



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

Estratégias de controle preventivo para a manutenção de margens de segurança com relação à estabilidade de tensão em tempo real

Autora: Adriana Scheffer Quintela Ferreira
Orientador: Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Junior

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação (FEEC) da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de doutora em engenharia elétrica.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Junior	FEEC/UNICAMP
Dr. Jorge Luiz de Araujo Jardim	ONS
Prof. Dr. Vander Menengoy da Costa	UFJF
Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva	FEEC/UNICAMP
Prof. Dr. Marcos Julio Rider Flores	FEEC/UNICAMP
Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho	FEEC/UNICAMP

Campinas, 18 de setembro de 2006.

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

F413e Ferreira, Adriana Scheffer Quintela
Estratégias de controle preventivo para a manutenção de margens de segurança com relação à estabilidade de tensão em tempo real / Adriana Scheffer Quintela Ferreira. -- Campinas, SP: [s.n.], 2006.

Orientador: Carlos Alberto de Castro Junior
Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas de energia elétrica - Estabilidade. 2. Controle em tempo real. 3. Programação não-linear. I. Castro Junior, Carlos Alberto de. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Título em Inglês: Preventive control strategies for maintaining secure on-line voltage stability margins

Palavras-chave em Inglês: Power systems' security, Voltage stability, Real time operation, Voltage stability security margin, Voltage profile, Control philosophy, Control strategy, Preventive control

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Doutora em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Jorge Luiz de Araujo Jardim, Vander Menengoy da Costa, Luiz Carlos Pereira da Silva, Marcos Julio Rider Flores e Walmir de Freitas Filho.

Data da defesa: 18/09/2006

*Aos meus pais Jovino e Iracema,
ao meu marido André e aos meus
irmãos Alexandre e Andréa.*

Resumo

O problema de estabilidade de tensão tem recebido uma atenção crescente dos profissionais que atuam na área de análise e operação de sistemas de potência. O aumento das interligações aliado a operação das redes com altos níveis de carregamento torna mais provável a ocorrência de incidentes que podem levá-las à instabilidade de tensão, culminando com o colapso de tensão e grandes prejuízos à qualidade do fornecimento de energia elétrica. Ações de controle preventivo e/ou corretivo devem ser tomadas para melhorar a segurança de sistemas de potência.

Este trabalho de pesquisa aborda a manutenção da segurança de redes com relação à estabilidade de tensão, através do estudo e da implementação de estratégias de controle preventivo, ou seja, que impedem a ocorrência de situações de instabilidade de tensão antes destas efetivamente ocorrerem. Além disso, são propostas filosofias práticas da utilização dos recursos disponíveis para mitigar o colapso de tensão, de maneira que uma margem de segurança com relação à estabilidade de tensão (MSET) apropriada e um perfil de tensão (PT) adequado sejam respeitados.

Uma característica importante da metodologia proposta é que o problema de programação não linear a ser resolvido tem pequena dimensão, mesmo para sistemas de grande porte, pois apenas os controles mais eficientes são considerados e o número de restrições é limitado. A inovação consiste em atender uma meta de segurança sem a utilização plena de alguns dos recursos disponíveis, preservando os controles mais sensíveis e os pouco disponíveis para futura utilização em caso de emergências, mesmo após a ocorrência de certas contingências. Avalia-se o potencial de utilização do processo proposto no ambiente de operação de redes em tempo real. Objetivou-se desenvolver um algoritmo capaz de identificar ações de controle preventivo apropriadas de forma a serem rapidamente implementadas.

Palavras-chave: segurança de sistemas de potência; estabilidade de tensão; operação em tempo real; margem de segurança de estabilidade de tensão; perfil de tensão; filosofia de controle; estratégia de controle; controle preventivo.

Abstract

The voltage stability problem has been receiving a growing attention from the professionals in the area of analysis and operation of power systems. The growth in interconnections along with the networks' operation with high loading levels makes the occurrence of incidents that can lead to voltage instability more likely, culminating with the voltage collapse and serious damages to the quality of the electric power supply. Preventive and/or corrective control actions should be taken to improve the power systems' security.

This research work deals with the maintenance of network' security with respect to voltage stability, through the study and implementation of preventive control strategies, that prevent the occurrence of voltage instability situations before those effectively take place. Moreover, practical philosophies for using the available resources to mitigate the voltage collapse are proposed, so that an appropriate voltage stability security margin (VSSM) and an appropriate voltage profile (VP) be respected.

An important feature of the proposed methodology is that the resulting nonlinear programming to be solved is small, even for large systems, since only the most effective controls are considered and the number of constraints is limited. The innovation consists of meeting a security target without the full use of some of the available resources. The proposed formulation preserves the most sensitive and the least available controls for future use in case of further emergencies, even after the occurrence of certain contingencies. The potential of use of the proposed process is evaluated in the real time operation environment. The objective was to develop an algorithm capable of identifying appropriate preventive control actions that can be quickly implemented.

Keywords: power systems' security; voltage stability; real time operation; voltage stability security margin; voltage profile; control philosophy; control strategy; preventive control.

Agradecimentos

Ao professor Carlos Alberto de Castro Junior pela oportunidade, pelo projeto, pela excelente orientação, dedicação, paciência e amizade sem as quais não seria possível a execução e conclusão deste trabalho.

Ao professor Carlos Alberto Favarin Murari pela oportunidade e primorosa supervisão no programa de estágio docente (PED).

Ao Departamento de Sistemas de Energia Elétrica (DSEE) da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), nas pessoas de seus professores: Alcir José Monticelli (*in memorium*), André Luiz Morelato França, Ariovaldo Verandio Garcia, Carlos Alberto de Castro Junior, Carlos Alberto Favarin Murari, Fujio Sato, Luiz Carlos Pereira da Silva, Vivaldo Fernando da Costa e Walmir de Freitas Filho pelo ótimo ambiente de trabalho que propiciam aos estudantes. Aos colegas do Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica do DSEE pelo respeito e amizade com que sempre me trataram. A Lia Toledo Moreira Mota, Alexandre de Assis Mota e ao Marcos Rider Flores pelas essenciais conversas sobre fluxo de potência ótimo. Ao Mauricio Dester pelas valiosas conversas sobre a prática de centros de operação e controle em tempo real. A Miriam von Zuben e a Zilda Padovan pelo apoio técnico mantendo a rede computacional do DSEE sempre funcionando e atualizada. A Edna Servidone por ser sempre tão prestativa.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio financeiro.

A Deus pela oportunidade da reencarnação, ao mestre Jesus pelos exemplos e à espiritualidade amiga pelas intuições, proteção e apoio. Aos meus pais Jovino Jorge Rodrigues Quintela e Maria Iracema Scheffer Quintela pela vida, exemplos, amor, dedicação e ânimo. Ao meu marido André Augusto Ferreira pelo amor, ajuda, amizade, paciência e compreensão. Aos meus irmãos Andréa Scheffer Quintela e Alexandre Scheffer Quintela pelo carinho, amizade e incentivo. Aos meus familiares pela alegria e carinho.

A todos que conviveram comigo, contribuindo para o meu crescimento pessoal e profissional.

Sumário

Resumo	iii
Abstract	iv
Agradecimentos	v
Sumário	v
Lista de Figuras	ix
Lista de Tabelas	xi
Nomeclatura	xiv
1 Introdução	1
2 Segurança de sistemas de potência	5
2.1 Sistema de potência	5
2.2 Controle de operação de sistemas de potência	6
2.3 Interligação de sistemas de potência	7
2.4 Segurança de sistemas de potência	10
2.5 Centros de operação do sistema	11
2.6 Segurança de sistemas de potência em tempo real	14
2.6.1 Monitoração e avaliação da segurança	15
2.6.2 Análise de contingências	18
2.6.3 Otimização de ações de controle preventivo e corretivo	19
2.6.3.1 Otimização	22
2.6.3.2 Ações ótimas de controle preventivo e corretivo	25
2.7 Estabilidade de tensão de sistemas de potência	27

2.7.1	Controle de tensão	33
2.8	Trabalhos na área de segurança de sistemas de potência	36
3	Formulação matemática do problema	41
3.1	Formulação básica do problema de fluxo de carga	41
3.1.1	Subsistema 1 - dimensão $[2 NPQ + NPV]$	42
3.1.2	Subsistema 2 - dimensão $[NPV + 2 NV\theta]$	42
3.2	Conceito de sensibilidade	43
3.3	Margem de segurança com relação à estabilidade de tensão (MSET)	43
3.3.1	Corte de carga como ação de controle	46
3.3.2	Outros tipos de ação de controle	49
3.3.3	Restrição completa para o atendimento da MSET	50
3.3.4	Problema a ser otimizado considerando o atendimento da MSET	51
3.3.5	Comparação entre as funções objetivo linear e não linear	51
3.3.6	Sensibilidade da margem em relação às variáveis de controle	54
3.3.6.1	Método da potência inversa	56
3.3.6.2	Cálculo da derivada parcial das EFC em relação ao parâmetro de carregamento no ponto crítico (G_α^*)	58
3.3.6.3	Cálculo da derivada parcial das EFC em relação às variáveis de controle (G_u^*)	58
3.4	Manutenção do perfil de tensão	67
3.4.1	Sensibilidade das magnitudes de tensão em relação às variáveis de controle	67
3.4.2	Restrição referente a magnitude de tensão violada	68
3.4.3	Problema a ser resolvido considerando o atendimento ao PT	69
3.5	Formulação do problema completo	69
3.6	Factibilidade do problema	71
3.6.1	Restrição da MSET	71
3.6.2	Restrições de tensão	73
3.6.3	Seleção dos controles	76
3.6.4	Determinação da variação do controle	77
3.6.5	Efeito dos controles	77
3.6.5.1	Verificação do efeito dos controles sobre as restrições	78
3.7	Função objetivo	79
3.7.1	Método da penalidade	80

3.7.2	Função objetivo proposta	83
4	Método proposto	85
4.1	Passo (A): Verificar o PT	86
4.2	Passo (B): Verificar o critério de parada do PPT	86
4.3	Passo (C): Definir ações de controle para eliminar as violações das magnitudes de tensão	87
4.3.1	Passo (C1): Escolher os controles	87
4.3.2	Passo (C2): Montar o problema a ser otimizado	88
4.3.3	Passo (C3): Realizar as atuações dos controles	88
4.4	Passo (D): Verificar a MSET	88
4.5	Passo (E): Verificar o critério de parada do PMSET	88
4.6	Passo (F): Definir ações de controle para obter a MSET mínima especificada, levando em conta a manutenção de um PT adequado	89
4.6.1	Passo (F1): Escolher os controles	89
4.6.2	Passo (F2): Montar o problema a ser otimizado	91
4.6.3	Passo (F3): Realizar as atuações dos controles	91
4.7	Passo (G): Verificar a MSET e o PT	91
4.8	Passo (H): Verificar o critério de convergência do PMSET e do PT	92
4.9	Passo (I): Fim	92
4.10	Cenários possíveis	92
4.10.1	Cenário 1: MSET inadequada e PT adequado	92
4.10.2	Cenário 2: PT inadequado e MSET adequada	93
4.10.3	Cenário 3: PT e MSET inadequados	93
4.11	Verificação se variações dos controles conduzem a um ponto de equilíbrio estável	94
4.12	Discretização automática dos controles	94
4.13	Cálculo da MSET	96
4.14	Custo dos controles	96
4.15	Programa de otimização – MINOS	97
4.16	Alternativas de solução do PPT e do PMSET	98
4.17	Filosofias	99
5	Aplicações das estratégias de controle preventivo	103
5.1	Simulação 1: PT inadequado	105

5.2	Simulação 2: MSET inadequada	108
5.3	Simulação 3: PT e MSET inadequados	112
5.4	Simulação 4: Comparação entre o uso de uma função objetivo linear e uma função objetivo não linear	120
5.5	Simulação 5: Comparação do uso da função objetivo linear, da função objetivo não linear com custos unitários ($e = 0$) e da função objetivo não linear proposta ($e = 1$) .	121
5.6	Simulação 6: Comparação do uso da função objetivo linear, da função objetivo não linear, da função objetivo não linear com penalidade e da função objetivo não linear proposta.	122
5.7	Simulação 7: Escolha dos controles pelo coeficiente de eficiência ou pela sensibilidade	125
5.8	Simulação 8: Sistema brasileiro 1	126
5.9	Simulação 9: Sistema brasileiro 2	134
5.10	Simulação 10: Sistema brasileiro 3	135
5.11	Simulação 11: Sistema brasileiro 4	137
5.12	Simulação 12: Sistema brasileiro 5	138
5.13	Simulação 13: Sistema brasileiro 6	141
5.14	Simulação 14: Sistema brasileiro 7	143
6	Considerações finais	145
	Referências Bibliográficas	147
A	Divulgação da pesquisa	153

Lista de Figuras

2.1	Principais funções de segurança em tempo real.	15
2.2	Transições entre os estados de operação.	17
2.3	Fluxograma do processo de análise de contingência.	19
2.4	Espaço de parâmetros.	21
2.5	Mudança do ponto de operação.	21
2.6	Mudança na fronteira das regiões.	22
2.7	Ações de controle.	22
2.8	Curva <i>PV</i>	30
2.9	Ilustração conceitual de controle preventivo e corretivo.	32
2.10	Avaliação da estabilidade de tensão e atuação de controle corretivo e/ou preventivo.	32
2.11	Estrutura hierárquica de controle.	35
3.1	Derivadas.	43
3.2	Curva tensão <i>versus</i> carregamento (curva <i>PV</i>).	45
3.3	Curva tensão <i>versus</i> carregamento.	46
3.4	Restrições do problema ($SM_j > 0$).	53
3.5	Restrições do problema ($SM_j < 0$).	54
3.6	Ligações da barra k	59
3.7	Modelos de transformadores.	60
3.8	Típica curva <i>PV</i>	70
3.9	Magnitude de tensão com violação inferior.	74
3.10	Magnitude de tensão com violação superior.	75
3.11	Função penalidade.	80
5.1	Magnitudes de tensão do sistema IEEE 14 barras antes da estratégia de controle.	105
5.2	Magnitudes de tensão do sistema IEEE 14 barras após estratégia de controle.	108

5.3	Magnitudes de tensão do sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14).	109
5.4	Magnitudes de tensão do sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14), após estratégia de controle.	111
5.5	Magnitudes de tensão do sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14), após estratégia de controle.	119
5.6	Resultados obtidos usando a função objetivo linear e a não linear, considerando custos unitários.	120
5.7	Magnitudes de tensão, sistema brasileiro 1	128
5.8	Curvas <i>PV</i> - barra 10, sistema brasileiro 1.	129
5.9	Curvas <i>PV</i> - barra 1587, sistema brasileiro 1.	129
5.10	Curvas <i>PV</i> - barra 1851, sistema brasileiro 1.	130
5.11	Curvas <i>PV</i> - barra 1852, sistema brasileiro 1.	130
5.12	Perdas de potência do sistema brasileiro 1 com contingência do ramo (56-241) antes e após a estratégia de controle.	134
5.13	Curvas <i>PV</i> , sistema brasileiro 5.	140

Lista de Tabelas

1.1	Pontos de entrega ou conexão em tensão nominal igual ou superior a 230 kV.	2
2.1	Estados de operação da rede.	16
3.1	Sinal da sensibilidade (S).	43
3.2	Tap para cada modelo de transformador.	60
3.3	Valor das constantes.	67
5.1	Limites de tensão nas barras de carga.	104
5.2	Limites de tensão nas barras de referência.	104
5.3	Violações de tensão do sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14).	113
5.4	Violações de tensão do sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14) após 1 ^a iteração.	115
5.5	Perfil de tensão após ajustes dos controles resolvendo primeiro o PMSET.	119
5.6	Ajustes dos controles no sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14).	121
5.7	Ajustes dos controles no sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14).	121
5.8	Ajustes dos controles no sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14), função objetivo (3.97).	122
5.9	Ajustes dos controles no sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14), função objetivo (3.98).	123
5.10	Ajustes dos controles no sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14), função objetivo (3.105).	123
5.11	Ajustes dos controles no sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14), função objetivo (3.107).	123
5.12	Ajustes dos controles no sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14), função objetivo (3.107).	124
5.13	Ajustes dos controles no sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14), função objetivo (3.107).	124

5.14	Ajustes dos controles no sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14), função objetivo (3.109).	124
5.15	Ajustes dos controles no sistema IEEE 57 barras com carga pesada.	125
5.16	Ajustes dos controles no sistema IEEE 57 barras com carga pesada, escolha dos controles pelo coeficiente de eficiência da MSET.	125
5.17	Ajustes dos controles no sistema IEEE 57 barras com carga pesada, escolha dos controles pela sensibilidade da MSET.	126
5.18	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 1, (1ª iteração).	127
5.19	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 1, (2ª iteração).	127
5.20	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 1, (3ª iteração).	127
5.21	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 1.	128
5.22	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 1 com contingência do ramo (1278-164), (1ª iteração).	131
5.23	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 1 com contingência do ramo (1278-164), (2ª iteração).	132
5.24	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 1 com contingência do ramo (1278-164), (3ª iteração).	132
5.25	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 1 com contingência do ramo (1278-164), (4ª iteração).	132
5.26	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 1 com contingência do ramo (56-241). . .	133
5.27	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 3.	135
5.28	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 3.	136
5.29	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 3.	136
5.30	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 4.	138
5.31	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 5.	139
5.32	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 5.	139
5.33	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 5.	140
5.34	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 6, escolha dos controles pelo coeficiente de eficiência, (1ª iteração).	141
5.35	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 6, escolha dos controles pelo coeficiente de eficiência, (2ª iteração).	141
5.36	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 6, escolha dos controles pela sensibilidade, (1ª iteração).	142
5.37	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 6, escolha dos controles pela sensibilidade, (2ª iteração).	142
5.38	Comparação para o sistema brasileiro 6 quanto a escolha dos controles na 1ª iteração quando realizada através da sensibilidade ou pelo coeficiente de eficiência.	142

5.39	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 6 com carregamento de 5% após ajuste dos controles das tabelas 5.34 e 5.35.	143
5.40	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 7, (1ª iteração).	143
5.41	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 7, (2ª iteração).	144
5.42	Ajustes dos controles no sistema brasileiro 7, adição do corte de carga à 2ª iteração .	144

Nomeclatura

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAG	Controle automático da geração
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
COD	Centro de operação da distribuição
COG	Centro de operação da geração
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CORDs	Centros de operação regionais de distribuição
COS	Centro de operação do sistema
COTL	Centro de operação das telecomunicações
CPT	Controle primário de tensão
CST	Controle secundário de tensão
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
CTT	Controle terciário de tensão
DISCOS	<i>Distribution company</i>
ECEs	Esquemas de controle de emergência
ECSs	Esquemas de controle de segurança
EFC	Equações de fluxo de carga
EMS	<i>Energy management system</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FACTS	<i>Flexible AC transmission systems</i>
FPO	Fluxo de potência ótimo
FURNAS	FURNAS Centrais Elétricas S.A.
GENCOS	<i>Generation company</i>
GI	Grau de inafactibilidade
GWh	Gigawatt hora = 10^{12} Watts hora
IP	Índices de performance
ISO	<i>International Standard Organization, Independent System Operator</i>
ISPS	<i>Invariant subspace parametric sensitivity</i>
km	Quilometro = 10^3 metros
kV	Quilovolt = 10^3 Volts

LTC	<i>Load tap changer</i>
MP	Método das proporcionalidades
MPI	Método de pontos interiores
MSET	Margem de segurança com relação à estabilidade de tensão
MVAr	Megavar = 10^6 VAr
MW	Megawatt = 10^6 Watts
MWh	Megawatt hora = 10^6 Watts hora
NBR	Norma brasileira
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PL	Programação linear
PMC	Ponto de máximo carregamento
PMO	Programação multiobjetivo
PMSET	Problema da margem de segurança com relação à estabilidade de tensão
PNL	Programação não linear
PPT	Problema do perfil de tensão
PT	Perfil de tensão
QSS	<i>Quasi steady state</i>
RAT	Regulador automático de tensão
SCADA	<i>Supervisory control and data acquisition</i>
SEP	Sistemas especiais de proteção
SGQ	Sistema de gestão da qualidade
SIL	<i>Surge impedance loading</i>
SIN	Sistema interligado nacional
SSCD	Sistema de supervisão e controle distribuído
SVC	<i>Static VAr compensation</i>
TA	Tensão de atendimento
TC	Tensão contratada
TL	Tensão de leitura
TN	Tensão nominal
TNO	Tensão nominal de operação
TRANSCOS	<i>Transmission company</i>
TWh	Terawatt hora = 10^9 Watts hora
UTR	Unidades terminais remotas
UVLS	<i>Under voltage load shedding</i>
WECC	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>

Capítulo 1

Introdução

Ultimamente, as ocorrências de racionamentos de energia e blecautes têm sido freqüentemente relatadas em todo o mundo, particularmente no Brasil e nos EUA [1]. Essas dificuldades de operação resultam da falta de investimento na expansão da rede elétrica e ao fato da demanda ser sempre crescente. Por conseguinte, os equipamentos e instalações de transmissão existentes operam próximos aos seus limites físicos. O próprio processo de reestruturação do setor elétrico tem contribuído para a introdução de novas fontes de distúrbios para o sistema, tornando-o menos robusto e mais imprevisível [2]. Entre alguns destes fatores pode-se citar a falta de novas instalações de transmissão, cortes na manutenção dos sistemas, diminuição de mão de obra e padrão de fluxo de carga diferente daquele para o qual o sistema foi projetado. A tendência da filosofia atual do setor reestruturado é minimizar investimentos, minimizar custos e maximizar a utilização dos equipamentos. Entretanto, especial cuidado tem que ser dispensado à expansão da transmissão e para o desenvolvimento de técnicas de operação eficientes para o melhor uso das capacidades dos equipamentos.

Para haver o crescimento econômico de um país é necessário que haja energia elétrica confiável. Em decorrência, os órgãos reguladores exigem padrões de qualidade rígidos dentro deste contexto de minimização de investimentos e máxima utilização dos recursos existentes.

Dentre os procedimentos de rede adotados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) brasileiro, no submódulo 23.3, data de vigência de 25 de março de 2002 [3], são estabelecidas as diretrizes básicas para a implementação, revisão e gerência dos sistemas especiais de proteção (SEP), que englobam os esquemas de controle de emergência (ECEs) e esquemas de controle de segurança (ECSs). Para condição normal de operação, a margem de segurança com relação à estabilidade de tensão (MSET) deve ser maior ou igual a $(6 + DI/D)\%$, onde DI é a demanda máxima instantânea e D é a demanda máxima integralizada de uma hora. Já a margem para condição de contingência simples deve ser maior ou igual a 6%. Nos casos de contingências múltiplas a norma ainda será estabelecida após estudos. Já o Western Electricity Coordinating Council (WECC) adota margem mínima de 5% para contingências simples. No caso de contingências duplas, a margem mínima é de 2,5%. Para contingências múltiplas, a margem deve ser maior que zero [4].

A Resolução N^o 676 de 19 de dezembro de 2003 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) também estabelece as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente [5]. A seguir são citadas algumas definições retiradas do art. 2^o.

- XVII - Tensão de atendimento (TA): valor eficaz de tensão no ponto de entrega ou de conexão, obtido por meio de medição, podendo ser classificada em adequada, precária ou crítica, de acordo com a leitura efetuada, expresso em volts ou quilovolts.

- XVIII - Tensão contratada (TC): valor eficaz de tensão que deverá ser informado ao consumidor por escrito, ou estabelecido em contrato, expresso em volts ou quilovolts.
- XIX - Tensão de leitura (TL): valor eficaz de tensão, integralizado a cada 10 (dez) minutos, obtido de medição por meio de equipamentos apropriados, expresso em volts ou quilovolts.
- XXI - Tensão nominal (TN): valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é designado, expresso em volts ou quilovolts.
- XXII - Tensão nominal de operação (TNO): valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é designado, expresso em volts ou quilovolts.

De acordo com o art. 4^o “A tensão a ser contratada pela concessionária ou usuários, junto ao ONS, ou a tensão a ser contratada entre concessionárias deverá ser a tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão”. A tabela 1.1 apresenta a classificação dos níveis de tensão igual ou superiores a 230 kV.

Tabela 1.1: Pontos de entrega ou conexão em tensão nominal igual ou superior a 230 kV.

Classificação da tensão de atendimento (TA)	Faixa de variação da tensão de leitura (TL) em relação à tensão contratada (TC)
Adequada	$0,95 TC \leq TL \leq 1,05 TC$
Precária	$0,93 TC \leq TL < 0,95 TC$ ou $1,05 TC < TL \leq 1,07 TC$
Crítica	$TL < 0,93 TC$ ou $TL > 1,07 TC$

Faz-se então necessário estabelecer estratégias de controle eficazes para atender tais critérios. O uso otimizado dos recursos disponíveis com tempo de atuação reduzido preservando os consumidores, ou seja, as cargas do sistema, é sempre desejável.

Ademais, em [6] os autores mencionam que “preocupações sérias também surgiram a respeito da carência de ferramentas em tempo real capazes de detectar e alertar os operadores do sistema sobre as condições do sistema que podem resultar em blecautes devido a instabilidade. Neste contexto, a necessidade de quantificar, detectar e prevenir o risco de blecautes nas operações de sistemas de potência tem se tornado particularmente relevante”.

Este trabalho apresenta uma ferramenta computacional apropriada para estudos do planejamento da operação e operação em tempo real, ajudando o operador do sistema nos complexos processos de tomada de decisão relativos à segurança do sistema de potência, inclusive nos cenários estressados de operação em tempo real. O algoritmo proposto é capaz de identificar ações de controle preventivo apropriadas de forma a serem rapidamente implementadas em situações que não apresentam uma certa margem de segurança com relação à estabilidade de tensão (MSET) e/ou um perfil de tensão (PT) inadequado, inclusive após a ocorrência de contingências. Os tipos de controle utilizados são mudança na tensão de referência das barras de referência (*slack*) e de tensão controlada, variação de elementos *shunt* de barra (bancos de capacitores/reatores), mudança de *tap* de transformadores, variação de geração de potência ativa nas barras de geração e corte de carga com fator de potência constante. A filosofia de utilização dos controles depende de cada empresa operadora, porém, o corte de carga deve ser sempre o último recurso a ser utilizado, procurando-se resguardar as cargas prioritárias. No caso do controle corretivo, muitas vezes a utilização de corte de carga é imprescindível, mas no caso de controle preventivo, pode-se até relaxar a meta da MSET desejada, se esta não se encontra muito pequena. Por exemplo, se é possível atingir uma MSET

de 5% utilizando os controles disponíveis sem corte da carga, pode-se decidir por não cortar carga para atingir a meta predefinida de 6%.

Propõe-se uma metodologia para a manutenção da segurança de redes com relação à estabilidade de tensão, de maneira que uma MSET apropriada e um PT adequado sejam respeitados. Esta metodologia, formulada através de um problema de programação não linear, é capaz de identificar ações de controle preventivo apropriadas e de fácil aplicação, podendo levar em consideração o custo de tais implementações como: o deslocamento dos técnicos da manutenção para o chaveamento de banco de capacitores ou *taps* manuais de transformadores; multas devidas à corte de carga; vida útil de transformadores afetada por mudança de *taps*; entre outros fatores. Faz-se, também, uma análise comparativa em relação às funções objetivo utilizadas para retratar o problema. Uma formulação que considera a disponibilidade e eficiência do controle é utilizada, pretendendo-se assim não estressar os controles mais sensíveis e os pouco disponíveis, para que nos casos de futuras emergências, exista a possibilidade de manobras essenciais para a manutenção da integridade do sistema.

Respeitar a exigência do ONS e da ANEEL consiste em algumas vezes, resolver um problema conflitante. Em determinados cenários, dependendo dos recursos que estão disponíveis, o problema pode até ser infactível. Com a aplicação do algoritmo desenvolvido, o operador do sistema consegue uma solução capaz de ajudá-lo a tomar a melhor decisão, auxiliando-o a melhorar a estabilidade de tensão, mesmo que nestes casos de conflito, a melhor opção seja priorizar o atendimento de uma das exigências, visto que podem ocorrer cenários que o PT não esteja adequado, mas não se encontra crítico, entretanto com uma MSET muito pequena ou uma MSET não adequada, mas que não esteja tão pequena, entretanto com um PT crítico. Outra hipótese a considerar é em situações em que a MSET e o PT estejam inadequados, e com os recursos disponíveis seja necessário a utilização de muitos controles; sendo que se aplicar o algoritmo com a alternativa de corte de carga, consegue-se atender ambas exigências com um corte de carga pequeno, portanto desta maneira, o operador pode escolher a alternativa mais conveniente.

É importante ressaltar que o algoritmo procura sempre fornecer uma solução que seja factível também quanto à filosofia prática e não somente quanto à factibilidade matemática. Uma solução em que o operador ou o controle automático irá modificar mais de 15 controles é provavelmente inaceitável na prática dos centros de controle e operação.

Uma ferramenta ideal para análise de estabilidade de tensão seria um programa capaz de indicar, a cada instante considerado, uma estratégia de controle preventivo capaz de manter a MSET e o PT adequados tanto para o caso base quanto para todos os caso ($n - 1$) do sistema. Em estudos de planejamento a elaboração de um programa capaz de satisfazer tais requisitos seria exequível. Entretanto, considerando a operação em tempo real, o tempo necessário de processamento para tal tarefa é elevado. Além disso, uma estratégia traçada para satisfazer uma contingência pode não ser eficaz ou até mesmo piorar o cenário para uma outra contingência. O problema é complexo e o conflito de interesses faz-se presente. Ademais, o número de atuações dos controles e até mesmo a quantidade necessária de variação dos controles para atender o caso base e todas as contingências simples possíveis pode ser muito elevado para ser executado na prática.

No cotidiano da operação, a qual depende de muitos fatores tais como meteorológicos, curva de demanda atípica entre outros, pode surgir um cenário cuja estratégia de controle traçada nos estudos de planejamento não seja capaz de atender a situação imprevista.

Neste trabalho implementou-se um algoritmo capaz de, para um determinado cenário de operação, mudar rapidamente o ponto de operação corrente do sistema de maneira a manter uma condição segura do ponto de vista da estabilidade de tensão. De acordo com os critérios estabelecidos pelo ONS e pela ANEEL, em qualquer situação a MSET e o PT têm que ser mantidos adequados. Assim, o algoritmo rapidamente conduz a operação do sistema para um determinado ponto de

equilíbrio mantendo a confiabilidade e a segurança do sistema.

A tese foi elaborada da maneira descrita a seguir. Este capítulo 1 mostra as motivações e objetivos do trabalho. O capítulo 2 apresenta alguns conceitos sobre segurança de sistemas de potência. O capítulo 3 é constituído pela formulação matemática envolvida na estruturação do problema caracterizado pelo estabelecimento dos objetivos. A metodologia é descrita detalhadamente no capítulo 4, com a elaboração do algoritmo e critérios adotados. O capítulo 5 traz uma discussão sobre as filosofias de controle em tempo real através da aplicação do algoritmo desenvolvido em sistemas de potência de pequeno a grande porte, inclusive em sistemas reais. As considerações finais são realizadas no capítulo 6. Finalmente, o apêndice A cita as publicações realizadas.

Capítulo 2

Segurança de sistemas de potência

Este capítulo apresenta algumas definições sobre a segurança de sistemas de potência. Apesar de existirem materiais muito bem elaborados na literatura sobre este assunto [8, 9, 11, 14, 15, 21, 28], são apresentados aqui alguns tópicos retirados das referências anteriores já que o tema é a motivação principal deste trabalho. São também apresentados alguns relatos de outros trabalhos na área de segurança de sistemas de potência.

2.1 Sistema de potência

Uma característica muito interessante da energia elétrica, é que esta não é gerada diretamente, mas sim a partir da conversão de alguma outra forma de energia em energia elétrica. Assim como não é gerada diretamente, a eletricidade também não é utilizada diretamente, logo as cargas sempre transformam eletricidade em outra forma de energia antes de ser utilizada. Desse modo, pode-se dizer que a energia elétrica é um excelente meio de transporte de outras formas de energia, pela sua eficiência, flexibilidade, limpeza e capilaridade [7].

A função de um sistema de potência é converter energia de uma forma disponível naturalmente na forma elétrica e transportá-la para os pontos de consumo, ou seja, gerar, transmitir e distribuir energia elétrica. Assim, o projeto e a operação adequada de um sistema de potência deve atender os seguintes fundamentos [8]:

- 1) O sistema deve ser capaz de atender as contínuas mudanças na demanda da carga (potência ativa e reativa). Ao contrário de outros tipos de energia, a energia elétrica não pode ser convenientemente armazenada em quantidade suficientes. Conseqüentemente, uma reserva girante adequada de potência ativa e reativa deve ser mantida e apropriadamente controlada todo o tempo.
- 2) O sistema deve fornecer energia a custo mínimo e com impactos ecológicos mínimos.
- 3) A qualidade do fornecimento de potência deve atender certos padrões mínimos, por exemplo, com relação à estabilidade da frequência, estabilidade da tensão e nível de confiabilidade.

Vários níveis de controle envolvendo um arranjo complexo de dispositivos são usados para atender os requisitos acima. Os objetivos do controle dependem do estado de operação do sistema. Sob condições normais, o objetivo é operar tão eficientemente quanto possível com tensões

e frequência perto dos valores nominais. Na situação de uma condição anormal, novos objetivos devem ser atendidos para restabelecer o sistema a operação normal [8].

No caso particular do atendimento a mudanças na demanda, os sistemas de potência devem contar sempre com uma capacidade extra de geração e que pode ser utilizada quando necessário. Por reserva girante (*spinning reserve*) entende-se a capacidade de produção de energia de reserva (*back-up*) já sincronizada com a rede e que pode ser colocada em operação dentro de 10 minutos após instrução do centro de despacho. Já a reserva não girante (*non-spinning reserve*) é a capacidade de produção de energia que está *on-line* e que pode ser sincronizada e colocada em operação dentro de 10 minutos após instrução do centro de despacho. Ambas devem poder operar por pelo menos duas horas. As unidades geradoras de reserva devem literalmente ser mantidas girando sem produzir energia, a fim de diminuir o tempo necessário para sua entrada em operação. Entretanto a manutenção de uma reserva girante apropriada, bem como de linhas de transmissão capazes de assumir parte do fluxo de potência sem sobrecargas (quando uma linha de transmissão sai de operação) representam um custo elevado [9].

2.2 Controle de operação de sistemas de potência

O controle da operação evoluiu muito, entretanto ainda objetiva-se um controle central totalmente automatizado. É crescente o número de pesquisas para o desenvolvimento de ferramentas para auxiliar o operador nos complexos processos de tomada de decisão relativos à segurança do sistema.

O conceito de controle da segurança apareceu na metade dos anos 60 (Dy Liacco) [10]. Antes disso dispunha-se de centros de despacho e supervisão, e a quantidade de dados recebidos era a estritamente necessária para o despacho da geração. Garantia-se uma reserva girante para cobrir aumentos de carga e perdas de geradores. Verificava-se os efeitos potenciais da retirada de equipamentos para manutenção. O perfil de tensão da rede não era um aspecto crítico. Durante o planejamento era definido um sistema muito robusto, que sobreviveria a distúrbios sem sérias interrupções do serviço. As empresas estavam despreparadas para a restauração do serviço, como por exemplo a operação remota de subestações [9].

A partir de meados da década de 60, através do desenvolvimento dos sistemas de controle e tele-comando e conseqüentemente da estrutura centralizada, controle automático da geração (CAG) e controle supervisão, os controles locais passaram a integrar o nível mais baixo da hierarquia de controle, enquanto que os controles centrais ocupam o nível mais alto. Com a interligação dos sistemas, o CAG, destinado a controlar a geração mantendo a frequência constante e igual a seu valor nominal, passou também a controlar o fluxo de potência nas linhas de interligação. Mais tarde passou-se a otimizar os custos da geração e o controle para despacho econômico. O controle supervisão evoluiu de uma atuação regional para abranger todo o sistema. Ao final da década de 60, depois de alguns blecautes ocorridos na costa leste americana, aliado a um alto grau de interligação dos sistemas e a escassez de ferramentas para processamento dos dados, houve uma mudança significativa na filosofia de operação. Graças à evolução da informática e das telecomunicações surgiram as funções ligadas à monitoração e análise de segurança formando o novo conceito de operação de sistemas de potência com considerações de segurança [11].

A incorporação da idéia de segurança provocou mudanças radicais nos esquemas de controle de operação de sistemas de potência, pois aumentaram os dados necessários em tempo real e o volume de informações a serem processadas (aumento do volume de análises e cálculos com a inclusão de controles), também tornaram as configurações computacionais e o projeto das interfaces homem-

máquina mais complexas. O controle da rede era deixado a cargo do operador que tinha grande experiência e conhecimento da rede, entretanto, nas situações mais críticas e complexas, o operador passou a ser sobrecarregado com informações (alarmes), dificultando sua ação principalmente porque as redes ficaram maiores, e a operação ficou mais complicada, devido também ao fato de que as redes passaram a operar com seus equipamentos mais próximos de seus limites, por falta de investimentos na geração e transmissão. Portanto, a utilização ótima dos recursos existentes tornou-se fundamental. Assim, o desenvolvimento dos centros de controle teve como principal motivação o aumento da segurança da operação. Então, através dos centros de controle, são executadas funções de análise de rede que procuram garantir a segurança de operação da rede, através da utilização de técnicas e equipamentos adequados. Os sistemas de potência modernos dispõem de equipamentos que permitem aos operadores monitorar e operar a rede de maneira mais confiável. A automatização da operação de redes em tempo real, tornou-se viável graças ao rápido desenvolvimento tecnológico (suporte de *hardware* e *software*) e à queda dos preços da tecnologia computacional [9].

Atualmente esquemas de controle hierárquico multi-nível e multi-área são necessários no intuito de diminuir o tempo computacional na coordenação central com o objetivo de atingir a operação ótima. Além da coordenação completa, controles robustos e com ampla largura de banda são desejados [12]. Ressalta-se que o objetivo do controle de segurança é manter o sistema de potência operando, sem sobrecargas de equipamento e atendendo a todos os consumidores, em qualquer condição de operação [11].

2.3 Interligação de sistemas de potência

No Brasil, quando as concessionárias eram integradas verticalmente (antes da desregulamentação/privatização), o sistema interligado era obtido pela simples interligação de seus subsistemas. Cada bloco que constituía o sistema interligado representava um subsistema, com suas usinas, transformadores, linhas de transmissão e sistemas de distribuição. No passado (década de 1950), existiam sistemas e empresas isolados, sendo que a transmissão a longa distância era feita ponto a ponto, ou seja, da usina para o centro de consumo. Com o passar do tempo, esses sistemas isolados foram se interligando resultando em uma rede única, com um circuito elétrico com milhares de quilômetros de extensão. Além do tamanho físico, o sistema de energia elétrica apresenta alta complexidade dado o número de variáveis necessárias para sua representação adequada. No caso brasileiro, por exemplo, as regiões Sul e Sudeste e parte do Centro-Oeste estão ligadas às regiões Norte e Nordeste formando uma rede única. O mesmo ocorre com a maior parte da Europa e da América do Norte [13].

A interconexão de empresas de eletricidade usualmente conduz a uma melhoria da segurança e da economia da operação. A segurança melhora devido à mútua assistência de emergência entre as empresas. Quanto ao aspecto econômico as melhorias se devem à necessidade de menores capacidades de reserva de geração sobre cada sistema. Ademais, permite que as empresas façam transferências econômicas e assim levem vantagens sobre as fontes de potência mais econômicas. Entretanto, o resultado das interconexões é um sistema de grande dimensão e complexidade. Assim a modelagem de tais sistemas e sua operação segura são de fato problemas desafiadores. O sistema global consiste de múltiplas fontes de geração e várias camadas de redes de transmissão. Isto fornece um alto grau de redundância estrutural que torna o sistema capaz de resistir a contingências não usuais, sem interrupção ao serviço aos consumidores [8].

Entre as muitas vantagens de se interligarem os sistemas, podemos citar [9, 13]:

- Globalização dos problemas locais, isto é, a transformação de um problema local em um

problema geral; a vantagem está na diluição do problema, que é transformado em um grande número de problemas menores.

- A operação é mais econômica (melhor despacho de geração).
- Melhor controlabilidade (fontes disponíveis em uma grande área), margem de controle maior.
- Maiores unidades geradoras (economia de escala).
- Menor capacidade de reserva.
- Intercâmbio sazonal.
- Fusos horários, horários de picos de carga em momentos diferentes.
- Transmissão fora de pico.
- Demandas de emergência, menor risco de interrupção dos serviços.

Como desvantagens, pode-se mencionar [9, 13]:

- Maior complexidade da operação e do planejamento.
- Em caso de perturbação em uma determinada área, maior risco de problemas se espalharem por toda a rede, problemas locais podem se transformar em problemas da rede como um todo, problemas de estabilidade e apagões (blecautes cobrindo grandes áreas e várias empresas).

Sem interligação, cada empresa está sob maior risco de interrupção do serviço e a margem de controle é menor. Porém, problemas na área não se espalham [9, 14, 15].

Até recentemente, tanto no Brasil como no exterior, as empresas de energia elétrica se organizaram predominantemente pelo modelo de integração vertical, ou seja, uma mesma empresa controlando a geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica. A tendência internacional que se observa é no sentido da desverticalização das empresas de energia elétrica. Em muitos países, o Brasil entre eles, essa tendência à desverticalização vem acompanhada da privatização de partes do setor elétrico. Em outros países, onde as empresas concessionárias já são privatizadas na sua maioria, como é o caso dos Estados Unidos, a desverticalização procura desmembrar as empresas em várias empresas geradoras (*generation company* (GENCOS)), várias distribuidoras (*distribution company* (DISCOS)) e várias empresas de transmissão (*transmission company* (TRANSCOS)). A parte tecnicamente mais difícil se refere às empresas de transmissão, cuja operação passa a ser coordenada por um novo tipo de empresa: um operador independente (*independent system operator* (ISO)) como ocorre na Califórnia, por exemplo. Em países do terceiro mundo, a desverticalização (e a privatização) é motivada pela busca de recursos da iniciativa privada a serem investidos na indústria de energia elétrica; nos Estados Unidos, a motivação é a redução dos custos para o consumidor final e a melhora da rentabilidade das empresas sem perda da qualidade e da confiabilidade do serviço prestado. O processo de desverticalização apresenta um série de desafios para a engenharia de sistemas de potência. Um deles é a avaliação antecipada dos possíveis problemas de congestionamento da rede e das maneiras de contornar tal situação, no intuito de minimizar os impactos nas possíveis multas devido a não atendimento de contratos. Técnicas adicionais de supervisão e controle em tempo real são necessárias para lidar com os novos problemas. No Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é uma empresa que tem a responsabilidade de definir como o sistema elétrico interligado deve ser operado visando tanto aspectos de segurança como econômicos, ou seja, atuando e definindo se as operações comerciais podem ou não ser realizadas com segurança pelo sistema existente [13].

Com a reestruturação do setor elétrico, aliada a pressões econômicas e ambientais, o problema da instabilidade de tensão tornou-se ainda mais complexo e desafiador. Os episódios de colapsos de tensão e racionamentos de energia recente são resultados da falta de investimentos suficientes na expansão da rede elétrica e ao fato da demanda de energia crescer. Por conseguinte, os equipamentos e instalações de transmissão existentes operam próximos aos seus limites físicos.

O mercado de transmissão e distribuição no Brasil está crescendo e mudando rapidamente. As indústrias brasileiras de óleo, gás, mineração, siderurgia, papel e celulose crescerão significativamente nos próximos anos. O crescente aumento de consumo de energia exigirá importantes investimentos no setor de transmissão e distribuição [16]. O grande desafio consiste em manter a qualidade do fornecimento de energia ao sistema interligado nacional (SIN). O SIN é formado pelas instalações de mais de uma centena de agentes geradores, transmissores, distribuidores e consumidores livres. É considerado único em âmbito mundial devido a seu tamanho e características. O crescimento da economia em 2004 teve reflexos diretos no consumo de energia elétrica, que ultrapassou 43.732 MW médios, apresentando uma taxa de incremento de 5,3% em relação ao ano anterior. A demanda de ponta de carga foi de 56.795 MWh/h, no mês de setembro, 6,1% maior que em 2003. O sistema elétrico interligado também evoluiu de modo compatível com esse crescimento, ampliou-se com a inserção de 20 novos agentes, totalizando ao final do ano 148 empresas como associados do ONS, nas atividades de produção, transporte e consumo de energia elétrica, alcançando 82.109 MW de potência instalada, com a adição de cerca de 4.177,5 MW em 29 novas unidades geradoras. A rede básica de transmissão cresceu cerca de 3,5% no ano, alcançando uma extensão de 80.022 km, em 815 circuitos de transmissão acima de 230 kV, e um total de 178.447 MVA de capacidade de transformação disponível em suas 321 subestações [17].

O número de Agentes associados ao ONS, integrados ao SIN, alcançou, em 2005, 156 associados (valor 5,4% superior ao total de 148 Agentes em 2004), mostrando a responsabilidade cada vez maior do ONS na operação do SIN. No segmento de Consumo, houve um aumento de 58 para 62 Agentes, devido à entrada de consumidores livres como membros associados do ONS. Na categoria de Produção, ocorreu uma redução de 82 para 77 associados, devido à saída das térmicas emergenciais. Na categoria de Transporte, houve aumento de 28 para 35 Agentes de Transmissão. Cabe ressaltar que há Agentes que, como empresas integradas, são contabilizados nas três categorias, o que explica a diferença quando se soma o número de Agentes por categoria. Em 2005, foram celebrados 390 novos instrumentos contratuais vinculados à Administração da Transmissão, representado acréscimo de 33% em relação ao número total de instrumentos contratuais celebrados até 2004. Com a realização destas medidas pelo ONS, foi atingida a marca de cerca de 1.700 contratos assinados, respaldando o funcionamento mais de 2.600 funções de transmissão e possibilitando a injeção e transporte de 73.461 MW de montante de uso da Rede Básica pelos agentes de geração e importadores, além da retirada de 61.376 MW pelos distribuidores e consumidores livres. O SIN é responsável pelo atendimento de cerca de 98% do mercado brasileiro de energia elétrica. Ao final de 2005, a capacidade instalada no SIN alcançou a potência total de 84.177 MW, dos quais 70.014 MW em usinas hidrelétricas (incluindo 7.000 correspondentes a 50% da capacidade instalada de Itaipu destinada ao mercado brasileiro) e 14.163 MW em usinas térmicas (incluindo 2.007 MW de origem nuclear e 786 MW de usinas emergenciais). A capacidade de produção total disponível correspondeu a 90.447 MW, devido à agregação de 2.192 MW de disponibilidade de importação da Argentina e 4.078 MW de Itaipu, contratados à ANDE/Paraguai. Considerando o acréscimo de geração e a desativação de usinas térmicas emergenciais, a capacidade total instalada cresceu 2,52% em relação a dezembro de 2004. A rede básica de transmissão, compreendendo as tensões de 230 kV a 750 kV, atingiu em dezembro de 2005 uma extensão de 83.049 km, englobando 851 circuitos de transmissão e uma capacidade de transformação de 184.790 MVA. Os valores citados resultam de um acréscimo de 3.042 km de novas linhas de transmissão e de 6.343 MVA de novos transformadores, correspondendo a um crescimento em relação ao ano anterior de 3,8% e 3,6%, respectivamente.

A operação integrada do SIN em 2005 ocorreu dentro dos padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede, objetivando atender simultaneamente aos requisitos de segurança elétrica e à minimização dos custos operativos [18].

Em 2004, o consumo nacional de energia elétrica totalizou 320,8 TWh, ou seja 320.772 GWh, com uma expansão de 4,5% em relação ao total consumido no ano anterior. Todas as principais categorias de consumo (industrial, comercial e residencial) apresentaram crescimento, influenciadas pelo aquecimento da atividade econômica, sobretudo no segundo semestre [19].

O consumo nacional de energia elétrica fechou o ano 2005 com expansão de 4,6% relativamente a 2004. O montante de energia consumido alcançou 335.411 GWh. O acréscimo em 2005, de 14.639 GWh, equivale ao consumo de energia na cidade do Rio de Janeiro em 2005. No final do primeiro semestre de 2005, a estimativa era que o mercado nacional apresentasse crescimento de 5% ao longo de todo o ano passado. A redução da taxa para 4,6% reflete, principalmente, os efeitos da desaceleração da economia sobre o segmento industrial, especialmente no quarto trimestre do ano. O balanço foi divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo acompanhamento mensal do comportamento do consumo de energia elétrica no Brasil [20].

Acréscimos sucessivos dos níveis de carga acabam levando à necessidade de se adicionarem novas unidades geradoras e novas linhas de transmissão. A longo prazo, essa é a única maneira de se atender à demanda crescente [13]. Faz-se necessário estudos e investimentos contínuos no setor elétrico no intuito de aumentar a oferta mantendo a qualidade e a confiabilidade da energia elétrica de modo a suportar o desenvolvimento do país.

2.4 Segurança de sistemas de potência

A energia elétrica tem um papel fundamental na economia dos países. Logo, a operação segura e confiável dos sistemas de potência é muito importante. Os sistemas de potência nunca operam com segurança no sentido absoluto da palavra, ou seja, com ausência total de risco ou perigo [14], mas sim com risco calculado visto que a probabilidade de interrupção do serviço é pequena. A ausência de risco é inviável, pois resulta em uma operação muito cara. Assim, segurança e economia são objetivos conflitantes [9]. A operação de um sistema obedece a certas condições expressas por [11,21]:

- 1) **Restrições de atendimento de carga:** representam as injeções de potência ativa e reativa especificadas nas barras de carga, bem como as injeções de potência ativa nas barras de geração. Traduzem o fato de que o sistema de potência deve satisfazer a demanda da carga, correspondendo às equações de fluxo de carga (EFC) em regime permanente. São restrições de igualdade do tipo $g(x, u) = 0$. Sendo x as variáveis de estado e u as variáveis de controle.
- 2) **Restrições de operação:** refletem a necessidade de respeitar os limites operacionais dos equipamentos do sistema, referentes às magnitudes das tensões nodais, aos fluxos de potência aparente nas linhas de transmissão e transformadores, e as injeções de potência reativa nas barras de geração. São restrições de desigualdade $h(x, u) \leq 0$. Os limites de operação do sistema e de equipamentos, em muitos casos não são rígidos, podem ser violados por algum tempo, em situações de emergência.
- 3) **Restrições de segurança:** ao conjunto das restrições de carga e de operação pode-se acrescentar as restrições de segurança que consistem de um vetor de funções não lineares constituído de todas as restrições de operação e de carga para cada contingência da lista de contingências mais prováveis em linha de transmissão, transformadores, geradores e elementos *shunt*, ou

seja, $s(x, u) \leq 0$. É praticamente inviável que a lista de contingências, na qual se baseiam as restrições de segurança, inclua todas as contingências possíveis. Inclui as contingências simples e um número limitado de contingências múltiplas. O critério de elaboração dessas listas não é bem estabelecido, podendo considerar a experiência prévia com o sistema e as probabilidades de ocorrência de falhas. Pode-se encontrar na literatura várias propostas de elaboração dessas listas, baseadas na classificação de contingências de acordo com seus graus de severidade [6, 22–24].

Assim, dentro da operação do sistema de potência as seguintes tarefas são executadas a fim de atender os critérios de segurança, qualidade, confiabilidade e economia [15]:

- Manutenção do balanço entre carga e geração.
- Manutenção do balanço de potência reativa a fim de controlar o perfil de tensão.
- Manutenção do planejamento de geração ótimo para controlar o custo e o impacto ambiental da geração de potência.
- Assegurar a segurança da rede contra contingências severas. Isto requer proteção da rede contra falhas e saídas de equipamentos consideráveis.

O fato do estado da rede estar sempre mudando devido a mudanças da carga e da configuração (topologia) da rede, torna a operação do sistema difícil. Decisões têm que ser tomadas baseadas na predição do estado futuro do sistema [15]. A ocorrência de uma contingência é imprevisível, o sistema deve operar sempre de modo a não cair em uma região de operação perigosa caso a contingência venha a ocorrer. O ideal é que o sistema assuma a carga sem queda de frequência, rejeição de carga, sobrecargas em ramos e/ou violações de tensão. A maioria dos sistemas de potência são projetados e operados de forma que uma falha em um único equipamento não cause outras violações evitando-se eventos em cascata, que podem levar ao blecaute de uma região ou de todo o sistema [9].

De acordo com a idéia de análise de segurança de sistemas de potência, um sistema de potência é seguro [9]:

- Se o risco de interrupção do serviço em qualquer instante de tempo é pequeno.
- Se continua operando sem consequências sérias após a ocorrência de uma lista pré-selecionada de contingências mais prováveis.
- Se continua operando após a ocorrência de falha(s) em equipamento(s). Entretanto, é possível que haja contingências que levem de fato à interrupção do serviço, porém, as probabilidades de ocorrência das mesmas podem ser pequenas. Uma abordagem mais flexível decorre da incompatibilidade (economia *versus* segurança), que leva a operação da rede a ser feita de forma econômica, sem comprometer muito a confiabilidade.

2.5 Centros de operação do sistema

Geralmente empresas do setor de energia elétrica viabilizam o desenvolvimento social, econômico e tecnológico, procurando sempre um melhor equilíbrio do tripé Economia-Energia-Meio Ambiente. O fornecimento de uma energia limpa e de qualidade é fator de atração a novos empreendimentos produtivos, insumo para a melhoria da produção no campo e de serviços para promover a

inclusão social. Depois da desverticalização do setor elétrico, as atividades de geração, transmissão e distribuição além de suas próprias funções intrínsecas passaram a se preocupar com uma maior integração entre as diferentes regiões do país, assim novas soluções e inovações estão em foco. O uso de tecnologias avançadas para desenvolver produtos e serviços que aprimorem a qualidade da energia elétrica e agilizem o atendimento ao cliente são sempre necessárias. Neste contexto, os centros de operação desempenham papel fundamental [25].

A função básica do centro de operação do sistema (COS) é coordenar as atividades de operação, em tempo real, promovendo a integração operativa dos componentes de produção e transmissão. Com isso, garante, permanentemente, a segurança, a continuidade e a qualidade do suprimento de energia [26].

Os elementos básicos de um centro de controle são o sistema de aquisição de dados e comunicações; os sistemas de computadores e programas; as interfaces homem-máquina; e os operadores. As funções desses centros de controle podem ser divididas em três grupos: controle da geração, controle supervísório e funções de segurança em tempo real [21].

O controle da geração inclui a regulação da frequência e dos intercâmbios, ou seja, CAG, e a alocação da geração, ou seja, despacho econômico – alocação ótima da geração entre as unidades geradoras disponíveis, visando a minimizar o custo de operação levando-se em conta requisitos de operação (limites de operação) e a confiabilidade da geração (reserva girante).

No sistema supervísório (*supervisory control and data acquisition* (SCADA)), informações lógicas e analógicas sobre o estado atual do sistema, obtidas por meio de estações remotas, são transferidas ao centro de controle onde são processadas por computador e apresentadas ao operador. Os mesmos canais de transmissão podem ser utilizados então para comandar, por exemplo, chaveamentos de componentes do sistema. O sistema supervísório faz parte do sistema de monitoração e controle de segurança em tempo real de sistemas de energia elétrica. Quando a malha de controle se fecha pelo operador, não é apropriado caracterizar esses tipos de controles como automáticos. No entanto há um constante desenvolvimento de modo a tornar as funções de monitoração e controle de segurança automatizadas, significando que a análise e os comandos resultantes são totalmente realizados pelo computador sem interferência direta do operador.

A operação em tempo real constitui uma extensão do sistema SCADA e permite a execução de funções relacionadas com a segurança do sistema (estimação de estado, análise de contingências, monitoração de segurança, etc.).

Como exemplos de centros de operação do sistema atualmente em funcionamento, pode-se citar o da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) e da Companhia Paranaense de Energia (COPEL).

