativa

Os resultados apresentados para o RR confirmam que esta estratégia pode apresentar uma flexibilidade limitada para obter um grande aumento na margem

de estabilidade quando o mesmo é necessário, especialmente em sistemas reais de grande porte. Duas outras estratégias foram analisadas: reprogramação de potência ativa (RA) com $\alpha_{RA} = 3$ e a reprogramação de potência ativa/reactiva simultaneamente (RAR), dando maior peso a otimização de potência reativa com $\alpha_{RR} = 110$, do que para a otimização de potência ativa com $\alpha_{RA} = 0,5$.

A Fig. 5.18 apresenta o comportamento da margem de estabilidade de tensão e da função custo de geração durante o processo iterativo. Nota-se que ao final do processo a margem de estabilidade sofreu um aumento de 32,46% em ambos os casos, enquanto que o impacto no custo de geração foi de apenas 3,28% para o RAR e de 6,58% para o RA.

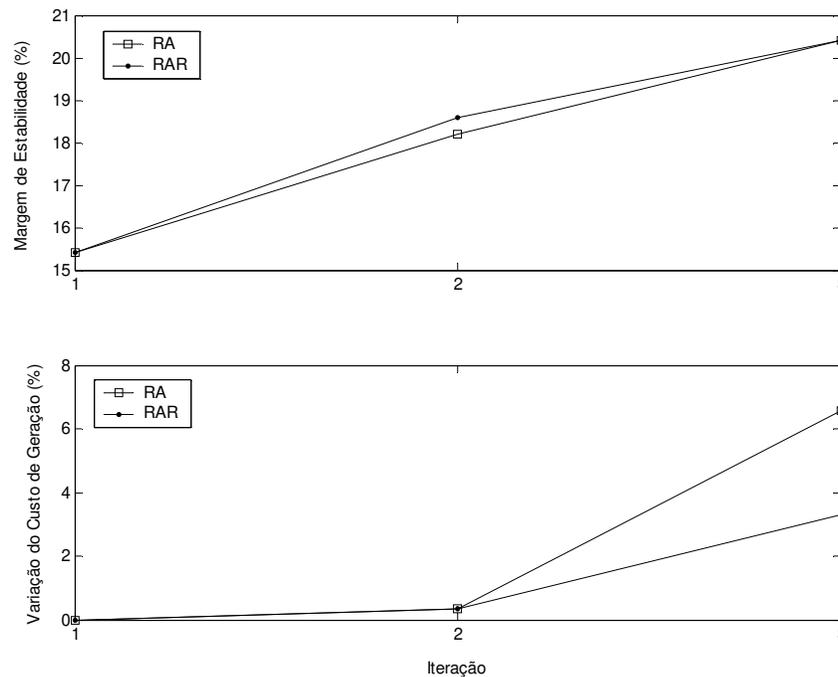


Fig. 5.18 - Margem de estabilidade e variação do custo (RA e RAR)

A Fig. 5.19 apresenta um índice calculado durante o processo iterativo que expressa a variação do custo de geração em relação à variação da margem de estabilidade de tensão, ambos em valores percentuais. Este índice quantifica o custo pago em MW por ganho de margem de estabilidade, e pode auxiliar na identificação da melhor iteração para encerrar o processo de otimização. Em

outras palavras, pode-se visualizar quando a reprogramação da geração torna-se mais cara do que qualquer outra ação para aumentar a margem de estabilidade, como o corte de carga. Neste caso pode-se observar claramente que a variação da solução economicamente ótima é mais severa no RA.

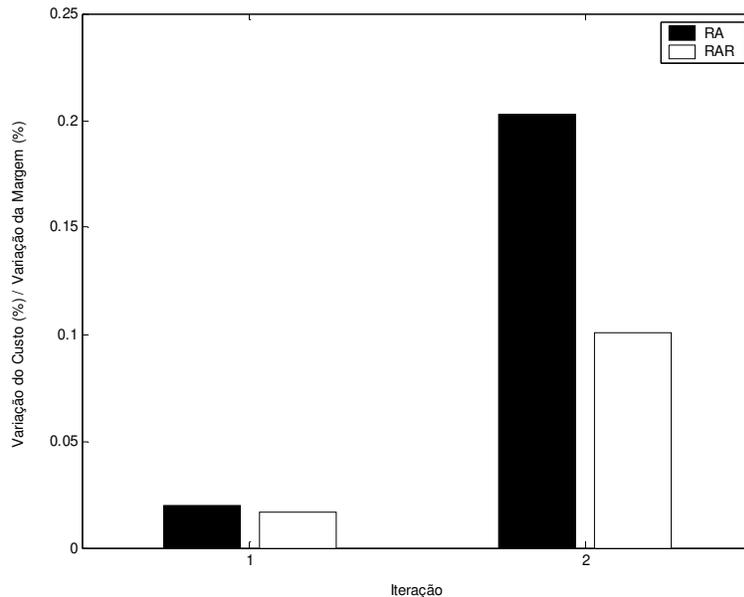


Fig. 5.19 – Índice de custo devido a melhoria da MET (RA e RAR)

Em relação à geração de potência ativa e reativa do sistema, para ambos os casos houve um decréscimo considerável de 222 MW e 2.351 MVar para o RAR, e de 103 MW e 592.4 MVar para o RA, como pode ser observado através da Fig. 5.20. Deve-se enfatizar que a carga foi mantida constante durante o processo de otimização, e que a diminuição da potência ativa deve-se a minimização das perdas durante o procedimento proposto.

A diminuição das perdas de potência reativa e a otimização da geração de potência reativa pelo efeito *shunt* das linhas de transmissão podem ser visualizadas através da Fig. 5.21. Nota-se que a margem de estabilidade de tensão pode ser aumentada significativamente através da obtenção de um perfil adequado de geração de potência ativa e reativa para cada gerador do sistema. Além disso, priorizando o re-despacho potência reativa mostra-se que o impacto na solução economicamente ótima pode ser mantido em níveis aceitáveis.

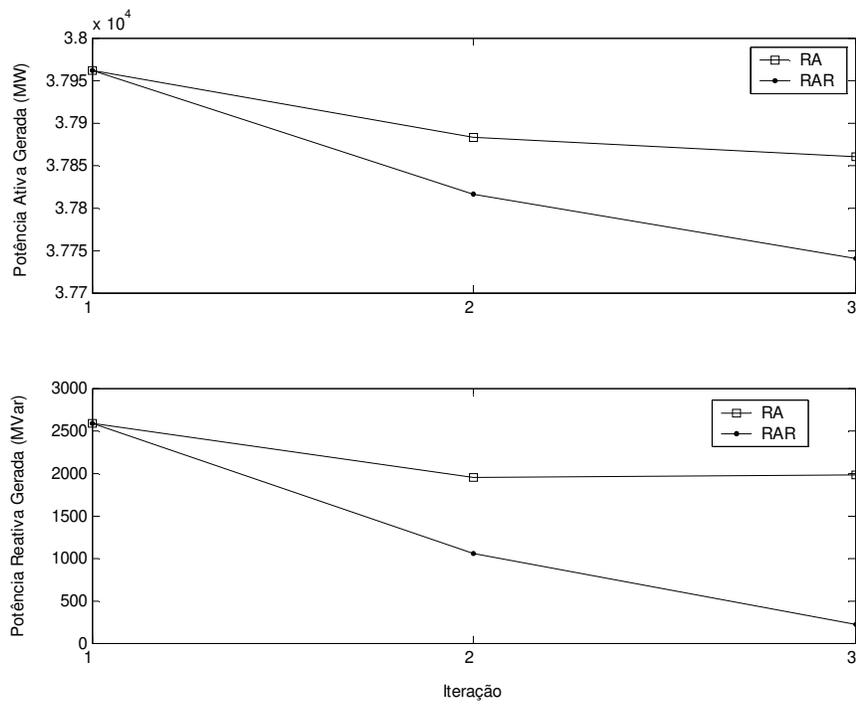


Fig. 5.20 - Geração de potência ativa e reativa (RA e RAR)

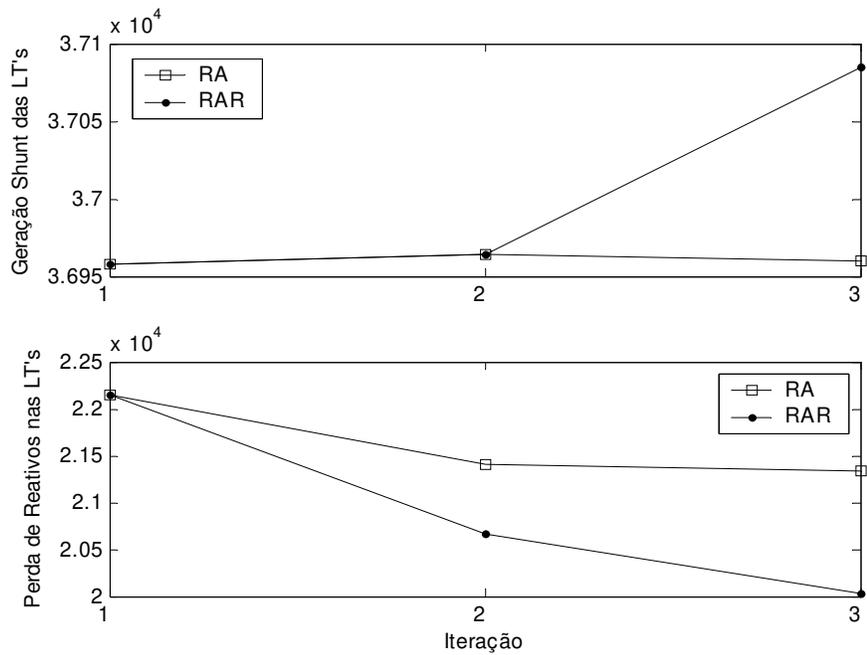


Fig. 5.21 - Impacto nas linhas de transmissão (RA e RAR)

5.3.4 Análise de Contingências

A análise de contingências é um aspecto muito importante para a operação segura do sistema, visto que a ocorrência de faltas pode ter um grande impacto negativo na margem de estabilidade de tensão do sistema, levando-o eventualmente ao colapso de tensão. Para a análise precisa de contingências faz-se necessário computar a margem de estabilidade para cada falta, o que requer muito esforço computacional, não sendo uma solução prática para o problema. No entanto, os resultados obtidos mostram que apenas um número reduzido de faltas deve ser analisado do ponto de vista da estabilidade de tensão, visto que a maioria das contingências não possui grande impacto na margem de estabilidade. Assim, a análise completa da estabilidade de tensão é realizada *off-line* para um número reduzido de contingências, dando ao operador toda informação necessária para tomar ações em tempo real em eventuais situações de contingências, de modo a assegurar a estabilidade do sistema. Ressalta-se que as análises de contingências aqui apresentadas não propõem um método completo de análises de contingências, apenas mostram que a metodologia proposta neste trabalho funciona também em casos de contingências.

Neste estudo, a margem de estabilidade é calculada para um grande número de contingências, consideradas como a perda de um transformador ou linha de transmissão da rede como mostra a Fig. 5.22. Através dos resultados obtidos, verifica-se que a grande maioria das contingências não possui impacto significativo na margem de estabilidade, considerando o critério de margem de estabilidade mínima igual a 6%. Apenas 8 contingências resultam em margem de estabilidade pós-falta entre 0% e 6%. Para estes casos um corte de carga não é necessário para atingir o critério de margem de estabilidade mínima desejado, pois a reprogramação da geração de potência ativa e reativa é suficiente.

Como exemplo, foram realizadas simulações analisando a ocorrência da contingência LT 558-685, cuja margem de estabilidade pós-falta é igual a 3,8%. Como o corte de carga não é necessário, aplica-se o re-despacho da geração de potência ativa e reativa. Obtém-se um aumento na margem de estabilidade para

um valor final de 12,4% como mostra a Fig. 5.23, garantindo a operação segura do sistema. Os resultados obtidos mostram que as perdas de potência ativa e reativa também diminuiram consideravelmente, enquanto que as reservas de potência reativa do sistema aumentaram.

