

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**AVALIAÇÃO DE UMA ESTRATÉGIA DE
CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO UTILIZANDO
SELEÇÃO DE BARRAS PILOTO E ÁREAS DE
CONTROLE ATRAVÉS DE LÓGICA FUZZY**

AUTOR: RAFAEL KUBIÇA PAVÃO

ORIENTADOR: DR. FLÁVIO ANTÔNIO BECON LEMOS

Porto Alegre, Agosto 2006.

*Dedicada aos meus pais Bibiano e Salete
pelo apoio incondicional.*

Agradecimentos

Ao professor, orientador e amigo Dr. Flávio Antônio Becon Lemos pela orientação, dedicação, confiança e paciência demonstrada durante toda esta jornada.

A todos os professores do curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUCRS que tiveram algum grau de participação direto ou indireto neste trabalho, em especial aos professores Dr. Sérgio Haffner e Dr. Daniel Coutinho pelo acompanhamento e apoio na execução deste trabalho.

Um agradecimento especial ao colega e amigo Eng. Leonardo Bremermann, pelas diversas discussões em torno do tema do trabalho e principalmente pela ajuda e realização de diversas simulações presentes neste documento.

A todos os colegas e companheiros do GSEE pela amizade e companheirismo.

O autor agradece o suporte financeiro da empresa AES SUL e da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE, através de seus programas de Pesquisa e Desenvolvimento, que permitiram a realização deste trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada a PUCRS como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

AVALIAÇÃO DE UMA ESTRATÉGIA DE CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO UTILIZANDO SELEÇÃO DE BARRAS PILOTO E ÁREAS DE CONTROLE ATRAVÉS DE LÓGICA FUZZY

Rafael Kubiça Pavão

Agosto de 2006.

Orientador: Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos
Área de Concentração: Planejamento e Gestão de Sistemas de Energia.
Palavras-chave: Controle Hierárquico de Tensão, Controle Secundário de Tensão, Barra Piloto, Área de Controle, Lógica Fuzzy.

Esta dissertação aborda o estudo do controle hierárquico de tensão em sistemas de energia elétrica. O foco é o estudo de um dos níveis hierárquicos, chamado de controle secundário de tensão. Para suportar esta dissertação é realizada uma extensa revisão bibliográfica sobre o tema, onde são analisados os problemas relacionados ao projeto e implementação de esquemas de controle secundário de tensão. Uma análise sobre a implementação desse tipo de controle em programas de fluxo de potência e de simulação não linear no domínio do tempo é apresentada. Especial atenção é dada ao problema de escolha de barras piloto e áreas de controle de tensão. É proposta uma metodologia baseada no algoritmo Fuzzy C-Means para determinação das áreas de controle, e seus respectivos geradores, e das barras piloto representativas de cada área. Inicialmente são identificadas barras que possuem comportamento do módulo de tensão semelhante frente a uma dada ação de controle, agrupando-o as em um conjunto chamado de área coerente de tensão. O próximo passo consiste na avaliação da possibilidade deste agrupamento compor uma área de controle de tensão, determinado pela capacidade dos geradores da área de suprir potência reativa e controlar a tensão da área. Finalmente, é escolhida a barra piloto mais representativa do comportamento de cada área. A próxima etapa consiste no projeto de uma estrutura de controle secundário coordenado de tensão para equalizar as reservas de potência reativa do sistema, através da utilização de um fator de participação de geração de potência reativa para cada gerador. A fim de validar a abordagem proposta, são realizadas simulações estáticas e dinâmicas utilizando-se o sistema teste New England (39 barras) e o sistema de 230 kV da CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica S.A. (55 barras).

Abstract of Dissertation presented to PUCRS as partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

ASSESSMENT OF A SECONDARY VOLTAGE CONTROL STRATEGY USING SELECTION OF PILOT BUS AND VOLTAGE CONTROL AREA WITH FUZZY LOGIC

Rafael Kubiça Pavão

August 2006.

Advisor: Prof. Flávio Antonio Becon Lemos, Dr.
Area of Concentration: Planning and Energy System Management.
Keywords: Hierarchical Voltage Control, Secondary Voltage Control, Pilot Bus, Voltage Control Area, Fuzzy Logic.

This dissertation tackles the study of hierarchical voltage control in power systems. The focus is the study of a hierarchical level, called secondary voltage control. In order to support this dissertation is realized a bibliography review about the subject, analyzing the problems related with the design and implementation of strategies for secondary voltage control. An analysis on computational implementation of power flow and dynamic simulation is presented. Special attention is given to the problem of chosen pilot buses and voltage control areas. It is proposed a methodology based in the Fuzzy C-Means algorithm to choose voltage control areas, and its generators, and selection of more representative pilot buses of each area. Firstly, buses with similar voltage magnitude behaviour are identified, for a specific control action, clustering these buses in a set called coherent voltage area. Secondly, the possibility of these clusters to become a voltage control area is assessed, which is defined as the capacity of generators to supply reactive power and realize voltage control of this area. Finally, pilot buses more representatives for each area are chosen. The next step consists in a design for a secondary voltage control structure to equalize reactive power reserves of the system, using a participation factor for reactive power of each generator. In order to validate the proposal approach are executed static and dynamics simulation using the New England Test System (39 buses) and the CEEE 230 kV Transmission System (55 buses).

Sumário

1. INTRODUÇÃO	2
1.1. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	3
1.1.1. <i>Implementações, Desenvolvimentos e Experiências</i>	3
1.1.2. <i>Escolha de Barra Piloto e Áreas de Controle</i>	6
1.1.3. <i>Estabilidade de Tensão</i>	7
1.2. OBJETIVOS	9
1.3. ORGANIZAÇÃO E DIVISÃO DA DISSERTAÇÃO	10
2. O PROBLEMA DO CONTROLE DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA.....	11
2.1. TRANSFERÊNCIA DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA.....	12
2.2. DISPOSITIVOS UTILIZADOS NO CONTROLE DE TENSÃO	16
2.2.1. <i>Geradores Síncronos</i>	16
2.2.2. <i>Compensadores Síncronos</i>	17
2.2.3. <i>Compensadores Estáticos</i>	18
2.2.4. <i>Capacitores</i>	18
2.2.5. <i>Reatores Shunt em Derivação</i>	19
2.2.6. <i>Transformadores com Comutador Automático sob Carga</i>	19
2.3. ESTADOS OPERATIVOS E O CONTROLE DE TENSÃO	20
2.4. ESTRATÉGIA DE CONTROLE DE TENSÃO IDEAL.....	24
3. CONTROLE HIERÁRQUICO DE TENSÃO	27
3.1. O CONTROLE PRIMÁRIO	29
3.1.1. <i>Regulador Automático de Tensão</i>	30
3.1.2. <i>Sistema de Controle de um Comutador Automático sob Carga de Transformador</i>	32
3.2. O CONTROLE SECUNDÁRIO.....	33
3.2.1. <i>Principais Esquemas em Operação</i>	35
3.2.2. <i>Representação Matemática</i>	39
3.2.3. <i>Vantagens e Limitações da Implantação de Esquemas de Controle Secundário de Tensão</i>	44
3.3. O CONTROLE TERCIÁRIO	48
3.3.1. <i>O Esquema Italiano</i>	48
3.3.2. <i>O Esquema Belga</i>	49
4. FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS PARA SIMULAÇÃO E ANÁLISE DE ESQUEMAS DE CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO	52
4.1. REVISÃO DA REPRESENTAÇÃO MATEMÁTICA DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA ...	52
4.1.1. <i>Modelagem Dinâmica</i>	52
4.1.2. <i>Modelagem Estática</i>	53
4.2. REPRESENTAÇÃO DO CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO EM PROGRAMAS DE FLUXO DE POTÊNCIA.....	54
4.3. REPRESENTAÇÃO DO CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO EM PROGRAMAS DE SIMULAÇÃO DINÂMICA.....	58
4.4. REPRESENTAÇÃO DO CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO EM PROGRAMAS COMERCIAIS	60
4.4.1. <i>Representação no ANAREDE</i>	60
4.4.2. <i>Representação no ANATEM</i>	61
4.4.3. <i>Representação no POWERSYSLAB</i>	62
5. O PROBLEMA DA SELEÇÃO DE ÁREAS DE CONTROLE E BARRAS PILOTO.....	63
5.1. PRINCIPAIS METODOLOGIAS ENCONTRADAS NA LITERATURA	64
5.2. ASPECTOS BÁSICOS.....	67
5.3. METODOLOGIA PROPOSTA.....	70

5.3.1.	<i>O Algoritmo Fuzzy C-Means</i>	73
5.3.2.	<i>Exemplo</i>	76
5.4.	APLICAÇÃO NO SISTEMA NEW ENGLAND	80
6.	AVALIAÇÃO DA IMPLANTAÇÃO DO CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO NO SISTEMA CEEE	88
6.1.	SELEÇÃO DE ÁREAS E BARRAS PILOTO	90
6.1.1.	<i>Área Metropolitana</i>	93
6.1.2.	<i>Área Centro</i>	95
6.1.3.	<i>Área da Campanha</i>	96
6.1.4.	<i>Área Sul</i>	98
6.1.5.	<i>Barras de Interface</i>	99
6.1.6.	<i>Conclusão</i>	100
6.2.	ESTRUTURA DE CONTROLE IMPLEMENTADA	101
6.3.	SIMULAÇÕES ESTÁTICAS	103
6.4.	SIMULAÇÕES DINÂMICAS	113
6.4.1.	<i>Degrau de Carga de 10% com Fator de Potência Constante</i>	113
6.4.2.	<i>Perda do gerador de Jacuí</i>	123
6.5.	CONCLUSÕES	127
7.	CONCLUSÕES	128
	SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS	131
8.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	133
9.	ANEXO A	139

Lista de Figuras

Figura 2-1 Sistema exemplo de duas barras.....	13
Figura 2-2 Variação da tensão na carga em função do ângulo δ	14
Figura 2-3 Curva de Capabilidade hipotética de um gerador síncrono.....	17
Figura 2-4 Estados operativos e níveis de segurança estáticos	21
Figura 2-5 Diagrama de um Esquema de Controle de Tensão Ideal.....	26
Figura 3-1 Níveis Hierárquicos do Controle de Tensão.....	28
Figura 3-2 Esquema simplificado do Controle Hierárquico de Tensão	29
Figura 3-3 Diagrama de blocos funcional do esquema de controle de excitação da geração	31
Figura 3-4 Sistema de Controle de um Comutador Automático sob Carga.....	32
Figura 3-5 Diagrama de blocos da malha de controle secundário de tensão	34
Figura 3-6 Diagrama do esquema de Controle Secundário Francês	36
Figura 3-7 Diagrama de blocos de um esquema de controle de secundário tensão	43
Figura 3-8 Sistema exemplo de 3 barras	44
Figura 3-9 Relação entre as tensões terminais dos geradores V_2/V_1 e o parâmetro α/β	46
Figura 4-1 Sistema exemplo de 3 barras	56
Figura 5-1 Sistema exemplo de 10 barras	76
Figura 5-2 Representação Gráfica da matriz de sensibilidade S''	77
Figura 5-3 Esquemático Sistema New England de 39 barras	80
Figura 5-4 Perdas ativas no sistema para os 5 casos considerados	83
Figura 5-5 Redução percentual das perdas ativas do sistema para os 4 casos com CST considerados	83
Figura 5-6 Fatores de participação dos geradores do sistema	84
Figura 5-7 Perfil de tensão do sistema	85
Figura 5-8 Desvio Quadrático de tensão das barras de carga do sistema	85
Figura 5-9 Desvio Médio Quadrático de tensão das barras de carga do sistema	85
Figura 5-10 Perfil de tensão do sistema para os casos Base e Com CST considerando 2 áreas de controle.....	86
Figura 5-11 Perfil de tensão do sistema para os casos Base e Sem CST	86
Figura 6-1 Mapa do Sistema de Transmissão do Rio Grande do Sul	89
Figura 6-2 Diagrama unifilar do sistema de 230 kV da CEEE	91
Figura 6-3 Sensibilidade de tensão das barras de 230 kV em relação as barras de controle	92
Figura 6-4 Graus de Pertinência obtidos através do processo de clusterização	93
Figura 6-5 Graus de pertinência das barras da Área Metropolitana aos 4 conjuntos considerados	94
Figura 6-6 Sensibilidade de Tensão das barras de 230 kV da Área Metropolitana em relação a tensão das barras de controle.....	94
Figura 6-7 Sensibilidade de Tensão das barras de 230 kV da Área Centro em relação a tensão das barras de controle	95
Figura 6-8 Graus de pertinência das barras da Área Centro aos 4 conjuntos considerados.....	96

Figura 6-9 Sensibilidade de Tensão das barras de 230 kV da Área da Região da Campanha em relação a tensão das barras de controle	97
Figura 6-10 Graus de pertinência das barras da Região da Campanha aos 4 conjuntos considerados	97
Figura 6-11 Sensibilidade de Tensão das barras de 230 kV da Área da Região Sul em relação a tensão das barras de controle.....	98
Figura 6-12 Graus de pertinência das barras da Área da Região da Sul aos 4 conjuntos considerados	99
Figura 6-13 Diagrama Unifilar do sistema de 230 kV CEEE apresentando a divisão do sistema em áreas coerentes de tensão.....	100
Figura 6-14 Diagrama de blocos do Controlador Central implementado em cada área de controle	101
Figura 6-15 Diagrama de blocos do Controlador de Unidade implementado em cada unidade de controle.....	102
Figura 6-16 Desvio Quadrático de Tensão nas barras de 230 kV em relação ao caso base para um degrau de 10% de carga em todas as barras do sistema equivalente	104
Figura 6-17 Tensão nas barras de 230 kV do Sistema CEEE para um degrau de 10 % carga reativa para o caso sem e o caso com CST	104
Figura 6-18 Tensão nas barras de 230 kV do Sistema CEEE para um degrau de 10 % carga reativa para o caso base e o caso com CST.....	105
Figura 6-19 Injeção de potência reativa da unidades de controle	106
Figura 6-20 Fatores de Participação das unidades de controle	107
Figura 6-21 Variação de tensão da barras de 230 kv do sistema CEEE para uma variação de 1% na tensão de referência das barras piloto da Área Centro, Sul e Campanha	107
Figura 6-22 Tensão nas barras de 230 kV do sistema CEEE na presença do CST para uma rampa de carga reativa em todas as barras de carga do sistema equivalente	108
Figura 6-23 Tensão nas barras de 230 kV do sistema CEEE sem a presença do CST para uma rampa de carga reativa em todas as barras de carga do sistema equivalente	108
Figura 6-24 Comparativo do desvio médio quadrático de tensão para uma rampa de carga reativa em todas as barras de carga do sistema equivalente.....	109
Figura 6-25 Tensão nas barras piloto para uma rampa de carga de potência reativa com CST .	109
Figura 6-26 Tensão nas barras terminais dos geradores controlados da Área Centro para uma rampa de carga reativa em todas as barras de carga do sistema equivalente	110
Figura 6-27 Fatores de Participação das unidades de geração controladas da Área Centro com CST para a rampa de carga	111
Figura 6-28 Potência Reativa das unidades de geração controladas da Área Centro com CST para a rampa de carga de potência reativa	112
Figura 6-29 Perdas Ativa do sistema CEEE para a rampa de carga de potência reativa	112
Figura 6-30 Tensão na barra piloto da Área Centro para um degrau de carga de 10% com fator de potência constante	114
Figura 6-31 Tensão na barra terminal da unidade de Dona Francisca para um degrau de 10% de carga com fator de potência constante	115
Figura 6-32 Tensão na barra terminal da unidade de Itaúba para um degrau de 10% de carga com fator de potência constante.....	115
Figura 6-33 Tensão na barra terminal da unidade de Jacuí para um degrau de 10% de carga com fator de potência constante.....	116
Figura 6-34 Tensão na barra terminal da unidade de Passo Real para um degrau de 10% de carga com fator de potência constante.....	116

Figura 6-35 Fatores de participação das unidades de controle da Área Centro para um degrau de carga de 10% com fator de potência sem CST.....	117
Figura 6-36 Fatores de participação das unidades de controle da Área Centro para um degrau de carga de 10% com fator de potência com CST	117
Figura 6-37 Fator de participação de Passo Real para um degrau de carga de 10% com fator de potência constante	118
Figura 6-38 Tensão na barra piloto da Área da Campanha para uma degrau de carga de 10 % com fator de potência constante	119
Figura 6-39 Tensão na barra terminal de Uruguaiana I para um degrau de carga de 10% com fator de potência constante	119
Figura 6-40 Tensão na barra terminal de Uruguaiana II para um degrau de carga de 10% com fator de potência constante	120
Figura 6-41 Fatores de participação das unidades de controle da Área da Campanha para um degrau de carga de 10% sem CST.....	120
Figura 6-42 Fatores de participação das unidades de controle da Área da Campanha para um degrau de carga de 10% com CST	121
Figura 6-43 Tensão na barra piloto da Área Sul para um degrau de carga de 10% com fator de potência constante	121
Figura 6-44 Tensão na barra terminal de P. Médici A para um degrau de carga de 10% com fator de potência constante	122
Figura 6-45 Tensão na barra terminal de P. Médici B para um degrau de carga de 10% com fator de potência constante	122
Figura 6-46 Tensão na barra piloto da Área Centro para a perda da unidade de Jacuí.....	123
Figura 6-47 Tensão na barra terminal de Jacuí para a perda do gerador	124
Figura 6-48 Tensão na barra terminal de Dona Francisca para a perda da unidade de Jacuí	124
Figura 6-49 Tensão na barra terminal de Itaúba para a perda da unidade de Jacuí	125
Figura 6-50 Tensão na barra terminal de Passo Real para a perda da unidade de Jacuí.....	125
Figura 6-51 Fatores de Participação das máquinas da Área Centro para o caso sem CST	126
Figura 6-52 Fatores de participação das máquinas da Área Centro para o caso com CST.....	126

Lista de Tabelas

Tabela 5-1 Matriz de Sensibilidade S'' do sistema exemplo representado na Figura 5-1	77
Tabela 5-2 Pseudopartições obtidas para a matriz S'' do sistema exemplo de 10 barras	78
Tabela 5-3 Centróides das pseudopartições da tabela 5-2.....	79
Tabela 5-4 Pseudopartições obtidas para o sistema New England	81
Tabela 5-5 Centróides das pseudopartições obtidas na Tabela 5-4.....	82
Tabela 5-6 Áreas de Controle obtidas para as pseudopartições da Tabela 5-4	82
Tabela 6-1 Subestações de 230 kV da CEEE.....	90
Tabela 6-2 Unidades de Controle.....	91
Tabela 6-3 Subestações pertencentes à área coerente da região metropolitana	93
Tabela 6-4 Barras piloto e unidades de controle de cada área do sistema CEEE	101

1. Introdução

A energia elétrica tem sido ao longo dos anos, a base do desenvolvimento da humanidade. O conforto da população e os processos industriais e comerciais exigem cada vez mais o fornecimento de energia com elevado grau de continuidade, qualidade e segurança, os quais estão sujeitos a regulamentações e penalidades por descumprimentos de metas verificadas pelas agências reguladoras, no caso brasileiro representado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

O aumento do consumo, associado ao aumento da população e da ocupação de grandes áreas, tem conduzido a expansão dos sistemas elétricos e ao aumento da complexidade nas rotinas de controle, proteção e operação desses sistemas. Dentre os problemas que apresentam grandes desafios está o controle de tensão e potência reativa.

Um fator adicional refere-se aos novos ambientes do setor elétrico, onde os aspectos de competição e entrada de produtores independentes e consumidores livres podem levar a limitação de corredores de transmissão, implicando na mudança de padrões de intercâmbio e na tendência das empresas de operarem suas redes perto dos limites máximos de operação (sistemas de transmissão e equipamentos). Essas condições de operação exigem a adoção de esquemas de controle que sejam capazes de gerenciar a rede de forma a atender os requisitos de segurança, tais como problemas de estabilidade de tensão, e minimizar os custos de operação, perdas elétricas e fluxos de reativos, sendo ainda eficazes no tratamento da evolução e aleatoriedade da carga, mudanças topológicas e sob certas condições de contingência [01]. Dentre os esquemas de controle necessários, o de controle de tensão e potência reativa possui destaque por sua importância na manutenção de níveis de operação seguros (estabilidade de tensão e geração de reativos) e econômicos (perdas, suporte de reativos, fator de potência). Desse modo, um sistema de controle coordenado de tensão, operando em níveis hierárquicos, baseado no controle das fontes de potência reativa (geradores, compensadores, capacitores) e em dispositivos, tais como transformadores com mudança de tap sob carga, atua no sentido de manter o perfil de tensão dentro de intervalos seguros e econômicos no sistema de transmissão,

além de corrigir o ponto de operação para variações de demanda e possíveis perturbações no sistema. O assunto sobre controle hierárquico coordenado de tensão em sistemas de transmissão, em especial no que se refere aos níveis de controle secundário e terciário, apesar de não ser recente apresenta poucas referências. Entretanto, o aumento no interesse sobre este assunto e as potencialidades que advém da sua utilização levaram a criação de uma Força Tarefa do CIGRE [01], onde as experiências mundiais e os aspectos relativos aos ganhos técnicos e econômicos são descritos e comentados. Os maiores desenvolvimentos teóricos e experiência em implantação prática em nível sistêmico estão restritos aos sistemas da França (nível primário, secundário e terciário) [02][03][04], Itália (níveis primário, secundário e terciário em desenvolvimento) [05] [06] [07] [08] e Bélgica (níveis primário e terciário) [09][10]. A literatura apresenta outros estudos teóricos referentes ao sistema Espanhol [11], em algumas regiões dos Estados Unidos [12] e no Brasil, na chamada área Rio [13][14]. Um esquema baseado na idéia do controle secundário de tensão foi desenvolvido para a coordenação de tensão na rede de sub-transmissão da empresa RGE, localizada no Rio Grande do Sul [15][16]. A seguir é apresentada uma revisão bibliográfica sobre o tema.

1.1. Revisão Bibliográfica

Esta seção tem por objetivo apresentar uma revisão bibliográfica geral sobre o tema de controle hierárquico de tensão e os diversos aspectos relacionados a este tópico, de forma a situar o estado da arte sobre o tema. A fim de organizar esta revisão bibliográfica, os assuntos serão agrupados por tópicos de interesse relacionado aos aspectos de controle hierárquico de tensão.

1.1.1. Implementações, Desenvolvimentos e Experiências

As primeiras publicações sobre controle secundário de tensão datam do começo da década de 80, e fazem referência a estudos, resultados e conclusões das primeiras implementações realizadas na França no final da década de 70. Em 1987 a referência [02] apresenta um “*survey*” sobre o controle secundário de tensão do sistema Francês. Tesson et al. [17] apresenta um comparativo entre os esquemas de controle secundário italiano e francês, apresentando primeiramente os princípios similares das duas implementações e em seguida realizando uma discussão em separado sobre cada implementação, destacando pontos como a lei de controle adotada e os métodos para a definição de áreas de controle e barras piloto utilizado

na época. Lagonotte et. al [03] descreve um método para identificação e seleção automática de áreas e barras piloto através da análise estrutural da rede, utilizando conceitos de distância elétrica e teoria da informação.

A referência [04] apresenta uma discussão sob o chamado Controle Secundário Coordenado de Tensão (CSCT) implementado em algumas regiões da França na década de 90, em função de algumas deficiências do esquema de controle secundário de tensão até então utilizado, relacionadas principalmente ao aumento do acoplamento das áreas de controle que trouxeram uma degradação das vantagens da utilização do esquema de controle secundário de tensão antigo.

A referência [10] apresenta o controle terciário de tensão belga, implantado no centro de despacho nacional em 1998. O controle terciário belga tem como objetivo a redução de perdas e o gerenciamento do intercâmbio de potência reativa, baseado na minimização de uma função objetivo que leva em conta os “*targets*” das referências dos geradores, “*status*” de banco de capacitores e taps de transformadores, calculados por um fluxo de potência ótimo. O nível secundário não foi implementado no sistema Belga por razões geográficas e estruturais do sistema elétrico.

Em [11] é apresentada a análise e simulações da implantação de um esquema de controle secundário de tensão no sistema de transmissão espanhol. Calligaris et. al. [18] apresenta uma metodologia de “*benchmarking*” desenvolvida para medir o desempenho de um sistema hierárquico complexo. Esta metodologia foi adaptada para avaliar um sistema de controle hierárquico de tensão. Inicialmente a metodologia foi aplicada a um sistema teste de pequenas dimensões e, após sua validação, foi aplicado ao sistema Italiano e Espanhol.

Corsi et. al. [06] apresenta uma revisão da estratégia de controle secundário e terciário de tensão implementadas na Itália, apresentando os principais conceitos e características associadas ao desenvolvimento e operação destas estratégias. Além disto, é apresentada uma análise do custo/benefício do controle hierárquico de tensão em relação a outras alternativas utilizadas para o controle de tensão em sistemas reestruturados. Na continuação, a referência [07] apresenta os dispositivos de controle utilizados para implementação do controle hierárquico italiano, descrevendo suas características e funcionalidades.

Em [19] é apresentado um estudo onde o esquema de controle secundário francês é apenas um caso particular de um esquema mais genérico, onde não necessariamente uma única

barra piloto é associada a uma área de controle e todos os geradores trabalham conjuntamente para a manutenção do perfil de tensão do sistema.

No Brasil, poucos pesquisadores trabalham com controle secundário de tensão em nível de transmissão, sendo um tema ainda pouco explorado. Os principais trabalhos brasileiros publicados sobre o assunto são as referências [13] [14] nos quais são apresentados os resultados preliminares de uma simulação realizada na área do Rio de Janeiro. Foram simuladas diversas situações, para diferentes barras piloto, concluindo que uma correta seleção de áreas de controle e barras piloto é fundamental para o sucesso do controle secundário de tensão. Embora não esteja diretamente relacionado ao controle secundário de tensão, a referência [20] apresenta um sistema especialista para supervisão e controle de tensão baseado em lógica fuzzy. As estratégias de controle utilizam experiência dos operadores e simulações off-line, as quais são traduzidas para um sistema de inferência fuzzy hierárquico. Dois níveis hierárquicos, chamados de nível de controle orientado a tarefas (alto nível) e nível de controle de ajuste de referência (baixo nível) compõem a estrutura de controle. Para ilustrar as potencialidades da metodologia é apresentado um exemplo utilizando a Área Rio. A referência [21] apresenta um estudo sobre a aplicação de controle secundário de tensão em sistemas de potência. São apresentados e comentados resultados de simulação de longa duração utilizando o Programa ANATEM para o sistema teste New England e para o sistema Sul/Sudeste concentrado na Área Rio.

As referências [22][23][24][15][25] apresentam filosofias e análises sobre as potencialidades de aplicação das idéias de controle secundário coordenado de tensão em sistemas de sub-transmissão de energia. São apresentados estudos sobre redução de perdas, ganhos econômicos e de desempenho elétrico. Os controles utilizados são os ajustes das referências dos controladores automáticos (relé 90) dos comutadores sob carga dos transformadores e as tensões nas barras de interligação, mantidas por transformadores com tap sob carga com operação manual. Em [16] é apresentada uma metodologia e uma análise detalhada sobre coordenação de transformadores com mudança de tap sob carga atuando em diferentes níveis de tensão, com vistas a adoção de sistemas de coordenação de tensão.

Dado a importância que o tema de controle secundário de tensão tem despertando, o CIGRE criou a Força Tarefa 38.02.23 “*Coordinated Voltage Control in Transmission Networks*” para desenvolver um guia que apresente os fundamentos teóricos e as experiências de sistemas que adotaram o controle hierárquico de tensão, com o objetivo de criar uma base conceitual e

prática que permita o projeto e a implantação de esquemas de controle coordenado de tensão em redes de transmissão.