Na empresa CEMIG, o COS é o responsável pela coordenação, supervisão e controle da rede de operação da área de Minas Gerais, abrangendo as grandes usinas e as instalações de transmissão da CEMIG e de outras empresas de sua área de atuação, através de prestação de serviços ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O COS é composto de dois grupos [26]:

- **Equipe de Operação em Tempo Real:** são os operadores do sistema (despachantes), atuam de forma ininterrupta, sendo responsáveis pela coordenação global da operação do sistema CEMIG. Organizam-se em três funções: **Despachante de transmissão** – responsável pela coordenação operativa do sistema de transmissão; **Despachante de energia** – responsável pela coordenação da produção de energia, pelas transações energéticas com outras concessionárias, além da operação dos reservatórios principais da CEMIG; **Supervisor do sistema** – responsável pela coordenação global da operação do sistema CEMIG. Essa equipe

tem relacionamento operativo direto com os consumidores de transmissão ($V \geq 69\text{kV}$) e com os demais clientes através da atuação dos centros de operação regionais de distribuição (CORDs).

- **Equipe de Apoio:** são os engenheiros e técnicos encarregados de prestar apoio técnico e administrativo à equipe em tempo real. Inclui as funções de elaboração da programação da operação, a elaboração de instruções operativas para restabelecimento do sistema elétrico e energético em caso de perturbações, a análise e a estatística da operação, a elaboração da previsão diária de energia e demanda para a carga da área de atuação do COS, o desenvolvimento e a integração de aplicativos computacionais para operação do sistema elétrico e energético e a gerência do sistema computacional de supervisão do COS e dos seus sistemas de aquisição de dados.

Através do sistema de supervisão e controle distribuído (SSCD), instalado no COS, os operadores recebem informações e enviam comandos a todas as instalações do sistema elétrico e energético, efetuando a supervisão e controle das principais grandezas analógicas (tensão, corrente, potência ativa, etc.) e digitais (estado “ligado/desligado” dos principais equipamentos), de forma a cumprir as metas estabelecidas no programa de operação.

O SSCD possui diversos aplicativos computacionais voltados para o apoio à operação do COS, abrangendo funções de monitoração do estado e segurança da rede e o apoio à tomada de decisão. Permite também a execução de ações de controle visando eliminar problemas de sobrecargas de equipamentos, controle automático da geração, controle de tensão, além de dispor de aplicativos especiais de preparação de subestações para o restabelecimento.

O COS da CEMIG possui um sistema de gestão da qualidade (SGQ) implantado desde janeiro de 2000. Atualmente o COS está certificado com base na norma NBR ISO 9001:2000, com escopo “Operação de Sistemas de Produção e Transmissão de Energia Elétrica”.

A empresa COPEL mantém quatro centros de operação, que são centrais tecnologicamente preparadas responsáveis pela coordenação da operação dos sistemas da companhia, otimizando os indicadores de disponibilidade, confiabilidade e segurança da operação [25].

- **Centro de operação da geração (COG):** permite a operação remota das principais usinas da companhia. Cerca de 99% da capacidade instalada da COPEL é operada remotamente pelo COG. A COPEL também fornece energia a consumidores livres (clientes que têm a opção de escolher seu fornecedor de energia elétrica).
- **Centro de operação do sistema (COS):** coordena a operação do sistema de transmissão, atuando em sintonia com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e as empresas que compõem o Sistema Interligado Brasileiro. A COPEL é a primeira empresa a atingir o índice de 100% de automação nas subestações do sistema de transmissão, e está sempre investindo para melhorar e ampliar o sistema já existente e buscar suprir o crescimento da carga com qualidade no fornecimento.
- **Centro de operação da distribuição (COD):** utiliza o sistema de operação da distribuição para, remotamente, constatar em tempo real as interrupções e comandar a atuação dos eletricitistas. O sistema de distribuição da COPEL possui subestações automatizadas e também fornece energia a consumidores livres.
- **Centro de operação das telecomunicações (COTL):** planeja e executa a operação dos sistemas de telecomunicações, garantindo sua confiabilidade e disponibilidade.

Outras concessionárias brasileiras também possuem e estão sempre modernizando os COS, incluindo novos sistemas de telecomunicações em fibra ótica, melhorias no sistema digital, readequação das instalações, aquisição de modernos painéis gráficos de visualização do sistema elétrico da empresa e implementação de novas ferramentas computacionais. Além destes investimentos em infra-estrutura, as empresas também investem na capacidade técnica dos operadores com intensos treinamentos.

2.6 Segurança de sistemas de potência em tempo real

A operação de sistemas de potência em tempo real consiste na execução periódica de funções de análise e controle de rede [9, 14]. A figura 2.1 mostra uma visão geral das funções executadas em um sistema de potência pelos centros de operação [14]. A execução das funções de supervisão e controle na operação de redes em tempo real está sujeita a uma restrição severa de tempo, ou seja, as funções devem ser executadas o mais rapidamente possível. Por exemplo, a análise de segurança deve ser executada ciclicamente a intervalos de 15 a 30 minutos. Já o monitoramento do estado de operação da rede (configurador, estimador de estado) é executado a cada 15 segundos em média. Assim, torna-se necessário o desenvolvimento de funções de supervisão e controle cujas execuções sejam rápidas, sem no entanto perder a precisão necessária [9].

A análise de segurança do sistema pode ser dividida em três funções principais que são executadas em centros de controle de operação [27], conforme o algoritmo descrito acima.

- 1) Monitoração do sistema
- 2) Análise de contingências
- 3) Otimização de ações de controle preventivo e corretivo

Estas funções são realizadas através da execução cíclica do seguinte algoritmo básico no sistema de potência pelos centros de operação [14]:

- 1) **Monitoração de segurança:** as medidas *on-line* do sistema e as variáveis ambientais que afetam a segurança do sistema, fornecem as condições do caso base para análise dos efeitos das contingências. Usando medidas do sistema em tempo real, identifica se o sistema está no estado seguro ou não. Se o sistema está no estado de emergência, vai para o passo 4. Se cargas foram perdidas, vai para o passo 5).
- 2) **Avaliação de segurança:** a avaliação dos dados fornecida pela monitoração da segurança, para estimar a robustez relativa (nível de segurança) do sistema no seu estado presente (isto é, determinação se o sistema está no estado de operação normal ou alerta). Se o sistema está no estado seguro, determina se o sistema está seguro ou inseguro com relação a possíveis contingências de uma lista predefinida.
- 3) **Melhoria da segurança:** operações específicas tomadas *on-line* para melhorar a robustez, isto é, para elevar o nível de desempenho da segurança do sistema. Refere-se ao despacho de segurança, controle de segurança, replanejamento corretivo e ações preventivas. Se inseguro, é porque há pelo menos uma contingência que pode levar a uma situação de emergência, então determina qual ação deve ser tomada para tornar o sistema seguro através de ações preventivas.

- 4) **Controle de emergência:** executa ações corretivas apropriadas para trazer o sistema de volta para o estado seguro, depois da ocorrência de uma contingência que provocou a entrada do sistema no estado de emergência (ação corretiva).
- 5) **Controle restaurativo:** restaura o serviço para cargas do sistema.

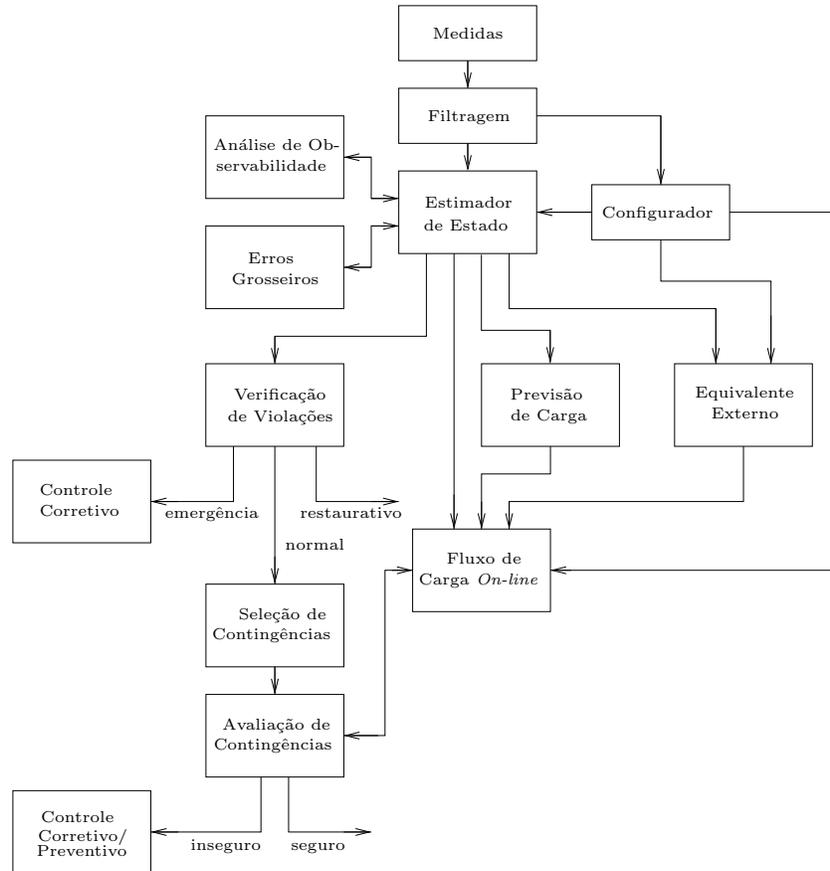


Figura 2.1: Principais funções de segurança em tempo real.

As três funções principais mencionadas anteriormente serão discutidas com maiores detalhes a seguir.

2.6.1 Monitoração e avaliação da segurança

A implementação da monitoração de segurança requer a disponibilidade de um sistema de aquisição de dados que permita a monitoração de variáveis de todo o sistema no centro de operações. Este sistema, conhecido pela sigla SCADA (*supervisory control and data acquisition*), deve fornecer não apenas telemidas das variáveis relevantes do sistema (magnitudes de tensão, fluxos e injeções de potência, frequência, níveis de geração, etc.), que são medidas analógicas, mas também informações correntes relativas ao estado (abertura e fechamento) de disjuntores e chaves das subestações (medidas digitais). Desta maneira a topologia da rede pode ser determinada [11]. As unidades terminais remotas (UTR) formam o sistema de telemetria, coletando, processando (eventualmente) e transmitindo as medidas ao SCADA. As funções de análise de rede são executadas de maneira cíclica a pequenos intervalos regulares de tempo [9].

Uma vez conhecido o estado de operação da rede, pode-se classificá-lo em seis diferentes níveis, apresentados na tabela 2.1 [28].

Tabela 2.1: Estados de operação da rede.

NÍVEL	ESTADO DE OPERAÇÃO	DESCRIÇÃO
1	Seguro	A carga é atendida. Todas as variáveis do sistema estão dentro da faixa normal. Não há violações de limites de operação. Nenhum equipamento é sobrecarregado. Possíveis contingências não causam violações das restrições. Os três conjuntos de restrições são atendidos. Uma contingência não listada poderá provocar uma emergência.
2	Corretivamente seguro	A carga é atendida. Não há violações de limites de operação. Violações causadas por possíveis contingências podem ser eliminadas por ações de controle apropriadas sem perda de carga.
3	Alerta	A carga é atendida. Não há violações de limites de operação. O nível de segurança está abaixo de um certo limite de adequação. Algumas violações causadas por possíveis contingências não podem ser eliminadas por ações de controle sem que haja perda de carga. São obedecidas apenas as restrições de carga e de operação e nem todas de segurança. Assim pelo menos uma das contingências listadas como possíveis poderá levar o sistema a uma situação de emergência.
4	Emergência corrigível	A carga é atendida. Há violações de limites de operação (violação das restrições de operação) que podem ser eliminadas por ações de controle sem perda de carga.
5	Emergência não corrigível	A carga é atendida. Há violações de limites de operação que não podem ser eliminadas sem que haja perda de carga.
6	Restaurativo	Não há violações de limites de operação. Ocorreu perda de carga ou ilhamento (restrições de carga não atendidas). O sistema não está intacto.

Estratégias de controle podem ser desenvolvidas para lidar de forma efetiva com cada um dos estados de operação. Podem ocorrer transições de um estado para o outro. Naturalmente, deseja-se operar a rede sempre no nível seguro, respeitando as restrições de carga, operação e segurança. No entanto, hoje em dia isso é praticamente impossível, devido aos altos índices de carregamento dos equipamentos da rede. É comum então a operação nos níveis corretivamente seguro e alerta, este último ocorrendo em horários de pico de demanda (carga pesada). Há situações em que a rede opera com violações de alguns limites de operação, tais como: sobrecargas em linhas de transmissão e em transformadores e sobre ou subtensões em barramentos. Tais violações podem ocorrer tanto em condições normais de operação quanto em situações de contingências, devido a uma grande variação de carga, um curto-circuito, uma perda de geração. Naturalmente surge a idéia de se eliminar tais violações. A eliminação das violações é conseguida através da execução de ações de controle na rede. Por exemplo, pode-se: eliminar uma sobrecarga em uma linha de transmissão através de um redespacho da geração e eliminar uma violação de tensão através da mudança de *tap* de um transformador [9].

No estado alerta, a possibilidade de ocorrência de distúrbios aumenta por causa de condições adversas tais como aproximação de tempestade. Quando o sistema é enfraquecido a um nível onde uma contingência pode causar sobrecarga, o sistema entra no estado de emergência corrigível. Se o distúrbio é muito severo, o estado de emergência não corrigível pode resultar diretamente do estado alerta. No estado de emergência corrigível ações de controle podem restaurar o sistema para o estado alerta. Se as medidas não são aplicadas ou são ineficientes o sistema entra no estado de emergência não corrigível. Ações de controle tais como corte de carga e separação de sistemas controlados (ilhamentos) são indicadas para evitar que aconteça contingências em cascata ou até blecautes. No estado restaurativo ações de controle são tomadas para reconectar as instalações e restaurar as cargas. A transição do sistema deste estado para o estado normal ou para o estado alerta depende das condições do sistema [8].

Quando as restrições de segurança são satisfeitas, o sistema não sairá do estado normal-seguro de operação na eventualidade de ocorrência de qualquer contingência da lista pré-selecionada. Ao contrário diz-se que o estado de operação é normal-inseguro ou de alerta [11].

A figura 2.2 apresenta as transições entre os estados de operação dos sistema.

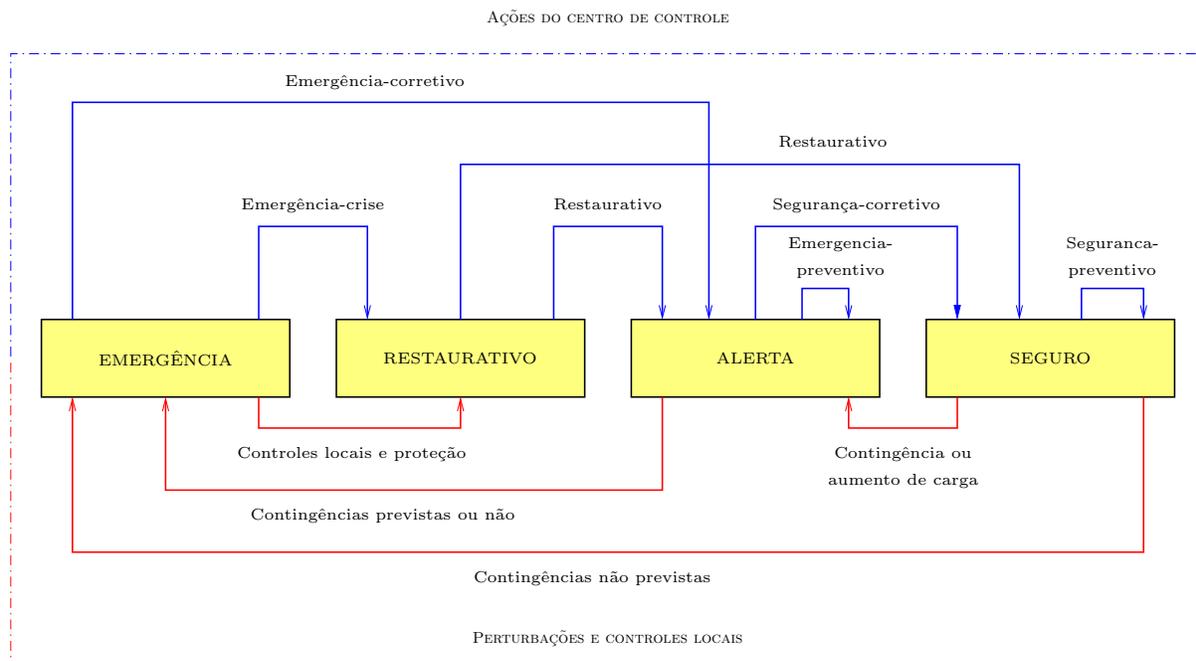


Figura 2.2: Transições entre os estados de operação.

As transições entre os estados podem ocorrer tanto em consequência de perturbações no sistema (involuntárias) como devido a ações de controle (voluntárias), algumas das quais constituem funções específicas dos centros de monitoração e controle. A transição do estado alerta para o seguro é feita pela execução da função controle de segurança (modo corretivo) e realizada pelo centro de controle. Consiste em determinar-se uma solução viável para o conjunto de restrições (carga + operação + segurança) a partir de uma situação na qual apenas as restrições (carga + operação) são obedecidas. A determinação da estratégia de controle de segurança pode ser feita por meio de um programa do tipo fluxo de carga ótimo com restrições de segurança, pelo qual se procura determinar uma solução viável que minimize, por exemplo, o deslocamento do ponto de operação, a alteração nas variáveis de controle ou o custo de operação. Outra situação para o controle de

segurança é que a partir de um programa de previsão de demanda a curto prazo, o estado do sistema pode ser extrapolado para um ponto de operação futuro (1 hora, por exemplo). Mesmo que o estado atual do sistema seja normal-seguro, para as condições previstas, o sistema poderá estar no estado alerta (ou até mesmo no estado de emergência, o que é menos provável). Neste caso, pode ser acionada a função controle de segurança (modo preventivo), que tentará colocar o sistema no estado seguro também para as condições previstas [21].

Portanto, o objetivo do controle de segurança é manter o sistema operando no estado seguro de operação, minimizando as transições deste estado para os estados de emergência ou restaurativo [11].

2.6.2 Análise de contingências

A análise de contingências visa determinar a segurança do sistema face ao conjunto pré-selecionado de contingências mais prováveis. Isto normalmente é realizado através de alguma forma de simulação, ainda que aproximada, destas contingências, utilizando-se para isto o modelo do sistema de potência determinado em tempo real na etapa anterior. Embora seja desejável realizar tanto a análise estática de contingências quanto a análise dinâmica de contingências (que detectaria possíveis tendências do sistema à instabilidade dinâmica em decorrência das contingências), as dificuldades práticas de implementação desta última praticamente a inviabilizam [11].

A análise de contingências consiste na simulação e detecção das situações que potencialmente podem levar a rede a operar em estado de emergência. Isto é feito obtendo-se o estado de operação da rede após a simulação da ocorrência de uma contingência. O número de contingências possíveis é muito grande. O esforço computacional para a análise de todas as contingências possíveis é proibitivo em um ambiente de operação em tempo real. A solução usual consiste em reduzir a lista, incluindo somente as contingências simples e as múltiplas mais prováveis, mas ainda assim a lista continua muito grande. Como a maioria das contingências da lista não resultam em violações, uma solução é realizar a seleção de contingências, ou seja, dividir o processo de análise de contingências em diferentes níveis, utilizando diferentes modelos de rede em cada nível. Uma alternativa é a utilização da pré-seleção de contingências que consiste em procedimentos muito simplificados, baseados em cálculos muito simples e/ou heurísticas, para eliminação de contingências obviamente não críticas. Em cada nível do procedimento de seleção, as contingências são analisadas de acordo com um modelo simplificado, e ordenadas de acordo com algum critério, de forma que os casos que resultem em maiores problemas operacionais sejam colocados no topo da lista (*ranking*). As contingências do topo da lista (contingências críticas) são escolhidas (*screening*) para serem analisadas com mais detalhe no próximo nível, cujo modelo é mais complexo. Na prática são realizados 1 ou 2 níveis de seleção. Para a detecção de violações de maneira a classificar as contingências, utiliza-se os índices de performance (IP) que são escalares que refletem o montante de violações que ocorreram devido a uma certa contingência. O IP é uma função que depende do estado pós-contingência e dos limites da rede. Então através da ordenação dos IP para cada contingência, obtém-se a ordenação das contingências. Assim a análise de contingências consiste na análise detalhada (cálculo de fluxo de carga completo) das contingências selecionadas. Para aquelas contingências que resultam em violações, estratégias de controle corretivo e/ou preventivo podem ser determinadas [9]. Uma proposta de um processo de seleção e análise de contingências é mostrado na figura 2.3 [29]. Uma vez conhecido o estado de operação corrente da rede (comumente chamado de caso base), pode-se iniciar o processo de análise de segurança, que começa com a verificação de violações de seus limites operacionais. Caso a contingência seja severa e as violações possam ser corrigidas, ações de controle devem ser realizadas de forma a eliminar as violações que foram detectadas. Há situações em que uma das únicas ações para retornar a operação para o estado normal é o corte de carga [29, 30].

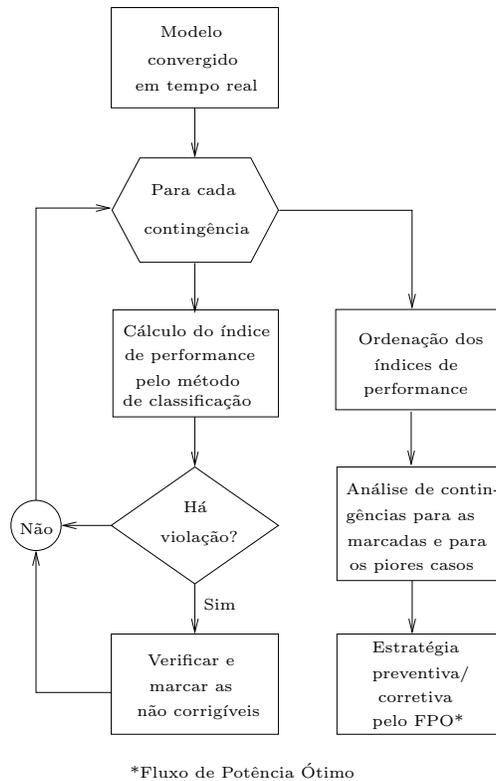


Figura 2.3: Fluxograma do processo de análise de contingência.

2.6.3 Otimização de ações de controle preventivo e corretivo

Se na etapa de análise de segurança, for detectado que o sistema está no estado inseguro ou alerta, a próxima providência é determinar como levá-lo ao estado seguro, se isto for possível. Trata-se de um problema de otimização onde se busca encontrar a melhor condição de operação que satisfaça as restrições de segurança [11]. A segurança de sistemas de potência é cada vez mais conflitante com as exigências econômicas e ambientais. O controle de segurança objetiva tomar decisões em horizontes de tempo diferentes de modo a evitar que o sistema seja submetido a situações não desejáveis, e em particular para evitar grandes interrupções catastróficas. Tradicionalmente, o controle de segurança tem sido dividido em duas principais categorias: controle preventivo e corretivo (emergência). No controle de segurança preventivo, o objetivo é preparar o sistema quando ele está ainda em operação normal, de modo a torná-lo capaz de enfrentar eventos futuros (incertezas) de maneira satisfatória. No controle corretivo, a perturbação já ocorreu, e o objetivo torna-se minimizar suas conseqüências o mais rapidamente possível, eliminando possíveis violações de operação [6]. A expressão “emergência” não necessariamente indica um eminente colapso do sistema, mas certamente uma situação que requer correção [31]. Os controles preventivo e corretivo diferem em muitos aspectos, entre os quais listam-se os seguintes [6, 32]:

- **Tipos de ações de controle:** replanejamento da geração, alterações topológicas, compensação de potência reativa, às vezes corte de carga para controle preventivo, corte de carga direto ou indireto, corte na geração, chaveamento de capacitor *shunt* ou de reator, separação de rede para controle corretivo.
- **Incertezas:** no controle preventivo, o estado do sistema é bem conhecido, mas os distúrbios são incertos; no controle corretivo, o distúrbio é determinado, mas o estado do sistema é

frequentemente só parcialmente conhecido; em ambos casos, o comportamento dinâmico é indeterminado.

- **Ciclo aberto ou fechado:** o controle preventivo é geralmente do tipo malha aberta; o controle corretivo pode ser de malha fechada, e conseqüentemente mais robusto com relação a incertezas.
- **Tempo de resposta:** o controle preventivo geralmente pode ser feito por controladores de resposta lenta, contudo os controladores corretivos devem ser de ação rápida. Em [33] estas características são discutidas detalhadamente.

A primeira limitação dos atuais métodos de controle de segurança consiste no fato de que estes não são capazes de arbitrar entre o controle preventivo e corretivo. Mais precisamente, os métodos atuais supõem que as contingências e os fenômenos que devem ser tratados de maneira preventiva são determinados a priori na forma de uma lista de contingências prováveis e um conjunto de restrições estáticas e dinâmicas. O controle de segurança preventivo tenta mudar as condições de operação de modo que estas restrições são satisfeitas para todas contingências. O controle corretivo deve manipular todos os outros distúrbios não plausíveis [6]. Contudo, de um ponto de vista racional, o fato de um certo problema de segurança (ou restrição) ser tratado de um modo preventivo ou corretivo, depende das condições de operação (elétricas, econômicas e meteorológicas). Por exemplo, se uma determinada contingência ($n - 2$) torna-se muito provável (isto é por causa das mudanças das condições do tempo), ou se o custo de tratamento no modo preventivo é baixo, por exemplo devido a uma desprezível redução de carga disponível, então é mais sensato manipular esta situação de modo preventivo. Assim, em princípio a escolha entre o modo preventivo e corretivo do controle de segurança deve ser uma saída (e não uma entrada) das ferramentas de suporte de decisão dos controles de segurança. Contudo, existem dificuldades intrínsecas na obtenção deste objetivo, principalmente por causa da carência de dados sobre a probabilidades das contingências (como função das condições em tempo real) e dificuldades para modelar os custos das interrupções, ambas as quais devem ser exigências para permitir uma melhor coordenação dos controles de segurança no modo preventivo e corretivo [6, 32]. Uma vez constatada a existência de violações, no caso da ocorrência de uma certa contingência, pode-se [9]:

- Executar ações de controle preventivo, alterando as condições de operação da rede de forma que a ocorrência daquela contingência não resulte em violações.
- Determinar uma estratégia de controle corretivo, que eliminará as violações caso a contingência venha a ocorrer.

Os controles são dispositivos controláveis fisicamente ou grandezas cujos valores de ajustes ótimos são aplicados para otimizar as condições de operação. A praticidade e a eficácia de cada opção depende de cada sistema [34]. O desenvolvimento de estratégias eficazes capazes de resultarem em ganhos requer análises complexas (conhecimentos multidisciplinares), de modo a evitar a elaboração de metodologias de difícil aplicação ou mal planejadas [35]. Por exemplo, a compensação de potência reativa deve melhorar o perfil de tensão sem afetar a capacidade de transmissão de potência ativa através das linhas de transmissão disponíveis.

Quando o sistema é instável, ações de controle devem ser tomadas para garantir que este continue operando e, se possível, atendendo a totalidade da demanda. Caso seja verificado que um determinado ponto de operação é instável após a ocorrência de alguma contingência plausível, então por meio de ações de controle preventivo, esse ponto é modificado mesmo com a possibilidade de tal contingência não ocorrer. As ações de controle corretivas são iniciadas somente após a ocorrência do

distúrbio. As ações de controle corretivo ou preventivo podem ser pré-programadas, determinadas a partir de estudos *off-line* ou *on-line* fundamentados em previsões de cenários futuros, porém sempre há o risco de algum cenário vir a acontecer que não tenha sido investigado. Dispositivos de controle corretivo *on-line* que atuam a partir de medidas das variáveis do sistema devem ser operados de forma a não ocorrer interferência entre eles, de modo a não prejudicar a dinâmica do sistema. A utilização de métodos híbridos empregando ações de controle preventivo e corretivo juntas consiste em solucionar um problema de otimização que leva em consideração os custos de ambas ações [36].

As figuras 2.4 a 2.7 exemplificam de forma básica as ações dos controles [37].

Considere um ponto de operação no espaço de parâmetros (cargas), conforme a figura 2.4.

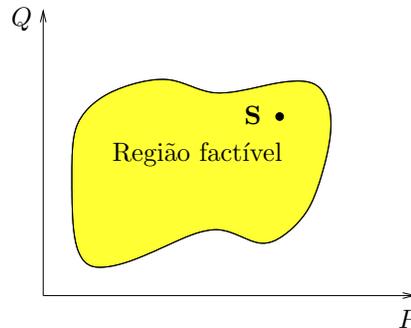


Figura 2.4: Espaço de parâmetros.

Um aumento de carga resulta em mudança no ponto de operação, conforme a figura 2.5. O novo ponto de operação pode permanecer na região factível de operação (figura 2.5(a)) e, caso não ocorra violação de operação, diz-se que o novo estado de operação é seguro. Quando ocorrem violações, o estado de operação é de emergência. Aumentos de carga mais severos, como por exemplo em horários de pico de demanda, podem levar o novo ponto de operação para a região infactível (figura 2.5(b)). Neste caso, não há possibilidade de atender a demanda e o sistema passa a operar em uma situação de instabilidade, podendo levá-lo ao blecaute.

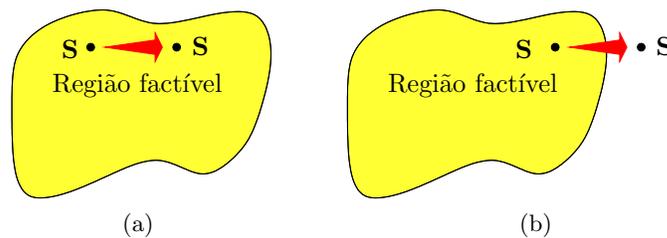


Figura 2.5: Mudança do ponto de operação.

Após uma contingência, a fronteira entre as regiões modifica-se, reduzindo a região factível devido a alterações topológicas do sistema. A figura 2.6 mostra a situação em que a contingência é severa, levando o ponto de operação à região infactível.

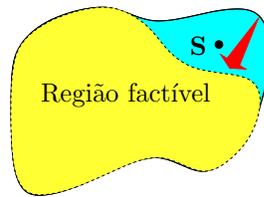


Figura 2.6: Mudança na fronteira das regiões.

Ações de controle podem deslocar o ponto de operação, por exemplo através de corte de carga, ou aumentar a região de factibilidade, por exemplo através de chaveamento de capacitores ou por mudança dos *taps* de transformadores. A figura 2.7 ilustra ambas as situações.

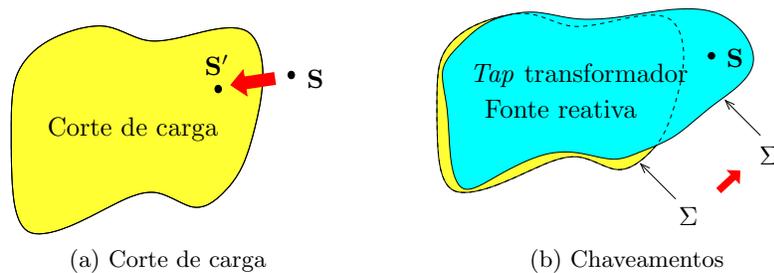


Figura 2.7: Ações de controle.

2.6.3.1 Otimização

Determinar a melhor solução para um problema consiste em otimizá-lo. Então, o processo de otimização abrange conceitos, métodos e aplicações relacionadas à determinação das melhores soluções para problemas de tomada de decisões a partir de modelos matemáticos. De acordo com [38] as componentes de um problema de otimização são:

- **Objetivo:** direciona a escolha dos valores das variáveis de decisão no sentido de otimizar determinada grandeza.
- **Variáveis de decisão:** grandezas sobre as quais se exerce controle visando atingir o objetivo especificado.
- **Restrições:** relações que restringem os valores que as variáveis de decisão podem assumir.
- **Parâmetros:** valores constantes que caracterizam um modelo de otimização particular.

O emprego de modelos de otimização como paradigmas para problemas de tomada de decisões é antigo. Existem muitos métodos de otimização e a eficiência de cada um depende do tipo de problema a ser tratado, do comportamento da função quando é possível representá-la (função objetivo) e também de outros fatores. Faz-se então necessário conhecer a natureza do problema para determinar qual método (ferramenta) é mais adequado para ser aplicado.

O modelo do problema pode ser linear ou não linear. Em modelos lineares todas as funções envolvidas são lineares. Para os modelos não lineares, pelo menos uma das funções envolvidas é não linear. Em alguns casos quando a função objetivo é não linear, pode-se reescrevê-la considerando-a

linear por partes. As ferramentas de otimização basicamente podem ser classificadas como programação linear, programação não linear e programação híbrida. Em função da natureza do problema, pode-se ainda classificá-lo como convexo ou não convexo.

Existem problemas em que a abordagem é de uma única característica (mono-objetivo), sendo assim a solução ótima (melhor solução) consiste em atender tal critério (maximizando ou minimizando). Muitos problemas podem ser representados por diferentes funções objetivo, em geral conflitantes, ou seja, a otimização de um único objetivo geralmente não satisfaz os demais objetivos. Logo, uma abordagem multiobjetivo se faz necessária, possibilitando considerar simultaneamente todos os possíveis objetivos desejados (múltiplos critérios). Como exemplos de aplicações reais de otimização em sistemas de potência envolvendo múltiplos critérios, pode-se citar:

- O aumento da margem de segurança quanto à estabilidade de tensão, minimizando o custo e a quantidade dos controles aplicados e minimizando as perdas.
- Um circuito elétrico, minimizando a área ocupada e a potência dissipada e maximizando o ganho.

A função objetivo pode ser unimodal possuindo apenas uma solução (mínimo ou máximo global) ou multimodal apresentando muitas soluções locais, sendo apenas uma global. Na literatura existem diversas técnicas associadas aos diversos métodos existentes, de maneira que sempre o ótimo global seja determinado.

Otimização mono-objetivo

A otimização mono-objetivo opera sobre uma única função objetivo. A solução de qualquer problema de otimização mono-objetivo depende da escolha do objetivo a minimizar ou maximizar. Consiste na abordagem escalar, significando que a figura de mérito é funcional (uma função cuja imagem é escalar). Seja a formulação básica de um problema mono-objetivo:

$$\begin{aligned}
 \min \quad & f(x) \\
 \text{s.a.} \quad & x \in \Omega \\
 & g_i(x) = 0 \quad \forall i = 1, \dots, p \\
 & h_i(x) \leq 0 \quad \forall i = 1, \dots, r
 \end{aligned} \tag{2.1}$$

onde $x \in \Omega$ é o vetor de variáveis de decisão, sendo Ω o conjunto \mathbf{R}^n , e $f(x) : \mathbf{R}^n \rightarrow R$ a função que quantifica a adequação de cada solução x , quanto menor $f(x)$ melhor será a solução x . Em um problema de otimização irrestrita o processo de otimização consiste em determinar o vetor x que minimiza $f(x)$. A otimização restrita consiste em minimizar determinada função objetivo, atender a certas restrições que correspondem a limitações de natureza física ou tecnológica, ou mesmo ao fato de certas soluções não serem aceitáveis por motivos mais subjetivos. Para expressar tais restrições, definem-se regiões no espaço de parâmetros \mathbf{R}^n através de p igualdades ($g_i(x)$) e/ou de r desigualdades ($h_i(x)$). As soluções do problema serão procuradas apenas entre aquelas que atenderem a tais igualdades e desigualdades (soluções factíveis).

Otimização multiobjetivo ou multicritério

A programação multiobjetivo (PMO) é o ramo da programação matemática que se ocupa da caracterização de soluções e do desenvolvimento de métodos de otimização para problemas que envolvam mais de uma função objetivo. Modelos multiobjetivos permitem considerar simultaneamente todos os possíveis objetivos do problema.

A otimização multiobjetivo aborda os problemas de otimização que possuem vários critérios a serem atingidos, sendo denominados de problema multiobjetivo. As funções objetivos (medidas de performance) envolvidas em um problema multiobjetivo são comumente incomensuráveis e possivelmente conflitantes, de modo que, a melhoria em uma acarreta degradações em outras. Assim a análise multiobjetivo permite a eficiente inclusão de aspectos de difícil mensuração, através de escalas e medidas adequadas para cada uma das novas variáveis que passam a ser admitidas no processo decisório. Para este tipo de problema, existe um conjunto de soluções que representam um “compromisso” entre os objetivos.

As formas clássicas de abordagem de problemas de decisão quase sempre exigem a identificação prévia de uma função utilidade que agregue todos os objetivos do problema. Por sua vez, os métodos inspirados em modelos de otimização baseiam-se em procedimentos iterativos que prescindem de uma função utilidade explícita e podem ser implementadas através de algoritmos de otimização existentes. Novos métodos consistem em exatamente procurar harmonizar teoria de decisão e otimização de sistemas, de maneira que a solução de um determinado problema multiobjetivo reflita as preferências de um ou mais decisores. A assistência de um ou mais decisores torna-se indispensável devido a perda do conceito usual de otimalidade, induzida pelo natural conflito de objetivos. Em conseqüência, a solução final do problema passará a ser caracterizada por um certo grau de subjetividade e, fundamentalmente, pelo tipo de equilíbrio adotado.

A formulação básica de um problema multiobjetivo é:

$$\begin{aligned} \min \quad & f = [f_1(x), f_2(x), \dots, f_m(x)] \\ \text{s.a.} \quad & x \in \Omega \end{aligned} \tag{2.2}$$

$$g_i(x) = 0 \quad \forall i = 1, \dots, p \tag{2.3}$$

$$h_i(x) \leq 0 \quad \forall i = 1, \dots, r \tag{2.4}$$

sendo $f_1(x), f_2(x), \dots, f_m(x)$ as funções a minimizar ($m \geq 2$). Admite-se aqui que o conjunto de soluções de um problema de otimização multiobjetivo consiste de todos os vetores que correspondem a soluções não-inferiores (ou não-dominadas). Um solução não-dominada é aquela em que a melhoria de uma função objetivo só pode ser conseguida às custas da degradação de outra.

Neste trabalho faz-se um estudo no caso mono-objetivo comparando o uso de uma função objetivo linear e de uma não linear para representar a minimização dos custos de aplicação dos controles de maneira a manter uma margem de segurança com relação à estabilidade de tensão adequada e um perfil de tensão apropriado.

Programação linear

Um problema de otimização linear possui a seguinte forma geral:

$$\begin{aligned} \min \quad & f(x) = c^T x \\ \text{s.a.} \quad & Ax = b \\ & x \geq 0 \end{aligned} \tag{2.5}$$

onde $A \in R^{m \times n}$; $b \in R^m$; $c, x \in R^n$ com $x_j \geq 0, j = 1, \dots, n$. A função objetivo linear $f : R^n \rightarrow R$ é escalar e uma solução que satisfaça as restrições é dita solução factível.

Os métodos de programação linear (PL) são aplicados a problemas que possam ser descritos por um conjunto de equações lineares. Consiste em minimizar ou maximizar uma função objetivo

linear, ou seja, determinar a solução ótima respeitando-se um sistema linear de equações denominadas restrições. As restrições do conjunto determinam um semi-espço chamado de conjunto de soluções viáveis. A solução ótima é a melhor das soluções viáveis, ou seja, aquela que maximiza ou minimiza a função objetivo. Os métodos mais utilizados na PL é o clássico Simplex [39] e os métodos de pontos interiores [40].

Programação não linear

Um problema de otimização não linear possui a seguinte forma geral:

$$\begin{aligned}
 \min \quad & f(x) \\
 \text{s.a.} \quad & x^l \leq x \leq x^u \\
 & g_i(x) = 0 \quad \forall i = 1, \dots, p \\
 & h_i(x) \leq 0 \quad \forall i = 1, \dots, r
 \end{aligned} \tag{2.6}$$

onde x^l e x^u são os limites inferior e superior das variáveis de decisão, e f uma função objetivo escalar não linear.

Se somente a função objetivo é não linear, o problema é linearmente restrito (*linearly constrained*) e tende a ser de resolução mais fácil do que os casos não linearmente restritos (*nonlinear constrained*).

Geralmente, para problemas que são representados por sistemas de equações não lineares, utiliza-se as técnicas de programação não linear (PNL) as quais consistem em [41]:

- **Métodos determinísticos:** baseiam-se no cálculo de derivadas, ou em aproximações destas, especificamente da informação do ponto onde o vetor gradiente se anula, ou a direção para o qual aponta. Os métodos determinísticos são eficazes quando a função é contínua, convexa e unimodal.
- **Métodos estocásticos:** os problemas não lineares complexos cuja representação é difícil e modelados por funções nem sempre diferenciáveis, necessitam de métodos numéricos. Utilizam um conjunto de ações que buscam o ótimo de maneira “aleatória orientada”, sem necessitar de qualquer informação de derivadas ou sobre o comportamento do problema.
- **Métodos enumerativos:** fazem uma varredura completa (busca exaustiva) de todas as possíveis soluções. Isto implica num tempo excessivo de cálculo na maior parte dos problemas.

2.6.3.2 Ações ótimas de controle preventivo e corretivo

Tradicionalmente o controle corretivo ou o preventivo é formulado como um problema de otimização o qual envolve função objetivo; restrições de igualdade, incluindo equações de balanço de fluxo de carga; e restrições de desigualdade referente aos limites de variáveis de estado e controle. É desejável encontrar as ações de controle que representem um balanço ótimo entre segurança, economia e outras considerações operacionais. O problema é dado por:

$$\begin{aligned}
 \min \text{ ou } \max \quad & f(x, u) \\
 \text{s.a.} \quad & g(x, u) = 0 \\
 & h(x, u) \leq 0
 \end{aligned} \tag{2.7}$$

em que x representa as variáveis de estado (magnitudes e ângulos de fase das tensões), u as variáveis de controle (magnitudes das tensões nas barras de geração, posições de *tap* de transformadores, bancos de capacitores, entre outros). f é a função objetivo, g corresponde às restrições de igualdade, incluindo as equações de balanço de potência nodais (fluxo de carga) e h corresponde às restrições de desigualdade (funcionais), incluindo os limites das variáveis de estado e controles (limites dos *taps* de transformadores, potências reativas geradas, etc). Em termos gerais, os principais objetivos a serem alcançados são: minimizar o número de equipamentos de controle; minimizar o montante de controle de cada equipamento; minimizar o corte de carga; minimizar o custo do controle; maximizar a margem de estabilidade de tensão; minimizar perdas de potência ativa na transmissão; minimizar custo de geração; minimizar desvio de despacho ótimo; minimizar desvio das magnitudes das tensões. Naturalmente, prioridades diferentes são definidas em termos dos objetivos nos casos de controle preventivo e corretivo. Por exemplo, no caso de controle corretivo, o custo dos controles pode receber baixa prioridade, e a factibilização do problema passa a ser um aspecto fundamental.

Se existe uma solução factível para um determinado problema de controle de segurança é comum existirem outras soluções. Uma solução deve ser escolhida. Caso não haja uma solução (o que é também comum), uma deve ser escolhida dentre as candidatas infactíveis. Por exemplo, no caso de uma sobrecarga em um transformador, os controles disponíveis podem não ser capazes de eliminá-la por completo, tratando-se então de uma solução infactível. A atuação de alguns destes controles pode minimizar a sobrecarga. Neste caso, escolhe-se dentre as candidatas infactíveis, a melhor estratégia de controle de modo a minimizar a sobrecarga no transformador. Otimização de segurança é um termo amplo para descrever o processo de seleção de uma solução preferida de um conjunto de soluções candidatas (factível ou infactível). O fluxo de potência ótimo (FPO) é a aplicação computacional que executa a otimização de segurança dentro do sistema de gerenciamento de energia (*energy management system* (EMS)). Atualmente não incorporam todas as considerações operacionais na solução. Os métodos para distinguir a solução ótima entre soluções candidatas baseiam-se na função objetivo ou em regras [14].

O método da função objetivo consiste em determinar um valor numérico para cada solução possível. A solução com menor valor no caso de minimização da função objetivo é a solução ótima. Geralmente a função objetivo é uma função explícita de controles e variáveis de estado. É dita ser **separável** se o custo para um determinado controle (ou variável de estado) permanece constante enquanto outros controles (ou variáveis de estado) mudam o ajuste. Por exemplo o custo da geração ativa. A perda de potência ativa na transmissão é um exemplo de função objetivo **não separável**. A vantagem deste método é que expressões analíticas podem ser determinadas para representar as grandezas as quais deseja-se minimizar, tais como do ponto de vista econômico, custo de produção MW e perdas de transmissão. As considerações econômicas que devem ser colocadas na função objetivo são: pequeno número de ações de controle; manter o controle longe de seus limites; relativa preferência por ações preventivas do que por ações corretivas. A grande desvantagem é a dificuldade (às vezes impossibilidade) de determinar uma função objetivo que reflita realisticamente as considerações do custo da produção e outras operações não econômicas. A função objetivo para o controle preventivo geralmente é relacionada com a minimização do custo de controle. No caso de controle corretivo o direcionamento da trajetória do sistema para um novo ponto de equilíbrio estável é mais adequado, então a função objetivo pode ser a minimização do corte de carga, por exemplo.

O método baseado em regras é apropriado quando a especificação de regras para escolher a solução entre as candidatas é mais fácil do que modelar estas escolhas via função objetivo. O método escolhe uma regra apropriada ao problema a ser solucionado. A regra indica a decisão (ação de controle). A desvantagem do método é que quando situações não foram predefinidas é difícil fornecer uma direção ao FPO. Contudo apresentam um papel importante em ambiente *on-line*,

quando o FPO é mal condicionado.

Para refletir a política operacional, custos mais baixos ou mais altos são especificados de acordo com ações de controle preventivo ou corretivo. Quando uma solução factível não é possível pode-se recorrer à função de penalidade, o que significa que restrições *soft* são violadas, a fim de tomar a direção da solução “infactível ótima”. Muitos limites de restrições não são realmente rígidos e podem ser relaxados em algumas extensões (faixas). Isto é interessante no impasse do problema inerente de segurança *versus* economia. Tendo em vista que controles não são instantâneos, que violações das restrições não podem ser sustentadas indefinidamente e que a função objetivo pode estar relacionada com o problema de minimização da taxa de tempo de mudança, é importante que algumas variáveis de tempo sejam consideradas no problema de otimização de segurança [14].

Devido ao aumento da complexidade dos sistemas de potência aliado às facilidades atuais do uso de técnicas computacionais, operadores e planejadores têm optado pelo desenvolvimento de ferramentas analíticas, e o FPO tornou-se uma ferramenta flexível e poderosa, por permitir a análise multi-variável e multi-alternativa, o que torna-se muito difícil e até impossível com o fluxo de carga convencional [42]. O fluxo de potência ótimo (FPO) usa variáveis de controle como potências gerada ativa e reativa para atingir um bom balanço (*tradeoff*) entre segurança e economia. Mais especificamente, este programa otimiza a condição de operação do sistema com relação a um objetivo pré-definido (mínimo custo de operação, máximo fluxo de potência), respeitando limites dos geradores e restrições de segurança estática (fluxo de potência em linhas e limites das tensões em barras) [6].

Outro fator relevante é a presença de contingências, que tornam o problema múltiplo, ou seja, a rede do caso base mais a rede de cada contingência. Para obter uma solução ótima, estes problemas individuais devem ser formulados com um problema múltiplo e solucionados de forma integrada, pois qualquer ação de controle no caso base afetará todas contingências e quanto mais uma contingência é tratada com ações de controle pós-contingência, menos ações preventivas são necessárias para aquela contingência [14].

2.7 Estabilidade de tensão de sistemas de potência

A estabilidade de um sistema de potência corresponde à habilidade do sistema de, a partir de uma determinada condição de operação inicial, atingir um outro ponto de equilíbrio após a ocorrência de um distúrbio, com a maioria de suas variáveis dentro de limites estabelecidos, de forma que o sistema permaneça intacto [9, 14]. Para facilitar o estudo e a implementação de métodos de análise de estabilidade, esta é classificada na literatura como sendo de ângulo (rotor), de frequência e de tensão, apesar de que nem sempre é possível fazer uma distinção exata entre os tipos de instabilidades relacionadas [8]. Este trabalho relaciona-se especificamente aos fenômenos da estabilidade de tensão.

A estabilidade de tensão está relacionada com a habilidade do sistema de potência em manter aceitáveis as tensões de todos os barramentos sob a condição normal do sistema e depois de submetido a um distúrbio. Um sistema de potência entra no estado de instabilidade de tensão quando um distúrbio, um aumento na demanda ou uma mudança nas condições do sistema provoca um declínio ou uma aumento progressivo e descontrolado na tensão em alguns barramentos. O suporte de potência reativa inadequado também conduz à instabilidade de tensão ou ao colapso de tensão. Assim, a compreensão e o desenvolvimento de esquemas para prevenir (mitigar) a instabilidade de tensão é de suma importância [8, 43].

O colapso de tensão é o processo pelo qual a seqüência de eventos associada com a instabilidade

de tensão conduz a um blecaute ou a tensões baixas incomuns em uma parte significativa do sistema de potência. A estabilidade de tensão depende da habilidade em manter/restaurar o equilíbrio entre as demanda da carga e o fornecimento à carga através do sistema de potência. Uma possível consequência da instabilidade de tensão é a perda de carga em uma área, ou a saída de linhas de transmissão e outros elementos pela atuação dos respectivos sistemas de proteção e até a ocorrência de saídas de equipamentos em cascata. A perda de sincronismo de alguns geradores podem resultar destas saídas ou através das condições que violam os limites das correntes de campo. A queda progressiva nas tensões das barras também pode estar associada com a instabilidade do ângulo do rotor [44].

A força motriz para a instabilidade de tensão é usualmente as cargas; em resposta a um distúrbio, a potência consumida pelas cargas tende a ser restabelecida pela ação dos ajustes do escorregamento dos motores, dos reguladores de tensão da distribuição, das mudança de *tap* de transformadores, e termostatos. As cargas restauradas aumentam o estresse sobre a rede de alta tensão pois aumentam o consumo de potência reativa e provocam além disso redução da tensão. Quando as dinâmicas das cargas tentam restaurar o consumo de potência além da capacidade da rede de transmissão e da geração conectada uma situação de estado precário provocam a instabilidade de tensão [44].

O fator principal que contribui para a instabilidade de tensão é a queda da tensão que ocorre durante o fluxo de potência ativa e reativa através das reatâncias indutivas das linhas de transmissão; que limita a capacidade da linha de transmissão em transferir a potência e em manter a tensão. Ademais a transferência de potência e a manutenção da tensão são limitados quando os geradores atingem os limites de capacidade de tempo de sobrecarga da corrente de armadura e de campo. A estabilidade de tensão é ameaçada quando um distúrbio aumenta a demanda de potência reativa além da capacidade sustentável das fontes de potência reativa disponíveis. Embora a forma mais comum da instabilidade de tensão é a queda progressiva das tensões dos barramentos, o risco da instabilidade de sobre-tensão também existe. É provocada pelo comportamento capacitivo da rede (linhas de transmissão de extra alta tensão operando abaixo do *surge impedance loading* (SIL)) e também pela atuação dos limitadores de subexcitação impedindo que os geradores e/ou compensadores síncronos absorvam o excesso de potência reativa. Neste caso, a instabilidade está associada com a falta de capacidade de combinar a geração e o sistema de transmissão para operar abaixo de determinado nível de carga. Na tentativa de restabelecer a potência da carga, a mudança de *taps* de transformadores provoca instabilidade de tensão de longo prazo [44].

As metodologias para avaliação do fenômeno são classificadas em estáticas, quase-dinâmicas e dinâmicas. Embora tenham o mesmo objetivo, essas metodologias representam formas bem distintas de abordar o assunto [45].

- **Estática:** é a mais conhecida e utilizada internacionalmente (Estados Unidos, Canadá, Japão, Reino Unido, Brasil, etc.), principalmente pela simplicidade e rapidez nas simulações. Baseia-se na utilização do fluxo de potência convencional ou modificado, onde se altera a construção da matriz Jacobiana do sistema, para permitir que o ponto de colapso seja alcançado, sem que haja divergência por singularidade. Avalia-se a margem de potência ativa ou reativa através de processamentos sucessivos de fluxos de potência, ou calculando-se diretamente o ponto de colapso. Neste tipo de metodologia não se analisa os casos de colapso de tensão transitórios, decorrentes de instabilidade angular, assumindo-se que as simulações dinâmicas tenham mostrado que o sistema é estável, para todas as perturbações (contingências) consideradas. As margens de potência ativa e reativa são avaliadas, geralmente, através das curvas *PV* e *QV*, após o amortecimento das oscilações transitórias, e antes das tomadas de ações manuais dos operadores.

- **Quase Dinâmica - Análise Modal:** é utilizada para avaliar pequenas perturbações no sistema. Na análise modal busca-se avaliar a estabilidade de tensão para as pequenas variações no ponto de operação, que são efetuadas através de alterações nas demandas ativas e/ou reativas das cargas. Desta forma, tem-se, através das matrizes de sensibilidade (Jacobiana reduzida) PV ou QV , a relação entre a variação incremental das demandas (ativas e/ou reativas) e a variação incremental do módulo das tensões nodais. Tais matrizes se tornam singulares, juntamente com a matriz Jacobiana do fluxo de potência, ao se atingir o ponto de máximo carregamento do sistema, tornando-as importante para a avaliação da estabilidade de tensão. Destaca-se o papel dos autovalores na identificação dos diferentes modos com que o sistema pode atingir o colapso de tensão. Em relação aos autovetores, à direita e à esquerda, associados aos autovalores críticos, menciona-se a sua aplicação para avaliar a observabilidade e controlabilidade de cada modo sob análise, ou seja, os mesmos podem conter informações relevantes sobre os pontos do sistema onde as medidas corretivas são mais efetivas.
- **Dinâmica:** face aos elevados tempos envolvidos nas simulações, não se tem utilizado a análise dinâmica convencional para análises do fenômeno. Para reduzir esses tempos pode-se empregar a decomposição na escala do tempo, que é uma nova abordagem (dinâmica), para se avaliar a estabilidade de tensão. Neste novo enfoque, tem-se um modelo de escala variável no tempo, a partir do qual é possível derivar os modelos de dimensão reduzida para qualquer período, do mais rápido (*short term*) ao mais longo (*long term*). A aproximação (*quasi steady state* (QSS)) utilizada para análise de longo termo é um tipo de técnica de decomposição na escala do tempo, onde se busca analisar as dinâmicas lentas envolvidas no processo de instabilidade de tensão.

A estabilidade de tensão está associada com aspectos do desempenho dinâmico e de regime permanente do sistema de potência. O controle de tensão, a administração e compensação de potência reativa, estabilidade do ângulo do rotor (sincronismo), proteção preventiva e operação de centros de controle são fatores que influenciam a estabilidade de tensão. As hipóteses de desacoplamento $P-\delta$ e $Q-V$ não são satisfeitas durante situações de alto estresse do sistema, ou seja, ângulos e transferência de potência elevados. Os problemas de estabilidade de tensão normalmente ocorrem durante condições altamente estressadas (usualmente após contingências de grande porte) [43].

Geralmente é difícil controlar o perfil de tensão de uma rede elétrica malhada e esparsa, com linhas de transmissão de longas distâncias e com extra alta tensão. Os fluxos de potência nas linhas de transmissão de extra alta tensão mudam de pesados para leves e até nulos e/ou de uma direção a outra em um ciclo do dia e também experimentam excesso ou carência de potência reativa periodicamente, o que resulta em uma flutuação de tensão periódica. Objetivando manter o nível de tensão desejado, faz-se necessário gerar ou consumir reativos em barras estratégicas. Consegue-se variações lentas de tensão através de *taps* de transformadores e capacitores/reatores controlados por um sistema supervisor de tensão. Variações rápidas de tensão são obtidas através de compensadores síncronos e compensadores estáticos de reativos (*flexible AC transmission systems* (FACTS)).

Devido às características próprias da instabilidade de tensão (variações lentas das tensões), métodos estáticos são usados e na verdade oferecem uma série de vantagens relacionadas com a eficiência de cálculos e o fornecimento de importantes informações sobre o fenômeno do colapso de tensão o qual possui características dinâmicas. A utilização de métodos estáticos é fundamental para a análise de estabilidade de tensão em ambientes em que há restrições rigorosas com relação a tempos computacionais, como a operação de redes em tempo real. A maioria dos métodos estáticos são baseados na análise da matriz Jacobiana. A proximidade à instabilidade de tensão e conseqüente ao colapso de tensão é avaliada como a distância entre o ponto de operação corrente e aquele para o qual a matriz Jacobiana torna-se singular. Este ponto denominado como ponto de máximo

carregamento (PMC) corresponde ao nariz (*nose*) da curva PV . Esta distância é denominada de margem de segurança quanto à estabilidade de tensão (MSET), ou simplesmente de margem de estabilidade de tensão e refere-se a margem de manobra para lidar com aumentos de carga e contingências [9].