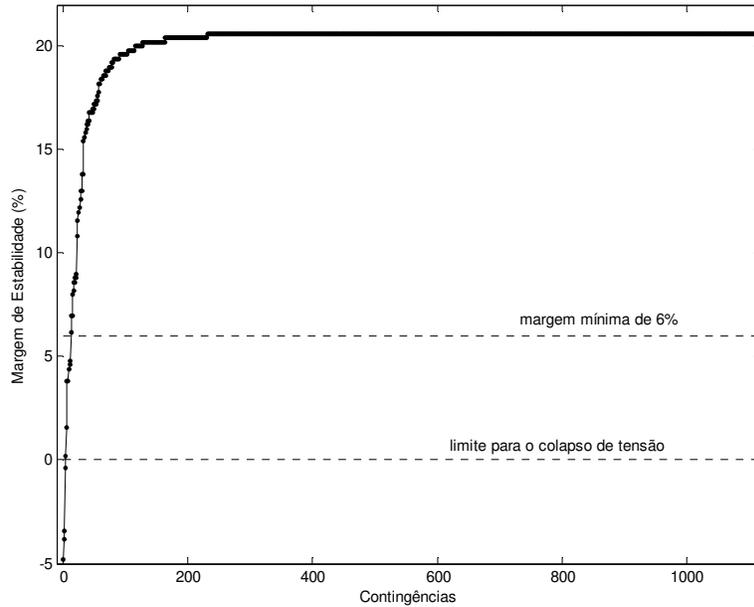


Fig. 5.22 – Margem de estabilidade para diversas contingências

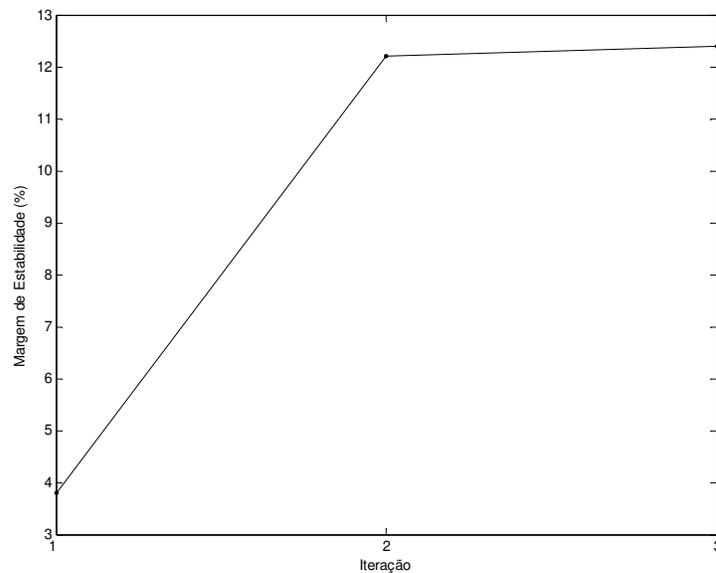


Fig. 5.23 – Margem de estabilidade (LT 558-685)

Para este sistema, apenas 4 contingências mais severas atingem valores de margem de estabilidade pós-falta negativa, para as quais sugere-se a aplicação do esquema de corte de carga mínimo, apresentado a seguir.

5.3.5 Corte de Carga Mínimo

Os casos de margem de estabilidade negativa são classificados como contingências severas, uma vez que o sistema não é capaz de atender a demanda de potência ativa e reativa. Isto significa que um colapso de tensão poderá ocorrer imediatamente após a contingência caso nenhuma medida de controle seja tomada rapidamente. Nestes casos, o corte de carga pode evitar um blecaute no sistema. No entanto, por razões econômicas, é muito importante definir uma metodologia capaz de indicar a localização mais adequada para efetuar o corte de carga de modo a minimizar prejuízos financeiros.

Neste estudo, esta direção é dada pela análise modal. Para cada contingência os FPA's das barras de carga associados com o ponto de singularidade dos casos pré-falta e pós-falta são analisados. Grandes diferenças entre estes vetores indicam as áreas mais afetadas pela contingência, ou seja, áreas em que o corte de carga seria mais eficiente. O estudo de algumas contingências é apresentado a seguir. Em todos os casos a demanda é constante e igual a 36.167,0MW.

Caso 1) Contingência LT 749-466

Esta contingência apresenta margem de estabilidade pós-falta de -0,4%. O FPA para as barras de carga antes e após a contingência é apresentado na Fig. 5.24, estando ordenado por área, e dentro de cada área por magnitude. Pode-se observar que esta contingência possui impacto local no sistema, visto que apenas algumas barras da área 37 apresentam participação significativa no espectro do modo crítico pós-falta. Os maiores fatores de participação são apresentados na Tabela 5.4.

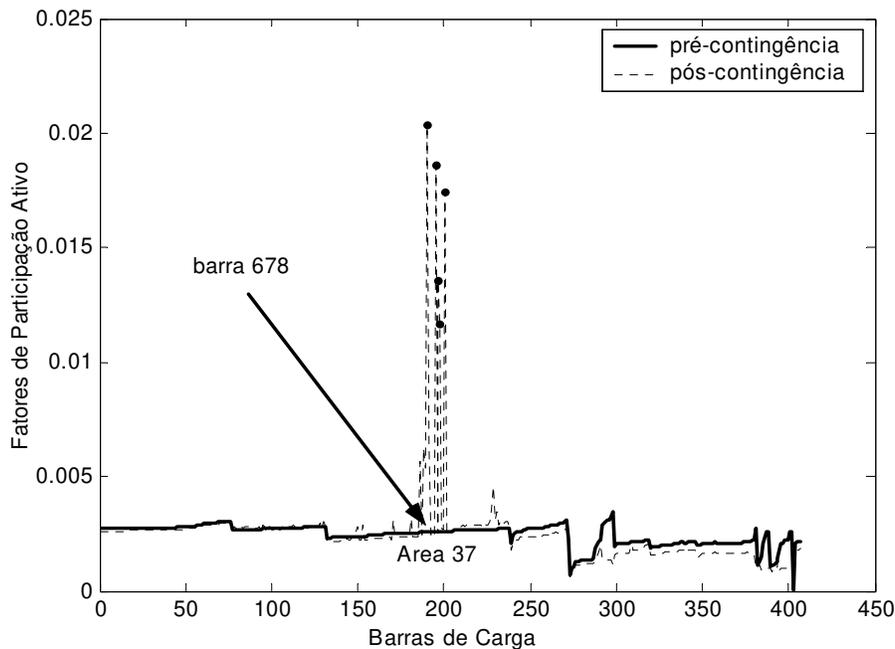


Fig. 5.24 – Fatores de participação ativo (LT 749-466)

	Barra	FPA
1	696	0.0203
2	679	0.0186
3	582	0.0175
4	666	0.0136
5	586	0.0116

Tabela 5.4 – Fatores de participação ativo (LT 749-466)

Os três maiores fatores de participação foram utilizados para selecionar as barras para efetuar o corte de carga. Assim, aplicou-se um corte de carga total de 14,72MW distribuído nas três barras com maior fator de participação (barras 696, 679 e 582). O percentual de carga cortado em cada barra foi de 30%, 20% e 15% para as barras 696, 679 e 582 respectivamente, seguindo o critério de aplicar um corte de carga maior para a barra com maior fator de participação. Este corte de carga faz com que a margem de estabilidade aumente de $-0,4\%$ para $6,6\%$ como mostra a Tabela 5.5, sendo suficiente para trazer o sistema para um ponto de operação seguro, representando apenas $0,04\%$ da demanda total do sistema.

Para investigar a eficiência do método, um corte de carga de 10MW também foi aplicado na barra 678. Esta barra está indicada na Fig. 5.24 e pode-se notar que a mesma possui fator de participação pequeno, apesar de estar na vizinhança da contingência, como mostra a Fig. 5.25. Neste caso, o corte de carga não proporciona nenhum aumento na margem de estabilidade do sistema. Este mesmo corte de carga (10MW) é agora aplicado na barra 696, a qual possui o maior fator de participação, e neste caso, o corte de carga proporciona um aumento de -0.4% para 4.4% na margem de estabilidade.

Barra	Carga (MW)	Corte de Carga (MW)	MET Final
696	28,6	8,6	
679	7,6	1,52	6,6%
582	30,3	4,6	
678	29,3	10,0	-0,4%
696	28,6	10,0	4,4%

Tabela 5.5 – Corte de carga (LT 749-466)

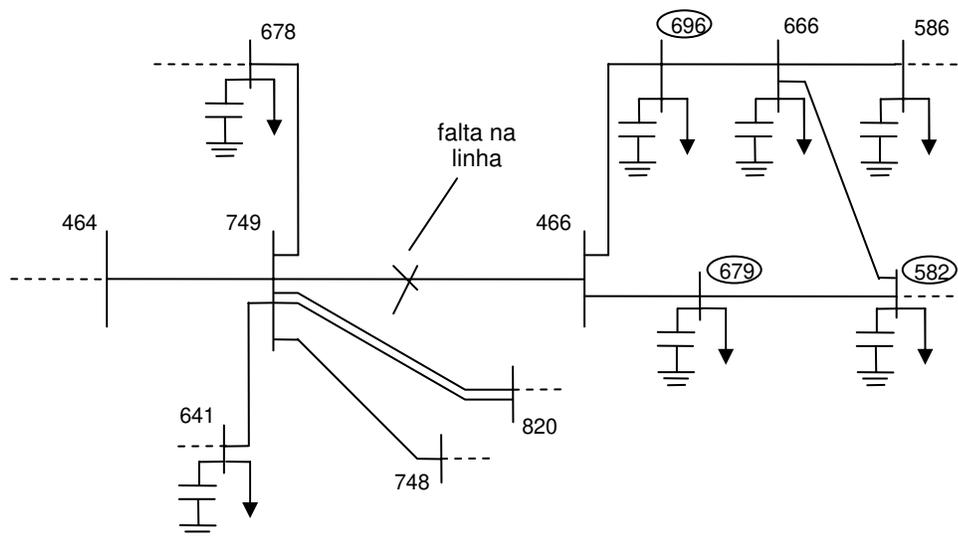


Fig. 5.25 – Diagrama parcial da rede (LT 749-466)

Os resultados obtidos permitem concluir que as barras na vizinhança da contingência nem sempre representam a melhor opção para aplicações de corte de carga, e o fator de participação possui a informação necessária para indicar corretamente as melhores barras para aplicação de um esquema de corte mínimo de carga. Os fatores de participação também podem ser utilizados não apenas para identificar as barras mais adequadas para o corte de carga, mas também para fornecer um índice quantitativo para distribuir o percentual de corte de carga entre as barras selecionadas.

A Fig. 5.26 apresenta as curvas PV pré e pós-contingência. Pode-se observar que neste caso o corte de carga é realmente necessário para manter a estabilidade e segurança do sistema, fornecendo uma solução factível para o caso pós-falta.

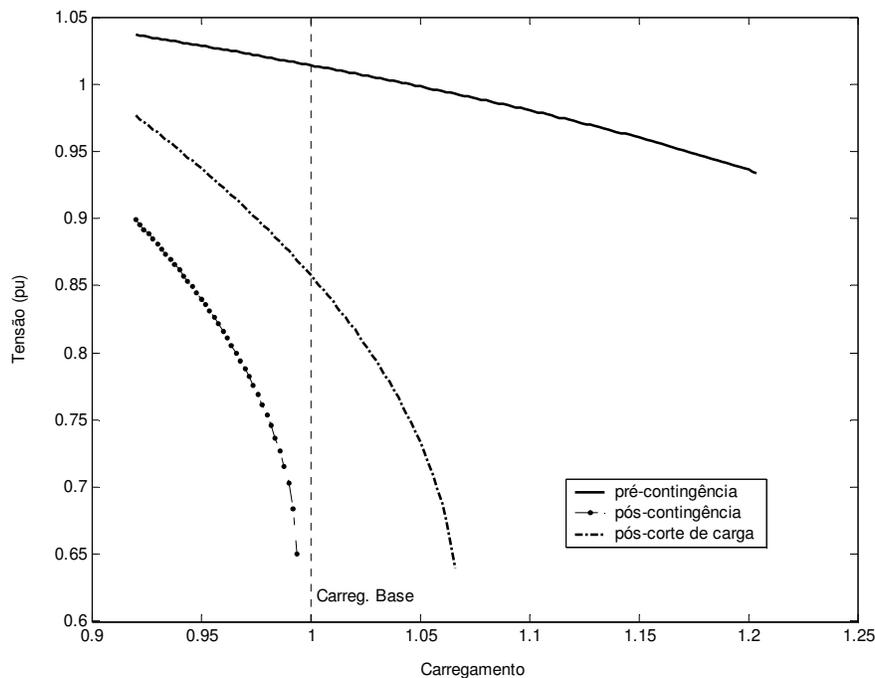


Fig. 5.26 – Curvas PV pré e pós-falta (LT 749-466)

Caso 2) Contingência LT 571-634

Esta contingência apresenta margem de estabilidade pós-falta de -3,4%. Os fatores de participação ativo para as barras de carga antes e após a contingência

são apresentados na Fig. 5.27. Pode-se observar que esta contingência também possui impacto local no sistema, visto que apenas uma barra apresenta participação significativa no espectro dos modos críticos pós-falta.