1.1.2. Escolha de Barra Piloto e Áreas de Controle

Embora este tópico seja de fundamental importância para o projeto e desempenho dos sistemas hierárquicos de controle, e em especial o controle secundário coordenado de tensão, geralmente estes aspectos são tratados como complementares e, muitas vezes, secundários em referências sobre o tema.

Uma das primeiras metodologias para determinação de barras piloto e escolha de zonas de controle foi proposta em [03] utilizando análise estrutural da rede, conceitos de distância elétrica e teoria da informação.

A referência [26] usa um algoritmo de enumeração exaustiva para determinação da barra piloto, formulando o problema como um problema de otimização usando a Norma de Chebyshev. Entretanto este algoritmo não é adequado para sistemas de grande porte em função de problemas de desempenho computacional.

Em [19] os autores utilizam uma abordagem baseada na estrutura de mínima informação para monitorar e controlar o perfil de tensão e o fluxo de reativo em um sistema de energia. Para a seleção das barras piloto é utilizado um algoritmo de “*Simulated Annealing*”. Em [27] é desenvolvida uma metodologia para selecionar barras candidatas a barra piloto considerando diferentes níveis de carga e diferentes configurações topológicas da rede. A referência [28] apresenta um estudo comparativo entre 6 algoritmos (“*Greedy*”, “*Extend Greedy*”, “*Local Search*”, “*Extend Local Search*”, “*Global Search*” e “*Simulated Annealing*”) utilizados para escolha de barra piloto em esquema de controle secundário de tensão.

Uma abordagem não-linear que utiliza as equações completas do fluxo de potência extendidas é proposta em [29]. Nesta abordagem, o procedimento para seleção das barras piloto é realizada em duas etapas: inicialmente um Algoritmo de “*Greedy*” é utilizado para gerar um conjunto inicial de barras candidatas a barra piloto, e após um algoritmo de “*Global Search*” é utilizado para refinar a seleção obtida pelo Algoritmo de “*Greedy*”. A referência [30] apresenta uma metodologia que é um aprimoramento da desenvolvida em [29]. Nesta abordagem é proposta uma lei de controle ótima que mantém as magnitudes das tensões das barras piloto em seus valores de referência e tenta manter a produção de potência reativa uniforme nos geradores das áreas de controle durante a operação.

Na publicação da Força Tarefa do CIGRE sobre Controle Secundário de Tensão [01] é apresentada uma metodologia baseada na suposição de que as barras piloto devem ser escolhidas através das barras com maior potência de curto-circuito, pois são estas barras que impõem o valor de tensão as barras eletricamente próximas. A determinação do acoplamento entre barras é realizada através do pré-estabelecimento de um limite de acoplamento. Este método é um método bastante simples, não requer esforço computacional excessivo e mostrou-se eficiente quando aplicado ao sistema italiano.

1.1.3. Estabilidade de Tensão

Alguns artigos focam os efeitos do controle hierárquico de tensão sob o comportamento da estabilidade de tensão do sistema.

O artigo [31] propõe a aplicação do fluxo de potência ótimo de Newton para a solução de problemas de controle de tensão/potência reativa em redes de transmissão. Um procedimento baseado na Teoria de Sensibilidade é aplicado para a determinação de zonas de controle secundário de tensão, bem como para reduzir o conjunto de variáveis do modelo de fluxo de potência ótimo.

Em [32] os autores propõe uma metodologia para avaliar a segurança em relação à tensão/potência reativa na presença de controle secundário de tensão. São explorados os conceitos de controle coordenado e controle descentralizado para análise de segurança de tensão/potência reativa em regime permanente, que são combinados em um procedimento de avaliação com três etapas: seleção de contingências, análise de contingências e controle corretivo. A seleção de contingências é realizada através de um modelo estendido baseado nas equações do fluxo de potência que origina um índice de severidade. A análise de contingências é realizada com um modelo estendido de fluxo de potência para o controle descentralizado e um modelo de fluxo de potência ótimo para o controle coordenado. Para as ações corretivas e de estabelecimento de novos ajustes de referência para as barras piloto é utilizado um modelo simplificado baseado em programação linear, que objetiva o aumento das margens de segurança em relação à estabilidade de tensão.

Na referência [33] o autor apresenta um estudo sobre diferentes modos de operação de controle secundário de tensão e seus efeitos sobre o problema da estabilidade de tensão. A análise é realizada utilizando teoria de Bifurcações, sendo realizadas simulações e análises considerando somente o controle primário e o controle primário e secundário atuando de forma

conjunta. O autor também propõe um método para avaliar condições de estabilidade de tensão para situações de emergência sob influência do controle secundário de tensão.

Em [34] os autores investigam ações de emergência utilizando o controle secundário de tensão e corte de carga para prevenir problemas de instabilidade de tensão. Um modelo de otimização linear é proposto como procedimento de controle multi-passo para reduzir a carga do sistema quando for identificada o fenômeno da instabilidade de tensão dando atenção especial as cargas que podem ser controladas. É definido um modo de operação de emergência associado ao controle secundário de tensão e desenvolvido um esquema de corte de carga que são integrados em um novo modelo de otimização linear, o que resulta no desenvolvimento de algoritmos de controle de emergência compostos e seqüenciais.

As referências [35][36] apresentam e discutem uma metodologia, baseada na teoria de bifurcações, que considera o efeito de esquemas de controle secundário de tensão sob o comportamento da estabilidade de tensão do sistema. O procedimento proposto é baseado no cálculo das sensibilidades da distância de um ponto de operação de interesse para a Bifurcação de Hopf no espaço de parâmetros, considerando o sinal obtido de uma barra piloto como variável de controle.

Em [37] os autores avaliam o efeito do controle secundário de tensão no comportamento das bifurcações Sela-Nó e Hopf. Uma análise das sensibilidades destas bifurcações em relação aos parâmetros adotados no esquema de controle secundário é realizada a fim de determinar quais as ações de controle são mais efetivas para evitar a instabilidade de tensão do sistema.

A referência [38] apresenta uma comparação das vantagens e desvantagens, incluindo a questão de custos, da utilização de esquemas de controle secundário de tensão versus a utilização de capacitores paralelos chaveados mecanicamente, compensadores estáticos de reativos e compensadores síncronos para melhoria das margens de estabilidade de tensão e transferência externa de potência para o sistema elétrico Italiano.

Em [39] é apresentada uma comparação detalhada, utilizando abordagens estática e dinâmica, do comportamento da margem de carregamento de um corredor entre o sistema italiano e a UCTE, focando os efeitos do controle hierárquico de tensão sobre a segurança do sistema.

A referência [40] investiga o desempenho de uma solução baseada em controle hierárquico de tensão, em relação ao problema de estabilidade de tensão, para condições normais e de emergência. O resultado das análises mostra as características peculiares dos três níveis de

regulação e o impacto de diferentes esquemas sobre a segurança de tensão do sistema. Uma avaliação sobre o incremento da distância do ponto de colapso de tensão e a coordenação de diferentes fontes de potência reativa, com foco no comportamento do controle secundário e terciário de tensão, são descritas e analisados.

1.2. Objetivos

Os principais objetivos e contribuições desta dissertação podem ser sintetizados como:

- estudar o problema de controle hierárquico de tensão em sistemas de energia elétrica;
- realizar uma revisão bibliográfica sobre o problema de controle de tensão em sistemas de transmissão de energia elétrica, com foco principal nos aspectos de controle secundário de tensão;
- apresentar o problema do controle secundário de tensão, descrevendo esta filosofia de operação, principais esquemas implantados, peculiaridades, vantagens e desvantagens de cada esquema;
- discutir a implantação do modelo de controle secundário de tensão em ferramentas de simulação estática e dinâmica;
- avaliar as metodologias empregadas para o projeto e implementação de esquemas de controle coordenado de tensão;
- realizar uma pesquisa e avaliação de metodologias para escolha de áreas de controle de tensão e de barras piloto;
- desenvolver uma metodologia para seleção de áreas de controle de tensão e barras piloto;
- aplicar as abordagens estudadas em um sistema teste e em um sistema de transmissão real.

Para ilustrar as abordagens desenvolvidas nesta dissertação são realizadas simulações estáticas e dinâmicas utilizando-se o sistema teste New England (39 barras) e o sistema de 230 kV da CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica S.A. Os resultados obtidos são discutidos e analisados.

1.3. Organização e Divisão da Dissertação

Este documento está organizado na seguinte forma.

O Capítulo I apresenta uma breve introdução sobre o problema a ser estudado, contextualizando o problema no cenário da operação de sistemas elétricos de potência.

O Capítulo II apresenta o problema do controle de tensão, apresentando os pré-requisitos necessários a um sistema eficiente de controle de tensão, explicitando as relações envolvidas entre transferência de potência ativa/reactiva e tensão. Neste capítulo também são apresentados os principais dispositivos utilizados na operação de sistemas elétricos para o controle de tensão e os estados operativos do sistema

O Capítulo III apresenta a descrição do controle hierárquico de tensão. É realizada uma discussão sobre cada nível hierárquico, dando um maior enfoque ao controle secundário de tensão, apresentando suas características e objetivos. Além disto são apresentados as principais implementações em operação atualmente.

O Capítulo IV apresenta aspectos relacionados à implementação de esquemas de controle secundário de tensão em ferramentas de simulação. Neste capítulo é realizada uma breve descrição da modelagem dos principais elementos do sistema do ponto de vista estático e dinâmico, e em seguida é realizada uma discussão sobre a implementação deste tipo de controle em programas de fluxo de potência e programas de simulação no tempo. Por último é realizada uma análise sobre a implementação de esquemas de controle nos principais softwares comerciais utilizados por empresas do setor.

O Capítulo V apresenta uma metodologia para a determinação de áreas de controle e barras piloto. É realizada uma revisão bibliográfica sobre as principais metodologias encontradas na literatura, uma discussão sobre o problema, a descrição da metodologia em si e sua validação em no sistema teste New England.

O Capítulo VI apresenta a aplicação da metodologia de seleção de áreas e barras piloto apresentada no Capítulo V no sistema de transmissão de 230 kV da Companhia de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul (CEEE), são realizadas algumas simulações com o objetivo de avaliação da metodologia proposta e da malha de controle implementada.

O Capítulo VII apresenta as conclusões e discussões finais deste trabalho.

2. O Problema do Controle de Tensão e Potência Reativa

A evolução dos sistemas elétricos de potência, com aumento dos números de consumidores e unidades de produção de energia, interconexões entre sistemas até então isolados e práticas comerciais envolvendo agentes livres trazem o sistema para perto dos seus limites operacionais fazendo com que as entidades reguladoras e as próprias empresas produzam esforços no sentido de aumentar a eficiência da operação do sistema. Neste contexto, destaca-se, como uma das principais funções de um Centro de Operação do Sistema (COS), o controle de tensão e potência reativa.

Segundo [01] o problema do controle de tensão em sistemas de potência consiste na habilidade de regular o perfil de tensão do sistema contribuindo para sua segurança, eficiência operativa e qualidade no fornecimento de energia aos consumidores. Baseado nestes aspectos pode-se citar alguns requisitos para um sistema de controle de tensão.

Qualidade: As tensões nos terminais de todos os equipamentos do sistema devem estar dentro de seus limites aceitáveis. Tanto os equipamentos do sistema quanto os equipamentos dos consumidores conectados ao sistema são projetados para operar em uma determinada faixa de tensão. A operação prolongada destes equipamentos fora desta faixa pode afetar suas performances e causar avarias;

Segurança: Quanto à segurança do sistema, o controle de tensão deve respeitar os seguintes aspectos:

- A perda de uma linha de transmissão ou unidade de geração não pode tirar todo o sistema de operação, ou seja, deverá ser disponibilizada reserva reativa suficiente para condições de emergência.

- Os esforços para o controle de tensão deverão ser distribuídos proporcionalmente à capacidade dos equipamentos de controle disponíveis, evitando assim esforços excessivos em equipamentos isolados;
- Deve-se realizar a coordenação das ações de controle, contribuindo assim para a estabilidade do sistema.

Economia: O custo da produção de potência reativa, bem como o fluxo de potência reativa no sistema de transmissão deve ser minimizado.

O atendimento de todos os requisitos citados acima, não constitui uma tarefa fácil devido principalmente às características naturais dos sistemas de potência envolvendo uma grande quantidade de estados contínuos e discretos, diversas escalas de tempo, além de não-linearidades.

Além destas características deve-se considerar que os sistemas de transmissão atuais são compartilhados por agentes em um cenário competitivo onde conflitos comerciais podem trazer dificuldades no compartilhamento de informações necessárias para a implementação de um esquema de controle de tensão [41].

A principal questão na formulação do problema de controle de tensão em sistemas de potência é a compreensão da relação existente entre a transferência de potência ativa/reativa e tensão apresentada a seguir.

2.1. Transferência de Potência Ativa e Reativa em Sistemas de Potência

É conhecido que a produção, transporte e consumo de potência ativa é seguido também pela produção, transporte e consumo de potência reativa [12]. Basicamente, cada carga no sistema consome uma quantidade de potência reativa juntamente com o consumo de potência ativa. A compreensão deste processo é fundamental para o desenvolvimento de esquemas de controle de tensão e potência reativa.

Para ilustrar o processo de transferência de potência ativa e reativa em sistemas de potência de forma intuitiva, considere o sistema de duas barras apresentado na Figura 2-1 onde

uma carga $S = P + jQ$ é alimentada por um gerador, através de uma linha de transmissão, sem perdas, de admitância $-jB$ [42].

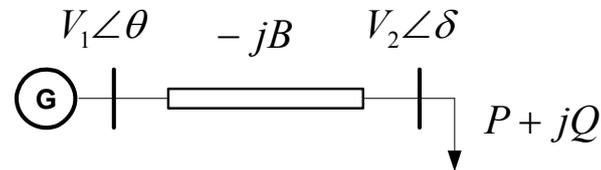


Figura 2-1 Sistema exemplo de duas barras

As equações de balanço de potência ativa e reativa do sistema são expressas por:

$$P = -B.V_1.V_2.\text{sen}(\delta - \theta) \quad (2-1)$$

$$Q = B.V_1.V_2.\text{cos}(\delta - \theta) - B.V_2^2 \quad (2-2)$$

Cada uma dessas equações representa um plano no espaço de estados, sendo que a solução dessas equações é dada pela intersecção desses dois planos.

Considerando $\theta = 0$, a equação (2-2) pode ser reescrita em função de V_1, B, δ e Q , na forma (2-3).

$$V_2 = \frac{V_1.\text{cos} \delta \pm \sqrt{(V_1.\text{cos} \delta)^2 - 4.Q/B}}{2} \quad (2-3)$$

A Figura 2-2 apresenta a variação da tensão V_2 em relação ao ângulo δ para diferentes valores de potência reativa. Note que, quanto maior a abertura angular da linha menor a tensão V_2 , e que para um dado valor de injeção de potência reativa V_2 decresce até um limite máximo de δ , sendo este ponto denominado como o limite de estabilidade do sistema.

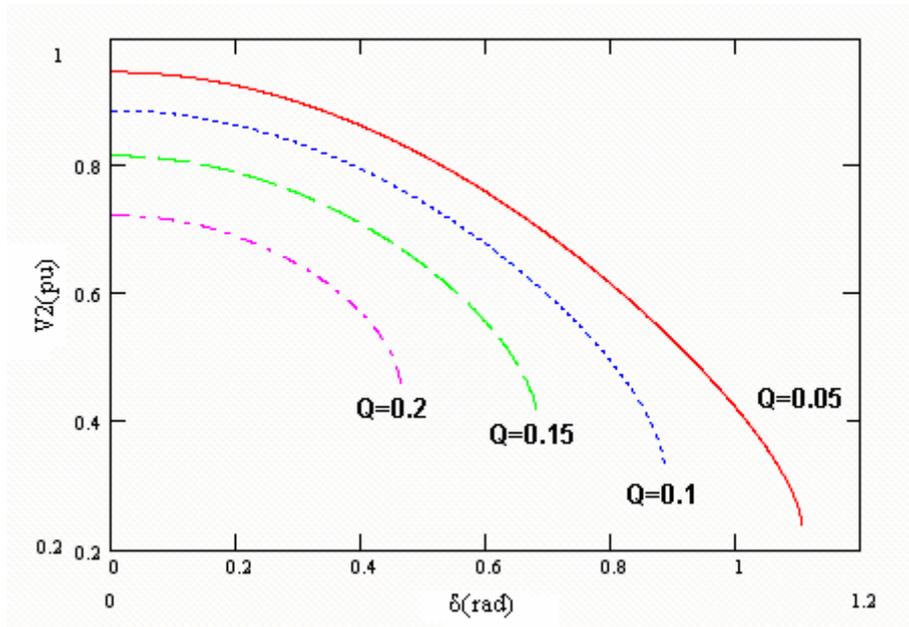


Figura 2-2 Variação da tensão na carga em função do ângulo δ

Na operação de sistemas de potência é interessante a determinação dos pontos de operação estáveis. Esses pontos podem ser mapeados através da determinação das soluções reais da equação (2-3).

Para que a equação (2-3) tenha soluções reais a condição (2-4) deve ser verdadeira.

$$(V_1 \cdot \cos \delta)^2 \geq \frac{4 \cdot Q}{B} \quad (2-4)$$

Quando o sistema encontra-se no limite da inequação (2-4) tem-se o máximo carregamento de potência reativa do sistema Q^{Max} , dado por:

$$Q^{Max} = \frac{B \cdot (V_1 \cdot \cos \delta)^2}{4} \quad (2-5)$$

Considerando que a injeção reativa Q , varia entre 0 e Q^{Max} , pode-se determinar os limites de operação para V_2 e P em função de V_1 e δ .

Quando $Q = 0$, pela equação (2-6), tem-se:

$$V_2^{Q=0} = V_1 \cdot \cos \delta \quad (2-6)$$

Substituindo (2-6) em (2-1) encontra-se P para $Q = 0$.

$$P^{Q=0} = B.V_1^2 \cdot \cos \delta \cdot \text{sen} \delta \quad (2-7)$$

A mesma análise pode ser realizada quando $Q = Q^{Max}$, sendo que V_2 e P neste caso são fornecidos pelas equações (2-8) e (2-9) respectivamente.

$$V_2^{Q=Q_{Max}} = \frac{V_1 \cdot \cos \delta}{2} \quad (2-8)$$

$$P^{Q=Q_{max}} = \frac{B.V_1^2 \cdot \cos \delta \cdot \text{sen} \delta}{2} \quad (2-9)$$

Através da análise das equações (2-6) a (2-9) podem ser feitas as seguintes observações :

- Quando $Q = 0$ a tensão e a potência ativa entregue a carga é 2 vezes maior que quando $Q = Q^{Max}$, mostrando que quanto maior o consumo de potência reativa menor a tensão e a transferência de potência ativa.
- Quando $P = 0$ ($\delta = 0$) a máxima transferência de potência reativa vale $\frac{B.V_1^2}{4}$ enquanto que quando $Q=0$ a máxima transferência de potência ativa vale $\frac{B.V_1^2}{2}$, salientando a dificuldade na transmissão de grandes quantidades de potência reativa.
- Tanto a máxima transferência de potência ativa como reativa do sistema é proporcional à admitância da linha e ao quadrado da tensão da fonte.

Vale lembrar que estes resultados são válidos considerando o modelo de uma linha de transmissão sem perdas, que pode ser utilizada sem maior prejuízo para sistemas de alta e

extra-alta tensão, onde a relação $\frac{X}{R}$ é bastante elevada. Em sistemas de média e baixa tensão, deve-se considerar o efeito das perdas devido à parcela R , no estudo da transferência de potência ativa/reactiva.

2.2. Dispositivos utilizados no Controle de Tensão

Os operadores do sistema possuem diversos dispositivos disponíveis para o controle de tensão através da injeção, absorção ou controle do fluxo de potência reativa no sistema, sendo que cada dispositivo apresenta diferentes características relacionadas a fatores como custo de operação, velocidade de atuação, habilidade de suporte de tensão, etc...Os principais dispositivos utilizados no controle de tensão são apresentados a seguir:

2.2.1. Geradores Síncronos

A principal função dos geradores síncronos nos sistemas de potência é converter energia mecânica em energia elétrica, injetando potência ativa na rede e injetando ou absorvendo potência reativa. A habilidade de um gerador injetar ou absorver potência reativa do sistema depende de sua excitação e da produção de potência ativa. Quando os geradores síncronos são sobreexcitados, fornecem potência reativa ao sistema, enquanto que, quando subexcitados, absorvem potência reativa [43]. A Figura 2-3 apresenta uma curva de capacidade hipotética retirada de [44] destacando os limites envolvidos na produção de potência reativa.

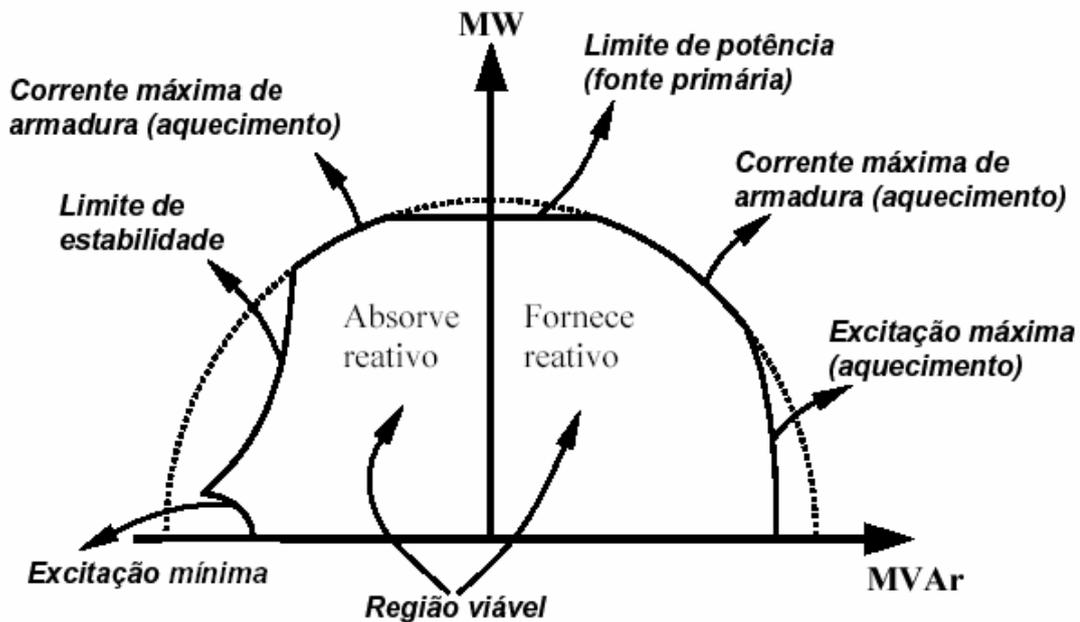


Figura 2-3 Curva de Capabilidade hipotética de um gerador síncrono

A turbina de um gerador é geralmente projetada com menor capacidade que a máquina resultando no limite de potência da fonte primária apresentada na Figura 2-3. Quando o gerador estiver operando em sua máxima capacidade de potência ativa a máxima produção/absorção de potência reativa é limitada pela corrente máxima da armadura, calculada afim de que não se tenha aquecimento excessivo dos enrolamentos. O aumento da produção/absorção de potência reativa a partir desses limites exige uma diminuição da produção de potência ativa. Como consequência, em sistemas reestruturados, produtores de energia não têm interesse na produção de potência reativa para fins de suporte de tensão, a menos que as tarifas compensem o custo de oportunidade associado à redução da produção de potência ativa ou que o suporte de tensão seja uma condição para a conexão a rede.

2.2.2. Compensadores Síncronos

Os compensadores síncronos são máquinas síncronas operando sem carga mecânica, que dependendo da excitação podem absorver ou gerar potência reativa. Estes dispositivos vêm sendo conectados, em nível de transmissão e subtransmissão, para aumentar a margem de estabilidade de tensão e manter os níveis de tensão dentro dos limites desejáveis, sob condições de variação de carga e situações de emergência [43]. Uma das grandes vantagens do

compensador síncrono é sua flexibilidade de operação em todas as condições de carga do sistema. Quando usado como um regulador de tensão, o compensador pode automaticamente, operar sobreexcitado em períodos de carga pesada e subexcitado em períodos de carga leve. As vantagens dos compensadores síncronos em relação a outros equipamentos destinados ao controle de tensão é a capacidade de fornecer potência reativa, tanto capacitiva quanto indutiva, dando uma maior flexibilidade a sua operação. O custo de operação associado à compensação reativa por compensadores síncronos está relacionado a potência ativa consumida, que equivale aproximadamente 3% da potência reativa. A produção/absorção de 50 Mvar de potência reativa [45].

2.2.3. Compensadores Estáticos

O compensador estático é um dispositivo que atua rapidamente no suprimento de potência reativa, possibilitando uma grande margem de controle dentro de sua faixa de atuação. A atuação deste dispositivo é baseada na variação da susceptância shunt conectada a uma barra de transmissão. Existem basicamente dois tipos de compensadores estáticos: o capacitor chaveado a tiristor (CCT) e o reator chaveado a tiristor (RCT). O CCT consiste basicamente na conexão de um determinado número de capacitores shunt no sistema através do chaveamento de tiristores, enquanto que o RCT consiste em um reator conectado em série com tiristores.

2.2.4. Capacitores

Os capacitores foram utilizados pela primeira vez em sistemas de potência por volta de 1910. Devido ao seu tamanho, peso e alto custo na época sua utilização foi limitada [43]. Em 1930, o advento tecnológico dos materiais dielétricos trouxe uma redução significativa dos custos, e a utilização destes dispositivos vem sendo empregada largamente desde então como um importante equipamento no suporte de tensão.

A principal vantagem da utilização de capacitores para o suporte de tensão é seu baixo custo e flexibilidade de instalação e operação e sua principal desvantagem é que a produção de potência reativa é proporcional ao quadrado da tensão. Conseqüentemente a produção de potência reativa é reduzida quando o sistema mais necessita deste tipo de compensação. Por exemplo, um banco de capacitores de 100 Mvar produzirá 90 Mvar quando a sua tensão terminal for de 0,95 pu e 110 Mvar quando sua tensão terminal for 1,05 p.u.

Os capacitores podem ser conectados em série ou paralelo. Capacitores em paralelo são utilizados para compensar as perdas XI^2 do sistema e garantir níveis seguros de tensão em condições de carga pesada. Geralmente são conectados diretamente na barra de alta tensão das subestações ou no enrolamento terciário dos transformadores.

Capacitores em série são utilizados para compensar a reatância das linhas de transmissão, contribuindo para o aumento do limite de transmissão de potência através da redução das perdas reativas. Apesar de capacitores em série contribuírem para a melhoria do perfil de tensão do sistema, esta configuração é pouco utilizada para este fim.

2.2.5. Reatores Shunt em Derivação

Reatores Shunt são utilizados em sistemas de potência para compensar os efeitos da capacitância das linhas de transmissão, evitando sobretensões no final da linha, ocasionadas principalmente pelo baixo carregamento da linha.

Esses dispositivos são utilizados usualmente em linhas de transmissão com extensões maiores que 200 km. Linhas de transmissão menores, também poderão necessitar desse dispositivo se forem alimentadas por sistemas fracos (sistemas com baixo nível de curto-circuito).

Quanto ao aspecto construtivo, os reatores shunt são similares aos transformadores com a particularidade de serem construídos com apenas um enrolamento por fase.