Considere um sistema de potência representado pelo seguinte sistema de equação algébricas não lineares (EFC):

$$g(x, u, \alpha) = 0 \quad (2.8)$$

onde x corresponde às variáveis de estado (magnitudes e ângulos de fase das tensões), u corresponde às variáveis de controle (por exemplo banco de capacitores, *taps* de transformadores, etc.) e α é um parâmetro que expressa o carregamento da rede (fator ou parâmetro de carregamento). Mais especificamente, (2.8) pode ser escrita como:

$$\begin{cases} \alpha P_k^{esp} - P_k^{calc}(\underline{V}, \underline{\theta}) = 0 & \text{para as barras } PQ \text{ e } PV \\ \alpha Q_k^{esp} - Q_k^{calc}(\underline{V}, \underline{\theta}) = 0 & \text{para as barras } PQ \end{cases} \quad (2.9)$$

onde V e θ são a magnitude e o ângulo de fase das tensões, P_k^{esp} e Q_k^{esp} são as potências ativa e reativa especificadas, dada pela diferença entre geração e consumo na barra k . A figura 2.8 mostra uma típica curva PV de um sistema de potência, em que o eixo das abscissas contém o fator de carregamento ao invés da potência ativa P . É ilustrado um certo ponto de operação, dado pelo fator de carregamento α^I , e o ponto de máximo carregamento (PMC), representado por α^* . O PMC é o nariz da curva PV . A MSET pode ser representada pela distância entre α^I e α^* ($\Delta\alpha$).

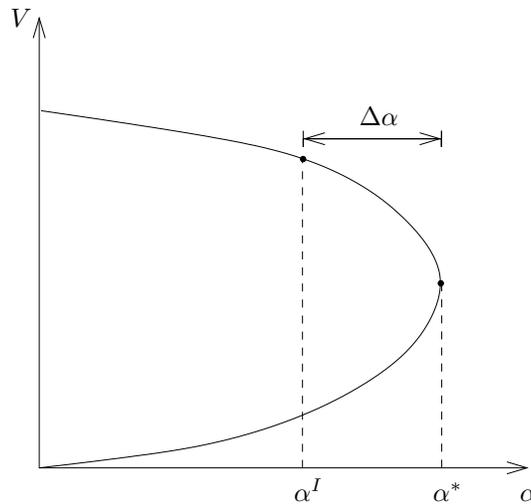


Figura 2.8: Curva PV .

A avaliação da estabilidade de tensão *on-line* consiste em determinar a segurança da tensão em uma determinada condição, verificando se houve violação do critério da estabilidade de tensão. Um possível critério de estabilidade de tensão pode se basear, por exemplo, em $\Delta\alpha$ da figura 2.8. Ou seja, considera-se que a rede esteja segura do ponto de vista de estabilidade de tensão se $\Delta\alpha$ for maior que um certo limiar. Se é constatado que o sistema apresenta ou apresentará situações de instabilidade de tensão, ações de controle preventivo e/ou corretivo deverão ser tomadas para melhorar a segurança de tensão do sistema.

- **Ações de controle preventivo para a manutenção da estabilidade de tensão:** movem o estado do sistema para um ponto de operação com tensões seguras, mudando o ponto de operação corrente da rede e evitando o surgimento de violações caso contingências venham a ocorrer. O objetivo é impedir a instabilidade de tensão antes desta efetivamente ocorrer.
- **Ações de controle corretivo para a manutenção da estabilidade de tensão:** mantém a estabilidade de tensão do sistema, eliminando a violação após esta ter sido detectada, tanto em condições normais de operação como no caso de contingências severas e inesperadas acontecerem. O objetivo é estabilizar o sistema de potência não estável conduzindo a trajetória do sistema para um novo ponto de equilíbrio estável. Relaciona-se com a factibilidade do sistema.

O ponto de operação de um sistema de energia elétrica sofre deslocamentos constantes, tais como: variações de carga, alterações topológicas, ações de controle que são realizadas de forma automática ou através dos operadores de rede. Tais ações objetivam atingir um melhor ponto de operação para o nível de demanda corrente, segundo algum critério, por exemplo, minimização das perdas de transmissão, manutenção de um perfil de tensão plano, etc. Portanto, além da variação de carga, a atuação dos controles também afeta a margem de estabilidade de tensão da rede. Entretanto, como os deslocamentos do ponto de operação influenciam o ponto de máximo carregamento, inviabilizam as informações iniciais que se tinha do grau de segurança do sistema do ponto de vista da estabilidade de tensão [37].

Considerando a estabilidade de tensão, vários controles locais e centralizados estão disponíveis. Os controles locais, particularmente na geração são automáticos e de velocidade relativamente alta. O controle direto e indireto de cargas são críticos para estabilidade de tensão. Cada concessionária ou área de controle tem um controle central ou centro de despacho onde comandos de controle mais lentos automáticos e manuais são emitidos para usinas e subestações. O principal controle automático centralizado é o CAG. O controle de tensão centralizado usualmente tem um *man-in-the-loop* [43]. Pode-se citar algumas ações de controle comuns para a eliminação de sobrecargas em ramos tais como: alterar o perfil de geração de MW (redespacho da geração); alterar fluxos de potência de intercâmbio; alterar a posição do *tap* de transformadores defasadores; realizar alterações topológicas (*network switching*) ou cortar carga. E também algumas ações de controle para a eliminação de violações de tensão, por exemplo: alterar a tensão em barra de geração; alterar a posição do *tap* de transformadores em fase; conectar/desconectar elementos reativos em derivação (capacitores e reatores); realizar alterações topológicas ou cortar carga [9].

A figura 2.9 ilustra o conceito de controle preventivo e corretivo. Representa-se o espaço de parâmetros, em que o sistema foi levado por alguma razão ao ponto infactível O. A figura mostra que CC é o controle corretivo para mover o ponto não factível O para bem próximo do ponto de fronteira B_c ; PC é o controle preventivo realizado de forma a se atingir a margem de estabilidade de tensão estabelecida (B_p) e VC corresponde a ações de controle que levam o sistema a operar com as tensões nodais dentro de limites pré-estabelecidos (B_v) [46].

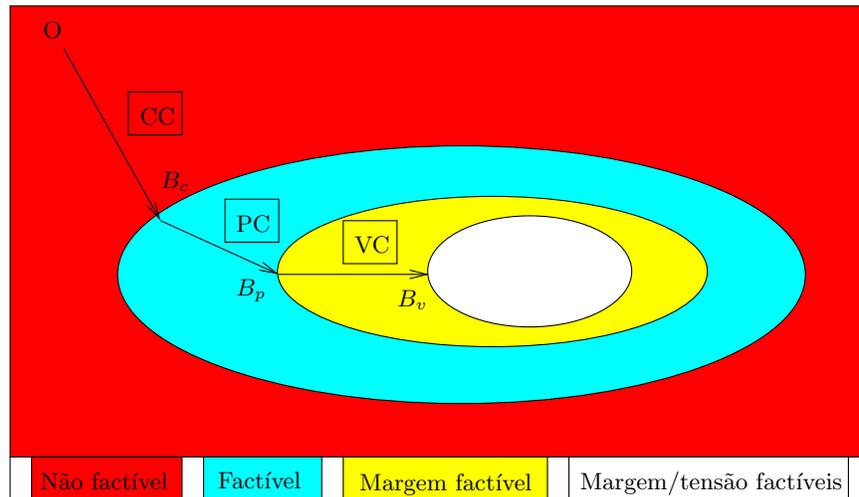


Figura 2.9: Ilustração conceitual de controle preventivo e corretivo.

Uma idéia para prevenir situações de colapso de tensão considerando um conjunto de contingências mais prováveis é baseada no fluxograma mostrado na figura 2.10.

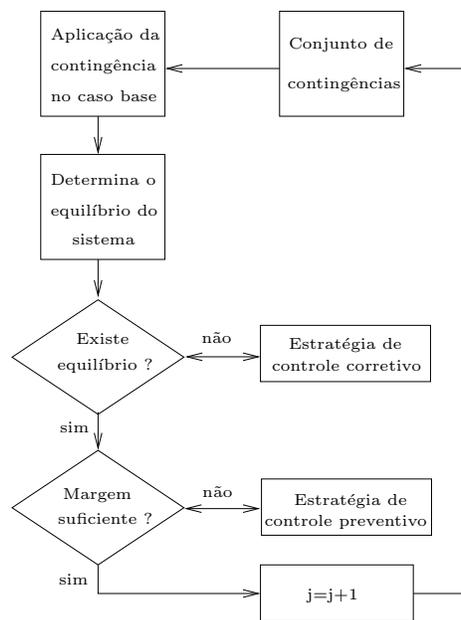


Figura 2.10: Avaliação da estabilidade de tensão e atuação de controle corretivo e/ou preventivo.

Para um ponto qualquer de operação, caso base, as contingências são impostas ao sistema. Para uma contingência não factível, ações de controle corretivo restauram a factibilidade, em seguida, ações de controle preventivo aumentam a margem para um nível seguro. Para casos com margens insuficientes ou contingências leves-moderadas somente o controle preventivo precisa ser executado.

2.7.1 Controle de tensão

O problema de controle das magnitudes de tensão e fluxos de potência reativa é de grande escala, multinível e multiobjetivo. Assim, costuma-se distribuir os níveis de controle em uma estrutura piramidal. Nesta hierarquia, alguns dos controladores têm apenas acesso indireto à rede elétrica, pois recebem informação dos controladores de níveis mais alto e usam esta informação para controlar os controladores de nível mais baixo, tais como os controladores do nível de controle secundário [47].

O controle de tensão em grande escala é organizado em três níveis hierárquicos [47, 48]:

- **Nível de controle primário:** no controle primário de tensão (CPT) o dispositivo de controle tenta compensar rapidamente as variações das tensões, mantendo as variáveis de saída próximas dos valores de referência desejados. Somente informação local é usada para o cálculo dos sinais de controle. Uma resposta rápida é fornecida e a constante de tempo é da faixa de segundos. É subdividido no controle da unidade, controle da usina e atuação do *load tap changer* (LTC).

Controle da unidade: também denominado de controle individual dos geradores. Este nível consiste, basicamente, da atuação do regulador automático de tensão (RAT). Os reguladores tentam manter a tensão terminal da máquina igual ao valor de referência fornecido pelo operador do sistema ou pelo nível mais alto dos controladores.

Controle da usina: o objetivo do controle da usina, comumente denominado de controle conjunto das usinas (joint voltage control), é manter a tensão do lado de alta do transformador elevador igual ao valor especificado, entretanto evitando o intercâmbio de potência reativa entre as unidades da usina.

Atuação do LTC: os LTCs são usualmente usados para restabelecer a tensão do lado secundário, representando um papel importante no fenômeno de estabilidade de tensão a longo prazo.

- **Nível de controle secundário:** no controle secundário de tensão (CST) os controladores consideram variações de tensão lentas e grandes tais como aquelas produzidas pela evolução da carga hora a hora. A constante de tempo é da faixa de minutos, ou seja mais lento que o CPT. Faz uso da informação regional para atualizar os valores de referência dos controladores no nível de controle primário com o propósito de manter as tensões dos barramentos piloto em seus valores ótimos. Através do nível de controle secundário é possível manter um perfil de tensão apropriado por toda a rede de transmissão a despeito da evolução a cada hora da carga e de mudanças topológicas na rede. É realizado ajustando individualmente os ajustes dos RAT dos geradores, compensadores estáticos ou síncronos, *taps* de transformadores, etc., de forma a manter o perfil de tensão desejado nas barras piloto. Produz um efeito regional.
- **Nível de controle terciário:** no controle terciário de tensão (CTT) a informação do sistema é usada para calcular as magnitudes de tensão ótima dos barramentos piloto com o propósito de atingir uma operação econômica e segura da rede elétrica. Isto é feito, principalmente pelos operadores, solucionando automaticamente ou manualmente um problema de otimização de grande escala tal como um fluxo de potência ótimo com o objetivo por exemplo de minimização das perdas de potência ativa da rede elétrica considerando restrições de segurança. Ou seja, a reserva disponível de geração de potência reativa é otimizada para manter um perfil de tensão adequado. A função objetivo também pode ser a maximização da reserva de potência reativa e cujas restrições são associadas aos limites de tensão nos principais barramentos do sistema. Restrições associadas à margem de estabilidade de tensão também podem ser introduzidas

na formulação do CTT. O nível de controle terciário está relacionado a idéia da coordenação, isto é, a rede inteira é levada em consideração, e é mais lento do que o CST, a constante de tempo é de 15 minutos até várias horas. O CTT pode assegurar, de maneira preventiva, a integridade e a segurança do sistema. O CTT abrange todo o sistema.

A literatura apresenta muitos trabalhos abrangendo o CPT e o CST.

A tarefa do controle de tensão secundário é eliminar quaisquer desvios de tensões que permanecem depois das ações dos reguladores de tensão primários. O controle de tensão secundário automático reduz o risco de atingir-se o estado de emergência. Esta tarefa não pode ser alcançada da mesma maneira por controle manual. Contudo, em sistemas com déficit do CST automático em tempo real, esta tarefa é executada manualmente pelo supervisor no centro de despacho.

O controle secundário de tensão (CST) determina as ações dos dispositivos de controle baseado nos ajustes dos valores de tensão de referência em determinadas barras de carga (PQV) denominadas barras piloto. Um fator fundamental para o funcionamento apropriado dos esquemas de CST é a seleção das barras piloto [47]. Em [47] é proposta uma metodologia não linear, usando as EFC na íntegra, o que constitui uma melhoria de modelamento em relação aos métodos com formulação linearizadas das EFC ou naqueles baseados em regras simples. Em adição aos tipos de barras comuns do fluxo de carga, acrescentam-se barras PQV para representação das barras piloto, e barras P referentes aos geradores que controlam as barras piloto. O número de barras PQV é tipicamente menor do que o número de barras P . Conseqüentemente, condições adicionais devem ser adicionadas às EFC antes de resolvê-las. Em [47] um esquema de controle centralizado é considerado, todos os geradores de controle controlam todas as barras piloto. Níveis relativos idênticos de carregamento de potência reativa são impostos em relação aos geradores. Estas condições afetam os geradores, classificados como grandes a pequenos quanto a capacidade de potência reativa, até o número de equações igualar-se ao número de incógnitas. O procedimento desenvolvido para selecionar as barras piloto não depende da estratégia de controle global, isto é, centralizada ou descentralizada. Deve-se ressaltar que também não depende da estratégia para alocar reservas de potência reativa entre os geradores de controle, isto é, diferentes estratégias podem ser implementadas para refletir as políticas operacionais das empresas de eletricidade consideradas. Um conjunto de casos bases relevantes são considerados (incluindo diferentes níveis de carga e diferentes topologias da rede). Associado a cada caso base um conjunto de distúrbios relevantes de potência reativa é definido. Isto resulta em um conjunto de cenários a ser considerado. Para um determinado conjunto de barras piloto proposto um fluxo de carga estendido é resolvido para cada cenário, e um índice é calculado determinando o valor médio quadrado dos desvios da magnitude de tensão com relação aos valores da magnitude de tensão do caso base correspondente. Um índice médio é então calculado levando em conta todos os cenários. Este índice de desvio de tensão médio é a função objetivo a ser minimizada. O primeiro critério de parada é baseado em um número de barras piloto pré-definido a ser selecionado, o segundo pode ser usado para determinar o número de barras piloto a ser selecionado, isto é, barras piloto são selecionadas até a taxa de melhoramento da função objetivo estar baixa o bastante.

O CST automaticamente coordena os recursos (as fontes) de potência reativa de modo que um perfil de tensão apropriado é atingido, e reservas de potência reativa suficientes são mantidas. O interesse do CST é mais aparente quando o sistema está trabalhando próximo do limite da capacidade de transmissão. Em tal situação um modelo linearizado do sistema não é apropriado, e o conjunto de barras piloto que é selecionado usando o modelo linearizado pode estar longe do ótimo. Os autores em [47] afirmam que a sobrecarga computacional para este problema *off-line* é moderada. O procedimento de busca para selecionar o melhor conjunto de barras piloto é feito em duas etapas: a primeira através de um algoritmo guloso de maneira míope para gerar um conjunto inicial de barras piloto, e a segunda através de uma busca global abrangente para melhorar a seleção

gulosos. Os critérios abaixo enumerados são condições básicas para escolha de barras piloto e divisão de áreas de controle [49]:

- O valor da tensão da barra piloto deve refletir o perfil de tensão das barras de sua área;
- Existência de uma reserva suficiente de potência reativa na área de controle que seja capaz de efetuar as mudanças desejadas no perfil de tensão da área;
- Fraco acoplamento entre as áreas de controle, de tal forma que as ações de controle de uma área sejam pouco influenciadas pelas ações de controle de outras áreas.

Tanto a divisão das áreas de controle como a escolha dos equipamentos que participam do CST são assuntos ainda em discussão [49].

A figura 2.11 mostra uma estrutura hierárquica do controle de tensão coordenado para uma implementação *on-line* [48], onde CTT é o controle terciário de tensão; CST é o controle secundário de tensão; CPT é o controle primário de tensão; V_p é a magnitude da tensão na barra piloto; $V_p Ot.$ é a magnitude da tensão ótima na barra piloto; V_t é a tensão terminal da unidade geradora; V_{ref} é a magnitude da tensão de referência e E_{fd} é a magnitude da tensão de campo do gerador.

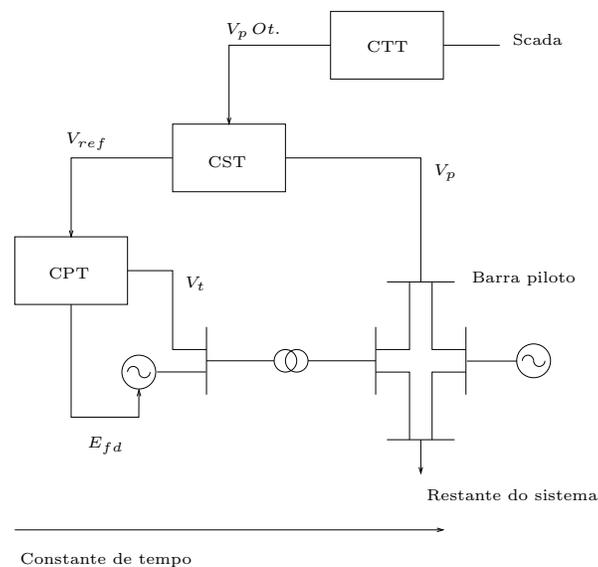


Figura 2.11: Estrutura hierárquica de controle.

Este trabalho pode ser relacionado ao nível de controle terciário, em que uma restrição associada a MSET foi introduzida e limites de tensão em barramentos de interesse são considerados.

2.8 Trabalhos na área de segurança de sistemas de potência

A seguir são apresentados alguns relatos de trabalhos importantes dentro da área de segurança de sistemas, particularmente, quanto ao controle corretivo e preventivo para mitigar o colapso de tensão.

Greene *et al.* em [50] generalizaram o vetor normal [51] para calcular a eficácia da mudança de vários parâmetros do sistema para aumentar a margem de estabilidade de tensão do sistema. É fornecido um método de cálculo de índices para consideração de estabilidade no problema de controle corretivo e preventivo. Gao *et al.* em [52] aplicaram a análise modal [53] ao redor do ponto *nose* da curva *PV* para identificar a melhor localização para um dispositivo de compensação de reativo estático (*static VAR compensation (SVC)*) para aumentar a margem de estabilidade de tensão pós-contingência. Para casos em que o critério da margem não é satisfeito, a análise modal tem sido usada para identificar a melhor localização para aplicação de medidas corretivas. Através da análise modal calcula-se o menor autovalor da matriz Jacobiana reduzida e fatores de participação dos geradores, ramos e barras. O menor autovalor e seus autovetores associados da matriz Jacobiana reduzida no *nose* da curva *PV* definem o modo crítico da estabilidade de tensão. As participações dos geradores, ramos e barras correspondentes identificam a área crítica de estabilidade de tensão e os elementos que têm maior impacto na estabilidade de tensão e neste modo crítico. As medidas corretivas devem ser aplicadas nos locais identificados por estas participações de modo a melhorar a estabilidade de tensão da área crítica e mitigar o impacto negativo destes elementos na estabilidade de tensão do sistema. Outras técnicas incluindo uma variedade de análises de sensibilidade e algoritmos de otimização convencional (FPO) também são usados com sucesso para identificar locais para aplicação das medidas corretivas [54]. No problema de controle corretivo e preventivo a localização da aplicação do controle às vezes é muito importante, embora possa não aparecer na formulação da otimização [34]. Em [55], um índice baseado no valor singular mínimo da matriz Jacobiana do fluxo de potência foi proposto para prevenir a instabilidade de tensão. O mínimo valor singular é uma ferramenta útil para determinação da proximidade do colapso de tensão [34].

Tuan *et al.* [56] propuseram dois algoritmos baseados em sensibilidade para cálculo rápido da carga a ser cortada. Os limites da estabilidade são considerados pela informação da sensibilidade. Também em [57] um outro algoritmo de corte de carga foi apresentado baseado em um índice de risco de estabilidade de tensão. O objetivo destes métodos foi alcançar um perfil mais baixo do índice em relação a um valor limiar através do corte de carga para assegurar que o sistema de potência permanecerá longe do ponto de instabilidade de tensão. As análises usaram modelos estáticos e os aspectos dinâmicos associados com a estabilidade de tensão não foram levados em conta [34].

Em [58] e [59], Kumano *et al.* propuseram uma nova metodologia *on-line* para monitorar e replanejar os ajustes dos controles para prevenir a instabilidade de tensão. Esta metodologia é baseada em múltiplas soluções de fluxo de carga e análises de sensibilidade. O controle preventivo para acomodar o aumento de carga inicia-se quando um par de soluções próximas do fluxo de carga é detectado sob condições de carregamento muito pesado do sistema. Então, formula-se um problema de otimização e soluciona-se através de técnicas seqüenciais de minimização não restritas. Entretanto, foram encontradas soluções sub ótimas e não ótimas. Além do mais, antes da implementação do controle preventivo, o vetor normal à superfície dos fluxos de carga críticos estendidos tinha que ser calculado, o que foi complicado e consumiu muito tempo.

Todos esses métodos usam algum tipo de sensibilidade como indicador de estabilidade. De fato, é comum que as restrições de estabilidade do sistema sejam representadas na sensibilidade obtida através de vários métodos disponíveis e incorporado na função objetivo ou nas restrições de

igualdade/desigualdade [34].

Anborg *et al.* [60] também apresentaram um método para corte de carga em situações de subtensão (*under voltage load shedding* (UVLS)). As análises levam em conta as dinâmicas dos geradores e cargas. Um esquema iterativo de corte de carga mostrou ser eficaz para evitar o colapso de tensão na escala de tempo de longo prazo. Em [61], Balanathan *et al.* propuseram um critério de UVLS mais simples mas ainda poderoso usando um modelo de carga dinâmica. Uma técnica de otimização não linear foi usada para estimar os parâmetros do modelo de carga dinâmica; contudo, a velocidade do processo de estimação restringiu a implementação do critério UVLS somente aos problemas de estabilidade de tensão a curto prazo. Estritamente apenas usam alguns critérios praticados em sistemas de potência para implementar as ações de controle, e não são baseados em otimização.

Para controle corretivo, o corte de carga é um dos principais meios por causa das capacidades de regulação destes com respeito a velocidade do fenômeno de tensão. As outras medidas de controle, tais como redespacho da geração, regulação RAT, chaveamento capacitor/reator, mudança do *tap* LTC, ângulo de fase defasador, e recursos SVC oferecem uma contribuição significativa para a prevenção do colapso de tensão [34].

Popovic *et al.* [62] investigaram o impacto do corte de carga e ações de controle de tensão secundário sobre a estabilidade de tensão. Nos casos em que a instabilidade de tensão já iniciou, um novo modo de ajudar o controle de emergência através do controle de tensão secundário é introduzido. Ademais, técnicas para corte de carga foram analisadas. Os dois procedimentos foram integrados em um novo modelo de otimização linear, representando a correção multi-passo unificada para tensões não-estáveis. Este controle de emergência pode corrigir de modo eficaz um processo de colapso de tensão já iniciado. Neste problema de otimização, algumas sensibilidades estimadas *on-line* associadas com desvio de tensão das barras piloto, desvios de injeção de reativo, e desvios de tensão nas barras críticas com a mudança das barras terminais dos geradores são necessárias.

Para restabelecer a factibilidade do sistema de potência devido a contingências severas, Overbye em [63, 64] usou a característica especial de convergência de amortecimento do método de Newton e o conceito de vetor normal [51] para obter o ponto mais próximo da fronteira de factibilidade do fluxo de potência. Então, a aproximação linear, junto com as sensibilidades dos controles são usadas para determinar as quantidades dos controles.

Em [65], Granville *et al.* aplicaram o método de pontos interiores direto para calcular o corte de carga mínimo para restabelecer a factibilidade do fluxo de potência. Wang *et al.* em [66] aplicaram o método de pontos interiores direto para solucionar o problema de controle preventivo e corretivo. Limites da margem de estabilidade de tensão são incorporados nas restrições de desigualdade para aumentar a confiabilidade operacional do sistema. Métodos de programação não linear, em geral, são computacionalmente intensivos em formar e fatorar a matriz Hessiana. Também, quanto a solução ótima, é necessário obter uma redução do grande número de ações de controle para a implementação prática [34].

Feng *et al.* em [67] mostraram um método para determinação de corte de carga mínimo para restabelecer a factibilidade de operação de um sistema descrito por equações algébricas e diferenciais. Através da parametrização de uma determinada estratégia de controle (direção de controle no espaço de parâmetro), o método da continuação é aplicado para determinar o ponto de equilíbrio associado com o limite pós-contingência do sistema. Então a sensibilidade paramétrica do subespaço invariante (*invariant subspace parametric sensitivity* (ISPS)) [68] é usada para determinar a estratégia de controle mais eficiente de forma que o corte de carga seja mínimo.

Feng *et al.* em [46] apresentaram uma metodologia que combina ações de controle corretivo e

preventivo em sistemas de potência estressados. Para casos com margem de estabilidade de tensão insuficiente, a sensibilidade da margem é primeiro calculada para identificar os controles preventivo mais efetivos, então através de otimização linear minimiza-se o custo do controle para coordenar as ações de controle. Para casos quando nenhum ponto de equilíbrio de regime permanente existe, a maioria da vezes resultante de contingências severas, uma estratégia de controle parametrizado é primeiro utilizado para restabelecer a factibilidade do sistema [67]. O problema do controle preventivo é solucionado baseado na informação da sensibilidade da margem através da solução de equações algébricas e diferenciais do sistema. Primeiro, o equilíbrio do sistema é traçado até o ponto crítico ser atingido. A referência [69] apresenta uma metodologia que simultaneamente resolve as equações algébricas e diferenciais do fluxo de carga com técnicas da continuação, que pode rapidamente identificar o ponto de colapso de tensão durante o processo de traçar o equilíbrio direto sem a reconstrução da matriz de estado dinâmico do sistema e sem a verificação custosa da singularidade. Depois, no ponto crítico, o método introduzido em [50, 70] é usado para calcular as sensibilidades da margem de cada controle. Geralmente, no controle preventivo e corretivo, as restrições de igualdade (EFC, incluindo o cenário de mudança de carga) devem ser considerados na formulação do problema. Contudo, análises de sensibilidade lineares assumem que as restrições de igualdade são sempre atendidas de modo que as equações do fluxo de potência são eliminadas [34]. Finalmente, a otimização linear é aplicada para obter a solução ótima ou sub-ótima do problema. Se restrições de desigualdade são violadas, o equilíbrio e a sensibilidade da margem devem ser recalculadas iterativamente. Este trabalho de pesquisa foi fortemente baseado nesta referência.

Em [71], Conceição *et al.* indicaram estratégias de controle corretivo em situações de infactibilidade da operação de sistemas elétricos de potência. Primeiramente o grau de infactibilidade (GI) do sistema é quantificado e depois uma estratégia de controle corretivo é determinada de modo a colocar o sistema de volta à região de operação factível. GI é determinado através da menor distância entre o ponto de operação infactível (instável) e a fronteira de factibilidade no espaço de parâmetros (de carga). As estratégias de controle foram obtidas por dois métodos, métodos das proporcionalidades (MP) e método baseado em programação não linear. A busca dos controles mais apropriados é baseada na idéia da localização adaptativa.

Em [72] um método é apresentado para a identificação do fornecimento distribuído de potência reativa no intuito de manter o perfil de tensão dentro de limites especificados e aumentar a margem de segurança. O objetivo é minimizar o custo do fornecimento de VAR sujeito a restrições técnicas e econômicas. O problema é formulado em dois estágios, o primeiro envolve um problema de otimização que minimiza a quantidade de fornecimento de reativos. O segundo estágio aplica um programa linear misto-inteiro que otimiza o número de barras candidatas para o suporte VAR. Um exemplo com o sistema de 14 barras do IEEE é apresentado. O número de restrições é elevado, correspondendo a um fluxo de potência ótimo.

Em [48] as limitações e os benefícios que podem ser ganhos com a aplicação dos esquemas de controle de tensão secundário na área Rio de Janeiro são apresentados. Os resultados referem-se a condição de carga pesada, típica dos quentes dias de verão. O controle de tensão coordenado e hierárquico para parte da rede brasileira mostra ser uma aplicação promissora. Ao invés de depender somente da experiência e habilidade do operador do sistema, a manutenção de um perfil de tensão adequado é em geral, melhor alcançado se existe algum grau de automação entre os sistemas de controle reativo. O controle automático do perfil de tensão significativamente contribui para a melhoria da segurança e qualidade de energia. O ajuste do CST é realizado da maneira descrita a seguir. O erro de ajuste da barra piloto é enviado para os geradores e os condensadores síncronos que participam do CST. Em cada unidade o erro é ponderado pelos fatores de participação e integrado. O sinal de saída do integrador modula o ajuste do RAT o qual regula remotamente a tensão da barra remota. Neste artigo são apresentados vários exemplos comparando a tensão das barras piloto

com e sem a aplicação do esquemas do CST após a aplicação de alguns distúrbios. Quando novos controles (adicionais fontes de controle reativo localizadas longe da área de alto carregamento) foram adicionados conseguiu-se aumentar o carregamento máximo através do esquema de CST. Assim, a inclusão de algumas fontes reativas remotas no esquema do CST para controlar o perfil de tensão e a margem de carregamento são importantes. Os resultados mostram também a importância de selecionar adequadamente as barras piloto e a participação de fontes de potência reativa no esquema de CST.

Malachi *et al.* em [31] apresentaram um algoritmo para a seleção de ações de controle corretiva para tensões das barras e potência reativa de geradores em um sistema de potência. Um algoritmo genético usando aproximações lineares das EFC e uma seleção heurística da participação dos controles foram combinados em um método de busca do mínimo número das ações de controle. O método obteve sucesso aplicado a um sistema de 220 barras para vários cenários com distúrbio, o tempo necessário mostra que é possível a aplicação do algoritmo em tempo real, quando comparado com um método de solução baseado em programação inteira observa-se uma diminuição considerável no tempo de cálculo.

Em [73] o efeito da dependência do tempo das ações de controle (corte de carga e compensação reativa) para evitar o colapso de tensão é estudado em um cenário real de um colapso de tensão do sistema interconectado chileno (modelo reduzido do sistema). As análises apresentadas mostram que os tipos, quantidade e tempo da atuação dos controles são críticos para o sucesso dos controles de emergência. Este aspecto do tempo é muito importante para o desenvolvimento de estratégias para minimizar a interrupção de carga. Mecanismos práticos para determinar tempos e níveis críticos para evitar o colapso em sistemas reais estão sendo estudados pelos autores.

Em [74] um método de estado permanente, útil para avaliar a estabilidade de tensão em um ambiente em curto prazo é apresentado. É baseado em índices de sensibilidade (área e global) obtido através da solução de um fluxo de potência e análises do autovetor associado ao autovalor singular. A análise modal é executada nas matrizes Jacobiana e na matriz de controle que contém as relações lineares entre gerações reativa e cargas nas áreas pré-definidas. É realizado um planejamento de ações de controle corretivas a serem tomadas em estados de emergência de maneira preventiva. A metodologia utiliza um esquema de controle de tensão hierárquico e uma função de programação de potência reativa no ponto a ser adotado, objetivando satisfazer critérios econômicos e de segurança. A economia é proposta com a adoção de um programa de despacho de potência reativa com a função objetivo de minimizar as perdas de potência ativa, enquanto a segurança da operação é baseada no esquema de controle de tensão (três níveis) hierárquico. O procedimento é aplicado com sucesso na ENEL Spa.

O objetivo deste trabalho consiste no desenvolvimento e análises de estratégias de controle preventivo para a manutenção de uma MSET adequada, mantendo um PT apropriado. A motivação é devida a reestruturação do setor elétrico e conseqüentemente os regulamentos exigindo padrões de qualidades rígidos dentro de um contexto de minimização de investimentos e assim máxima utilização dos recursos existentes. Claro que em condições normais de operação do sistema existe o balanço entre economia e segurança, mas durante condições de emergência, a operação ótima tem importância secundária. A metodologia proposta é capaz de atender os critérios da MSET e do PT, procurando deixar os controles utilizados ainda disponíveis para futura utilização em casos de emergência. O problema de programação não linear montado é de pequena dimensão, mesmo para sistemas de grande porte pois apenas os controles mais eficazes participam do problema a ser otimizado e o número de restrições é limitado.

Capítulo 3

Formulação matemática do problema

3.1 Formulação básica do problema de fluxo de carga

O sistema de equações de fluxo de carga (EFC) resulta da aplicação da lei das correntes de Kirchhoff para cada barra, o que corresponde ao balanço de potência ativa e reativa na barra, ou seja, potência injetada na barra é igual a soma das potências distribuídas pelos ramos conectados a ela [13, 21].

As EFC na forma vetorial são:

$$\underline{g}(\underline{\theta}, \underline{V}) = \begin{bmatrix} \underline{g}^P \\ \underline{g}^Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\Delta P} \\ \underline{\Delta Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{P}^{esp} - \underline{P}^{calc}(\underline{\theta}, \underline{V}) \\ \underline{Q}^{esp} - \underline{Q}^{calc}(\underline{\theta}, \underline{V}) \end{bmatrix} = 0 \quad (3.1)$$

O vetor \underline{g} contém os *mismatches* de potência ativa (ΔP) e reativa (ΔQ) e tem dimensão igual a $[2NPQ + NPV]$, em que NPQ é o número de barras de carga (PQ) e NPV é o número de barras de geração (PV). \underline{P}^{esp} e \underline{Q}^{esp} são as potências especificadas, iguais à diferença entre as potências geradas e consumidas em cada barra. $\underline{\theta}$ e \underline{V} são respectivamente os vetores de ângulos de fase e de magnitude das tensões nodais. \underline{P}^{calc} e \underline{Q}^{calc} são as potências calculadas em função do estado de operação e de topologia da rede.

Os *mismatches* de potência ativa e reativa para uma barra k são dados por:

$$\begin{cases} \Delta P_k = P_{gk} - P_{lk} - V_k^2 G_{kk} - \\ \quad V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m [G_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + B_{km} \sin(\theta_{km} + \varphi_{km})] \\ \Delta Q_k = Q_{gk} - Q_{lk} + V_k^2 B_{kk} - \\ \quad V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m [G_{km} \sin(\theta_{km} + \varphi_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})] \end{cases} \quad (3.2)$$

onde P_{gk} e Q_{gk} são as potências geradas, P_{lk} e Q_{lk} as potências consumidas e G_{kk} , G_{km} , B_{kk} e B_{km} são elementos da matriz admitância nodal. Ω_k é o conjunto de barras vizinhas da barra k . φ_{km} representa a posição do ângulo defasador no caso do ramo km ser um transformador defasador.

As EFC em (3.1) correspondem a um sistema de equações algébricas não lineares e podem ser resolvidas pelo método de Newton [75] ou pelos métodos desacoplados [76–78]. Também pode

fazer parte da formulação, um conjunto de inequações que representam os limites operacionais da rede e restrições de controles e limites. Por exemplo:

$$V_k^{min} \leq V_k \leq V_k^{max} \rightarrow \text{limites de tensão em barras de carga}$$

$$Q_k^{min} \leq Q_k \leq Q_k^{max} \rightarrow \text{limites de injeções de potência reativa em barras de geração.}$$

Além dessas restrições, que aparecem na formulação básica, outras do mesmo tipo podem ser consideradas para incluir no problema limites nos valores dos *taps* de transformadores em fase e defasadores, limites na capacidade de geração de barras responsáveis pelo controle de intercâmbio, limites nas magnitudes das tensões das barras *PV*, etc.

Há dois tipos de incógnitas para o problema do fluxo de carga: as variáveis de estado V e θ , associadas ao estado da rede, e as potências nodais P e Q que podem ser obtidas se as variáveis de estado forem conhecidas, sendo assim, o problema de fluxo de carga é decomposto em dois subsistemas de equações algébricas, ou seja, a resolução do fluxo de carga pode ser dividida em duas etapas, formando dois subsistemas de equações algébricas, conforme descrito a seguir.

3.1.1 Subsistema 1 - dimensão $[2NPQ + NPV]$

Consiste na determinação das variáveis de estado desconhecidas. Para as barras PQ , \underline{V} e $\underline{\theta}$ são incógnitas e para as barras PV , $\underline{\theta}$ é incógnita. Isto resulta em um total de $[2NPQ + NPV]$ incógnitas. Escrevendo as EFC correspondente a cada potência dada, ou seja, \underline{P} e \underline{Q} para barras PQ e \underline{P} para barras PV , tem-se $[2NPQ + NPV]$ equações. Caracterizando um sistema determinado, pois há o mesmo número de equações e incógnitas.

As EFC para o subsistema 1 podem ser reescritas como:

$$\begin{cases} \Delta P_k = P_k^{esp} - P_k^{calc}(\underline{V}, \underline{\theta}) = 0 & \text{para as barras } PQ \text{ e } PV \\ \Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k^{calc}(\underline{V}, \underline{\theta}) = 0 & \text{para as barras } PQ \end{cases} \quad (3.3)$$

ΔP_k e ΔQ_k são os *mismatches*, resíduos ou erros de potência ativa e reativa. Constituem o conjunto de equações do fluxo de potência ou fluxo de carga (EFC). O método da solução das equações do subsistema 1 consiste da escolha inicial de valores de tensão (resultando em geral em *mismatches* não nulos) e da sua atualização sucessiva, até que os *mismatches* se anulem (ou fiquem muito pequenos).

3.1.2 Subsistema 2 - dimensão $[NPV + 2NV\theta]$

Consiste na determinação das potências nodais desconhecidas. As incógnitas restantes são \underline{P} e \underline{Q} para as barras de referência ($V\theta$) e \underline{Q} para as barras PV . Isto resulta em $[NPV + 2NV\theta]$ incógnitas a serem determinadas, em que $NV\theta$ corresponde ao número de barras de referência (*slack*). Como o estado da rede é conhecido, basta aplicar diretamente as equações das potências nodais para as respectivas barras.

3.2 Conceito de sensibilidade

A simples definição de derivada ajuda a compreender o significado físico da sensibilidade, cujo conceito será utilizado nas seções posteriores. Seja a função $f(x)$ ilustrada na figura 3.1(a), para qualquer ponto x , $\frac{df}{dx} > 0$ (tangente $< 90^\circ$), ou seja, $\frac{\Delta f}{\Delta x} > 0$, pois um aumento em x provoca um aumento em f e um decréscimo em x ocasiona um decréscimo em f . Para a função ilustrada na figura 3.1(b), para qualquer ponto x , $\frac{df}{dx} < 0$ (tangente $> 90^\circ$), isto é, $\frac{\Delta f}{\Delta x} < 0$, pois um acréscimo em x acarreta um decréscimo em f e um diminuição em x ocasiona um aumento em f . A tabela 3.1 apresenta o resumo.

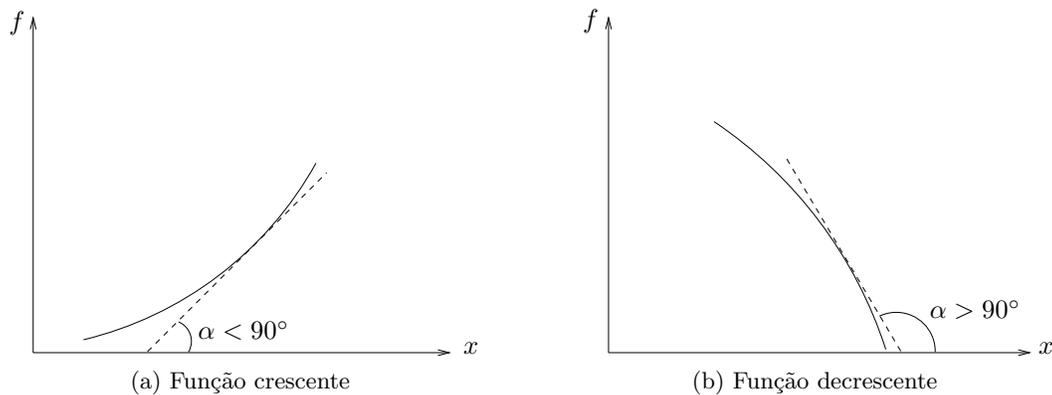


Figura 3.1: Derivadas.

Tabela 3.1: Sinal da sensibilidade (S).

Sensibilidade	Δx	Δf
$S > 0$	↑	↑
	↓	↓
$S < 0$	↑	↓
	↓	↑

Ao longo deste capítulo serão obtidas várias relações de sensibilidade entre variáveis de controle (por exemplo, um banco de capacitores) e variáveis controladas (por exemplo, uma tensão, ou a própria margem de estabilidade de tensão).

3.3 Margem de segurança com relação à estabilidade de tensão (MSET)

Através da análise estática do sistema, a distância entre o ponto de operação e o ponto de máximo carregamento (PMC) para uma certa direção de aumento de carga é a margem de segurança com relação à estabilidade de tensão (MSET). Uma das técnicas para determinar o exato ponto de máximo carregamento é o método da continuação [79], o qual tipicamente demanda muito tempo computacional. O fluxo de carga da continuação consiste de um procedimento preditor-corretor que

utiliza um sistema de equações modificado, tal que a matriz Jacobiana modificada não é singular no PMC. Já em [80] é apresentada um método rápido e preciso baseado em técnicas de otimização para calcular o ponto crítico (α^*). Outra solução para a determinação do PMC consiste nos métodos baseados em sensibilidades [81]. A idéia é obter o ponto de máximo carregamento no menor número de passos, e com o menor esforço computacional possível.

Neste trabalho, por conveniência, optou-se por traçar a curva PV e determinar o ponto de estabilidade de tensão de modo aproximado. Como a idéia consiste em comparar a margem que se tem com a que se deseja, as aproximações não afetam a metodologia, e praticamente não interferem no resultado. Assim utilizando um fator de carregamento α sobre o conjunto das EFC, e a partir do caso base ($\alpha = 0$) aumenta-se o carregamento e a geração de potência ativa de todas as barras até que o ponto de máximo carregamento (ponto crítico) seja alcançado. O processo de carregamento consiste em aumentar gradualmente as potências ativa e reativa das cargas e a geração de potência ativa dos geradores até haver a não convergência ou até a divergência do fluxo de carga. A situação de carregamento anterior à divergência é denominada carregamento crítico (parâmetro de carregamento igual a α^*).

Sejam as EFC escritas para cada cenário de carga, ou seja, em função do parâmetro de carregamento α :

$$\begin{aligned} P_k^{esp} - P_k^{cal}(\underline{\theta}, \underline{V}) &= 0 \\ Q_k^{esp} - Q_k^{cal}(\underline{\theta}, \underline{V}) &= 0 \end{aligned} \quad (3.4)$$

em que para barras de carga tem-se:

$$\begin{aligned} P_{li}^{esp} &= (1 + \alpha) P_{li}^o \\ Q_{li}^{esp} &= (1 + \alpha) Q_{li}^o \end{aligned} \quad (3.5)$$

e para barras de geração tem-se:

$$P_{gk}^{esp} = (1 + \alpha) P_{gk}^o \quad (3.6)$$

As equações das injeções de potência, podem também considerar fatores individuais de padrão de aumento de carga ativa e reativa (K_{Pli} e K_{Qli}) e também fator de participação dos geradores (K_{gk}), tendo-se portanto:

$$\begin{aligned} P_{li}^{esp} &= (1 + K_{Pli} \alpha) P_{li}^o \\ Q_{li}^{esp} &= (1 + K_{Qli} \alpha) Q_{li}^o \\ P_{gk}^{esp} &= (1 + K_{gk} \alpha) P_{gk}^o \end{aligned} \quad (3.7)$$

A curva de tensão em função do carregamento (curva PV) é apresentada na figura 3.2, onde α^I corresponde ao fator de carregamento para o ponto de operação corrente e α^* ao ponto de máximo carregamento.

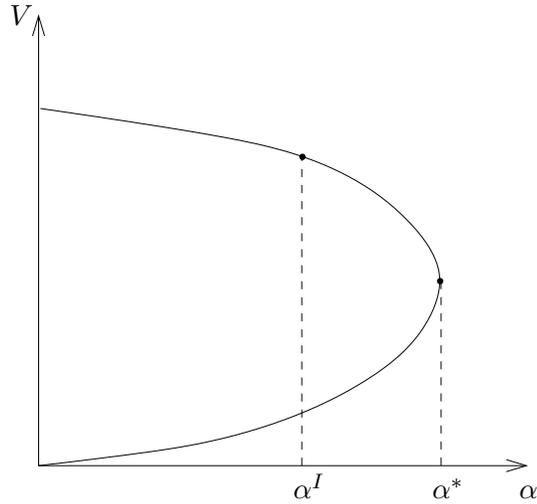


Figura 3.2: Curva tensão *versus* carregamento (curva PV).

A diferença de carregamento entre o ponto de operação corrente α^I e a situação de máximo carregamento do sistema (ponto crítico, α^*) é dada por:

$$\begin{aligned} P_{mrg} &= \sum_{i=1}^{nb} (1 + K_{Pli} \alpha^*) P_{li}^o - \sum_{i=1}^{nb} (1 + K_{Pli} \alpha^I) P_{li}^o \\ &= (\alpha^* - \alpha^I) \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} P_{li}^o \end{aligned} \quad (3.8)$$

Tomando como referência $\alpha^I = 0$, tem-se:

$$P_{mrg} = \alpha^* \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} P_{li}^o \quad (3.9)$$

Considerando uma barra k em particular:

$$P_{mrg} = \alpha^* \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^{nb} K_{Pli} P_{li}^o + \alpha^* K_{Plk} P_{lk}^o \quad (3.10)$$

A relação entre os carregamentos totais nos pontos de operação corrente (α^I) e de máximo carregamento (α^*) é:

$$y = \frac{\sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^* K_{Pli}) P_{li}^o}{\sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^I K_{Pli}) P_{li}^o} \quad (3.11)$$

em que y é a margem de estabilidade de tensão (MSET) atual. A MSET do sistema pode ser entendida como a margem de manobra para lidar com aumentos de carga e contingências. Definindo x como a margem de estabilidade de tensão mínima pré-definida, ações de controle serão necessárias sempre que $y < x$, ou seja, situações em que o sistema opera com margem de segurança de estabilidade de tensão abaixo do desejado.

3.3.1 Corte de carga como ação de controle

No caso do sistema apresentar um ponto de operação factível, mas com uma MSET insuficiente, ações de controle, como por exemplo o corte de carga, correspondem a mudança de curva PV , como mostrado na figura 3.3. Um novo ponto de máximo carregamento α^+ é obtido, melhorando a margem de segurança, e em geral, podendo-se também atingir um melhor perfil de tensão.

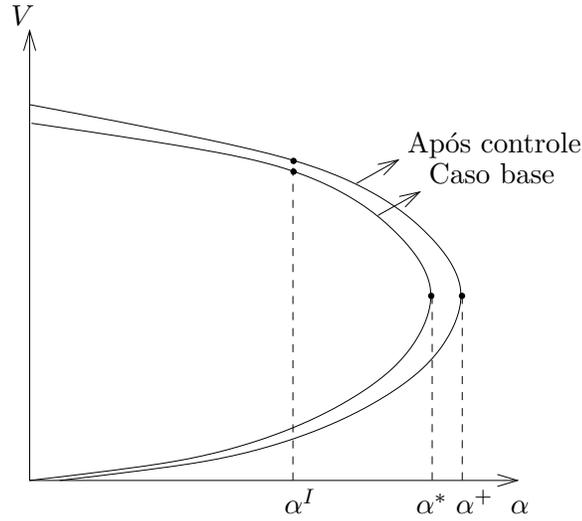


Figura 3.3: Curva tensão *versus* carregamento.

Aplicando-se o corte de carga a uma barra i , tem-se que:

$$P'_{li} = P^o_{li} + \Delta P_{li} \quad (3.12)$$

onde P'_{li} é a nova carga, P^o_{li} é a carga original, e ΔP_{li} o corte de carga, sendo que $\Delta P_{li} < 0$.

Considerando a MSET mínima pré-definida (x), a nova situação (após controle) obtida por uma ação de controle (corte de carga) suficiente, é expressa por:

$$y = x = \frac{\sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^+ K_{Pli}) P'_{li}}{\sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^I K_{Pli}) P'_{li}} \quad (3.13)$$

$$\sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^+ K_{Pli}) P'_{li} = x \sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^I K_{Pli}) P'_{li} \quad (3.14)$$

ou seja, a carga foi cortada no ponto de operação I e o sistema, após esta ação de controle, possui a margem desejada (x) e o PMC com parâmetro de carregamento igual a α^+ .

Considerando (3.11) e (3.13), as diferenças entre os carregamentos antes (MA) e depois (MD) da ação de controle são dadas por:

$$\begin{aligned}
 MA &= \sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^* K_{Pli}) P_{li}^o - \sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^I K_{Pli}) P_{li}^o \\
 &= (\alpha^* - \alpha^I) \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} P_{li}^o \\
 MD &= \sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^+ K_{Pli}) P_{li}' - \sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^I K_{Pli}) P_{li}' \\
 &= (\alpha^+ - \alpha^I) \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} P_{li}'
 \end{aligned} \tag{3.15}$$

Obtém-se então a variação de carregamento obtida pelo corte de carga:

$$\begin{aligned}
 \Delta M &= MD - MA \\
 &= (\alpha^+ - \alpha^I) \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} P_{li}' - (\alpha^* - \alpha^I) \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} P_{li}^o \\
 &= \alpha^+ \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} P_{li}' - \alpha^* \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} P_{li}^o - \alpha^I \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} (P_{li}' - P_{li}^o) \\
 &= \alpha^+ \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} P_{li}' - \alpha^* \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} P_{li}^o - \alpha^I \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} \Delta P_{li}
 \end{aligned} \tag{3.16}$$

Substituindo em (3.16) os termos $[P_{li}']$ e $\left[\sum_{i=1}^{nb} (\alpha^+ K_{Pli}) P_{li}'\right]$ de (3.12) e (3.14) respectivamente, obtém-se:

$$\begin{aligned}
 \Delta M &= \left[x \sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^I K_{Pli}) P_{li}' - \sum_{i=1}^{nb} P_{li}' \right] - \alpha^* \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} P_{li}^o - \alpha^I \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} \Delta P_{li} \\
 &= x \sum_{i=1}^{nb} (P_{li}^o + \Delta P_{li}) + x \sum_{i=1}^{nb} (\alpha^I K_{Pli}) (P_{li}^o + \Delta P_{li}) - \sum_{i=1}^{nb} (P_{li}^o + \Delta P_{li}) \\
 &\quad - \alpha^* \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} P_{li}^o - \alpha^I \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} \Delta P_{li} \\
 &= x \sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^I K_{Pli}) P_{li}^o + x \sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^I K_{Pli}) \Delta P_{li} \\
 &\quad - \sum_{i=1}^{nb} P_{li}^o - \sum_{i=1}^{nb} \Delta P_{li} - \alpha^* \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} P_{li}^o - \alpha^I \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} \Delta P_{li}
 \end{aligned} \tag{3.17}$$

A variação de carregamento é provocada pela ação de controle, neste caso o corte de carga (ΔP_{li}). É definida pela sensibilidade da margem (SM_i) em relação ao controle i , enfatizando que aqueles mais sensíveis são os que provocam maior variação na MSET. Portanto deseja-se que:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^{nb} SM_i \Delta P_{li} &\geq \Delta M \\ \sum_{i=1}^{nb} SM_i \Delta P_{li} &\geq x \sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^I K_{Pli}) P_{li}^o + x \sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^I K_{Pli}) \Delta P_{li} \\ &\quad - \sum_{i=1}^{nb} P_{li}^o - \sum_{i=1}^{nb} \Delta P_{li} - \alpha^* \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} P_{li}^o - \alpha^I \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} \Delta P_{li} \end{aligned} \quad (3.18)$$

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^{nb} SM_i \Delta P_{li} - x \sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^I K_{Pli}) \Delta P_{li} + \sum_{i=1}^{nb} \Delta P_{li} + \alpha^I \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} \Delta P_{li} \\ \geq x \sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^I K_{Pli}) P_{li}^o - \sum_{i=1}^{nb} P_{li}^o - \alpha^* \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} P_{li}^o \end{aligned} \quad (3.19)$$

Assim, com o corte de carga tem-se que:

$$\sum_{i=1}^{nb} [SM_i + 1 - x + (1 - x) \alpha^I K_{Pli}] \Delta P_{li} \geq \sum_{i=1}^{nb} [x(1 + \alpha^I K_{Pli}) - (1 + \alpha^* K_{Pli})] P_{li}^o \quad (3.20)$$

Considerando, baseado em (3.4), que para a situação de operação do caso base tenha-se $\alpha^I = 0$, (3.20) é reescrita como:

$$\sum_{i=1}^{nb} [SM_i + 1 - x] \Delta P_{li} \geq \sum_{i=1}^{nb} [x - (1 + \alpha^* K_{Pli})] P_{li}^o \quad (3.21)$$

A metodologia proposta neste trabalho apresenta um esquema de maneira a escolher os controles que sejam mais eficientes para atingir a meta da MSET. Sendo assim, não é necessário realizar corte de carga em todas as barras. Logo (3.21) pode ser reescrita como:

$$\sum_{k=1}^{ncp} [SM_k + 1 - x] \Delta P_{lk} \geq \sum_{i=1}^{nb} [x - (1 + \alpha^* K_{Pli})] P_{li}^o \quad (3.22)$$

onde ncp é o número total de barras para as quais o corte de carga é realizado. A expressão (3.22) representa a restrição de desigualdade necessária para que, de acordo com as sensibilidades dos cortes de carga nas barras k , consiga-se a variação desejada na margem.