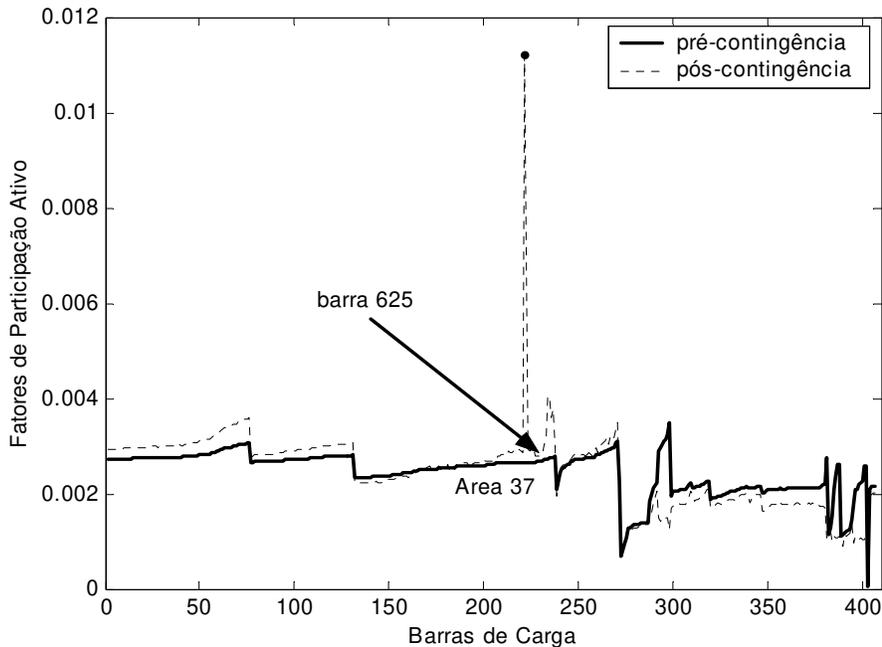


Fig. 5.27 – Fatores de participação ativo (LT 571-634)

A barra 634, a qual possui maior fator de participação, é utilizada para aplicação do corte de carga, aumentando significativamente a margem de estabilidade do sistema para 6,4%. Isto significa que com a ocorrência dessa contingência, a estabilidade de tensão do sistema torna-se bastante sensível à demanda de potência ativa de uma barra em particular (barra 634) e o sistema opera em uma condição em que para atender a uma pequena quantidade de carga nesta barra, o mesmo necessita de uma grande quantidade de suporte de potência reativa. De modo inverso, um pequeno corte de carga nesta barra ocasiona um grande aumento nas reservas de potência reativa do sistema e, assim, da margem de estabilidade de tensão.

O corte de carga efetuado apresenta característica praticamente linear, como mostra a Fig. 5.28, permitindo-se estimar o valor do corte de carga necessário para se obter uma solução pós-falta factível. Para verificar este

comportamento, outro corte de carga foi aplicado na barra 625, a qual está na vizinhança da contingência mas possui fator de participação pequeno como mostra a Fig. 5.27. Este corte de carga proporciona um aumento na margem de estabilidade, atingindo um valor final de -2,2%. A curva representativa deste corte de carga incremental também é apresentada na Fig. 5.28, e para este caso obtém-se um ganho no aumento da margem de estabilidade consideravelmente menor. A eficiência na utilização do fator de participação é comprovada novamente na identificação das barras mais adequadas para efetuar o corte de carga mínimo.

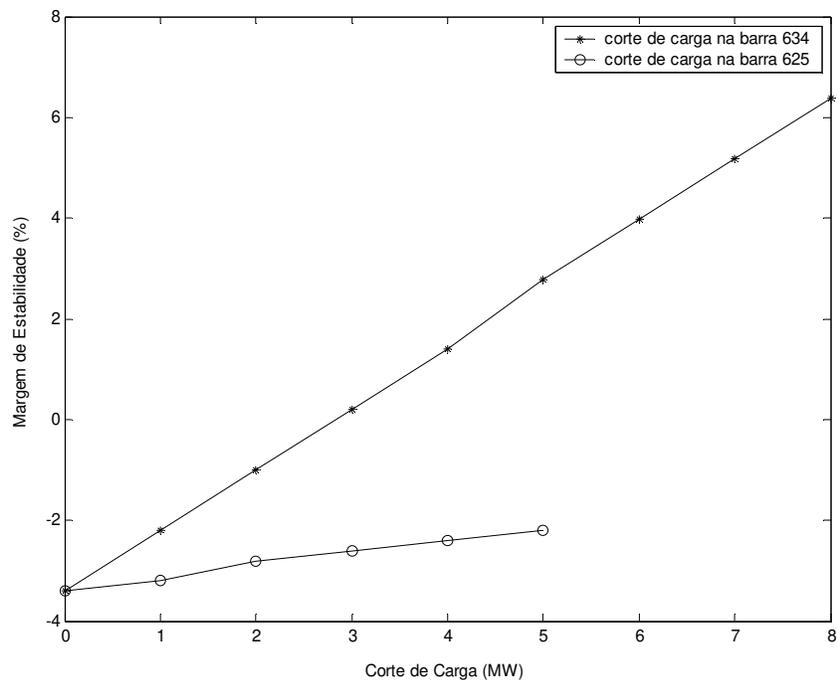


Fig. 5.28 – Corte de carga Incremental (LT 571-634)

A Fig. 5.29 apresenta as curvas PV após a ocorrência da perda da linha e após o corte de carga. Novamente observa-se que após a perda da linha o sistema não consegue atender a demanda, não havendo, portanto um ponto de operação estável. Para que não haja um colapso de tensão efetua-se o corte de carga, recuperando assim um ponto de equilíbrio estável para a operação emergencial do sistema.

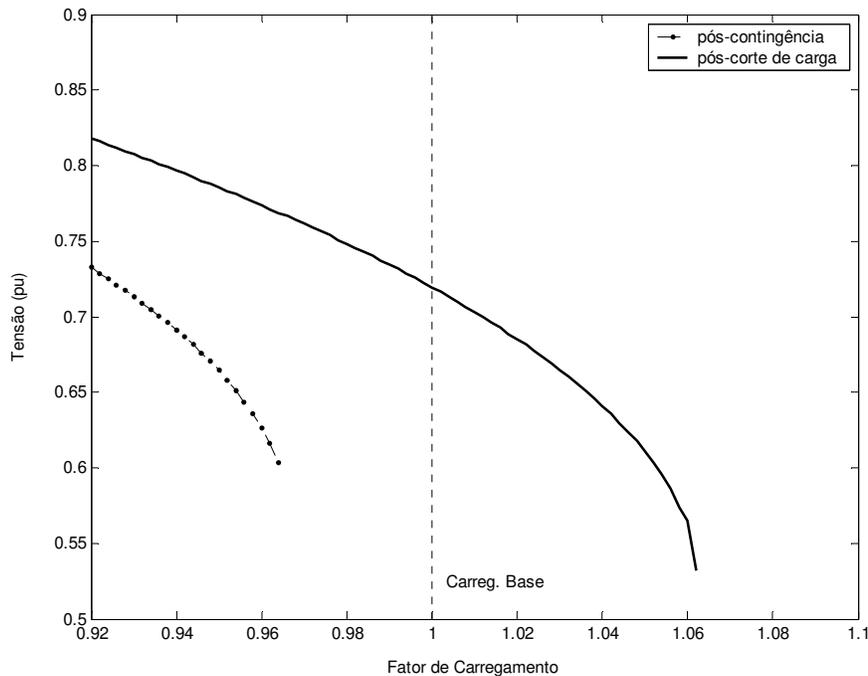


Fig. 5.29 – Curvas PV pré e pós-falta (LT 571-634)

5.3.6 Aplicação da Metodologia no Pré-despacho da Operação

A Fig. 5.30 apresenta uma curva de carga típica com base horária, e a Fig. 5.31 apresenta a margem de estabilidade do sistema para cada intervalo do dia para diferentes cenários. O caso base corresponde à margem de estabilidade do sistema avaliada em condições normais de operação, obtida através do método de curva PV. Nota-se que sem a ocorrência de contingências, o sistema mantém uma margem de estabilidade adequada para todos os horários do dia, sendo a margem de estabilidade para o horário de máximo carregamento (19 horas) igual a 20,4%.

Esta figura também apresenta uma curva de margem de estabilidade para todos os horários do dia considerando a ocorrência da contingência LT 571-634, onde a margem de estabilidade é fortemente alterada. Esta curva pós-falta possui dois horários críticos com margem de estabilidade negativa (18 horas e 19 horas), e um horário (20 horas) de margem de estabilidade positiva, porém abaixo do critério de margem de estabilidade mínima de 6% para contingências simples adotado neste trabalho.

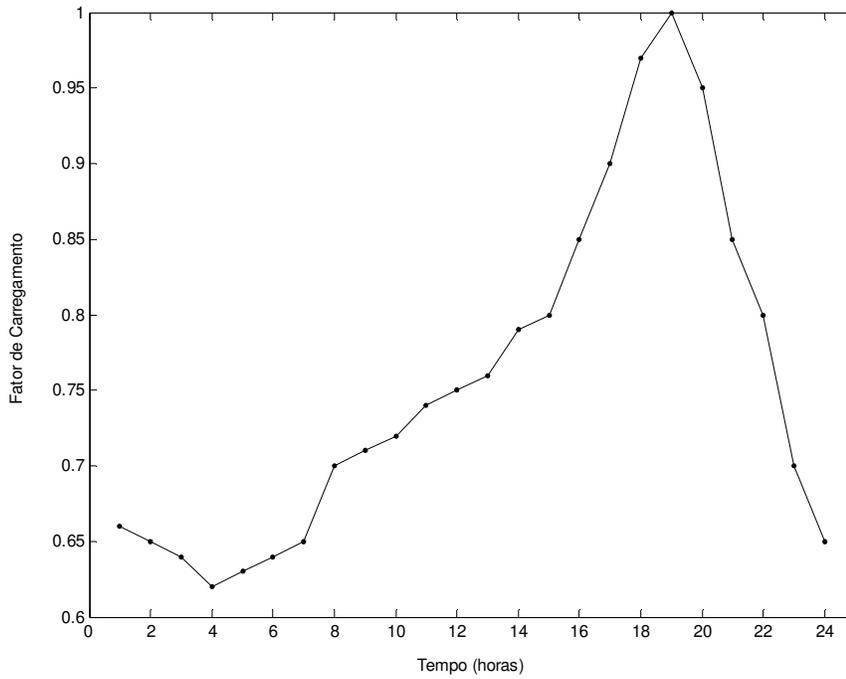


Fig. 5.30 – Curva de carga

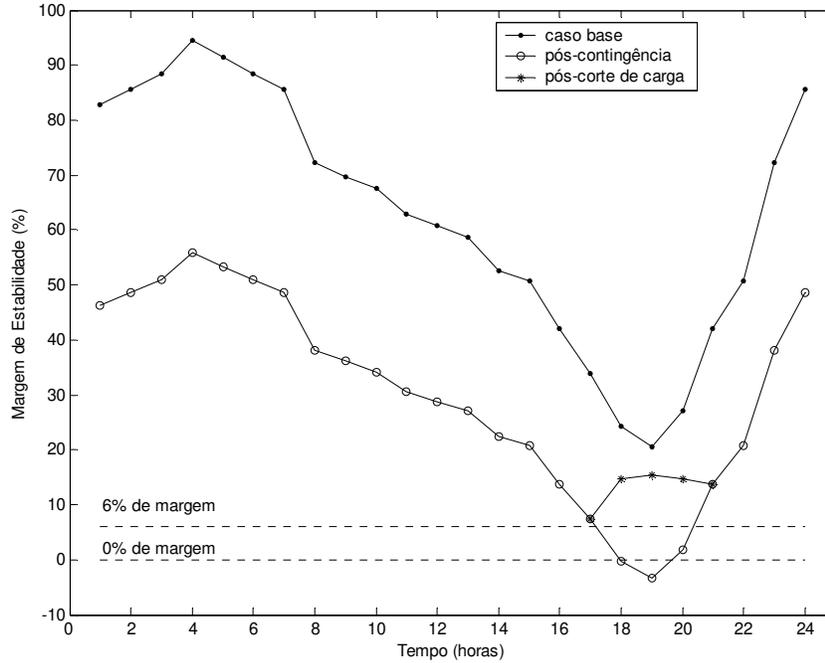


Fig. 5.31 – Comportamento da margem de estabilidade

Para os horários de margem de estabilidade negativa (18 horas e 19 horas) um corte de carga mínimo de 1,0MW e 3,0MW é aplicado na barra 634, a qual possui maior fator de participação. Este corte de carga é suficiente para trazer a margem de estabilidade do sistema para valores positivos e factíveis de 0,8% e 0,2% respectivamente como mostra a Tabela 5.6.