2.2.6. Transformadores com Comutador Automático sob Carga

Os transformadores fornecem ao sistema a capacidade de elevação/rebaixamento dos níveis de tensão. A elevação da tensão é necessária para o transporte de energia a longas distâncias enquanto que o rebaixamento é necessário para que a energia possa ser distribuída e consumida.

O enrolamento primário de um transformador converte a potência elétrica circulante em um campo magnético, que é re-convertido em potência elétrica no enrolamento secundário. A relação de espiras entre os enrolamentos primário e secundário determina a relação existente entre as tensões primária e secundária. O ajuste desta relação permite a utilização deste equipamento para fins de controle de tensão, quando equipado com comutador sob carga. A utilização de transformadores para o controle de tensão, difere dos outros equipamentos utilizados para este fim, devido ao fato de que a variação da tensão para cima ou para baixo em

um lado do transformador é realizada através da variação para baixo ou para cima da tensão do outro lado do transformador. Ou seja, a potência reativa necessária para a elevação/rebaixamento de tensão de um lado do transformador é realizada através da variação do fluxo de um lado para o outro e não pela injeção/absorção de potência reativa, como nos outros equipamentos citados.

2.3. Estados Operativos e o Controle de Tensão

Os estados operativos, também chamados de níveis de segurança, estão relacionados ao atendimento das condições necessárias à operação segura e eficiente de um sistema elétrico. Os estados operativos e os controles necessários para executar ações sobre o sistema são efetuados por funções de supervisão e controle do EMS (“*Energy Management System*”) localizado no Centro de Operação das empresas ou por funções de proteção e controle. Dentre as funções de EMS envolvidas estão as tradicionais como a do processador topológico (configurador de rede), estimação de estados, seleção e análise de contingências, redespacho de geração, controle automático de geração, etc, fornecendo o suporte necessário à tomada de decisão dos operadores. Com o anseio por aumento da eficiência na operação dos sistemas o controle coordenado de tensão tem sido uma das novas ferramentas incorporadas aos modernos EMS.

A definição de cada estado operativo está relacionada ao atendimento de um conjunto de restrições em regime permanente, chamadas de restrições de carga e operação, e a um conjunto de restrições de segurança, associadas a um conjunto pré-estabelecido de eventos passíveis de ocorrência durante a operação do sistema.

Matematicamente estas restrições são representadas pelo seguinte conjunto de equações e inequações

$$g(x) = 0 \quad (2-10)$$

$$h(x) \leq 0 \quad (2-11)$$

$$s(x) \leq 0 \quad (2-12)$$

onde g e h são funções vetoriais das variáveis de estado x e s é uma função vetorial que consiste em todas as restrições de carga e operação para cada um dos eventos prováveis analisados.

As restrições de carga 2-10 estão associadas às equações do fluxo de potência, e representam as injeções de potência ativa e reativa especificadas nas barras de carga e de geração, devendo satisfazer o equilíbrio carga-geração. As restrições 2-11 e 2-12 estão associadas aos limites operativos, tal como tensões nos barramentos, carregamentos permitidos nas linhas de transmissão e transformadores e nível de injeção de reativos nas barras de tensão controladas (geração e compensação paralela). O nível de tensão nas barras e os carregamentos possuem valores de operação em condições normais e de emergência, podendo ser violadas por algum tempo em condições críticas, sem prejudicar, entretanto, a segurança do equipamento e do sistema.

A Figura 2-4 mostra graficamente os estados de operação (níveis de segurança) e o fluxo de ações que podem conduzir o sistema de um estado para outro.

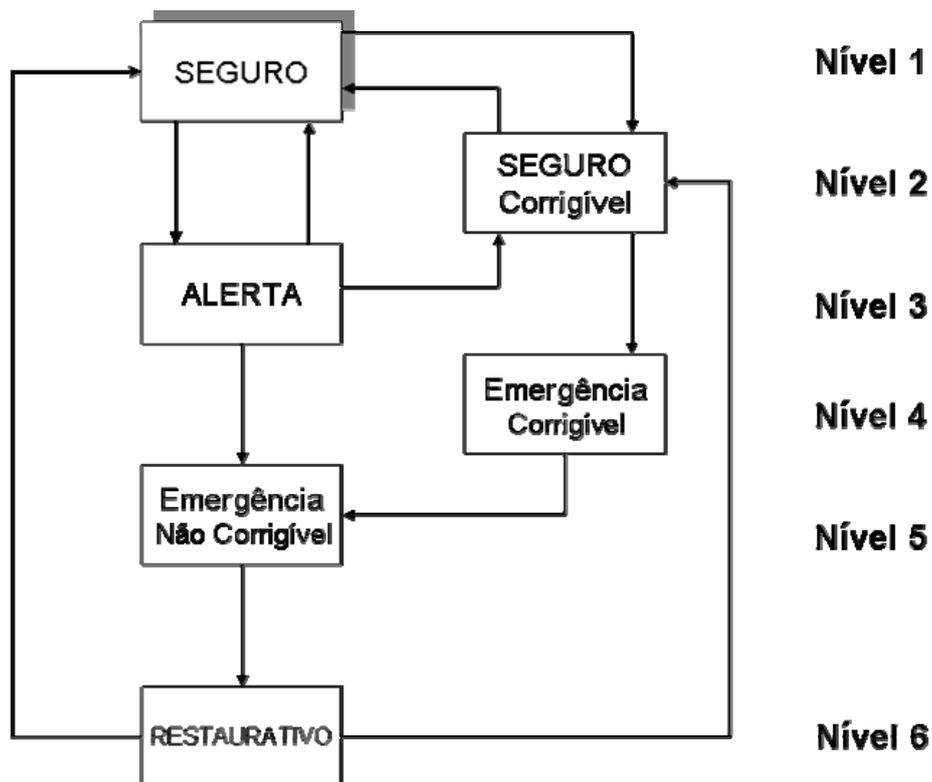


Figura 2-4 Estados operativos e níveis de segurança estáticos

Dessa forma, em função do atendimento do sistema a cada um desse conjunto de restrições, os seguintes estados operativos são possíveis [46][47][48].

ESTADO NORMAL – Esta é a situação em que o sistema está operando em suas condições plenas, com uma configuração de linhas e equipamentos que permite ao atendimento de toda a demanda sem apresentar violação nas restrições de carga, operação e segurança. Nessa situação nenhuma perturbação prevista irá conduzir o sistema para o estado de emergência.

ESTADO ALERTA – Esse estado costuma ser chamado também de normal-inseguro. Nessa situação o sistema atende a todas as cargas sem violar nenhum limite de operação, como nos níveis 1 e 2, embora determinadas violações causadas por determinados eventos não possam ser corrigidas sem alívio de carga. Nessa situação o sistema não consegue atender plenamente as restrições de segurança, e contingências poderão levar o sistema para o estado de emergência.

Controle no Estados Normal e Alerta (Níveis 1, 2 e 3) – No estado normal o objetivo do controle de tensão é manter a tensão das usinas e dos barramentos de carga dentro dos valores estabelecidos pelo despacho do sistema, de forma a atender condições de segurança e operação econômica, atendendo ainda os valores pré-estabelecidos pelos órgãos reguladores. As funções que são executadas neste estado estão relacionadas com o controle de excitação e produção de reativos dos geradores e compensadores síncronos, ajuste dos compensadores estáticos, ações sobre os transformadores com mudança de tap sob carga, controle do chaveamento de capacitores paralelos e reatores de linha e barra bem como o gerenciamento da topologia de operação da rede de transmissão.

A atuação do *controle secundário de tensão* é prevista para ser executada nestes três níveis, a fim de garantir um equilíbrio de fluxo de reativos e um perfil de tensão seguro nas barras do sistema. Além disso, se o controle secundário de tensão estiver associado a uma função de segurança de tensão, do tipo VSA (“*Voltage Security Assessment*”), sua atuação garantirá margens adequadas de estabilidade de tensão.

ESTADO DE EMERGÊNCIA (Níveis 4 e 5) – O que caracteriza o estado de emergência é a violação das restrições de operação. No estado de emergência as principais ações

estão direcionadas ao redespacho de potência ativa e reativa, gerenciamento da carga (corte e religamento) e mudanças topológicas na rede de transmissão e na configuração dos barramentos das subestações. Estas ações têm por objetivo evitar a propagação de eventos no sistema, o que poderia conduzir a um blecaute. Além disso, ações de controle neste estado operativo podem reconduzir o sistema ao estado normal-alerta depois de satisfeitas algumas restrições.

Este estado costuma ser dividido em dois níveis de segurança:

Emergência corrigível – Nesta situação todas as cargas estão sendo supridas, mas os limites de operação estão violados, entretanto, podem ser adotadas ações de controle para correção da segurança sem que exista a necessidade de corte de carga. O sistema pode ser reconduzido para o nível normal-alerta através de ações corretivas que incluem:

- redespacho de potência ativa e reativa;
- mudanças topológicas na rede de transmissão e na configuração dos barramentos das subestações;
- ajuste de tap de transformadores em fase, que estão em operação manual;
- chaveamento de equipamentos de compensação de reativos (capacitores e indutores);
- ajuste de compensadores estáticos de reativos.

Neste nível de segurança podem ser previstas estratégias de *controle secundário de tensão* que auxiliem o sistema a encontrar um estado de operação mais favorável através da coordenação de dispositivos de controle de tensão e gerenciamento da potência reativa disponível.

Emergência não-corrigível – Todas as cargas estão sendo supridas, mas os limites de operação estão violados, sendo que os mesmos não podem ser corrigidos para atender seus limites sem que aconteça um corte de carga, conduzindo o sistema para o estado restaurativo (Nível 6).

As principais ações que devem ser executas neste nível de segurança incluem:

- gerenciamento da carga através de ações de corte de carga e religamento seletivo;
- mudanças topológicas na rede de transmissão e na configuração dos barramentos das subestações para desligar/ligar linhas e equipamentos, a fim isolar partes do sistema e criar ilhas que sejam capazes de atender o equilíbrio carga-geração

através de geração localizada. A quantidade e a localização do corte de carga para corrigir situações de emergência e satisfazer os critérios de segurança podem ser otimizadas pela utilização do fluxo de potência ótimo;

Neste nível pode haver atuação de esquemas de proteção de emergência, que visam manter os níveis de tensão em níveis precários e críticos, mas aceitáveis para a operação por curtos períodos de tempo.

ESTADO RESTAURATIVO (Nível 6) – No estado restaurativo o objetivo principal é recompor o sistema após desligamentos parciais ou totais. Neste nível, blocos de carga estão desligados, e o sistema está sendo gerenciado para operar sem violar limites de operação na parte sã (ilhada) do sistema. As ações de controle são executadas no sentido de conduzir o sistema para o estado seguro (Nível 1) ou, pelo menos, para o estado Seguro-Corrigível (Nível 2).

Para realizar a recomposição do sistema é necessário um conjunto de informações (on-line e off-line) para guiar as ações, como por exemplo, qual a seqüência de eventos que originaram o desligamento, que condições existem para iniciar as condições de restabelecimento do fornecimento e para garantir a sincronização entre diferentes sistemas ilhados. O tempo de restauração e as ações necessárias dependem do conhecimento das condições que originaram os eventos e da seqüência de atuação dos dispositivos de proteção e controle, além de avaliar se não houveram danos e equipamentos e dispositivos do sistema.

Para recompor o sistema existem seqüências de religamento pré-estabelecidas pelo órgão operador do sistema, e são executadas de forma manual e automática sob a supervisão dos operadores. Nesta fase de energização, é fundamental o controle de tensão, pois linhas longas quando energizadas em vazio ou com baixa carga originam sobretensões sustentadas, as quais devem ser controladas. Além disso, devem existir ações coordenadas de religamento para garantir níveis de tensões adequados nos barramentos de carga e carregamentos compatíveis com os elementos do sistema. Neste nível o controle secundário de tensão deve ser desabilitado.

2.4. Estratégia de Controle de Tensão Ideal

Para que um controle de tensão seja efetivo em um sistema elétrico, dentro de um contexto global, sistêmico e temporal, todas as restrições (carga, operação e segurança) impostas ao sistema devem ser atendidas. Quanto à arquitetura, um esquema de controle de tensão pode

ser classificado como: centralizado, descentralizado e hierárquico, variando o grau de automação desde manual até completamente automatizado. Devido à grande diversidade de topologias e filosofias operacionais, diversas estratégias de controle foram desenvolvidas ao longo dos anos [49].

Em [50] é apresentada uma discussão sobre as características ideais para um sistema de controle de tensão em sistemas de potência apresentando as tendências no projeto de controladores baseado em diferentes cenários tecnológicos.

Um sistema de controle de tensão ideal deve possuir a capacidade de calcular as condições ótimas de operação para o sistema e ajustar/manter o sistema nessas condições. Uma condição ótima de operação consiste em manter o sistema com um perfil de tensão adequado, respeitando os limites físicos dos equipamentos e critérios econômicos e de segurança como indica o diagrama da Figura 2-5 que apresenta um esquema de controle de tensão centralizado ideal, adaptado de [50].

Neste esquema a topologia e o estado do sistema são atualizados a cada ciclo por funções de configuração e estimação de estados, fornecendo um modelo atualizado para o controlador central. Este controlador central baseado no modelo do sistema, e em critérios econômicos e de segurança, calcula um ponto ótimo de operação e toma as ações de controle necessárias para que este ponto seja alcançado através de uma trajetória ótima de controle. A implementação desse sistema de controle ideal exige uma sofisticada, redundante e confiável estrutura de comunicação que, considerando a complexidade e o tamanho dos sistemas de potência reais, torna tal implementação inviável.

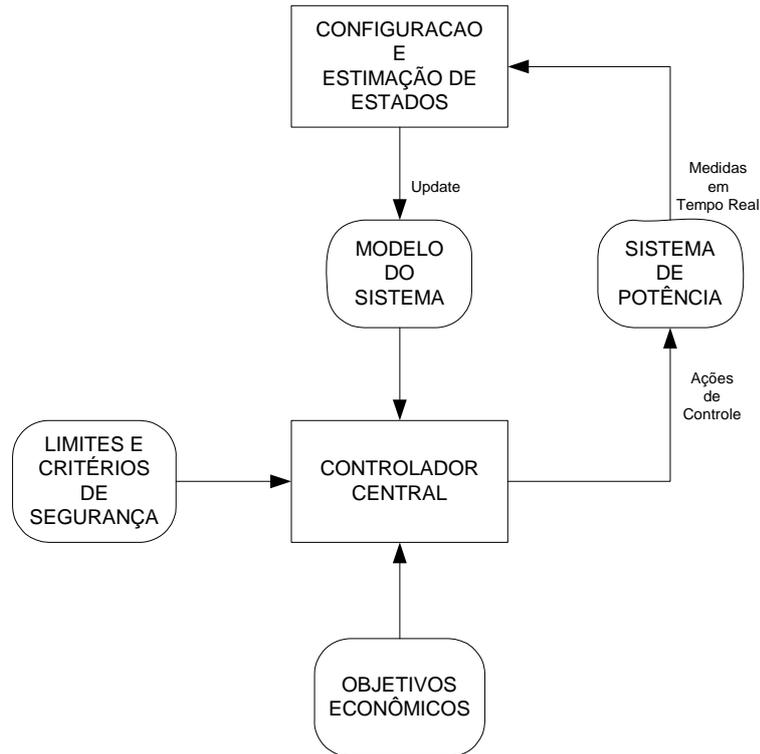


Figura 2-5 Diagrama de um Esquema de Controle de Tensão Ideal

Baseado nas dificuldades da implementação de esquemas de controle centralizado, esquemas de controle descentralizados constituem uma alternativa prática e viável, tanto do ponto de vista tecnológico quanto do ponto de vista econômico. Um esquema de controle descentralizado é baseado no desacoplamento natural dos estados do sistema, sendo que o controle desses estados é realizado através de medidas locais que não necessitam de estruturas de comunicação e processamento avançado, garantindo uma maior confiabilidade ao processo.

O próximo capítulo tem como objetivo apresentar e aprofundar o estudo sobre o controle hierárquico de tensão, que constitui um caso particular de um esquema de controle descentralizado.

3. Controle Hierárquico de Tensão

Como foi apresentado no Capítulo 2, o controle hierárquico de tensão constitui uma estratégia de controle descentralizada baseada no desacoplamento natural dos estados do sistema. A primeira estrutura hierárquica de controle de tensão foi implementada pela Electricité de France - EdF na França em meados da década de 70 [02]. Nesta estrutura foi adicionada uma nova malha de controle, chamada de controle secundário de tensão, sobreposta à malha de controle dos reguladores automáticos de tensão dos geradores síncronos (controle primário de tensão) [05]. Esta nova malha de controle tinha como objetivo a regulação de tensão de algumas barras importantes do sistema, através do ajuste da injeção de potência reativa de unidades de geração eletricamente próximas a estas barras. Alguns anos mais tarde, a ENEL decidiu implementar no sistema Italiano um esquema similar ao esquema Francês, com a inclusão de uma nova malha de controle sobreposta à malha de controle secundário, com o objetivo de gerenciar o fluxo de potência reativa entre as diferentes áreas do sistema. Este novo nível hierárquico seria responsável por fornecer as tensões de referência para o nível secundário através de programas de otimização, o qual foi chamado de controle terciário de tensão [05].

Em 1989, a EdF propôs uma melhoria no seu sistema de controle hierárquico de tensão, acrescentando também o nível terciário, criando uma coordenação entre áreas, o qual chamou de Controle Coordenado de Tensão [02].

O controle hierárquico de tensão tem sido organizado em três diferentes níveis hierárquicos: o controle primário, o controle secundário e o controle terciário; sendo todos os níveis independentes espacial e temporalmente por natureza. O tratamento hierárquico do problema de controle de tensão constitui um conceito natural, devido principalmente a natureza local e as diferentes escalas de tempo envolvidas nos distúrbios de potência reativa/tensão. A independência temporal garante que não haja interações entre os três diferentes níveis, garantindo assim a ausência de riscos de oscilação e instabilidade por ações de controle conflitantes [05][01][02].

A principal filosofia do controle hierárquico de tensão é dividir o sistema em áreas teoricamente desacopladas, de tal forma que as perturbações possam ser tratadas regionalmente por um conjunto de máquinas síncronas e dispositivos de controle, através da variação de suas referências de tensão e de seus fatores de participação de geração de potência reativa. Cada área de controle de tensão é representada por uma barra representativa do ponto de vista de tensão, que é medida em tempo real, fornecendo a informação necessária para a tomada de decisão dos controladores.

A Figura 3-1 apresenta de forma intuitiva a organização do controle hierárquico de tensão mostrando a relação entre a abrangência de atuação de cada nível e o tempo de atuação, onde CPT significa controle primário de tensão, CST controle secundário de tensão e CTT controle terciário de tensão.

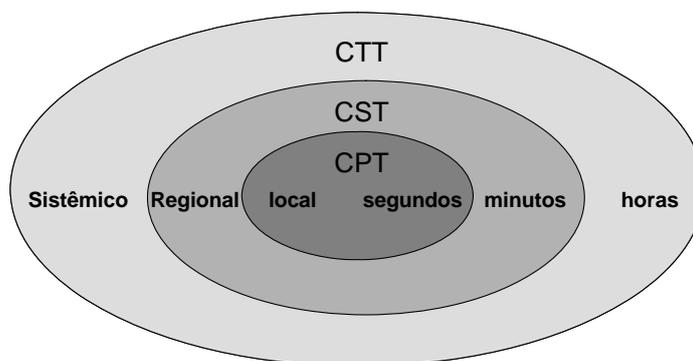


Figura 3-1 Níveis Hierárquicos do Controle de Tensão

A Figura 3-2 apresenta um diagrama estrutural simplificado do controle hierárquico de tensão em uma implementação descentralizada. Nesta implementação há um Centro de Controle Regional - CCR em cada área responsável pelo controle secundário de tensão - CST e um Centro de Controle Central - CCC responsável pelo controle terciário de tensão - CTT.

O CCR implementa o controle dos geradores de cada área através do ajuste dos fatores de participação “ α ” e das tensões de referência “VRef” de cada gerador. O ajuste das tensões de referência tem como objetivo a manutenção das tensões das barras piloto em seu valor especificado, enquanto que o ajuste dos fatores de participação “ α ” objetiva a equalização das reservas reativas de uma mesma área.

O Centro de Controle Central implementa o CTT através do ajuste das referências das malhas de CST de todas as áreas do sistema, controlando o intercâmbio de potência reativa entre as áreas de controle do sistema.

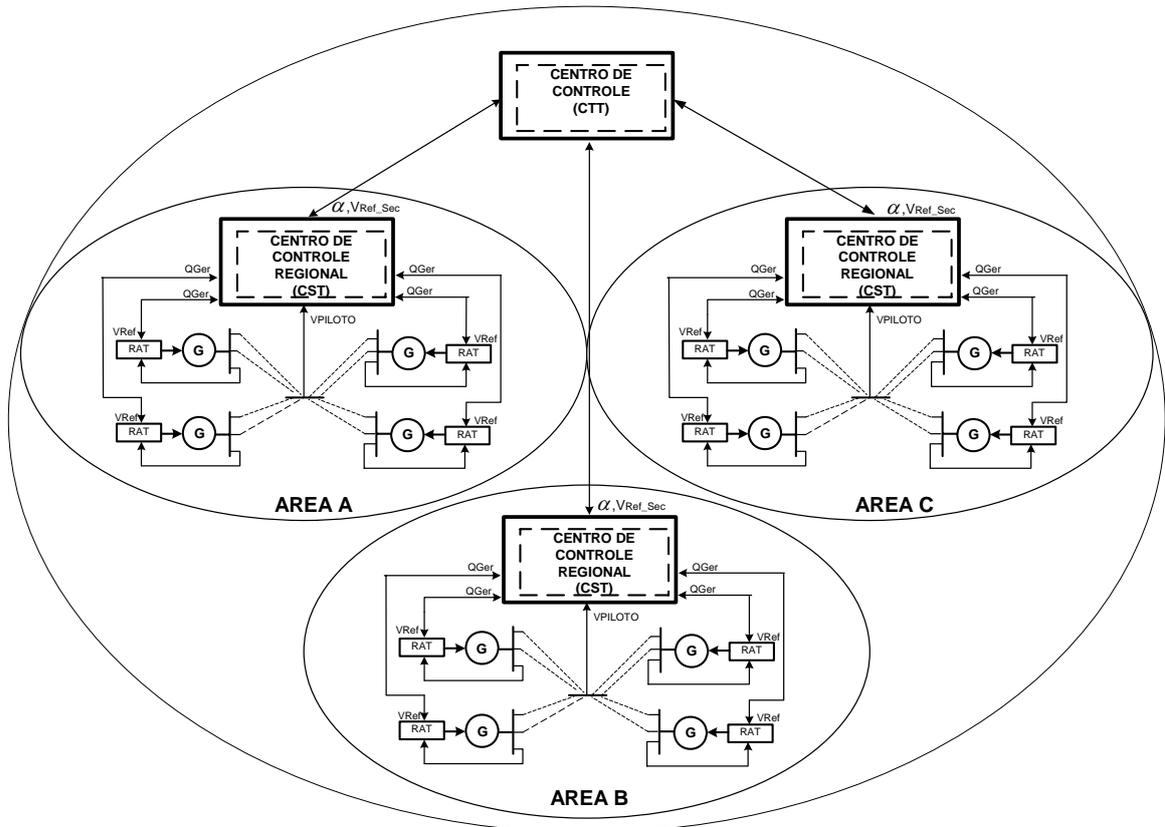


Figura 3-2 Esquema simplificado do Controle Hierárquico de Tensão

Atualmente, apenas estão implantados de maneira plena os esquemas hierárquicos de tensão nos sistemas francês [02][03][04][51], italiano [05] [06][07][08] e belga [10], sendo que o sistema belga utiliza somente os níveis primário e terciário, sem a utilização do controle secundário de tensão [10].

A seguir é apresentada uma discussão mais detalhada sobre cada um dos três níveis hierárquicos.

3.1. O Controle Primário

Todos os equipamentos responsáveis pelo controle primário de tensão são em princípio totalmente automatizados e atuam baseados em desvios de operação no sistema, causados geralmente por variações de carga e/ou contingências [52].

O controle primário de tensão é o nível hierárquico mais antigo e comum a todos os sistemas de potência, tendo como função a manutenção da tensão terminal dos equipamentos

envolvidos no seu valor de referência. A faixa de tempo de atuação deste nível de controle varia de 100 ms a 1 minuto [01].

Para efeito de controle de tensão, o controle primário de tensão – CPT, em nível de geração, costuma ser dividido em dois níveis:

- **Controle dos Geradores** - Este nível de controle é constituído pela atuação dos reguladores de tensão (RAT) dos geradores e dos compensadores síncronos. Os reguladores mantêm as tensões terminais dos geradores iguais, ou muito próximos aos valores de referência fixados pelos operadores ou pelos controles dos níveis hierárquicos mais elevados.

- **Controle das Usinas** - O objetivo deste nível de controle é, em geral, manter o valor da tensão da barra de alta tensão da usina em valores especificados através de uma equalização da potência reativa gerada pelas diversas unidades em operação. É conhecido pela sigla inglesa como “*Joint Voltage Control*” (JVC). A referência [53] apresenta um estudo de viabilidade de aplicação do JVC na usina de Itaipu 60 e 50 Hz.

Entre os equipamentos participantes do controle primário de tensão destaca-se o regulador automático de tensão dos geradores síncronos e o sistema de controle do comutador automático sob carga dos transformadores.

3.1.1. Regulador Automático de Tensão

O regulador automático de tensão (RAT) é um dos componentes do sistema de controle de excitação dos geradores síncronos, cuja função é ajustar a excitação da máquina para que a tensão terminal do gerador se mantenha no valor de referência especificado. A Figura 3-3 apresenta o diagrama de blocos de um esquema de controle de excitação da geração [52].

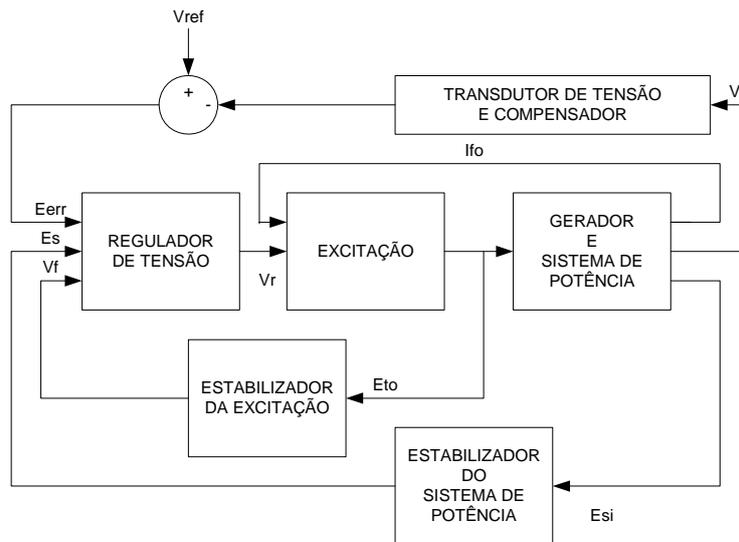


Figura 3-3 Diagrama de blocos funcional do esquema de controle de excitação da geração

A equação (3-1) apresenta a equação diferencial que rege o comportamento dinâmico do RAT.

$$T_A \frac{dV_r}{dt} = -V_r + K_A \cdot (E_S + E_{Err} - V_f) \quad (3-1)$$

onde:

T_A = constante de tempo do regulador de tensão, em segundos.

K_A = ganho do regulador de tensão, em pu/pu.

V_r = tensão de campo da máquina, em pu.