3.3.2 Outros tipos de ação de controle

No caso de outras ações de controle, que não sejam o corte de carga, também ocorre a mudança de curva PV apesar de não haver mudança em nenhum P_{li}^o . Considerando que o parâmetro de carregamento no ponto de máximo carregamento varie de α^I (caso base) para α^+ (após a ação de controle), tem-se:

$$y = x = \frac{\sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^+ K_{Pli}) P_{li}^o}{\sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^I K_{Pli}) P_{li}^o} \quad (3.23)$$

Considerando (3.11) e (3.23), as diferenças de carregamento antes (MA) e depois (MD) da ação de controle são dadas por:

$$\begin{aligned} MA &= \sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^* K_{Pli}) P_{li}^o - \sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^I K_{Pli}) P_{li}^o \\ MD &= \sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^+ K_{Pli}) P_{li}^o - \sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^I K_{Pli}) P_{li}^o \end{aligned} \quad (3.24)$$

A variação de carregamento é dada por:

$$\begin{aligned} \Delta M &= MD - MA \\ &= \left[\sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^+ K_{Pli}) P_{li}^o - \sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^I K_{Pli}) P_{li}^o \right] \\ &\quad - \left[\sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^* K_{Pli}) P_{li}^o - \sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^I K_{Pli}) P_{li}^o \right] \\ &= \sum_{i=1}^{nb} \alpha^+ K_{Pli} P_{li}^o - \sum_{i=1}^{nb} \alpha^* K_{Pli} P_{li}^o \end{aligned} \quad (3.25)$$

Deseja-se obter uma margem de x , então pode-se considerar $\sum_{i=1}^{nb} (\alpha^+ K_{Pli}) P_{li}^o$ obtida por (3.23) como:

$$\sum_{i=1}^{nb} \alpha^+ K_{Pli} P_{li}^o = x \sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^I K_{Pli}) P_{li}^o - \sum_{i=1}^{nb} P_{li}^o \quad (3.26)$$

Substituindo (3.26) em (3.25),

$$\begin{aligned}
\Delta M &= x \sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^I K_{Pl_i}) P_{li}^o - \sum_{i=1}^{nb} P_{li}^o - \sum_{i=1}^n \alpha^* K_{Pl_i} P_{li}^o \\
&= x \sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^I K_{Pl_i}) P_{li}^o - \sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^* K_{Pl_i}) P_{li}^o
\end{aligned} \tag{3.27}$$

Fazendo $\alpha^I = 0$:

$$\begin{aligned}
\Delta M &= x \sum_{i=1}^{nb} P_{li}^o - \sum_{i=1}^{nb} (1 + \alpha^* K_{Pl_i}) P_{li}^o \\
&= \sum_{i=1}^{nb} (x - 1 - \alpha^* K_{Pl_i}) P_{li}^o
\end{aligned} \tag{3.28}$$

Com a aplicação dos controles (u_j), exceto o corte de carga, de acordo com a sensibilidade destes em relação à margem de estabilidade de tensão (SM_j), deseja-se ter pelo menos a variação na margem desejada:

$$\begin{aligned}
\sum_{j=1}^{ncu} SM_j \Delta u_j &\geq \Delta M \\
\sum_{j=1}^{ncu} SM_j \Delta u_j &\geq \sum_{i=1}^{nb} (x - 1 - \alpha^* K_{Pl_i}) P_{li}^o
\end{aligned} \tag{3.29}$$

A expressão (3.29) representa a restrição de desigualdade referente a aplicação de controles que não sejam o corte de carga e que indicam a quantidade de variações nos controles as quais devem ocorrer de modo a atender a variação na margem de segurança desejada. ncu é o número total dos controles necessários, exceto corte de carga.

3.3.3 Restrição completa para o atendimento da MSET

A obtenção desejada da variação na margem de estabilidade de tensão pode ser obtida pelo corte de carga e/ou através da atuação de outros tipos de controle. Nas seções anteriores obteve-se duas restrições de desigualdade de modo a atingir a meta da MSET (3.22) e (3.29). Intuitivamente a idéia é agrupar as restrições, no intuito de representar matematicamente as atuações dos controles no problema a ser otimizado.

$$\sum_{j=1}^{ncu} SM_j \Delta u_j + \sum_{k=1}^{ncp} (SM_k - x + 1) \Delta P_{lk} \geq \sum_{i=1}^{nb} (x - 1 - \alpha^* K_{Pl_i}) P_{li}^o \tag{3.30}$$

Ressalta-se que a restrição de desigualdade completa desenvolvida neste trabalho, a qual leva em consideração qualquer tipo de controle a ser utilizado, difere da apresentada por Feng em [46].

Esta restrição de desigualdade global é necessária, mas não suficiente, pois os controles, além de atenderem esta restrição, têm que estar compreendidos entre os respectivos limites superior e inferior disponíveis e permitidos no sistema.

3.3.4 Problema a ser otimizado considerando o atendimento da MSET

Tradicionalmente o controle preventivo é formulado como um problema de otimização, o qual envolve função objetivo e restrições de atendimento de meta e referentes aos limites das variáveis de estado e controle. É desejável encontrar as ações de controle que representem um balanço ótimo entre segurança, economia e outras considerações operacionais.

Geralmente, na literatura, a função objetivo retrata a minimização dos custos das ações de cada controle. Em [34] tal função objetivo é linear e dada, em termos gerais, por:

$$f(u, P_l) = \sum_{j=1}^{ncu} C_j^u \Delta u_j + \sum_{k=1}^{ncp} C_k^{P_l} \Delta P_{lk} \quad (3.31)$$

em que C_j^u e $C_k^{P_l}$ são custos associados aos controles u_j e P_{lk} .

Na metodologia proposta neste trabalho utiliza-se uma função objetivo não linear. Um estudo comparativo, mostrando as vantagens de se utilizar uma função objetivo não linear é apresentada adiante.

O problema a ser minimizado para aumentar a margem de segurança, através de uma função objetivo não linear, pode ser formulado como segue:

$$\begin{aligned} \min \quad & \sum_{j=1}^{ncu} C_j^u \Delta u_j^2 + \sum_{k=1}^{ncp} C_k^{P_l} \Delta P_{lk}^2 \\ \text{s.a.} \quad & \sum_{i=1}^{ncu} SM_j \Delta u_j + \sum_{k=1}^{ncp} (SM_k - x + 1) \Delta P_{lk} \geq \sum_{i=1}^{nb} (x - 1 - \alpha^* K_{Pli}) P_{li}^o \\ & u_j^{min} \leq \Delta u_j \leq u_j^{max} \\ & \Delta P_{lk}^{min} \leq \Delta P_{lk} \leq \Delta P_{lk}^{max} \end{aligned} \quad (3.32)$$

onde $C_k^{P_l}$ são os custos associados aos respectivos corte de carga e C_j^u são os custos associados aos demais controles.

3.3.5 Comparação entre as funções objetivo linear e não linear

Os exemplos a seguir visam comparar o uso de uma função objetivo linear e uma não linear. Esta comparação é importante já que o método proposto neste trabalho pretende trazer uma contribuição em relação à referência [46].

Minimização do corte de carga

Seja o problema formulado por uma função objetivo linear, supondo que a carga em uma determinada barra seja de 3MW:

$$\begin{array}{ll} \min & f_l = (P_l - 3) \\ \text{s.a} & -(P_l - 3) \geq 1 \\ & 0 \leq P_l \leq 3 \end{array}$$

Seja também o problema com as mesmas restrições, porém tendo uma função objetivo não linear:

$$\begin{array}{ll} \min & f_{nl} = (P_l - 3)^2 \\ \text{s.a} & -(P_l - 3) \geq 1 \\ & 0 \leq P_l \leq 3 \end{array}$$

De acordo com as restrições a solução tem que ser determinada para P_l entre 0 e 2 MW. A solução do problema linear é $P_l = 0$, ou seja toda carga é cortada, visto que qualquer valor acima deste, resulta em um maior valor de f_l . Já a solução do problema não linear é $P_l = 2$ MW, já que qualquer valor abaixo deste, resulta em um maior valor de f_{nl} . Evidentemente a utilização de f_{nl} resulta em uma solução melhor, por cortar apenas a carga necessária para atender a restrição.

Minimização do banco de capacitores

Seja o problema formulado por uma função objetivo linear, supondo que exista um banco de capacitores de 3 MVar em uma determinada barra:

$$\begin{array}{ll} \min & f_l = (B - 3) \\ \text{s.a.} & (B - 3) \geq 1 \\ & 0 \leq B \leq 5 \end{array}$$

Seja também o problema com as mesmas restrições, porém tendo uma função objetivo não linear:

$$\begin{array}{ll} \min & f_{nl} = (B - 3)^2 \\ \text{s.a.} & (B - 3) \geq 1 \\ & 0 \leq B \leq 5 \end{array}$$

De acordo com as restrições a solução tem que ser determinada para B entre 4 e 5 MVar. Ambas soluções do problema linear e do não linear são iguais a $B = 4$ MVar, visto que qualquer valor acima deste, resulta em um maior valor de f_l e de f_{nl} . Assim, o controle é ajustado no mínimo necessário. Mas nem sempre a sensibilidade apresenta-se positiva. Em determinados cenários de operação, um decréscimo dos ajustes do controles conduzem a um aumento de margem. Assim a utilização de uma função objetivo não linear é mais apropriada, para evitar o esgotamento de alguns controles.

No caso de $SM_j > 0$, quando mais controles estão disponíveis, o controle mais sensível é utilizado. Se a restrição de atendimento da MSET não for atendida este controle é totalmente utilizado e o próximo mais sensível passa a ser utilizado e assim em diante.

Um exemplo utilizando a função objetivo linear descreve melhor tal afirmação:

$$\begin{aligned}
 \min \quad & f_l = u_1 + u_2 \\
 \text{s.a.} \quad & 1 u_1 + 2 u_2 \geq 0,5 \\
 & 0 \leq u_1 \leq 0,5 \\
 & 0 \leq u_2 \leq 0,5
 \end{aligned}$$

A solução é $u_1 = 0$ e $u_2 = 0,25$, que resulta em uma função objetivo igual a 0,25. Qualquer outro resultado ocasionaria um valor da função objetivo maior. Como se pode verificar, o controle que possui maior sensibilidade foi mais utilizado e de menor sensibilidade nem foi alterado.

Já no caso não linear, a função objetivo passa a ser como:

$$\begin{aligned}
 \min \quad & f_{nl} = u_1^2 + u_2^2 \\
 \text{s.a.} \quad & 1 u_1 + 2 u_2 \geq 0,5 \\
 & 0 \leq u_1 \leq 0,5 \\
 & 0 \leq u_2 \leq 0,5
 \end{aligned}$$

A solução neste caso $u_1 = 0,10$ e $u_2 = 0,20$, resultando em uma função objetivo de 0,05. Nota-se que o controle mais sensível foi mais utilizado, entretanto o menos sensível também foi alterado, preservando o mais sensível, quando compara-se com o uso da função objetivo linear. Se utilizarmos a função objetivo linear com o resultado obtido pela função objetivo não linear tem-se um custo maior (0,30), porém uma maior uniformidade do uso dos controles.

A figura 3.4 mostra as restrições dos problemas linear e não linear.

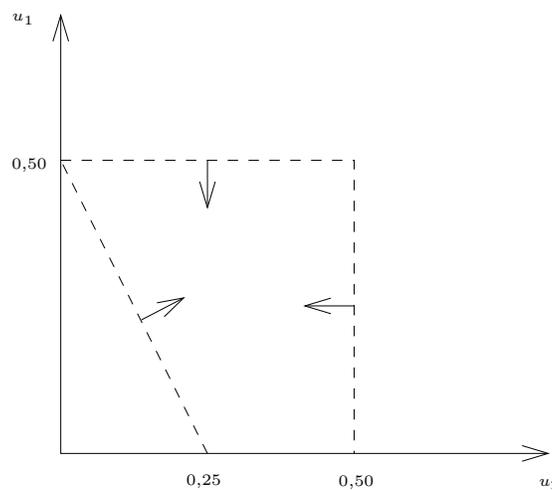


Figura 3.4: Restrições do problema ($SM_j > 0$).

No caso de $SM_j < 0$, para se ter uma variação positiva na margem, a variação do controle deveria ser negativa, ou seja, o valor do controle novo será menor do que o valor anterior. Se a função objetivo é linear e irrestrita, ao minimizá-la ter-se-á como resposta $-\infty$. Se o problema é linear e restrito apenas pelos limites inferiores e superiores, ao minimizar esta variação, todos controles são determinados em seu limite inferior, obtendo assim o menor custo, mas esgotando os controles. Com a restrição de atendimento de meta da MSET, os controles mais sensíveis são

estressados. Assim, neste caso também deve-se calcular as variações nos controles, utilizando uma função objetivo não linear.

Seja o exemplo utilizando a função objetivo linear abaixo:

$$\begin{aligned} \min \quad & f_l = u_1 + u_2 \\ \text{s.a.} \quad & -1 u_1 - 2 u_2 \geq 0,5 \\ & -0,5 \leq u_1 \leq 0 \\ & -0,5 \leq u_2 \leq 0 \end{aligned}$$

Se o problema fosse irrestrito a resposta seria $u_1 = -\infty$ e $u_2 = -\infty$. Para o exemplo linear restrito a resposta é $u_1 = -0,5$ e $u_2 = -0,5$, já que o termo à direita da desigualdade é sempre positivo, de forma semelhante ao que acontece no problema de manutenção da margem de estabilidade de tensão.

Analisando então o problema não linear abaixo tem-se $u_1 = -0,10$ e $u_2 = -0,20$.

$$\begin{aligned} \min \quad & f_{nl} = u_1^2 + u_2^2 \\ \text{s.a.} \quad & -1 u_1 - 2 u_2 \geq 0,5 \\ & -0,5 \leq u_1 \leq 0 \\ & -0,5 \leq u_2 \leq 0 \end{aligned}$$

A figura 3.5 mostra as restrições dos problemas linear e não linear.

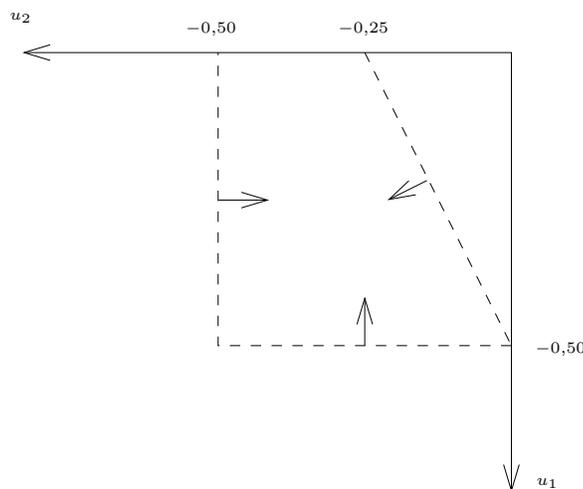


Figura 3.5: Restrições do problema ($SM_j < 0$).

3.3.6 Sensibilidade da margem em relação às variáveis de controle

A sensibilidade da margem em relação a um determinado controle (SM_j), representa qualitativa e quantitativamente como a margem é afetada devido a atuação de tal controle. Isto pode ser obtido derivando (3.9) e (3.10) em relação às variáveis de controle, as quais representam matematicamente as definições de carregamento, visto que:

$$\begin{aligned}
P_{mrg}^{nova} - P_{mrg}^{velha} &\approx SM_j \Delta u_j \\
\Delta P_{mrg} &\approx SM_j \Delta u_j \\
SM_j &= \frac{\partial \Delta P_{mrg}}{\partial u_j}
\end{aligned} \tag{3.33}$$

A sensibilidade do carregamento em relação ao corte de potência ativa para uma determinada barra k , é obtida a partir de (3.10):

$$\frac{\partial P_{mrg}}{\partial P_{lk}^o} = \frac{\partial \alpha^*}{\partial P_{lk}^o} \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} P_{li}^o + \alpha^* K_{Plk} \tag{3.34}$$

Derivando (3.9) em relação a uma certa variável de controle u_j obtém-se a sensibilidade do carregamento em relação aos controles que não sejam o corte de carga ativa:

$$\frac{\partial P_{mrg}}{\partial u_j} = \frac{\partial \alpha^*}{\partial u_j} \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} P_{li}^o \tag{3.35}$$

Por exemplo, para o corte de carga somente de potência reativa tem-se:

$$\frac{\partial P_{mrg}}{\partial Q_{lk}} = \frac{\partial \alpha^*}{\partial Q_{lk}} \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} P_{li}^o \tag{3.36}$$

A sensibilidade do carregamento em relação ao corte de carga em uma determinada barra k mantendo o fator de potência constante pode ser determinada considerando que:

$$\Delta P_{mrg}^{total} = \frac{\partial P_{mrg}}{\partial P_{lk}} \Delta P_{lk} + \frac{\partial P_{mrg}}{\partial Q_{lk}} \Delta P_{lk} \tan \phi_k \tag{3.37}$$

sendo ϕ_k o ângulo da impedância da carga cujo fator de potência é $\cos \phi_k$. Então:

$$\frac{\partial P_{mrg}^{total}}{\partial P'_{lk}} = \frac{\partial P_{mrg}}{\partial P_{lk}} + \tan \phi_k \frac{\partial P_{mrg}}{\partial Q_{lk}} \tag{3.38}$$

Substituindo (3.34) e (3.36) em (3.38), tem-se:

$$\frac{\partial P_{mrg}}{\partial P'_{lk}} = \alpha^* K_{Plk} + \left(\frac{\partial \alpha^*}{\partial P_{lk}} + \tan \phi_k \frac{\partial \alpha^*}{\partial Q_{lk}} \right) \sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} P_{li}^o \tag{3.39}$$

Como geralmente a sensibilidade do carregamento em relação ao corte de carga é negativa, a variação máxima do corte de carga pode ser dada pelo P_l corrente ou Q_l corrente e a variação mínima é nula. Assim ao diminuir a carga a margem aumenta.

Em barramentos com apenas carga ativa ou reativa, obtém-se o mesmo resultado obtido com o corte de carga com fator de potência constante.

Como visto em (3.35) e (3.39), a sensibilidade do carregamento em relação aos controles é função da derivada do carregamento α em relação aos controles, obtida no PMC, cuja forma de calcular apresentada em [46] é dada por:

$$\frac{\partial \alpha^*}{\partial u} = -\frac{V_G^{*T} G_u^*}{V_G^{*T} G_\alpha^*} \quad (3.40)$$

onde V_G^* é o autovetor à esquerda da matriz Jacobiana no PMC associado ao autovalor nulo, e é calculado neste trabalho pelo método da potência inversa, que será discutido a seguir. G_u^* são as derivadas parciais das EFC em relação aos controles, e G_α^* as derivadas parciais das EFC em relação ao fator de carregamento, calculadas no ponto de máximo carregamento.

Então o cálculo da sensibilidade da margem de estabilidade de tensão é feito no ponto de máximo carregamento do sistema (α^*). Neste ponto de operação a matriz Jacobiana do fluxo de carga é singular, e na vizinhança de α^* há dificuldades numéricas para a convergência.

3.3.6.1 Método da potência inversa

O método da potência inversa [82] é usado para determinar o autovalor de menor valor absoluto e seu correspondente autovetor para uma matriz G . O método é útil na prática, desde que se tenha interesse em determinar apenas o autovalor de menor módulo, e que este esteja bem separado dos demais. O método pode não funcionar caso a matriz G não possua autovetores linearmente independentes. O método da potência inversa é semelhante ao método das potências, com a diferença de agora assumir que:

$$|\lambda_1| \geq |\lambda_2| \geq \dots \geq |\lambda_{n-1}| > |\lambda_n| \quad (3.41)$$

Deseja-se, então, calcular o autovetor à esquerda referente a λ_n .

Sabe-se que se λ é autovalor de G , então λ^{-1} é autovalor de G^{-1} . Além disso, se $|\lambda_n|$ é o menor autovalor de G , então $|\lambda_n^{-1}|$ é o maior autovalor de G^{-1} . Assim, o método da potência inversa consiste em calcular o autovalor de maior valor absoluto de G^{-1} pelo método das potências, pois assim ter-se-á o valor absoluto do menor autovalor, de G . Considerando que y_k seja o autovetor correspondente a λ_n , para um y_k inicial aleatório, constrói-se dois outros vetores y_{k+1} e z_{k+1} da seguinte forma:

$$z_{k+1} = G^{-1} y_k \quad (3.42)$$

$$y_{k+1} = \frac{1}{\alpha_{k+1}} z_{k+1} \quad (3.43)$$

onde:

$$\alpha_{k+1} = \max_{1 \leq r \leq n} |(z_{k+1})_r| \quad (3.44)$$

e portanto:

$$\lambda_n^{-1} = \frac{(z_{k+1})_r}{(y_k)_r} \quad (3.45)$$

Na prática não é necessário calcular G^{-1} , resolvendo-se o sistema usando a decomposição LU . Este método é particularmente conveniente desde que as matrizes L e U sejam independentes de k e portanto basta obtê-las uma única vez.

Seja $G(\alpha^*)$ a matriz Jacobiana no PMC do sistema. O autovetor à esquerda de $G(\alpha^*)$ é igual ao autovetor à direita de $G(\alpha^*)^T$ para o mesmo autovalor λ . O fato da Jacobiana $G(\alpha^*)$ no ponto α^* ser singular, torna o autovalor nulo. Entretanto, o método para achar α^* é aproximado e assim o autovalor passa a ser não nulo, mas o autovetor correspondente tem praticamente a mesma direção do autovetor no ponto α^* .

O algoritmo utilizado neste trabalho para o cálculo do menor autovalor e seu respectivo autovetor é descrito a seguir. Para facilitar a compreensão do algoritmo, considera-se o sub-índice n referente a $k + 1$ e v para k .

- Sejam as grandezas desejadas: λ o autovalor (escalar) e y o autovetor com $2nb$ posições.
- Inicialização: $y = 1$; vetores auxiliares com $2nb$ posições: $yv = 1$; $yo = 1$; tolerância do algoritmo: $tol = 1$; contador do número de iterações: $cont = 0$.
- Realizar substituição *forward* com a Jacobiana transposta em yo .
- Realizar substituição *backward* com a Jacobiana transposta em yo .
- $z_n = yo$.
- Enquanto $tol > 10^{-6}$ fazer:

Realizar substituição *forward* com a Jacobiana transposta em y .

Realizar substituição *backward* com a Jacobiana transposta em y .

$z_n = y$.

$$\alpha = \sqrt{\sum_{j=1}^{2nb} z_n(j)^2}$$

$$i = \|\| z_n \|\|_{\infty} = \max |z_n|$$

$$y_n = \frac{y_n}{\alpha}$$

$$d = y_n - y_v$$

$$tol = \sqrt{\sum_{j=1}^{2nb} d(j)^2}$$

$y = y_n.$
 $y_v = y_n.$
 $\lambda = \frac{y_n}{z_n}.$
 $\text{cont}=\text{cont}+1.$

3.3.6.2 Cálculo da derivada parcial das EFC em relação ao parâmetro de carregamento no ponto crítico (G_α^*)

Trata-se de determinar o vetor $G_\alpha^* = \frac{\partial g}{\partial \alpha^*}$ de (3.40). Para uma determinada barra k , as EFC considerando um carregamento α^* e levando em consideração fatores de padrão de aumento de carga (K_{Plk} e K_{Qlk}) e também fator de participação dos geradores (K_{gk}) podem ser reescritas de acordo com (3.1), (3.4) e (3.7):

$$\begin{cases} g_k^P = \Delta P_k = \alpha^* K_{gk} P_{gk}^o + P_{gk}^o - (\alpha^* K_{Plk} P_{lk}^o + P_{lk}^o) - P_k^{calc} \\ g_k^Q = \Delta Q_k = \alpha^* K_{gk} Q_{gk}^o + Q_{gk}^o - (\alpha^* K_{Qlk} Q_{lk}^o + Q_{lk}^o) - Q_k^{calc} \end{cases} \quad (3.46)$$

A derivada parcial das equações estáticas do fluxo de carga em relação a α^* , ou seja, a injeção líquida de potência na barra k são:

$$G_\alpha^* = \frac{\partial g_k}{\partial \alpha^*} = \begin{bmatrix} K_{gk} P_{gk}^o - K_{Plk} P_{lk}^o \\ K_{gk} Q_{gk}^o - K_{Qlk} Q_{lk}^o \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

3.3.6.3 Cálculo da derivada parcial das EFC em relação às variáveis de controle (G_u^*)

As EFC são as expressões descritas em (3.1). Esta seção apresenta as derivadas parciais das EFC em relação aos controles (G_u^*).

Sensibilidade das EFC em relação a bancos de capacitores e reatores

Considera-se que os bancos de capacitores e reatores sejam representados pelas respectivas susceptâncias B_{kk} . Derivando (3.2) em relação a $B_k = B_{kk}$ tem-se:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial B_k} &= V_k^2 \\ \frac{\partial \Delta P_j}{\partial B_k} &= 0 \quad \text{sendo } (j = 1, \dots, nb) \\ \frac{\partial \Delta Q_j}{\partial B_k} &= 0 \quad \text{sendo } (j \neq k) \end{aligned} \quad (3.48)$$

Sensibilidade das EFC em relação as magnitudes de tensão

Considera-se que a variável de controle seja a magnitude de tensão de uma barra k , conforme mostra a figura 3.6.

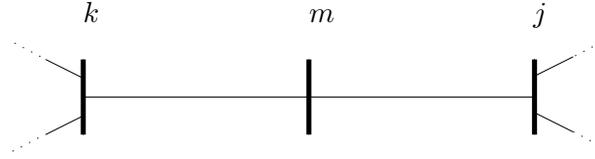


Figura 3.6: Ligações da barra k .

K é conjunto formado pela barra k e pelas barras da primeira vizinhança de k .

Derivando (3.2) em relação a V_k tem-se

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \Delta P_k}{\partial V_k} &= - \left[2 V_k G_{kk} + \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + B_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})) \right] \\
 &= - \frac{1}{V_k} \left[2 V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + B_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})) \right] \\
 &= - \frac{1}{V_k} [V_k^2 G_{kk} + P_k^{calc}]
 \end{aligned} \tag{3.49}$$

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial V_k} &= - \left[-2 V_k B_{kk} + \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})) \right] \\
 &= - \frac{1}{V_k} \left[-2 V_k^2 B_{kk} + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})) \right] \\
 &= - \frac{1}{V_k} [-V_k^2 B_{kk} + Q_k^{calc}]
 \end{aligned}$$

Reescrevendo (3.2) para uma determinada barra m :

$$\left\{ \begin{aligned}
 \Delta P_m &= P_m^{esp} - \sum_{k \in \Omega_m} P_{mk} = P_{gm} - P_{lm} - \underbrace{\left(P_{mk} + \sum_{\substack{j \in \Omega_m \\ j \neq k}} P_{mj} \right)}_{P_m^{calc}} \\
 \Delta Q_m &= Q_m^{esp} + Q_m^{sh} - \sum_{k \in \Omega_m} Q_{mk} = Q_{gm} - Q_{lm} + Q_m^{sh} - \underbrace{\left(Q_{mk} + \sum_{\substack{j \in \Omega_m \\ j \neq k}} Q_{mj} \right)}_{Q_m^{calc}}
 \end{aligned} \right. \tag{3.50}$$

Tem-se então nas barras da primeira vizinhança de k :

$$\begin{aligned}\frac{\partial \Delta P_m}{\partial V_k} &= -\frac{\partial P_{mk}}{\partial V_k} \\ \frac{\partial \Delta Q_m}{\partial V_k} &= -\frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_k}\end{aligned}\quad (3.51)$$

Portanto, o cálculo destas derivadas envolve as expressões dos fluxos de potência ativa e reativa, que são dados por:

$$\begin{aligned}P_{km} &= a_{kk} V_k^2 g_{km} - a_{km} V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})] \\ Q_{km} &= -a_{kk} V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) - a_{km} V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})] \\ P_{mk} &= a_{mm} V_m^2 g_{km} - a_{km} V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})] \\ Q_{mk} &= -(b_{km} + b_{km}^{sh}) a_{mm} V_m^2 + a_{km} V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})]\end{aligned}\quad (3.52)$$

Estas expressões são gerais e valem para qualquer tipo de ramo, seja uma linha de transmissão, transformador em fase ou transformador defasador. φ_{km} indica a posição do ângulo defasador do transformador defasador. a_{kk} e a_{km} dependem da posição do *tap* do transformador em fase e defasador e do modelo adotado. Os modelos possíveis são mostrados na figura 3.7 e os respectivos valores de a_{kk} e a_{km} são dados na tabela 3.2.

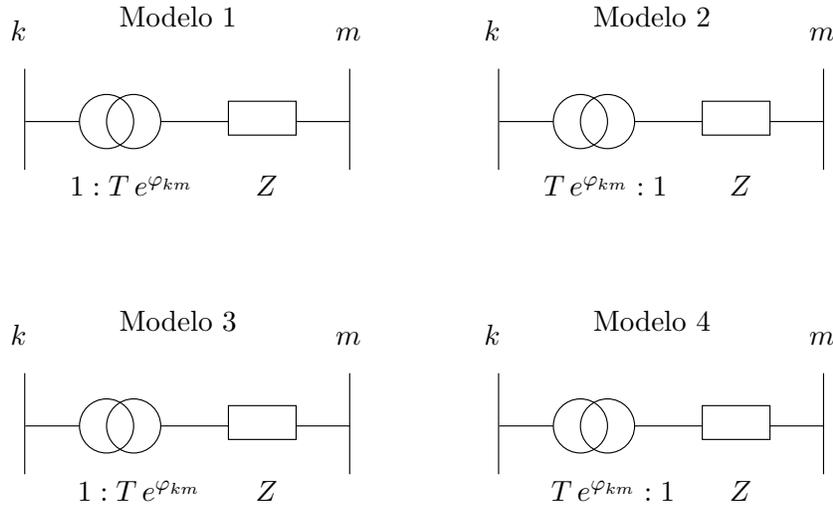


Figura 3.7: Modelos de transformadores.

Tabela 3.2: *Tap* para cada modelo de transformador.

Modelo	a_{kk}	a_{mm}	a_{km}	φ_{km}
1	T^2	1	T	φ_{km}
2	$\frac{1}{T^2}$	1	$\frac{1}{T}$	$-\varphi_{km}$
3	1	$\frac{1}{T^2}$	$\frac{1}{T}$	φ_{km}
4	1	T^2	T	$-\varphi_{km}$

Através das equações dos fluxos de potência (3.52):

$$\begin{aligned}
\frac{\partial \Delta P_m}{\partial V_k} &= -\frac{\partial P_{mk}}{\partial V_k} \\
&= -[-a_{km} V_m (g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}))] \\
&= -\frac{1}{V_k} [-(a_{km} V_k) V_m (g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}))] \\
&= -\frac{1}{V_k} [-g_{km} V_m^2 + g_{km} V_m^2 - (a_{km} V_k) V_m \\
&\quad (g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}))] \\
&= -\frac{1}{V_k} [-g_{km} V_m^2 + P_{mk}] \\
\frac{\partial \Delta Q_m}{\partial V_k} &= -\frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_k} \\
&= -[a_{km} V_m (g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}))] \\
&= -\frac{1}{V_k} [a_{km} V_k V_m (g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}))] \\
&= -\frac{1}{V_k} [(b_{km} + b_{km}^{sh}) V_m^2 - (b_{km} + b_{km}^{sh}) V_m^2 \\
&\quad + a_{km} V_k V_m (g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}))] \\
&= -\frac{1}{V_k} [(b_{km} + b_{km}^{sh}) V_m^2 + Q_{mk}]
\end{aligned} \tag{3.53}$$

Resumindo:

$$\begin{aligned}
\frac{\partial \Delta P_j}{\partial V_k} &= 0 \quad \text{sendo } (j \notin K) \\
\frac{\partial \Delta Q_j}{\partial V_k} &= 0 \quad \text{sendo } (j \notin K) \\
\frac{\partial \Delta P_k}{\partial V_k} &= -\frac{1}{V_k} [V_k^2 G_{kk} + P_k^{calc}] \\
\frac{\partial \Delta Q_k}{\partial V_k} &= -\frac{1}{V_k} [-V_k^2 B_{kk} + Q_k^{calc}] \\
\frac{\partial \Delta P_m}{\partial V_k} &= -\frac{1}{V_k} [-g_{km} V_m^2 + P_{mk}] \\
\frac{\partial \Delta Q_m}{\partial V_k} &= -\frac{1}{V_k} [(b_{km} + b_{km}^{sh}) V_m^2 + Q_{mk}]
\end{aligned} \tag{3.54}$$

O controle através da variação da tensão de referência em barras de geração (*PV*) só tem efeito caso esta não esteja apresentando violação de geração de potência reativa, quando existe o controle de limites de geração de potência reativa convencional. De acordo com a curva de capacidade do gerador e o cálculo do fluxo de carga, no caso do limite inferior ou superior da geração de potência reativa ser atingido, a barra *PV* passa a ser *PQ*, desta forma a tensão passa a ser variável e a potência reativa *Q* fica fixa. Caso não ocorra este processo a tensão da barra *PV* é sempre fixa e não há violação de geração de potência reativa (hipótese a qual não condiz com a realidade física da máquina).

Sensibilidade das EFC em relação a injeções de potência ativa nodais de carga

Seja $P_{lk} = P_{lk}^{esp}$, através de (3.2), (3.4) e (3.7):

$$\begin{aligned}\frac{\partial \Delta P_k}{\partial P_{lk}} &= -(1 + K_{Plk} \alpha^*) \\ \frac{\partial \Delta P_j}{\partial P_{lk}} &= 0 \quad \text{sendo } (j = 1, \dots, nb \text{ e } j \neq k) \\ \frac{\partial \Delta Q_j}{\partial P_{lk}} &= 0 \quad \text{sendo } (j = 1, \dots, nb)\end{aligned}\tag{3.55}$$

Sensibilidade das EFC em relação a injeções de potência reativa nodais de carga

Do mesmo modo, por (3.2), (3.4) e (3.7):

$$\begin{aligned}\frac{\partial \Delta Q_k}{\partial Q_{lk}^{esp}} &= -(1 + K_{Qlk} \alpha^*) \\ \frac{\partial \Delta Q_j}{\partial Q_{lk}^{esp}} &= 0 \quad \text{sendo } (j \in nb \text{ e } j \neq k) \\ \frac{\partial \Delta P_j}{\partial Q_{lk}^{esp}} &= 0 \quad \text{sendo } (j = 1, \dots, nb)\end{aligned}\tag{3.56}$$

Sensibilidade das EFC em relação a injeções de potência ativa nodais gerada

Seja $P_{gk} = P_{gk}^{esp}$, derivando (3.2), (3.4) e (3.7):

$$\begin{aligned}\frac{\partial \Delta P_k}{\partial P_{gk}} &= (1 + K_{gk} \alpha^*) \\ \frac{\partial \Delta P_j}{\partial P_{gk}} &= 0 \quad \text{sendo } (j \in nb \text{ e } j \neq k) \\ \frac{\partial \Delta Q_j}{\partial P_{gk}} &= 0 \quad \text{sendo } (j = 1, s, nb)\end{aligned}\tag{3.57}$$

Sensibilidade das EFC em relação ao tap

Similarmente como feito para obter (3.50), pode-se obter as expressões para ΔP_k e ΔQ_k e assim obter as relações a seguir:

$$\begin{aligned}\frac{\partial \Delta P_k}{\partial T} &= -\frac{\partial P_{km}}{\partial T} \\ \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial T} &= -\frac{\partial Q_{km}}{\partial T}\end{aligned}\tag{3.58}$$

E por (3.50):

$$\begin{aligned}\frac{\partial \Delta P_m}{\partial T} &= -\frac{\partial P_{mk}}{\partial T} \\ \frac{\partial \Delta Q_m}{\partial T} &= -\frac{\partial Q_{mk}}{\partial T}\end{aligned}\quad (3.59)$$

Sensibilidade das EFC em relação ao *tap* para o modelo 1

Os fluxos de potência ativa e reativa para o modelo 1 são:

$$\begin{aligned}P_{km} &= T^2 V_k^2 g_{km} - T V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})] \\ Q_{km} &= -T^2 V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) - T V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})] \\ P_{mk} &= V_m^2 g_{km} - T V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})] \\ Q_{mk} &= -(b_{km} + b_{km}^{sh}) V_m^2 + T V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})]\end{aligned}\quad (3.60)$$

Através de (3.58), (3.59) e (3.60) obtém-se as sensibilidades desejadas.

$$\begin{aligned}\frac{\partial \Delta P_k}{\partial T} &= -[2 T V_k^2 g_{km} - V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\ &= -\frac{1}{T} [T^2 V_k^2 g_{km} + T^2 V_k^2 g_{km} - T V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\ &= -\frac{1}{T} [T^2 V_k^2 g_{km} + P_{km}] \\ \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial T} &= -[-2 T V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) - V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\ &= -\frac{1}{T} [-T^2 V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) - T^2 V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) - T V_k V_m \\ &\quad [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\ &= -\frac{1}{T} [-T^2 V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + Q_{km}] \\ \frac{\partial \Delta P_m}{\partial T} &= -[-V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\ &= -\frac{1}{T} [-T V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\ &= -\frac{1}{T} [-V_m^2 g_{km} + V_m^2 g_{km} - T V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\ &= -\frac{1}{T} [-V_m^2 g_{km} + P_{mk}] \\ \frac{\partial \Delta Q_m}{\partial T} &= -[V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\ &= -\frac{1}{T} [T V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\ &= -\frac{1}{T} [-(b_{km} + b_{km}^{sh}) V_m^2 - (b_{km} + b_{km}^{sh}) V_m^2 + T V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\ &= -\frac{1}{T} [V_m^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + Q_{mk}]\end{aligned}\quad (3.61)$$

Sensibilidade das EFC em relação ao *tap* para o modelo 2

Os fluxos de potência ativa e reativa para o modelo 2 são:

$$\begin{aligned}
P_{km} &= \frac{1}{T^2} V_k^2 g_{km} - \frac{1}{T} V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})] \\
Q_{km} &= -\frac{1}{T^2} V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) - \frac{1}{T} V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})] \\
P_{mk} &= V_m^2 g_{km} - \frac{1}{T} V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})] \\
Q_{mk} &= -(b_{km} + b_{km}^{sh}) V_m^2 + \frac{1}{T} V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})]
\end{aligned} \tag{3.62}$$

Através de (3.58), (3.59) e (3.62) obtém-se as sensibilidades desejadas.

$$\begin{aligned}
\frac{\partial \Delta P_k}{\partial T} &= -[-2T^{-3} V_k^2 g_{km} + T^{-2} V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\
&= \frac{1}{T} \left[\frac{1}{T^2} V_k^2 g_{km} + \frac{1}{T^2} V_k^2 g_{km} - \frac{1}{T} V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})] \right] \\
&= \frac{1}{T} \left[\frac{1}{T^2} V_k^2 g_{km} + P_{km} \right] \\
\frac{\partial \Delta Q_k}{\partial T} &= -[2T^{-3} V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + T^{-2} V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\
&= \frac{1}{T} \left[-\frac{1}{T^2} V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) - \frac{1}{T^2} V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) - \right. \\
&\quad \left. \frac{1}{T} V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})] \right] \\
&= \frac{1}{T} \left[-\frac{1}{T^2} V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + Q_{km} \right] \\
\frac{\partial \Delta P_m}{\partial T} &= -[T^{-2} V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\
&= \left[-\frac{1}{T^2} V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})] \right] \\
&= \frac{1}{T} \left[-V_m^2 g_{km} + V_m^2 g_{km} - \frac{1}{T} V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})] \right] \\
&= \frac{1}{T} [-V_m^2 g_{km} + P_{mk}] \\
\frac{\partial \Delta Q_m}{\partial T} &= -[-T^{-2} V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\
&= \frac{1}{T} \left[\frac{1}{T} V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})] \right] \\
&= \frac{1}{T} \left[(b_{km} + b_{km}^{sh}) V_m^2 - V_m^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + \frac{1}{T} V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})] \right] \\
&= \frac{1}{T} [V_m^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + Q_{mk}]
\end{aligned} \tag{3.63}$$

Sensibilidade das EFC em relação ao *tap* para o modelo 3

Os fluxos de potência ativa e reativa para o modelo 3 são:

$$\begin{aligned}
P_{km} &= V_k^2 g_{km} - \frac{1}{T} V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})] \\
Q_{km} &= -V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) - \frac{1}{T} V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})] \\
P_{mk} &= \frac{1}{T^2} V_m^2 g_{km} - \frac{1}{T} V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})] \\
Q_{mk} &= -\frac{1}{T^2} (b_{km} + b_{km}^{sh}) V_m^2 + \frac{1}{T} V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})]
\end{aligned} \tag{3.64}$$

Através de (3.58), (3.59) e (3.64) obtém-se as sensibilidades desejadas.

$$\begin{aligned}
\frac{\partial \Delta P_k}{\partial T} &= - [T^{-2} V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\
&= \frac{1}{T} \left[-\frac{1}{T} V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})] \right] \\
&= \frac{1}{T} \left[-V_k^2 g_{km} + V_k^2 g_{km} - \frac{1}{T} V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})] \right] \\
&= \frac{1}{T} [-V_k^2 g_{km} + P_{km}] \\
\frac{\partial \Delta Q_k}{\partial T} &= - [T^{-2} V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\
&= -\frac{1}{T} \left[\frac{1}{T} V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})] \right] \\
&= \frac{1}{T} \left[V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) - V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) - \frac{1}{T} V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})] \right] \\
&= \frac{1}{T} [V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + Q_{km}] \tag{3.65} \\
\frac{\partial \Delta P_m}{\partial T} &= - [-2T^{-3} V_k V_m^2 g_{km} + T^{-2} V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\
&= \frac{1}{T} \left[\frac{1}{T^2} V_m^2 g_{km} + \frac{1}{T^2} V_m^2 g_{km} - \frac{1}{T} V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})] \right] \\
&= \frac{1}{T} \left[\frac{1}{T^2} V_m^2 g_{km} + P_{mk} \right] \\
\frac{\partial \Delta Q_m}{\partial T} &= - [2T^{-3} (b_{km} + b_{km}^{sh}) V_m^2 - T^{-2} V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\
&= -\frac{1}{T} \left[\frac{1}{T^2} (b_{km} + b_{km}^{sh}) V_m^2 + \frac{1}{T^2} (b_{km} + b_{km}^{sh}) V_m^2 - \right. \\
&\quad \left. \frac{1}{T} V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})] \right] \\
&= \frac{1}{T} \left[-\frac{1}{T^2} V_m^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + Q_{mk} \right]
\end{aligned}$$

Sensibilidade das EFC em relação ao *tap* para o modelo 4

Os fluxos de potência ativa e reativa para o modelo 4 são:

$$\begin{aligned}
 P_{km} &= V_k^2 g_{km} - T V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})] \\
 Q_{km} &= -V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) - T V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})] \\
 P_{mk} &= T^2 V_m^2 g_{km} - T V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})] \\
 Q_{mk} &= -T^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) V_m^2 + T V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})]
 \end{aligned} \tag{3.66}$$

Através de (3.58), (3.59) e (3.66) obtém-se as sensibilidades desejadas.

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \Delta P_k}{\partial T} &= -[-V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\
 &= -\frac{1}{T} [-V_k^2 g_{km} + V_k^2 g_{km} - T V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\
 &= -\frac{1}{T} [-V_k^2 g_{km} + P_{km}] \\
 \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial T} &= -[-V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\
 &= -\frac{1}{T} [(b_{km} + b_{km}^{sh}) V_k^2 - (b_{km} + b_{km}^{sh}) V_k^2 - T V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\
 &= -\frac{1}{T} [V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + Q_{km}] \\
 \frac{\partial \Delta P_m}{\partial T} &= -[2 T V_m^2 g_{km} - V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\
 &= -\frac{1}{T} [2 T^2 g_{km} V_m^2 - T V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\
 &= -\frac{1}{T} [T^2 g_{km} V_m^2 + T^2 g_{km} V_m^2 - T V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\
 &= -\frac{1}{T} [T^2 V_m^2 g_{km} + P_{mk}] \\
 \frac{\partial \Delta Q_m}{\partial T} &= -[-2 T (b_{km} + b_{km}^{sh}) V_m^2 + V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\
 &= -\frac{1}{T} [-2 T^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) V_m^2 + T V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\
 &= -\frac{1}{T} [-T^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) V_m^2 - T^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) V_m^2 + \\
 &\quad T V_k V_m [g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})]] \\
 &= -\frac{1}{T} [-T^2 V_m^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + Q_{mk}]
 \end{aligned} \tag{3.67}$$

Em resumo para todos os modelos de transformador:

$$\begin{aligned}
\frac{\partial \Delta P_k}{\partial T} &= C_1 \frac{1}{T} [C_2 a_{kk} V_k^2 g_{km} + P_{km}] \\
\frac{\partial \Delta Q_k}{\partial T} &= C_1 \frac{1}{T} [-C_2 a_{kk} V_k^2 b_{km} + Q_{km}] \\
\frac{\partial \Delta P_m}{\partial T} &= C_1 \frac{1}{T} [-C_2 a_{mm} V_m^2 g_{km} + P_{mk}] \\
\frac{\partial \Delta Q_m}{\partial T} &= C_1 \frac{1}{T} [C_2 a_{mm} V_m^2 b_{km} + Q_{mk}]
\end{aligned} \tag{3.68}$$

em que as constantes C_1 e C_2 são mostradas na tabela 3.3.

Tabela 3.3: Valor das constantes.

Modelo	C_1	C_2
1	-1	1
2	1	1
3	1	-1
4	-1	-1

3.4 Manutenção do perfil de tensão

Nesta seção serão discutidos tópicos relacionados à manutenção de um perfil de tensão (PT) apropriado e medidas de controle para conseguir este objetivo.

3.4.1 Sensibilidade das magnitudes de tensão em relação às variáveis de controle

As equações do fluxo de carga podem ser escritas como [9, 29]:

$$\underline{g}(\underline{x}, \underline{u}) = \underline{0} \tag{3.69}$$

onde \underline{x} é um vetor de $2nb$ posições, consistindo dos ângulos de fase e magnitudes de tensão das nb barras; \underline{u} é um vetor de m posições relativas aos controles, e \underline{g} o vetor de $2nb$ posições das potências ativa e reativa nodais.

Uma ação de controle corresponde a uma alteração nas variáveis de controle $\Delta \underline{u}$ e resulta em alteração no estado de operação da rede $\Delta \underline{x}$. Para o novo estado de operação, tem-se:

$$\underline{g}(\underline{x} + \Delta \underline{x}, \underline{u} + \Delta \underline{u}) = \underline{0} \tag{3.70}$$

Aplicando a expansão em série de Taylor em 3.70, desprezando os termos de ordem maior e igual a 2, obtém-se a equação que descreve as mudanças no vetor \underline{x} devido as mudanças no vetor de controle \underline{u} :

$$\underline{g}(\underline{x} + \Delta\underline{x}, \underline{u} + \Delta\underline{u}) \approx \underbrace{\underline{g}(\underline{x}, \underline{u})}_{=0} + \frac{\partial}{\partial \underline{x}} \underline{g}(\underline{x}, \underline{u}) \Delta\underline{x} + \frac{\partial}{\partial \underline{u}} \underline{g}(\underline{x}, \underline{u}) \Delta\underline{u} = 0 \quad (3.71)$$

$$G_x \Delta\underline{x} + G_u \Delta\underline{u} = 0 \quad (3.72)$$

$$\Delta\underline{x} = S \Delta\underline{u} = -G_x^{-1} G_u \Delta\underline{u} \quad (3.73)$$

onde S é a matriz de sensibilidade do estado em relação as variáveis de controle, com dimensão $[2n \times m]$, G_x a matriz Jacobiana do método do fluxo de carga Newton e G_u é uma matriz com dimensão $[2n \times m]$ com elementos calculados através de:

$$(G_u)_{ij} = \frac{\partial g_i}{\partial u_j} \quad (3.74)$$

Em (3.73) não é necessário realizar a inversão G_x^{-1} que já foi obtida anteriormente no cálculo do fluxo de carga, bastando aplicar as substituições LU . As expressões $(G_u)_{ij}$ já foram deduzidas nas seções anteriores.

Portanto, S é uma matriz de sensibilidades que relaciona o estado de operação da rede e as variáveis de controle. No caso deste trabalho tem-se interesse apenas na sensibilidade ST_{kj} da magnitude de tensão V_k em relação a variável de controle u_j . Então, S passará a ser denominada ST .

3.4.2 Restrição referente a magnitude de tensão violada

Sejam os limites inferior e superior da magnitude de tensão para cada barra de um sistema dados por V_m^{min} e V_m^{max} . Supondo que uma barra m esteja com a magnitude de tensão fora dos valores limites desejados. Uma variação de magnitude de tensão (ΔV_m) deve ser provocada para o ajuste necessário, a fim de que a nova magnitude de tensão seja apropriada ($V_m^{nova} = V_m^{velha} + \Delta V_m$). Então, as restrições inseridas dependem dos controles escolhidos para resultarem no (ΔV_m) necessário.

Seja $nct = ncu + ncp$ o número de controles necessários para resolver o problema a ser otimizado. As restrições inseridas são:

$$V_m^{min} \leq V_m + ST_{m1} \Delta u_1 + ST_{m2} \Delta u_2 + \dots + ST_{mnct} \Delta u_{nct} \leq V_m^{max} \quad (3.75)$$

ou seja,

$$V_m^{min} - V_m \leq ST_{m1} \Delta u_1 + ST_{m2} \Delta u_2 + \dots + ST_{mnct} \Delta u_{nct} \leq V_m^{max} - V_m \quad (3.76)$$

para cada barra m que tenha sua magnitude de tensão violada.

3.4.3 Problema a ser resolvido considerando o atendimento ao PT

O problema a ser resolvido para manter o perfil de tensão desejado, através de uma função objetivo não linear, pode ser formulado como segue:

$$\begin{aligned}
\min \quad & \sum_{j=1}^{ncu} C_j^u \Delta u_j^2 + \sum_{k=1}^{ncp} C_k^{Pl} \Delta P_{lk}^2 \\
\text{s.a.} \quad & V_{m1}^{min} \leq V_{m1} + \sum_{j=1}^{ncu} ST_{m1j} \Delta u_j + \sum_{k=1}^{ncp} ST_{m1k} \Delta P_{lk} \leq V_{m1}^{max} \\
& \vdots \\
& V_{mn}^{min} \leq V_{mn} + \sum_{j=1}^{ncu} ST_{mj} \Delta u_j + \sum_{k=1}^{ncp} ST_{mk} \Delta P_{lk} \leq V_{mn}^{max} \\
& u_j^{min} \leq \Delta u_j \leq u_j^{max} \\
& \Delta P_{lk}^{min} \leq \Delta P_{lk} \leq \Delta P_{lk}^{max}
\end{aligned} \tag{3.77}$$

n é o número de restrições de tensão inseridas no problema a ser otimizado.

3.5 Formulação do problema completo

O problema completo consiste na manutenção da margem de segurança com relação à estabilidade de tensão (PMSET), agregando o problema da manutenção do perfil de tensão (PPT). O problema da margem de segurança com relação à estabilidade de tensão (PMSET) consiste em manter uma mínima margem de estabilidade de tensão de um sistema de modo a atender os critérios exigidos pelo ONS. O problema do perfil de tensão (PPT) refere-se à manutenção das magnitudes de tensão nas barras de carga dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL.

A área sombreada na figura 3.8 corresponde à faixa das magnitudes de tensão adequadas. Seja a condição de operação corrente representada pela curva 1 na figura 3.8. α° corresponde ao carregamento no ponto de operação corrente 1, enquanto α^Δ corresponde ao carregamento no PMC. Feng [46] sugere que, primeiro, ações de controle sejam tomadas no intuito de atingir a MSET desejada e em seguida, se o PT estiver inadequado, que novas ações sejam consideradas. Neste trabalho, a filosofia proposta consiste em primeiramente realizar ações de controle para mover o ponto de operação de 1 para 2, corrigindo as tensões violadas, se necessário. A curva PV passa a ser a curva 2 e α^* corresponde ao novo PMC. Caso a MSET esteja abaixo de um certo limiar definido pelas agências reguladoras, novas ações de controle devem mover o ponto de operação do sistema de 2 para 3, de modo que a margem mínima admissível seja atingida, mantendo o PT adequado. Por conseguinte, a nova curva PV é a curva 3 e α^\bullet é o parâmetro de carregamento no PMC do sistema com a MSET desejada. Com esta filosofia integrada (PMSET+PPT) evita-se que o operador execute ações que resultem em um PT inadequado. Ademais, prioriza o atendimento do PT frente a manutenção da MSET. Caso não seja possível atender as duas metas de segurança com os controles disponíveis, o PT é mantido o mais adequado possível e pode-se analisar a necessidade de corte de carga para o atendimento da MSET.

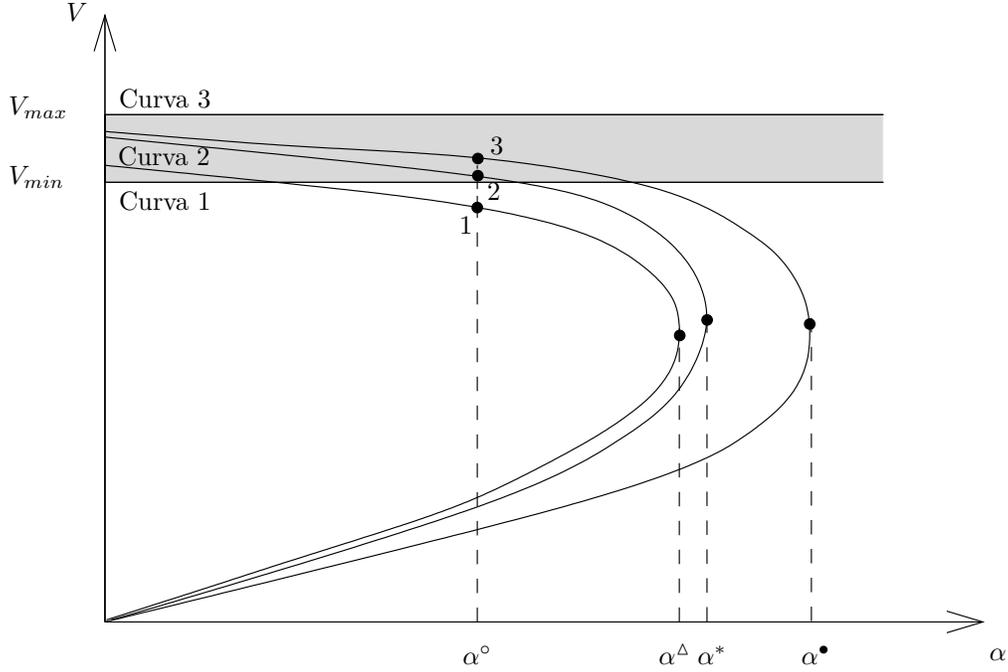


Figura 3.8: Típica curva PV.

O problema de controle preventivo é formulado como o seguinte problema de programação não linear:

$$\begin{aligned}
 \min \quad & \sum_{j=1}^{ncu} C_j^u \Delta u_j^2 + \sum_{k=1}^{ncp} C_k^{Pl} \Delta P_{lk}^2 \\
 \text{s.a.} \quad & \sum_{j=1}^{ncu} SM_j \Delta u_j + \sum_{k=1}^{ncp} (SM_k - x + 1) \Delta P_{lk} \geq \sum_{i=1}^{nb} (x - 1 - \alpha^* K_{Pli}) P_{li}^o \\
 & V_{m1}^{min} \leq V_{m1} + \sum_{j=1}^{ncu} ST_{m1j} \Delta u_j + \sum_{k=1}^{ncp} ST_{m1k} \Delta P_{lk} \leq V_{m1}^{max} \\
 & \vdots \\
 & V_{mn}^{min} \leq V_{mn} + \sum_{j=1}^{ncu} ST_{mnj} \Delta u_j + \sum_{k=1}^{ncp} ST_{mnk} \Delta P_{lk} \leq V_{mn}^{max} \\
 & u_j^{min} \leq \Delta u_j \leq u_j^{max} \\
 & \Delta P_{lk}^{min} \leq \Delta P_{lk} \leq \Delta P_{lk}^{max}
 \end{aligned} \tag{3.78}$$

O problema (3.78) envolve uma função objetivo e restrições relacionadas ao atendimento da MSET exigida, ao atendimento do PT adequado e aos limites das variáveis de controle. A idéia é determinar uma estratégia de ações de controle que represente um equilíbrio entre segurança, economia e outras considerações operacionais.

Neste trabalho os tipos de controle utilizados são: magnitude de tensão em barras de referência (*slack*) e de geração (V), bancos de capacitores/reatores (B), *tap* de transformadores (T), potência ativa nas barras de geração (P_g) e corte de carga com fator de potência constante (P_l). A cada controle associa-se um custo (C_j^u), (C_k^{Pl}), que depende de sua disponibilidade, localização, operação, custo de manutenção, multas contratuais, entre outros. u_j representa todos os tipos de controle acima, exceto corte de carga (P_{lk}). ncu é o número destes tipos de controle, ncp o número de cortes de carga sendo $nct = ncu + ncp$ o número total de controles necessários. A filosofia de utilização dos controles depende de cada empresa operadora, porém, o corte de carga deve ser sempre o último recurso a ser utilizado, procurando-se resguardar as cargas prioritárias.

A primeira restrição de desigualdade de (3.78) está relacionada ao atendimento da MSET desejada, cujo parâmetro de carregamento desejado é x . SM_j é a sensibilidade da MSET em relação a variável de controle u_j , isto é, uma medida do impacto da variável de controle u_j na MSET. A manutenção do perfil de tensão é garantida pelas restrições associadas às magnitudes de tensão. ST_{mj} representa a sensibilidade da variável V_m em relação ao controle u_j , isto é, a mudança da magnitude de tensão da barra de carga m de acordo com a variação do controle u_j usado. n é o número total de restrições de tensão. As outras restrições de (3.78) estão relacionadas aos limites superior e inferior de cada variável de controle.