Deve-se ressaltar que esta etapa poderia ser realizada sem o corte de carga, efetuando diretamente a reprogramação da geração de potência ativa/reactiva. No entanto, como esta contingência apresenta margem de estabilidade pós-falta negativa, sugere-se a aplicação imediata do corte de carga mínimo de modo a assegurar a integridade do sistema.

Tempo (horas)	MET (%)				
	Caso Base	Pós-Falta	Pós-Corte de Carga	Pós-Corte de Carga e RAR	RAR
18:00	24,2	-0,4	0,8	14,8	---
19:00	20,4	-3,4	0,2	15,4	---
20:00	26,8	1,8	---	---	14,8

Tabela 5.6 – Margem de estabilidade para os intervalos críticos

Uma nova etapa de re-programação da geração de potência ativa/reactiva é aplicada, de modo a aumentar a margem de estabilidade de tensão para valores mais seguros. Estes resultados são apresentados na Tabela 5.6, referidos como pós-corte de carga e RAR.

Para o intervalo das 20 horas com margem de estabilidade de 1,8%, o corte de carga não é necessário. Aplica-se então a re-programação da geração de potência ativa/reactiva obtendo-se um valor final de margem de estabilidade de 14,8%, referido na Tabela 5.6 como RAR.

5.4. Conclusões

Este capítulo apresentou resultados aplicados a dois sistemas-teste, sendo um de pequeno porte e o outro de grande porte, empregando metodologias de re-despacho de potência ativa, re-despacho de potência reativa, re-despacho de potência reativa com P_g^{fixo} e re-despacho de potência ativa e reativa simultaneamente.

Os resultados mostram que a reprogramação de potência ativa é mais eficiente para aumentar a margem de estabilidade. No entanto, o impacto no custo de geração é severo uma vez que a solução de mínimo custo é alterada para atender critérios de estabilidade de tensão.

Já na reprogramação de potência reativa (mantendo a potência ativa gerada livre), a potência ativa gerada obtida após a otimização sofre considerável modificação. Assim, não se pode atribuir o aumento na margem de estabilidade de tensão unicamente à otimização da potência reativa. Este desvio da solução economicamente ótima obtida pelo pré-despacho convencional não é desejável, pois implica em aumento no custo da geração.

Mantendo a geração de potência ativa fixa durante a otimização de potência reativa observa-se pouca flexibilidade no aumento da margem de estabilidade de tensão, especialmente para horários de demanda elevada em sistemas reais onde a complexidade e dimensão do problema são maiores.

Finalmente, a reprogramação de ambas as gerações de potência ativa e reativa simultaneamente apresenta melhores resultados, dando mais ênfase ao re-despacho de potência reativa do que ao de potência ativa. Assim, aumenta-se consideravelmente a margem de estabilidade de tensão modificando bem menos o perfil de geração de potência ativa, mantendo o custo de geração próximo do valor economicamente ótimo. As fontes de potência reativa da rede são utilizadas de forma mais adequada, uma vez que as linhas de transmissão passam a consumir menos potência reativa e seu efeito *shunt* (capacitivo) passa a gerar mais potência reativa, havendo menos perdas na geração e transmissão.

Também foram realizadas análises de contingências verificando seu impacto na margem de estabilidade de tensão do sistema. Os resultados mostram que apenas um pequeno número de contingências apresenta margem de estabilidade pós-falta positiva e inferior a 6%, e que para estas contingências a reprogramação da geração de potência ativa e reativa é suficiente para trazer o sistema para um ponto de operação seguro do ponto de vista da estabilidade de tensão. Apenas 4 contingências severas apresentam margem de estabilidade pós-falta negativa, o que significa que o sistema não é capaz de atender a demanda na ocorrência desta falta. Para estes casos, o esquema de corte de carga ótimo proposto baseado nos fatores de participação apresenta bons resultados. A análise modal mostra que a grande maioria destas faltas possui impacto local no sistema, sendo os FPA's eficientes na identificação das barras mais adequadas para efetuar o corte de carga.

Capítulo 6

Impacto das Reservas de Potência Reativa na Margem de Estabilidade

6.1. Introdução

Com base na relação entre a margem de estabilidade e as reservas de potência reativa observada nos estudos apresentados anteriormente, este capítulo introduz uma metodologia para aumentar indiretamente a margem de estabilidade maximizando as reservas de potência reativa e minimizando as perdas de potência ativa do sistema. Estas otimizações analisadas não modificam a potência ativa dos geradores, preservando a solução de mínimo custo fornecida pelo planejamento da operação de curto prazo. O sistema utilizado para aplicação das metodologias propostas foi a interligação Norte-Nordeste brasileira, com dados reais referentes à operação de Junho de 1992. Também foram realizadas análises de contingências para verificar o desempenho do método para diversos cenários.

6.2. Motivação

A ocorrência de diversos casos de colapso de tensão e a operação do sistema com menores margens de estabilidade tem incentivado muitos pesquisadores a propor formulações de FPO que aperfeiçoem o sistema considerando custos e critérios de estabilidade [Huneault, 1991].

Grande parte das metodologias que introduzem critérios de estabilidade de tensão no FPO propõe a otimização de uma função multi-objetivo baseada em índices tais como a distância até o ponto de colapso, mínimo valor singular e mínimo autovalor. Em [Rosehart, 2000] apresenta-se uma técnica que maximiza a distância do ponto de colapso enquanto minimizam-se perdas e custos operacionais. No entanto, ambos os pontos atual e correspondente ao colapso devem ser representados, tornando as restrições altamente não lineares.

Em [Canizares, 2001] os autores descrevem um procedimento que maximiza o mínimo valor singular. Um aspecto crítico é o cálculo do valor singular para cada iteração, que pode ocasionar problemas de convergência, considerando que a região do mínimo valor singular pode ser altamente não linear, aproximando-se do zero rapidamente quando próximo do ponto de colapso. Outros trabalhos também propõem metodologias similares [Chattopadhyay, 2000]. No entanto, estes índices apresentam características não-lineares nas proximidades da região de colapso, o que torna a convergência destes métodos mais difícil, bem como sua aplicação em sistemas altamente carregados e de grande porte.

Atentando para todos estes problemas e dificuldade em tratar a estabilidade de tensão como uma restrição do FPO, foram realizados estudos adicionais nesta tese de doutorado propondo dois métodos de otimização que aumentam indiretamente a margem de estabilidade. Estes métodos são baseados na forte relação entre a margem de estabilidade e as reservas de potência reativa do sistema, que serão analisadas a seguir.

6.3. Conceitos Fundamentais

O sistema utilizado neste estudo foi a interligação Norte-Nordeste brasileira e os dados reais referem-se à operação de Junho de 1992. Este sistema é composto por 398 barras, 67 geradores e 552 ramos. O sistema principal de transmissão é composto por linhas de 500kV e 230kV. Foram analisados quatro pontos de operação: carga mínima (domingo), carga leve, carga média e carga pesada. A Tabela 6.1 exemplifica diversos patamares de carga, obtidos através de um estudo específico realizado para as regiões Norte e Nordeste [ONS, 2003].

Período	Dias Úteis	Sábado	Domingos e Feriados
00:00 às 01:00	Média	Média	Leve
01:00 às 06:00	Leve	Leve	Leve
06:00 às 08:00	Leve	Leve	Mínima
08:00 às 18:00	Média	Leve	Mínima
18:00 às 22:00	Pesada	Pesada	Pesada
22:00 às 23:00	Pesada	Pesada	Média
23:00 às 24:00	Média	Média	Média

Tabela 6.1 – Patamares de carga das regiões Norte e Nordeste

A Fig. 6.1 apresenta a margem de estabilidade de tensão para cada nível de carregamento, obtida utilizando métodos de curva PV, considerando o sistema sob condições normais de operação. O problema encontra-se na situação de demanda elevada onde a margem de estabilidade é muito pequena, de apenas 0,8%. Este valor é bem inferior quando comparado ao critério de margem de estabilidade mínima de 6% (para a ocorrência de uma contingência simples) adotado neste trabalho.

Na operação normal de uma fonte dinâmica de potência reativa, existe uma margem entre sua geração atual de potência e seu limite máximo, chamada de reserva de potência reativa. A Fig. 6.2 apresenta a reserva de potência reativa do sistema para cada nível de carregamento, além da demanda de potência ativa e reativa da rede. Nota-se que aumentando a demanda de potência ativa, a

demanda de potência reativa também aumenta e as reservas de potência reativa tornam-se menores. Assim, para a situação de carga pesada o sistema opera com pequena margem de estabilidade e requer mais reserva de potência reativa, o que confirma a relação entre a margem de estabilidade de tensão e as reservas de potência reativa do sistema, base da metodologia proposta.