E_{Err} = sinal de entrada do regulador de tensão, em pu.

E_S = sinal do estabilizador do sistema de potência (PSS), em pu.

V_f = sinal da malha de estabilização, em pu.

Os valores típicos de T_A e K_A são de aproximadamente 0,02 segundos e 400 respectivamente [43], garantido uma resposta rápida a este dispositivo.

3.1.2. Sistema de Controle de um Comutador Automático sob Carga de Transformador

O sistema de controle de comutador automático sob carga de transformadores pode ser representado através de modelos discretos ou contínuos [54][55][43]. Os modelos discretos pressupõem que a partir da ativação do controle do comutador a posição do tap irá aumentar ou diminuir com o valor igual ao passo do tap. Já os modelos contínuos apresentam uma mudança de tap contínua entre toda a faixa de operação. A modelagem do sistema de controle do comutador automático sob carga ainda leva em consideração a forma de atuação do comutador, que pode ser seqüencial ou não-sequencial [54]. Em [56] é apresentado um estudo com simulações e análises dos modelos utilizados para representar o sistema de controle de comutador automático sob carga de transformadores.

A atuação seqüencial consiste de uma seqüência de mudanças de tap, começando após o tempo de retardo e continuando ininterruptamente até que o erro de tensão esteja dentro dos limites ajustados da banda morta, ou até que o limite de atuações do tap seja obtido. Isto significa que, no modo de operação seqüencial, os tempos de atuação somente são reinicializados após a tensão de erro voltar para dentro dos limites ajustados na banda morta.

Na atuação não-sequencial, o tempo de atuação é inicializado após cada mudança de tap ou quando ocorrer uma violação dos limites da banda morta. O diagrama de blocos do sistema de controle de um comutador automático sob carga é apresentado na Figura 3-4 [55].

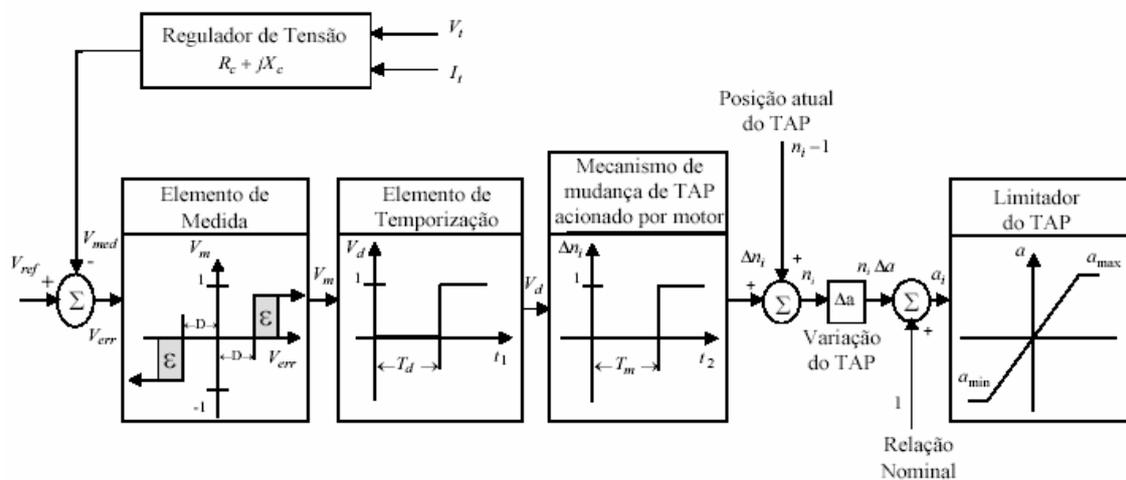


Figura 3-4 Sistema de Controle de um Comutador Automático sob Carga

A seguir é realizada uma breve descrição de cada bloco da Figura 3-4.

- **Regulador de Tensão:** realiza a regulação da tensão em uma barra do sistema (terminal ou remota), através da comparação desta tensão com uma tensão de referência V_{REF} gerando um sinal de erro V_{eer} .
- **Elemento de Medida:** é constituído por um relé cujo sinal de entrada é o sinal de erro gerado pelo regulador de tensão. Sua função principal é verificar se o limite de tensão do sistema está de acordo com os limites permitidos.
- **Elemento de Temporização:** é o responsável pela inicialização da atuação do controle, tendo como objetivo a redução dos efeitos das variações de tensão de curta duração, evitando assim, comutações desnecessárias que ocasionam um maior desgaste do equipamento e a redução de sua vida útil.
- **Mecanismo de Mudança de Tap Acionado por Motor:** representa o tempo de atraso de comutação inerente ao equipamento.
- **Limitador do Tap:** elemento que determina os limites mínimos e máximos da relação de transformação do transformador.

3.2. O Controle Secundário

O controle secundário de tensão tem como principais objetivos a manutenção do perfil de tensão do sistema, a racionalização das reservas reativas, diminuição do fluxo de reativos e a diminuição das perdas, contribuindo assim para a segurança operativa e a operação econômica do sistema. A principal filosofia deste nível hierárquico é a divisão do sistema em áreas teoricamente desacopladas do ponto de vista da tensão, onde cada área é regulada por um conjunto de máquinas e dispositivos de controle específicos, os quais têm por função manter a tensão de uma barra representativa da área em um valor de referência. Esta barra é denominada **barra piloto**.

A barra piloto é a barra que caracteriza o comportamento da tensão de uma determinada área, fornecendo a informação necessária para a tomada de ações de controle. A

divisão do sistema em áreas de controle e a seleção de barras piloto são discutidas em detalhes no Capítulo 5.

A faixa de tempo de atuação deste nível varia de 1 a 15 minutos, dependendo do esquema de controle utilizado e do seu grau de automação. A Figura 3-5 apresenta o diagrama de blocos de uma malha de controle secundário de tensão padrão.

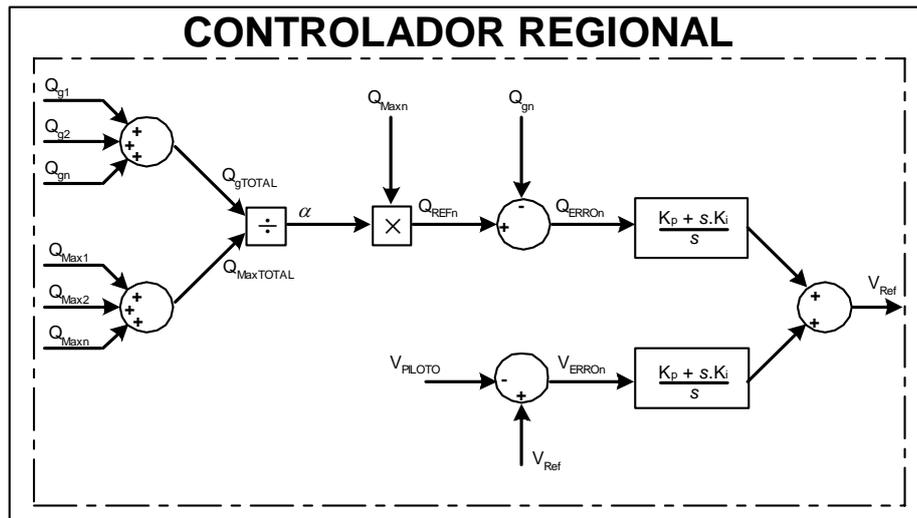


Figura 3-5 Diagrama de blocos da malha de controle secundário de tensão

A malha de controle secundário de tensão apresentada no diagrama da Figura 3-5 pode ser subdividida em 2 malhas:

- **Malha de Tensão:** realiza a comparação do valor do módulo da tensão da barra piloto com a referência fornecida pelo Controle Terciário de Tensão (CTT), gerando um sinal de erro que é tratado por um controlador proporcional – integral (PI) e posteriormente somado ao erro de potência reativa proveniente da malha de reativo. Tem como objetivo manter a tensão da barra piloto no seu valor de referência.
- **Malha de Potência Reativa:** realiza a coordenação das reservas reativas da área através do cálculo do fator de participação “ α ”. Este fator de participação é calculado para que todas as máquinas síncronas, pertencentes a uma mesma área de controle, forneçam potência reativa ao sistema proporcionalmente à sua capacidade nominal.

A Subseção 3.2.1 apresenta as principais implementações atualmente em operação destacando suas vantagens e limitações.

3.2.1. Principais Esquemas em Operação

Os principais esquemas de controle secundário de tensão em operação atualmente estão na França e na Itália. Tanto o esquema italiano, quanto o francês possuem características semelhantes e são baseados na divisão do sistema em zonas teoricamente independentes, permitindo o controle de tensão de cada zona separadamente através da variação da tensão de referência de algumas unidades do sistema, denominadas unidades controladas. A seguir é realizada uma discussão sobre cada uma das implementações.

O Esquema Francês

O esquema de controle secundário francês começou a ser implementado em 1979 [01], tendo como princípio básico a divisão do sistema de transmissão em zonas homogêneas do ponto de vista da tensão. Cada zona é controlada independentemente por um conjunto de geradores denominados geradores regulados. As ações de controle são tomadas em função da regulação das barras piloto do sistema. Atualmente, o sistema francês, encontra-se dividido em 35 zonas de controle incluindo 100 unidades térmicas de geração e 150 unidades hidráulicas. A capacidade total disponível para o controle de tensão, no ano de 1990, foi estimada em aproximadamente 30.000 Mvar [01].

O diagrama do esquema de controle secundário francês é apresentado na Figura 3-6 e consiste em duas malhas de controle sobrepostas à malha de controle primária dos reguladores automáticos de tensão. A primeira malha de controle, chamada de *malha de controle de tensão*, gera um sinal de controle “N”, denominado “nível” da zona, sendo responsável pela comparação da tensão medida na barra piloto em um determinado instante com um valor de referência. O sinal de controle “N” fornece um indicativo do nível de potência reativa necessária para a manutenção do perfil de tensão da zona.

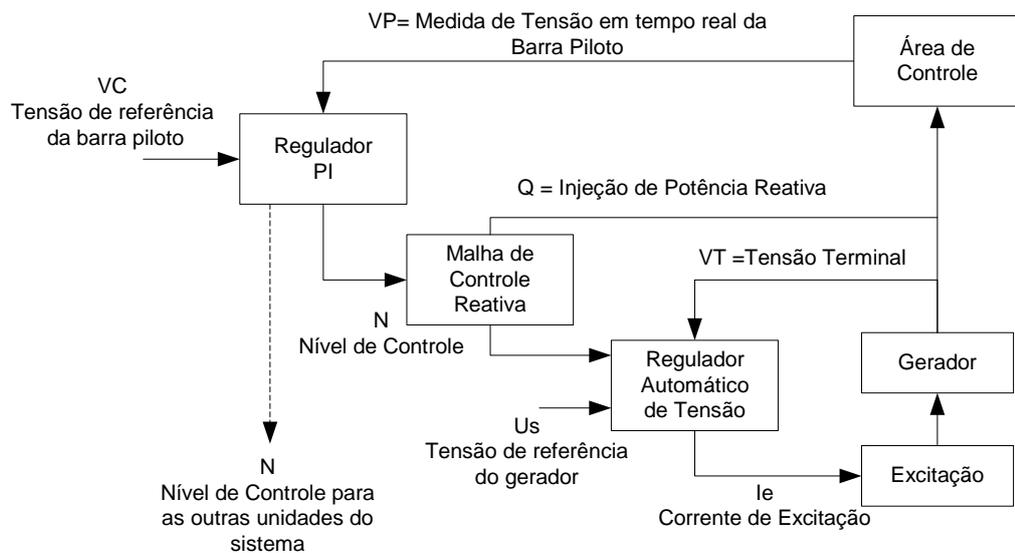


Figura 3-6 Diagrama do esquema de Controle Secundário Francês

O sinal de controle “N” é calculado por um computador dedicado localizado no centro regional de despacho, e transmitido via um link de comunicação a cada unidade de geração regulada, onde é utilizado como valor de referência para uma segunda malha de controle denominado *malha de controle de potência reativa*. Esta segunda malha de controle tem como objetivo promover o alinhamento das unidades de geração reguladas pertencentes a uma mesma zona, fazendo com que a produção de potência reativa de cada unidade seja proporcional à sua capacidade.

O tempo de atuação do controle secundário de tensão é de 3 minutos, permitindo a utilização desta filosofia tanto para a manutenção do perfil de tensão do sistema contra variações de carga, quanto para a restauração do perfil de tensão do sistema após alguma contingência. Apesar do esquema de controle secundário apresentar desempenho satisfatório, algumas limitações em nível estrutural e outras limitações relacionadas ao projeto das malhas de controle são descritas.

As limitações de ordem estrutural estão relacionadas principalmente ao fato de que, com o crescimento do sistema elétrico francês, as zonas de controle que nas décadas de 70 e 80 apresentavam um bom grau de desacoplamento, vem se tornando cada vez mais acopladas, gerando ações de controle conflitantes que geram certa degradação na resposta dinâmica do sistema, aumentando o risco de problemas relacionados a instabilidade de tensão. Outra limitação apresentada refere-se ao fato de que a equalização das reservas reativas de uma mesma

área, através do alinhamento das unidades de geração controladas, é um fator desestabilizante que pode amplificar distúrbios nos primeiros instantes após a ocorrência de certas contingências.

As limitações relacionadas à malha de controle estão relacionadas principalmente ao fato do tratamento dos limites, pois o alinhamento das unidades de geração trata apenas dos limites de potência reativa, enquanto que os limites de tensão são negligenciados. Outras limitações apresentadas dizem respeito ao fato de que os parâmetros da malha de controle são fixos, não permitindo mudanças para diferentes condições de operação, além de que a taxa de variação do sinal de controle não leva em conta a capacidade das unidades reguladas.

A partir das limitações expostas, um novo esquema de controle de tensão vem sendo estudado e aplicado a uma região piloto desde 1998, chamado de Controle Coordenado Secundário de Tensão (CCST). O projeto do CCST é baseado no CST com algumas considerações adicionais, sendo que a regulação do perfil de tensão nas zonas é realizado pela regulação de algumas barras piloto por área, ao invés de uma como no caso do CST. O nível de controle de cada zona é calculado baseado na minimização da equação (3-2).

$$\min \lambda_v \left\| \alpha (V_c - V_{pp}) - C_v \Delta U_c \right\|^2 + \lambda_q \left\| \alpha (Q_{ref} - Q) - C_q \Delta U_c \right\|^2 + \lambda_u \left\| \alpha (U_{ref} - U) - \Delta U_c \right\|^2 \quad (3-2)$$

onde,

α = ganho;

V_{pp}, V_c = medida de tensão e valor de referência para as barras piloto;

Q, Q_{ref} = medida de potência reativa e o valor de referência de potência reativa para as unidades controladas;

U, U_{ref} = medida de tensão e tensão de referência das unidades controladas;

ΔU_c = vetor da variação de tensão das unidades controladas;

$\lambda_v, \lambda_q, \lambda_u$ = pesos;

C_v = matriz de sensibilidade das barras piloto em relação as tensões terminais das unidades de geração controlada;

C_q = matriz de sensibilidade da injeção de potência reativa em relação às tensões terminais das unidades de geração controlada.

Os pesos λ_v, λ_q e λ_u são ajustados na função objetivo com intuito de permitir a adoção de diferentes estratégias de controle, dependendo do estado atual do sistema, dando prioridade a manutenção das barras piloto nos seus valores de referência ou mantendo a geração de potência reativa próxima dos limites mínimos, conferindo um ganho na margem de potência reativa do sistema.

Em [51] alguns benefícios do CCST são apresentados:

- O perfil de tensão do sistema é mais estável, melhor regulado e uma menor injeção de potência reativa é necessária para a realização desta tarefa;
- A utilização do CCST permite o despacho de unidades próximas a distúrbios locais de tensão, enquanto que o CST promove o alinhamento de todas as unidades de geração pertencentes a mesma área sem fazer distinção a diferenças de proximidade entre o distúrbio e a unidade de geração;
- O CCST apresenta uma melhor resposta dinâmica e alivia os operadores de práticas necessárias para a mitigação de problemas associados às limitações do CST;
- O gerenciamento das reservas reativas é feito de forma mais eficiente, pois o operador pode ajustar os valores de referência das unidades adaptando o esquema a estratégias de operação particulares.

O Esquema Italiano

Apesar do esquema de controle secundário italiano ter minimizado a complexidade de uma estrutura de controle ideal, um grande esforço foi necessário para que o controle secundário pudesse atingir os objetivos pré-estabelecidos.

Tecnicamente o controle secundário italiano possui a mesma formatação e filosofia do controle secundário francês, apresentando apenas uma implementação ligeiramente diferente. No esquema de controle secundário italiano a malha de controle de potência reativa é implementada em um dispositivo dedicado em cada unidade controlada, denominada REPORT (do inglês, *Reactive Power Regulator*), que tem como objetivo a variação automática da tensão de referência do regulador automático de tensão. Além da inclusão dos REPORTs, foi necessária a criação de unidades de controle dedicadas nos centros de operação regionais do sistema. Estas unidades denominadas RVR (do inglês, *Regional Voltage Regulator*) são

responsáveis pela malha de controle responsável pela manutenção da tensão da barra piloto no seu valor de referencia. Cada RVR realiza a comunicação com os REPORTs através de um sistema de telecomunicação rápido e redundante.

3.2.2. Representação Matemática

A seguir é realizada uma discussão sobre os aspectos matemáticos envolvidos no controle de tensão em sistemas de potência, mais especificamente no controle secundário de tensão. Para tal será utilizada a representação linearizada das equações do fluxo de potência [57].

As equações básicas do fluxo de potência são as equações de injeção de potência ativa e reativa em cada barra do sistema, representadas pelas equações (3-3) e (3-4) respectivamente.

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (3-3)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3-4)$$

onde:

P_k = injeção de potência ativa na barra k ;

V_k = módulo de tensão na barra k ;

V_m = módulo de tensão da barra m ;

G_{km} = condutância do ramo km ;

B_{km} = susceptância do ramo km ;

θ_{km} = diferença angular da tensão da barra k em relação a barra m ;

Linearizando estas equações em torno de um ponto de operação, obtém-se uma representação linear para a variação de injeção de potência ativa e reativa do sistema, valido para uma região próxima a este ponto de operação, dada pela equação (3-5).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3-5)$$

onde:

ΔP = mudança incremental na potência ativa da barra;

ΔQ = mudança incremental na potência reativa da barra;

$\Delta \theta$ = mudança incremental no ângulo da tensão da barra;

ΔV = mudança incremental na magnitude da tensão da barra;

A tensão em um sistema de potência é influenciada tanto por variações incrementais de potência ativa ΔP como de potência reativa ΔQ . Todavia, pode-se realizar uma análise a cada ponto de operação mantendo-se P constante e considerando apenas a relação existente entre Q-V. Apesar da potência ativa possuir relação com o perfil de tensão do sistema, a negligência de ΔP no problema de controle de tensão permite focar o estudo entre a relação existente Q e V simplificando a análise e modelagem do problema.

Considerando $\Delta P = 0$, tem-se:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3-6)$$

Logo,

$$\Delta Q = [J_{QV} - J_{Q\theta} \cdot J_{P\theta}^{-1} \cdot J_{PV}] \cdot \Delta V \quad (3-7)$$

$$\Delta Q = J_R \cdot \Delta V \quad (3-8)$$

$$\Delta V = J_R^{-1} \cdot \Delta Q \quad (3-9)$$

A matriz J_R é chamada de Matriz Jacobiana Reduzida do Sistema, e estabelece a relação direta entre a variação de tensão e a variação de injeção reativa em um sistema de potência, em um determinado ponto de operação.

Pode-se, ainda, escrever a relação existente entre ΔV e ΔQ , separando as barras em que as magnitudes de suas tensões são controladas pela variação de suas referências (geradores participantes do CST) e as barras onde os distúrbios de tensão se manifestam (barras de carga) [19]. A equação (3-8) pode ser rescrita, na seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{R11} & J_{R12} \\ J_{R21} & J_{R22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \end{bmatrix} \quad (3-10)$$

onde ΔV_1 representa a variação nas tensões nas barras controladas, ΔV_2 representa a variação nas tensões nas barras de carga, ΔQ_1 representa a variação na injeção de potência reativa nas barras controladas e ΔQ_2 representa os distúrbios nas barras de carga.

O objetivo de um esquema de controle de tensão é corrigir as tensões nas barras de carga ΔV_2 frente a distúrbios de potência reativa ΔQ_2 nestas barras, a partir da variação da tensão das barras de controle ΔV_1 . Isolando ΔV_2 no sistema (3-10) tem-se:

$$\Delta V_2 = J_{R22}^{-1} \cdot \Delta Q_2 - J_{R22}^{-1} \cdot J_{R21} \cdot \Delta V_1 \quad (3-11)$$

A expressão (3-9) descreve o controle de tensão de um sistema de potência. Note que esta não constitui uma equação de controle convencional, uma vez que todas as dinâmicas do sistema foram negligenciadas. A negligência da dinâmica do sistema torna-se válida se for considerado que o controle primário de tensão é eficiente na regulação da tensão terminal dos geradores, e que o intervalo de tempo entre duas ações de controle consecutivas é longo o suficiente para que o sistema atinja um novo ponto de equilíbrio antes que uma nova ação de controle seja tomada.

Um sistema de controle clássico aplicado a equação (3-11) teria como objetivo a construção de uma lei de controle que trouxesse as tensões nas barras de carga para seu valor original após um desvio ou distúrbio na injeção de potência reativa no sistema. Um sistema de controle em malha fechada centralizado calcularia qual seria a variação de tensão nas barras terminais dos geradores, a partir da medição e comparação das tensões nas barras de carga com o seu valor de referência. Uma lei de controle nestes moldes seria dada então por:

$$\Delta V_1 = G \cdot \Delta V_2 \quad (3-12)$$

onde G é uma matriz de ganho. A construção de uma lei de controle nos moldes da equação (3-12) está sujeita a controlabilidade do sistema.

Na teoria de controle, os conceitos de controlabilidade e observabilidade são usados para determinar como um dado sistema irá responder à aplicação de controles [59]. Um sistema é dito controlável para uma dada entrada se o estado inicial do sistema pode ser transferido para qualquer outro estado em um intervalo finito de tempo. Da mesma forma, um sistema é dito observável para uma dada saída se o estado inicial do sistema pode ser recuperado pela observação da saída em um intervalo de tempo finito.

Para que o sistema descrito pela equação (3-11) seja totalmente controlável é condição necessária que o número de barras de carga do sistema seja menor ou igual ao número de barras de geração [52]. Como nos sistemas de potência reais o número de barras de carga é muito maior que o número de barras de geração, pode-se afirmar que os sistemas reais não são totalmente controláveis do ponto de vista da tensão.

A não controlabilidade dos sistemas traz a tona à idéia de *barra piloto*. Como não se pode controlar todas as barra do sistema é necessário que apenas algumas barras sejam escolhidas para que suas tensões sejam controladas. No caso do controle secundário de tensão, estas barras são denominadas barras piloto, e não devem exceder o número de geradores controlados.

É comum em sistemas de potência a identificação de um conjunto de barras que apresentem características específicas em relação a uma determinada variável fornecendo a este conjunto um tratamento único, visando, principalmente, a diminuição da dimensão dos problemas. No problema de controle de tensão podem-se identificar conjuntos de barras que possuam características de tensão semelhante uma as outras. A este conjunto de barras denomina-se *área coerente de tensão*.

Partindo do pressuposto que um sistema de potência pode ser definido como um conjunto finito de áreas coerentes de tensão distintas, torna-se, além de necessário, natural a idéia de controlar apenas as barras representativas em cada área coerente. O Capítulo 5 apresenta uma discussão completa sobre métodos e critérios de escolha de barras piloto.

Com a adoção de barras piloto a lei de controle (3-12) pode ser então reescrita como:

$$\Delta V_1 = G.P.\Delta V_2 \quad (3-13)$$

onde P é a matriz que seleciona as barras piloto dentre as barras de carga.

A construção da matriz de ganho G é bastante específica, variando com o número de barras piloto a serem controladas. Quando o número de barras piloto é menor que o número de controles, ganha-se alguns graus de liberdade que poderão ser utilizados de maneira específica. Por exemplo, nos esquemas francês e italiano cada barra piloto é controlada por um conjunto de máquinas, fornecendo “ x ” graus de liberdade ao sistema, que foram utilizados para a inclusão de “ x ” equações para a equalização das reservas reativas de cada área, evitando esforços excessivos em equipamentos isolados.

Quando o número de barras piloto for igual ao número de controles, os cálculos dos ganhos da matriz G poderão ser realizados baseados na sensibilidade entre as tensões nas barras piloto e os controles.

A Figura 3-7 apresenta o diagrama de blocos que descreve um esquema de controle secundário de tensão centralizado, destacando a informação disponibilizada a cada nível hierárquico.

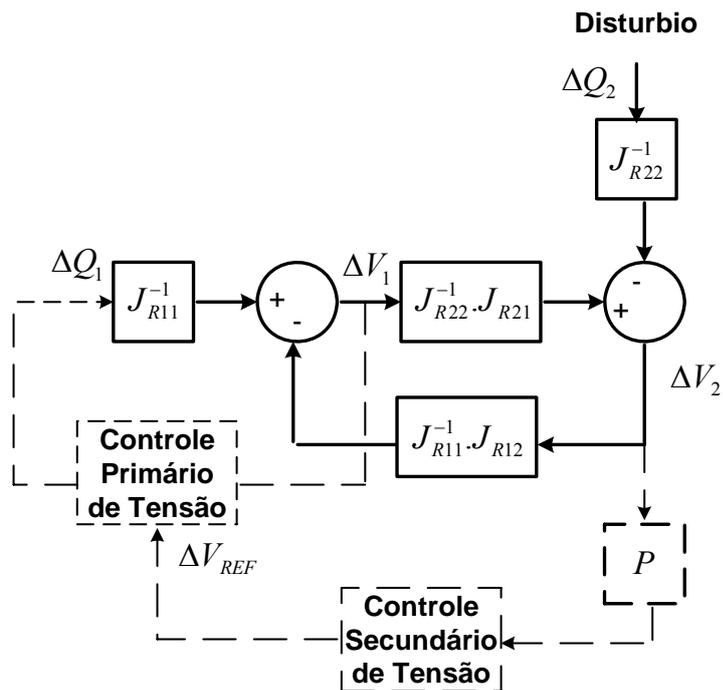


Figura 3-7 Diagrama de blocos de um esquema de controle de secundário tensão

Este diagrama apresenta em pontilhado as malhas de controle de tensão primária e secundária e em traço cheio as relações existentes entre as tensões terminais dos geradores controlados, tensões das barras de carga e distúrbios de potência reativa.

3.2.3. Vantagens e Limitações da Implantação de Esquemas de Controle Secundário de Tensão

Para exemplificar as vantagens e limitações da implantação de um esquema de controle secundário de tensão, será realizada uma análise do sistema de 3 barras apresentado na Figura 3-8, onde uma barra de carga é conectada a duas barras de geração através das linhas de transmissão LT1 e LT2, sem perdas, de admitâncias $-jB_1$ e $-jB_2$ respectivamente.