Nas deduções seguintes, para o caso de corte de carga deve-se considerar ($SM_k - x + 1$) ao invés de SM_k .

3.6 Factibilidade do problema

Para garantir que (3.78) seja factível, é necessário que a escolha dos controles seja adequada e suficiente. A escolha dos controles é feita com base no coeficiente de eficiência, na estimativa de uso do controle e no grau de ajuste necessário. O coeficiente de eficiência leva em consideração não somente a sensibilidade de um certo controle, mas também a disponibilidade em termos dos respectivos limites.

3.6.1 Restrição da MSET

Grau de ajuste da MSET

O termo da direita da primeira restrição de desigualdade de (3.78) será daqui por diante denominado de grau de ajuste da MSET, e representa a variação necessária da MSET para atender o critério de estabilidade de tensão:

$$GAM = \left[\sum_{i=1}^{nb} (x - 1 - \alpha^* K_{Pl_i}) Pl_i^o \right] \quad (3.79)$$

Coeficiente de eficiência de uma variável de controle com relação à MSET

O coeficiente de eficiência do controle u_j sobre a margem, definido como (CEM_j), é função da sensibilidade da MSET em relação ao controle u_j , (SM_j), e da disponibilidade do controle u_j , (D_j).

O coeficiente de eficiência de uma variável de controle u_j , como proposto em [71] é dado por:

$$CEM_j = SM_j D_j = SM_j (u_j^{lim} - u_j) \quad (3.80)$$

Portanto, a disponibilidade de um controle é dada por:

$$D_j = u_j^{lim} - u_j \quad (3.81)$$

Então dependendo do sinal da sensibilidade e do objetivo desejado, utiliza-se o limite superior ou inferior, e a disponibilidade pode ser positiva ou negativa. Assim, aumentando o valor do controle u_j , a disponibilidade é positiva ($D_j > 0$), pois, $D_j = u_j^{max} - u_j$. Por outro lado, diminuindo o valor do controle u_j , a disponibilidade é negativa ($D_j < 0$), pois, $D_j = u_j^{min} - u_j$.

O sinal do CEM_j depende do sinal de SM_j e de D_j :

- Se $SM_j > 0$ e $D_j > 0 \Rightarrow CEM_j > 0$.
- Se $SM_j > 0$ e $D_j < 0 \Rightarrow CEM_j < 0$.
- Se $SM_j < 0$ e $D_j > 0 \Rightarrow CEM_j < 0$.
- Se $SM_j < 0$ e $D_j < 0 \Rightarrow CEM_j > 0$.

Lembrando-se que $SM_j \simeq \frac{\Delta M}{\Delta u_j}$, e que o objetivo é sempre aumentar a MSET, ou seja $\Delta M > 0$, se o controle tem $SM_j > 0$, faz-se necessário aumentar o valor do controle u_j , $\Delta u_j > 0$, para aumentar a margem. Isto implica em uma $D_j > 0$, em conseqüência o $CEM_j > 0$. Se o controle tem $SM_j < 0$, faz-se necessário diminuir o valor do controle u_j , $\Delta u_j < 0$, para aumentar a MSET. Isto implica em uma $D_j < 0$, em conseqüência também o $CEM_j > 0$.

Em resumo para aumentar a MSET as possibilidades são:

- Se $SM_j > 0$ para aumentar a MSET é necessário aumentar u_j ($D_j > 0$) $\therefore CEM_j > 0$.
- Se $SM_j < 0$ para aumentar a MSET é necessário diminuir u_j ($D_j < 0$) $\therefore CEM_j > 0$.

É importante notar que o controle mais sensível não é necessariamente o mais eficiente, visto que a disponibilidade deste e conseqüentemente o coeficiente de eficiência do controle na MSET (CEM_j) pode ser pequeno e até mesmo ter limite de manobra nulo. Assim, parece natural que a escolha dos controles não deve ser feita só baseada em sensibilidades. Na prática, a escolha dos controles sendo feita pelo CEM_j é mais adequada pois reduz a possibilidade da utilização de controles com limite de manobra pequeno.

Na prática da operação do sistema é muito importante que os controles estejam disponíveis, pois em determinadas situações apenas alguns controles têm condições de resolver determinadas violações.

Estimativa de uso do controle

A estimativa da quantidade do uso de um certo controle para atingir a margem desejada consiste em realizar o cálculo:

$$\Delta u_j^e = \frac{GAM}{SM_j} \quad (3.82)$$

Caso o Δu_j^e seja maior do que a disponibilidade D_j , faz-se $\Delta u_j^e = D_j$, para que o limite do controle seja respeitado. Neste caso, é óbvio que o controle u_j sozinho não é suficiente para atender a meta da margem de estabilidade de tensão e a escolha de outros controles será necessária.

Teste da factibilidade

O teste da factibilidade é realizado baseado no coeficiente de eficiência total e no grau de ajuste.

Para a MSET tem-se o coeficiente de margem total como:

$$CEM_T = \sum_{j=1}^{nct} SM_j \Delta u_j^e \quad (3.83)$$

Para atender a restrição da MSET:

$$\sum_{j=1}^{nct} SM_j \Delta u_j^e \geq GAM \quad (3.84)$$

ou seja, a restrição referente ao atendimento da meta da MSET estará factível quando a soma dos CEM_j de todos os controles selecionados for maior ou igual que o GAM :

$$CEM_T \geq GAM \quad (3.85)$$

Na soma $CEM_T = \sum_{j=1}^{nct} SM_j \Delta u_j^e$, os sinais devem ser levados em consideração, de modo que a comparação ($CEM_T \geq GAM$) possa ser feita.

3.6.2 Restrições de tensão

O atendimento das restrições de tensão também consiste na escolha dos controles conforme o coeficiente de eficiência de tensão (CET_m), na estimativa de uso do controle e no grau de ajuste de tensão (GAT_m) necessário.

Grau de ajuste de tensão

O grau de ajuste de tensão é dado por:

$$\begin{cases} \text{Se } V_m < V_m^{min} \Rightarrow GAT_m = GAT_m^{min} = V_m^{min} - V_m. \\ \text{Se } V_m > V_m^{max} \Rightarrow GAT_m = GAT_m^{max} = V_m^{max} - V_m. \end{cases} \quad (3.86)$$

Coeficiente de eficiência de tensão

O coeficiente de eficiência do controle u_j sobre a tensão V_m , (CET_j), é função da sensibilidade da tensão V_m em relação ao controle u_j , (ST_{mj}), e da disponibilidade do controle u_j , (D_j).

O coeficiente de eficiência de tensão, de uma variável de controle u_j , é dado por:

$$CET_j = ST_{mj} D_j = ST_{mj} (u_j^{lim} - u_j) \quad (3.87)$$

De acordo com o conceito de disponibilidade temos:

$$D_j = u_j^{lim} - u_j \quad (3.88)$$

Então dependendo do que se deseja, a disponibilidade pode ser positiva ou negativa.

- Aumentando o valor do controle u_j , a disponibilidade é positiva ($D_j > 0$), pois, $D_j = u_j^{max} - u_j$.
- Diminuindo o valor do controle u_j , a disponibilidade é negativa ($D_j < 0$), pois, $D_j = u_j^{min} - u_j$.

O sinal do CET_m depende do sinal da ST_{mj} e da D_j . Resumindo:

- Se $ST_{mj} > 0$ e $D_j > 0 \Rightarrow CET_j > 0$.
- Se $ST_{mj} > 0$ e $D_j < 0 \Rightarrow CET_j < 0$.
- Se $ST_{mj} < 0$ e $D_j > 0 \Rightarrow CET_j < 0$.
- Se $ST_{mj} < 0$ e $D_j < 0 \Rightarrow CET_j > 0$.

Se existe uma violação de tensão do tipo inferior, significa que a barra apresenta magnitude de tensão inferior ao limite adequado $V_m < V_m^{min}$. Assim, precisa-se aumentar a magnitude da tensão neste barramento. Logo o $GAT_m > 0$, pois, $GAT_m = V_m^{min} - V_m$; como $V_m < V_m^{min}$, tem-se que $V_m^{min} - V_m > 0$. A figura 3.9 mostra a situação da magnitude da tensão na barra considerada.



Figura 3.9: Magnitude de tensão com violação inferior.

Lembrando-se que $ST_{mj} \simeq \frac{\Delta V_m}{\Delta u_j}$, e que o objetivo é aumentar a magnitude de tensão V_m , $\Delta V_m > 0$, se o controle tem $ST_{mj} > 0$, faz-se necessário aumentar o valor do controle u_j , $\Delta u_j > 0$, para aumentar V_m , isto implica em uma $D_j > 0$, em consequência o $CET_j > 0$. Se o controle tem $ST_{mj} < 0$, faz-se necessário diminuir o valor do controle u_j , $\Delta u_j < 0$, para aumentar V_m , isto implica em uma $D_j < 0$, em consequência também o $CET_j > 0$.

Em resumo, quando é necessário aumentar a magnitude de V_m as possibilidades são:

- Se $ST_{mj} > 0$ para aumentar V_m é necessário aumentar u_j ($D_j > 0$) $\therefore CET_j > 0$.
- Se $ST_{mj} < 0$ para aumentar V_m é necessário diminuir u_j ($D_j < 0$) $\therefore CET_j > 0$.

Se existe uma violação de tensão do tipo superior, significa que a barra apresenta magnitude de tensão superior ao limite adequado $V_m > V_m^{max}$. Assim, precisa-se diminuir a magnitude da

tensão neste barramento. Logo o $GAT_m < 0$, pois, $GAT_m = V_m^{max} - V_m$; como $V_m > V_m^{max}$, tem-se que $V_m^{max} - V_m < 0$. A figura 3.10 mostra a situação da magnitude da tensão na barra considerada.



Figura 3.10: Magnitude de tensão com violação superior.

Lembrando-se que $ST_{mj} \simeq \frac{\Delta V_m}{\Delta u_j}$, e que o objetivo é diminuir a magnitude de tensão V_m , $\Delta V_m < 0$, se o controle tem $ST_{mj} > 0$, faz-se necessário diminuir o valor do controle u_j , $\Delta u_j < 0$, para aumentar a V_m , isto implica em uma $D_j < 0$, em conseqüência o $CET_j < 0$. Se o controle tem $ST_{mj} < 0$, faz-se necessário aumentar o valor do controle u_j , $\Delta u_j > 0$, para diminuir a V_m , isto implica em uma $D_j > 0$, em conseqüência também o $CET_j < 0$.

Em resumo, quando é necessário diminuir a magnitude de V_m as possibilidades são:

- Se $ST_{mj} > 0$ para diminuir V_m é necessário diminuir u_j ($D_j < 0$) $\therefore CET_j < 0$.
- Se $ST_{mj} < 0$ para diminuir V_m necessário aumentar u_j ($D_j > 0$) $\therefore CET_j < 0$.

É importante notar que o controle mais sensível não é necessariamente o mais eficiente, visto que a disponibilidade deste e conseqüentemente o CEM_j ou o CET_j podem ser pequenos e até mesmo ter limite de manobra nulo. Assim, parece natural que a escolha dos controles não deve ser feita só baseada em sensibilidades. Na prática, a escolha dos controles sendo feita pelo CET_j é mais adequada pois reduz a possibilidade da utilização de controles com limite de manobra pequeno. Na prática da operação do sistema é muito importante que os controles estejam disponíveis, pois em determinadas situações apenas alguns controles têm condições de resolver determinadas violações.

Para o controle de tensão, atualmente, considera-se o fator de influência da manobra no ponto em que se objetiva controlar a tensão; não é considerado o custo na manobra de equipamentos. Para o agente de transmissão (FURNAS Centrais Elétricas S.A. (FURNAS), Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), etc.) seria extremamente relevante que o custo da manobra fosse considerado, pois o fato de indisponibilizar o que atualmente se chamam ativos de transmissão (linhas, transformadores, reatores, capacitores, compensadores), causa perda de receita. No entanto, o modelo atual não prevê tal consideração. Faz-se necessário estudos que proporcionassem uma ordem determinada para controlar determinados pontos. Estes estudos devem considerar o intercâmbio (*tradeoff*) entre o fator de influência e o custo da manobra.

Estimativa de uso do controle

Neste caso a estimativa da quantidade do uso do controle é:

$$\Delta u_j^e = \frac{GAT_m}{ST_{mj}} \quad (3.89)$$

Teste da factibilidade

Para o PT tem-se o coeficiente de eficiência de tensão total dado por:

$$CET_{Tm} = \sum_{j=1}^{nct} ST_{mj} \Delta u_j^e \quad (3.90)$$

Para que cada restrição de tensão seja atendida, a seguinte relação deve ser válida:

$$GAT_m^{min} \leq \sum_{j=1}^{nct} ST_{mj} \Delta u_j^e \leq GAT_m^{max} \quad (3.91)$$

ou seja,

$$V_m^{min} \leq V_m + \sum_{j=1}^{nct} ST_{mj} \Delta u_j^e \leq V_m^{max} \quad (3.92)$$

A restrição referente ao atendimento da meta do PT estará factível quando a soma dos CET_m de todos os controles selecionados satisfizer a seguinte relação com o GAT_m :

$$CET_{Tm} \geq GAT_m \quad (3.93)$$

Na soma $CET_{Tm} = \sum_{j=1}^{nct} ST_{mj} \Delta u_j^e$, os sinais devem ser levados em consideração, de modo que a comparação ($CET_{Tm} \geq GAT_m$) para cada barra m possa ser feita.

3.6.3 Seleção dos controles

Para qualquer das metas a serem atingidas (PMSET ou PPT), os passos para escolha de um controle são:

- 1) Calcular as sensibilidades da meta em relação aos controles.
- 2) Determinar os coeficientes de eficiência, conforme o sinal da sensibilidade e a meta a atingir.

- Meta: Aumentar MSET:

$$\text{Se } SM_j > 0, D_j = (u_j^{max} - u_j).$$

$$\text{Se } SM_j < 0, D_j = (u_j^{min} - u_j).$$

- Meta: Aumentar V_m :

$$\text{Se } ST_{mj} > 0, D_j = (u_j^{max} - u_j).$$

$$\text{Se } ST_{mj} < 0, D_j = (u_j^{min} - u_j).$$

- Meta: Diminuir V_m :

$$\text{Se } ST_{mj} > 0, D_j = (u_j^{min} - u_j).$$

$$\text{Se } ST_{mj} < 0, D_j = (u_j^{max} - u_j).$$

- 3) Ordenar a lista dos coeficientes de eficiência.
- 4) Escolher o controle mais eficiente.

3.6.4 Determinação da variação do controle

Os passos básicos para determinar a variação de um controle são:

- 1) Estimar a variação necessária do controle através de, por exemplo: $\Delta u_j^e = \frac{\Delta M}{SM_j}$ ou

$$\Delta u_j^e = \frac{\Delta V_m}{ST_{mj}}.$$

- 2) Verificar o efeito da variação necessária:

- Nas barras vizinhas do controle (se esta opção estiver habilitada).
- Nas barras com violação de tensão ou que já apresentaram violação de tensão nas iterações anteriores.
- Na MSET.

- 3) Se necessário, limitar a variação do controle.
- 4) Verificar se $CEM_T \geq GAM$ ou $CET_{Tm} \geq GAT_m$.
- 5) Se necessário, selecionar outro controle e retornar ao passo 1).

3.6.5 Efeito dos controles

Para cada controle escolhido, o efeito deste é analisado sobre todas as barras consideradas (barras com tensão violada e barras que apresentaram violação de tensão nas iterações anteriores) e se a alternativa de verificação da vizinhança estiver habilitada, também para as barras da primeira e segunda vizinhanças do controle escolhido, e também na MSET.

Para verificação do efeito é necessário calcular a estimativa do uso do controle. Seja um controle u_j escolhido de maneira que Δu_j^e foi calculado conforme a meta de interesse. Para a barra m considerada, o efeito de Δu_j^e na tensão m é:

$$\Delta V_m^{ef ue_j} = ST_{mj} \Delta u_j^e \quad (3.94)$$

E o efeito de Δu_j^e na MSET é:

$$\Delta M^{ef ue_j} = SM_j \Delta u_j^e \quad (3.95)$$

Se a alternativa de verificação da primeira e segunda vizinhança estiver habilitada faz-se a seguinte análise para cada barra da vizinhança:

$$\begin{cases} \text{Se } V_m + \Delta V_m^{ef ue_j} \geq V^{max} \Rightarrow \Delta u_j^{e'} = \frac{V^{max} - V_m}{ST_{mj}} \\ \text{Se } V_m + \Delta V_m^{ef ue_j} \leq V^{min} \Rightarrow \Delta u_j^{e'} = \frac{V^{min} - V_m}{ST_{mj}} \end{cases} \quad (3.96)$$

Então para um mesmo controle pode-se ter vários $\Delta u_j^{e'}$, basta escolher a menor variação para ser utilizada no cálculo do CEM_T ou no CET_T conforme o caso em questão. Neste caso o efeito nas demais restrições passa a ser calculado com a estimativa $\Delta u_j^{e'}$.

3.6.5.1 Verificação do efeito dos controles sobre as restrições

Um passo da metodologia consiste na escolha de controles suficientes para resolver as violações existentes. Mas a cada controle escolhido e inserido no conjunto de controles é necessário verificar como o conjunto de controles escolhidos vai afetar a magnitude de tensão nas barras cujas restrições vai fazer parte do problema a ser otimizado e também afetar a MSET. Este passo de verificação consiste na análise descrita a seguir.

De acordo com (3.90), o CET_{Tm} pode ser positivo ou negativo. E também considerando (3.83), pode-se ter um CEM_T positivo ou negativo.

Efeito sobre uma barra com violação inferior

Se a verificação do efeito é realizada sobre uma barra com violação inferior, $GAT_m > 0$:

- Se o $CET_{Tm} > 0$ e $CET_{Tm} > GAT_m$, a atuação destes controles irá resolver a violação da magnitude de tensão da barra (efeito positivo).
- Se o $CET_{Tm} > 0$ e $CET_{Tm} < GAT_m$, a atuação destes controles não é suficiente para resolver a violação da magnitude de tensão da barra (efeito insuficiente).
- se o $CET_{Tm} < 0$, a atuação destes controles diminui ainda mais a magnitude de tensão da barra (efeito negativo).

No caso de efeito insuficiente ou efeito negativo mais controles terão que ser escolhidos para resolver a violação da magnitude de tensão da barra.

Efeito sobre uma barra com violação superior

Se a verificação do efeito é realizada sobre uma barra com violação superior, $GAT_m < 0$:

- Se o $CET_{Tm} < 0$ e $|CET_{Tm}| > |GAT_m|$, a atuação deste controles irá resolver a violação da magnitude de tensão da barra (efeito positivo).
- Se o $CET_{Tm} < 0$ e $|CET_{Tm}| < |GAT_m|$, a atuação deste controles não é suficiente para resolver a violação da magnitude da tensão da barra (efeito insuficiente).
- Se o $CET_{Tm} > 0$, a atuação deste controles aumenta ainda mais a tensão da barra (efeito negativo).

No caso de efeito insuficiente ou efeito negativo mais controles terão que ser escolhidos para resolver a violação da magnitude de tensão da barra.

Efeito sobre a MSET

Se a verificação do efeito é realizada sobre a MSET:

- Se o $CEM_T > 0$ e $CEM_T > GAM$, a atuação destes controles irá resolver a violação da MSET (efeito positivo).
- Se o $CEM_T > 0$ e $CEM_T < GAM$, a atuação destes controles não é suficiente para resolver a violação da MSET (efeito insuficiente).
- Se o $CEM_T < 0$, a atuação destes controles diminui ainda mais a MSET (efeito negativo).

No caso de efeito insuficiente ou efeito negativo mais controles terão que ser escolhidos para resolver a violação da MSET.

3.7 Função objetivo

Geralmente, na literatura, a função objetivo retrata a minimização dos custos das ações de cada controle. Em [46] tal função objetivo é linear e é do tipo:

$$f_l(u, P_l) = \sum_{j=1}^{ncu} C_j^u \Delta u_j + \sum_{k=1}^{ncp} C_k^{P_l} \Delta P_{lk} \quad (3.97)$$

Para o caso do PMSET já foram mostrados exemplos que demonstram que a função não linear é mais coerente para resolução deste problema. Por exemplo, considerando que a variável de controle seja o corte de carga em uma barra, o valor ótimo da função objetivo linear deve ser $f = -\infty$ em um problema irrestrito. No caso restrito, a solução deve ser cortar toda a carga independentemente da meta desejada, pois a sensibilidade é negativa. Se a variável de controle tem sensibilidade positiva, o controle é ajustado para o valor mínimo de modo que a meta seja atingida desde que os limites do controle sejam respeitados. Quando mais controles estão disponíveis, primeiro o controle mais sensível é esgotado, então o próximo mais sensível é também esgotado, e assim em diante, até que a meta desejada seja atingida. Esses controles não estarão mais disponíveis em futuras situações de emergência.

Na metodologia proposta neste trabalho utiliza-se uma função objetivo não linear, por se comportar diferentemente. Esta é do tipo:

$$f_{nl}(u, P_l) = \sum_{j=1}^{ncu} C_j^u \Delta u_j^2 + \sum_{k=1}^{ncp} C_k^{P_l} \Delta P_{lk}^2 \quad (3.98)$$

Novamente, considerando que a variável de controle seja o corte de carga em uma barra, o valor ótimo da função objetivo deve ser $f = 0$ em um problema irrestrito, ou seja, nenhuma carga é cortada. Conseqüentemente, a restrição relacionada ao grau de ajuste irá de fato determinar o mínimo corte de carga para atingir a meta desejada. Quando mais controles estão disponíveis, a participação de cada controle dependerá dos custos associados, das sensibilidades e disponibilidades, dependendo de como a função objetivo é definida.

A idéia é então atingir as metas desejada sem estressar os controles. No intuito de obter uma distribuição mais uniforme das variações dos controles, duas alternativas são apresentadas neste trabalho. No capítulo 5 são mostrados exemplos práticos comparando o uso das funções objetivos.

3.7.1 Método da penalidade

O método da penalidade consiste em modificar a função objetivo, considerando penalidades para violações dos limites desejados sobre as variáveis de controle u_j . Desta maneira a solução ótima é forçada a estar suficientemente próxima dos limites almejados.

u_j^{min} e u_j^{max} são os limites rígidos do controle u_j , mas deseja-se que os controles sejam determinados entre limites suaves, ou seja, entre $u_j^{min'}$ e $u_j^{max'}$ sendo que $u_j^{min'} > u_j^{min}$ e $u_j^{max'} < u_j^{max}$.

Considerando que $u_j^{min} \leq u_j \leq u_j^{max}$ sejam limites rígidos, os limites desejados podem ser: $1,06 u_j^{min} \leq u_j \leq 0,95 u_j^{max}$. Por exemplo, seja a tensão de referência em uma barra de tensão controlada, o controle em questão, os limites rígidos são $0,9 \leq V \leq 1,1$, mas prefere-se que a tensão neste barramento esteja entre $0,95 \leq V \leq 1,05$, para que esta barra possa ser usada posteriormente como variável de controle em outras situações de emergência.

Os limites rígidos não podem ser violados, já que referem-se à quantidade de controle disponível, tal como o valor máximo do banco de capacitor em uma determinada barra. Assim a intenção ao usar penalidades é não estressar os controles, mantendo uma reserva para situações futuras.

A figura 3.11 ilustra a função penalidade.

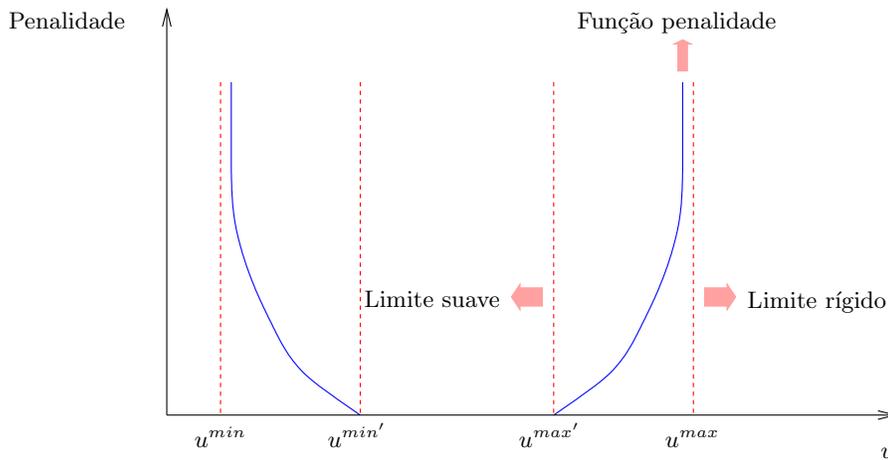


Figura 3.11: Função penalidade.

A inclusão do método da penalidade acrescenta muito pouco esforço computacional ao algoritmo a ser resolvido. Basicamente, acrescenta-se apenas termos ao gradiente $\left[\frac{\partial f}{\partial u_j} \right]$.

A função objetivo originalmente proposta era dada por:

$$f(u) = \sum_{j=1}^{nct} C_j^u \Delta u_j^2 = \sum_{j=1}^{nct} C_j^u (u_j^{novo} - u_j^{velho})^2 \quad (3.99)$$

Com o método da penalidade a função objetivo $f(u)$ é substituída por:

$$f_{(u)}^{com\ penalidades} = f(u) + \sum_{j=1}^{nv} w_{pj} \quad (3.100)$$

A seguinte função objetivo também foi testada:

$$f_{(u)}^{com\ penalidades'} = \sum_{j=1}^{nv} w_{pj} \quad (3.101)$$

onde a penalidade w_{pj} é introduzida para cada violação da restrição do limite desejado, sendo nv o número total de limites desejados violados. No capítulo 5 são apresentadas comparações entre as duas alternativas.

As funções penalidades usadas neste trabalho são baseadas em [83], ou seja,

$$w_{pj} = \begin{cases} C_{pj} (u_j - u_j^{max'})^2, & \text{sempre que } (u_j > u_j^{max'}) \\ C_{pj} (u_j - u_j^{min'})^2, & \text{sempre que } (u_j < u_j^{min'}) \end{cases} \quad (3.102)$$

Seja então o fator penalidade fp que será considerado sobre os limites rígidos. Este valor é pré-definido e indica o quanto se deseja de disponibilidade, de modo que pode-se definir duas variáveis auxiliares:

$$\begin{aligned} var_p^{max} &= fp (u^{max} - u^{velho}) \\ var_p^{min} &= fp (u^{min} - u^{velho}) \end{aligned} \quad (3.103)$$

Após a solução do problema a ser otimizado, se $u^{novo} > u^{velho} + var_p^{max}$ ou se $u^{novo} < u^{velho} - var_p^{min}$, conclui-se que os limites almejados foram violados. Como apenas um limite pode ser violado, então:

$$\begin{aligned} var_p &= var_p^{max} \quad \text{se } u^{novo} > u^{velho} + var_p^{max} \\ var_p &= var_p^{min} \quad \text{se } u^{novo} < u^{velho} - var_p^{min} \end{aligned} \quad (3.104)$$

O custo da penalidade, C_{pj} , é um valor muito alto, para evitar que o controle cujo limite almejado esteja violado seja utilizado o menos possível na próxima chamada do problema a ser otimizado.

Em situações em que há muitos controles com limites almejados violados, muitos controles serão penalizados e assim pode-se não conseguir o efeito esperado. Tentou-se a alternativa de inserir os valores das sensibilidades e disponibilidades dos controles no custo da penalidade, mas o efeito não foi significativo para o objetivo desejado. Obtém-se resultados melhores com uso da função objetivo proposta neste trabalho, que será apresentada na seção 3.7.2.

A função objetivo e o gradiente ao aplicar a penalidade são dados por:

$$\begin{aligned}
f(u) &= \sum_{j=1}^{nct} C_j \Delta u_j^2 + C_{pj} (\Delta u_j - var_{pj})^2 \\
&= \sum_{j=1}^{nct} C_j \Delta u_j^2 + C_{pj} [\Delta u_j^2 + var_{pj}^2 - 2 \Delta u_j var_{pj}] \\
&= \sum_{j=1}^{nct} C_j (u_j^{novo} - u_j^{velho})^2 + C_{pj} (u_j^{novo} - u_j^{velho})^2 + \\
&\quad C_{pj} var_{pj}^2 - 2 C_{pj} (u_j^{novo} - u_j^{velho}) var_{pj} \\
&= \sum_{j=1}^{nct} C_j (u_j^{novo})^2 + C_j (u_j^{velho})^2 - 2 C_j u_j^{novo} u_j^{velho} + \\
&\quad C_{pj} (u_j^{novo})^2 + C_{pj} (u_j^{velho})^2 - 2 C_{pj} u_j^{novo} u_j^{velho} + \\
&\quad C_{pj} var_{pj}^2 - 2 C_{pj} u_j^{novo} var_{pj} + 2 C_{pj} u_j^{velho} var_{pj}
\end{aligned} \tag{3.105}$$

$$\frac{\partial f}{\partial u_j^{novo}} = \sum_{j=1}^{nct} 2 C_j u_j^{novo} - 2 C_j u_j^{velho} + 2 C_{pj} u_j^{novo} - 2 C_{pj} u_j^{velho} - 2 C_{pj} var_{pj} \tag{3.106}$$

A outra função objetivo testada foi a seguinte:

$$\begin{aligned}
f(u) &= \sum_{j=1}^{nct} C_{pj} (\Delta u_j - var_{pj})^2 \\
&= \sum_{j=1}^{nct} C_{pj} [\Delta u_j^2 + var_{pj}^2 - 2 \Delta u_j var_{pj}] \\
&= \sum_{j=1}^{nct} C_{pj} (u_j^{novo} - u_j^{velho})^2 + C_{pj} var_{pj}^2 - 2 C_{pj} (u_j^{novo} - u_j^{velho}) var_{pj} \\
&= \sum_{j=1}^{nct} C_{pj} (u_j^{novo})^2 + C_{pj} (u_j^{velho})^2 - 2 C_{pj} u_j^{novo} u_j^{velho} + \\
&\quad C_{pj} var_{pj}^2 - 2 C_{pj} u_j^{novo} var_{pj} + 2 C_{pj} u_j^{velho} var_{pj}
\end{aligned} \tag{3.107}$$

$$\frac{\partial f}{\partial u_j^{novo}} = \sum_{j=1}^{nct} 2 C_{pj} u_j^{novo} - 2 C_{pj} u_j^{velho} - 2 C_{pj} var_{pj} \tag{3.108}$$

3.7.2 Função objetivo proposta

A idéia é utilizar uma função objetivo modificada que considera as sensibilidades e as disponibilidades dos controles, aumentando o custo dos controles mais sensíveis e daqueles menos disponíveis:

$$f'(u, P_l) = \sum_{j=1}^{ncu} C_j^u \left(\frac{S_j}{D_j} \right)^e \Delta u_j^2 + \sum_{k=1}^{ncp} C_k^{P_l} \left(\frac{S_k - x + 1}{D_k} \right)^e \Delta P_{lk}^2 \quad (3.109)$$

O valor absoluto da sensibilidade de cada controle u_j que é considerado na função objetivo modificada é: $S_j = SM_j + \sum_{m=1}^n ST_{mj}$. É levado em conta as ST_{mj} das barras que apresentaram violação de tensão na iteração corrente e nas etapas anteriores, ou seja, das n barras cujas restrições de tensão participam do problema a ser otimizado. Válido também para o corte de carga. Quando o expoente $e = 0$, a função objetivo proposta f' de (3.109) torna-se idêntica a f de (3.98). Caso $e \geq 1$, f' considera adicionalmente as disponibilidades e as sensibilidades dos controles.

Capítulo 4

Método proposto

A principal motivação deste trabalho de pesquisa consiste no fato de que, para redes de grande porte, o número de prováveis cenários que o sistema pode apresentar é muito grande. No decorrer do dia a carga e situações de operação vão mudando de acordo com fatores meteorológicos, sociais e situações de emergência ou manutenções. O planejador da operação e o operador do sistema precisam dispor de ferramentas capazes de auxiliar na tomada de decisões quanto aos procedimentos a serem tomados em determinadas situações do sistema.

O objetivo do trabalho é o desenvolvimento de uma ferramenta capaz de propor estratégias de controle para o atendimento da MSET e de um PT adequado. O método proposto é simples, computacionalmente rápido e eficaz, sendo possível utilizá-lo em ambientes de operação em tempo real para auxiliar na tomada de decisões em cenários diversos. Para tal necessita-se de uma ferramenta eficaz e que exija um esforço computacional baixo. A técnica proposta resolve um problema de otimização de pequeno porte pois apenas os controles mais eficazes são escolhidos e o efeito destes são analisados fazendo com que o problema seja factível. Esta característica também é válida para sistemas de grande porte.

O problema (3.78) geralmente é conflitante. O atendimento de todas as restrições é complexo, pois o controle escolhido para aumentar a MSET pode provocar violações de tensão e/ou não ser suficiente para resolver as violações existentes. O controle escolhido para factibilizar alguma restrição de tensão pode também prejudicar o atendimento da MSET, ou de outra restrição de tensão considerada. Conforme o interesse a se atingir, o controle terá um comportamento diferente (aumentar ou diminuir de valor) e a partir do momento em que ele for escolhido, o efeito deste comportamento tem que ser verificado para todas as restrições consideradas, pois caso alguma restrição não seja atendida o problema a ser otimizado diverge.

Como discutido anteriormente, o método proposto é baseado em sensibilidades que são obtidas através de linearizações. Assim o processo pode precisar de mais de uma iteração para atender os critérios exigidos pelo ONS e pela ANEEL. Os controles escolhidos na segunda iteração podem não ser os mesmos que foram escolhidos na primeira iteração. Se a filosofia da empresa é utilizar poucos controles, o algoritmo apresenta a opção de tentar resolver o problema com os mesmos controles em todas as iterações, ou seja, caso os controles escolhidos na primeira iteração sejam suficientes para atender as restrições e não foram esgotados, a escolha dos controles mais eficazes não é feita na segunda iteração. Esta estratégia de controle pode conduzir ao esgotamento dos controles utilizados. Caso os controles utilizados na primeira iteração não sejam suficientes, além destes controles escolhidos, outros controles serão escolhidos para participar do problema a ser otimizado, pois a meta precisa ser atendida. Caso todos os controles disponíveis estejam esgotados, se a filosofia da empresa for permitir o corte de carga, este será utilizado, sempre resguardando as

cargas prioritárias.

Em termos gerais, o método proposto neste trabalho é composto pelos seguintes passos:

- (A) Verificar o PT.
- (B) Se o PT estiver adequado, ir para o passo (D). Caso contrário, continuar.
- (C) Definir ações de controle para eliminar as violações das magnitudes de tensão. Voltar ao passo (A).
- (D) Verificar a MSET.
- (E) Se a MSET estiver adequada ir para o passo (I). Caso contrário, continuar.
- (F) Definir ações de controle para obter a MSET mínima especificada, levando em conta a manutenção de um PT adequado.
- (G) Verificar a MSET e o PT.
- (H) Se a MSET e o PT estiverem adequados, ir para o passo (I). Se pelo menos um critério estiver inadequado, voltar para o passo (F).
- (I) Fim.

A seguir, cada um dos passos gerais será discutido em maior detalhe.

4.1 Passo (A): Verificar o PT

A verificação do perfil de tensão consiste em verificar se existe violação de tensão para cada barra de carga do sistema em análise. Assim, a seguinte relação é analisada, para cada barra de carga m :

$$V_m^{min} \leq V_m \leq V_m^{max}$$

Se $V_m \leq V_m^{min}$ ou $V_m \geq V_m^{max}$ a barra m é adicionada a lista de barras violadas. As barras que apresentaram violações de tensão nas iterações anteriores formam uma lista de barras a serem verificadas quanto ao efeito do controle escolhido. As barras violadas são adicionadas a esta lista de verificação de efeito.

4.2 Passo (B): Verificar o critério de parada do PPT

No caso de existirem violações das magnitudes de tensão, para cada barra da lista de barras violadas, tem-se: $\Delta V_m = V_m^{lim} - V_m$ que correspondem às violações que devem ser corrigidas. Assim, faz-se necessário traçar uma estratégia de controle para resolver o PPT. O critério de parada utilizado consiste em verificar se existem violações de tensão. A tolerância utilizada foi de 0,01 pu.

4.3 Passo (C): Definir ações de controle para eliminar as violações das magnitudes de tensão

Sabe-se que, atuando nos nct controles, a tensão da barra m muda para:

$$V_m^{nova} = V_m^{velha} + \sum_{j=1}^{nct} ST_{mj} \Delta u_j$$

E deseja-se que todas as barras violadas obedeam as respectivas restrições:

$$V_m^{min} \leq V_m^{velha} + \sum_{j=1}^{nct} ST_{mj} \Delta u_j \leq V_m^{max}$$

As barras que apresentaram violações de tensão nas iterações anteriores também têm suas respectivas restrições de tensão inseridas no problema a ser otimizado. O problema é montado conforme (3.77).

4.3.1 Passo (C1): Escolher os controles

A escolha dos nct controles que vão montar o problema a ser otimizado compõem a estratégia de controle para o PPT que será fornecida ao operador. São executados os itens discutidos a seguir.

1) Determinar maior violação de tensão

Tomar a priori a pior violação de tensão ($\max | \Delta V_m |$), ou seja, para a lista de barras violadas determinar o maior $| \Delta V_m |$ para que uma estratégia de controle seja traçada para resolver tal violação.

2) Calcular os GAT_m

Para cada barra m violada o $GAT_m = \Delta V_m$, de acordo com (3.86).

3) Calcular as ST_{mj}

Calcular as sensibilidades das magnitudes de tensão em relação aos controles disponíveis conforme (3.73).

4) Calcular os CET_j

Através de (3.87) calcular o coeficiente de eficiência de tensão para cada controle disponível. Estes coeficientes de eficiência de tensão são relacionados apenas para a pior violação de tensão determinada no item 1).

5) Ordenar os CET_j

Ordenar os CET_j em ordem decrescente.

6) Escolher o controle

Escolher o primeiro controle da lista ordenada dos coeficientes de eficiência de tensão. Se o controle já foi escolhido durante a iteração corrente, escolher o próximo mais eficiente. Se a alternativa de verificação da primeira e segunda vizinhança estiver habilitada, montar a lista das barras vizinhas da primeira e segunda vizinhança do controle escolhido.

Estimar o uso deste de acordo com (3.89). Verificar o efeito da atuação deste controle nas barras vizinhas, se esta opção estiver habilitada. Se em alguma destas barras vizinhas, o efeito for prejudicial, limitar a estimativa do uso do controle, conforme (3.96).

7) Testar a factibilidade

Pretende-se com este passo montar um problema a ser otimizado que seja factível em princípio.

Determinar o coeficiente de eficiência de tensão total através de (3.90) para as barras cujas restrições de tensão irão participar do problema a ser otimizado.

Comparar os CET_{T_m} com os GAT_m .

Este teste consiste em verificar o efeito do controle mais eficiente nas demais barras violadas, nas barras que apresentaram violação de tensão nas iterações anteriores e nas barras vizinhas do controle, caso esta opção estiver habilitada.

Se os controles escolhidos são suficientes para atender todas as restrições de tensão, interromper o processo de escolha de controle. Se não é suficiente, adicionar a barra na lista de restrições não atendidas.

Após verificar todas restrições, voltar em (C1) no caso de existir pelo menos uma barra na lista de restrições não atendidas.

4.3.2 Passo (C2): Montar o problema a ser otimizado

Conforme (3.77), montar o problema a ser otimizado considerando todos os controles escolhidos, as restrições de tensão referentes as barras violadas e as que apresentaram violação de tensão nas iterações anteriores. Caso o efeito dos controles esteja sendo analisado na primeira e segunda vizinhanças do controle, as restrições das barras vizinhas afetadas são inseridas também,

- 1) Calcular os custos associados aos controles.
- 2) Resolver o problema a ser otimizado.

4.3.3 Passo (C3): Realizar as atuações dos controles

São implementadas as ações de controle obtidas no passo (C2), (seção 4.3.2). Se a opção de discretização estiver habilitada, discretizar os controles e aplicar a estratégia de controle definida e retornar ao passo (A), (seção 4.1).

4.4 Passo (D): Verificar a MSET

A verificação da MSET consiste em aumentar o carregamento do sistema conforme (3.7), e calcular a margem de estabilidade de tensão conforme (3.11).

4.5 Passo (E): Verificar o critério de parada do PMSET

Comparar a MSET obtida com a margem mínima exigida pelo ONS. Se a MSET for adequada ir para o passo (I). Se estiver inadequada é necessário definir uma estratégia de controle para resolver

o PMSET considerando a manutenção de um PT apropriado (ir para o passo **(F)**). A tolerância usada para a MSET é de 0,2%.

4.6 Passo (F): Definir ações de controle para obter a MSET mínima especificada, levando em conta a manutenção de um PT adequado

Sabe-se que, atuando nos nct controles, a MSET muda para:

$$M^{nova} = M^{velha} + \sum_{j=1}^{nct} SM_j \Delta u_j$$

E deseja-se que a restrição da MSET seja respeitada:

$$\sum_{j=1}^{ncu} SM_j \Delta u_j + \sum_{k=1}^{ncp} (SM_k - x + 1) \Delta P_{lk} \geq \sum_{i=1}^{nb} (x - 1 - \alpha^* K_{Pli}) P_{li}^o$$

Ademais, a manutenção do perfil de tensão também é considerada. Assim as barras que apresentaram violações de tensão nas iterações anteriores também têm suas respectivas restrições de tensão inseridas no problema a ser otimizado. Se a opção de analisar a primeira e segunda vizinhança do controle escolhido estiver habilitada, a barra afetada tem sua respectiva restrição de tensão inserida. E se em alguma iteração do processo global aparecerem violações de tensão oriundas de alguma estratégia de controle, as respectivas restrições de tensão são inseridas ao problema a ser otimizado. O problema é montado como (3.78).

4.6.1 Passo (F1): Escolher os controles

A escolha dos nct controles que vão compor o problema a ser otimizado é um aspecto importante da estratégia de controle para o PMSET+PPT que será fornecida ao operador ou será automaticamente efetuada.

1) Calcular o GAM

Conforme (3.79), determinar o grau de ajuste da margem que indica a variação necessária da MSET.

2) Calcular as SM_j

Este passo consiste em calcular as sensibilidades da MSET em relação aos controles disponíveis e é feito através dos seguintes itens:

- Calcular do autovetor à esquerda da matriz Jacobiana no PMC pelo método da potência inversa de acordo com a seção 3.3.6.1.
- Calcular de G_u^* de acordo com a seção 3.3.6.3.
- Calcular de G_α^* de acordo com (3.46).

- Calcular de $\frac{\partial \alpha^*}{\partial u}$ conforme (3.40).
- Multiplicar $\frac{\partial \alpha^*}{\partial u}$ por $\sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} P_{li}^0$.

3) Escolher os controles conforme a meta de interesse

Caso o $GAM > 0$ executar os itens 4) a 6) abaixo. Se $GAM = 0$ significa que a MSET está adequada, mas existe um PPT, logo os controles devem ser escolhidos conforme os itens 1) a 6) do passo C1). Em seguida, ir para o passo 13)

4) Calcular os CEM_j

Para os controles disponíveis, calcular os coeficientes de eficiência dos controles em relação a MSET, conforme (3.80).

5) Ordenar os CEM_j

Ordenar os CEM_j em ordem decrescente.

6) Escolher o controle

Escolher o primeiro controle da lista ordenada dos coeficientes de eficiência da margem. Se o controle já foi escolhido durante a iteração corrente, escolher o próximo mais eficiente. Se a alternativa de verificação da primeira e segunda vizinhança estiver habilitada, montar a lista das barras vizinhas.

Estimar o uso deste de acordo com (3.82). Verificar o efeito da atuação deste controle nas barras vizinhas. Se em alguma destas barras vizinhas o efeito for prejudicial, limitar a estimativa do uso do controle, conforme (3.96).

Ir para o passo 13)

13) Testar a factibilidade

Este teste consiste em verificar o efeito do controle mais eficiente na MSET e nas barras cujas restrições de tensão irão participar do problema a ser otimizado. Pretende-se com este passo montar um problema a ser otimizado que seja factível em princípio.

- a) Determinar o coeficiente de eficiência de margem total através de (3.83).
- b) Calcular os CET_{Tm} relativos a todas barras que apresentam violação de tensão e das barras que apresentaram violação de tensão nas iterações anteriores, e vizinhas afetadas (se opção habilitada).
- c) Verificar se as restrições de tensão serão atendidas, $CET_{Tm} \geq GAT_m$. Se todas as restrições de tensão são atendidas ir para o item i). Caso contrário, continuar.
- d) Escolher a pior violação e passar a traçar uma estratégia de controle para a restrição que não está sendo atendida.
- e) Para os controles disponíveis, calcular os CET relacionados a barra cuja restrição de tensão não está sendo atendida (pior violação).
- f) Ordenar a lista dos CET em ordem decrescente.

g) Escolher o primeiro controle da lista ordenada dos coeficientes de eficiência de tensão. Se o controle já foi escolhido durante a iteração corrente, escolher o próximo mais eficiente. Se a

alternativa de verificação da primeira e segunda vizinhança estiver habilitada, montar a lista das barras vizinhas.

h) Estimar o uso deste de acordo com (3.89). Verificar o efeito da atuação deste controle nas barras vizinhas. Se em alguma destas barras vizinhas o efeito for negativo, limitar a estimativa do uso do controle, conforme (3.96). Voltar no item a).

i) Comparar o CEM_T com o GAM .

j) Se os controles escolhidos são suficientes para atender a restrição da MSET, interrompe-se o processo de escolha de controle. Se não é suficiente por não atender a restrição da MSET retorna-se ao item 4) do passo (F1) se $GAM = 0$ ou ao item 6) do passo (F1) se $GAM > 0$.

4.6.2 Passo (F2): Montar o problema a ser otimizado

Conforme (3.78), monta-se o problema a ser otimizado considerando todos os controles escolhidos e as restrições de tensão referentes a barras violadas e as que apresentaram violação de tensão nas iterações anteriores. Caso o efeito dos controles esteja sendo analisado na primeira e segunda vizinhanças do controle, as restrições das barras vizinhas afetadas são inseridas também,

- 1) Calcular os custos associados aos controles.
- 2) Resolver o problema a ser otimizado.

4.6.3 Passo (F3): Realizar as atuações dos controles

São implementadas as ações de controle obtidas no passo (F2), (seção 4.6.2). Se a opção de discretização estiver habilitada, discretizar os controles e aplicar a estratégia de controle definida. Ir para o passo (G) (seção 4.7).

4.7 Passo (G): Verificar a MSET e o PT

A verificação da MSET consiste em aumentar o carregamento do sistema conforme (3.7), e calcular a margem de estabilidade de tensão conforme (3.11).

A verificação do perfil de tensão consiste em verificar se existe violação de tensão para cada barra de carga do sistema em análise. Assim, a seguinte relação é analisada, para cada barra de carga m :

$$V_m^{min} \leq V_m \leq V_m^{max}$$

Se $V_m \leq V_m^{min}$ ou $V_m \geq V_m^{max}$ a barra m é adicionada a lista de barras violadas. As barras que apresentaram violações de tensão nas iterações anteriores e barras vizinhas afetadas (se for o caso) formam uma lista de barras a serem verificadas quanto o efeito do controle escolhido. As barras violadas são adicionadas a esta lista de verificação de efeito.

4.8 Passo (H): Verificar o critério de convergência do PMSET e do PT

O critério de parada utilizado consiste em verificar se a MSET atende o critério mínimo e se existem violações de tensão. É realizada a comparação da MSET obtida com a margem mínima exigida pelo ONS e verificado o PT. Se a MSET for adequada e o PT estiver adequado, vai para o passo (I). Caso contrário, retornar ao passo (F), pois se a MSET estiver inadequada é necessário definir uma estratégia de controle para resolver o PMSET e em seguida verificar o PT e se inapropriado traçar uma estratégia para obter um PT apropriado. Se a MSET estiver adequada, mas o processo estiver em uma determinada iteração em que o PT está inapropriado, ou seja existem restrições de tensão que não estão sendo atendidas ou até mesmo há violações de tensão provocadas por alguma estratégia de controle realizada para atender a meta da MSET, então deve-se continuar, de maneira a traçar uma estratégia de controle capaz de manter o PMSET e resolver o PPT. A tolerância usada para a MSET é de 0,2% e para violações de tensão a tolerância utilizada é de 0,01 pu.

4.9 Passo (I): Fim

Fim, PMSET e PPT resolvidos.

4.10 Cenários possíveis

Pode-se ter os três cenários problemáticos para um sistema de potência:

- Cenário 1: MSET inadequada e PT adequado.
- Cenário 2: PT inadequado e MSET adequada.
- Cenário 3: PT e MSET inadequados.

A seguir é feita uma discussão rápida do método proposto para cada um dos prováveis cenários. No capítulo 5 são apresentadas simulações detalhando numericamente o algoritmo para cada um dos cenários.

4.10.1 Cenário 1: MSET inadequada e PT adequado

Considerando um cenário de operação onde a MSET é menor do que um valor mínimo pré-definido, primeiro as sensibilidades da margem com relação aos controles disponíveis são calculadas. Então, os coeficientes de eficiência da margem são calculados. Os controles são ordenados em ordem decrescente de acordo com o CEM e o mais eficiente é escolhido na lista ordenada. Estima-se a quantidade do uso deste controle e se a alternativa de checar a vizinhança estiver habilitada, verifica-se o efeito da variação deste controle na primeira e segunda vizinhança do controle quanto a magnitude de tensão das barras vizinhas. Supondo que $CEM_T \geq GAM$ e a variação deste controle não viola o perfil de tensão das barras vizinhas, então, um problema de programação não linear, é solucionado e a quantidade de variação de controle é determinada. No caso da MSET não estar atingida, o processo é repetido. Se é detectado que a variação do controle violará a magnitude de

tensão em uma barra vizinha, é permitido apenas a variação de modo a não violar nenhuma tensão na primeira e segunda vizinhança do controle.

Inicialmente, a possibilidade de corte de carga é bloqueada e os controles mais eficientes (exceto corte de carga) são escolhidos da lista de controle ordenada. O número de variáveis de controle que será usado é tal que $CEM_T \geq GAM$. Se $CEM_T < GAM$ e todos controles já estiverem incluídos, o corte de carga é desbloqueado e pode ser escolhido na lista de controles. Caso $CEM_T < GAM$ e o próximo controle a ser escolhido da lista de controle possuir um pequeno CEM (e conseqüentemente todos controles restantes), o corte de carga é desbloqueado. Neste trabalho um CEM foi considerado pequeno se o $CEM \leq 0,1 GAM$. Conseqüentemente, ações de controle que resultam em um impacto insignificante na margem são evitados. Esta opção evita o uso de um número exagerado de controles e preserva os controles contra o fim da vida útil (devido a um excessivo número de atuações). O programa computacional desenvolvido também possui a alternativa de não permitir de maneira alguma o corte de carga. Assim, se durante a escolha de controles tem-se $CEM_T < GAM$ e não há mais controles eficazes disponíveis e o corte de carga não é permitido, altera-se o $GAM = CEM_T$. Apesar de não conseguir atender a meta da MSET desejada, consegue-se com os controles disponíveis atingir um nível de segurança melhor sem corte de carga.

O fato de que $CEM_T \geq GAM$ significa que os controles escolhidos são capazes de conduzir o sistema para um ponto de operação com uma adequada MSET. Contudo, estes cálculos são baseados em linearizações. Assim, os controles escolhidos podem não ser capazes de solucionar o problema. Neste caso, o processo é repetido.

4.10.2 Cenário 2: PT inadequado e MSET adequada

Neste cenário de operação onde o PT é inadequado por apresentar violações de tensão, primeiro analisa-se dentre as violações de tensão superiores e inferiores qual é a maior violação, e as sensibilidades de tal tensão com relação aos controles disponíveis são calculadas. Então, os coeficientes de eficiência da tensão são calculados. Os controles são ordenados em ordem decrescente de acordo com o CET e o controle mais eficiente é escolhido na lista ordenada. Estima-se a quantidade do uso deste controle e se a alternativa de analisar a vizinhança estiver habilitada, verifica-se o efeito da variação deste controle na primeira e segunda vizinhança do controle quanto a magnitude de tensão das barras. Supondo que $CET_T \geq GAT$ e a variação deste controle não viola o perfil de tensão das barras vizinhas, então, um problema de programação não linear é solucionado e a quantidade de variação de controle é determinada. No caso de ocorrer ou persistir alguma violação de tensão, o processo é repetido. As observações sobre corte de carga descritas no cenário anterior também são válidas neste caso.

4.10.3 Cenário 3: PT e MSET inadequados

Neste cenário o algoritmo implementado primeiro resolve o PPT e em seguida o PMSET mantendo o PPT adequado. Os primeiros passos são idênticos ao do cenário 2. Em seguida, se a MSET permanecer inadequada, os passos são idênticos ao cenário 1. Entretanto, neste passo, além de analisar o efeito do controle escolhido na vizinhança (se for o caso), verifica-se também nas barras que apresentaram violação de tensão nas iterações anteriores. Se o efeito é negativo em algumas barras, determina a maior violação de tensão e escolhe outro controle para resolver esta interferência. Este novo controle terá seu efeito verificado na MSET e em todas magnitudes de tensão. O processo de escolha de controles e verificação de efeito é levado a caso até que o problema de otimização seja factível.

4.11 Verificação se variações dos controles conduzem a um ponto de equilíbrio estável

É necessário verificar se a estratégia de controle conduz a um ponto de equilíbrio do sistema. Após a determinação das variações dos controles, o procedimento a seguir é executado.

- 1) Executar as variações, ou seja, atualizar as variáveis de controle.
- 2) Calcular o fluxo de carga:
 - Se convergiu, ir para o passo 3).
 - Se divergiu, desfaz a atualização e vai para o passo 3).
- 3) Critério de parada:
 - Se (margem obtida \geq margem desejada) e não há violações de tensão, fim.
 - Se ($|$ margem obtida - margem desejada $| \leq 0,2\%$) e não há violações de tensão, fim.
 - Caso contrário, elaborar mais uma estratégia de controle.

4.12 Discretização automática dos controles

O operador pode escolher no algoritmo a opção para que seja feita a discretização automática dos controles. A discretização automática dos controles é válida para *taps* de transformadores e *shunts* de barras, e é executada de acordo com a estratégia descrita a seguir.

Taps de transformadores

Sejam os valores mínimo (T^{min}), máximo (T^{max}) e passo ($passo^T$) do *tap* fornecido no banco de dados dos sistemas analisados. Denominando o valor do controle discretizado como T_{disc} :

$T_{disc} = T^{min} + n \text{ passo}^T$ ou $T_{disc} = T^{max} - n \text{ passo}^T$, onde n é o número de vezes necessário para que o valor discretizado esteja perto o suficiente do valor determinado pela otimização (T_{novo}), de acordo com o valor do *tap* anterior (T_{velho}).

Por exemplo: considerar o caso em que $T_{velho} = 1,00$ e, através do problema de otimização, foi determinado que $T_{novo} = 0,96$. Ressalta-se que o controle diminuiu para atender as metas de segurança. Considerar também $T^{min} = 0,90$, $T^{max} = 1,10$ e $passo^T = 0,0125$. O valor discretizado deve ser $T_{disc} = 0,95$ ou $T_{disc} = 0,9625$. Na rotina implementada, de acordo com o valor do T_{velho} em relação ao T_{novo} , o valor discretizado escolhido é de $T_{disc} = 0,95$. A decisão foi baseada na tendência de diminuir o controle, já que a direção da variação necessária para atender as metas, neste caso, é diminuir o valor do *tap*.

Considerar agora, o caso em que $T_{velho} = 1,00$ e através da otimização, foi determinado que $T_{novo} = 1,06$. O valor discretizado deve ser $T_{disc} = 1,05$ ou $T_{disc} = 1,0625$. Na rotina implementada, de acordo com o valor do T_{velho} em relação ao T_{novo} , o valor discretizado escolhido é de $T_{disc} = 1,0625$, devido a tendência necessária de aumentar o controle.