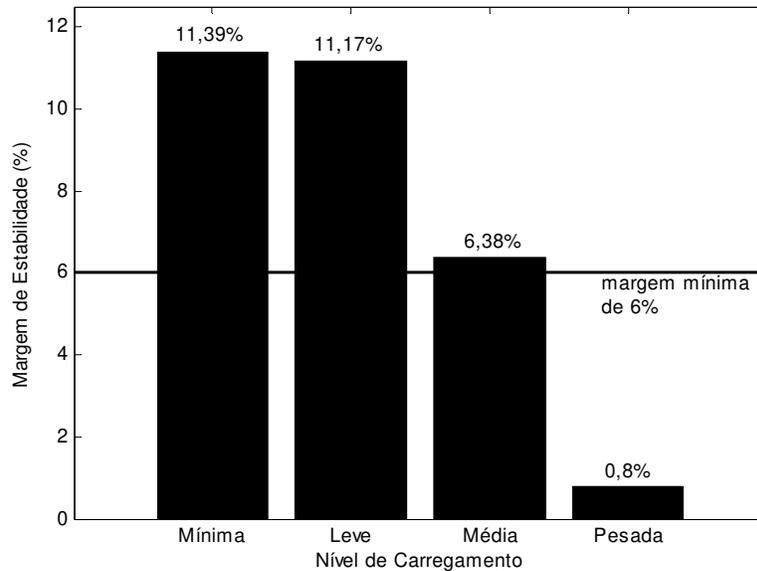


Fig. 6.1 – Margem de estabilidade para diferentes níveis de carga

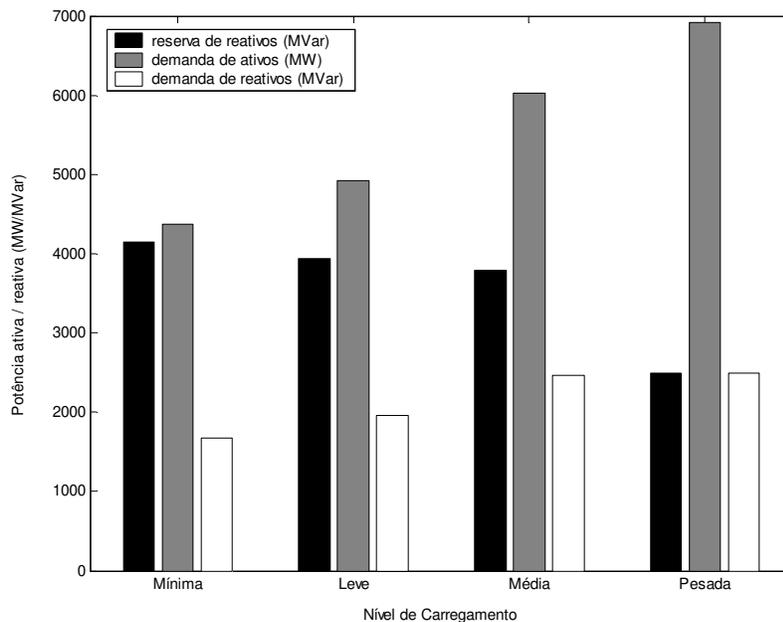


Fig. 6.2 – Demanda e reserva de potência reativa para diferentes níveis de carga

A equação 6.1 apresenta o balanço de potência reativa do sistema, onde Q_g é potência reativa injetada pelos geradores, Q_{sh} representa a potência reativa injetada pelo efeito *shunt* da linha e pelo elemento *shunt* de barra, L representa as perdas de potência reativa na transmissão e Q_d a demanda de potência reativa. Como dito antes, com o aumento da demanda de potência ativa, a demanda de potência reativa também aumenta. Tendo em vista que o colapso de tensão ocorre devido à falta de suporte de potência reativa para atender a demanda do sistema, torna-se atraente minimizar as perdas de potência reativa da rede. Analisando a equação 6.1, uma segunda alternativa seria minimizar a geração de potência reativa, ou ainda maximizar as reservas de potência reativa do sistema, considerando a demanda constante. Indiretamente, estes objetivos levam a operação do sistema com maior margem de estabilidade.

$$Q_g + Q_{sh} = L + Q_d \quad (\text{Eq. 6.1})$$

No capítulo 3 foram apresentados resultados minimizando as perdas de potência ativa na rede. Esta é uma função objetivo muito atraente, pois apenas uma pequena redução nas perdas é suficiente para produzir uma diminuição substancial nos custos. Além disso, os resultados obtidos mostram que esta otimização leva a uma solução com maior margem de estabilidade. Poucos trabalhos propõem a aplicação deste método [Mitani, 1998]. No entanto, a geração de potência ativa é alterada, e, portanto, a solução economicamente ótima fornecida pelo planejamento da operação.

Deste modo, propõe-se neste capítulo, a minimização das perdas de potência ativa mantendo a geração fixa na solução ótima. Assim, modificando o perfil das tensões e da potência reativa da rede é possível melhorar a margem de estabilidade com menor esforço computacional e sem custo financeiro no que diz respeito aos custos de geração de potência ativa.

6.4. Metodologia Proposta

Nesta seção são apresentados dois métodos de otimização para aumentar indiretamente a margem de estabilidade para o planejamento da operação de curto prazo: maximização das reservas de potência reativa e minimização das perdas de potência ativa. O programa utilizado para aplicar estas otimizações foi o PSS/E (*Power System Simulator for Engineering*) desenvolvido pela PTI (*Power Technologies Inc.*). Este programa fornece um pacote completo de fluxo de potência ótimo com grande variedade de funções objetivo.

6.4.1 Maximização das Reservas de Potência Reativa

Um dos métodos utilizados neste estudo para aumentar a margem de estabilidade é a maximização das reservas de potência reativa. Define-se a reserva de potência reativa como sendo a diferença entre a geração atual de potência reativa e o limite máximo de potência reativa. Esta função objetivo ajusta a geração de potência reativa dos geradores para encontrar uma solução factível. Este problema de otimização pode ser representado por:

$$\begin{aligned} \max_{Q_{gi}} \quad & f = \sum_{i=1}^{N_g} (Q_{\max i} - Q_{gi}) \\ \text{s.a.} \quad & g(x) = 0 \\ & h(x) \leq 0 \end{aligned} \quad (\text{Eq. 6.2})$$

onde:

N_g - número de geradores;

Q_g - geração de potência reativa em MVar ;

Q_{\max} - limite máximo da geração de potência reativa em MVar.

6.4.2 Minimização das Perdas de Potência Ativa

Outro método utilizado neste estudo para aumentar a margem de estabilidade é a minimização das perdas de potência ativa. Esta otimização é realizada mantendo a geração de potência ativa fixa e variando a potência reativa

disponível. As perdas de potência ativa são calculadas como sendo a soma das perdas nos ramos, e a perda em cada ramo é obtida pela soma dos fluxos de potência ativa nas extremidades do ramo. Este problema de otimização é representado por:

$$\begin{aligned}
 \min_{Q_{gi}} \quad & f = \sum_{i=1}^{N_L} \text{Perdas MW} \\
 \text{s.a.} \quad & g(x) = 0 \\
 & h(x) \leq 0 \\
 & Pg_i = Pg_i^0, \quad i = 1, \dots, Ng
 \end{aligned}
 \tag{Eq. 6.3}$$

N_L - número de linhas da rede.

6.5. Resultados Numéricos

As simulações foram realizadas utilizando o sistema representativo da interligação Norte-Nordeste brasileira, analisando o desempenho da formulação proposta não apenas para condições normais de operação, mas também para situações de contingências. Como o principal objetivo deste estudo é aumentar a margem de estabilidade do sistema, todas as simulações e estudos foram realizados para a situação de carga pesada, a qual apresenta margem de estabilidade insatisfatória (0,8%) não operando, portanto, de forma adequada. Para este nível de carregamento a demanda total do sistema é de 6.911,9 MW e 2.517,8 MVar. Os resultados são apresentados a seguir.

6.5.1 Estudo do Caso Base

O estudo do caso base corresponde à análise do sistema sob condições normais de operação (sem contingências). As Fig. 6.3 e 6.4 apresentam a margem de estabilidade do sistema e a geração total de potência reativa, respectivamente, quando ambos os métodos são aplicados ao sistema-teste: maximização das reservas de potência reativa e minimização das perdas de potência ativa.

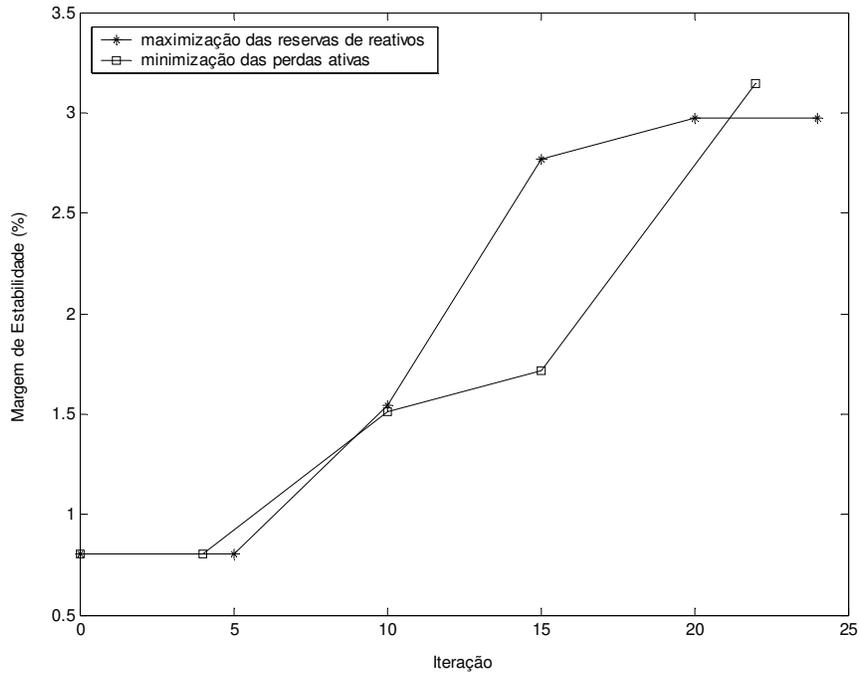


Fig. 6.3 – Margem de estabilidade durante o processo de otimização

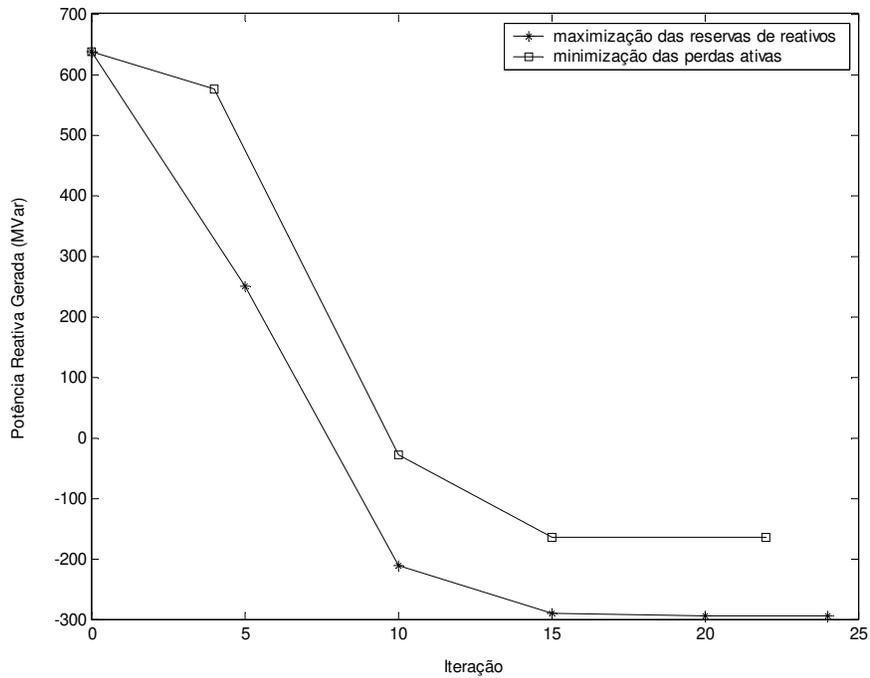


Fig. 6.4 – Geração total de potência reativa durante o processo de otimização

Com o aumento da margem de estabilidade, a geração de potência reativa diminui significativamente tornando-se negativa. Isto significa que após a otimização, muitas máquinas começam a consumir de potência reativa ao invés de fornecer, fazendo com que as reservas de MVar do sistema aumentem. Este comportamento pode ser explicado uma vez que o procedimento de otimização permite que a rede injete de potência reativa em locais mais adequados do ponto de vista de estabilidade de tensão, contribuindo para o aumento da margem de estabilidade.

A Fig. 6.5 apresenta o comportamento da geração de potência ativa da barra de referência para ambas as otimizações. Como as funções objetivo de ambos os métodos modificam apenas as fontes de potência reativa, a geração de potência ativa permanece inalterada. Assim, apenas a barra de referência sofre um pequeno decréscimo em sua geração devido à minimização das perdas do sistema. Deste modo, a solução economicamente ótima obtida no FPO tradicional é mantida, o que significa que o aumento da margem de estabilidade não implica em custo econômico.