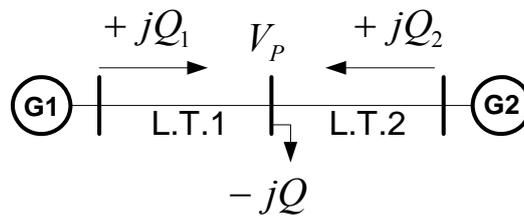


Figura 3-8 Sistema exemplo de 3 barras

Considere para efeito de simplificação que a potência ativa da carga é nula. As equações que regem o comportamento do sistema em regime permanente são:

$$Q_1 = B_1.V_1^2 - B_1.V_1.V_p \quad (3-14)$$

$$Q_p = (B_1 + B_2).V_p^2 - B_1.V_1.V_p - B_2.V_2.V_p \quad (3-15)$$

$$Q_2 = B_2.V_2^2 - B_2.V_2.V_p \quad (3-16)$$

Como foi discutido em Capítulos anteriores, a aplicação de um esquema de controle secundário de tensão ao sistema da Figura 3-8 tem como objetivo a regulação da tensão V_p através da variação das injeções de potência reativa Q_1 e Q_2 . Para que nenhum dos geradores atinja o limite de potência reativa antes que o outro, a injeção de potência reativa de cada máquina deve ser proporcional à sua capacidade, portanto:

$$Q_2 = \alpha_{21}.Q_1 \quad (3-17)$$

onde $\alpha_{21} = \left[\frac{Q_{2Max}}{Q_{1Max}} \right]$ é chamado de fator de participação da máquina e garante o alinhamento da reserva reativa de cada unidade de geração.

A seguir é realizada uma análise do CST sobre dois aspectos, que é a limitação deste tipo de controle em relação aos limites de tensão dos geradores e o ganho na margem de carregamento do sistema quando submetido a este tipo de controle.

Limitação de Tensão

Uma limitação natural desta implementação de controle secundário de tensão é que, apesar do alinhamento das reservas reativas das máquinas controladas garantirem que máquinas pertencentes a uma mesma área de controle atinjam junto o limite de potência reativa, isto não acontece em relação aos limites de tensão, devido às não linearidades existentes entre a injeção de potência reativa e a tensão terminal da máquina.

Para exemplificar esta situação realizar-se-á a análise do comportamento das tensões terminais V_1 e V_2 dos geradores em relação às injeções de potência reativa Q_1 e Q_2 . A relação entre as injeções de potência reativa pode ser escrita por:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \alpha = \frac{B_1 \cdot V_1^2 - B_1 \cdot V_1 \cdot V_p}{B_2 \cdot V_2^2 - B_2 \cdot V_2 \cdot V_p} = \frac{B_1 \cdot V_1 \cdot (V_1 - V_p)}{B_2 \cdot V_2 \cdot (V_2 - V_p)} \quad (3-18)$$

Definindo-se $\beta = \frac{B_1}{B_2}$, a equação (3-18) pode ser reescrita na forma:

$$\frac{\alpha}{\beta} = \frac{V_1 \cdot (V_1 - V_p)}{V_2 \cdot (V_2 - V_p)} \quad (3-19)$$

A Figura 3-9 apresenta a relação existente entre as tensões terminais dos geradores e a relação α/β considerando a tensão da barra piloto fixa em 1 p.u.

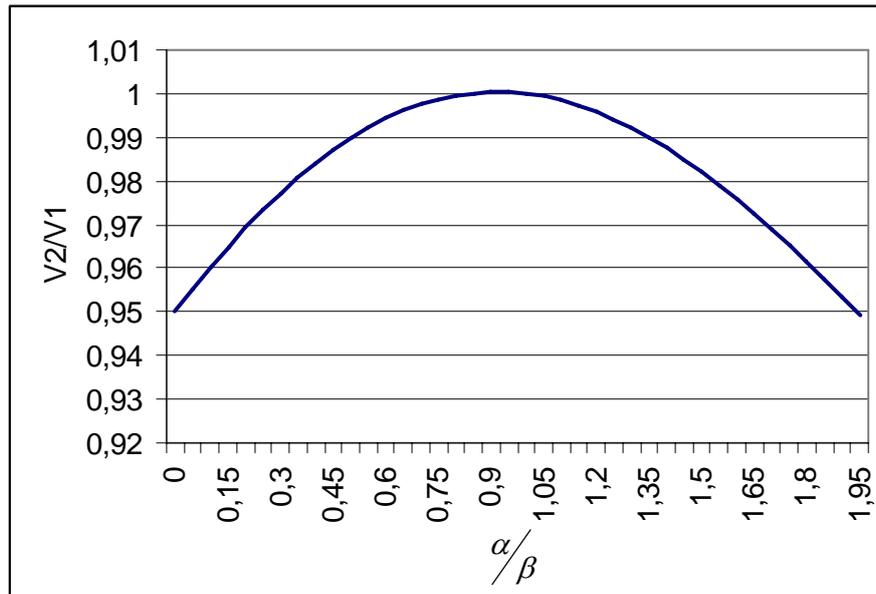


Figura 3-9 Relação entre as tensões terminais dos geradores V_2/V_1 e o parâmetro α/β

Observando o gráfico apresentado na Figura 3-9, nota-se que as tensões terminais dos geradores terão seus valores iguais se, e somente se, a relação α/β for igual a 1, ou seja, para que os geradores atinjam os limite de tensão e potência reativa juntos, é necessário que a relação entre suas capacidades de geração reativa seja igual a relação entre as admitâncias equivalentes entre o gerador e a barra piloto.

Para aliviar essa limitação, uma das alternativas é selecionar como barra piloto a barra mais próxima do centro elétrico da área de tensão.

Aumento da Margem de Carregamento

Uma das vantagens na implementação de esquemas de controle secundário de tensão é o aumento, manutenção e gerenciamento da margem de carregamento do sistema. Para exemplificar tal vantagem, considere a equação (3-15) escrita na forma (3-20):

$$V_p = \frac{1}{2} \frac{B_1 \cdot V_1 + B_2 \cdot V_2}{(B_1 + B_2)} \pm \frac{1}{2} \sqrt{\frac{(B_1 \cdot V_1 + B_2 \cdot V_2)^2}{(B_1 + B_2)^2} + \frac{4Q}{(B_1 + B_2)}} \quad (3-20)$$

A equação (3-20) terá soluções reais se a inequação (3-21) for verdadeira

$$Q \geq -\frac{(B_1.V_1 + B_2.V_2)^2}{4.(B_1 + B_2)} \quad (3-21)$$

Quando a restrição de igualdade da inequação (3-21) estiver ativa, o sistema estará no limite da estabilidade, sendo este o máximo carregamento possível. Pela análise da inequação (3-21) percebe-se a relação quadrática existente entre o máximo carregamento do sistema e as tensões terminais dos geradores. Pode-se ainda reescrever a equação (3-21) em função da tensão V_p . Quando o sistema estiver no limite de estabilidade de tensão a tensão V_p expressa em (3-20) pode ser reescrita por:

$$V_p = \frac{1}{2} \frac{B_1.V_1 + B_2.V_2}{(B_1 + B_2)} \quad (3-22)$$

No limite de estabilidade têm-se

$$Q_{MAX} = -\frac{(B_1.V_1 + B_2.V_2)^2}{4.(B_1 + B_2)} \quad (3-23)$$

Substituindo (3-22) em (3-23) têm-se:

$$Q_{MAX} = -V_p^2.(B_1 + B_2) \quad (3-24)$$

A equação (3-24) apresenta a relação existente entre a tensão V_p e o máximo carregamento reativo do sistema. Note que se o sistema estiver sem CST a tensão V_p diminui com o aumento de Q diminuindo também Q_{MAX} , enquanto que se o sistema estiver com CST a tensão V_p permanece fixa em um valor pré-determinado (até que os limites de tensão e potência reativa sejam atingidos) mantendo Q_{MAX} em um valor fixo.

3.3. O Controle Terciário

O controle terciário por sua vez ocupa o último nível hierárquico e é responsável pela otimização do perfil de tensão do sistema, através da variação das tensões de referência das barras piloto e dos fatores de participação dos geradores participantes do controle secundário, garantindo segurança e economia operativa [05].

Geralmente neste nível de controle são utilizados programas de otimização *off-line* (fluxo de potência ótimo) baseados em estudos de previsão da demanda de curto prazo e executados em intervalos de tempo regulares, entre 15 e 30 minutos, ou por requisição do operador.

Os principais esquemas de controle terciário de tensão efetivamente implantados e em operação são os esquemas italiano, francês e belga.

3.3.1. O Esquema Italiano

O nível terciário italiano tem como objetivo a coordenação de forma centralizada das ações realizadas pelo controle secundário de tensão, definindo em tempo real os valores ótimos das tensões para as barras piloto e das referências de potência reativa das unidades controladas, utilizadas nos controladores secundários. O cálculo destas variáveis é realizado através de um programa de otimização, locado no Centro Nacional de Controle, que minimiza um índice de desempenho baseado no desvio quadrático de tensão das barras piloto e da referência de potência reativa das unidades controladas em relação aos valores ótimos previstos. Este índice de desempenho pode ser escrito na seguinte forma:

$$OF = [V - V_{ref}]^T \beta^2 [V - V_{ref}] + [q_A - q_{Aref}]^T \gamma^2 [q - q_{Aref}] \quad (3-25)$$

onde:

V, q_A são os vetores das medidas em tempo-real das tensões das barras piloto e do nível de geração de potência reativa das áreas respectivamente;

V_{ref}, q_{Aref} são os vetores dos valores ótimos previstos para a tensões das barras piloto e o nível de geração de potência reativa das áreas respectivamente;

β, γ são matrizes de pesos;

As matrizes de peso β, γ asseguram o compromisso entre a manutenção do perfil de tensão do sistema em seu estado ótimo e a necessidade de maximizar as margens de operação do sistema.

Os valores ótimos das barras piloto V_{ref} e dos níveis de geração de potência reativa das áreas de controle q_{Aref} , são calculados através de um fluxo de potência reativa ótimo com um dia de antecedência baseado no despacho previsto para as usinas e nos valores previstos de carga. A função objetivo utilizada nesta tarefa é a minimização das perdas ativas do sistema.

Como são utilizadas funções de previsão, executadas com um dia de antecedência, os valores obtidos para V_{ref} e q_{Aref} somente são efetivamente impostos se não ocorrerem mudanças no modelo da rede utilizada para a previsão, e o modelo atual do sistema. Quando ocorre alguma mudança os valores ótimos calculados podem deixar de ser ótimos, sendo que em muitos casos são até infactíveis.

Na ocorrência de uma mudança estrutural do sistema, uma nova função é então executada. Esta função é denominada de reprogramação de curto-prazo e é executada baseada no ponto de operação atual do sistema, fornecido em tempo-real por um estimador de estados, e nos valores de carga obtidos por um programa de previsão de carga de curtíssimo prazo.

3.3.2. O Esquema Belga

O controle terciário de tensão belga foi implementado no final da década de 90 conjuntamente com a instalação de um novo EMS no centro de despacho de Linkebeek [10]. As principais funções deste novo EMS relacionadas ao controle de tensão potência reativa são o Estimador de Estados e o Controlador Terciário de Tensão.

O Controlador Terciário de Tensão é baseado na minimização de uma função objetivo quadrática na forma apresentada pela equação (3-26).

$$F_{OBJ} = \sum_{i=1}^N w_i \cdot (u_i - uref_i)^2 \quad (3-26)$$

onde,

N = número de variáveis de controle;

w_i = peso da i-ésima variável de controle;

u_i = valor da i-ésima variável de controle;

$uref_i$ = “alvo” da i-ésima variável de controle.

A minimização da equação (3-26) é realizada considerando algumas restrições referentes à capacidade de geração de potência reativa das unidades de geração, os limites mínimos e máximos de tensão do sistema, o fluxo de potência de determinados corredores de transmissão e a importação/exportação de potência reativa de sistemas vizinhos. Estas restrições podem ser “hard” ou “soft” dependendo das circunstâncias. Por exemplo, os limites de geração são considerados restrições “hard” enquanto que limites de tensão são considerados restrições “soft”, impostas por fatores de penalidade.

Em sua implementação atual o esquema de controle terciário belga conta com três tipos de variáveis de controle: tensão terminal das unidades de geração, status de banco de capacitores e os taps dos transformadores.

A implementação do controle terciário belga exige o gerenciamento de alguns processos descritos a seguir:

a) Determinação dos pesos das variáveis de controle

Os pesos w_i são ajustados arbitrariamente “1” para os taps dos transformadores enquanto que para as unidades de geração e banco de capacitores os pesos são calculados pela equação (3-27).

$$w_i = \frac{S}{Range_i} \quad (3-27)$$

onde,

S = sensibilidade de tensão em relação a injeção de potência reativa para todas as unidades de geração e banco de capacitores;

$Range_i$ = capacidade de operação da i-ésima variável de controle, por exemplo,

para as unidades de geração, $Range_i = Q_{No\ min\ al} - Q_{Mínimo}$.

b) Determinação dos “targets”

Os valores dos “*targets*” para os geradores e capacitores são zero. Os valores dos “*targets*” para os taps dos transformadores são calculados baseados na:

- relação de transformação atual do transformador;
- correção para a máxima tensão na barra de baixa tensão;
- compensação da queda de tensão devido a mudança de cenário de carga;
- limites de transferência de potência reativa.

c) Processo de Otimização

O processo de otimização é realizado através de um algoritmo de programação linear, considerando a função objetivo (3-26) linearizada por segmentos. Os passos que compõem o processo de otimização são descritos a seguir:

- cálculo de um fluxo de potência baseado no resultado do estimador de estados;
- determinação da função objetivo;
- otimização considerando todas as variáveis como contínuas;
- determinação dos status dos banco de capacitores;
- otimização considerando os status dos bancos de capacitores fixos e as outras variáveis como contínuas;
- determinação da posição dos taps dos transformadores;
- última otimização considerando somente a injeção de potência reativa dos geradores como variáveis de controle.

O resultado do processo de otimização realizado no Controlador Terciário de Tensão é imposto aos equipamentos do sistema através do SCADA, através do envio de arquivos específicos enviando via ftp aos computadores *front-end*.

4. Ferramentas Computacionais para Simulação e Análise de Esquemas de Controle Secundário de Tensão

4.1. Revisão da Representação Matemática do Sistema Elétrico de Potência

A representação matemática de um sistema de potência é baseada no tipo de estudo a ser efetuado, sendo que um mesmo sistema, com os mesmos componentes e a mesma configuração, pode ser representado de diversas formas e grau de detalhes, dependendo da complexidade do problema. Um estudo sobre a estabilidade, por exemplo, exigirá uma modelagem muito mais sofisticada e detalhada que um modelo para estudo de fluxo de potência. De maneira geral, a modelagem de um sistema elétrico de potência é dividida em duas grandes categorias: os modelos estáticos e os modelos dinâmicos.

4.1.1. Modelagem Dinâmica

Matematicamente, pode-se representar o sistema de potência pelo conjunto de equações algébrico-diferenciais

$$\dot{x} = f(x, z, p) \quad (4-1)$$

$$0 = g(x, z, p) \quad (4-2)$$

onde:

- x representa o vetor de estados dinâmicos dos geradores, controladores do sistema e cargas dinâmicas, tais como tensões internas dos geradores segundo o eixo “d” e “q”, ângulo, velocidade etc...

- z representa o vetor das variáveis dependentes da rede, tais como as tensões e ângulos das barras terminais dos geradores e cargas;
- p representa o vetor das variáveis independentes, tal como tensão de referência dos reguladores de tensão, potência mecânica e demanda de carga.

4.1.2. Modelagem Estática

O modelo estático básico do sistema de potência consiste em um conjunto de equações algébricas não-lineares do tipo (4-3).

$$g(z) = 0 \quad (4-3)$$

onde z representa o vetor das variáveis dependentes da rede tais como as tensões e ângulos (θ , V) das barras terminais dos geradores e cargas.

O conjunto de equações (4-3) geralmente é constituído pelas equações de injeção de potência ativa e reativa em cada barra do sistema, além de equações de controle. As equações de injeção de potência ativa e reativa em cada barra do sistema são descritas pelas equações (4-4) e (4-5) respectivamente

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (4-4)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4-5)$$

para $k = 1:NB$, onde NB é o número de barras do sistema.

Na modelagem estática os elementos série do sistema (linhas de transmissão, transformadores, etc...) são representados diretamente nas equações (4-4) e (4-5) através de sua condutância G_{km} e susceptância B_{km} . As cargas e os geradores e seus controles são representados no modelo estático através dos diferentes tipos de barras disponíveis na solução do fluxo de potência, sendo os tipos básicos:

Barra PV: utilizada para a representação dos geradores que possuem a tensão de referência de seu regulador de tensão e a injeção de potência ativa especificada. Neste tipo de

barra a injeção de potência reativa é calculada para que se mantenha a tensão no seu valor de referência.

Barra PQ: utilizada geralmente para a representação de cargas que possuem a injeção de potência ativa e reativa especificada. Também é utilizada para a representação de geradores que tenham atingido os limites de geração de potência reativa, sendo neste caso, a injeção de potência reativa especificada igual ao limite atingido.

Barra V θ : fornece a referência angular do sistema além de ser utilizada para fechar o balanço de potência do sistema, levando em conta que as perdas nas linhas de transmissão não são conhecidas antes de se ter a solução final do problema.

Além destes três tipos básicos, eventualmente, podem-se ter outros tipos de barra, como Barra PQV, P e V que são utilizadas geralmente para a representação dos efeitos de controle no sistema, como por exemplo, o controle de intercâmbio entre áreas e o controle da magnitude de tensão de uma barra remota. A barra piloto de um sistema de controle secundário de tensão é do tipo PQV, e a barra de geração PV de um gerador controlado passa a ser uma barra do tipo P.

4.2. Representação do Controle Secundário de Tensão em Programas de Fluxo de Potência

O controle secundário de tensão, como já foi visto em capítulos anteriores, tem como objetivo manter as tensões das barras piloto em seus valores de referência através da variação da tensão de referência de um conjunto de máquinas responsáveis por esta tarefa. A divisão da injeção de potência reativa necessária para a regulação da barra piloto é realizada com base em fatores de participação, os quais são definidos em função da capacidade de cada máquina, fazendo com que máquinas pertencentes a uma mesma área operem com a mesma capacidade.

Poucos trabalhos na literatura apresentam formas de modelagem do problema de controle secundário de tensão em programas de fluxo de potência.

Em [01] é apresentado um método para a representação do CST em programas de fluxo de potência comerciais. Este método consiste na alocação de um compensador síncrono em cada barra piloto. A tensão terminal do compensador é ajustada no valor de referência da barra

piloto, sendo que inicialmente todas as injeções de potência reativa das demais máquinas participantes do CST são ajustadas em zero. É executado, então, um primeiro caso de fluxo de potência. Com o caso de fluxo de potência convergido o valor da potência reativa injetada pelo compensador síncrono é distribuído entre as máquinas, de acordo com seus fatores de participação. Um novo fluxo de potência é executado, e o processo se repete até que a injeção de potência reativa do compensador síncrono seja nula.

A inclusão do CST na implementação do fluxo de potência é discutida em mais detalhes em [57], onde é proposta uma modelagem através da inclusão das equações de controle considerando a injeção de potência reativa ou as tensões das barras de geração como variáveis de estado adicionais ao problema. A referência [58] também aborda a inclusão de controle secundário de tensão em um método de cálculo de fluxo de potência através da injeção de corrente.

Apesar de poucos trabalhos na literatura sobre o tema, a inclusão do controle secundário de tensão em programas de fluxo de potência merece certo destaque, visto a importância desta ferramenta em análise de sistemas e simulações de sistemas elétricos. A seguir é realizada uma discussão sobre a implementação do controle secundário de tensão na formulação do problema de fluxo de potência.

O problema do fluxo de potência pode ser formulado por um sistema de equações e inequações algébricas não-lineares que correspondem, respectivamente, às leis de Kirchhoff e a um conjunto de restrições operacionais da rede elétrica e de seus componentes [46]. Na formulação básica dos sistemas de potência cada barra da rede é associada a quatro variáveis (P, Q, V, θ) , sendo que duas destas variáveis entram como dados e duas como incógnitas. Dependendo de qual variável entra como dado e qual entra como incógnita, originam-se 3 tipos básicos de barras no problema de fluxo de potência, chamadas de $PQ, PV, V\theta$, apresentadas na subseção 4.1.2.

No método de resolução clássico do fluxo de potência as equações de injeção de potência ativa e reativa nas barras são separadas em dois subsistemas: o subsistema 1 e o subsistema 2.

No subsistema 1 são incluídas as equações de P e Q para as barras PQ e P para as barras PV . Com isto tem-se um sistema de $2NPQ + NPV$ equações algébricas (onde NPQ corresponde ao número de barras PQ do sistema e NPV o número de barras PV) com o mesmo número de incógnitas, o que torna possível a determinação de V e θ para todas as barras do

sistema. Com o estado do sistema determinado, parte-se então para o cálculo da injeção de potência reativa nas barras PV e da injeção de potência reativa e ativa na barra de referência, sendo que estas equações formam o chamado subsistema 2.

A inclusão do CST no problema básico de fluxo de potência é realizada através da modificação das barras piloto de PQ para PQV e das barras de geração controlada de PV para P. Esta modificação é acompanhada pela retirada de NBP incógnitas do subsistema 1 referente à tensão das barras piloto, onde NBP é o número de barras piloto, e a inclusão de NGC incógnitas referente as tensões das barras de geração controlada, onde NGC é o número de geradores controlados. Portanto o número de incógnitas a ser adicionado no subsistema 1 é $NGC - NBP$.

Para que o sistema seja determinado, é necessário que o número de incógnitas no subsistema 1 seja igual ao número de equações, portanto se forem adicionadas $NGC - NBP$ incógnitas devem ser adicionadas também $NGC - NBP$ equações. Estas equações a serem inseridas correspondem a $NGC - NBP$ restrições de igualdade, referentes ao alinhamento das unidades de geração controlada de uma mesma área, tal que

$$\begin{aligned} Q_1 - \alpha_{12} \cdot Q_2 &= 0 \\ Q_2 - \alpha_{23} \cdot Q_3 &= 0 \\ \vdots & \\ Q_n - \alpha_{n,n+1} \cdot Q_{n+1} &= 0 \end{aligned} \quad (4-9)$$

onde $\alpha_{n,n+1} = \left[\frac{Q_{\max n}}{Q_{\max n+1}} \right]$.

A título de exemplo considere o sistema de 3 barras apresentado na Figura 4-1, onde a barra B2 corresponde a barra piloto e os geradores G1 e G3, são os geradores responsáveis pela manutenção da barra piloto no seu valor de referência.

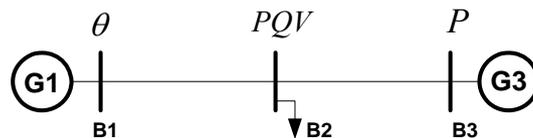


Figura 4-1 Sistema exemplo de 3 barras

As incógnitas do subsistema 1 podem ser agrupadas no vetor x :

$$x = \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \\ V_1 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad (4-10)$$

As equações do subsistema 1 são descritas por

$$\begin{aligned} \Delta P_2 &= P_2^{esp} - P_2(x) = 0 \\ \Delta P_3 &= P_3^{esp} - P_3(x) = 0 \\ \Delta Q_2 &= Q_2^{esp} - Q_2(x) = 0 \\ \Delta Q_{cst} &= Q_1(x) - \alpha_{13} \cdot Q_3(x) = 0 \end{aligned} \quad (4-11)$$

O sistema linear a ser resolvido a cada iteração é representado por

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta Q_{cst} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{22} & H_{23} & N_{21} & N_{23} \\ H_{32} & H_{33} & H_{31} & H_{33} \\ M_{22} & M_{23} & L_{21} & L_{23} \\ -M_{12} + \alpha \cdot M_{32} & -M_{13} + \alpha \cdot M_{33} & -L_{11} + \alpha \cdot L_{31} & -L_{13} + \alpha \cdot L_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \Delta \theta_3 \\ \Delta V_1 \\ \Delta V_3 \end{bmatrix} \quad (4-12)$$

onde $H = \frac{\partial P}{\partial \theta}$; $N = \frac{\partial P}{\partial V}$; $M = \frac{\partial Q}{\partial \theta}$ e $L = \frac{\partial Q}{\partial V}$.

É interessante observar que as derivadas da equação referente ao CST são escritas em função das derivadas das injeções de potência reativa dos geradores controlados. A partir desta observação pode-se escrever uma estrutura genérica para o sistema linear (4-12), dada por

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta Q_{cst} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \\ M_{cst} & L_{cst} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (4-13)$$

onde as matrizes M_{cst} e L_{cst} representam respectivamente as derivadas das restrições de alinhamento de potência reativa das máquinas participantes do controle secundário de tensão em relação a θ e V .

A resolução do sistema linear (4-13) é similar a resolução do sistema linear original. A única diferença no processo de resolução é que a cada iteração deve-se checar se os limites de tensões das barras de geração controladas (barras do tipo P) não foram violados. Caso tenha violado algum limite de tensão, a barra até então P passa a ser uma barra PV, onde a tensão especificada corresponde ao limite violado, e a injeção de potência reativa é calculada para que a tensão nesta barra se mantenha constante. Como esta barra não pode mais fornecer potência reativa proporcionalmente à sua capacidade, realiza-se a retirada desta barra do esquema de controle secundário de tensão, através da retirada da equação (4-9) referente ao gerador em questão. A retirada desta equação implica na retirada de uma linha e uma coluna da matriz jacobiana.

Caso todos os geradores de uma mesma área de controle atinjam seus limites de tensão, não é possível manter a tensão da barra piloto no seu valor especificado. Nesta situação a barra piloto, originalmente PQV, passa a ser uma barra PQ. Esta modificação implica na inclusão de mais uma variável ao problema, e conseqüentemente mais uma coluna na matriz jacobiana.

4.3. Representação do Controle Secundário de Tensão em Programas de Simulação Dinâmica

O controle secundário de tensão pode ser representado em programas de simulação dinâmica através da inserção das equações diferenciais que representam a malha de controle do CST, representada em diagrama de blocos na Figura 3-6 do Capítulo 3.

Para cada área de controle do sistema é adicionada uma equação do tipo (4-14), com o objetivo de calcular o desvio de tensão da barra piloto em relação ao valor especificado.

$$E_A^{vp} = K_i^{vp} \cdot \int (V_{p_A}^{ref} - V_{p_A}) \cdot dt - K_p^{vp} (V_{p_A}^{ref} - V_{p_A}) \quad (4-14)$$

onde,

E_A^{vp} = erro de tensão da barra piloto da área “A”;

Ki^{vp} = ganho integral da malha de controle de tensão da área “A”;

Kp^{vp} = ganho proporcional da malha de controle de tensão da área “A”;

Vp_A^{ref} = tensão de referencia da barra piloto da área “A”;

Vp_A = valor instantâneo da tensão na barra piloto da área “A”.

Para cada gerador controlado é adicionada uma equação diferencial do tipo (4-15) responsável pela equalização das reservas reativas do sistema.

$$E_n^Q = Ki_n^Q \cdot \int (Q_n^{REF} - Q_n) \cdot dt - Kp_n^Q (Q_n^{REF} - Q_n) \quad (4-15)$$

onde,

E_n^Q = erro de potência reativa do gerador “n”;

Ki_n^Q = ganho integral da malha de controle de potência reativa do gerador “n”;

Kp_n^Q = ganho proporcional da malha de controle de potência reativa do gerador “n”;

Q_n^{REF} = referência de potência reativa do gerador “n”;

Q_n = potência reativa do gerador “n”.

A referência de potência reativa dos geradores controlados Q_n^{REF} é calculada pela equação (4-16)

$$Q_n^{REF} = Q_n^{MAX} \cdot \frac{\sum_{n=1}^{NGCA} Q_n}{\sum_{n=1}^{NGCA} Q_n^{MAX}} \quad (4-16)$$

onde,

Q_n^{MAX} = limite de potência reativa do gerador “n”;

NGCA = número de geradores controlados da área em que o gerador “n” está inserido.