Se o *tap* após a discretização (T_{disc}) é igual ao *tap* antes da discretização (T_{velho}):

- Se $T_{novo} > T_{velho} \Rightarrow T_{disc} = T_{disc} + \text{passo}^T$.

- Se $T_{novo} < T_{velho} \Rightarrow T_{disc} = T_{disc} - passo^T$.

As condições de contorno utilizadas são:

- Se $T_{disc} > T^{max} \Rightarrow T_{disc} = T^{max}$.
- Se $T_{disc} < T^{min} \Rightarrow T_{disc} = T^{min}$.

Se os valores mínimo (T^{min}), máximo (T^{max}) e/ou passo ($passo^T$) do *tap* não são fornecidos no banco de dados, adota-se ($T^{min} = 0,90$), máximo ($T^{max} = 1,10$) e passo ($passo^T = 0,0125$), ou seja, $passo^T = \frac{(1,10 - 0,90)}{16} = 0,0125$.

Shunts de barras

Os bancos de dados utilizados não dispunham dos valores mínimo, máximo e passo dos *shunts* de barra, sendo assim foram utilizados valores diversos dependendo da simulação. O valor do passo dos *shunts* de barra adotado depende dos respectivos valores mínimo e máximo.

Se $B^{min} < 0$ e $B^{max} > 0$

$$passo^B = \frac{B^{max} - B^{min}}{10} \quad (4.1)$$

Caso contrário

$$passo^B = \frac{B^{max} - B^{min}}{5} \quad (4.2)$$

O procedimento de discretização para os *shunts* de barra é similar ao utilizado para os *taps* de transformadores. Entretanto, na etapa de decisão entre os dois valores discretizados possíveis, escolhe-se o valor mais próximo do valor de B^{novo} , ao invés de escolher pela tendência da variação do controle.

Por exemplo: considerar o caso em que $B_{velho} = 0,00$ pu e, através do problema de otimização, foi determinado que $B_{novo} = 0,1007$ pu. Considerar também $B^{min} = -0,50$ pu, $B^{max} = 0,50$ pu e $passo^B = 0,10$ pu. O valor discretizado deve ser $B_{disc} = 0,10$ pu ou $B_{disc} = 0,20$ pu. Na rotina implementada, de acordo com o valor mais próximo de B_{novo} , o valor discretizado escolhido é de $B_{disc} = 0,10$ pu.

Considerar agora, o caso em que $B_{velho} = 0,0$ pu e através da otimização, foi determinado que $B_{novo} = -1,0$ pu. Considerar também que $B^{min} = -3,0$ pu, $B^{max} = 0,0$ pu e $passo^B = 0,6$ pu. O valor discretizado deve ser $B_{disc} = -1,2$ pu ou $B_{disc} = -0,6$ pu. Na rotina implementada, o valor discretizado escolhido é de $B_{disc} = -1,2$ pu pois tal valor é mais próximo de $B_{novo} = -1,0$ pu.

4.13 Cálculo da MSET

A distância do ponto de operação da rede ao colapso de tensão (fronteira de factibilidade) neste trabalho foi determinada por um procedimento muito simples, que consiste em submeter o sistema a um determinado carregamento e verificar a convergência; no caso de não convergência ou divergência desfaz-se o último carregamento, diminui-se o passo de carregamento e continua-se o processo. Pára-se o procedimento, quando o fluxo de potência não convergir (número máximo de iterações atingido) ou divergir e o passo de carregamento for muito pequeno.

A margem de carregamento é baseada na análise estática através do levantamento de curvas PV , considerando os limites de geração de potência reativa das máquinas, compensadores síncronos e estáticos, conforme sugerido pela Força Tarefa “Colapso de Tensão” de março de 1998 [84].

A partir do ponto de operação corrente, considerou-se uma direção fixa de crescimento da carga e geração, isto é, todas as cargas e gerações crescem proporcionalmente. A fim de aproximar-se do que acontece na prática também considerou-se uma direção fixa de crescimento da geração, significando que ao ocorrer um aumento na demanda, os geradores serão redespachados. Assim, os vetores de direção de crescimento de carga e geração, K_{Pl} , K_{Ql} e K_g , aos quais possibilitam uma direção de crescimento de carga otimizada, isto é, as cargas e gerações em cada barra crescem independentemente, foram definidos neste trabalho como constituídos por elementos unitários, de modo a maximizar o carregamento global do sistema com direção fixa.

Resumindo, para calcular a MSET utilizou o seguinte algoritmo:

- 1) Estabelecer um passo de crescimento.
- 2) Calcular o fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson.
- 3) Se convergiu, continuar o carregamento no passo estabelecido. Se não convergiu ou divergiu, desfaz-se o último carregamento, diminui o passo, e voltar ao passo 2). Se não convergiu ou divergiu e o passo está muito pequeno, desfaz-se o último carregamento e pára o processo.

4.14 Custo dos controles

Na metodologia proposta já está inserido um peso diferente para cada controle de forma a permitir um maior ou menor grau de utilização. Este peso é o custo associado a cada controle. A empresa operadora estabelece a filosofia de utilização dos controles através dos custos ou simplesmente bloqueia os controles não preferenciais, não os deixando disponíveis ($D_j = 0$). Para a especificação dos custos associados, comparando o uso de capacitores *shunt* com *taps* de transformadores como controles, o custo da aplicação do chaveamento de capacitor deve ser maior, pois os disjuntores de capacitor *shunt*, após um determinado número de manobras devem passar por uma revisão completa, inclusive realizada pelo próprio fabricante do disjuntor. O mesmo não acontece com o LTC. Estes também recebem manutenção preventiva periódica, mas raramente apresentam defeitos ou necessitam de revisão. Quanto ao corte de carga, os custos refletem as multas devidas à corte de carga, assim os custos associados são bastante elevados em consideração a todos os demais. Os pesos são modificados também devido justamente à inovação proposta neste trabalho, a qual consiste em atender uma situação aceitável sem a utilização plena de alguns dos recursos disponíveis, preservando os controles mais sensíveis para futura utilização em casos de emergência. Assim propõe-se uma alteração da função objetivo ($e \geq 1$) que, além de considerar o custo associado ao controle, o qual reflete a preferência da empresa operadora (filosofia de controle), também leva

em conta a disponibilidade do controle e a sensibilidade da atuação do controle na MSET e nas magnitudes de tensão consideradas. A idéia é aumentar o custo dos controles muito sensíveis e dos controles pouco disponíveis de maneira a resguardá-los para utilização em situações de emergência.

4.15 Programa de otimização – MINOS

Neste trabalho optou-se pela utilização do MINOS [85] que é um programa de otimização robusto e eficaz, sendo capaz de resolver problemas de otimização linear e não linear. MINOS é reconhecido pela aplicação em problemas de grande porte e pela confiabilidade na precisão dos resultados obtidos.

O MINOS foi criado por Bruce A. Murtagh e Michael A. Saunders e licenciado pela universidade de Stanford na Califórnia. O código fonte para o MINOS é disponível para todas máquinas científicas (*mainframes*, *workstation* e *PC*) com compilador para Fortran 77. Trata-se de um *solver* do Fortran, projetado para solucionar problemas de otimização de pequena a grande escala expressos no seguinte formato padrão:

$$\min_{x,y} \quad F(x) + c^T x + d^T y \quad (4.3)$$

$$\text{s.a.} \quad f(x) + A_1 y = b_1 \quad (4.4)$$

$$A_2 x + A_3 y = b_2 \quad (4.5)$$

$$l \leq \begin{pmatrix} x \\ y \end{pmatrix} \leq u \quad (4.6)$$

onde os vetores c, d, b_1, b_2, l, u e as matrizes A_1, A_2, A_3 são constantes. $F(x)$ é uma função escalar suave e $f(x)$ um vetor de funções suaves $f_i(x)$. É conveniente que as derivadas primeiras (gradientes) de $F(x)$ e das $f_i(x)$ sejam conhecidas e codificadas, caso contrário o MINOS as estima usando diferenças finitas. As n_1 componentes de x são as variáveis associadas às funções não lineares e as componentes n_2 de y as variáveis associadas às funções lineares, resultando um total de $(n = n_1 + n_2)$ variáveis. Similarmente, as restrições gerais ($m = m_1 + m_2$) são constituídas pelas m_1 equações de (4.4) as quais referem-se às restrições não lineares e as m_2 equações de restrições lineares de (4.5). As restrições (4.6) especificam os limites superiores e inferiores de todas as variáveis. As restrições descritas em (4.5) e (4.6) podem ser consideradas também como $l_1 \leq f(x) + A_1 y \leq u_1$ e $l_2 \leq A_2 x + A_3 y \leq u_2$, sendo l_1, l_2, u_1 e u_2 vetores compostos por valores constantes.

MINOS é um pacote de otimização para solucionar problemas restritos ou não, com a função objetivo e as restrições lineares ou não lineares ou uma combinação de ambas. As funções não lineares devem ser suaves. Emprega métodos numéricos estáveis, incluindo um pacote básico confiável para manutenção da esparsidade dos fatores LU da matriz básica, procedimentos anti-degenerativos, manipulação eficiente das restrições lineares e dos limites das variáveis, escalamento automático das restrições e provisões para modificação no caso de problemas internos.

MINOS soluciona problemas lineares usando uma implementação confiável do método simplex primal. Já para problemas não lineares, quando as não linearidades estão confinadas nos termos da função objetivo $F(x)$, ou seja, um problema não linear restrito linearmente, o MINOS usa o algoritmo gradiente reduzido juntamente com o algoritmo quasi-newton. No caso do problema conter restrições não lineares, MINOS soluciona-o, usando o algoritmo da Lagrangeana aumentada projetada. Neste trabalho os problemas são lineares e não lineares, restritos linearmente.

Existem linguagens de modelamentos algébricos tais como GAMS e AMPL que são mais convenientes no sentido de facilidades ao programador (“ambiente amigável”) para acessar MINOS em aplicações que envolvam modelos linear e não linear. Estes recursos não foram utilizados neste trabalho.

A versão utilizada neste trabalho foi a MINOS 5.4 (Dez. 1992), a qual possui a vantagem de utilizar o MINOS através de uma sub-rotina (minoss). Desta maneira os dados do problema são passados como parâmetros, isto agiliza o processo tornando-o mais eficiente e conveniente, economizando tempo computacional em relação às versões anteriores deste pacote, para as quais era necessário abrir arquivos de banco de dados para escrever e depois ler os dados de entrada.

4.16 Alternativas de solução do PPT e do PMSET

Em um centro de controle, pode-se ter uma situação em que as tensões das barras de carga estejam bastante fora dos limites (por exemplo, com limites de $0,95 \leq V_k \leq 1,05$ pu e $V_k = 1,2$ pu). A priori, ao tentar resolver concomitantemente o PPT e o PMSET para situações de violações graves de tensão, muitos controles e/ou grandes quantidades de controle podem ser necessários. Outro problema consiste na escolha dos controles. Um controle pode contribuir para a solução do PMSET e piorar a situação do PPT. Ao tentar escolher apenas os controles que contribuem para melhorar o PMSET e também do PPT, pode-se chegar em uma situação em que toda a lista de controles seja analisada e não exista controle disponível para atender os dois critérios. Outra alternativa é escolher o controle mais eficiente para resolver o PMSET (por exemplo, controle u_{j1}), se o controle u_{j1} não foi suficiente para também resolver o PPT, em seguida escolhe-se o controle mais eficiente para resolver o PPT (por exemplo, controle u_{j2}), e se o melhor controle para o PPT (controle u_{j2}) atrapalhar o PMSET, outro controle para o PMSET deve ser escolhido para compensar o prejuízo que será proporcionado pelo controle u_{j2} . Durante este trabalho, foram testadas algumas alternativas e a que apresentou melhores resultados foi a que primeiro resolve o PPT se houver, e em seguida o PMSET concomitantemente com o PPT. A cada controle escolhido, estima-se a quantidade de variação necessária e analisa-se o efeito na MSET e nas restrições de tensão. Ou seja, antes de resolver o problema a ser otimizado, faz-se o teste de factibilidade para todas as restrições.

Seja um cenário em que a MSET e o PT estejam inadequados. Entre as soluções possíveis três soluções são interessantes:

- 1) Solucionar PMSET + PPT.
- 2) Solucionar o PMSET e em seguida o PMSET + PPT.
- 3) Solucionar o PPT primeiro e em seguida o PMSET + PPT.

A alternativa 1 pode acarretar situações de conflito de interesses. Ademais, em determinadas situações quando o PPT é solucionado antes (alternativa 3), consegue-se melhorar o PMSET, principalmente em situações de contingências que conduzem a um PT com violações de tensão inferiores. Assim, na alternativa 3 pode-se conseguir evitar resolver um PMSET e assim evitar situações de conflito de interesses. A alternativa 2 não é adequada pois, ao resolver o PMSET primeiro, pode-se provocar um PT bastante inadequado. E na seqüência ao tentar resolver o PT mantendo o PMSET podem surgir problemas de conflito de interesses com os controles disponíveis e assim ficar com um PT inaceitável na prática. Assim a alternativa 3 parece ser mais coerente pois prioriza-se o

atendimento do PT frente ao atendimento da MSET. Deste modo não haverá uma situação de um PT inaceitável na prática.

As sensibilidades das magnitudes de tensão em relação aos controles dependem do ponto de operação atual, ou seja, do estado corrente do sistema. E a sensibilidade da margem em relação aos controles depende do conhecimento do ponto de operação no máximo carregamento, ou seja, o estado de operação no ponto crítico. Assim, ao resolver concomitantemente os dois problemas, as informações de sensibilidades são referentes a uma situação de operação em que se tem violações de tensão e MSET insuficiente. Dependendo dos graus de violações o problema a ser otimizado pode não apresentar solução, devido aos valores de sensibilidade refletirem o estresse do sistema. Ao resolver o PPT e em seguida o PMSET, procura-se amenizar o problema geral por partes, ou seja, após resolver o PPT o perfil de tensão melhora, a sensibilidade da margem em relação aos controles modifica-se e a chance de conseguir um conjunto de controles adequados é maior. Outra situação é que para redes que apresentam violações de tensão inferior graves já no caso base, ao resolver primeiro o PPT, alguns controles, por exemplo, como chaveamento de banco de capacitores, podem aumentar a margem de carregamento. Já quando a rede apresenta violações de tensão normais (variações não muito grandes), a solução do PMSET e do PPT concomitantemente pode não apresentar problemas quanto a escolha dos controles.

Após uma contingência, geralmente, podem ocorrer violações de tensão nas barras próximas ao ramo contingenciado. Assim, costuma-se verificar a barra com maior violação e resolver o PPT para tal barra. Quando a característica é local, ao ajustar a tensão nesta barra, costuma-se conseguir melhorar o perfil de tensão das demais barras locais afetadas. Pode ocorrer também violações de tensão em várias áreas e/ou barramentos distantes eletricamente, assim um controle que é eficaz para solucionar a violação em uma barra não tem efeito nenhum sobre outro barramento. Sendo assim, é interessante tentar montar o problema a ser otimizado envolvendo tais restrições, ao invés de solucionar um problema de otimização para cada violação. Neste caso, um cuidado especial tem que ser tomado ao resolver o PPT. Ao verificar todas as violações, é necessário verificar os efeitos de cada controle escolhido em todas as restrições para que o problema seja factível.

4.17 Filosofias

Como dito anteriormente, a filosofia das estratégias de controle depende de cada empresa e do sistema em questão. Este trabalho consistiu em elaborar um algoritmo capaz de auxiliar o operador e o planejador do sistema em testar as estratégias possíveis na operação e conduzir o planejamento da operação de acordo com as características do sistema. O ideal é um algoritmo que tome automaticamente as decisões, e tentou-se caminhar neste sentido.

O algoritmo verifica automaticamente o perfil de tensão e a margem de segurança quanto à estabilidade de tensão. Se for detectado algum problema, prossegue traçando uma estratégia de acordo com uma filosofia pré-determinada, através das escolhas dos controles e então determina quais e o valor das mudanças. Finalmente, testa a atuação dos controles, fornecendo um relatório dos ajustes necessários e a resposta obtida pelo sistema.

O algoritmo foi ajustado para primeiro resolver o PPT e depois o PMSET mantendo o PT adequado conforme já explicado nos capítulos anteriores.

O algoritmo implementado é capaz de considerar a aplicação ou não de discretização dos valores dos controles. Também possui a alternativa de aplicação de penalidades aos controles de sensibilidade grande e disponibilidade pequena, esta alternativa é válida apenas quando os custos não consideram a informação da sensibilidade e da disponibilidade. Pode-se escolher a otimização

linear (usando MINOS ou MPI) ou não linear (usando MINOS). Seja qual for a filosofia da empresa, o método proposto, por ser robusto, é capaz de atender os requisitos. Se a idéia não for permitir o corte de carga, mesmo se as metas exigidas não sejam atingidas, basta não habilitar esta opção. Os outros controles serão utilizados até atingirem seus respectivos limites e assim obter a máxima meta para tal condição. Se a empresa prefere alguns determinados tipos de controle a outros, isto pode ser estabelecido nos custos associados ou simplesmente bloqueando os outros tipos não prediletos.

Adicionalmente, a filosofia pré-determinada consiste em ajustar uma série de alternativas para o algoritmo, tais como:

- Permitir ou não o corte de carga logo na primeira iteração. Geralmente o controle tipo corte de carga é muito eficiente. Se esta alternativa é ativada, muito provavelmente este tipo de controle é logo escolhido e também muito provavelmente o problema em questão é resolvido muito rapidamente.
- Em hipótese alguma permitir o corte de carga. Esta alternativa pode ser usada quando a filosofia da empresa consiste em tentar achar uma estratégia, mesmo que com a atuação de muitos controles, ao invés de cortar carga de consumidores, ou prefere não atender fielmente alguns dos critérios das agências reguladoras. Por exemplo, caso atinja-se uma margem um pouco menor que a meta sem violações de tensão e sem o corte de carga, não há necessidade de cortar carga. Ou atingiu-se a margem desejada mas há uma pequena violação de tensão em alguma barra.
- Verificar ou não o efeito de cada controle escolhido na primeira e segunda vizinhança do respectivo controle. Esta alternativa é útil quando o algoritmo não consegue em uma determinada iteração um conjunto de controles que não entre em conflito de interesses. Nesta situação é comum o algoritmo selecionar controles e quando atinge-se um determinado número de controles, um alerta é dado de maneira que esta opção seja ativada para tentar resolver o problema de conflito. Assim, cada controle escolhido será limitado de modo a não violar as restrições em questão e se houver infactibilidade um novo controle é escolhido.
- Discretização ou não dos *taps* dos transformadores e dos *shunts* de barras.
- Maneira como é feita a escolha dos controles, podendo ser pela sensibilidade ou pelo coeficiente de eficiência. Esta alternativa é apenas didática, tendo em vista as vantagens apresentadas quando os controles são escolhidos pelo coeficiente de eficiência. No capítulo 5 são comparadas numericamente as duas opções.
- Uso da função objetivo linear (3.97) ou não lineares (3.98) ou (3.109). Esta alternativa também é de caráter didático, pois já foram discutidas as vantagens do uso da função objetivo não linear (3.109). No capítulo 5 também é apresentada uma comparação numérica. Quando a opção da função objetivo linear (3.97) ou não linear (3.98) está ajustada, pode-se usar ou não a aplicação de penalidades aos controles que violam a disponibilidade final desejada. No caso da função objetivo não linear proposta (3.109) esta opção não apresentou resultados satisfatórios pois o custo penalizado pode às vezes ser da mesma ordem de grandeza dos custos associados aos controles $\left(\frac{S}{D}\right)$. Outra opção a ser usada é o tipo de função objetivo quando se considera a penalidade, podendo ser dada por (3.100) ou (3.101). Ainda para o caso da função objetivo linear, tem-se a opção de resolver o problema a ser otimizado pelo método de pontos interiores (MPI) ou pelo MINOS. Quanto à alternativa de evitar o esgotamento dos controles, outros testes foram realizados na definição da função objetivo proposta. Assim, além de considerar

os custos associados às variáveis de controle (u_j) tentou-se considerar $\left(\frac{1}{CE_j}\right)$, $\left(\frac{CE_j}{\sum CE_j}\right)$ e $\left(\frac{1}{D_j}\right)$. Entretanto a alternativa que obteve melhor resultado foi $\left(\frac{S_j}{D_j}\right)$.

- Outra opção didática é quanto ao número de restrições que participam do problema a ser otimizado. Entretanto, a melhor opção é incluir todas as restrições de tensão referentes às barras violadas, não violadas e que foram violadas nas iterações anteriores, e as correspondentes às barras vizinhas afetadas com a escolha de algum controle. As outras duas alternativas consistem em colocar apenas as restrições que precisaram na iteração corrente de escolha de controle e considerar apenas as restrições referentes às barras com tensão violadas.
- Outra opção consiste em considerar ou não no custo do controle as sensibilidades das tensões referentes as restrições de tensão que vão participar do problema a ser otimizado, ou seja, $C_j = \frac{SM_j + \sum_{m=1}^n ST_{mj}}{D_j}$, sendo n o número total de restrições de tensão. A quantidade do controle u_j será determinada de acordo com todas as restrições do problema de otimização, o mais coerente é levar em consideração todas as sensibilidades envolvidas com o controle em questão.

É possível que a empresa deseje que apenas um determinado número de controles seja modificado. Neste caso quando este número de controles for atingido, e se a opção de permitir corte de carga estiver ativa, o algoritmo passa a prever o uso deste recurso. Nesta situação, antes de escolher o corte de carga, pode acontecer que as metas sejam suficientes, mesmo que não estejam rigorosamente cumpridas.

Se a opção de corte de carga e verificação de vizinhança não estiver ativa, se o número de controles escolhidos em uma iteração ultrapassar um determinado número máximo de controles, então o algoritmo é interrompido. Deve-se ativar as opções de adotar o corte de carga ou verificar a vizinhança dos controles.

Capítulo 5

Aplicações das estratégias de controle preventivo

Para avaliar a eficiência do método proposto, foram realizados testes para sistemas de pequeno a grande portes, sob situações de carga leve a pesada, e também em cenários com contingências. Os pontos principais observados durante a aplicação do método proposto foram:

- A trajetória dos sistemas nas simulações.
- Desempenho computacional do algoritmo.
- A obtenção de soluções que são ótimas sob a perspectiva operacional, e não necessariamente do ponto de vista do algoritmo de otimização. Após a convergência do método proposto, mesmo que a função objetivo apresente valores maiores, as estratégias traçadas deixam os controles utilizados mais folgados. Geralmente o corte de carga é a solução mais fácil, entretanto a metodologia proposta nem sempre permite tal estratégia.

Para um mesmo cenário podem haver várias soluções, dependendo dos controles que estejam disponíveis e da filosofia aplicada para traçar a estratégia de controle.

O programa desenvolvido em Fortran foi compilado e testado nos sistemas operacionais UNIX e Windows.

A tolerância de convergência do fluxo de carga utilizado foi de 1 MW/MVAr, entretanto, quando utilizou os sistemas IEEE 14 barras, IEEE 57 barras, a tolerância foi de 0,001 MW/MVAr. Também foram considerados os limites de geração de potência reativa dos geradores, já que influem significativamente na obtenção da MSET.

Para a obtenção da MSET, a tolerância foi de 0,2%, ou seja se a meta da MSET é de 6%, quando atinge-se 5,8% o critério de parada do algoritmo é satisfeito, e assim o processo global é interrompido.

Para simplificar, nas simulações apresentadas, a meta da MSET adotada é de 6%.

Os valores dos ajustes dos controles apresentados nas tabelas estão em pu, exceto os valores dos *taps* dos transformadores que são adimensionais.

Para a verificação da ocorrência de tensões violadas nas barras de carga, utilizou-se a tabela 5.1 baseada no valor da tensão convergida no caso base (V^{con}), ou seja, sem contingências. Este

procedimento visa evitar o monitoramento de tensão em barras fictícias, que podem apresentar valores incomuns de magnitude de tensão. Foi considerada uma tolerância de 0,01 pu para violação de tensão.

Tabela 5.1: Limites de tensão nas barras de carga.

Tensão convergida (V^{con})	V^{min}	V^{max}
Se $0,95 \text{ pu} < V^{con} < 1,05 \text{ pu}$	0,95 pu	1,05 pu
Se $0,90 \text{ pu} < V^{con} < 0,95 \text{ pu}$	0,90 pu	1,05 pu
Se $1,05 \text{ pu} < V^{con} < 1,10 \text{ pu}$	0,95 pu	1,10 pu
Se $V^{con} < 0,90 \text{ pu}$ ou $V^{con} > 1,10 \text{ pu}$	0,00 pu	2,00 pu

Nas simulações que seguem foram provocados distúrbios no caso base para surgirem violações de tensão em relação ao perfil de tensão adequado considerado pela tabela 5.1.

Os limites inferior e superior de magnitude de tensão das barras *slack* e *PV* utilizadas como variáveis de controle foram definidos conforme mostrado na tabela 5.2.

Tabela 5.2: Limites de tensão nas barras de referência.

Tensão convergida (V^{con})	V^{min}	V^{max}
Se $V^{con} < 0,90 \text{ pu}$	$0,95 V^{con}$	1,10 pu
Se $0,90 \text{ pu} \leq V^{con} < 1,02 \text{ pu}$	0,90 pu	1,05 pu
Se $1,02 \text{ pu} < V^{con} < 1,10 \text{ pu}$	0,90 pu	1,10 pu
Se $V^{con} \geq 1,10 \text{ pu}$	0,90 pu	$1,05 V^{con}$

Foi utilizada discretização automática dos bancos *shunts* e dos *taps* de transformadores.

Os limites mínimo e máximo dos *taps* dos transformadores bem como os passos de mudança que foram considerados são os valores práticos lidos dos bancos de dados do sistema. Nos sistemas que os bancos de dados não informavam os limites e o passo de mudança dos *taps* dos transformadores, foi considerado que os *taps* variam de 0,90 a 1,10 com o passo de mudança de $\frac{(1,10 - 0,90)}{16} = 0,0125$.

Quanto aos limites dos bancos *shunts*, os limites da potência ativa gerada e os cortes de carga, estes variam em cada teste e serão adequadamente descritos em cada simulação. Como os bancos de dados utilizados não traziam a informação do passo de mudança para os bancos *shunts* utilizou-se (4.1) e (4.2) conforme o caso.

Ressalta-se que as três primeiras simulações serão apresentadas em detalhes, com o objetivo de permitir que o leitor tenha condições de implementar o método proposto e reproduzir os resultados apresentados.

5.1 Simulação 1: PT inadequado

O sistema IEEE 14 barras [86] é constituído por 14 barras sendo 1 $V\theta$ (*slack*), 4 PV e as demais PQ e 20 ramos, sendo 3 destes transformadores (na realidade representam um transformador de três enrolamentos). A barra 9 possui um banco de capacitores.

A demanda de potência ativa total é de 259 MW e a de potência reativa total de 73,50 MVAR. As perdas de potência ativa são de 13,39 MW e as de potência reativa de 30,12 MVAR.

Para esta rede com carregamento normal, $\sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} P_{li}^o = 2,59$ pu, o parâmetro de carregamento crítico é ($\alpha^* = 0,778$), ou seja, através de um carregamento uniforme da carga e geração, chega-se a $\sum_{i=1}^{nb} K_{Pli} (1 + \alpha^*) P_{li}^o = 4,60$ pu. A figura 5.1(a) mostra os valores de tensão convergidas para o caso base e a figura 5.1(b) mostra as tensões convergidas no PMC, ou seja, para $\alpha^* = 0,778$.

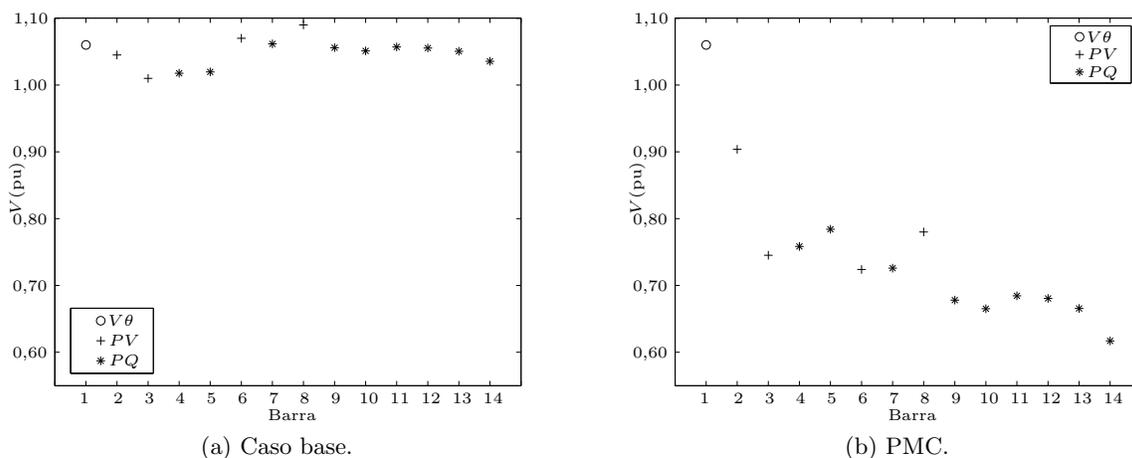


Figura 5.1: Magnitudes de tensão do sistema IEEE 14 barras antes da estratégia de controle.

Como pode-se observar, para o caso base não se necessita de ações de controle para aumentar a MSET ou melhorar o PT.

Na próxima simulação, o PT adequado estabelecido pela tabela 5.1 não será utilizado para a barra 7 do sistema. Para fim de simulação, será considerado que a tensão da barra 7, que está em $V_7 = 1,0615$ pu, apresente um limite superior igual a $V_7 = 1,05$ pu. Considera-se também que os controles disponíveis sejam as tensões de referência das barras 3 (PV) e 8 (PV). Deseja-se analisar nesta simulação o comportamento do método proposto quando o PT não está adequado (cenário 2, discutido no capítulo 4).

Os passos do método proposto serão detalhados a seguir.

Inicialmente os dados do sistema são lidos, e em seguida os limites mínimo e máximo e as disponibilidade iniciais dos controles são calculadas. Depois, os seguintes passos são realizados:

- (A) Verificação do PT para todas as barras de carga: $V_7 = 1,0615$ pu e deseja-se $V_7 = 1,05$ pu, portanto há uma violação de tensão.

(B) PT inadequado, vai para o passo (C).

(C) Definição de ações de controle para eliminar as violações de magnitude de tensão:

(C1) Escolha dos controles.

1) Determina-se a maior violação dentre todas. Neste caso, a barra 7.

2) Cálculo do GAT conforme (3.86): $GAT_7 = GAT_k^{max} = 1,05 - 1,0615 = -0,0115$.

3) Cálculo das ST_{7j} dos controles disponíveis conforme (3.73). Os controles disponíveis são V_3 e V_8 . A barra 3 está conectada nas barras 2 e 4. Já a barra 8 está conectada apenas na barra 7. Através de (3.54) pode-se calcular G_{V_3} e G_{V_8} .

$$\begin{aligned}\frac{\partial \Delta P_2}{\partial V_3} &= -\frac{1}{1,0100} [-(1,1350)(1,0450)^2 + (0,7324)] = 0,5020 \\ \frac{\partial \Delta Q_2}{\partial V_3} &= -\frac{1}{1,0100} [((-4,7819) + (0,0219))(1,0450)^2 + (0,0356)] = 5,1113 \\ \frac{\partial \Delta P_3}{\partial V_3} &= -\frac{1}{1,0100} [(1,0100)^2(3,1210) + (-0,9420)] = -2,2195 \\ \frac{\partial \Delta Q_3}{\partial V_3} &= -\frac{1}{1,0100} [-(1,0100)^2(-9,8224) + (0,0608)] = -9,9808 \\ \frac{\partial \Delta P_4}{\partial V_3} &= -\frac{1}{1,0100} [-(1,9860)(1,0177)^2 + (0,2366)] = 1,8023 \\ \frac{\partial \Delta Q_4}{\partial V_3} &= -\frac{1}{1,0100} [((-5,0688) + (0,0064))(1,0177)^2 + (-0,0484)] = 5,2392 \\ \frac{\partial \Delta P_7}{\partial V_8} &= -\frac{1}{1,0900} [-0(1,0615)^2 + 0] = 0 \\ \frac{\partial \Delta Q_7}{\partial V_8} &= -\frac{1}{1,0900} [((-5,6770) + 0)(1,0615)^2 + (-0,1716)] = 6,0260 \\ \frac{\partial \Delta P_8}{\partial V_8} &= -\frac{1}{1,0900} [(1,0900)^2 0 + 0] = 0 \\ \frac{\partial \Delta Q_8}{\partial V_8} &= -\frac{1}{1,0900} [-(1,0900)^2(-5,6770) + 0,1762] = -6,3495\end{aligned}$$

$$G_{V_3} = \begin{bmatrix} 0,0000 & 0,0000 & 0,5020 & 5,1113 & -2,2195 & -9,9808 & 1,8023 & 5,2392 \\ 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 \end{bmatrix}$$

$$G_{V_8} = \begin{bmatrix} 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 6,0260 & 0,0000 & -6,3495 \\ 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 \end{bmatrix}$$

Conforme (3.73) a linha 14 da matriz G_x^{-1} , quando é multiplicada por (-1) e pelos respectivos vetores G_{V_3} e G_{V_8} , fornece as respectivas sensibilidades da magnitude da tensão da barra 7 em relação aos controles V_3 e V_8 . A linha 14 da matriz G_x^{-1} é:

$$G_{V_7}^{-1} = \begin{bmatrix} 0,0000 & 0,0000 & 0,0001 & 0,0000 & 0,0010 & 0,0000 & 0,0080 & 0,0182 \\ 0,0043 & 0,0115 & 0,0011 & 0,0000 & 0,0149 & 0,0776 & 0,0149 & 0,0000 \\ 0,0194 & 0,0538 & 0,0172 & 0,0447 & 0,0097 & 0,0227 & 0,0020 & 0,0041 \\ 0,0045 & 0,0078 & 0,0149 & 0,0344 \end{bmatrix}$$

Finalmente as sensibilidades da tensão da barra 7 em relação aos controles (ST_{7j}) são:
 $ST_{7V_3} = -G_{V_7}^{-1} G_{V_3} = 0,1077$ e $ST_{7V_8} = -G_{V_7}^{-1} G_{V_8} = 0,4675$.

- 4) Cálculo dos CET_j dos controles. Deseja-se diminuir a magnitude da tensão da barra 7 e como as ST_{7j} dos dois controles disponíveis são positivas, quando estes tem seus valores diminuídos, a tensão diminui. Assim a D_j é calculada baseada no limite inferior dos controles. Através de (3.87), $CET_{V_3} = (0,1077)(-0,11) = -0,0118$ e $CET_{V_8} = (0,4675)(-0,19) = -0,0888$.
- 5) Ordenação dos CET_j . A lista terá o controle V_8 em primeiro e em seguida o controle V_3 .
- 6) Escolha de um controle. Ao escolher o primeiro controle o algoritmo estima o uso deste de acordo com (3.89), $\Delta V_8^e = \frac{-0,0115}{0,4675} = -0,0246$ pu. O efeito deste controle em V_7 será, conforme (3.94), igual a $\Delta V_7^{efV_8} = (0,4675)(-0,0246) = 0,0115$ pu.
- 7) Teste de factibilidade. Através de (3.90) $CET_{T7} = 0,0115$, logo $CET_{T7} \geq GAT_7$. Interrompe-se a escolha de controles.

(C2) Otimização do seguinte problema conforme (3.77):

- 1) Cálculo dos custos: $C_{V_8} = \frac{0,4675}{|-0,19|} = 2,4605$

- 2) Resolução do problema a ser otimizado:

$$\begin{aligned} \min \quad & 2,4605 (V_8 - 1,09)^2 \\ \text{s.a} \quad & 0,95 \leq 1,0615 + 0,4675 (V_8 - 1,09) \leq 1,05 \\ & 0,90 \leq V_8 \leq 1,10 \end{aligned}$$

O resultado é $V_8 = 1,0654$ pu, ou seja, $\Delta V_8 = -0,0246$ pu.

(C3) Atuação dos controle e verificação de violações de tensão: O fluxo de carga converge e não há mais violações de tensão. Neste ponto o algoritmo voltou ao passo (A) e verificou o PT. No passo (B), verificou-se que o PT está adequado. Voltou-se para o passo (D).

(D) Verificação da MSET.

(E) MSET é maior que 6%, ou seja, atende o requisito das agência reguladora. Foi para o passo (I).

(I) Fim.

Esta simulação foi realizada utilizando a função objetivo proposta, (3.109). A escolha dos controles foi feita baseada no coeficiente de eficiência. Resumindo, obteve-se o resultado:

- MSET = 77,8%.
- $V_7 = 1,05$ pu.
- Uma iteração.

- No ponto de operação corrente após a estratégia de controle:
 - Perdas de potência ativa 13,43 MW (aumento insignificante).
 - Perdas de potência reativa 29,80 MVar.

O perfil de tensão após a estratégia de controle é mostrado nas figuras 5.2(a) e 5.2(b).

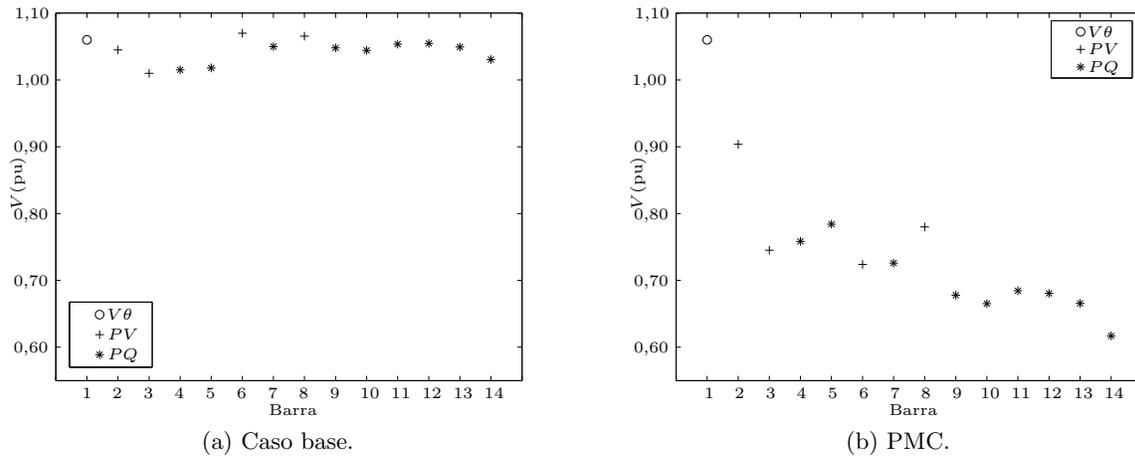


Figura 5.2: Magnitudes de tensão do sistema IEEE 14 barras após estratégia de controle.

5.2 Simulação 2: MSET inadequada

Como o sistema IEEE 14 barras para o caso base não necessita de controles para aumentar a MSET ou melhorar o PT, esta simulação foi realizada aumentando em 70% a carga original do sistema, denominando o estado de carga pesada, e tirando de operação o ramo (13-14). Neste cenário, tem-se $MSET = 2,9\%$. A demanda de potência ativa total é de 440,30 MW e a de potência reativa total de 124,95 MVar. As perdas de potência ativa são de 57,98 MW e as de potência reativa de 218,98 MVar. A figura 5.3(a) mostra o perfil de tensão para esta situação. A figura 5.3(b) ilustra o perfil de tensão no PMC. Nestes pontos de operação todas as barras PV estão com os respectivos limites máximo de geração de potência reativa atingidos, sendo consideradas do tipo PQ . Assim, apenas a barra 1 ($V\theta$) está disponível como controle do tipo tensão de referência.

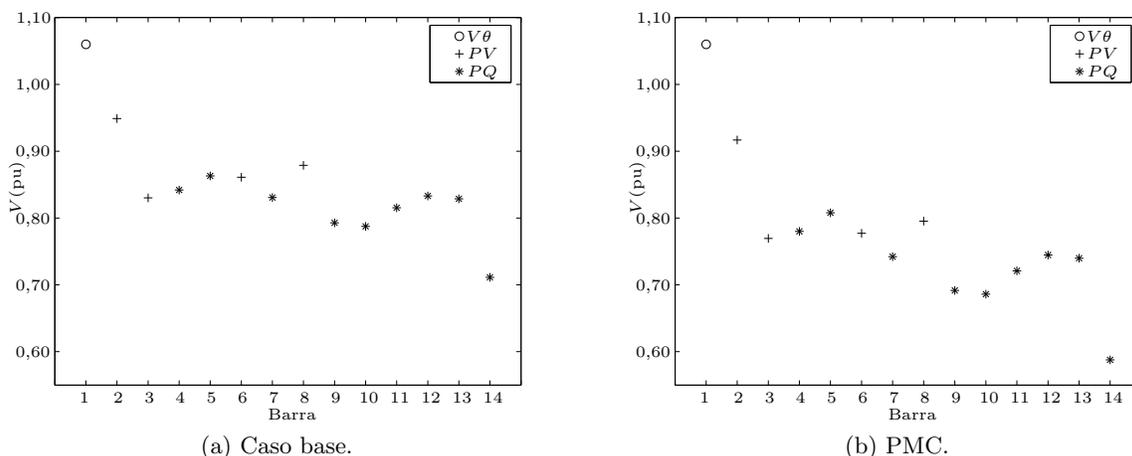


Figura 5.3: Magnitudes de tensão do sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14).

Nesta simulação deseja-se apenas melhorar a MSET do sistema. De acordo com o critério exigido pela ONS a MSET tem que ser no mínimo de 6% em caso de contingência.

Os controles disponíveis considerados foram apenas bancos de capacitores ou de reatores nas barras 2 e 10, com $-0,2 < B < 0,2$ pu.

A princípio o banco de dados do sistema é lido e em seguida os limites mínimo e máximo e as disponibilidades iniciais dos controles são calculadas.

Deseja-se analisar nesta simulação o comportamento do método proposto quando a MSET não está adequada (cenário 1, discutido no capítulo 4).

A seguir os passos do método proposto serão detalhados.

(A) O PT não está sendo analisado.

(B) Foi para o passo (D).

(D) Verificação da MSET: $MSET = 2,9\%$.

(E) $MSET < 6\%$. Como a MSET está inadequada vai para o passo (F).

(F) Definição de ações de controle para melhorar a MSET.

(F1) Escolha dos controles.

1) Cálculo do GAM conforme (3.79): $x = 1,06$; $\alpha^* = 0,029$, assim $GAM = 0,1365$.

2) Cálculo da SM dos controles disponíveis:

- Cálculo do autovetor à esquerda da Jacobiana G pelo método da potência inversa de acordo com a seção 3.3.7.1: O autovalor da matriz Jacobiana e o autovetor à esquerda no PMC são $\lambda = 0,015061$ e

$$V_G^* = \begin{bmatrix} 0,0000 & 0,0000 & 0,0293 & 0,0557 & 0,1243 & 0,1056 & 0,1000 \\ 0,1220 & 0,0744 & 0,1087 & 0,1576 & 0,1819 & 0,1703 & 0,2007 \\ 0,1710 & 0,1762 & 0,2259 & 0,2507 & 0,2313 & 0,2504 & 0,1999 \\ 0,2206 & 0,1868 & 0,1926 & 0,1883 & 0,1955 & 0,4013 & 0,3380 \end{bmatrix}$$

- Cálculo de G_α^* de acordo com (3.46).

$$G_\alpha^* = \begin{bmatrix} 3,9508 & 0,0000 & 0,3111 & -0,2159 & -1,6014 & -0,3230 & -0,8126 \\ 0,0663 & -0,1292 & -0,0272 & -0,1904 & -0,1275 & 0,0000 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0000 & -0,5015 & -0,2822 & -0,1530 & -0,0986 & -0,0595 \\ -0,0306 & -0,1037 & -0,0272 & -0,2295 & -0,0986 & -0,2533 & -0,0850 \end{bmatrix}$$

- Cálculo de $\frac{\partial \alpha^*}{\partial u}$ conforme (3.40).

Cálculo de $(V_G^{*T} G_\alpha^*) = 0,8552$

Cálculo de $(V_G^{*T} G_u^*)$: O vetor G_u^* tem 28 posições.

As posições 4 e 28 são $\frac{\partial G}{\partial B_2} = V_2^2 = 0,8403$ e $\frac{\partial G}{\partial B_{10}} = V_{10}^2 = 0,4707$, conforme (3.48).

Ao multiplicar $(V_G^{*T} G_{B_2}^*)$ a única posição diferente de zero será relativa a quarta posição, logo, $0,0557 (0,9167)^2 = 0,0468$.

Para $(V_G^{*T} G_{B_{10}}^*)$, a única posição diferente de zero será relativa a vigésima posição, então, $0,2504 (0,6861)^2 = 0,1179$.

Dividindo estes termos por $(V_G^{*T} G_\alpha^*)$, e considerando que $\sum_{i=1}^{nb} K_{lpi} P_{li}^o = 4,4030$ pu.

- Usando (3.35), multiplica-se cada $\frac{\partial \alpha^*}{\partial u}$ por $\sum_{i=1}^{nb} K_{lpi} P_{li}^o$. Logo,

$$SM_{B_2} = 0,2410 \text{ e } SM_{B_{10}} = 0,6069.$$

- 3) Como o $GAM > 0$ a meta de interesse é a MSET. Executa-se os passos 4) a 6).
- 4) Cálculo dos CEM dos controles. Deseja-se aumentar a MSET e como as SM dos dois controles disponíveis são positivas, quando estes tem seus valores aumentados, a MSET aumenta. Assim a D_j é calculada baseada no u_j^{max} . Através de (3.80), $CEM_{B_2} = (0,2410) (0,2) = 0,0482$ e $CEM_{B_{10}} = (0,6069) (0,2) = 0,1214$
- 5) Ordenação dos CEM . A lista terá o controle B_{10} e em seguida o controle B_2 .
- 6) Escolha de um controle. Ao escolher o primeiro controle, o algoritmo estima o uso deste de acordo com (3.82) $\Delta B_{10}^e = \frac{0,1365}{0,6069} = 0,2249$ pu. Entretanto, tem-se $D_{B_{10}} = 0,20$ pu, então $\Delta B_{10}^e = 0,20$ pu. O efeito deste controle na MSET será, conforme (3.95), $\Delta M^{ef B_{10}} = (0,6069) (0,20) = 0,1214$.
- 13) Teste de factibilidade: Por (3.83) $CEM_T = 0,1214$, mas $CEM_T < GAM$. É necessário escolher outro controle.
- 6) Escolha de um outro controle. Ao escolher o segundo controle o algoritmo estima o uso deste de acordo com (3.82) $\Delta B_2^e = \frac{0,1365}{0,2410} = 0,5664$ pu. Entretanto, $D_{B_2} = 0,20$ pu, então $\Delta B_2^e = 0,20$ pu. O efeito deste controle na MSET será, conforme (3.95), $\Delta M^{ef B_2} = (0,2410) (0,20) = 0,0482$.
- 13) Teste de factibilidade. Através de (3.83), $CEM_T = 0,1214 + 0,0482 = 0,1696$, agora $CEM_T > GAM$. Pode-se agora resolver o problema.

(F2) Montagem do problema a ser otimizado.

1) Cálculo dos custos: $C_{B_2} = \frac{0,2410}{0,20} = 1,2051$ e $C_{B_{10}} = \frac{0,6069}{0,20} = 3,0345$

2) Otimização do seguinte problema conforme (3.32):

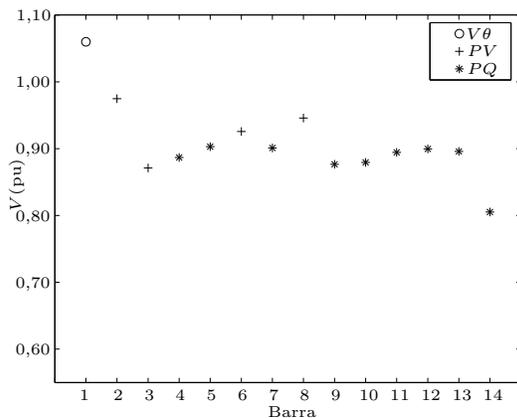
$$\begin{aligned} \min \quad & 1,2051(B_2 - 0)^2 + 3,0345(B_{10} - 0)^2 \\ \text{s.a} \quad & 0,2410 B_2 + 0,6069 B_{10} \geq 0,1365 \\ & -0,20 \leq B_2 \leq 0,20 \\ & -0,20 \leq B_{10} \leq 0,20 \end{aligned}$$

O resultado é: $B_2 = 0,1610$ pu e $B_{10} = 0,1610$ pu.

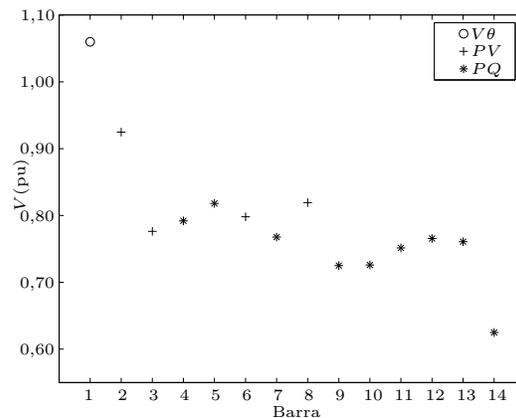
(F3) Atuação dos controles. O fluxo de carga converge. Neste ponto o algoritmo vai para o passo **(G)** e verifica a MSET. Como a MSET está atendendo o critério mínimo, $MSET = 6\%$, o algoritmo vai para o passo **(I)**.

(I) Fim.

A figura 5.4(a) mostra o perfil de tensão após estratégia de controle e a figura 5.4(b) o estado no respectivo PMC.



(a) Caso corrente.



(b) PMC.

Figura 5.4: Magnitudes de tensão do sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14), após estratégia de controle.

O perfil de tensão para o caso base sofre uma melhora, mas no PMC a melhora é bem pequena.

Esta simulação foi realizada utilizando a função objetivo proposta (3.109). A escolha dos controles foi feita baseada no coeficiente de eficiência. Resumindo, obteve-se o resultado:

- $MSET = 6\%$.
- Uma iteração.
- Valores discretizados: $B_2 = 0,16$ e $B_{10} = 0,16$.

- No ponto de operação corrente após a estratégia de controle:

Perdas de potência ativa 51,08 MW.

Perdas de potência reativa 187,06 MVar.

Ao otimizar o problema se os custos fossem considerados unitários função objetivo (3.98), $B_2 = 0,1943$ e $B_{10} = 0,0772$. Os valores discretizados são de $B_2 = 0,20$ e $B_{10} = 0,08$. Ao calcular o valor da função objetivo tem-se:

- $f_{nl}(C = S/D) = (0,1610)^2 + (0,1610)^2 = 0,0518$.

$D_{B_2} = 0,0339$ pu e $D_{B_{10}} = 0,0339$ pu.

- $f_{nl}(C = 1) = (0,1943)^2 + (0,0772)^2 = 0,0437$.

$D_{B_2} = 0,0057$ pu e $D_{B_{10}} = 0,1228$ pu.

Apesar do custo da função objetivo não linear com custos unitários ter menor custo, observa-se que a disponibilidade final dos controles é menos uniforme, espalhamento maior dos controles em questão, quando compara-se com a função objetivo não linear que leva em consideração a informação da sensibilidade e da disponibilidade.

5.3 Simulação 3: PT e MSET inadequados

Esta simulação consiste em observar o método proposto quando o PT e a MSET são inadequados (cenário 3, discutido no capítulo 4). O sistema em questão será o IEEE 14 barras com carregamento pesado e contingenciado do ramo 20 (13-14). Neste cenário o PT apresenta as nove barras de carga com violações de tensão inferior, ou seja, $V_k < 0,95$ pu. Os limites adotados do perfil de tensão adequado foram de $[0,95 \quad 1,05]$ pu.

Os controles disponíveis são: tensão de referência das barras de geração e *slack* com limites dados conforme descrito na introdução deste capítulo. As barras *PV* estão com os respectivos limites máximo de geração de potência reativa atingidos. Então, na verdade estas não podem ser consideradas como controle, já que tais barras passam a ser *PQ* e passam a ter a tensão variável. O *shunt* da barra 14 com limites de $-0,20 \leq B_{14} \leq 0,20$ pu e todos os *taps* com limites de $0,90 \leq T \leq 1,10$.

Inicialmente o banco de dados do sistema é lido, e em seguida os limites mínimo e máximo e as disponibilidades iniciais dos controles são calculadas.

A seguir os passos realizados pelo método proposto serão detalhados.

- 1ª iteração

(A) Verificar o PT. A tabela 5.3 mostra as violações de tensão existentes:

Tabela 5.3: Violações de tensão do sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14).

Violação	Barra k	V_k	Mínimo	Máximo	ΔV_k
1	4	0,8420	0,9500	1,0500	0,1080
2	5	0,8631	0,9500	1,0500	0,0869
3	7	0,8308	0,9500	1,0500	0,1192
4	9	0,7929	0,9500	1,0500	0,1571
5	10	0,7875	0,9500	1,0500	0,1625
6	11	0,8153	0,9500	1,0500	0,1347
7	12	0,8330	0,9500	1,0500	0,1170
8	13	0,8288	0,9500	1,0500	0,1212
9	14	0,7112	0,9500	1,0500	0,2388

- (B) PT inadequado, continuar. O sistema apresenta nove violações de tensão do tipo inferior.
- (C) Definir ações de controle para eliminar as violações de magnitudes de tensão.
- (C1) Escolha dos controles.
- 1) Determinar a maior violação dentre todas. Neste caso a barra 14.
 - 2) Cálculo do GAT_m conforme (3.86): $GAT_{14} = GAT_m^{min} = 0,9500 - 0,7112 = 0,2388$.
 - 3) Cálculo das ST_{14j} dos controles disponíveis conforme (3.73): As sensibilidades da tensão da barra 14 em relação aos controles (ST_{14j}) serão: $ST_{14V_1} = 4,0922$; $ST_{14B_{14}} = 0,6906$; $ST_{14T_8} = -0,9287$; $ST_{14T_9} = -0,5422$; $ST_{14T_{10}} = -0,5903$;
 - 4) Cálculo dos CET dos controles. Deseja-se aumentar a magnitude da tensão da barra 14. As ST dos controles disponíveis são positivas, logo, quando estes tem seus valores aumentados, a tensão aumenta. D_j é calculada com base em u_j^{max} . Para os controles com ST negativa deve-se diminuir os valores destes para haver um aumento da tensão. D_j é calculada com base em u_j^{min} . Através de (3.87), $CET_{V_1} = (4,0922)(0,04) = 0,1637$, $CET_{B_{14}} = (0,6906)(0,20) = 0,1381$, $CET_{T_8} = (-0,9287)(-0,0780) = 0,0724$, $CET_{T_9} = (-0,5422)(-0,0690) = 0,0374$ e $CET_{T_{10}} = (-0,5903)(-0,0320) = 0,0189$.
 - 5) Ordenação dos CET . A lista terá o controle V_1 em primeiro lugar, seguido pelos controles B_{14} , T_8 , T_9 e T_{10} . Seja $T_8 = T_{(4-7)}$, $T_9 = T_{(4-9)}$ e $T_{10} = T_{(5-6)}$.
 - 6) Escolha de um controle. Ao escolher o primeiro controle o algoritmo estima o uso deste de acordo com (3.89) $\Delta V_1^e = \frac{0,2388}{4,0922} = 0,0583$ pu. Entretanto, a disponibilidade é de $D_{V_1} = 0,04$ pu. Logo, para respeitar o limite do controle $\Delta V_1^e = 0,04$ pu. O efeito deste controle nas tensões das demais barras violadas serão calculados conforme (3.94):

$$\Delta V_4^{ef V_1^e} = (2,6195)(0,04) = 0,1048 \text{ pu,}$$

$$\Delta V_5^{ef V_1^e} = (2,4516)(0,04) = 0,0981 \text{ pu,}$$

$$\Delta V_7^{ef V_1^e} = (3,2657)(0,04) = 0,1306 \text{ pu,}$$

$$\Delta V_9^{ef V_1^e} = (3,5851)(0,04) = 0,1434 \text{ pu,}$$

$$\Delta V_{10}^{ef V_1^e} = (3,5940)(0,04) = 0,1438 \text{ pu,}$$

$$\Delta V_{11}^{ef V_1^e} = (3,4286)(0,04) = 0,1371 \text{ pu,}$$

$$\Delta V_{12}^{ef V_1^e} = (3,2910)(0,04) = 0,1316 \text{ pu,}$$

$$\Delta V_{13}^{ef V_1^e} = (3,3080) (0,04) = 0,1323 \text{ pu e}$$

$$\Delta V_{14}^{ef V_1^e} = (4,0922) (0,04) = 0,1637 \text{ pu.}$$

7) Teste de factibilidade. Através de (3.90)

$$\begin{aligned} CET_T(V_4) &= 0,1048 \text{ e } GAT(V_4) = 0,1080, \text{ logo } CET_T < GAT, \\ CET_T(V_5) &= 0,0981 \text{ e } GAT(V_5) = 0,0869, \text{ logo } CET_T > GAT, \\ CET_T(V_7) &= 0,1306 \text{ e } GAT(V_7) = 0,1192, \text{ logo } CET_T > GAT, \\ CET_T(V_9) &= 0,1434 \text{ e } GAT(V_9) = 0,1571, \text{ logo } CET_T < GAT, \\ CET_T(V_{10}) &= 0,1438 \text{ e } GAT(V_{10}) = 0,1625, \text{ logo } CET_T < GAT, \\ CET_T(V_{11}) &= 0,1371 \text{ e } GAT(V_{11}) = 0,1347, \text{ logo } CET_T > GAT, \\ CET_T(V_{12}) &= 0,1316 \text{ e } GAT(V_{12}) = 0,1170, \text{ logo } CET_T > GAT, \\ CET_T(V_{13}) &= 0,1323 \text{ e } GAT(V_{13}) = 0,1212, \text{ logo } CET_T > GAT \text{ e} \\ CET_T(V_{14}) &= 0,1637 \text{ e } GAT(V_{14}) = 0,2388, \text{ logo } CET_T < GAT. \end{aligned}$$

Nota-se que as restrições referentes as barras 4, 9, 10 e 14 não estão sendo satisfeitas ainda. Deve-se retornar ao item **(C1)**.