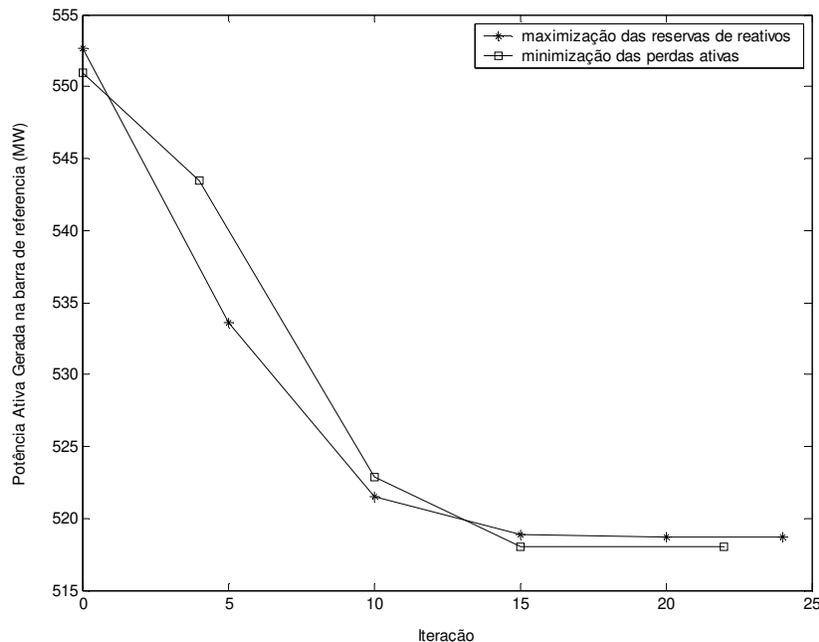


Fig. 6.5 – Geração de potência ativa da barra de referência durante a otimização

A Fig. 6.6 apresenta a curva PV antes e depois do processo de otimização para ambos os métodos, onde a solução inicial representa o despacho de geração fornecido pelo planejamento da operação. Pode-se observar que a margem de estabilidade aumentou significativamente alcançando valores finais de 2,97% para o método de maximização das reservas de potência reativa, e 3,14% para o método de minimização de perdas. Ambos os métodos de otimização apresentaram desempenho similar, modificando as reservas de potência reativa para aumentar a margem de estabilidade de tensão do sistema.

Deve-se enfatizar que o aumento da margem de estabilidade obtida por ambos os métodos deve-se ao aumento das reservas de potência reativa do sistema, diminuição das perdas de potência ativa e reativa e melhor operação da rede.

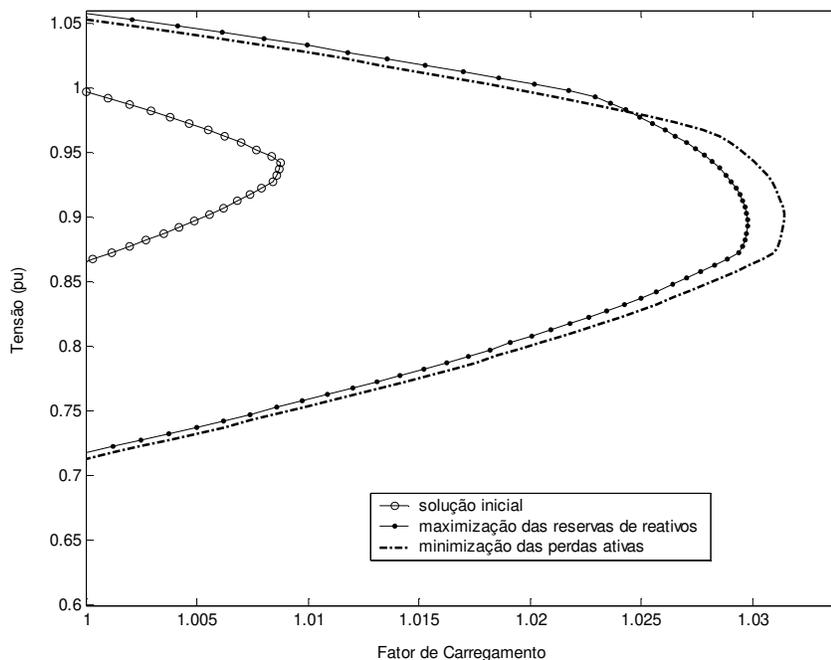


Fig. 6.6 – Curva PV antes e depois da otimização

A Tabela 6.2 apresenta as tensões médias e as perdas de potência ativa e reativa do sistema para os três casos: solução inicial (despacho obtido do planejamento da operação), após a minimização das perdas e a após a maximização das reservas de MVar. Nota-se um aumento nas tensões da rede

após a otimização do sistema, já que o nível de tensão é fortemente determinado pelo balanço de consumo e geração de potência reativa, resultado similar ao apresentado no capítulo 3.

	Solução Inicial	Minimização das Perdas	Maximização das Reservas de MVar
Tensão Média (pu)	1,0197	1,0408	1,0608
Perdas de Potência Ativa (MW)	400,82	366,03	366,78
Perdas de Potência Reativa (MVar)	5.357,4	4.915,5	4.929,1

Tabela 6.2 – Aplicação das metodologias

6.5.2 Análise de Contingências

A análise de contingências é de grande importância para garantir a operação segura da rede, já que muitos incidentes de estabilidade de tensão resultam de grandes distúrbios tais como perda da transmissão ou equipamentos de geração, usualmente combinados com elevado carregamento. A partir da solução inicial, a margem de estabilidade de tensão foi calculada para um grande número de faltas consideradas como sendo a perda de uma linha de transmissão. Novamente, os resultados apresentados na Fig. 6.7 confirmam que a grande maioria das contingências não possui impacto significativo na margem de estabilidade do sistema.

Como os métodos de otimização propostos apresentaram resultados similares, as análises a seguir serão apresentadas apenas para o método de maximização das reservas de potência reativa para verificar seu comportamento em situações de faltas severas. São analisadas três contingências com margem de estabilidade negativa: -2,12%, -0,72% e -0,32%.

A Fig. 6.8 apresenta a margem de estabilidade pós-falta para a solução inicial fornecida pelo planejamento da operação, e após o processo de otimização. Pode-se observar que o processo de otimização aumentou consideravelmente a margem de estabilidade, não apenas para condições normais de operação, mas

também para situações de faltas severas, evitando em muitos casos situações de colapso de tensão.

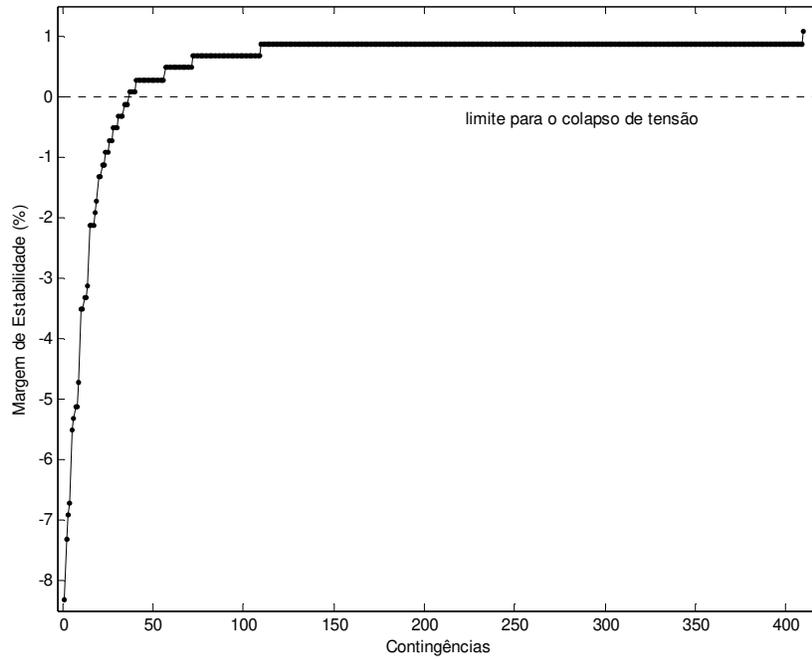


Fig. 6.7 – Margem de estabilidade de tensão para diversas contingências

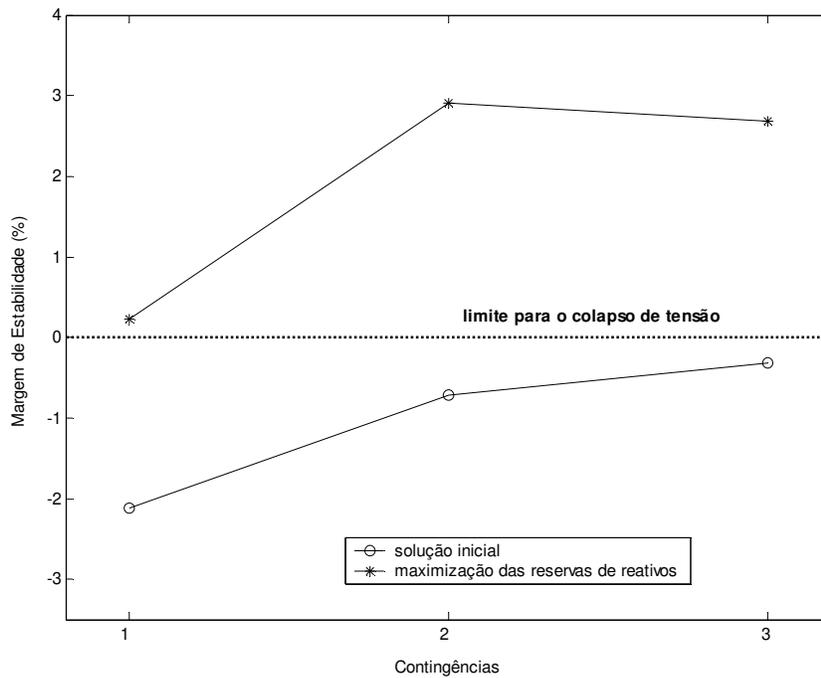


Fig. 6.8 – Margem de estabilidade pós-contingência antes e depois da otimização

6.6. Conclusões

Este estudo apresenta uma metodologia para aumentar a margem de estabilidade do sistema indiretamente através da maximização das reservas de potência reativa e minimização das perdas de potência ativa no FPO tradicional. Estes métodos são baseados na forte relação entre a margem de estabilidade de tensão e a as reservas de potência reativa da rede. Estes procedimentos foram testados na interligação Norte-Nordeste do sistema brasileiro, composta por 398 barras com dados da operação de Junho de 1992. Para o pior caso, situação de carregamento elevado, a margem de estabilidade do sistema é de apenas 0,8% quando o sistema opera em condições normais (sem a ocorrência de contingências).

Os resultados mostram o bom desempenho das metodologias propostas, aumentando a margem de estabilidade de 0,8% para 2,97% e 3,14%, para a maximização das reservas de potência reativa e minimização das perdas de potência ativa respectivamente. Com o processo de otimização, a geração de potência reativa diminuiu significativamente, pois a otimização permite a geração de potência reativa em locais mais apropriados de modo a eliminar as violações e garantir a operação segura do sistema. Para ambos os métodos, o processo de otimização foi realizado considerando os limites de geração de potência ativa e reativa, bem como os limites operacionais da rede.

A potência ativa também sofreu um pequeno decréscimo associado à redução das perdas de potência ativa apenas na barra de referência, visto que a geração de potência ativa é mantida fixa para as demais barras. Por esta razão, a solução economicamente ótima obtida pelo planejamento da operação é mantida, o que significa que nenhum custo de geração adicional é imposto para aumentar a segurança do sistema.

Neste estudo também foram realizadas análises de contingências para verificar o desempenho do método em relação ao impacto na margem de estabilidade. Os resultados confirmam que apenas um pequeno número de

contingências possui impacto significativo na margem de estabilidade. Para todos os casos verifica-se que o procedimento de otimização pode ajudar a trazer o sistema para um ponto de operação mais seguro de acordo com os critérios de estabilidade de tensão.

Deve-se notar que a margem de estabilidade final (2,97% e 3,14%) obtida para a situação de carga elevada sem contingências com os métodos de otimização propostos, ainda são inferiores a margem de estabilidade mínima requerida de 6% para situações de contingência por propósitos de segurança. O mesmo fato ocorre quando o sistema é submetido à faltas. No entanto, as metodologias propostas aumentaram significativamente a margem de estabilidade sem custo adicional. Além disso, a melhor solução operativa foi encontrada considerando apenas os recursos existentes, e conseqüentemente, este método pode certamente ajudar a prorrogar ou até mesmo evitar muitas obras de expansão, as quais iriam certamente requerer injeção elevada de capital.