O limite de potência reativa dos geradores é calculado pela equação (4-17).

$$Q_n^{MAX} = \sqrt{(S_n^{NOM})^2 - (P_n)^2} \quad (4-17)$$

onde,

S_n^{NOM} = potência aparente nominal da máquina “n”;

P_n = potência ativa instantânea da máquina “n”.

A próxima seção apresenta uma discussão sobre a representação de controle secundário em programas comerciais utilizados pelo setor elétrico.

4.4. Representação do Controle Secundário de Tensão em Programas Comerciais

A seguir é realizada uma discussão sobre a representação do controle secundário de tensão em três diferentes softwares comerciais: ANAREDE e ANATEM desenvolvidos pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) e o POWERSYLAB desenvolvido pelo GSEE-PUCRS em conjunto com a COPPE-RJ.

4.4.1. Representação no ANAREDE

O Programa de Análise de Redes (ANAREDE) consiste em um conjunto de aplicações computacionais englobando programas de fluxo de potência, equivalente de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão, redespacho de potência ativa e fluxo de potência continuado.[60].

O ANAREDE não contempla a inserção de esquemas de controle definidos pelo usuário, o que dificulta a simulação de esquemas de controle secundário de tensão. Uma alternativa para a simulação é considerar a barra piloto como uma barra remota e ajustar os fatores de participação de controle remoto dos geradores em função de suas capacidades. Esta implementação apresenta problemas relacionados aos limites de tensão dos geradores.

O ideal na simulação do CST seria que, quando um gerador atingisse o limite máximo de tensão, o mesmo fosse retirado da malha de controle e a potência reativa necessária para a manutenção da tensão da barra piloto fosse redistribuída entre as máquinas restantes da

área, de forma proporcional à capacidade das máquinas restantes na área de controle. Isto permite que a tensão na barra piloto seja mantida até que o último gerador da área atinja o limite máximo de tensão.

No ANAREDE, quando uma das máquinas atinge o seu limite máximo de tensão, não é possível realizar a retirada desta máquina. Neste caso, a máquina perde a capacidade de regulação de tensão, e como os fatores de participação são fixos, uma nova injeção de reativo deve ser calculada. Neste caso, a capacidade de injeção de potência reativa para a manutenção da tensão da barra piloto fica comprometida podendo comprometer os resultados da simulação e até apresentar problemas de convergência.

4.4.2. Representação no ANATEM

O ANATEM (Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos) é um programa de simulação do comportamento dinâmico de sistemas de potência, amplamente utilizado por empresas do setor.

Um esquema de controle secundário de tensão pode ser modelado no ANATEM através de Controladores Definidos pelo Usuário (CDU), representando no domínio da frequência as equações de controle desejadas por diagrama de blocos [61].

Uma das dificuldades na simulação de esquemas de controle secundário de tensão no ANATEM constitui-se na determinação do ponto inicial de operação do sistema, uma vez que as condições iniciais para a simulação são obtidas por um caso de fluxo de potência convergido do ANAREDE. Como o ANAREDE possui algumas limitações para inclusão de esquemas de controle o seguinte procedimento deve ser utilizado:

- Primeiramente realiza-se uma simulação, com o esquema de controle já incluso, sem qualquer tipo de evento até o instante que o sistema entra em regime;
- Os valores de tensão dos geradores obtidos são então utilizados para a execução de um novo caso de fluxo de potência, sendo este caso utilizado como condição inicial para a simulação do sistema com a malha de controle.

A falta de integração entre os programas para simular o CST torna trabalhosa a tarefa de projeto e simulação, uma vez que é necessário manipular dados manualmente, o que acarreta perda de tempo e possibilidade de entrada errada de dados.

4.4.3. Representação no POWERSYSLAB

O POWERSYSLAB é um ambiente integrado de simulação e análise de sistemas elétricos que reúne vários aplicativos em uma única ferramenta. A representação do sistema de potência no POWERSYSLAB é realizada de forma bastante intuitiva apresentando grande concordância com a descrição de um sistema de potência real. No POWERSYSLAB o sistema de potência pode ser dividido em áreas, sendo que cada área pode conter um Centro de Operação do Sistema de Energia Elétrica (COSEE), o que facilita a implementação de esquemas de controle hierárquico.

O COSEE é composto por um sistema de supervisão (SCADA) e esquemas de controle centralizado. O controle secundário de tensão pode ser implementado em um esquema de controle centralizado através de modelos definidos pelo usuário em diagrama de blocos no domínio da frequência. O SCADA é o dispositivo responsável pela comunicação entre o centro de controle e as Unidades Terminais Remotas (UTR) dos geradores controlados.

Uma das principais vantagens da utilização do POWERSYSLAB na simulação do controle secundário é a independência existente entre a descrição física e os modelos dos dispositivos do sistema. Um dispositivo pode possuir diversos modelos sendo que estes modelos são escolhidos baseados no estudo em questão. Isto gera uma grande flexibilidade, visto que é possível chavear diferentes modelos em tempo de execução. Pode-se, por exemplo, carregar os modelos estáticos dos dispositivos, calcular um fluxo de potência e, em seguida, carregar os modelos dinâmicos dos mesmos dispositivos e realizar uma simulação dinâmica no domínio do tempo.

A principal desvantagem da utilização do POWERSYSLAB na simulação de esquemas de controle constitui contraditoriamente uma de suas vantagens que é o alto grau de detalhamento do sistema. Por exemplo, para que o modelo do controle centralizado tenha acesso a um parâmetro interno do modelo de uma máquina é necessária a inclusão de um medidor e uma UTR na subestação onde a máquina está inserida. Após a inserção é necessária a associação deste medidor com a UTR, e em seguida a criação de um canal de comunicação entre a UTR e o SCADA e o COS para a realização da leitura do parâmetro desejado. Este alto grau de detalhamento pode, às vezes, aparentar uma dificuldade na utilização da ferramenta.

5.O Problema da Seleção de Áreas de Controle e Barras Piloto

Como foi exposto no Capítulo 3 uma *área coerente* do ponto de vista de tensão é definida por um conjunto de barras com o comportamento do módulo de tensão semelhante frente a uma dada ação de controle. Uma *área de controle* de tensão, por sua vez, é definida como uma área coerente que possui reserva reativa suficiente para dar o suporte necessário para a correção do perfil de tensão desta área, frente a distúrbios de carga e contingências. Portanto, por definição, uma área coerente pode ser considerada efetivamente uma área de controle se as fontes reativas, que garantem o suporte de tensão desta área, possuírem capacidade efetiva de correção e manutenção do perfil de tensão das barras que compõem esta área.

No esquema de controle de tensão apresentado no Capítulo 3, o perfil de tensão de cada área do sistema é representado pelo módulo da tensão de uma barra representativa da área denominada de “barra piloto”. A escolha de barras piloto, consiste em uma questão chave para o desempenho da implementação de esquemas de controle secundário de tensão [14], uma vez que todas as ações de controle são tomadas baseadas em informações provenientes desta barra. A escolha inadequada de barras piloto provoca, conseqüentemente, ações de controle indesejáveis prejudicando o desempenho do esquema implementado.

5.1. Principais Metodologias Encontradas na Literatura

Nesta seção será realizada uma breve apresentação das principais metodologias encontradas na literatura para seleção de áreas de controle e barras piloto. Em função de existirem poucas experiências com o projeto e implantação de esquemas de controle secundário de tensão, e a maior parte terem sido desenvolvidas pelas próprias empresas de energia, não existem muitos trabalhos na literatura explorando este tema.

Cronologicamente, a primeira metodologia encontrada na literatura para a divisão de áreas e seleção de barras piloto é descrita em [03] e foi utilizada pela EdF na implantação do primeiro esquema de controle secundário de tensão no final da década de 70. A metodologia descrita apresenta um método empírico onde é formada uma lista de possíveis candidatas a barras piloto, utilizando como critério de seleção a potência de curto-circuito de cada barra. Com as candidatas definidas, são executados sucessivos fluxos de potência, sendo que para cada execução, uma fonte de tensão é colocada na barra candidata em questão, e o restante do sistema é representado apenas por impedâncias passivas. A queda de tensão entre a candidata e todas as demais barras do sistema é calculada, sendo possível então a determinação de quais barras estão eletricamente mais próximas da candidata em questão.

Com as mudanças do sistema elétrico francês, combinado com a entrada em operação de diversas novas linhas de transmissão e unidades de geração na década de 80, foi necessário uma nova divisão do sistema e a metodologia apresentada se mostrou ineficiente devido ao aumento do acoplamento do sistema. Um novo método foi então proposto, o qual é baseado na “quantificação” da distância elétrica entre as barras de um sistema. A definição da distância elétrica entre dois nós do sistema é dada pelo logaritmo da atenuação de tensão entre estes dois nós [03].

$$D_{i,j} = -\log(\alpha_{i,j}) \quad (5-1)$$

onde,

$$D_{i,j} = \text{distância elétrica entre o nó “i” e “j”};$$

$\alpha_{i,j}$ = atenuação de tensão entre os nós “i” e “j”.

A atenuação $\alpha_{i,j}$ é dada por:

$$\alpha_{i,j} = \left[\frac{\partial V_i}{\partial Q_j} \right] \left[\frac{\partial V_j}{\partial Q_j} \right]^{-1} \quad (5-2)$$

onde,

$\left[\frac{\partial V_i}{\partial Q_j} \right]$ = sensibilidade da tensão da barra “i” em relação a injeção de potência reativa da barra “j”;

$\left[\frac{\partial V_j}{\partial Q_j} \right]$ = sensibilidade da tensão da barra “j” em relação a injeção de potência reativa da barra “j”.

De posse da distância elétrica entre todas as barras do sistema é então realizada a classificação dos geradores em classes homogêneas. Esta classificação é realizada através de dois algoritmos complementares: o primeiro, denominado de “*Ascending Hierarchical Classification*” é utilizado para a determinação do número de áreas de controle, enquanto que o segundo, denominado de “*Dynamic Scatter*” é utilizado para a distribuição das barras entre estas áreas. Com as áreas de controle determinadas, a barra piloto de cada área é selecionada a partir da determinação da barra eletricamente mais próxima do centro elétrico da área correspondente.

No sistema italiano a metodologia descrita em [01] foi utilizada. Esta metodologia é baseada na suposição de que as barras piloto devem ser escolhidas através das barras mais fortes do sistema (barras com maior potência de curto-circuito), pois são estas barras que impõem o valor de tensão às demais barras. A metodologia descrita é bastante simples, não requer esforço computacional excessivo e mostrou-se eficiente no

sistema italiano. Descreve-se a seguir, de maneira resumida, a metodologia proposta em [01].

Primeiramente é definido um limite de acoplamento empírico ε , que determina se duas quaisquer barras do sistema estão acopladas, sendo que se $\frac{\partial V_i}{\partial Q_j} > \varepsilon$ a barra “j” é considerada acoplada a barra “i”. Em seguida é escolhida a barra com o maior nível de curto-circuito do sistema, sem fazer distinção entre barras de carga e barras de geração, sendo esta barra denominada barra piloto “1”. A seguir são determinadas todas as barras acopladas a barra piloto “1”, formando a área de controle “1”. Todas as barras da área de controle “1” são então retiradas da lista de possíveis candidatas, e a barra com o maior nível de curto-circuito entre as remanescentes é considerada a barra piloto “2”. A partir do limite de acoplamento ε é definida a área de controle “2” e, em seguida, são retiradas da lista de possíveis candidatas à barra piloto todas as barras que formam a área de controle “2”. O processo se repete até que todas as barras do sistema tenham suas áreas definidas.

Em [12] é apresentada uma metodologia baseada na mínima estrutura de informação necessária para que se possam tomar decisões de controle confiáveis. O problema do controle secundário de tensão é apresentado baseado nas equações linearizadas do fluxo de potência e a escolha das barras piloto é realizada a partir da minimização de um índice de desempenho através de um algoritmo heurístico de otimização, denominado “*Annealing Algorithm*”.

Em [30] é apresentado um método de seleção que utiliza uma abordagem não linear através das equações completas do fluxo de potência. Neste método, elege-se primeiramente diversos cenários envolvendo diferentes patamares de carga e topologias e, em seguida, uma série de distúrbios de carga e contingências são aplicadas em cada cenário. Para cada situação, um conjunto de barras é selecionado como possíveis candidatas a barras piloto, sendo que para cada conjunto selecionado um índice de performance é calculado baseado no desvio quadrático de tensão entre o caso base e o caso analisado. O problema de otimização formulado consiste então na minimização desse índice. Como o problema é de natureza combinatória, exploratório e de grande

porte, o algoritmo heurístico de “*Greedy*” foi utilizado como alternativa para a diminuição das combinações a serem exploradas.

5.2. Aspectos Básicos

Esta seção tem como objetivo a descrição de alguns dos aspectos a serem seguidos para a determinação de áreas e barras piloto. A adoção desses aspectos foi baseada nos próprios conceitos de área de controle e barra piloto, apresentados no Capítulo 3 e reforçados na introdução deste capítulo.

A principal questão antes da formulação deste problema é a formulação matemática dos conceitos apresentados. Para tanto, considere a equação (5-3), que descreve a relação linearizada da tensão nas barras de carga em relação a distúrbios de potência reativa e variações das tensões das barras de geração controladas,

$$\Delta V_c = S' \Delta Q_c + S'' \Delta V_g \quad (5-3)$$

onde,

ΔV_c = variação de tensão nas barras de carga;

ΔQ_c = variação da injeção de potência reativa nas barras de carga;

ΔV_g = variação da tensão nas barras de geração;

S' = matriz de sensibilidade da tensão das barras de carga em relação a injeção de potência reativa;

S'' = matriz de sensibilidade da tensão das barras de carga em relação a tensão nas barras de geração.

Considere um sistema de potência em um ponto de operação estável x_0 em um instante de tempo $t = t_0$. Suponha que este sistema esteja sujeito somente a variações de carga (estado normal de operação) e que não haja mudança topológica. Agora considere a ocorrência de um distúrbio reativo nas barras de carga, fazendo com que o sistema passe do ponto x_0 ao ponto x_1 em $t = t_1$. A variação de tensão nas barras é então dada por:

$$V_c(t_1) - V_c(t_0) = S' [Q_c(t_1) - Q_c(t_0)] + S'' [V_g(t_1) - V_g(t_0)] \quad (5-4)$$

Inicialmente o sistema em questão está somente sob a ação dos reguladores primários de tensão, sendo estes reguladores eficientes na manutenção da tensão terminal dos geradores em suas referências. A partir desta consideração tem-se que $V_g(t_1) - V_g(t_0) = 0$ e, conseqüentemente, a variação de tensão nas barras de carga está somente sujeita a variação da injeção de potência reativa nestas barras, conforme descrito na expressão (5-5).

$$V_c(t_1) - V_c(t_0) = S' [Q_c(t_1) - Q_c(t_0)] \quad (5-5)$$

Suponha que em um instante $t = t_2$ a variação de carga seja nula, o que implica em $Q_c(t_2) = Q_c(t_1)$, e deseja-se que as tensões nas barras de carga retornem aos seus valores originais, tal que $V_c(t_2) = V_c(t_0)$. Dessa forma, é necessário o cálculo do valor da tensão dos geradores no instante $t = t_2$, $V_g(t_2)$. A equação (5-3) pode ser reescrita como

$$V_c(t_0) - V_c(t_1) = S'' [V_g(t_2) - V_g(t_1)] \quad (5-6)$$

Isolando $V_g(t_2)$, tem-se que

$$V_g(t_2) = (S'')^{-1} [V_c(t_0) - V_c(t_1)] + V_g(t_1) \quad (5-7)$$

A existência de uma solução para a equação (5-7) está sujeita a inversão da matriz S'' . Analisando-se as dimensões da matriz S'' verifica-se que o número de linhas é igual ao número de barras de carga e o número de colunas igual ao número de geradores controlados. Portanto, a equação (5-7) terá solução somente se o número de barras de carga for igual ao número de geradores controlados, o que não acontece em sistemas de

potência reais, onde o número de barras de carga é muito maior que o número de geradores.

Somente é possível construir uma lei de controle que corrija a variação de tensão de todas as barras de carga de um sistema de potência frente a variações de injeção de potência reativa nestas barras de carga se, e somente se, o número de geradores controlados for igual ao número de barras de carga, caso contrário, o sistema é não-controlável [52].

Como controlar o módulo da tensão em todas as barras de carga do sistema é infactível, o controle de tensão é realizado objetivando a correção da tensão de apenas algumas barras de interesse, denominadas barras piloto.

Apesar da adoção de barras piloto constituir uma necessidade matemática para a implementação de esquemas de controle de tensão, a idéia de controlar apenas algumas poucas barras constitui-se um conceito natural por parte dos operadores do sistema, visto que o comportamento de tensão entre barras eletricamente próximas é semelhante, podendo ser representado pelo comportamento de apenas uma barra. Além disto, a adoção de barras piloto em esquemas de controle de tensão traz uma redução da informação necessária ao controle, contribuindo para a simplicidade, economia e confiabilidade do processo.

O desempenho de um esquema de controle secundário de tensão está intimamente ligado à correta seleção de barras piloto, visto que a informação destinada ao controlador é proveniente desta barra, a qual se constitui como a barra efetivamente controlada.

O desenvolvimento de uma metodologia para seleção de áreas de controle e barras piloto deve basear-se em alguns requisitos matemáticos descritos a seguir:

- o número máximo de barras piloto a serem selecionadas não deve exceder ao número de barras de geração controlada;
- a matriz de sensibilidade da tensão das barras piloto em relação a tensão das barras de geração controladas deve ser não-singular.

Além dos requisitos relacionados acima, deve-se considerar também algumas características elétricas das barras piloto que são bem colocadas em [03] e reescritas abaixo:

- o valor do módulo da tensão da barra piloto deve refletir o comportamento de tensão da área que ela representa;
- cada área de controle de tensão deverá possuir reservas reativas suficientes capaz de fornecer o suporte necessário para a manutenção da tensão da barra piloto no seu valor de referência;
- as áreas de controle de tensão deverão ser suficientemente desacopladas eletricamente para que não haja ações de controle conflitantes entre áreas.

A próxima seção apresenta uma metodologia para a seleção de áreas e barras piloto.

5.3. Metodologia Proposta

Baseado nos aspectos descritos na Seção 5.2, esta seção apresenta uma metodologia para a seleção de áreas de controle e barras piloto para o esquema de controle secundário de tensão apresentado no Capítulo 3. O objetivo desta metodologia é identificar quais barras do sistema apresentam comportamento de tensão semelhante, podendo-se assim agrupá-las em conjuntos, afim de que o comportamento de suas tensões possa ser representado pelo comportamento da tensão de uma única barra. Entende-se que duas barras possuem comportamento de tensão semelhante se a variação do módulo de suas tensões for similar quando submetidas a uma determinada ação de controle ou distúrbio.

As ações de controle a serem consideradas podem ser:

- variação da referência de unidades de geração e compensadores síncronos;
- mudança de tap de transformadores equipados com comutadores sob carga;
- mudança de estado (*on/off*) de banco de capacitores e reatores.

Enquanto que os distúrbios podem ser:

- variação de carga;

- perda de linhas de transmissão e/ou unidades de geração;
- mudanças topológicas;
- entrada e saída de blocos de carga.

Nesta metodologia é considerada como ação de controle apenas a variação da tensão de referência dos geradores, e como distúrbio, apenas a variação da injeção de potência reativa nas barras de carga.

A relação entre a variação da tensão nas barras de carga em relação à variação de injeção de potência reativa e a variação da tensão nas barras de geração são descritas pela equação (5-3).

A seleção de áreas coerentes é realizada a partir da análise das linhas da matriz de sensibilidade de tensão das barras de carga em relação à tensão das barras de geração controlada, chamada matriz S'' . A idéia básica da metodologia proposta é realizar o agrupamento de linhas desta matriz, de tal forma que as linhas pertencentes a um mesmo grupo possuam um alto grau de associação entre si e um baixo grau de associação em relação as linhas pertencentes a outro grupo. Um grupo de barras que possuam linhas semelhantes em S'' terá variação de tensão semelhante quando submetidas a uma dada ação de controle, o que significa que estas barras estão eletricamente acopladas e, portanto constituem uma área coerente. O problema de divisão do sistema em áreas coerentes pode então ser definido como um problema de agrupamento de linhas de uma matriz em conjuntos distintos.

O problema de separação de objetos em conjuntos é descrito na literatura como um problema de clusterização [62][63]. A clusterização pode ser realizada segundo a abordagem clássica (abordagem *crisp*), na qual cada elemento pertence totalmente a uma única classe, ou de acordo com abordagens heurísticas, como a *fuzzy*, onde um elemento pode pertencer a várias classes, com diferentes valores de pertinência a cada uma delas.

A idéia de utilização de uma técnica *fuzzy*, no agrupamento de barras em áreas coerentes, fornecendo graus de pertinência às barras em relação a todas as áreas do sistema, parece ser mais adequada do que utilização de uma técnica “*crisp*” que apenas informa se a barra pertence ou não a uma determinada área. Isto decorre do fato de que certas barras do sistema, não podem ser agrupadas em conjuntos distintos, visto que suas

características são difusas entre um ou mais grupos. Por exemplo, se uma barra do sistema é a interface entre duas áreas de controle, não é possível afirmar que esta barra pertença a uma das duas áreas, pois ela possui características tanto de uma área quanto de outra.

Outro aspecto positivo na utilização da técnica *fuzzy*, é que com a posse dos graus de pertinência de uma determinada barra, o operador tem uma maior sensibilidade sobre a variação de tensão desta barra em relação à variação de tensão das barras piloto.

A metodologia aqui descrita utiliza o algoritmo de clusterização “*fuzzy c-means*” [62] para a divisão do sistema em áreas coerentes, e é descrita em passos a seguir.

- **Passo 1:** Linearizar o sistema em torno de um ponto de operação.

- **Passo 2:** Calcular a matriz jacobiana reduzida do sistema pela equação 5-8.

$$JR = J_{QV} - J_{Q\theta} \cdot J_{P\theta}^{-1} \cdot J_{PV} \quad (5-8)$$

onde,

JR = matriz jacobiana reduzida do sistema;

$J_{QV}, J_{Q\theta}, J_{P\theta}, J_{PV}$ = sub-matrizes que compõem a matriz jacobiana, sendo

$$J_{QV} = \frac{\partial Q}{\partial V}, J_{Q\theta} = \frac{\partial Q}{\partial \theta}, J_{P\theta} = \frac{\partial P}{\partial \theta} \text{ e } J_{PV} = \frac{\partial P}{\partial V};$$

- **Passo 3:** Escolher quais barras de carga e geração participarão do esquema de controle secundário de tensão.

- **Passo 4:** Calcular a matriz de sensibilidade de tensão S'' através da equação (5-9).

$$S'' = JR_{22}^{-1} \cdot JR_{21} \quad (5-9)$$

onde JR_{22}, JR_{21} são as sub-matrizes da jacobiana reduzida do sistema definidas no Capítulo 3.

- **Passo 5:** Definir o número de áreas e clusterizar as linhas de S'' através do algoritmo fuzzy c-means descrito na Subseção 5.3.1.

- **Passo 6:** A partir da pseudo-partição obtida no **Passo 5** separar as barras em grupos pelo maior grau de pertinência sendo que, cada grupo obtido é considerado uma área coerente.

- **Passo 7:** A partir dos centros de cluster obtidos no **Passo 5** identificar os geradores que possuem maior sensibilidade em relação aos grupos obtidos no **Passo 6**.

- **Passo 8:** Verificar se os geradores selecionados no passo **Passo 7** possuem reservas reativas suficientes para a realização do controle de tensão da área, caso possuam, considerar o grupo de barras uma área de controle.

- **Passo 9:** Identificar a barra piloto a partir do maior grau de pertinência obtido em cada área de controle identificada no **Passo 8**.

5.3.1. O Algoritmo Fuzzy C-Means

A seguir é apresentado o algoritmo fuzzy c-means descrito em [62].

Dado um conjunto de dados $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$, onde x_n é um vetor de características $x_k = [x_{k1}, x_{k2}, \dots, x_{kp}] \in R^p$ para todo $k \in \{1, 2, \dots, n\}$ sendo R^p o espaço p-dimensional, o problema de clusterização fuzzy é encontrar uma pseudopartição fuzzy de X, denotada por $P = \{A_1, A_2, \dots, A_c\}$, onde c é igual ao número de clusters que satisfaça as equações (5-10) e (5-11).

$$\sum_{i=1}^c A_i(x_k) = 1 \quad (5-10)$$

$$0 < \sum_{k=1}^n A_i(x_k) < n \quad (5-11)$$

A equação (5-10) restringe o somatório dos graus de pertinência de um elemento a um e a equação (5-11) restringe o número de elementos de uma determinada classe ao número de elementos de todo o conjunto.

O método *fuzzy c-means* pode ser equacionado por meio de um algoritmo iterativo, baseado na minimização de um índice de desempenho, que indica a adequabilidade da pseudopartição gerada. O desempenho do algoritmo é influenciado pelo número de classes c , pelos centros dos clusters iniciais, pela ordem na qual os vetores são processados, pela medida de distância, pelo critério de parada e pelas propriedades geométricas dos dados.

Assim, o algoritmo assume como entrada os seguintes parâmetros: o número desejado de clusters c ; uma medida de distancia $m \in (1, \infty)$, e a máxima tolerância permitida para a restrição de igualdade (5-10) utilizada como critério de parada. A seguir são descritos os passos do algoritmo.

- **Passo 1:** Considere $t = 0$ representando a iteração 0. Defina $P^{(0)}$ como uma pseudopartição $P = \{A_1, A_2, \dots, A_c\}$, atribuindo os graus de pertinência dos elementos as classes destas pseudopartição.

- **Passo 2:** No caso de $t = 0$, forneça os c centros de cluster $v_1^{(t)}, \dots, v_c^{(t)}$ iniciais. Para $t > 0$, calcule os c centros de cluster pela equação (5-12) para $P^{(t)}$ e o valor de m fornecido.

$$v_i = \frac{\sum_{k=1}^n [A_i(x_k)]^m \cdot x_k}{\sum_{k=1}^n [A_i(x_k)]^m} \quad (5-12)$$

A variável real $m > 1$ é chamada de índice de *fuzificação* e é usada para definir a distância permitida entre os pontos e o centro que está sendo calculado.

- **Passo 3:** Atualize $P^{(t)}$ para $P^{(t+1)}$ usando o seguinte procedimento: para cada $x_k \in X$ e para todo $i \in \{1, 2, \dots, c\}$, se $\|x_k - v_i^{(t)}\|^2 > 0$, calcule o grau de pertinência do elemento x_k à classe A_i por,

$$A_i^{(t+1)}(x_k) = \left[\sum_{j=1}^c \left(\frac{\|x_k - v_i^{(t)}\|^2}{\|x_k - v_j^{(t)}\|^2} \right)^{\frac{1}{m-1}} \right]^{-1} \quad (5-13)$$

Por meio da expressão (5-13) é realizada a comparação da distância de cada elemento x_k ao centro do *cluster* v_j de todas as demais *pseudopartições* A_j , de modo a atribuir um grau de pertinência ao elemento x_k no *cluster* A_i que seja proporcional ao seu grau de pertinência aos demais *clusters* A_j .

- **Passo 4:** Como critério de parada, compare $P^{(t)}$ e $P^{(t+1)}$. Se $|P^{(t)} - P^{(t+1)}| \leq \epsilon$, então pare; caso contrário faça $t = t + 1$ e retorne ao **Passo 2**.