(C1) Escolha dos controles.

1) Entre as restrições de tensão não atendidas, verifica-se a pior violação, agora considerando o efeito dos controles escolhidos. Continua sendo a barra 14.

$$\begin{aligned} GAT &= GAT_4^{min} = 0,9500 - (0,8420 + 0,1048) = 0,0032, \\ GAT &= GAT_9^{min} = 0,9500 - (0,7929 + 0,1434) = 0,0137, \\ GAT &= GAT_{10}^{min} = 0,9500 - (0,7875 + 0,1438) = 0,0187 \text{ e} \\ GAT &= GAT_{14}^{min} = 0,9500 - (0,7112 + 0,1637) = 0,0751. \end{aligned}$$

2) Cálculo do GAT conforme 3.86: $GAT = GAT_{14}^{min} = 0,0751$. Como continua sendo a barra 14, os itens 3.3), 3.4) e 3.5) já foram realizados.

6) Escolha de um controle. Ao escolher o segundo controle da lista ordenada de CET , o algoritmo estima o uso deste de acordo com (3.89) $\Delta B_{14}^e = \frac{0,0751}{0,6906} = 0,1088$ pu, sendo a disponibilidade de $D_{B_{14}} = 0,20$ pu. O efeito deste controle nas tensões das demais barras violadas serão calculados conforme (3.94):

$$\begin{aligned} \Delta V_4^{ef B_{14}^e} &= 0,1048 + (0,2017) (0,1088) = 0,1268 \text{ pu,} \\ \Delta V_5^{ef B_{14}^e} &= 0,0981 + (0,1765) (0,1088) = 0,1173 \text{ pu,} \\ \Delta V_7^{ef B_{14}^e} &= 0,1306 + (0,3474) (0,1088) = 0,1684 \text{ pu,} \\ \Delta V_9^{ef B_{14}^e} &= 0,1434 + (0,4233) (0,1088) = 0,1895 \text{ pu,} \\ \Delta V_{10}^{ef B_{14}^e} &= 0,1438 + (0,4085) (0,1088) = 0,1883 \text{ pu,} \\ \Delta V_{11}^{ef B_{14}^e} &= 0,1371 + (0,3534) (0,1088) = 0,1756 \text{ pu,} \\ \Delta V_{12}^{ef B_{14}^e} &= 0,1316 + (0,2980) (0,1088) = 0,1640 \text{ pu,} \\ \Delta V_{13}^{ef B_{14}^e} &= 0,1323 + (0,2996) (0,1088) = 0,1649 \text{ pu e} \\ \Delta V_{14}^{ef B_{14}^e} &= 0,1637 + (0,6906) (0,1088) = 0,2388 \text{ pu.} \end{aligned}$$

7) Teste de factibilidade. Através de (3.90):

$$\begin{aligned} CET_T(V_4) &= 0,1268 \text{ e } GAT(V_4) = 0,1080, \text{ logo } CET_T > GAT, \\ CET_T(V_5) &= 0,1173 \text{ e } GAT(V_5) = 0,0869, \text{ logo } CET_T > GAT, \\ CET_T(V_7) &= 0,1684 \text{ e } GAT(V_7) = 0,1192, \text{ logo } CET_T > GAT, \\ CET_T(V_9) &= 0,1895 \text{ e } GAT(V_9) = 0,1571, \text{ logo } CET_T > GAT, \\ CET_T(V_{10}) &= 0,1883 \text{ e } GAT(V_{10}) = 0,1625, \text{ logo } CET_T > GAT, \end{aligned}$$

$CET_T(V_{11}) = 0,1756$ e $GAT(V_{11}) = 0,1347$, logo $CET_T > GAT$,
 $CET_T(V_{12}) = 0,1640$ e $GAT(V_{12}) = 0,1170$, logo $CET_T > GAT$,
 $CET_T(V_{13}) = 0,1649$ e $GAT(V_{13}) = 0,1212$, logo $CET_T > GAT$ e
 $CET_T(V_{14}) = 0,2388$ e $GAT(V_{14}) = 0,2388$, logo $CET_T > GAT$. Logo: $CET_T \geq GAT$.
 Interrompe-se a escolha de controles.

(C2) Montagem do problema a ser otimizado.

- 1) Cálculo dos custos: $C_{V_1} = \frac{|\sum SV|}{|D|} = \frac{29,6357}{0,04} = 740,8998$ e $C_{B_{14}} = \frac{|\sum SV|}{|D|} = \frac{3,1995}{0,20} = 15,9974$
- 2) Otimização do seguinte problema conforme (3.77):

$$\begin{aligned}
 \min \quad & 740,8998 (V_1 - 1,06)^2 + 15,9974 (B_{14} - 0)^2 \\
 \text{s.a} \quad & 0,95 \leq 0,9326 + 2,6195 (V_1 - 1,06) + 0,2017 (B_{14}) \leq 1,05 \\
 & 0,95 \leq 0,9463 + 2,4516 (V_1 - 1,06) + 0,1765 (B_{14}) \leq 1,05 \\
 & 0,95 \leq 0,9604 + 3,2657 (V_1 - 1,06) + 0,3474 (B_{14}) \leq 1,05 \\
 & 0,95 \leq 0,9429 + 3,5851 (V_1 - 1,06) + 0,4233 (B_{14}) \leq 1,05 \\
 & 0,95 \leq 0,9343 + 3,5940 (V_1 - 1,06) + 0,4085 (B_{14}) \leq 1,05 \\
 & 0,95 \leq 0,9482 + 3,4286 (V_1 - 1,06) + 0,3534 (B_{14}) \leq 1,05 \\
 & 0,95 \leq 0,9525 + 3,2910 (V_1 - 1,06) + 0,2980 (B_{14}) \leq 1,05 \\
 & 0,95 \leq 0,9489 + 3,3080 (V_1 - 1,06) + 0,2996 (B_{14}) \leq 1,05 \\
 & 0,95 \leq 0,9263 + 4,0922 (V_1 - 1,06) + 0,6906 (B_{14}) \leq 1,05 \\
 & 0,90 \leq V_1 \leq 1,10 \\
 & -0,20 \leq B_{14} \leq 0,20
 \end{aligned}$$

O resultado obtido é: $V_1 = 1,0868$ pu e $B_{14} = 0,1868$ pu, ou seja, $\Delta V_1 = 0,0268$ pu e $\Delta B_{14} = 0,1868$ pu.

(C3) Atuação dos controles e verificação de violações de tensão: O fluxo de carga converge, entretanto como a metodologia é baseada em linearizações, pois deseja-se utilizar uma técnica rápida, permanecem algumas violações de tensão, como mostrado na tabela 5.4.

Tabela 5.4: Violações de tensão do sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14) após 1ª iteração.

Violação	Barra k	V_k	Mínimo	Máximo	ΔV_k
1	4	0,9326	0,9500	1,0500	0,0174
2	10	0,9343	0,9500	1,0500	0,0157
3	14	0,9263	0,9500	1,0500	0,0237

- 2ª iteração

(C1) Escolha dos controles.

- 1) Entre as violações de tensão, verifica-se a pior. Continua sendo a barra 14.
- 2) Cálculo do GAT conforme 3.86. $GAT = GAT_{14}^{min} = 0,95 - 0,9263 = 0,0237$.

- 3) Cálculo das ST_{14j} dos controles disponíveis conforme (3.73). As sensibilidades da tensão da barra 14 em relação aos controles (ST_{14j}) serão: $ST_{14V_1} = 2,6814$; $ST_{14B_{14}} = 0,7338$; $ST_{14T_8} = -0,8442$; $ST_{14T_9} = -0,4930$; $ST_{14T_{10}} = -0,4730$;
- 4) Cálculo dos CET dos controles. Deseja-se aumentar a magnitude da tensão da barra 14. As ST dos controles disponíveis são positivas. Quando estes têm seus valores aumentados, a tensão aumenta. D_j é calculada com base em u_j^{max} . Para os controles com ST negativa deve-se diminuir os valores destes para haver um aumento da tensão. D_j é calculada com base em u_j^{min} . Através de (3.87), $CET_{V_1} = (2,6814) (0,0132) = 0,0353$, $CET_{B_{14}} = (0,7338) (0,0132) = 0,0097$, $CET_{T_8} = (-0,8442) (-0,0780) = 0,0659$, $CET_{T_9} = (-0,4930) (-0,0690) = 0,0340$ e $CET_{T_{10}} = (-0,4730) (-0,0320) = 0,0151$.
- 5) Ordenação dos CET . A lista terá o controle T_8 em primeiro lugar, seguido pelos controles V_1 , T_9 , T_{10} e B_{14} .

- 6) Escolha de um controle. Ao escolher o primeiro controle da lista ordenada de CET , o algoritmo estima o uso deste de acordo com (3.89) $\Delta T_8^e = \frac{0,0237}{-0,8442} = -0,0281$, sendo a disponibilidade de $D_{T_8} = -0,0780$. O efeito deste controle nas tensões nas demais barras violadas serão calculados conforme (3.94).

$$\Delta V_4^{ef T_8^e} = (-0,1051) (-0,0281) = 0,0030 \text{ pu,}$$

$$\Delta V_5^{ef T_8^e} = (-0,1166) (-0,0281) = 0,0033 \text{ pu,}$$

$$\Delta V_7^{ef T_8^e} = (-0,8496) (-0,0281) = 0,0239 \text{ pu,}$$

$$\Delta V_9^{ef T_8^e} = (-0,7410) (-0,0281) = 0,0208 \text{ pu,}$$

$$\Delta V_{10}^{ef T_8^e} = (-0,6819) (-0,0281) = 0,0192 \text{ pu,}$$

$$\Delta V_{11}^{ef T_8^e} = (-0,5199) (-0,0281) = 0,0146 \text{ pu,}$$

$$\Delta V_{12}^{ef T_8^e} = (-0,3498) (-0,0281) = 0,0098 \text{ pu,}$$

$$\Delta V_{13}^{ef T_8^e} = (-0,3512) (-0,0281) = 0,0099 \text{ pu e}$$

$$\Delta V_{14}^{ef T_8^e} = (-0,8442) (-0,0281) = 0,0237 \text{ pu.}$$

- 7) Teste de factibilidade. Através de (3.90):

$$CET_T(V_4) = 0,0030 \text{ e } GAT(V_4) = 0,0174, \text{ logo } CET_T < GAT,$$

$$CET_T(V_5) = 0,0033 \text{ e } GAT(V_5) = 0,0037, \text{ logo } CET_T < GAT,$$

$$CET_T(V_7) = 0,0239 \text{ e } GAT(V_7) = 0,0000, \text{ logo } CET_T > GAT,$$

$$CET_T(V_9) = 0,0208 \text{ e } GAT(V_9) = 0,0071, \text{ logo } CET_T > GAT,$$

$$CET_T(V_{10}) = 0,0192 \text{ e } GAT(V_{10}) = 0,0157, \text{ logo } CET_T > GAT,$$

$$CET_T(V_{11}) = 0,0146 \text{ e } GAT(V_{11}) = 0,0018, \text{ logo } CET_T > GAT,$$

$$CET_T(V_{12}) = 0,0098 \text{ e } GAT(V_{12}) = 0,0000, \text{ logo } CET_T > GAT,$$

$$CET_T(V_{13}) = 0,0099 \text{ e } GAT(V_{13}) = 0,0011, \text{ logo } CET_T > GAT \text{ e}$$

$$CET_T(V_{14}) = 0,0237 \text{ e } GAT(V_{14}) = 0,0237, \text{ logo } CET_T = GAT.$$

Nota-se que as restrições referentes as barras 4 e 5 não estão sendo satisfeitas ainda. Retornar ao item (C1).

- (C1) Escolha dos controles.

- 1) Entre as restrições de tensão não atendidas, verifica-se a pior violação, agora considerando o efeito dos controles escolhidos. $GAT_4 = GAT_4^{min} = 0,95 - (0,9326 + 0,0030) = 0,0144$ e $GAT_5 = GAT_5^{min} = 0,95 - (0,9463 + 0,0033) = 0,0004$. A escolha dos controles será feita para a barra 4.
- 2) Cálculo do GAT conforme 3.86: $GAT = GAT_4^{min} = 0,95 - (0,9326 + 0,0030) = 0,0144$.

- 3) Cálculo das ST_{4j} dos controles disponíveis conforme (3.73). As sensibilidades da tensão da barra 4 em relação aos controles (ST_{4j}) serão: $ST_{4V_1} = 1,8418$; $ST_{4B_{14}} = 0,1721$; $ST_{4T_8} = -0,1051$; $ST_{4T_9} = -0,0565$; $ST_{4T_{10}} = -0,1113$;
- 4) Cálculo dos CET dos controles. Deseja-se aumentar a magnitude da tensão da barra 4. As ST dos controles disponíveis são positivas. Quando estes têm seus valores aumentados, a tensão aumenta. D_j é calculada com base em u_j^{max} . Para os controles com ST negativa deve-se diminuir os valores destes para haver um aumento da tensão. D_j é calculada com base em u_j^{min} . Através de (3.87), $CET_{V_1} = (1,8418) (0,0132) = 0,0243$, $CET_{B_{14}} = (0,1721) (0,0132) = 0,0023$, $CET_{T_8} = (-0,1051) (-0,0780) = 0,0082$, $CET_{T_9} = (-0,0565) (-0,0690) = 0,0039$ e $CET_{T_{10}} = (-0,1113) (-0,0320) = 0,0036$.
- 5) Ordenação dos CET . A lista terá o controle V_1 em primeiro lugar, seguido pelo T_8 , T_9 , T_{10} e B_{14} .
- 6) Escolha de um controle: Ao escolher o primeiro controle da lista ordenada de CET , o algoritmo estima o uso deste de acordo com (3.89) $\Delta V_1^e = \frac{0,0144}{1,8418} = 0,0078$ pu; sendo a disponibilidade de $D_{V_1} = 0,0132$ pu. O efeito deste controle nas tensões nas demais barras violadas serão calculados conforme (3.94):

$$\Delta V_4^{ef V_1^e} = 0,0030 + (1,8418) (0,0078) = 0,0174 \text{ pu,}$$

$$\Delta V_5^{ef V_1^e} = 0,0033 + (1,7542) (0,0078) = 0,0170 \text{ pu,}$$

$$\Delta V_7^{ef V_1^e} = 0,0239 + (2,1789) (0,0078) = 0,0409 \text{ pu,}$$

$$\Delta V_9^{ef V_1^e} = 0,0208 + (2,3536) (0,0078) = 0,0392 \text{ pu,}$$

$$\Delta V_{10}^{ef V_1^e} = 0,0192 + (2,3518) (0,0078) = 0,0375 \text{ pu,}$$

$$\Delta V_{11}^{ef V_1^e} = 0,0146 + (2,2619) (0,0078) = 0,0322 \text{ pu,}$$

$$\Delta V_{12}^{ef V_1^e} = 0,0098 + (2,1890) (0,0078) = 0,0269 \text{ pu,}$$

$$\Delta V_{13}^{ef V_1^e} = 0,0099 + (2,1976) (0,0078) = 0,0270 \text{ pu e}$$

$$\Delta V_{14}^{ef V_1^e} = 0,0237 + (2,6813) (0,0078) = 0,0446 \text{ pu.}$$

- 7) Teste de factibilidade. Através de (3.90):

$$CET_T(V_4) = 0,0174 \text{ e } GAT(V_4) = 0,0174, \text{ logo } CET_T = GAT,$$

$$CET_T(V_5) = 0,0170 \text{ e } GAT(V_5) = 0,0037, \text{ logo } CET_T > GAT,$$

$$CET_T(V_7) = 0,0409 \text{ e } GAT(V_7) = 0,0000, \text{ logo } CET_T > GAT,$$

$$CET_T(V_9) = 0,0392 \text{ e } GAT(V_9) = 0,0071, \text{ logo } CET_T > GAT,$$

$$CET_T(V_{10}) = 0,0375 \text{ e } GAT(V_{10}) = 0,0157, \text{ logo } CET_T > GAT,$$

$$CET_T(V_{11}) = 0,0322 \text{ e } GAT(V_{11}) = 0,0018, \text{ logo } CET_T > GAT,$$

$$CET_T(V_{12}) = 0,0269 \text{ e } GAT(V_{12}) = 0,0000, \text{ logo } CET_T > GAT,$$

$$CET_T(V_{13}) = 0,0270 \text{ e } GAT(V_{13}) = 0,0011, \text{ logo } CET_T > GAT \text{ e}$$

$$CET_T(V_{14}) = 0,0446 \text{ e } GAT(V_{14}) = 0,0237, \text{ logo } CET_T > GAT.$$

Logo: $CET_T \geq GAT$. Interrompe-se a escolha de controles.

- (C2) Montagem do problema a ser otimizado.

- 1) Cálculo dos custos. $C_{V_1} = \frac{|\sum SV|}{|D|} = \frac{19,8105}{0,01316} = 1504,5511$ e $C_{B_{14}} = \frac{|\sum SV|}{|D|} = \frac{4,5598}{|-0,0780|} = 58,4585$

2) Otimização do seguinte problema conforme (3.77).

$$\begin{aligned}
 \min \quad & 1504,5511 (V_1 - 1,0868)^2 + 58,4585 (T_8 - 0,9780)^2 \\
 \text{s.a} \quad & 0,95 \leq 0,9496 + 1,8418 (V_1 - 1,06) - 0,1051 (T_8 - 0,9780) \leq 1,05 \\
 & 0,95 \leq 0,9626 + 2,3518 (V_1 - 1,06) - 0,6819 (T_8 - 0,9780) \leq 1,05 \\
 & 0,95 \leq 0,9898 + 2,6813 (V_1 - 1,06) - 0,8442 (T_8 - 0,9780) \leq 1,05 \\
 & 0,95 \leq 0,9723 + 1,7542 (V_1 - 1,06) - 0,1166 (T_8 - 0,9780) \leq 1,05 \\
 & 0,95 \leq 0,9629 + 2,1789 (V_1 - 1,06) - 0,8496 (T_8 - 0,9780) \leq 1,05 \\
 & 0,95 \leq 0,9740 + 2,3536 (V_1 - 1,06) - 0,7410 (T_8 - 0,9780) \leq 1,05 \\
 & 0,95 \leq 0,9755 + 2,2619 (V_1 - 1,06) - 0,5199 (T_8 - 0,9780) \leq 1,05 \\
 & 0,95 \leq 0,9719 + 2,1890 (V_1 - 1,06) - 0,3498 (T_8 - 0,9780) \leq 1,05 \\
 & 0,95 \leq 0,9598 + 2,1976 (V_1 - 1,06) - 0,3512 (T_8 - 0,9780) \leq 1,05 \\
 & 0,90 \leq V_1 \leq 1,10 \\
 & 0,90 \leq T_8 \leq 1,10
 \end{aligned}$$

O resultado obtido é: $V_1 = 1,0955$ pu e $T_8 = 0,9652$, ou seja, $\Delta V_1 = 0,0087$ pu e $\Delta T_8 = -0,0128$.

(C3) Atuação dos controles e verificação de violações de tensão. O fluxo de carga converge.

(D) Verificar a MSET. MSET = 11,8%.

(E) MSET adequada (11,8%), vai para o passo (I)

(I) Fim, MSET e PT adequados.

Esta simulação demonstra que em casos de contingência que há violações de tensão inferior, ao resolver o PPT primeiro, há uma grande chance de melhorar e até mesmo solucionar o PMSET.

Esta simulação foi realizada utilizando a função objetivo proposta (3.109). A escolha dos controles foi feita baseada no coeficiente de eficiência. Resumindo, obteve-se o resultado:

- MSET = 11,8%.
- Tensão das barras de carga entre $[0,95 \quad 1,05] \pm 0,01$ pu.
- Duas iterações.
- No ponto de operação corrente após estratégia de controle:
 - Perdas de potência ativa 44,32 MW.
 - Perdas de potência reativa 156,24 MVar.

Houve uma diminuição maior das perdas em relação à simulação anterior (seção 5.2), já que o perfil de tensão ficou mais adequado.

A figura 5.5(a) mostra o perfil de tensão após estratégia de controle e a figura 5.5(b) o estado no respectivo PMC.

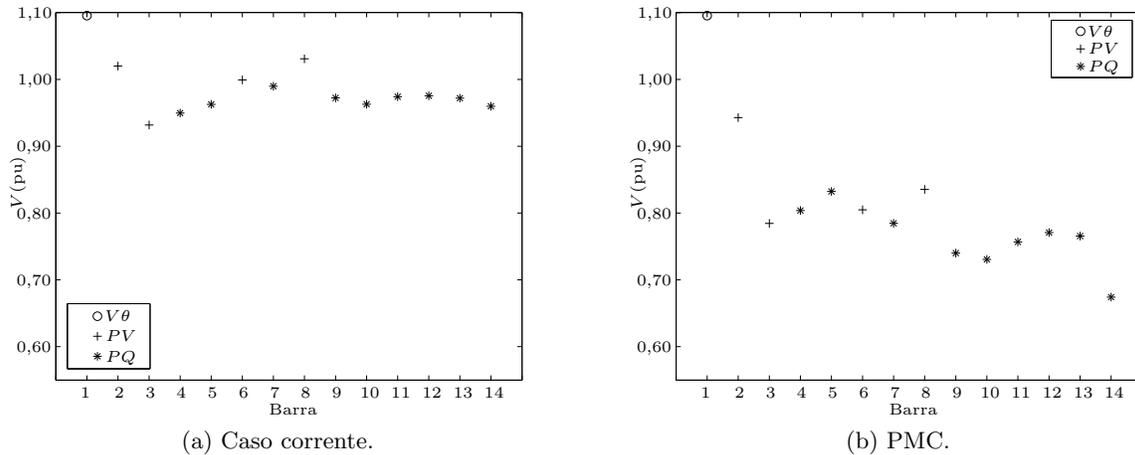


Figura 5.5: Magnitudes de tensão do sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14), após estratégia de controle.

Não foi utilizada discretização dos controles, para facilitar a descrição do algoritmo. Entretanto se a opção de discretização estiver habilitada obtém-se a MSET = 11,8% e o perfil de tensão também adequado. Os valores dos controles a serem ajustados considerando a discretização são: $V_1 = 1,0944$ pu, $B_{14} = 0,20$ pu e $T_8 = 0,9625$.

Para esta mesma rede, uma outra possibilidade é resolver primeiro o PMSET. Neste caso, para atingir a MSET = 6% a tensão de referência da barra 1 seria ajustada para: $V_1 = 1,0791$ pu. O perfil de tensão atingido é apresentado na tabela 5.5.

Tabela 5.5: Perfil de tensão após ajustes dos controles resolvendo primeiro o PMSET.

Violação	Barra k	V_k	Mínimo	Máximo	ΔV_k
1	4	0,8862	0,9500	1,0500	0,0638
2	5	0,9047	0,9500	1,0500	0,0453
3	7	0,8847	0,9500	1,0500	0,0653
4	9	0,8518	0,9500	1,0500	0,0982
5	10	0,8465	0,9500	1,0500	0,1035
6	11	0,8719	0,9500	1,0500	0,0781
7	12	0,8875	0,9500	1,0500	0,0625
8	13	0,8836	0,9500	1,0500	0,0664
9	14	0,7776	0,9500	1,0500	0,1724

Como pode-se observar na tabela 5.5, mesmo após atender o critério exigido pelo ONS quanto a MSET, o perfil de tensão não está adequado conforme a resolução da ANEEL. Então, a partir do novo cenário, aplica-se o algoritmo para resolver o PPT e seria necessário o ajuste dos seguintes controles: $B_{14} = 0,16$ pu, $T_8 = 0,9375$ e $V_1 = 1,0962$ pu. Após estas mudanças a MSET = 12,1% sem nenhuma violação de tensão. No ponto de operação corrente após estratégia de controle, as perdas de potência ativa são de 44,26 MW e as perdas de potência reativa de 155,75 MVar. Neste caso, como só existem violações de tensão inferior não apareceu conflito de interesses entre MSET e PT, quando utilizou-se a filosofia de resolver primeiro o PMSET e em seguida o PPT mantendo o PMSET adequado.

5.4 Simulação 4: Comparação entre o uso de uma função objetivo linear e uma função objetivo não linear

Será utilizada a rede de 14 barras do IEEE sob as mesmas condições da simulação 3 (carga pesada e sem a linha (13-14)). Neste cenário, tem-se $MSET = 2,9\%$. O objetivo é restabelecer a MSET para 6% definida pelo ONS.

Deseja-se analisar o resultado obtido quando se utiliza a função objetivo linear e a função objetivo não linear.

Os controles impostos são os *shunts* das barras 2, 4, 9 e 10. Os valores destas variáveis de controle são: $B_{2,4,10} = 0$ pu e $B_9 = 0,19$ pu. Os limites das variáveis de controle são: $0 \leq B_{2,4,10} \leq 0,3$ pu e $0 \leq B_9 \leq 0,49$ pu, ou seja, todos os controles possuem a mesma disponibilidade $D_j = 0,3$ pu. O custo associado à utilização de cada controle nos dois casos é unitário ($C_j^u = 1$).

A figura 5.6 mostra o resultado obtido, comparando as disponibilidades finais dos controles. Em todos os casos a MSET atingida foi de 6% em uma iteração do processo global.

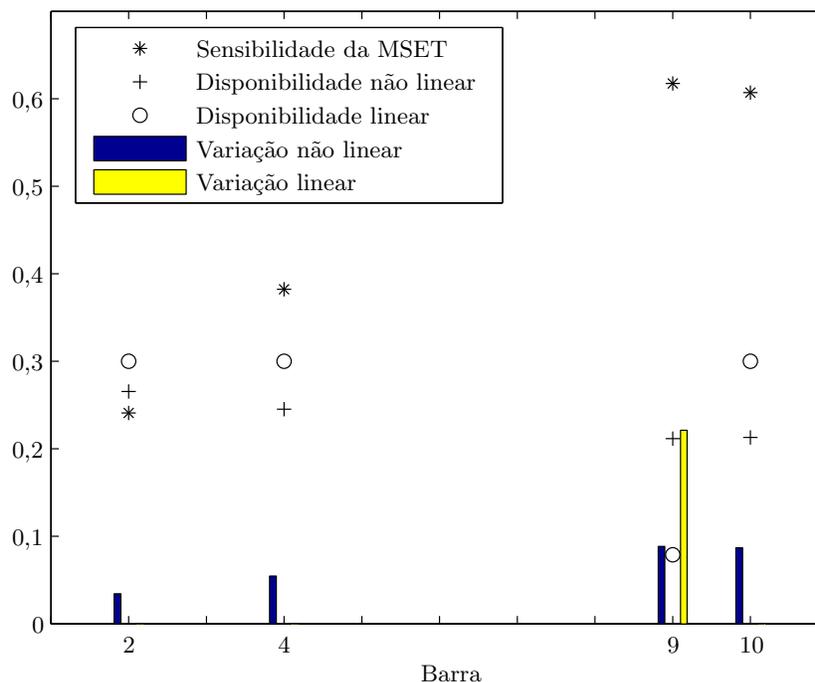


Figura 5.6: Resultados obtidos usando a função objetivo linear e a não linear, considerando custos unitários.

Na figura 5.6, os valores da sensibilidade da MSET em relação aos controles disponíveis estão representados pelo *. As disponibilidades finais dos controles quando utilizou-se a função objetivo linear (3.97) é representada pelo o e quando utilizou-se a função objetivo não linear (3.98) as disponibilidades finais estão representadas por +. Já os valores das variações dos controles quando utilizou-se a função objetivo linear é apresentada pela barra mais clara e quando utilizou-se a função objetivo não linear pela barra mais escura.

Na minimização da função objetivo linear, o controle mais sensível (banco de capacitores da barra 9) foi estressado. Já no caso não linear, todos controles atuaram e contribuíram para a melhoria da MSET. Com isso, obteve-se uma maior disponibilidade final para o controle mais sensível, que poderá ser utilizado em situações de emergência futuras. Nota-se também uma maior uniformidade das disponibilidades finais dos controles no caso não linear após as ações de controle (indicadas por +), o que não ocorre no caso linear (disponibilidades indicadas por o).

Neste mesmo cenário, uma outra simulação consiste em utilizar a função objetivo não linear proposta em (3.109). Neste caso, as informações das sensibilidades e das disponibilidades dos controles são consideradas na função objetivo. Obtém-se a mesma disponibilidade final para todos os controles, tem-se os custos associados mostrados na tabela 5.6 e os valores dos novos ajustes.

Tabela 5.6: Ajustes dos controles no sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14).

Controle	C_j^u	u^{novo}	Δu	D^{final}
B_2	0,8034	0,0739	0,0739	0,2261
B_4	1,2742	0,0739	0,0739	0,2261
B_9	2,0581	0,2639	0,0739	0,2261
B_{10}	2,0229	0,0739	0,0739	0,2261

Observa-se que quando utilizou a função objetivo proposta, (3.109), conseguiu-se a uniformidade nas disponibilidades finais dos controles, já que estes têm disponibilidades iniciais idênticas.

5.5 Simulação 5: Comparação do uso da função objetivo linear, da função objetivo não linear com custos unitários ($e = 0$) e da função objetivo não linear proposta ($e = 1$)

A tabela 5.7 apresenta uma comparação considerando a função objetivo linear (3.97) e as funções objetivo não lineares (3.98) e (3.109). Esta simulação foi realizada para o sistema de 14 barras IEEE, que foi estressado em 70% da carga original e sujeito à saída do ramo (13-14). Neste cenário, tem-se a MSET = 2,9% e deseja-se uma margem de 6%. Os controles disponíveis considerados foram apenas bancos de capacitores nas barras 2 e 10, com $0 < B < 0,2$ pu. Nota-se que o controle mais sensível B_{10} foi esgotado quando a função objetivo linear foi utilizada. Já quando a função objetivo modificada foi considerada houve uma melhor distribuição dos controles, de maneira que o mais sensível permaneceu disponível para futuras emergências.

Tabela 5.7: Ajustes dos controles no sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14).

Controle	SM	CEM	(3.97)	(3.98)	(3.109)
B_{10}	0,6069	0,1214	0,2000	0,1943	0,1610
B_2	0,2410	0,0482	0,0627	0,0772	0,1610

O valor da função objetivo para cada expressão, bem como a disponibilidade final atingida é de:

- $(0,2000) + (0,0627) = 0,2627$ para (3.97).
 $D^{final} B_{10} = 0$ pu.
 $D^{final} B_2 = 0,1373$ pu.
- $(0,1943) + (0,0772) = 0,2715$ para (3.98).
 $D^{final} B_{10} = 0,0057$ pu.
 $D^{final} B_2 = 0,1228$ pu.
- $(0,1610) + (0,1610) = 0,3220$ para (3.109).
 $D^{final} B_{10} = 0,0390$ pu.
 $D^{final} B_2 = 0,0390$ pu.

Apesar do custo ser maior quando se usa a função objetivo proposta, (3.109), não há o esgotamento e/ou estressamento dos controles.

5.6 Simulação 6: Comparação do uso da função objetivo linear, da função objetivo não linear, da função objetivo não linear com penalidade e da função objetivo não linear proposta.

Nesta simulação realizada para o IEEE 14 barras carregamento pesado e sob a contingência (13-14), os controles disponíveis são:

- Variação de tensão de referência (V) não permitida ($D_j = 0$).
- Variação de *tap* (T) com limites de $0,9 \leq T \leq 1,1$ e passo de mudança de 0,0125.
- Variação de potência gerada (P_g) não permitida.
- Variação de *shunt* (B) da barra 4 e 10 com limites de $-0,15 \leq B_4 \leq 0,15$ pu e $-0,09 \leq B_{10} \leq 0,09$ pu.
- Corte de carga (P_l) não permitido.
- Discretização automática dos controles.

Deseja-se comparar o uso da função objetivo linear (3.97), da função objetivo não linear (3.98), das funções objetivos não lineares com penalidade (3.105) e (3.107) e da função objetivo não linear proposta (3.109).

As tabelas 5.8 a 5.14 mostram os valores dos ajustes atuais (u^{novo}) dos controles.

Tabela 5.8: Ajustes dos controles no sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14), função objetivo (3.97).

Controle	SM	CE	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
T_{4-7}	-1,0115	0,0789	0,90	1,10	0,9780	0,9000	0,9000
B_4	0,3822	0,0573	-0,15	0,15	0,0000	0,0078	0,0000
B_{10}	0,6069	0,0546	-0,09	0,09	0,0000	0,0900	0,0900

Para a função objetivo linear (3.97), todos os custos foram definidos como unitários. Após uma iteração, obteve-se $MSET = 5,8\%$. A tabela 5.8 mostra os resultados obtidos. Observa-se que os dois controles mais sensíveis foram esgotados para cumprir a meta da MSET.

Para a função objetivo não linear, (3.98), quando todos os custos foram definidos como unitários. Após uma iteração, obteve a $MSET = 5,8\%$. A tabela 5.9 mostra os resultados obtidos.

Tabela 5.9: Ajustes dos controles no sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14), função objetivo (3.98).

Controle	SM	CE	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
T_{4-7}	-1,0115	0,0789	0,90	1,10	0,9780	0,9000	0,9000
B_4	0,3822	0,0573	-0,15	0,15	0,0000	0,0428	0,0300
B_{10}	0,6069	0,0546	-0,09	0,09	0,0000	0,0679	0,0720

Nota-se na tabela 5.9 que o segundo controle mais sensível não foi esgotado, mas o primeiro mais sensível foi totalmente utilizado para cumprir a meta da MSET.

Para a função objetivo não linear com penalidades (3.105), definiu-se $C_j = 1, Cp_j = 100, var_p = 50\%$. Após uma iteração, obteve-se a $MSET = 6,1\%$. A tabela 5.10 mostra os resultados obtidos.

Tabela 5.10: Ajustes dos controles no sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14), função objetivo (3.105).

Controle	SM	CE	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
T_{4-7}	-1,0115	0,0789	0,90	1,10	0,9780	0,9366	0,9250
B_4	0,3822	0,0573	-0,15	0,15	0,0000	0,1045	0,0900
B_{10}	0,6069	0,0546	-0,09	0,09	0,0000	0,0900	0,0900

Para a função objetivo não linear com penalidades (3.107), definiu-se $C_j = 1, Cp_j = 100, var_p = 50\%$. Após uma iteração, obteve-se a $MSET = 6,1\%$. A tabela 5.11 mostra os resultados obtidos, conseguiu-se preservar o controle mais sensível, mas como houve penalização de duas variáveis de controle, no caso T_{4-7} e B_{10} , o segundo controle mais sensível não foi poupado.

Tabela 5.11: Ajustes dos controles no sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14), função objetivo (3.107).

Controle	SM	CE	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
T_{4-7}	-1,0115	0,0789	0,90	1,10	0,9780	0,9368	0,9250
B_4	0,3822	0,0573	-0,15	0,15	0,0000	0,1050	0,0900
B_{10}	0,6069	0,0546	-0,09	0,09	0,0000	0,0900	0,0900

Pode-se observar nas tabelas 5.11 e 5.10 que praticamente o resultado é o mesmo, não importando se (3.105) ou (3.107) é usada.

Para a função objetivo não linear com penalidades (3.107), definiu-se, $C_j = 1, Cp_j = 100, var_p = 70\%$. Após uma iteração, obteve-se a $MSET = 6,3\%$. A tabela 5.12 mostra os resultados

obtidos.

Tabela 5.12: Ajustes dos controles no sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14), função objetivo (3.107).

Controle	SM	CE	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
T_{4-7}	-1,0115	0,0789	0,90	1,10	0,9780	0,9487	0,9375
B_4	0,3822	0,0573	-0,15	0,15	0,0000	0,1376	0,1500
B_{10}	0,6069	0,0546	-0,09	0,09	0,0000	0,0900	0,0900

Para a função objetivo não linear com penalidades (3.107), definiu-se, $C_j = 1, Cp_j = 100$, $var_p = 30\%$. Após uma iteração, obteve a MSET = 6,1%. A tabela 5.13 mostra os resultados obtidos.

Tabela 5.13: Ajustes dos controles no sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14), função objetivo (3.107).

Controle	SM	CE	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
T_{4-7}	-1,0115	0,0789	0,90	1,10	0,9780	0,9181	0,9125
B_4	0,3822	0,0573	-0,15	0,15	0,0000	0,0765	0,0900
B_{10}	0,6069	0,0546	-0,09	0,09	0,0000	0,0770	0,0720

Observa-se que a aplicação de penalidades pode surtir o efeito desejado quanto à preservação dos controles, entretanto, a escolha do var_p é um fator complicador desta técnica.

Para a função objetivo não linear proposta (3.109), definiu-se $C_j = S_j/D_j$, os custos dependentes da sensibilidade e disponibilidade, ou seja, expoente ($e = 1$). Após uma iteração, obteve-se a MSET = 6,3%. A tabela 5.14 mostra os resultados obtidos.

Tabela 5.14: Ajustes dos controles no sistema IEEE 14 barras com carga pesada e contingência do ramo (13-14), função objetivo (3.109).

Controle	SM	CE	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
T_{4-7}	-1,0115	0,0789	0,90	1,10	0,9780	0,9222	0,9125
B_4	0,3822	0,0573	-0,15	0,15	0,0000	0,1073	0,1200
B_{10}	0,6069	0,0546	-0,09	0,09	0,0000	0,0644	0,0720

Através da função objetivo proposta conseguiu-se que não houvesse o esgotamento de nenhum dos controles escolhidos, como se pode ver na tabela 5.14.

Conclui-se que usar a função objetivo não linear proposta (3.109) é a melhor alternativa, pois quase sempre se consegue um espalhamento melhor, ou seja, uma distribuição mais uniforme dos controles, preservando-os para futura utilização em caso de emergência.

5.7 Simulação 7: Escolha dos controles pelo coeficiente de eficiência ou pela sensibilidade

Neste estudo será utilizado o sistema IEEE 57 barras [86]. A tolerância usada para a convergência do fluxo de carga é de 0,001 MW/MVAr. Para as condições normais de operação dessa rede, tem-se a MSET = 61,6% e não é necessária uma estratégia de controle de acordo com o critério do ONS. Assim, este sistema foi modificado aumentando-se em 55% o carregamento. Neste cenário alterado, tem-se a MSET = 4,3%. As perdas de potência ativa são de 76,86 MW e as de potência reativa de 226,15 MVAr.

Os controles disponíveis considerados foram:

- Variação de tensão de referência (V) com limites de $0,90 \leq V_{2,3,6,8,9,12} \leq 1,05$ pu.
- Variação de *tap* (T) com limites de $0,90 \leq T \leq 1,10$ e passo de mudança de 0,0125.
- Variação de potência ativa gerada (P_g) com limites de $0,90 P_g \leq P_g \leq 1,00 P_g$.
- Variação de *shunt* de barra (B) conforme a tabela 5.15 que apresenta os limites da variação de *shunt* de barra dos bancos *shunts* em pu.
- Corte de carga (P_l) não permitido.
- Discretização automática dos controles.

Tabela 5.15: Ajustes dos controles no sistema IEEE 57 barras com carga pesada.

Barra	Mínimo	Máximo	Atual
18	0,00	0,1500	0,1000
25	0,00	0,0885	0,0590
30*	-0,10	0,1000	0,0000
53	0,00	0,0945	0,0630
57*	-0,10	0,1000	0,0000

* *Shunts* adicionais.

Não foi considerado o PPT. A tabela 5.16 mostra os controles necessários quando utilizou-se a função objetivo proposta e a escolha dos controles foi realizada de acordo com a lista ordenada pelos *CEM*.

Tabela 5.16: Ajustes dos controles no sistema IEEE 57 barras com carga pesada, escolha dos controles pelo coeficiente de eficiência da MSET.

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
B_{30}	-0,10	0,10	0,00	0,0626	0,0600
T_{15-45}	0,9000	1,1000	0,9550	0,9206	0,9125

Após a atuação destes controles obteve-se a MSET = 6,1%. As perdas de potência ativa totalizaram 74,70 MW e as perdas de potência reativa 216,13 MVAr.

A tabela 5.17 mostra os controles necessários quando utilizou-se a função objetivo proposta e a escolha dos controles foi realizada de acordo com a lista ordenada pelas *SM*.

Tabela 5.17: Ajustes dos controles no sistema IEEE 57 barras com carga pesada, escolha dos controles pela sensibilidade da MSET.

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
T_{15-45}	0,9000	1,1000	0,9550	0,9260	0,9250
B_{25}	0,0000	0,0885	0,0590	0,0746	0,0708
B_{30}	-0,10	0,10	0,00	0,0527	0,0600

Após a atuação destes controles obteve-se a $MSET = 6\%$. Observa-se que neste caso foi necessária a utilização de mais um controle, B_{25} . As perdas de potência ativa totalizaram 74,67 MW e as perdas de potência reativa 216,12 MVAR. Praticamente o mesmo resultado quando a escolha dos controles foi realizada pelo *CEM*.

Assim a escolha dos controles realizada pelo coeficiente de eficiência é melhor por levar em conta a sensibilidade e a disponibilidade dos controles e não somente a informação da sensibilidade. Isto pode resultar na manutenção de uma folga nos controles, principalmente quando o controle está com manobra de controle pequena e/ou evitar a utilização de muitos controles, já que a atuação (variação) do controle diminui a vida útil deste.

5.8 Simulação 8: Sistema brasileiro 1

Um sistema real com 1081 barras, 1654 ramos, 246 geradores e 612 transformadores, que corresponde a um determinado cenário do sistema brasileiro em 06/02/04, à 01h02min, também foi utilizado para testes, sendo denominado de sistema brasileiro 1. A demanda total ativa e de 22575,47 MW e a demanda total reativa é de 5705,72 MVAR. As perdas de potência ativa são de 1324,10 MW e as de potência reativa de -14677,48 MVAR. Sua MSET global é de 0,4% e deseja-se uma margem de 6%.

- Variação de tensão de referência (V) conforme tabela 5.2.
- Variação de *tap* (T) com limites mínimo e máximo e passo de mudança conforme banco de dados.
- Variação de *shunt* de barra (B) com limites de $1,0 B \leq B \leq 1,5 B$. Não foram considerados a adição de novos bancos *shunts* e nem limites dos bancos *shunts* que estavam ajustados em 0 pu.
- Variação de potência ativa gerada (P_g) com limites de $0,9 P_g \leq P_g \leq 1,5 P_g$.
- Corte de carga (P_l) não permitido.
- Discretização automática dos controles.

A primeira iteração do algoritmo escolhe dois controles apresentados na tabela 5.18.

Tabela 5.18: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 1, (1ª iteração).

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
P_{g1866}	11,70	19,50	13,00	16,9523	16,9523
$T_{1857-1851}$	0,9070	1,1530	0,9070	1,0566	1,0608

Após a atuação dos controles escolhidos na primeira iteração, atinge-se a MSET = 4%, e surge violações de tensão nas barras 1851 e 1852, respectivamente violação do tipo inferior e superior.

- $V_{1851} = 0,9062$ pu com limites de [0,95 1,05] pu.
- $V_{1852} = 1,0982$ pu com limites de [0,95 1,05] pu.

Então na segunda iteração outro controle é escolhido, tabela 5.19.

Tabela 5.19: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 1, (2ª iteração).

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
$T_{1857-1852}$	0,9070	1,1530	0,9070	0,9743	0,9839

Após a atuação dos controles escolhidos na primeira e segunda iteração, atinge-se a MSET = 5,9% e consegue-se corrigir as duas violações de tensões ocasionadas devido a atuação dos controles escolhidos na primeira iteração. Entretanto, surge uma violação de tensão superior na barra 1587.

- $V_{1587} = 1,0610$ pu com limites de [0,95 1,05] pu.
- $V_{1851} = 0,9449$ pu com limites de [0,95 1,05] pu.
- $V_{1852} = 1,0364$ pu com limites de [0,95 1,05] pu.

Na terceira iteração, foram escolhidos mais dois controles e alterou-se o valor de um controle escolhido na segunda iteração.

Tabela 5.20: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 1, (3ª iteração).

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
$T_{1857-1852}$	0,9070	1,1530	0,9839	0,9934	0,9993
V_{1588}	0,90	1,10	1,0773	1,0373	1,0373
P_{g1865}	4,68	7,80	5,20	5,3568	5,3568

Em resumo, as atuações dos controles necessárias estão descritas na tabela 5.21. Utilizou-se a função objetivo proposta (3.109). Após três iterações atingiu-se a MSET = 6,1% sem violações de tensão. As perdas de potência ativa diminuíram para 1229,57 MW e as de potência reativa passaram para -15921,34 MVar.

Tabela 5.21: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 1.

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
P_{g1866}	11,70	19,50	13,00	16,9523	16,9523
$T_{1857-1851}$	0,9070	1,1530	0,9070	1,0566	1,0608
$T_{1857-1852}$	0,9070	1,1530	0,9070	0,9934	0,9993
V_{1588}	0,90	1,10	1,0773	1,0373	1,0373
P_{g1865}	4,68	7,80	5,20	5,3568	5,3568

O estado das magnitudes de tensão das restrições inseridas no problema a ser otimizado é mostrado na figura 5.7.

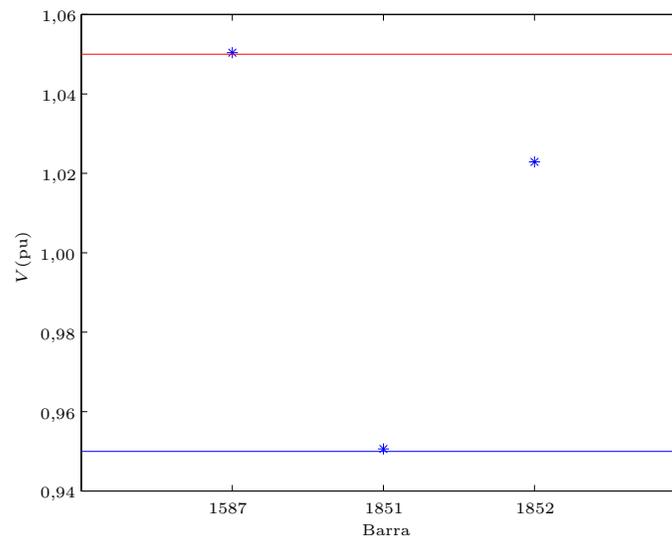
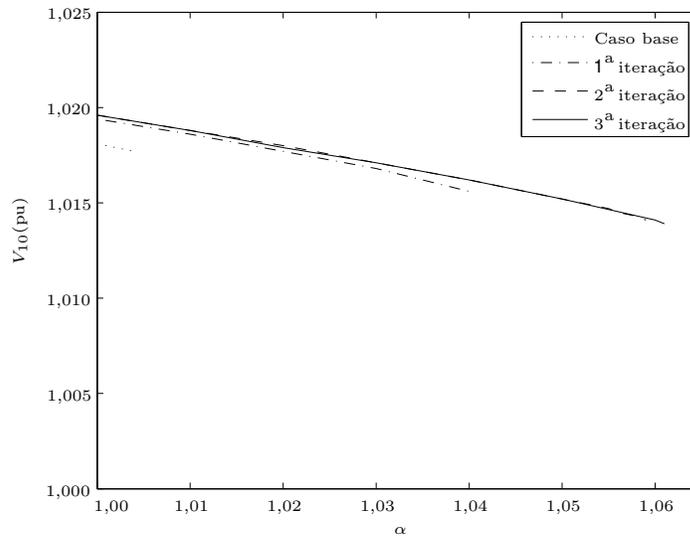
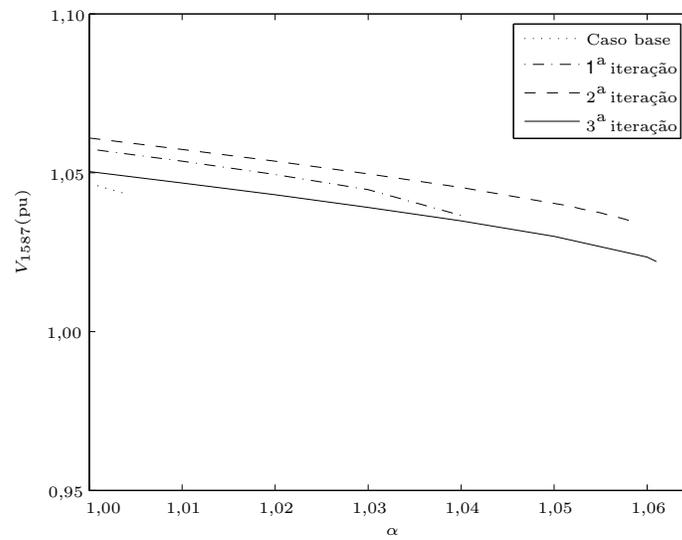


Figura 5.7: Magnitudes de tensão, sistema brasileiro 1

Para uma barra qualquer do sistema apresentam-se as curvas PV do sistema antes da atuação dos controles e após cada iteração do algoritmo. A figura 5.8 apresenta as curvas para a barra 10 do sistema.

Figura 5.8: Curvas *PV* - barra 10, sistema brasileiro 1.

A seguir são apresentadas as curvas nas figuras 5.9, 5.10, e 5.11 para as barras que tiveram as restrições de tensão inseridas no problema a ser otimizado, ou seja, as barras 1587, 1851 e 1852. Assim, após a atuação dos cinco controles tem-se a $MSET = 6,1\%$ sem violações de tensão.

Figura 5.9: Curvas *PV* - barra 1587, sistema brasileiro 1.

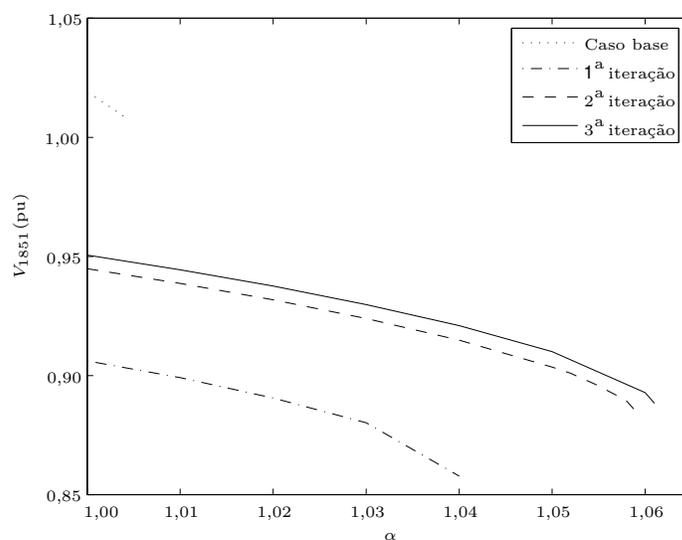


Figura 5.10: Curvas *PV* - barra 1851, sistema brasileiro 1.

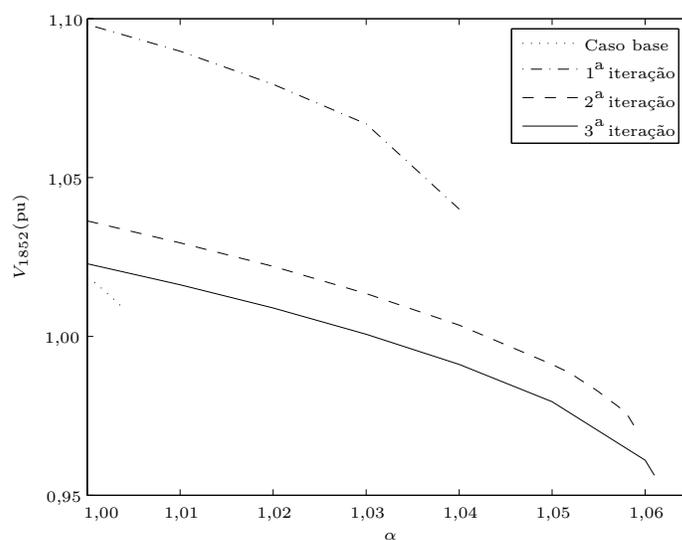


Figura 5.11: Curvas *PV* - barra 1852, sistema brasileiro 1.

Esta simulação foi realizada em um computador Intel® Pentium® 4 CPU 3 GHz, 512 MB de RAM com o sistema operacional Microsoft Windows XP e o algoritmo foi executado em 10 s.

Para este sistema, antes da estratégia de controle apresentada, quando ocorrem as contingências simples dos ramos (727-1289), (268-164), (661-643) e (1369-1370) há um aumento da margem respectivamente para 0,5%, 0,5%, 0,6% e 1,1%. Existem 6 contingências simples ((1611-18), (2070-1370), (1903-1370), (33-1365), (1236-2134) e (33-1236)) que tornam o sistema infactível e necessitam de uma estratégia de controle corretivo. E 42 contingências simples que conduzem a obtenção de uma MSET abaixo de 0,4%. As demais contingências simples conduzem a uma MSET

de 0,4%.

Após a estratégia de controle preventivo apresentada na tabela 5.21, 8 contingências simples apresentam MSET entre 4,2% a 5,7%. E 25 contingências simples apresentam MSET entre 5,8% a 5,9% e as demais apresentam MSET entre 6% a 6,7%.

Pode-se dizer que comumente a maioria das contingências simples não alteram muito a MSET em relação ao caso base. Evidentemente que podem haver exceções.

Assim pode-se afirmar que ao aplicar uma estratégia de controle preventivo para o caso base no intuito de melhorar a MSET, há uma grande chance de tornar o sistema mais robusto quanto à ocorrência de contingências simples. Evidentemente não se pode garantir que resolver-se-á para todos os casos (n-1), podendo até mesmo piorar a MSET para algumas contingências simples. Como dito na introdução deste trabalho, esta idéia não é a intenção do trabalho. Pretendeu-se elaborar uma metodologia capaz de rapidamente resolver o corrente estado do sistema, ou seja, para ser usada em operação em tempo real.

Em particular, antes das ações de controle determinadas e apresentadas na tabela 5.21 se ocorre a contingência do ramo (1278-164) a MSET = 0,2%. Após a estratégia de controle se ocorrer a contingência (1278-164) a MSET = 5,9% sem violações de tensão. Considerando a tolerância adotada para a MSET não são necessárias ações de controle adicionais. Outro caso é a contingência do ramo (56-241), antes da estratégia de controle a MSET = 0,4% e surge uma violação de tensão da barra 241 ($V_{241} = 1,0739$ pu), sendo os limites de $[0,95 \quad 1,05]$ pu. Após as ações de controle se ocorrer a contingência (56-241) a MSET = 6,1% sem violações de tensão. A seguir mostra-se duas simulações aplicando a metodologia após tais contingências, supondo que nenhuma ação de controle foi tomada para o caso base.