Capítulo 7

Conclusões Finais e Propostas Futuras

Esta tese de doutorado apresenta uma metodologia para incluir no problema do pré-despacho da operação de sistemas de energia elétrica critérios de estabilidade de tensão para operação mais segura da rede. Destaca-se a necessidade de uma abordagem mais detalhada na programação da operação utilizando modelos de pré-despacho AC, ao invés de modelos DC como é atualmente realizado pelo ONS em suas análises preliminares. Estes modelos são linearizados e desprezam as magnitudes das tensões nodais, as potências reativas e os *taps* dos transformadores, considerando apenas os limites de potência ativa nas linhas de transmissão e geradores.

Sugere-se um procedimento de reprogramação da geração ativa e reativa dos geradores aplicados simultaneamente, dando mais ênfase ao re-despacho da potência reativa do que a ativa. Esta reprogramação é baseada na direção ótima indicada pelos fatores de participação obtidos através da análise modal. Os resultados mostram um aumento significativo na margem de estabilidade de tensão modificando bem menos o perfil da geração de potência ativa, mantendo o custo de geração próximo do valor economicamente ótimo. As fontes de potência reativa da rede são utilizadas de forma mais adequada, uma vez que as linhas de transmissão passam a consumir menos potência reativa e seu efeito *shunt* passa a injetar mais potência reativa, minimizando as perdas na geração e transmissão.

Também foram realizadas análises de contingência e os resultados mostram que um pequeno número de faltas afeta significativamente a margem de estabilidade. Para situações de contingência onde a margem de estabilidade pós-falta assume valores entre 0% e 6%, aplica-se a reprogramação da geração de potência ativa e reativa não apenas para aumentar a margem de estabilidade, mas também para eliminar possíveis violações de tensão e fluxo de potência nas linhas de transmissão. O sistema, que estava operando de forma mais vulnerável após a contingência, passa a operar em uma condição mais segura do ponto de vista da estabilidade de tensão.

Para o caso de contingências severas, com margem pós-falta negativa onde o limite de capacidade da rede é atingido, propõe-se um esquema de corte de carga mínimo na direção indicada pelo fator de participação ativo para as barras de carga, até que uma solução factível seja atingida. Os resultados mostram a eficiência dos fatores de participação em indicar a barra mais adequada para efetuar o corte de carga mínimo, melhorando a margem de estabilidade de tensão e conseqüentemente aumentando a segurança do sistema.

Também foram realizados estudos adicionais para investigar o impacto das reservas de potência reativa na margem de estabilidade. Propõe-se a aplicação do re-despacho de potência reativa visando aumentar a margem de estabilidade do sistema indiretamente, considerando diferentes funções objetivo: maximização das

reservas de potência reativa e minimização das perdas de potência ativa. Para ambas as metodologias mantém-se a geração de potência ativa fixa na solução economicamente ótima obtida pelo planejamento da operação, o que significa que nenhum custo adicional é imposto para aumentar a segurança do sistema. Os resultados foram satisfatórios uma vez que a margem de estabilidade e as reservas de potência reativa do sistema aumentam significativamente.

Diante dos resultados apresentados obtidos com a re-programação da geração visando o aumento da margem de estabilidade de tensão, conclui-se que estes métodos podem certamente ajudar a prorrogar ou até mesmo evitar muitas obras de expansão do sistema, tais como a instalação de novas linhas de transmissão, bancos de capacitores, dispositivos FACTS e condensadores síncronos.

Vale ressaltar a importância da aplicação das metodologias propostas no Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN) para obtenção de um diagnóstico da condição real de sua operação, estudo este que jamais foi realizado até o presente momento. Assim, muitos trabalhos subseqüentes ainda são necessários, tais como:

- Aplicação de um controle coordenado/centralizado da tensão, visando a manutenção de níveis de tensões apropriados na rede de transmissão para a operação segura e confiável do sistema. O controle de tensão convencional baseia-se em atuação local em pontos críticos da rede e sem coordenação entre os vários dispositivos de controle.
- Método de monitoramento em tempo real das reservas de potência reativa em pontos estratégicos do sistema, obtendo-se através desta uma indicação da margem de estabilidade do sistema.
- Análise do congestionamento na rede, maximizando a capacidade de transferência de potência entre áreas de interesse através da re-programação da geração de potência ativa ou da carga. Este aspecto torna-se mais importante neste novo cenário desverticalizado.

Referências Bibliográficas

[Ajarapu, 1992] Ajarapu, V. and Christy, C., “The continuation power flow: A tool for steady state voltage stability analysis”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, N° 1, pp. 416-423, February, 1992.

[Almeida, 1994] Almeida, K. C., “A General Parametric Optimal Power Flow”, Tese de Doutorado, McGill University, Montreal, Canadá, Novembro, 1994.

[Almeida, 1996] Almeida, K., Galiana, F. and Soares, S., “A General Parametric Optimal Power Flow”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, N° 1, pp 540-547, February, 1996.

[Alves, 2000] Alves, D. A., “Obtenção do ponto de máximo carregamento em sistemas elétricos de potência utilizando novas técnicas de parametrização para o método de continuação”, Tese de Doutorado, UNICAMP, Campinas-SP, Junho, 2000.

- [Ashley, 1984]** Ashley, B., Brewer, B., Hughesm, A., Sun, D. I. and Tinney, W. F., “Optimal Power Flow by Newton Approach”, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, N° 10, October, 1984.
- [Balanathan, 1998]** Balanathan, R., Pahalawaththa, N. C., Annakkage, U. D. and Sharp, P. W., “Undervoltage load shedding to avoid voltage instability”, IEE Proc. on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 145, N° 2, pp. 175–181, 1998.
- [Canizares, 2001]** Cañizares, C., Rosehart, W., Berizzi, A. and Bovo, C., “Comparision of Voltage Security Constrained Optimal Power Flow Techniques”, in Proc. PES Summer Meeting, Vol. 3, pp. 1680-1685, 2001.
- [Carpentier, 1962]** Carpentier, J., “Contribution to the Economic Dispatch Problem” (in French), Bulletin de la Societe Francaise des Electriciens, Vol. 8, pp. 431-447, August, 1962.
- [Chattopadhyay, 2000]** Chattopadhyay, D. and Gan, D., “Dispatch Optimization Incorporating Transient and Voltage Stability Constraints”, in Proc. IEEE PES Summer Meeting, Vol. 4, pp. 516-521, 2000.
- [CIGRE, 1992]** CIGRE Working Group TASK FORCE, “Modelling of voltage collapse including dynamic phenomena”, Technical report of task force, 1992.
- [Davison, 1992]** Davison, G.R., “Dividing Load Between Units”, Electrical World, December, 1992.
- [Dommel, 1968]** Dommel, H. W. and Tinney, W. F., “Optimal Power Flow Solutions”, IEEE Transactions on Power Apparatus and System, Vol. 87, N° 10, 1968.
- [Força Tarefa, 1999]** Força Tarefa Colapso de Tensão, “Critérios e Metodologías Estabelecidos no Âmbito da Força Tarefa Colapso de Tensão do GTAD/SCEL/GCOI para Estudos de Estabilidade de Tensão nos Sistemas

Interligados Norte/Nordeste, Sul/Sudeste e Norte/Sul Brasileiros”, XV SNTPEE, GAT-10, 17 Outubro, 1999, Foz do Iguaçu, PR, Brasil.

[Força Tarefa, 2000] Força Tarefa Estabilidade de Tensão - GTCP, “Critérios e Procedimentos de Estabilidade de Tensão para Planejamento do Sistema Elétrico Brasileiro”, VII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, 21-26 Maio, 2000, Curitiba, PR, Brasil.

[Gao, 1992] Gao, B., Morison, G. K. and Kundur, P., “Voltage stability evaluation using modal analysis”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, N° 4, pp. 1529-1542, 1992.

[Granville, 1994] Granville, S., “Optimal reactive dispatch through interior point methods”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, N° 1, February, 1994.

[Huneault, 1991] Huneault, M. and Galiana, F. D., “A Survey of the Optimal Power Flow Literature”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, N° 2, pp. 762-770, 1991.

[IEEE, 1990] “Voltage stability of power systems concepts, analytical tools, and industry experience”, IEEE Special Publication, 90TH0358-2-PWR, 1990.

[Kundur, 1993] Kundur, P., Morison, G. K., Gao, B., Danai, B. and Maratukulam, D., “Voltage Stability Analysis Program (VSTAB) - Application Guide”, Ontario, Canada, November, 1993.

[Kundur, 1994] Kundur, P., Power system stability and control, Ed. New York: McGraw-Hill, 1994.

[Lima, 1999] Lima, F., Soares, S., Santos, A. Jr., Almeida, K. and Galiana, F., “Optimal Power Flow Based on a General Nonlinear Parametric Approach”, 13th Power Systems Computation Conference – PSCC’99, Norway, 1999.

[Lima, 2000] Lima, F. G. M, “Fluxo de Potência Ótimo Paramétrico”, Tese de Doutorado, UNICAMP, Campinas, São Paulo, Julho, 2000.

[Mansour, 1990] Mansour, Y., “Voltage stability of power systems: concepts, analytical tools and industry experience”, IEEE 90 th0359-2-pwr, 1990.

[Mansour, 1993] Mansour, Y., “Suggested techniques for voltage stability analysis”, IEEE Working Group on Voltage Stability, Publication 93TH0620-5-PWR, 1993.

[Mansour, 1994] Mansour, Y., Xu, W., Alvarado, F., and Rinzin, C., “SVC placement and transmission line reinforcement using critical modes”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, N° 2, pp. 757-763, 1994.

[Mitani, 1998] Mitani, Y., Matushiro, G. and Tsuji, K., “Loop Power Flow Control to Minimize Power Losses and Augment Voltage Stability”, in Proc. IEEE PES Winter Meeting, Vol. 1, pp. 719-724, 1998.

[Monticelli, 1983] Monticelli, A., “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”, Ed. Edgard Blücher, São Paulo, 1983.

[Moors, 2000] Moors, C., Lefebvre, D. and Van Cutsem, T., “Design of load shedding schemes against voltage instability”, in Proc. IEEE PES Winter Meeting, Vol. 2, pp. 1495–1500, 2000.

[ONS, 2001] Diretrizes e Critérios Para Estudos Elétricos, Procedimento de Rede, Submódulo 23.3, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Julho, 2001, disponível em www.ons.org.br.

[ONS, 2003] Planejamento da Operação Elétrica do Sistema Interligado Nacional, Quadrimestre Maio-Agosto 2003, ONS-3-127/2003. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2003, disponível em www.ons.org.br.

[ONS, 2004] Planejamento da Operação Elétrica para Janeiro-2003 a Abril-2004. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), disponível em www.ons.org.br.

[Paredes, 2001] Paredes, A. N. and Doña, V. M., “Reactive power pricing in competitive electric markets using the transmission losses function”, in Proc. IEEE Porto Power Tech Conference, Porto, Portugal, Vol. 1, September, 2001.

[Prada, 1998] Prada, R. B. and Souza, L. J., “Voltage stability and thermal limit: Constraints on the maximum loading of electrical energy distribution feeders”, Proc. IEE Generation, Transmission and Distribution, Vol. 145, N^o 5, pp. 573-577, September, 1998.

[Rosehart, 2000] Rosehart, W., Cañizares, C. and Quintana, V., “Costs of Voltage Security in Electricity Markets”, in Proc. IEEE PES Summer Meeting, Vol. 4, pp. 2115-2120, 2000.

[Silva, 2000] Da Silva, L. C. P., Da Costa, V. F. and Xu, W., “Preliminary Results on Improving the Modal Analysis Technique for Voltage Stability Assessment”, in Proc. IEEE PES Summer Meeting, Seattle, USA, Vol. 3, pp. 1946-1950, 2000.

[Silva, 2001] Da Silva, L.C.P., “Uma expansão dos métodos de curvas PV e de análise modal estática para o estudo da estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica”, Tese de Doutorado, UNICAMP, Campinas, São Paulo, Março, 2001.

[Silva, 2002] Da Silva, L.C.P., Wang, Y., Da Costa, V. F. and Xu, W., “Assessment of generator impact on system power transfer capability using modal participation factors”, in Proc. IEE Generation, Transmission and Distribution, Vol. 149, N^o 5, 2002.