Ao final da última iteração do algoritmo, a pseudopartição obtida deve ser analisada segundo algum critério que expresse a idéia geral de que as associações obtidas são fortes dentro do *cluster* e fracas entre *clusters*. Este critério pode ser definido em termos de um índice de desempenho, tal como o índice $J(P)$, dado em função dos centros dos *clusters* e de m descrito pela equação.

$$J(P) = \sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^c [A_i(x_k)]^m \|x_k - v_i\|^2 \quad (5-14)$$

O índice $J(P)$ mede para todos os elementos as somas das distâncias ponderadas de cada elemento a cada um dos centros dos *clusters* da pseudopartição. Quanto menor o valor de $J(P)$ melhor a pseudopartição *fuzzy* de P . Conseqüentemente, o objetivo do método de clusterização *fuzzy c-means* é encontrar uma pseudopartição *fuzzy* que minimize o índice $J(P)$. Assim, o problema de clusterização pode ser formulado como um problema de otimização.

Para o problema de seleção de áreas coerentes descrito anteriormente, são realizados vários testes, utilizando diferentes valores para os parâmetros do algoritmo,

sendo que a pseudopartição escolhida é aquela que apresenta o menor índice de desempenho $J(P)$.

5.3.2. Exemplo

A título de exemplo, a metodologia proposta será aplicada no sistema de 10 barras apresentado na Figura 5-1, o qual foi retirado da referência [33].

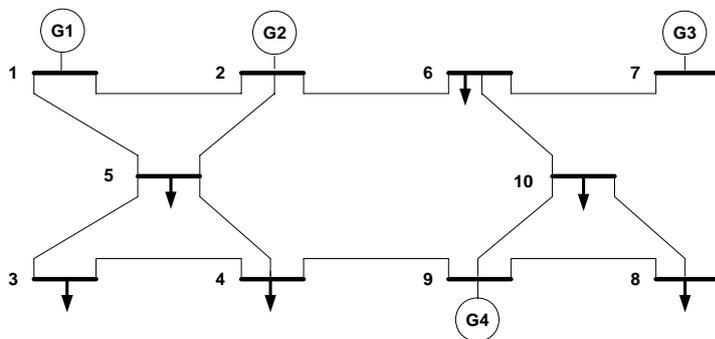


Figura 5-1 Sistema exemplo de 10 barras

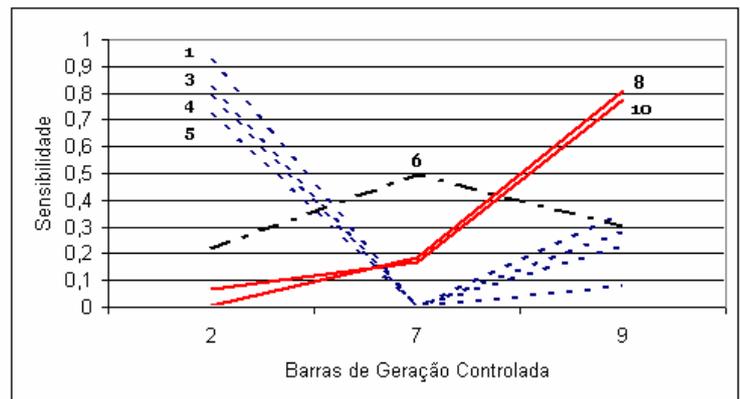
O objetivo de um esquema de controle de tensão ideal seria a correção da variação de tensão das barras de carga (barras 3, 4, 5, 6, 8 e 10) frente a variações de carga; através da variação da referência dos reguladores de tensão dos geradores G_2 , G_3 e G_4 conectados as barras 2, 7, e 9 respectivamente. O gerador G_1 , conectado a barra 1 é utilizado para o balanço de potência do sistema e não será utilizado como fonte de controle. Como estão disponíveis apenas 3 variáveis de controle, pode-se controlar efetivamente no máximo 3 barras do sistema, portanto é necessária a divisão do sistema em áreas coerentes de tensão.

A matriz de sensibilidade das tensões das barras de carga em relação à tensão das barras de geração é apresentada então na Tabela 5-1.

Tabela 5-1 Matriz de Sensibilidade S'' do sistema exemplo representado na Figura 5-1

	2	7	9
1	0,927	0	0,0795
3	0,7912	0	0,2834
4	0,7223	0	0,3482
5	0,8276	0	0,2314
6	0,2198	0,4949	0,3015
8	0,0043	0,1863	0,8089
10	0,0693	0,1673	0,7757

Para uma melhor visualização das sensibilidades apresentadas na Figura 5-2 apresenta estes dados de forma gráfica.

Figura 5-2 Representação Gráfica da matriz de sensibilidade S''

Analisando a Figura 5-2 fica evidente a existência de três conjuntos de barras coerentes do ponto de vista de tensão. Um conjunto formado pelas barras 1, 3, 4 e 5, outro formado pelas barras 8 e 10 e a barra 6 que não possui correlação aparente com nenhum dos conjuntos mencionados.

Com o objetivo de avaliar o desempenho e a usabilidade do algoritmo *fuzzy c-means* na separação de áreas coerentes de tensão, foram obtidas 2 pseudopartições para a matriz S'' apresentada na Tabela 5-1.

Tabela 5-2 Pseudopartições obtidas para a matriz S^n do sistema exemplo de 10 barras

	2 ÁREAS		3 ÁREAS		
	A	B	A	B	C
1	0,9987	0,00013	0,0021	0,9971	0,0008
3	1	0	0	1	0
4	0,9987	0,00013	0,0018	0,9972	0,001
5	1	0	0	1	0
6	0,0827	0,9173	1	0	0
8	0,019	0,9981	0	0	1
10	0,0001	0,9987	0	0	1
J	0,04959		0,00248		

Separando as barras pelos maiores graus de pertinência, obtiveram-se as áreas coerentes do sistema. No caso onde foi considerado $c = 2$, onde c é o número de pseudopartições, a área coerente A é formada pelas barras 1, 3, 4 e 5, enquanto que a área coerente B é formada pelas barras 6, 8, 10. No caso onde foi considerado $c = 3$, a área coerente A é formada apenas pela barra 6, a área coerente B pelas barras 1, 3, 4 e 5 e a área C pelas barras 8, 10.

Observe que o resultado obtido é coerente com o resultado que seria obtido a partir de uma classificação visual das linhas da Figura 5-2. Em uma classificação visual provavelmente chegar-se-ia a conclusão que a barra 6 não possui correlação com nenhuma outra barra do sistema, mas se fosse necessário atribuir alguma relação entre esta barra e as outras barras do sistema, provavelmente seria dito que esta barra “parece ter uma maior semelhança” com as barras 8 e 10 do que às barras 1, 3, 4 e 5. Analisando as pseudopartições obtidas para $c = 2$, percebe-se que a barra 6 apresentou um elevado grau de pertinência ao grupo B (0,9173) e um pequeno grau de pertinência ao grupo A (0,0827), indicando que esta barra possui um alto grau de associação às barras 8 e 10 e um pequeno grau de associação as barras 1, 3, 4 e 5, enquanto que para $c = 3$ esta barra foi classificada com grau de pertinência 1, em uma área coerente isolada.

Na Tabela 5-2 além dos graus de pertinência de cada barra a cada conjunto, são mostrados os valores obtidos para o índice de desempenho J para as duas pseudopartições consideradas. Note que, como o esperado, o índice de desempenho obtido para $c = 3$ foi quase 20 vezes menor que para $c = 2$. Mesmo que o índice de desempenho aponte para a utilização de 3 áreas de controle, devemos realizar algumas

ponderações, pois três áreas de controle certamente regulariam de forma mais acentuada o perfil de tensão do sistema. Em compensação, a adoção de um esquema que possua o mesmo número de barras piloto que controles não fornece nenhum grau de liberdade para a inclusão, por exemplo, de uma lei de controle que equalize as reservas reativas, como é realizado no esquema de controle secundário francês. Portanto, a definição do número ideal de áreas é uma tarefa particular que depende do sistema em questão e da filosofia de operação a ser seguida. Esquemas de controle que priorizem a regulação do perfil de tensão, em princípio, devem adotar um número maior de áreas que esquemas destinados à coordenação e manutenção da segurança operativa do sistema.

Com as áreas coerentes de tensão pré-determinadas, pode-se então determinar quais máquinas possuem maior influência de tensão sobre estas áreas. Isto é realizado a partir da análise dos centróides das pseudopartições utilizadas para a determinação das áreas coerentes. A Tabela 5-3 apresenta estes centróides destacando em vermelho os maiores elementos obtidos para cada máquina, em cada pseudopartição.

Tabela 5-3 Centróides das pseudopartições da tabela 5-2

	2 ÁREAS		3 ÁREAS		
	A	B	A	B	C
2	0,801	0,067	0,054	0,796	0,018
7	0,000	0,197	0,121	0,000	0,086
9	0,240	0,453	0,074	0,230	0,386

Conforme os valores destacados na Tabela 5-3, no caso $c = 2$, a máquina conectada a barra 2 deve ser a responsável pelo controle de tensão da área coerente A e as máquinas conectadas nas barras 7 e 9 devem realizar o controle de tensão da área coerente B. No caso $c = 3$, a máquina conectada na barra 2 é responsável pelo controle de tensão da área B, a máquina conectada na barra 7 é responsável pelo controle da área A, e a máquina conectada na barra 9 responsável pelo controle de tensão da área C.

A escolha das barras piloto de cada área é realizada a partir do maior grau de pertinência obtido para a pseudopartição que representa esta área.

No caso $c = 2$, tanto a barra 3 como a barra 5 podem ser selecionadas como barras piloto para a área A, pois o grau de pertinência destas barras a este conjunto é igual a 1. A área B, para este caso, tem como barra piloto a barra 10, que obteve grau de pertinência de 0,9987 para esta área.

A Tabela 5-4 apresenta a matriz de pertinência obtida para quatro pseudopartições distintas para o sistema New England, destacando em vermelho os maiores graus de pertinência obtidos para cada área.

Tabela 5-4 Pseudopartições obtidas para o sistema New England

	2 AREAS		3 AREAS			4 AREAS				5 AREAS				
	Area 1	Area 2	Area 1	Area 2	Area 3	Area 1	Area 2	Area 3	Area 4	Area 1	Area 2	Area 3	Area 4	Area 5
B1	0,7755	0,2245	0,0546	0,2057	0,7398	0,0896	0,0219	0,8847	0,0039	0,9659	0,0195	0,0023	0,0114	0,0000
B2	0,4646	0,5354	0,1661	0,4265	0,4074	0,0459	0,0367	0,9085	0,0089	0,9458	0,0166	0,0072	0,0271	0,0003
B3	0,546	0,454	0,0433	0,4506	0,5061	0,0048	0,0027	0,9922	0,0002	0,9901	0,0031	0,0006	0,0061	0,0000
B4	1	0	0	0,0001	0,9998	0,9916	0,0015	0,0067	0,0001	0,0101	0,9835	0,0009	0,0053	0,0000
B5	0,9921	0,0079	0,001	0,0044	0,9946	0,9965	0,0009	0,0024	0,0001	0,0022	0,9958	0,0004	0,0015	0,0000
B6	0,9866	0,0134	0,0021	0,0082	0,9897	0,9932	0,0019	0,0045	0,0003	0,0041	0,9921	0,0008	0,0028	0,0000
B7	0,9908	0,0092	0,0013	0,0051	0,9937	0,9952	0,0013	0,0034	0,0002	0,0032	0,9941	0,0006	0,002	0,0000
B8	0,9926	0,0074	0,0009	0,0038	0,9952	0,9958	0,0011	0,003	0,0002	0,003	0,9946	0,0005	0,0017	0,0000
B9	0,9913	0,0087	0,0015	0,0067	0,9918	0,8945	0,0109	0,0929	0,0016	0,1438	0,8247	0,0052	0,0246	0,001
B10	0,9643	0,0357	0,0077	0,0276	0,9646	0,9753	0,0083	0,015	0,0014	0,0123	0,972	0,0036	0,0109	0,001
B11	0,9849	0,0151	0,0024	0,0094	0,9882	0,9961	0,0012	0,0025	0,0002	0,0017	0,9964	0,0004	0,0014	0,0000
B12	0,9816	0,0184	0,0031	0,0124	0,9845	0,993	0,0022	0,0044	0,0003	0,0033	0,9929	0,0008	0,0028	0,0000
B13	0,9799	0,0201	0,0035	0,0151	0,9814	0,9892	0,0035	0,0068	0,0005	0,0055	0,9878	0,0014	0,0049	0,0000
B14	0,9967	0,0033	0,0005	0,0046	0,9949	0,9906	0,0027	0,0065	0,0002	0,007	0,9844	0,0012	0,0071	0,0000
B15	0,1309	0,8691	0,0028	0,969	0,0282	0,0744	0,7477	0,1751	0,0028	0,0241	0,0201	0,0179	0,9371	0,0000
B16	0,0189	0,9811	0,0001	0,9994	0,0004	0,0024	0,9862	0,0111	0,0003	0,0032	0,0014	0,0086	0,9866	0,0000
B17	0,003	0,997	0,0027	0,9901	0,0072	0,026	0,344	0,627	0,003	0,0428	0,0061	0,009	0,9413	0,0000
B18	0,0638	0,9362	0,0149	0,9098	0,0753	0,0086	0,0263	0,9645	0,0006	0,4884	0,0239	0,0144	0,4715	0,001
B19	0,24	0,76	0,1202	0,7206	0,1592	0,1171	0,6141	0,2247	0,0441	0,0983	0,0691	0,1174	0,6896	0,025
B20	0,2942	0,7058	0,1706	0,6242	0,2052	0,1533	0,5159	0,262	0,0689	0,1414	0,1042	0,1523	0,5561	0,04
B21	0,0828	0,9172	0,0128	0,9636	0,0236	0,0037	0,986	0,0095	0,0008	0,0011	0,0007	0,9882	0,0098	0,0000
B22	0,1921	0,8079	0,0767	0,8176	0,1057	0,0461	0,8538	0,0829	0,0171	0,0039	0,0028	0,9797	0,0126	0,00
B23	0,1682	0,8318	0,0608	0,8515	0,0877	0,0357	0,8829	0,0694	0,012	0,0045	0,0031	0,9744	0,0169	0,00
B24	0,0235	0,9765	0,0003	0,999	0,0007	0,0003	0,9965	0,0011	0	0,012	0,0058	0,0891	0,8923	0,0000
B25	0,3466	0,6534	0,2927	0,4239	0,2834	0,061	0,0672	0,8479	0,0238	0,8158	0,0444	0,0275	0,0948	0,017
B26	0,1111	0,8889	0,9444	0,0413	0,0142	0,0504	0,0951	0,6948	0,1597	0,4708	0,0561	0,0484	0,2556	0,169
B27	0,0215	0,9785	0,3305	0,5906	0,0788	0,0233	0,0785	0,8844	0,0137	0,447	0,0357	0,0358	0,4607	0,020
B28	0,278	0,722	0,9844	0,0096	0,006	0	0	0	1	0	0	0	0	0
B29	0,3129	0,6871	0,951	0,0293	0,0197	0,0002	0,0003	0,0004	0,9991	0,0002	0,0001	0,0001	0,0002	0,999

A Tabela 5-5 apresenta os centróides referentes às pseudopartições obtidas na Tabela 5-4, destacando em vermelho os maiores elementos, que correspondem às barras de geração que possuem maior influência sob cada área em questão.

Tabela 5-5 Centróides das pseudopartições obtidas na Tabela 5-4

		B32	B31	B34	B33	B36	B35	B30	B37	B38
2 Áreas	Area 1	0,3041	0,2792	0,0401	0,0743	0,0421	0,076	0,1831	0,095	0,0663
	Area 2	0,0882	0,0744	0,088	0,1473	0,1018	0,1816	0,1391	0,1094	0,1605
3 Áreas	Area 1	0,3225	0,2961	0,0368	0,0716	0,0401	0,0726	0,1871	0,094	0,0453
	Area 2	0,0983	0,0817	0,1002	0,1696	0,1232	0,2195	0,1351	0,091	0,0724
	Area 3	0,0503	0,0454	0,0443	0,0696	0,0356	0,0643	0,1311	0,1482	0,4948
4 Áreas	Area 1	0,3566	0,3197	0,036	0,0712	0,0394	0,0713	0,1529	0,0756	0,0405
	Area 2	0,0857	0,0672	0,1134	0,1879	0,1575	0,2797	0,0823	0,0546	0,0519
	Area 3	0,1216	0,1209	0,0567	0,1015	0,0525	0,0949	0,2738	0,1856	0,12
	Area 4	0,0323	0,0288	0,0273	0,0448	0,0223	0,0403	0,08	0,0978	0,6972
5 Áreas	Area 1	0,1345	0,1419	0,0422	0,0787	0,0412	0,0745	0,3226	0,2051	0,1036
	Area 2	0,3639	0,3244	0,0337	0,0691	0,0386	0,0699	0,1484	0,0736	0,0403
	Area 3	0,0562	0,0443	0,0662	0,1175	0,2311	0,4179	0,0561	0,0379	0,0369
	Area 4	0,1083	0,0872	0,1341	0,2173	0,0928	0,162	0,1212	0,0857	0,0878
	Area 5	0,0322	0,0287	0,0228	0,0409	0,0211	0,0382	0,0803	0,0989	0,708

Baseado na Tabela 5-4 e na Tabela 5-5 pode-se identificar as áreas de controle correspondente a cada pseudopartição. As áreas de controle obtidas, bem como a barra piloto correspondente a cada área e os geradores responsáveis pelo controle de tensão são apresentado na Tabela 5-6.

Tabela 5-6 Áreas de Controle obtidas para as pseudopartições da Tabela 5-4

2 ÁREAS		
	Barra Piloto	Geradores
Area 1	4	30,31,32
Area 2	16	33,34,35,36,37,38
3 ÁREAS		
	Barra Piloto	Geradores
Area 1	4	30,31,32
Area 2	16	33,34,35,36
Area 3	28	37,38
4 ÁREAS		
	Barra Piloto	Geradores
Area 1	5	31,32
Area 2	24	33,34,35,36
Area 3	28	38
Area 4	3	30,37
5 ÁREAS		
	Barra Piloto	Geradores
Area 1	11	31,32
Area 2	16	33,34
Area 3	28	38
Area 4	3	30,37
Area 5	21	35,36

Para validar a metodologia proposta é apresentado um comparativo entre as 4 configurações com CST (2, 3, 4 e 5 áreas conforme a Tabela 5-4) e a configuração sem

CST. Este comparativo é realizado através da simulação estática de potência reativa de 10% nas barras de carga.

A Figura 5-4 apresenta as perdas ativas do sistema para as 4 configurações propostas e para o caso “Sem CST”. Nota-se que houve uma redução significativa (aproximadamente 1%) entre a configuração que considera 2 áreas de controle e a configuração sem o esquema de controle secundário de tensão. Entretanto, não se observou redução significativa entre as configurações considerando 2, 3, 4 e 5 áreas de controle, como pode ser observado na Figura 5-5, que apresenta a redução percentual das perdas ativas do sistema em relação ao caso sem CST.

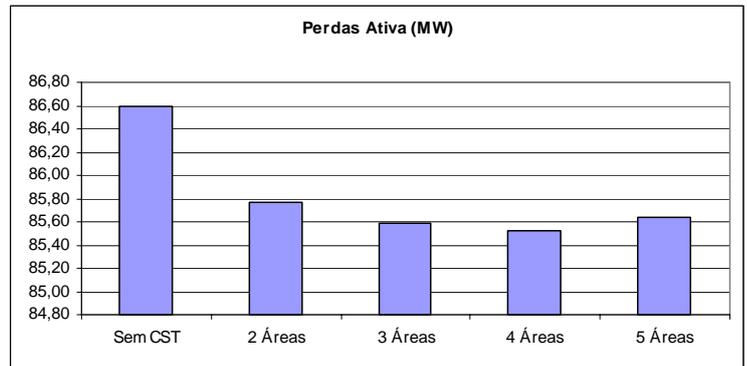


Figura 5-4 Perdas ativas no sistema para os 5 casos considerados

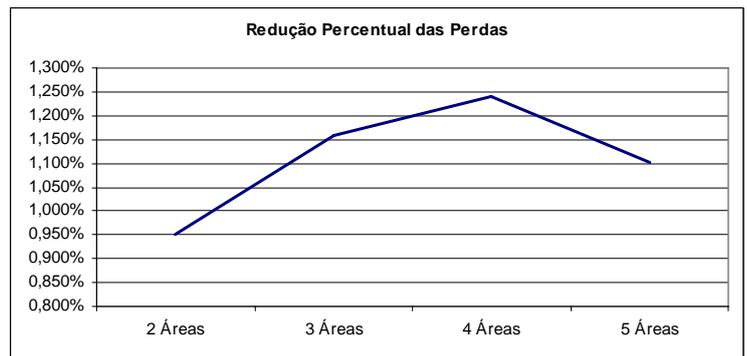


Figura 5-5 Redução percentual das perdas ativas do sistema para os 4 casos com CST considerados

A Figura 5-6 apresenta os fatores de participação dos geradores. Note que sem a presença do CST a máquina “38” atinge seu limite de potência reativa (fator de participação 1) enquanto que a máquina “37” ainda possui aproximadamente metade de sua capacidade ociosa (fator de participação 0,52), exemplificando a falta de coordenação existente entre as máquinas do sistema. A utilização de 2 áreas de controle apresentou fatores de participação “alinhados” (0,75 para a área A e 0,72 para a área B), o que significa uma melhor coordenação. Observe que neste caso o fator de participação da máquina “37” passou de 0,52 para 0,72 enquanto que o da máquina 38 passou de 1,00 para 0,72, mostrando que as injeções de potência reativa necessárias para a manutenção do perfil de tensão foram distribuídas uniformemente entre as máquinas da área.

Outro fato a ser observado na Figura 5-6 é que quanto maior o número de áreas menor a coordenação entre as máquinas do sistema.

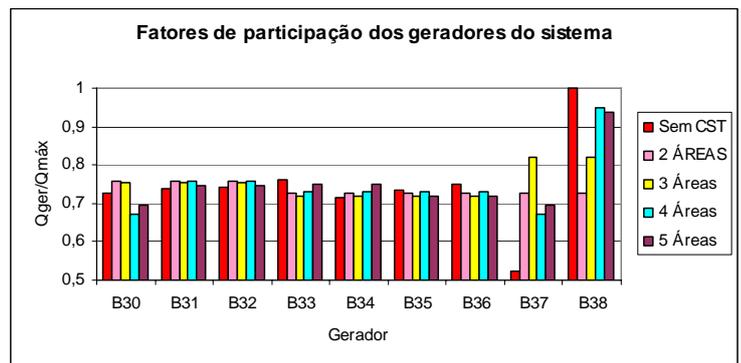


Figura 5-6 Fatores de participação dos geradores do sistema

A Figura 5-7 apresenta o perfil de tensão das barras de carga do sistema, mostrando que todas as alternativas propostas com CST apresentaram melhor desempenho que no caso sem CST, mas não apresentaram diferenças significativas entre elas como pode ser observado na Figura 5-8, que apresenta o desvio quadrático de tensão das de carga do sistema, e a Figura 5-9, que apresenta o desvio médio quadrático de tensão obtido para todas as configurações analisadas.

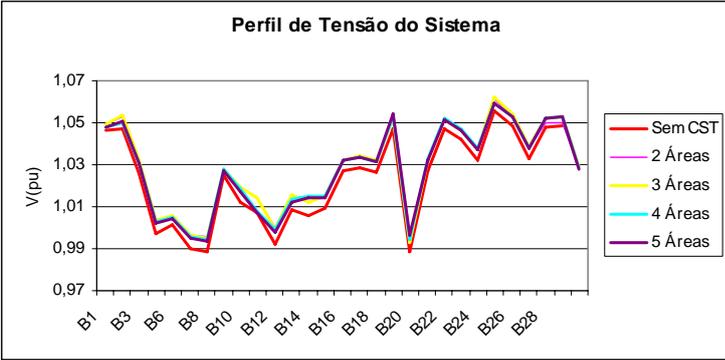


Figura 5-7 Perfil de tensão do sistema

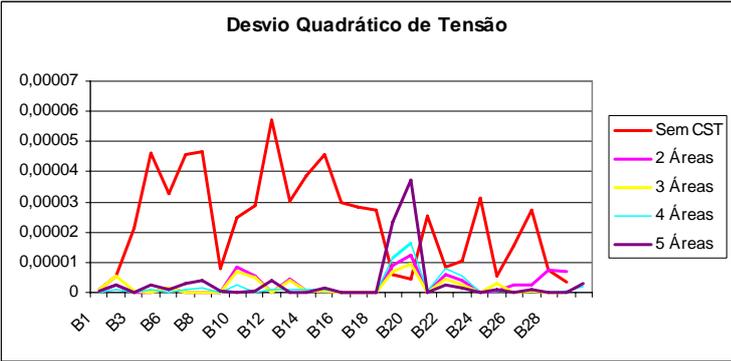


Figura 5-8 Desvio Quadrático de tensão das barras de carga do sistema

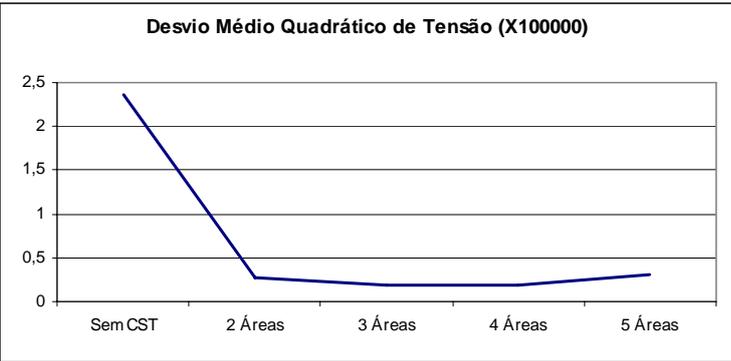


Figura 5-9 Desvio Médio Quadrático de tensão das barras de carga do sistema

As Figuras 5-10 e 5-11 apresentam uma comparação do perfil de tensão do sistema para os casos com CST considerando 2 áreas de controle e sem CST em relação ao caso base, respectivamente.

Nota-se que o perfil de tensão após o distúrbio, para os casos com CST é praticamente o mesmo que o perfil do caso base, mostrando a efetividade deste tipo de controle.

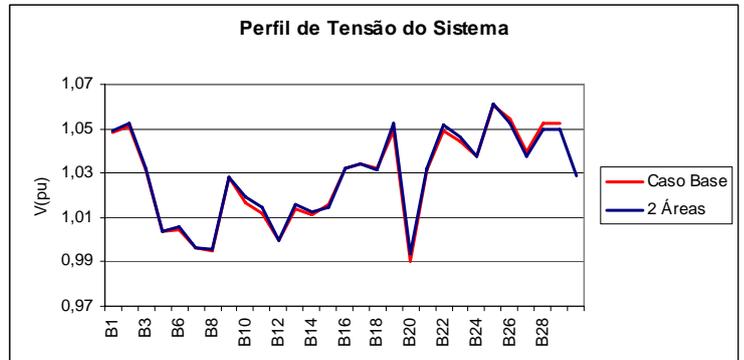


Figura 5-10 Perfil de tensão do sistema para os casos Base e Com CST considerando 2 áreas de controle

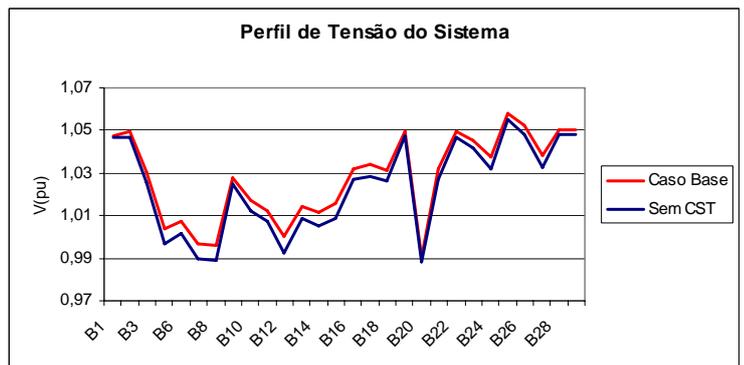


Figura 5-11 Perfil de tensão do sistema para os casos Base e Sem CST

As principais conclusões obtidas a partir da avaliação da metodologia proposta foram:

- Foi observada uma melhoria do perfil de tensão entre a configuração sem CST e todas as outras alternativas com CST, bem como uma redução considerável das perdas;
- O perfil de tensão e as perdas não apresentaram redução relevante entre as diferentes configurações com CST;
- A melhor coordenação das reservas reativas do sistema foi obtida para a configuração com duas áreas de controle.
- O índice de desempenho de clusterização J não foi eficiente na indicação da melhor configuração de controle secundário;

No próximo capítulo é apresentada a aplicação da metodologia de seleção de áreas e barras piloto em um sistema de potência real, apresentando a avaliação dos resultados obtidos.