Foi feita uma outra simulação para este sistema considerando a ocorrência da contingência envolvendo a saída do ramo (1278-164), a MSET passa a ser de 0,2% sem violação de tensão (baseado no caso base). Neste caso supondo os mesmos controles disponíveis que antes, tem-se para a primeira iteração as ações de controle mostradas na tabela 5.22.

Tabela 5.22: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 1 com contingência do ramo (1278-164), (1ª iteração).

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
P_{g1866}	11,70	19,50	13,00	17,1124	17,1124
$T_{1857-1852}$	0,9070	1,1530	0,9070	1,0626	1,0762

Após a primeira iteração a MSET = 3,9%, com duas violações de tensão:

- $V_{1851} = 1,1004$ pu com limites de $[0,95 \quad 1,05]$ pu.
- $V_{1852} = 0,8921$ pu com limites de $[0,95 \quad 1,05]$ pu.

Na segunda iteração, as ações de controle são mostradas na tabela 5.23.

Tabela 5.23: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 1 com contingência do ramo (1278-164), (2ª iteração).

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
$T_{1857-1851}$	0,9070	1,1530	0,9070	0,9956	0,9993

Após a segunda iteração a MSET = 6,2% com três violações de tensão:

- $V_{1587} = 1,0612$ pu com limites de [0,95 1,05] pu.
- $V_{1889} = 1,0636$ pu com limites de [0,90 1,05] pu.
- $V_{1852} = 0,9374$ pu com limites de [0,95 1,05] pu.

e resolve-se a violação anterior.

- $V_{1851} = 1,0268$ pu com limites de [0,95 1,05] pu.

Na terceira iteração, tem-se as ações de controle mostradas na tabela 5.24.

Tabela 5.24: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 1 com contingência do ramo (1278-164), (3ª iteração).

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
$T_{1857-1852}$	0,9070	1,1530	1,0762	1,0562	1,0453
$T_{1857-1851}$	0,9070	1,1530	0,9993	0,9855	0,9838
V_{1923}	0,9000	1,0500	1,0078	1,0081	1,0081
P_{g1865}	4,6800	7,8000	5,2000	5,6106	5,6106
V_{1588}	0,9000	1,1000	1,0773	1,0380	1,0380
P_{g1866}	11,7000	19,5000	17,1124	17,4943	17,4943

A MSET = 5,6% é atingida e resolve-se todas as violações de tensão.

- $V_{1587} = 1,0498$ pu com limites de [0,95 1,05] pu.
- $V_{1852} = 0,9570$ pu com limites de [0,95 1,05] pu.
- $V_{1889} = 1,0473$ pu com limites de [0,90 1,05] pu.
- $V_{1851} = 1,0309$ pu com limites de [0,95 1,05] pu.

Entretanto deseja-se 6% de margem. Logo para a quarta iteração, as ações de controle são mostradas na tabela 5.25.

Tabela 5.25: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 1 com contingência do ramo (1278-164), (4ª iteração).

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
$T_{1857-1851}$	0,9070	1,1530	0,9838	1,0104	1,0147

A MSET = 6,2% é atendida e resolve-se todas as violações de tensão (tolerância de 0,01 pu).

- $V_{1587} = 1,0508$ pu com limites de [0,95 1,05] pu.
- $V_{1852} = 0,9694$ pu com limites de [0,95 1,05] pu.
- $V_{1889} = 1,0600$ pu com limites de [0,90 1,05] pu.
- $V_{1851} = 1,0055$ pu com limites de [0,95 1,05] pu.

Em resumo, a estratégia de controle é constituída da atuação de seis controles. O operador ou a atuação automática consiste em modificar:

- P_{g1865} de 5,20 pu para 5,6106 pu.
- P_{g1866} de 13,00 pu para 17,4943 pu.
- $T_{1857-1851}$ de 0,9070 para 1,0147.
- $T_{1857-1852}$ de 0,9070 para 1,0453.
- V_{1588} de 1,0773 pu para 1,0380 pu.
- V_{1923} de 1,0078 pu para 1,0081 pu.

Outra simulação, também para o sistema brasileiro 1, consiste no cenário após a contingência do ramo (56-241). Nesta situação tem-se a MSET = 0,4% e a tensão da barra $V_{241} = 1,0739$ pu encontra-se violada. Deseja-se uma margem de 6% e um perfil de tensão adequado. Para o caso base $V_{241}^{con} = 1,0275$ pu. Assim o algoritmo tem que adequar a tensão, pois $V_{241}^{max} = 1,05$ pu, e depois resolver o PMSET+PPT. Após cinco iterações atinge-se a MSET = 6,1% e o perfil de tensão adequado para todas barras de carga, em particular, $V_{241} = 1,0513$ pu. A tabela 5.26 mostra os controles necessários. A função objetivo proposta (3.109) foi utilizada.

Tabela 5.26: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 1 com contingência do ramo (56-241).

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
V_{312}	0,90	1,05	1,0146	0,9372	0,9372
V_{313}	0,90	1,05	1,0146	0,9813	0,9813
P_{g1866}	11,70	19,50	13,00	16,9562	16,9562
$T_{1857-1851}$	0,9070	1,1530	0,9070	1,0567	1,0608
$T_{1857-1852}$	0,9070	1,1530	0,9070	0,9934	0,9993
V_{1588}	0,90	1,10	1,0773	1,0373	1,0373
P_{g1865}	4,68	7,80	5,20	5,3570	5,3570

As perdas de potência ativa e reativa antes e após a estratégia de controle estão apresentadas na figura 5.12.

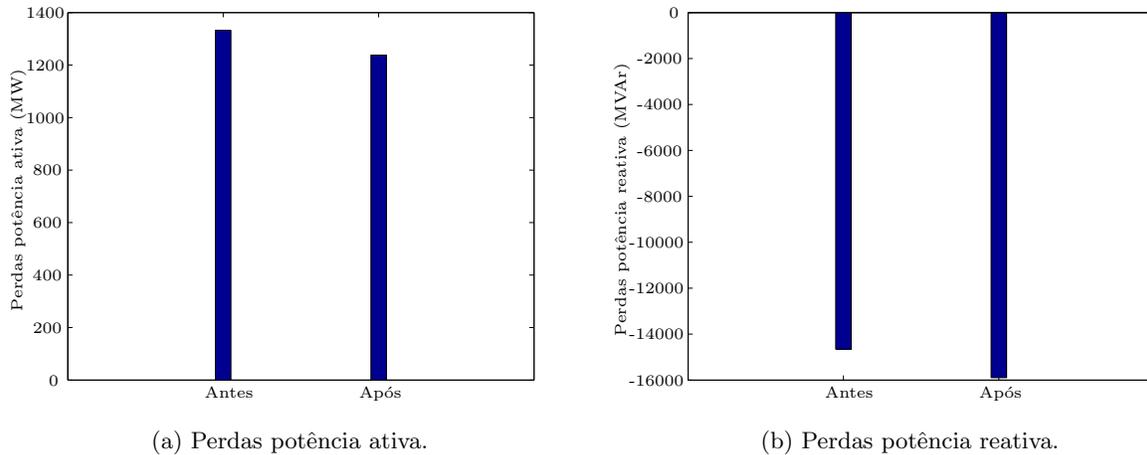


Figura 5.12: Perdas de potência do sistema brasileiro 1 com contingência do ramo (56-241) antes e após a estratégia de controle.

5.9 Simulação 9: Sistema brasileiro 2

Esta simulação é feita para um sistema brasileiro da região norte-nordeste com 395 barras, 557 ramos, 59 geradores, para uma situação de carregamento médio, sendo denominado de sistema brasileiro 2. Para o caso base o sistema apresenta $MSET = 6,3\%$ e nenhuma violação de tensão das barras de carga monitoradas. As perdas de potência ativa são 280,27 MW e as perdas de potência reativa de -7210,17 MVar.

Para o cenário de contingência múltiplas dos ramos (141-201) e (142-152), há 2 violações de tensão e a MSET do sistema é de 4,30%. Deseja-se uma margem de 6%. As perdas de potência ativa são 289,88 MW e perdas de potência reativa de -7088,97 MVar.

- Variação de tensão de referência (V) conforme tabela 5.2.
- Variação de *tap* (T) com limites mínimo e máximo e passo de mudança conforme banco de dados.
- Variação de *shunt* de barra (B) com limites de $0 \leq B \leq 1,1 B$ para bancos existentes. Não foi considerado a adição de bancos *shunts* adicionais.
- Variação de potência ativa gerada (P_g) com limites de $0,9 P_g \leq P_g \leq 1,1 P_g$.
- Corte de carga (P_l) não permitido.
- Discretização automática dos controles.

O PT considerado adequado é mostrado na tabela 5.1, baseado na V_{con} para o cenário do caso base (sem contingências).

As barras com tensões violadas são: $V_{110} = 0,8832$ pu com limites de $[0,90 \ 1,05]$ pu e $V_{211} = 0,9299$ pu com limites de $[0,95 \ 1,05]$ pu.

Na primeira iteração o controle $B_{100} = -1,50$ pu com limites $[-1,65 \ 0,00]$ pu foi escolhido para resolver o problema da violação de tensão. Depois de obter o valor de $B_{100} = -0,6526$ pu

cujo valor discretizado é $B_{100} = -0,6600$ pu, o sistema não apresentou mais violações de tensão $V_{110} = 0,9070$ pu e $V_{211} = 0,9497$ pu e atingiu a $MSET = 5,5\%$. Com perdas de potência ativa de 286,78 MW e perdas de potência reativa de -7184,40 MVar.

Após a segunda iteração o controle $B_{740} = -3,00$ pu com limites $[-3,30 \quad 0,00]$ pu foi escolhido para resolver o PMSET. Com o valor de $B_{740} = -1,7325$ pu e após a discretização automática para $B_{740} = -1,98$ pu atinge-se a $MSET = 5,9\%$ com perfil de tensão adequado, $V_{110} = 0,9130$ pu e $V_{211} = 0,9538$ pu. As perdas de potência ativa são de 284,80 MW e perdas de potência reativa são de -7249,84 MVar.

5.10 Simulação 10: Sistema brasileiro 3

O sistema de 725 barras, 1211 ramos, 424 transformadores e 92 geradores referente à região sul-sudeste, denominado de sistema brasileiro 3, apresenta uma $MSET = 4,10\%$ com perdas de potência ativa de 1110,39 MW, e perdas de potência reativa de -8892,65 MVar. A demanda total de potência ativa é de 24781,43 MW e de potência reativa de 7674,83 MVar.

Os limites disponíveis dos controles são:

- Variação de tensão de referência (V) conforme tabela 5.2.
- Variação de *tap* (T) com limites mínimo e máximo e passo de mudança conforme banco de dados.
- Variação de *shunt* de barra (B) não disponível.
- Variação de potência ativa gerada (P_g) com limites de $0,9 P_g \leq P_g \leq 1,1 P_g$.
- Corte de carga (P_l) não permitido.
- Discretização automática dos controles.

O perfil de tensão adequado para as barras de carga monitoradas é o descrito na tabela 5.1.

A tabela 5.27 mostra os controles necessários quando se utilizou a função objetivo não linear proposta, (3.109), com expoente $e = 1$.

Tabela 5.27: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 3.

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual
V_{1020}	0,90	1,10	1,0350	1,0438
V_{1006}	0,89	1,05	0,8900	0,9271
V_{1009}	0,90	1,05	1,0100	1,0202
V_{1424}	0,90	1,10	1,0600	1,0549

Após a atuação de tais controles obtém-se a $MSET = 5,8\%$ sem violações de tensão, com perdas de potência ativa de 1109,10 MW, e perdas de potência reativa de -8914,96 MVar. O algoritmo determina os controles após duas iterações.

Para esta mesma rede, se a função objetivo linear (3.97) fosse utilizada o algoritmo levaria três iterações para atingir a $MSET = 6\%$ sem violações de tensão. Os valores do controles são:

$V_{1006} = 0,8931$ pu, $V_{1020} = 1,1000$ pu, $V_{1009} = 1,0500$ pu e $V_{1424} = 0,9167$ pu. O valor da função objetivo linear (3.97) é de 0,0352 e da função objetivo não linear (3.98) de 0,0510, entretanto, percebe-se que houve o esgotamento de V_{1020} e V_{1009} no caso linear. Ademais, as perdas de potência ativa aumentam para 1131,94 MW e a perdas de potência reativa para -8367,43 MVar.

Neste caso, se o corte de carga for permitido, após uma iteração o algoritmo determina o corte de carga com fator de potência constante na barra 1147 de $Pl_{1147} = 71,60$ MW para $Pl_{1147} = 66,26$ MW e $Ql_{1147} = 3,90$ MVar para $Ql_{1147} = 3,61$ MVar, obtém-se a MSET de 6% sem violações de tensão, com perdas de potência ativa de 1108,85 MW, e perdas de potência reativa de -8910,22 MVar.

Quando, além dos controles acima, forem habilitados para os bancos *shunt* existentes com limites de $1,0 B \leq B \leq 1,5 B$, obtém-se a atuação dos controles mostrada na tabela 5.28, após duas iterações, ainda com a função objetivo dada por (3.109).

Tabela 5.28: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 3.

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
V_{1020}	0,9000	1,1000	1,0350	1,0370	1,0370
V_{1006}	0,8900	1,0500	0,8900	0,9277	0,9277
B_{1032}	0,2770	0,4155	0,2770	0,3213	0,3324

Após a atuação de tais controles obtém-se a MSET de 6,1% sem violações de tensão, com perdas de potência ativa de 1108,70 MW, e perdas de potência reativa de -8922,37 MVar.

Nota-se que, em relação a tabela 5.27, foi necessário um controle a menos. O uso de bancos *shunts* como controles podem facilitar o atendimento das metas de segurança. Porém, às vezes, estes geram conflitos com outros controles. Por exemplo, a inserção ou aumento de um banco de capacitores pode provocar violação de tensão superior, e no caso de reator violação do tipo inferior ou diminuição da MSET do sistema.

Para este mesmo exemplo, se em todas as barras sem bancos *shunts* forem considerados que existem os controles $-0,5 \leq B \leq 0,5$ pu além dos bancos *shunt* existentes com limites de $1,0 B \leq B \leq 1,5 B$, bastaria apenas a atuação do controle B_{1157} , após uma iteração do algoritmo.

Tabela 5.29: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 3.

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
B_{1157}	-0,5000	0,5000	0,0000	0,1007	0,1000

Após a atuação de tal controle, obtém-se a MSET de 6,1% sem violações de tensão, com perdas de potência ativa de 1108,94 MW, e perdas de potência reativa de -8914,83 MVar.

Como se pode observar o número de controles que serão necessários para atender as exigências das agências reguladoras varia conforme os controles que estão disponíveis no ponto de operação corrente. A variação nas perdas de potência não são significantes neste caso.

5.11 Simulação 11: Sistema brasileiro 4

Seja o sistema brasileiro composto por 1092 barras, 261 barras de geração, 830 barras de cargas, 59 *shunts* e 1666 ramos sendo 625 transformadores, referente a um cenário do dia 19/02/2004 às 16h, denominado aqui de sistema brasileiro 4. Neste caso tem-se $MSET = 1\%$. Serão considerados os limites das magnitudes de tensão das barras de carga monitoradas como $[0,9 \quad 1,1]$ pu. As perdas de potência ativa são de 1538,99 MW e as de potência reativa são de -11243,00 MVar. A demanda de potência ativa total é de 29188,11 MW e demanda de potência reativa de 5704,97 MVar.

Sejam os limites disponíveis dos controles:

- Variação de tensão de referência (V) conforme tabela 5.2.
- Variação de *tap* (T) com limites mínimo e máximo e passo de mudança de acordo com o banco de dados.
- Variação de *shunt* de barra (B) com limites de $-0,5 \leq B \leq 0,5$ pu para as barras que não possuíam *shunt* de barra. Variação de *shunt* de barra com limites de $0 \leq B \leq 1,5B$ para barras que já possuíam *shunts*.
- Variação de potência ativa gerada (P_g) com limites de $0,9 P_g \leq P_g \leq 1,1 P_g$.
- Corte de carga (P_l) não permitido.
- Discretização automática dos controles.

Quando a opção de verificar os efeitos das ações de controle sobre a primeira e segunda vizinhanças não estava habilitada, o algoritmo não conseguiu determinar um conjunto factível de controles para resolver o PMSET mantendo o PPT adequado. Como está sendo considerada a possibilidade de disponibilidade de *shunt* em todas as barras, há uma perturbação nas magnitudes de tensão ao escolher tais controles. Entretanto, após ajustar a opção de verificar o efeito da estimativa dos controles na primeira e segunda vizinhança de tal controle, após duas iterações do algoritmo atinge-se a $MSET = 6,7\%$ sem violações de tensão. Utilizou-se a função objetivo (3.109), entretanto não se conseguiu evitar o esgotamento de alguns controles.

As perdas de potência ativa diminuíram para 1415,98 MW e as de potência reativa são de -13896,52 MVar.

Se a empresa decidisse cortar carga, em uma iteração a metodologia determinaria o corte de carga com fator de potência constante na barra 2059 e assim atenderia o critério estabelecido do ONS. A $MSET = 7,9\%$ seria obtida e não apresentaria violação de tensão. $P_l^{antes} = 780,47$ MW e $P_l^{depois} = 642,11$ MW.

Após a atuação destes dezoito controles, foi simulado um aumento de 1% em toda carga. A $MSET$ passou a ser inadequada. Para atender o critério do ONS mantendo o perfil de tensão adequado basta uma iteração e apenas a atuação do controle $T_{1844-1838}$ de 1,0147 para 1,0362, sendo discretizado para 1,0454. Assim o sistema passou a ter $MSET = 6,1\%$ sem violação de tensão.

Isto mostra que, uma vez operando sob condições favoráveis de segurança de estabilidade de tensão e com perfil de tensão adequado, pequenos distúrbios no sistema podem ser facilmente acomodados com pequenas atuações dos controles.

Tabela 5.30: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 4.

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
$T_{1844-1839}$	0,9070	1,1530	0,9070	0,9996	1,0147
$T_{1844-1838}$	0,9070	1,1530	0,9070	0,9996	1,0147
B_{1933}	-24,7500	0,0000	-16,5000	-12,5418	-14,8500
V_{1911}	0,9000	1,1000	1,0362	1,1000	1,1000
V_{1910}	0,9000	1,1000	1,0362	1,1000	1,1000
V_{726}	0,9000	1,1000	1,0496	1,1000	1,1000
P_{g1853}	11,6995	14,2995	12,9995	14,2995	14,2995
V_{1853}	0,9000	1,1000	1,0435	1,1000	1,1000
B_{2060}	-0,5000	0,5000	0,0000	-0,4495	-0,4000
B_{2065}	-0,5000	0,5000	0,0000	-0,3493	-0,3000
B_{2058}	-0,5000	0,5000	0,0000	-0,3502	-0,4000
$T_{1957-1953}$	0,9070	1,1530	0,9992	0,9995	1,0147
$T_{1957-1954}$	0,9070	1,1530	0,9992	0,9995	1,0147
$T_{1957-1955}$	0,9070	1,1530	0,9992	0,9995	1,0147
B_{2059}	-0,5000	0,5000	0,0000	-0,3571	-0,4000
$T_{1571-1570}$	0,8940	1,1880	1,0116	0,8940	0,8940
B_{1876}	-0,5000	0,5000	0,0000	-0,5000	-0,5000
$T_{1951-1949}$	0,8550	1,0450	0,9856	0,9455	0,9382

5.12 Simulação 12: Sistema brasileiro 5

O sistema teste em questão é composto por 1090 barras, 262 geradores, 827 barras de carga, 62 *shunts* de barra e 1666 ramos sendo 627 transformadores. O cenário do sistema refere-se ao dia 18/02/04 às 17h, sendo denominado de sistema brasileiro 5. A demanda de potência ativa de 29035,06 MW e de potência reativa é de 6699,03 MVar. As perdas de potência ativa são de 1317,52 MW e as de potência reativa de -14185,78 MVar.

Considerando o perfil de tensão adequado calculado a partir da tabela 5.1, o sistema não apresenta violações de tensão, entretanto tem MSET = 1,60%.

Considerou-se os seguintes recursos disponíveis:

- Variação da tensão de referência (V) conforme tabela 5.2.
- Variação de *tap* (T) de acordo com o banco de dados.
- Variação de *shunt* de barra (B) com limites de $0 \leq B \leq 1,1 B$ para barras que já possuíam *shunts* de barra. Não foram considerados *shunts* de barras adicionais.
- Variação de potência ativa gerada (P_g) com limites de $0,9 P_g \leq P_g \leq 1,1 P_g$.
- Corte de carga (P_l) não permitido.
- Discretização automática dos controles.

A tabela 5.31 mostra os resultados obtidos após duas iterações necessárias.

Tabela 5.31: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 5.

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
$T_{1827-1822}$	0,9070	1,1530	0,9070	0,9773	0,9839
$T_{1827-1821}$	0,9070	1,1530	0,9070	1,0634	1,0607
B_{1916}	-18,1500	0,0000	-16,5000	-15,9579	-14,5200
V_{1894}	0,9000	1,1000	1,0362	1,0338	1,0338
V_{1893}	0,9000	1,1000	1,0362	1,0351	1,0351
$T_{1891-1889}$	0,8550	1,0450	0,9975	0,9916	0,9856

Após a atuação deste controles atinge-se $MSET = 6\%$. As perdas de potência ativa diminuíram para 1284,34 MW e as de potência reativa para -14874,12 MVar.

Supondo que a filosofia da empresa seja não modificar os *shunts* de barras, assim bloqueando tais controles ($D_j = 0$), os resultados após as três iterações necessárias são mostrados na tabela 5.32.

Tabela 5.32: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 5.

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
$T_{1827-1822}$	0,9070	1,1530	0,9070	1,0372	1,0454
$T_{1827-1821}$	0,9070	1,1530	0,9070	1,0526	1,0453
V_{1894}	0,9000	1,1000	1,0362	1,0365	1,0365
V_{1893}	0,9000	1,1000	1,0362	1,0369	1,0369
$T_{1940-1936}$	0,9070	1,1530	0,9992	0,9949	0,9838
$T_{1891-1889}$	0,8550	1,0450	0,9975	0,9957	0,9856
$T_{1940-1937}$	0,9070	1,1530	0,9992	0,9949	0,9838
$T_{1891-1890}$	0,8550	1,0450	0,9975	0,9957	0,9856
$T_{1940-1938}$	0,9070	1,1530	0,9992	0,9949	0,9838
V_{1836}	0,9000	1,1000	1,0435	1,0463	1,0463
V_{705}	0,9000	1,1000	1,0475	1,0518	1,0518
P_{g1836}	11,7000	14,3000	13,0000	13,0963	13,0963

Após a atuação destes controles tem-se $MSET = 6,2\%$ sem violações de tensão, as perdas de potência ativa são 1288,17 MW e as perdas de potência reativa são de -14656,95 MVar. Após três iterações atendeu-se os critérios exigidos.

As figuras 5.13(a) e 5.13(b) apresentam as curvas PV das barras que tiveram as respectivas restrições inseridas no problema a ser otimizado.

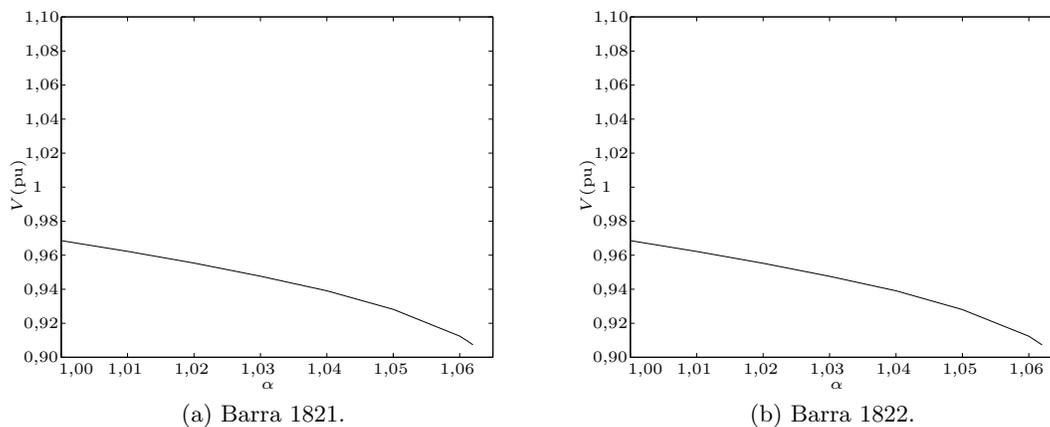


Figura 5.13: Curvas PV , sistema brasileiro 5.

Entretanto, se a filosofia da empresa fosse não alterar os *shunts* de barra, considerando apenas disponíveis: *tap*, tensão de referência e potência ativa gerada com limites de $0,9 P_g \leq P_g \leq 1,3 P_g$, seria necessário um menor número de controles, como apresentado na tabela 5.33.

Tabela 5.33: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 5.

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
$T_{1827-1822}$	0,9070	1,1530	0,9070	0,9761	0,9839
$T_{1827-1821}$	0,9070	1,1530	0,9070	1,0612	1,0607
P_{g1836}	11,7000	16,9000	13,0000	13,1730	13,1730
V_{1894}	0,9000	1,1000	1,0362	1,0279	1,0279

Após duas iterações atinge-se a $MSET = 5,9\%$. As perdas de potência ativa diminuem para 1287,74 MW e as de potência reativa de -14621,96 MVAR.

Se a metodologia fosse utilizada com a função objetivo não linear com custos unitários ($e = 0$), o algoritmo realizaria quatro iterações e o controle V_{1894} seria bastante estressado.

Neste caso, se a escolha dos controles fosse feita baseada em sensibilidade ao invés dos coeficientes de eficiência, o algoritmo não conseguiria achar um conjunto para resolver o problema rigorosamente, mesmo ajustando a verificação do efeito nas barras da vizinhança dos controles. Neste caso, notou-se que quando os controles muito sensíveis, mesmo quando são pouco variados, provocam muitas violações de tensão.

5.13 Simulação 13: Sistema brasileiro 6

O sistema referente ao dia 18/02/04 às 18h com 1098 barras, com 265 geradores, 832 barras de carga, 62 *shunts* e 1675 ramos sendo 630 transformadores, denominado de sistema brasileiro 6, possui MSET = 3,4% sem violações de tensão, considerando a tabela 5.1 como o perfil de tensão adequado.

A demanda de potência ativa total é de 29063,44 MW e a de potência reativa de 6299,75 MVar. As perdas de potência ativa são 1256,84 MW e as de potência reativa são -15168,86 MVar.

Considerou-se os seguintes recursos disponíveis:

- Variação de tensão de referência (V) conforme tabela 5.2.
- Variação de *tap* (T) de acordo com o banco de dados.
- Variação de *shunt* de barra (B) não foi considerado. Também não foram considerados *shunts* de barra adicionais.
- Variação de potência ativa gerada (P_g) com limites de $0,9 P_g \leq P_g \leq 1,3 P_g$.
- Corte de carga (P_l) não permitido.
- Discretização automática dos controles.

A tabela 5.34 mostra os controles definidos na primeira iteração.

Tabela 5.34: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 6, escolha dos controles pelo coeficiente de eficiência, (1ª iteração).

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
$T_{1809-1803}$	0,9070	1,1530	0,9070	1,0082	1,0147

Atinge-se a MSET = 5,5% sem violação de tensão. Na segunda iteração, houve nova atuação de controles, conforme a tabela 5.35.

Tabela 5.35: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 6, escolha dos controles pelo coeficiente de eficiência, (2ª iteração).

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
$T_{1809-1804}$	0,9070	1,1530	0,9070	0,9370	0,9378

Após a atuação destes controles atinge-se a MSET = 6,4% mantendo o perfil de tensão adequado. As perdas de potência ativa diminuíram para 1240,98 MW. As perdas de potência reativa são de -15401,06 MVar.

Foi realizado outro teste, em que a escolha dos controles foi realizada através da sensibilidade. A tabela 5.36 mostra os resultados na primeira iteração.

Tabela 5.36: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 6, escolha dos controles pela sensibilidade, (1ª iteração).

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
V_{1875}	0,9000	1,1000	1,0362	1,0784	1,0784
V_{1876}	0,9000	1,1000	1,0362	1,0784	1,0784

Após a atuação destes controles a MSET = 6%, entretanto a barra 1811 tem a magnitude da tensão violada para $V_{1811} = 1,0655$ pu, sendo os limites de tensão [0,95 1,05] pu. Ressalta-se que a barra 1811 não pertence nem a primeira e nem a segunda vizinhança dos controles V_{1875} e V_{1876} . A tabela 5.37 mostra os resultados da segunda iteração.

Tabela 5.37: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 6, escolha dos controles pela sensibilidade, (2ª iteração).

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
V_{1875}	0,9000	1,1000	1,0784	1,0611	1,0611
V_{1876}	0,9000	1,1000	1,0784	1,0764	1,0764
$T_{1809-1804}$	0,9070	1,1530	0,9070	0,9307	0,9378

Após a atuação destes controles a MSET = 6,1% sem violações de tensão. As perdas de potência ativa diminuíram para 1239,44 MW. As perdas de potência reativa são de -15548,47 MVar. Praticamente o mesmo valor quando a escolha foi feita pelo coeficiente de eficiência.

A tabela 5.38 compara os controles utilizados na primeira iteração em cada caso. O $GAM = 7,5564$.

Tabela 5.38: Comparação para o sistema brasileiro 6 quanto a escolha dos controles na 1ª iteração quando realizada através da sensibilidade ou pelo coeficiente de eficiência.

Escolha	Controle	SM	CEM	D^{antes}	D^{depois}	$D^{depois} - D^{antes}$	D^{depois} / D^{antes}
S	V_{1875}	89,4302	5,7057	0,0638	0,0216	0,0422	0,3386
S	V_{1876}	89,4302	5,7057	0,0638	0,0216	0,0422	0,3386
CE	$T_{1809-1803}$	74,6533	18,3647	0,2460	0,1448	0,1012	0,5886

Nota-se na primeira iteração que foram necessários dois controles quando a escolha foi feita pela sensibilidade ao invés de um controle ao realizar pelo coeficiente de eficiência. A relação D^{depois} / D^{antes} mostra que o *tap* ficou mais disponível do que a soma da relação das magnitudes de tensão de referência. Mesmo que neste caso não tenha chegado a atingir a meta da MSET e nem a MSET atingida nos dois casos sejam iguais, esta comparação pode ser feita pois o ponto inicial é idêntico.

Um outro teste realizado consiste em ajustar a escolha pelo coeficiente de eficiência, e a partir do resultado obtido das tabelas 5.34 e 5.35, aumentar o carregamento total da rede em 5%. Nesta situação determina-se o perfil de tensão adequado através da tabela 5.2. Neste novo cenário o sistema passa a ter uma MSET = 1,30%. A tabela 5.39 mostra os controles necessários.

Tabela 5.39: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 6 com carregamento de 5% após ajuste dos controles das tabelas 5.34 e 5.35.

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
P_{g1818}	12,2850	17,7450	13,6500	16,9205	16,9205
$T_{1809-1804}$	0,9070	1,1530	0,9378	1,0759	1,0607
$T_{1809-1803}$	0,9070	1,1530	1,0147	1,0492	1,0608
V_{1876}	0,9000	1,1000	1,0362	1,0618	1,0618

Após duas iterações, a metodologia determinou a atuação dos controles da tabela 5.39 e assim atinge-se a $MSET = 5,8\%$ sem violação de tensão. As perdas de potência ativa diminuem em 72,42 MW e a diferença das perdas de potência reativa é de 1109,60 MVar. Ressalta-se a importância de não haver o esgotamento dos controles, pois neste cenário foi necessário o uso dos controles $T_{1809-1804}$ e $T_{1809-1803}$ e estes tiveram a mesma direção de variação, aumento do valor do controle.

5.14 Simulação 14: Sistema brasileiro 7

Esta simulação pretende descrever um exemplo em que pode-se ter menos rigor com os critérios de segurança, no intuito de evitar corte de carga.

O sistema utilizado é composto de 1098 barras, 265 geradores, 832 barras de carga, 61 *shunts* de barra e 1675 ramos, sendo 630 transformadores, refere-se ao cenário de operação do dia 18/02/04 às 19h, sendo denominado de sistema brasileiro 7. A $MSET = 2,2\%$. O perfil de tensão adequado considerado para as barras de carga monitoradas é de $[0,9 \quad 1,1]$ pu.

Supondo que os únicos controles disponíveis sejam:

- Variação da tensão de referência da barra 1880 (V_{1880}) com limites de $[0,9000 \quad 1,0500]$ pu.
- Variação do *tap* do transformador ($T_{1813-1808}$) com limites de $[0,9070 \quad 1,1530]$.
- Variação da potência gerada na barra 763 (P_{g763}) com limites de $[0,0612 \quad 0,1020]$ pu.
- Corte de carga com fator de potência constante na barra 1844 (P_{1844}) com limites de $[0,0000 \quad 1,7082]$ pu.
- Discretização automática dos controles.

A tabela 5.40 mostra os resultados da primeira iteração.

Tabela 5.40: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 7, (1ª iteração).

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
$T_{1813-1808}$	0,9070	1,1530	0,9070	1,1051	1,1069

Após este ajuste, a $MSET = 4,6\%$ e ocorre uma violação de tensão do limite inferior da barra 1808 ($V_{1808} = 0,8586$ pu). Na segunda iteração o algoritmo escolhe mais controles para solucionar o PMSET + PPT. Entretanto, não consegue um conjunto factível pois existem poucos controles eficientes. Assim, despreza a meta da MSET e soluciona um problema com os controles restantes.

Então, para segunda iteração tem-se os resultados mostrados na tabela 5.41

Tabela 5.41: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 7, (2^a iteração).

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
V_{1880}	0,9000	1,0500	1,0362	1,0430	1,0430
$T_{1813-1808}$	0,9070	1,1530	1,1069	1,0588	1,0453
P_{g1818}	0,0612	0,1020	0,0680	0,0834	0,0834

Após realizar tais atuações a $MSET = 4,4\%$ sem violações de tensão ($V_{1808} = 0,9122$ pu). Se não é permitido o corte de carga, com os controles disponíveis consegue-se esta melhoria de MSET, mas não atende o critério do ONS, embora também não haja prejuízos ao consumidor nem para empresa devido a corte de carga. Se a filosofia da empresa for permitir o corte de carga, nestas situações, o algoritmo escolhe o corte de carga e retorna com a meta da MSET. Assim se o corte de carga pode ser habilitado em situações como esta, tem-se o resultado mostrado na tabela 5.42.

Tabela 5.42: Ajustes dos controles no sistema brasileiro 7, adição do corte de carga à 2^a iteração

Controle	Mínimo	Máximo	Anterior	Atual	Discretizado
V_{1880}	0,9000	1,0500	1,0362	1,0406	1,0406
$T_{1813-1808}$	0,9070	1,1530	1,1069	1,0694	1,0607
P_{g1818}	0,0612	0,1020	0,0680	0,0779	0,0779
P_{l1844}	0,0000	1,7082	1,7082	1,1947	1,1947

Assim, $V_{1808} = 0,9072$ pu e atinge-se $MSET = 6\%$ sem violações de tensão no sistema.

Outra opção é descartar o resultado obtido até após a segunda iteração e considerar direto o corte de carga. Neste caso, após uma iteração, a nova carga seria de $P_{l1844} = 0,4876$ pu, atingindo a $MSET = 6\%$ desejada sem violações de tensão. Evidentemente a carga cortada é maior.

Capítulo 6

Considerações finais

O objetivo principal deste trabalho consistiu em apresentar aos analistas, operadores e planejadores do sistema elétrico, uma metodologia que seja facilmente entendida e implementada e que permite a eficaz interação com o operador (decisor), no intuito de que os procedimentos adotados pelo ONS quanto à manutenção da margem de segurança com relação à estabilidade de tensão (MSET) sejam atendidos e o perfil de tensão (PT) estabelecido pela ANEEL seja respeitado.

Os resultados obtidos demonstram que a metodologia proposta é capaz de atender os critérios estabelecidos pelas agências reguladoras com custos computacionais bem baixos. Uma característica importante do método é que o problema de otimização não linear a ser resolvido tem uma dimensão pequena, pois apenas os controles mais eficazes são considerados e o número de restrições é limitado. Isto faz com que o problema seja solucionado rapidamente, mesmo para sistemas de grande porte.

A formulação proposta demonstra ser mais adequada por garantir que, mesmo após a obtenção da MSET estabelecida pelo ONS mantendo o PT recomendado pela ANEEL, ter-se-á a possibilidade de manobra para futuras emergências.

É importante notar que o controle mais sensível não é necessariamente o mais eficiente, visto que a disponibilidade deste e conseqüentemente o coeficiente de eficiência do controle na margem ou o coeficiente de eficiência do controle na magnitude de tensão podem ser pequenos e até mesmo apresentar limite de manobra nulo. Assim, parece natural que a escolha dos controles não deva ser feita só baseada em sensibilidades.

Na prática da operação do sistema é muito importante que os controles estejam disponíveis, pois em determinadas situações apenas alguns controles têm condições de resolver determinadas violações.

Para o controle de magnitude de tensão, atualmente, considera-se o fator de influência da manobra no ponto em que se objetiva controlar a magnitude de tensão; não é considerado o custo na manobra de equipamentos. Para o agente de transmissão (FURNAS, CTEEP, etc.) seria extremamente relevante que o custo da manobra fosse considerado, pois o fato de indisponibilizar o que atualmente se chamam ativos de transmissão (linhas, transformadores, reatores, capacitores, compensadores), causa perda de receita. No entanto, o modelo atual não prevê tal consideração. Faz-se necessário estudos que proporcionassem uma ordem específica para controlar determinados pontos. Estes estudos devem considerar o intercâmbio (*tradeoff*) entre fator de influência e custo de manobra.

Como trabalho futuro seria interessante a adição das dinâmicas envolvidas no sistema, através do uso de equações algébricas e diferenciais. Esta inclusão já foi discutida em [46].

Alguns ramos, quando são retirados do sistema, provocam um aumento da MSET. A investigação sobre a utilização desta alternativa na metodologia proposta seria interessante.

Sob a atual perspectiva de mercado, faz-se necessário estabelecer contratos bem estruturados para estabelecimento das diretrizes e limites dos produtores e/ou consumidores para conseguir a manutenção da margem de segurança de estabilidade de tensão adequada com o perfil de tensão apropriado. Ressaltando que é interesse de todos que haja confiabilidade e qualidade, isto é, que a energia gerada atenda a demanda atendendo os critérios estabelecidos pelas agências reguladoras.

Pode-se afirmar que a maior contribuição deste trabalho consiste na elaboração de um algoritmo capaz de auxiliar o operador nos estudos do planejamento da operação, bem como na operação em tempo real. Com esta ferramenta é possível analisar as ações de controle rapidamente de maneira que a atuação seja precisa e eficaz. O operador tem uma direção da estratégia de controle a ser traçada para ajudá-lo nas tomadas de decisões. Deve-se ressaltar que a metodologia proposta é consistente do ponto de vista teórico e bastante flexível para acomodar as diversas filosofias de controle adotadas pelas várias empresas do setor elétrico.

Os resultados apresentados no capítulo 5 para sistemas de pequeno a grande porte, incluindo sistemas reais, demonstram a robustez e a eficiência da metodologia proposta.

Referências Bibliográficas

- [1] U.S.-Canada Power System Outage Task Force, “Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations”, 2004, disponível em: <http://www.nerc.com/~filez/blackout.html> (Última consulta em: 01/08/2006).
- [2] Morison K., Wang L., Kundur P. “Power system security assessment”, *IEEE Power & Energy Magazine*, 2(5):30-39, 2004.
- [3] OPERADOR DO SISTEMA NACIONAL (ONS), “Procedimentos de Rede: Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos, Submódulo 23.3”, 25/03/2002, disponível em: <http://www.ons.org.br/ons/procedimentos/index.html> (Última consulta em: 01/08/2006).
- [4] WECC Reactive Power Reserve Work Group, “Voltage stability criteria, undervoltage load shedding strategy, and reactive power reserve monitoring methodology”, Final report, 1998, disponível em: <http://www.wecc.biz/main.html> (Última consulta em: 01/08/2006).
- [5] “REN - RESOLUÇÃO Nº 676 de 19/12/2003 (ANEEL) publicado em 22/12/2003”, DIÁRIO OFICIAL, 22/12/2003, Volume: 140, Número: 248, Página: 86, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2001505.pdf> (Última consulta em: 01/08/2006).
- [6] Savulescu S.C. “Real-time stability in power systems - Techniques for early detection of the risk of blackout”, *Springer*, 2006.
- [7] Murari, C.A. “Apostila de eletrotécnica”, *UNICAMP*, 2005.
- [8] Kundur P. “Power System Stability and Control”, *McGraw-Hill Inc*, 1994.
- [9] Castro, C.A. “Apostila de análise de alterações em redes de energia elétrica”, *UNICAMP*, 2005, disponível em: <http://www.dsee.fee.unicamp.br/%7Eeccastro/cursos/it615/it615.html> (Última consulta em: 01/08/2006).
- [10] Dy Liacco, T.E. “The adaptive reliability control system”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-86, 1967.
- [11] Costa, A.S. e Salgado R., “Apostila de análise de segurança em sistemas de potência”, *UFSC*, 2002, disponível em: <http://www.labspt.ufsc.br/~simoies/assp/assp.html> (Última consulta em: 01/08/2006).
- [12] Fardanesh B. “Future trends in power system control”, *IEEE Computer Applications in Power*, 15(3):24-31, 2002.
- [13] Monticelli A.J., Garcia A.V. “Introdução a sistemas de energia elétrica”, Editora da UNICAMP, 1999.

- [14] Balu N., Bertram T., Bose A., Brandwajn V., Cauley G., Curtice D., Fouad A., Fink L., Lauby M.G., Wollenberg B.F., Wrubel J.N. "On line power system security analysis", *Proceedings of the IEEE* 80(2):262-280, 1992.
- [15] El-Hawary M.E. "Electrical Energy Systems", *CRC Press LLC*, 2000.
- [16] "Folder Areva", <http://www.aveva-td.com> (Última consulta em: 01/08/2006).
- [17] "Relatório anual do ONS - ano de 2004", disponível em: <http://www.ons.org.br> (Última consulta em: 01/08/2006).
- [18] "Relatório anual do ONS - ano de 2005", disponível em: <http://www.ons.org.br> (Última consulta em: 01/09/2006).
- [19] FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A., "Folder sobre Mercado de energia elétrica 2005 - ano-base 2004 ", disponível em: <http://www.furnas.com.br/hotsites/mercadoenergia/site2005/index.htm> (Última consulta em: 01/09/2006).
- [20] Empresa de pesquisa energética (EPE). "Consumo de energia elétrica cresce 4,6% em 2005. Estatística Mensal de Energia Elétrica - Dezembro de 2005/Consolidado 2005 (03/02/2006)", disponível em: http://www.epe.gov.br/imprensa/Consolidado_2005.htm (Última consulta em: 01/09/2006).
- [21] Monticelli A.J. "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", Editora Edgard Blucher Ltda, 1983.
- [22] Quintela A.S. "Estudo de índices de proximidade ao limite de estabilidade de tensão e aplicação na seleção de contingências", *Dissertação de mestrado, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP*, Brasil, 2002.
- [23] Guerra A.F. "Seleção de contingências para violações de MW em ramos de sistemas elétricos de potência utilizando abordagem multinível adaptativa", *Dissertação de mestrado, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP*, Brasil, 2002.
- [24] Nema O.M.S. "Índice de proximidade ao colapso de tensão baseado nas perdas de potência ativa: investigação do potencial de utilização na análise de segurança em tempo real de sistemas elétricos de potência", *Dissertação de mestrado, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP*, Brasil, 1996.
- [25] <http://www.copel.com> (Última consulta em: 01/08/2006).
- [26] <http://www.cemig.com.br> (Última consulta em: 01/08/2006).
- [27] Wood A.J., Wollenberg B.F. "Power Generation Operation and Control", *John Wiley & Sons Inc.*, 1996.
- [28] Stott B., Alsac O., Monticelli A.J. "Security analysis and optimization", *Proceedings of the IEEE*, 75(12):1623-1644, 1987.
- [29] Castro C.A., Bose A. "Correctability of voltage violations in on-line contingency analysis", *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(3):1651-1657, 1994.
- [30] Castro C.A., Bose A. "Correctability in on-line contingency analysis", *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(3):807-814, 1993.
- [31] Malachi Y., Singer S., "A genetic algorithm for the corrective control of voltage and reactive power", *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(1):295-300, 2006.

- [32] Wehenkel L. “Emergency control and its strategies”, *Proceedings of PSCC*, 1(1):35-48, 1999.
- [33] “CIGRE Task Force Report, Criteria and Countermeasures for Voltage Collapse”, 1995.
- [34] Wang Q., Ajarapu V. “A critical review on preventive and corrective control against voltage collapse”, *Electric Power Components and Systems*, 29(1):1133-1144, 2001.
- [35] Valadares J.R., Vale M.H.M. “Políticas, critérios e procedimentos para compensação reativa e controle de tensão”, *XVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, GAT/10:1-6, 2001.
- [36] Freitas W. “Controle vetorial de geradores síncronos usando FACTS para melhorar a estabilidade transitória de sistemas de energia elétrica”, *Tese de doutorado, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP*, Brasil, 2001.
- [37] Castro C.A. “Curso Análise de Segurança, ministrado na Colômbia”, 2002.
- [38] Ferreira P.A.V. “Apostila de otimização não linear”, *UNICAMP*, 2000, disponível em: <http://www.dt.fee.unicamp.br/~valente/ia543/> (Última consulta em: 01/08/2006).
- [39] Bazaraa M.S., Jarvis J.J., Sherali H.D. “Linear programming and network flows”, *John Wiley & Sons Inc.*, 1990.
- [40] Quintana V.H., Torres G.L., Palomo J.M., “Interior-point methods and their applications to power systems: A classification of publications and software codes”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 1(1):170-176, 2000
- [41] Bazaraa M.S., Sherali H.D., Shetty C.M. “Nonlinear Programming - Theory and algorithms”, *John Wiley & Sons Inc.*, 1993.
- [42] Mountford J.D. “Practical applications of optimal power flow”, *IEE*, Savoy Place, London WC2R 0BL, UK, 1(1):1-7, 1997.
- [43] Taylor C.W. “Power System Voltage Stability”, *McGraw-Hill*, 1994.
- [44] Kundur P., Paserba J., Ajarapu V., Anderson G., Bose A., Canizares C., Hatziargyriou N., Hill D., Stankovic A., Taylor C., Cutsem T.V., Vittal V. “Definition and classification of power system stability”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(2):1387-1401, 2004.
- [45] Cortez A.N., Vale M.H.M. “Estabilidade de tensão - Impactos técnicos e econômicos decorrentes das metodologias utilizadas na determinação da margem de segurança”, *XV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, GPL/27:1-6, 2001.
- [46] Feng Z., Ajarapu V., Maratukulam D.J. “A comprehensive approach for preventive and corrective control to mitigate voltage collapse”, *IEEE Transactions on Power Systems*, PWRS-15(2):791-798, 2000.
- [47] Conejo A., Aguilar M.J. “Secondary voltage control: Nonlinear selection of pilot buses, design of an optimal control law, and simulation results”, *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, 145(1):77-81, 1998.
- [48] Taranto G.N., Martins N., Falcão D.M., Martins A.C.B., dos Santos M.G. “Benefits of applying secondary voltage control schemes to the Brazilian system”, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 2(1):937-942, 2000.

- [49] Taranto G.N., Martins N., Falcão D.M., Martins A.C.B. “Controle secundário de tensão, suas vantagens e limitações. Resultados hipotéticos de sua utilização na área Rio”, *XV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, GAT/19:1-6, 1999.
- [50] Greene S., Dobson I., Alvarado, F.L. “Sensitivity of the loading margin to voltage collapse with respect to arbitrary parameters”, *IEEE Transactions on Power Systems*, PWRS-11:845-850, 1996.
- [51] Dobson I., Lu L. “New methods for computing a closest saddle node bifurcation and worst case load power margin for voltage collapse”, *IEEE Transactions on Power Systems*, PWRS-8:905-913, 1993.
- [52] Gao B., Morison G.K., Kundur P. “Toward the development of a systematic approach for voltage stability assessment of large-scale power systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, PWRS-11:1314-1324, 1996.
- [53] Gao B., Morison G., Kundur P. “Voltage stability evaluation using modal analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, PWRS-7:1529-1542, 1992.
- [54] Canizares C. “Voltage Stability Assessment, Procedures and Guides”, *IEEE/PES Power System Stability Subcommittee Special Publication*, 2001.
- [55] Tiranuchit A., Thomas R.J. “A posturing strategy against voltage instability in electric power systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, PWRS-3:87-93, 1988.
- [56] Tuan T.Q., Fandino J., Sabonnadiere J.C. “Calculation of load shedding using sensitivities in order to avoid voltage collapse”, *Proceeding of 27th University Power Engineering Conference, UPEC92, University of Bath*, 1(1):161-164, 1992.
- [57] Tuan T.Q., Fandino J., Sabonnadiere J.C. “Emergency load shedding to avoid risks of voltage stability using indicators”, *IEEE Transactions on Power Systems*, PWRS-9, 1994.
- [58] Kumano T., Yokoyama A., Sekine Y. “Fast monitoring and optimal preventive control of voltage instability”, *Electrical Power and Energy Systems*, 1(1):117-125, 1994.
- [59] Kumano T., Yokoyama A., Sekine Y. “Detection of closest critical point and sub-optimal preventive control of stability”, *Electrical Engineering in Japan*, 111(3):89-97, 1991.
- [60] Arnborg S., Andersson C., Hill D.J., Hiskens I.A. “On undervoltage load shedding in power systems”, *International Journal on Electrical Power Energy Systems*, 19(2):141-149, 1997.
- [61] Balanathan R., Pahalawaththa N.C., Annakkage U.D., Sharp P.W. “Undervoltage load shedding to avoid voltage instability”, *IEE Proceeding Generation Transmission Distribution*, 145(2):175-181, 1998.
- [62] Popovic D.S., Levi V.A., Gorecan Z.A. “Co-ordination of emergency secondary-voltage control and load shedding to prevent voltage instability”, *IEE Proceeding Generation Transmission Distribution*, 144(3):293-300, 1997.
- [63] Overbye T.J. “A power flow measure for unsolvable cases”, *IEEE Transactions on Power Systems*, PWRS-9:1359-1365, 1994.
- [64] Overbye T.J. “Computation of a practical method to restore power flow solvability”, *IEEE Transactions on Power Systems*, PWRS-10:280-287, 1995.

- [65] Granville S. Mello J.C.O., Melo A.C.G. “Application of interior point methods to power flow unsolvability”, *IEEE Transactions on Power Systems*, PWRS-11:1096-1103, 1996.
- [66] Wang X., Ejebe G.C., Tong J. Waight J.G. “Preventive/corrective control for voltage stability using direct interior point method”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(3):878-883, 1998.
- [67] Feng Z., Ajjarapu V., Maratukulam D.J. “A practical minimum load shedding strategy to mitigate voltage collapse”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(4):1285-1291, 1998.
- [68] Lee B., Ajjarapu V. “Invariant subspace parametric sensitivity (ISPS) of structure preserving power system models”, *IEEE Transactions on Power Systems*, PWRS-11:845-850, 1996.
- [69] Feng Z., Ajjarapu V., Long B. “Identification of voltage collapse through direct equilibrium tracing”, *IEEE Transactions on Power Systems*, PWRS-15(1):342-349, 2000.
- [70] Long B., Ajjarapu V. “The sparse formulation of ISPS and its application to voltage stability margin sensitivity and estimation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, PWRS-14(3):944-957, 1999.
- [71] Conceição A.G.C., Castro C.A. “A new approach to defining corrective control actions in case of infeasible operating situations”, *IEEE Porto Power Tech*, 1(1):1-6, 2001.
- [72] Obadina O.O., Berg G.J. “VAR planning for power system security”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 4(2):677-686, 1989.
- [73] Vargas L.S., Cañizares C.A. “Time dependence of controls to avoid voltage collapse”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(4):1367-1375, 2000.
- [74] Berizzi A., Bresesti P., Marannino P., Granelli G.P., Montagna M., “System-area operating margin assessment and security enhancement against voltage collapse”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(3):1451-1462, 1996.
- [75] Tinney W.F., Hart C.E., “Power flow solution by Newton’s method”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-86:1449-1456, 1967.
- [76] Stott B., Alsac O., “Fast decoupled load flow”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-93:859-869, 1974.
- [77] Stott B., “Review of load flow calculation methods”, *IEEE Proceedings*, 62(1):916-929, 1974.
- [78] Monticelli, A., Garcia, A.V., Saavedra, O., “Fast decoupled load flow: Hypothesis, derivation and testing”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 5(4):1425-1431, 1990.
- [79] Ajjarapu V., Christy C. “The continuation power flow: A tool for steady state voltage stability analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, PWRS-7(1):416-423, 1992.
- [80] Zarate L.A.L., Castro C.A. “Fast method for computing power systems security margins to voltage collapse”, *IEE Proceeding Generation Transmission Distribution*, 151(1):19-26, 2004.
- [81] Tognete A.L. “Um novo método de cálculo de margem de segurança ao colapso de tensão utilizando análise de sensibilidade”, *Dissertação de mestrado, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP*, Brasil, 1997.
- [82] Burden R.L., Faires J.D. “Análise Numérica”, *Pioneira Thomson Learning*, 2003.

- [83] Dommel H.W., Tinney W.F. “Optimal Power Flow Solutions”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-87(10):1866-1876, 1968.
- [84] Martins A.C.B., Pinto H.J.C.P., Brito N.H.M.N., Vasconcelos L.F., Soares V.L.C., Carrijo L.M.S., Fonseca F.S., Yagi S., Almeida P., Jovita R., Ferreira L.C.A., Prada R., “Critérios e metodologias 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 SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, GAT/10:1-6, 1999.
- [85] Murtagh B.A., Saunders M.A. “MINOS 5.4 *user's guide* - *Technical report SOL 83-20R*”, Department of operations research, Stanford University, 1995.
- [86] <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/> (Última consulta em: 01/08/2006).

Apêndice A

Divulgação da pesquisa

Durante a realização desta pesquisa foram elaborados, submetidos e aceitos os seguintes artigos:

- Quintela A.S., Castro C.A. Desenvolvimento de estratégias de controle preventivo e corretivo contra o colapso de tensão e aplicações em tempo real, *IV Encontro de Pesquisadores em Sistemas de Potência (IV SISPOT)*, Campinas, São Paulo, Brasil, 2004, p. 46.
- Ferreira A., Castro C.A. Estratégias de controle preventivo para a manutenção de margens de segurança com relação à estabilidade de tensão, *V Encontro de Pesquisadores em Sistemas de Potência (V SISPOT)*, Campinas, São Paulo, Brasil, 2005, p. 35 – 36.
- Ferreira A.S.Q., Castro C.A. Estratégias de controle preventivo para a manutenção de margens de segurança com relação à estabilidade de tensão, *XI Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRE (XI ERIAC)*, Hernandarias, Ciudad del Este, Paraguay, 2005, p. 1 – 6 .
- Ferreira A., Castro C.A. Real-time preventive control strategy for maintaining secure voltage stability margins, *IEEE St. Petersburg PowerTech (PowerTech 2005)*, St. Petersburg, Russia, 2005, p. 1 – 7.
- Quintela A.S., Castro C.A. Preventive control strategy for maintaining secure voltage stability margins, *XV Power Systems Computation Conference (XV PSCC)*, Liège, Belgium, 2005, p. 1 – 7.
- Ferreira A.S.Q., Castro C.A. Estratégias de controle preventivo para a manutenção de margens de segurança com relação à estabilidade de tensão, *XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (XVIII SNPTEE)*, Curitiba, Paraná, Brasil, 2005, p. 1 – 8.
- Ferreira A., Castro C.A. Algoritmo de estratégias de controle preventivo para a manutenção de margens de segurança com relação à estabilidade de tensão, *VI Encontro de Pesquisadores em Sistemas de Potência (VI SISPOT)*, Campinas, São Paulo, Brasil, 2006, p. 17 – 18.
- Ferreira A.S.Q., Castro C.A. Estratégias de controle preventivo para estabilidade de tensão, *XVI Congresso Brasileiro de Automática (XVI CBA)*, Salvador, Bahia, Brasil, 2006, p. 1 – 6.