[Soares, 1995] Soares, S. e Ohishi, T., “Hydro-Dominated Short-Term Hydrothermal Scheduling Via Hybrid Simulation-Optimisation Approach: A Case Study”, IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Vol. 142, N^o 6, November, 1995.

[Soares, 1997] Soares, S. and Salmazo, C.T., “Minimum Loss Predispatch Model for Hydroelectric Power Systems”, IEEE Transactions on Power Systems, Denver, Colorado, Vol. 12, N° 3, pp. 1220–1227, August, 1997.

[Sodré, 1997] Sodré, E., Almeida, K. C. and Salgado, R., “Avaliação Estática da Estabilidade de Tensão via Método da Continuação”, XIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belém, Pará, 1997.

[Steinberg, 1934] Steinberg, M. J. and Smith, T. H., “The Theory of Incremental Rates”, Electric Engineering, April, 1934, pt.1.

[Taylor, 1994] Taylor, C. W., Power System Voltage Stability, New York: McGraw-Hill Inc., 1994.

[Temático, 1999] Projeto Temático de Equipe FAPESP, Planejamento e Programação da Operação de Sistemas de Energia Elétrica, Faculdade de Engenharia Elétrica, UNICAMP, Dezembro, 1999.

[Van Cutsem, 1998] Van Cutsem, T. et al, “Voltage stability of electric power systems”, Kluwer Academic Publishers, 1998.

[Van Cutsem, 2000] Van Cutsem, T., “Voltage Instability: Phenomena, Countermeasures and Analysis Methods”, in Proc. of the IEEE, Vol. 88, N° 2, pp. 208-227, February, 2000.

[Vargas, 1999] Vargas, L., Quintana, V.H., and Miranda, R., “Voltage Collapse Scenario in the Chilean Interconnected System”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, N° 4, November, 1999.

[WECC, 1998] WECC Reactive Power Reserve Work Group, 1998, “Final Report: Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology”, disponível em: <http://www.wecc.biz/main.html>

Apêndice A

Dados do Sistema Sudeste Brasileiro Reduzido

O seguinte sistema é uma redução parcial do sistema sudeste brasileiro. Ele é composto de 4 usinas geradoras, 23 barras e 40 linhas de transmissão.

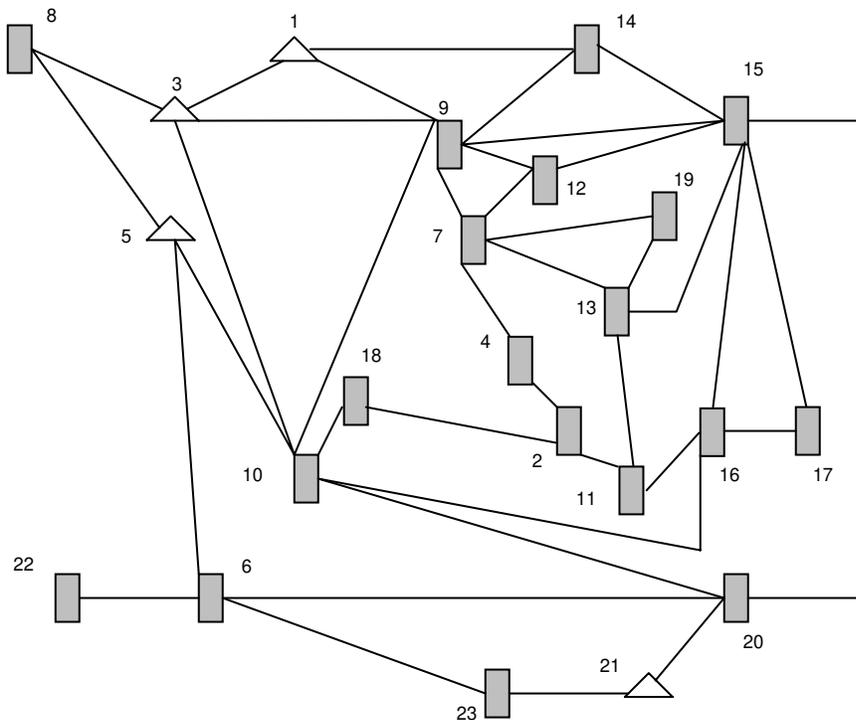


Fig. B.1 – Configuração do sistema Sudeste reduzido

Os dados referentes às usinas, as barras do sistema e as linhas de transmissão são apresentados nas tabelas (A1-A3). Os valores de P_{\min} , P_{\max} , Q_{\min} e Q_{\max} , são referentes à potência ativa mínima e máxima (MW) e a potência reativa mínima e máxima (MVar), respectivamente, que as usinas podem gerar. V_{\min} e V_{\max} (pu) definem os limites mínimos e máximos de tensão adotados para o sistema neste trabalho.

Usina	P_{\min} (MW)	P_{\max} (MW)	Q_{\min} (MVar)	Q_{\max} (MVar)	V_{\min} (pu)	V_{\max} (pu)
1	60,03	2723,10	-1800	700	0,90	1,15
3	44,98	1998,60	-1600	600	0,90	1,15
5	21,71	1969,90	-1600	600	0,90	1,15
21	51,94	1945,00	-1650	200	0,90	1,15

Tabela A.1 - Dados das usinas hidrelétricas

A tabela A.2 apresenta os dados de barra do sistema. P_d e Q_d representam os valores de demanda ativa e reativa para cada barra do sistema no “horário de pico” (maior demanda). Os valores limites mínimos (B_{sh}^{\min}) máximos (B_{sh}^{\max}) para as admitâncias shunt de barra foram escolhidos como mostra a tabela.

Barras	P_d (MW)	Q_d (MVar)	B_{sh}^{\min} (pu)	B_{sh}^{\max} (pu)
1	0	0	--	--
2	0	10,90	--	--
3	0	0	--	--
4	0	0	-3,50	3,50
5	0	0	--	--
6	4,86	0	--	--
7	0	58,3	--	--
8	906,00	0	--	--
9	900,00	137,00	--	--
10	922,00	60,00	--	--
11	542,00	25,00	--	--
12	771,00	10,00	--	--
13	862,00	30,00	--	--
14	522,00	143,00	-6,00	6,00
15	244,00	310,00	--	--
16	112,00	170,00	--	--

17	2,0	67,20	--	--
18	0	150,00	--	--
19	0	10,00	--	--
20	0	1,0	--	--
21	0	1,0	--	--
22	0	1,0	--	--
23	0	0	--	--

Tabela A.2 - Dados de barra do sistema

A tabela A.3 apresenta os dados de linha do sistema.

Nó Origem	Nó Destino	R (pu)	X (pu)	Sh (pu)
1	3	0,0018	0,0241	1,3009
1	9	0,0041	0,0575	3,2900
1	14	0,0040	0,0548	3,1160
2	4	0,0010	0,0152	0,9530
2	11	0,0009	0,0121	0,7222
2	18	0,0014	0,0167	1,0820
3	8	0,0004	0,0051	0,2788
3	9	0,0045	0,0577	3,8910
3	10	0,0040	0,0503	3,3430
4	7	0,0022	0,0290	1,6080
5	6	0,0033	0,0454	2,5461
5	8	0,0004	0,0051	0,2788
5	10	0,0038	0,0485	3,2090
6	20	0,0035	0,0482	2,7129
6	22	0,0003	0,0035	0,1922
6	23	0,0014	0,0186	0,1922
7	9	0,0037	0,0467	2,9824
7	12	0,0023	0,0288	1,8990
7	13	0,0015	0,0196	1,1960
7	19	0,0014	0,0188	1,0382
9	10	0,0013	0,0181	0,9785
9	12	0,0017	0,0221	1,4580
9	14	0,0098	0,2529	0

9	15	0,0018	0,0243	1,3104
10	11	0,0030	0,0377	2,4089
10	16	0,0021	0,0260	1,6930
10	18	0,0025	0,0316	2,1410
10	20	0,0018	0,0233	1,3390
11	13	0,0037	0,0047	0,2860
11	16	0,0009	0,0112	0,7256
12	15	0,0051	0,2106	0
13	15	0,0009	0,0116	0,7075
13	19	0,0020	0,0254	1,5360
14	15	0,0022	0,0284	1,7440
15	16	0,0038	0,2722	0
15	17	0,0004	0,0053	0,2931
15	20	0,0041	0,0554	3,0585
16	17	0,0225	0,8748	0
20	21	0,0014	0,0181	1,0460
21	23	0,0010	0,0133	0,7236
3	24	0,1000	0,1500	0

Tabela A.3 - Dados de linha do sistema

A função custo de geração utilizada para o sistema em estudo foi arbitrada de modo a ter uma característica particular. Ela possui um termo quadrático (a) e um termo linear (b) como pode ser visto na equação B.1, e cujos dados constam na tabela A.4.

$$f_i(Pg_i) = a_iPg_i^2 + b_iPg_i \quad (\text{Eq. B.1})$$

	a	b
Ger. 1	0,84	0,84
Ger. 3	2,19	2,19
Ger. 5	3,3	3,3
Ger. 21	4,57	4,57

Tabela A.4 - Dados de custo de geração

Apêndice B

Artigos Publicados durante o Doutorado

- **Affonso, C.M.; da Silva, L.C.P.; Lima, F.G.M.; Soares, S.**, MW and MVar Management on Supply and Demand Side for Meeting Voltage Stability Margin Criteria. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, N° 3, pp. 1538-1545, August 2004.
- **Menezes, T.; da Silva, L.C.P.; Affonso, C.; da Costa, V.F.**, MVar management on the pre-dispatch problem for improving voltage stability margin. Versão final aceita por IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, 2004.
- **Freitas, W.; Xu, W.; Affonso, C.M.; Huang, Z.**, Comparative Analysis between ROCOF and Vector Surge Relays for Distributed Generation Applications. Versão final aceita por IEEE Transactions on Power Delivery, 2004.
- **Affonso, C.M.; Freitas, W.; Xu, W.; da Silva, L.C.P.**, Performance of ROCOF relays for embedded generation applications. Versão final aceita por IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, 2003.

- **Affonso, C.M.; da Silva, L.C.P.**, Voltage stability improvement by optimizing reactive power reserves. EuroPES (IASTED), Rodes, Grécia, 28-30 Julho, 2004.
- **Affonso, C.M.; da Silva, L.C.P.; Lima, F.G.M.; Soares, S.**, Optimal MW/MVAR Dispatch and Minimal Load Shedding Strategy for Improving Voltage Stability Margin. IEEE Power Engineering Society General Meeting, vol. 2, pp. 890-895, Toronto, July 2003.
- **Menezes, T.; da Silva, L.C.P.; Affonso, C.; da Costa, V.F.; Soares, S.**, MVAR management on the pre-dispatch problem for improving voltage stability margin. IEEE Proceedings Power System Technology – International Conference PowerCon, vol.3, pp. 1690 – 1694, Oct. 2002.
- **Affonso, C.M.; da Silva, L.C.P.**, Otimização das Reservas de Reativos para aumento da Margem de Estabilidade de Tensão. Anais do XV Congresso Brasileiro de Automática (CBA), Setembro 2004.
- **Affonso, C.M.; da Silva, L.C.P.; Lima, F.G.M.; Soares, S.**, Atendimento de critérios de Estabilidade de Tensão no Planejamento de curto prazo da Operação via Redespacho de Geração e Corte de Carga. XVII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, Minas Gerais, 19 - 24 Outubro, 2003.
- **Affonso, C.; Menezes, T.; da Silva, L.C.P.; da Costa, V.F.; Soares, S.**, Atendimento de requisitos de margem de estabilidade de tensão no redespacho de geração de sistemas de energia elétrica, Anais do XIV Congresso Brasileiro de Automática (CBA), Setembro 2002.
- **Menezes, T.; Affonso, C.; da Silva, L.C.P.; Lima, F.G.M.; da Costa, V.F.; Soares, S.**, Pré-despacho da operação de sistemas de energia com otimização de reativos para a melhoria da margem de estabilidade de tensão, Anais do XIV Congresso Brasileiro de Automática (CBA), Setembro 2002.