6. Avaliação da Implantação do Controle Secundário de Tensão no Sistema CEEE

Este capítulo tem como objetivo avaliar o desempenho de uma malha de controle secundário de tensão no sistema de transmissão da Companhia de Energia Elétrica do Estado do Rio Grande do Sul – CEEE.

A CEEE é responsável pela maioria das instalações que compõem a rede básica do estado RS, viabilizando o suprimento de energia às concessionárias de distribuição que atuam no estado. As instalações de propriedade da CEEE e aquelas sob a sua responsabilidade são compostas por 55 subestações, totalizando uma potência de 6.819,02 MVA. O sistema de transmissão CEEE é composto por mais de 5.651,72 km de linhas de transmissão operando nas tensões de 230, 138 e 69 kV. A Figura 6-1 apresenta o mapa completo do sistema de transmissão do Rio Grande do Sul.

O sistema de geração CEEE é formado basicamente por Usinas Hidrelétricas, localizadas em dois sistemas principais, o sistema Jacuí e o sistema Salto totalizando uma capacidade instalada de aproximadamente 910 MVA, representando aproximadamente 25 % da demanda do RS. O restante da energia é proveniente do Sistema Interligado Nacional, que interliga o estado ao resto do país através de uma rede de 525 kV, com pontos de conexão na região Metropolitana, Caxias do Sul, Santo Ângelo e Santa Rosa.



Figura 6-1 Mapa do Sistema de Transmissão do Rio Grande do Sul

O controle, coordenação e supervisão dos sistemas de transmissão e geração CEEE, são responsabilidades do Operador Nacional do Sistema (ONS), que fornece uma série de normas e procedimentos operativos que são executados pelo Centro de operação do Sistema - COS da empresa. Os procedimentos operativos relacionados ao controle de tensão das instalações de responsabilidade da CEEE são descritos no Módulo 10 do Manual de Procedimentos da Operação do ONS [64], através das instruções de operação [65] e [66] que estabelecem os procedimentos da operação em condições normais e sob contingências do sistema de transmissão de 230 kV do Rio Grande do Sul. Tanto a instrução [65] quanto a instrução [66], são baseadas em estudos *off-line* e não estabelecem nenhum critério ou procedimento para a coordenação em tempo-real das unidades de geração do sistema. Esta coordenação poderia ser realizada a partir da implantação de uma malha de controle secundário de tensão, que além de melhorar a coordenação das reservas de potência reativa aumentando a segurança operativa do

sistema, traria outras vantagens como a redução das perdas e o aumento da capacidade de transmissão. A avaliação destas vantagens constitui o objetivo principal deste capítulo.

6.1. Seleção de Áreas e Barras Piloto

Com o objetivo de simular a ação de uma malha de controle secundário de tensão no sistema de transmissão de 230 kV da CEEE, realizou-se a divisão do sistema em áreas de controle através da metodologia proposta no Capítulo 5. As barras de carga consideradas para a realização desta tarefa foram as barras de 230 kV apresentadas na Tabela 6-1.

Tabela 6-1 Subestações de 230 kV da CEEE

SUBESTAÇÕES 230 kV – CEEE			
SE Alegrete 2	SE Cachoeirinha	SE Camaquã	SE Canastra
SE Canoas 2	SE Caxias 2	SE Caxias C	SE Cidade Industrial
SE D. Francisca	SE Eldorado	SE Garibaldi	SE Gravataí 3
SE Guaíba 2	SE Guarita	SE Itaúba	SE Jacuí
SE Lajeado 2	SE Lajeado	SE Livramento	SE Maçambará
SE Missões	SE N. Prata 2	SE Osório 2	SE POA 4
SE POA 6	SE POA 8	SE POA 9	SE POA 10
SE POA 13	SE Quinta	SE S. Angêlo 2	SE Scharlau
SE S. Cruz 1	SE S. Cruz 1Y	SE S. Maria 3	SE S. Rosa
SE S. Vicente	SE Tapera	SE Taquara	SE V. Aires
SE Pelotas 3	SE Uruguaina 5	SE Uruguaiana	

As unidades de geração, consideradas como unidades de controle pelo CST (unidades que terão suas tensões de referência ajustadas pelo controle secundário de tensão), são apresentadas na Tabela 6-2.

Tabela 6-2 Unidades de Controle

USINA	CAPACIDADE
UHE Itaúba	500 MVA
UHE D. Francisca	125 MVA
UHE Jacuí	180 MVA
UHE P. Real	158 MVA
UTE Uruguaina I	417 MVA
UTE Uruguiana II	293 MVA
UTE P. Médici A	126 MVA
UTE P. Médici B	320 MVA
TOTAL	2119 MVA

A Figura 6-2 apresenta o diagrama unifilar do sistema de transmissão de 230 kV, apresentando as barras de controle e as barras de carga controladas.

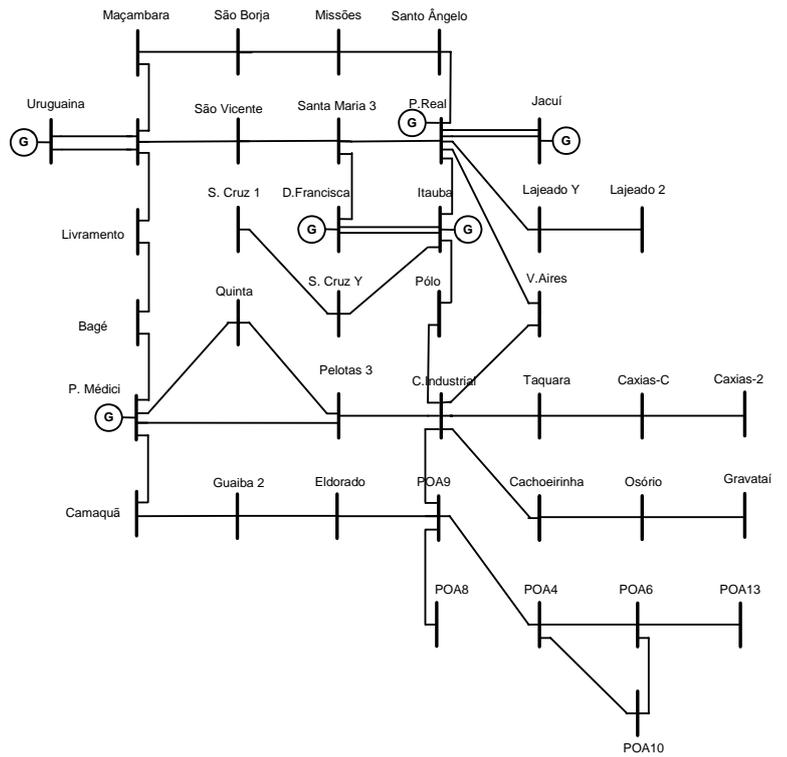


Figura 6-2 Diagrama unifilar do sistema de 230 kV da CEEE

A Figura 6-3 apresenta a sensibilidade de tensão das barras de 230 kV do sistema CEEE em relação à tensão das barras terminais das máquinas de controle.

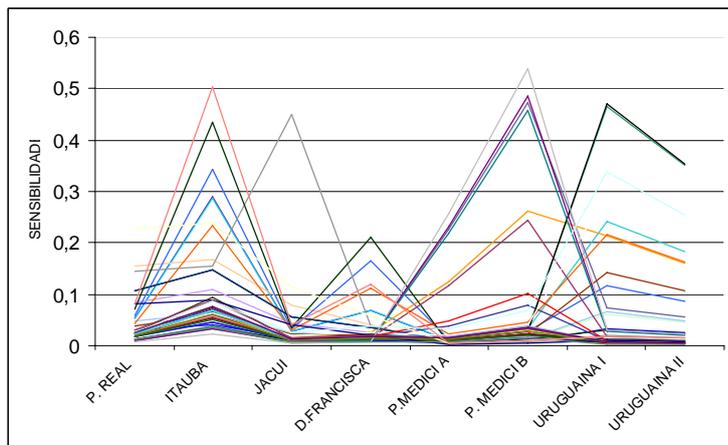


Figura 6-3 Sensibilidade de tensão das barras de 230 kV em relação as barras de controle

Através da metodologia descrita no Capítulo 5 foi possível a identificação de 4 áreas coerentes. A pseudopartição resultante do processo de clusterização encontra-se no anexo A.

A Figura 6-4 apresenta os graus de pertinência obtidos para todas as barras do sistema.

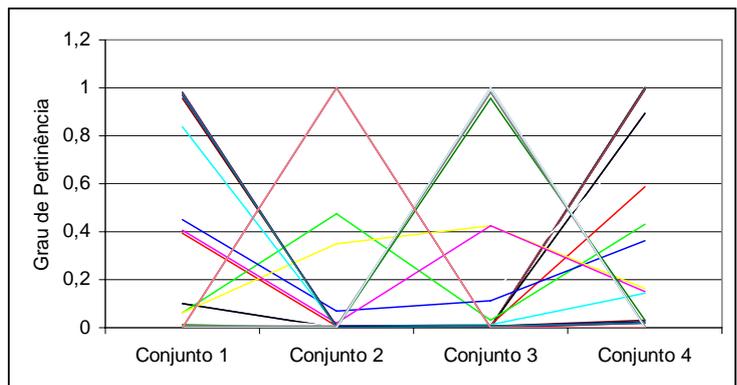


Figura 6-4 Graus de Pertinência obtidos através do processo de clusterização

A partir dos graus de pertinência apresentados na Figura 6-4, foi possível a divisão do sistema em áreas coerentes separando as barras que possuem um elevado ($>0,8$) grau de pertinência a um mesmo conjunto. A seguir é realizada uma descrição de cada área coerente obtida.

6.1.1. Área Metropolitana

Área bastante densa e com a maior capacidade instalada. Possui forte influência do sistema de transmissão de 500 kV interligado às usinas de Salto Osório, Salto Santiago, Itá, Machadinho e as interligações de Campos Novos e Ivaiporã. As subestações pertencentes à esta área são apresentadas na Tabela 6-3.

Tabela 6-3 Subestações pertencentes à área coerente da região metropolitana

SUBESTAÇÕES DA ÁREA METROPOLITANA			
SE Cachoeirinha	SE Canoas 2	SE Caxias 2	SE Caxias C
SE Cidade Industrial	SE Eldorado	SE Gravataí 3	SE Guaíba 2
SE Lajeado 2	SE Lajeado	SE N. Prata 2	SE Osório 2
SE POA 4	SE POA 6	SE POA 8	SE POA 9
SE POA 10	SE Scharlau	SE V. Aires	

A Figura 6-5 apresenta os graus de pertinência obtidos para as barras dessa área aos 4 conjuntos considerados.

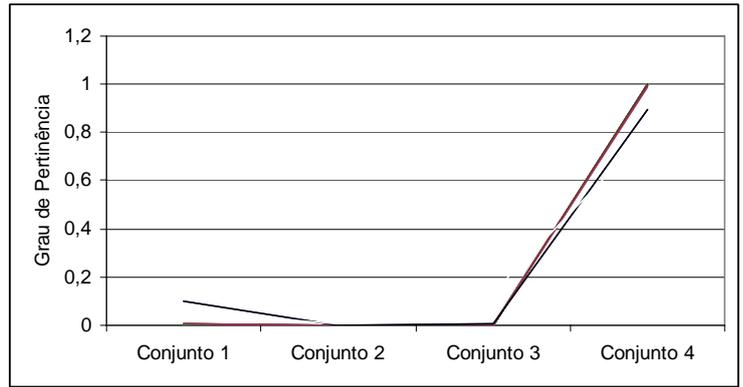


Figura 6-5 Graus de pertinência das barras da Área Metropolitana aos 4 conjuntos considerados

A principal característica dessa área é sua baixa sensibilidade aos controles considerados, como mostra a Figura 6-6, que apresenta a sensibilidade de tensão das barras de 230 kV das subestações dessa área em relação às barras de controle.

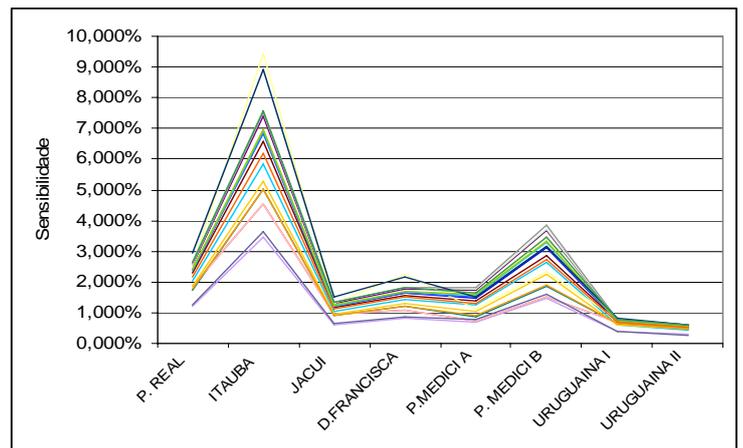


Figura 6-6 Sensibilidade de Tensão das barras de 230 kV da Área Metropolitana em relação a tensão das barras de controle

Pela Figura 6-6 nota-se que as barras dessa área apresentam maior sensibilidade em relação à Itaúba em comparação com as outras barras de controle. Porém, essa sensibilidade é bastante baixa (menor que 10%) para que se possa utilizar Itaúba como um dispositivo de controle de tensão. Portanto, não é possível realizar o controle de tensão dessa área apenas com as usinas consideradas como unidades de controle, sendo que essa área coerente não deve ser considerada como uma área de controle de tensão.

6.1.2. Área Centro

Área caracterizada pelo forte acoplamento de tensão ao complexo de geração “Jacuí”, formado pelas usinas hidrelétricas de Passo Real, Itaúba, Jacuí e Dona Francisca, como pode ser observado pela Figura 6-7 que apresenta as sensibilidades de tensão das barras de 230 kV desta área em relação as barras de controle consideradas.

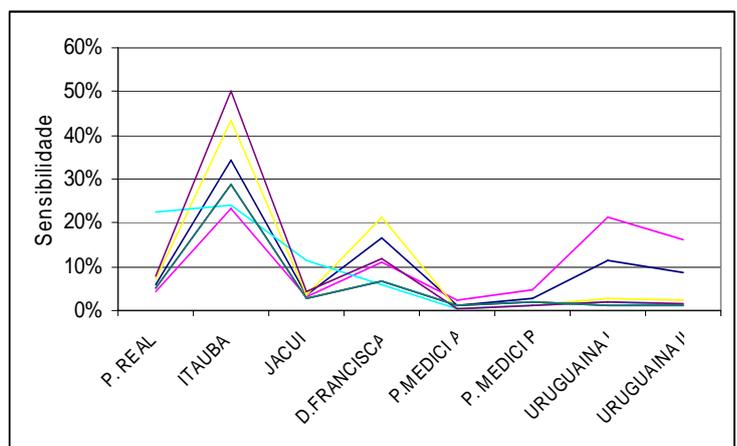


Figura 6-7 Sensibilidade de Tensão das barras de 230 kV da Área Centro em relação a tensão das barras de controle

As subestações que formam essa área são: SE P. Real, SE Itaúba, SE Jacuí, SE Dona Francisca, SE Santa Maria 3, SE Santa Cruz 1 e SE Santa Cruz. A Figura 6-8

apresenta os graus de pertinência das barras de 230 kV dessas subestações aos quatro conjuntos considerados no processo de clusterização.

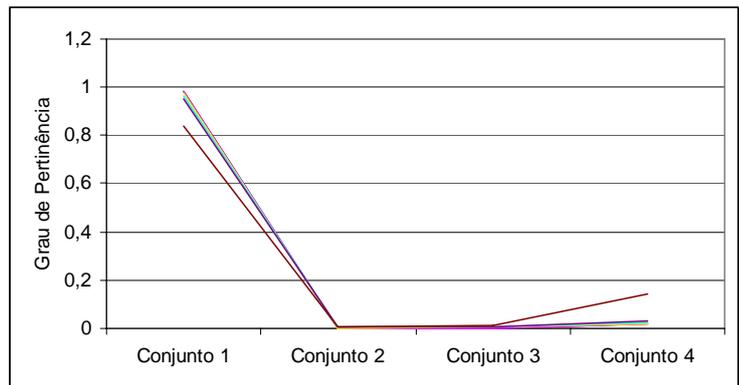


Figura 6-8 Graus de pertinência das barras da Área Centro aos 4 conjuntos considerados

A barra que obteve o maior grau de pertinência foi Santa Cruz 1, e portanto foi selecionada como barra piloto dessa área.

6.1.3. Área da Campanha

Formada pelas subestações de São Borja, Uruguaiana, Uruguaiana 5, Maçambara e Alegrete 2, constitui a área com menor demanda do sistema, bastante esparsa e caracterizada pelo acoplamento de tensão com a Usina Termoelétrica AES Uruguaiana, como pode ser observado pela Figura 6-9 que apresenta a sensibilidade de tensão das barras de 230 kV das subestações dessa área em relação as barras de controle consideradas.

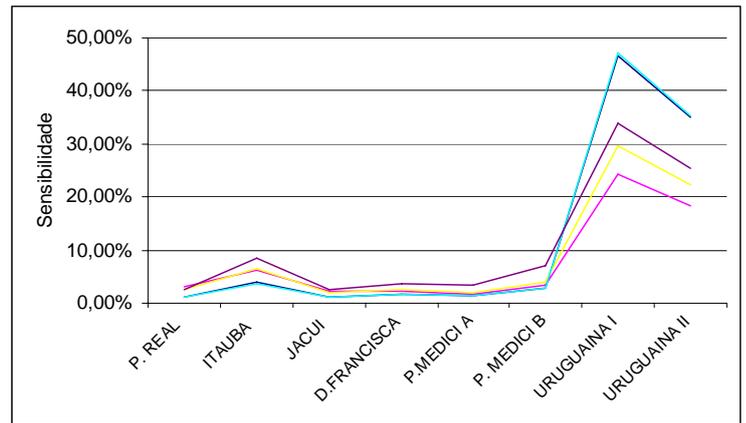


Figura 6-9 Sensibilidade de Tensão das barras de 230 kV da Área da Região da Campanha em relação a tensão das barras de controle

A Figura 6-10 apresenta os graus de pertinência obtidos para as barras dessa área em relação aos 4 conjuntos considerados no processo de clusterização.

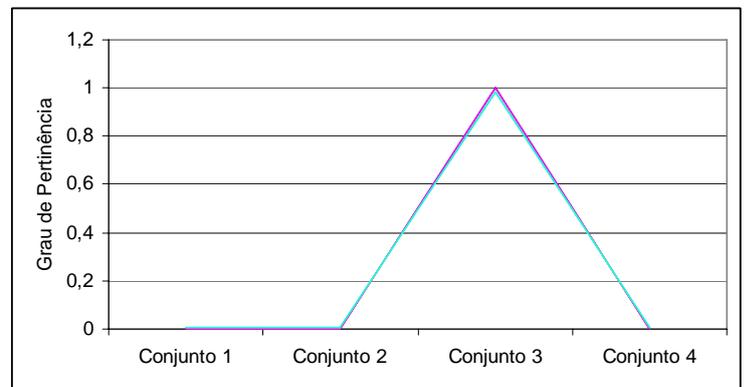


Figura 6-10 Graus de pertinência das barras da Região da Campanha aos 4 conjuntos considerados

O menor grau de pertinência obtido para o conjunto 3 (que é o conjunto que representa essa área) foi “0,957” para São Borja e o maior foi “1” para Maçambara, sendo que Maçambara foi selecionada como barra piloto dessa área de controle.

6.1.4. Área Sul

Área formada pelas subestações de Pelotas3, Bagé2, Quinta e Presidente Médici, destacando-se como a área mais desacoplada das 4 áreas consideradas. Possui uma forte influência da UTE de P. Médici como pode ser observado pela Figura 6-11 que apresenta a sensibilidade de tensão das barras de 230 kV das subestações pertencentes à esta área em relação à tensões das barras das unidade de controle consideradas.

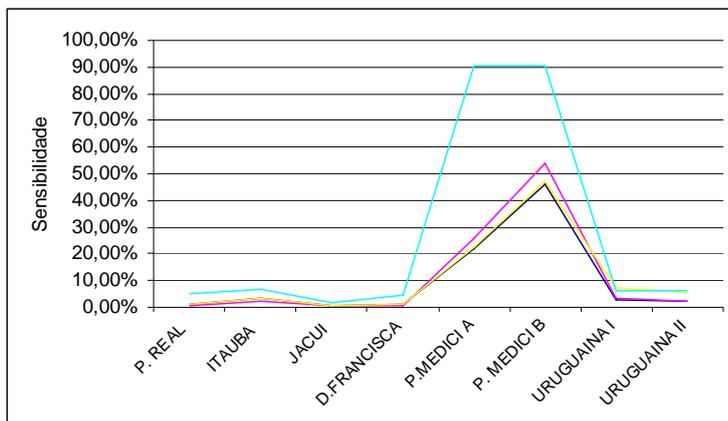


Figura 6-11 Sensibilidade de Tensão das barras de 230 kV da Área da Região Sul em relação a tensão das barras de controle

A Figura 6-12 apresenta os graus de pertinência obtidos para as barras dessa área em relação aos 4 conjuntos considerados no processo de clusterização. Todas as barras dessa área obtiveram um grau de pertinência próximo a 1 para o conjunto 2 e grau de pertinência praticamente nulo para os demais conjuntos. A barra que obteve o maior grau de pertinência foi Pelotas3 (grau de pertinência igual a 1) e portanto foi selecionada como a barra piloto dessa área.

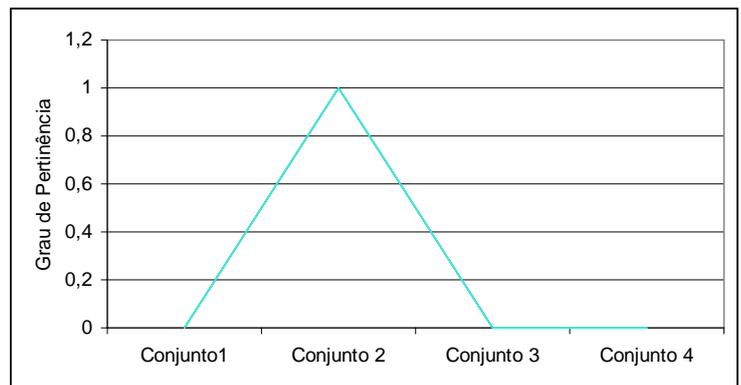


Figura 6-12 Graus de pertinência das barras da Área da Região da Sul aos 4 conjuntos considerados

6.1.5. Barras de Interface

De posse dos graus de pertinência de todas as barras do sistema foi possível identificar algumas barras que não possuem pertinência definida a nenhum conjunto, não podendo ser agrupadas. Essas barras foram denominadas como barras de interface, e são descritas a seguir.

A barra de São Vicente apresentou um grau de pertinência de 0,4084 a Área Centro e 0,4271 a Área da Campanha, e portanto foi considerada a interface entre estas duas áreas.

A interface entre as áreas Metropolitana e Sul foi a barra de Camaquã que apresentou grau de pertinência de 0,4765 à Área Sul e 0,4285 à Área Metropolitana, enquanto que a interface entre a Área Sul e a Área da Campanha foi a barra de Livramento que apresentou grau de pertinência 0,3508 à Área Sul e 0,4243 à Área da Campanha.

Pelo método apresentado, não foi identificada nenhuma barra que represente a interface entre as Áreas Centro e Metropolitana.

6.1.6. Conclusão

Pela aplicação da metodologia de seleção de áreas e barras piloto apresentada no Capítulo 5 foi possível a identificação de 4 áreas coerentes de tensão, denominadas Área Centro, Campanha, Metropolitana e Sul, descritas anteriormente, e destacada no diagrama unifilar da Figura 6-13.

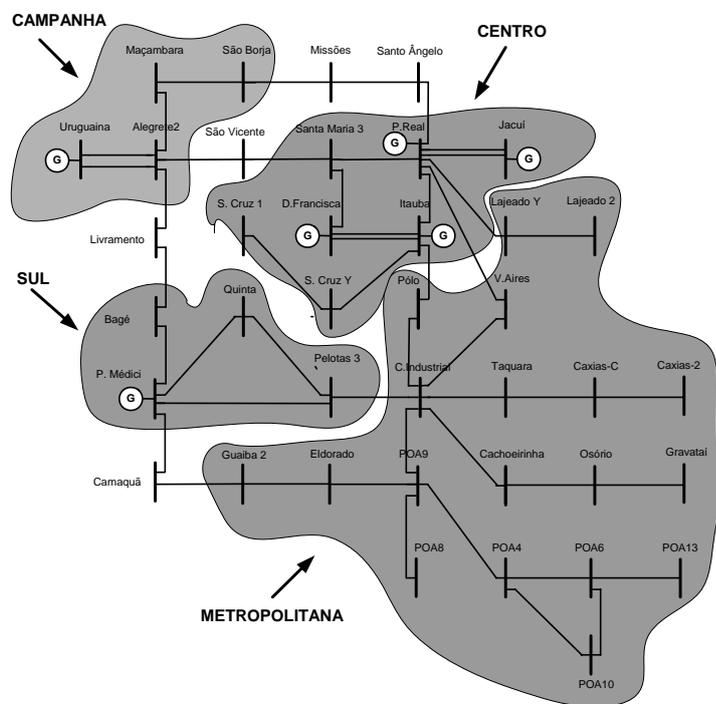


Figura 6-13 Diagrama Unifilar do sistema de 230 kV CEEE apresentando a divisão do sistema em áreas coerentes de tensão

A única área coerente que não pode ser efetivamente considerada uma área de controle foi a área Metropolitana devido à sua baixa sensibilidade em relação aos controles considerados. Todas as demais áreas puderam ser efetivamente consideradas áreas de controle, sendo que as unidades de controle pertencentes a cada área bem como as respectivas barras piloto são apresentadas na Tabela 6-4.

Tabela 6-4 Barras piloto e unidades de controle de cada área do sistema CEEE

Área	Unidades de Controle	Barra Piloto
Centro	P. Real, D Francisca, Itaúba e Jacuí	S. Cruz 1
Campanha	Uruguaiana I e II	Maçambará
Sul	P. Médici A e B	Pelotas 3

Foram identificadas também as barras do sistema que constituem a interface entre áreas adjacentes, sendo que a barra de São Vicente é a interface entre a área Centro e Campanha, a barra de Livramento é a interface entre a área Campanha e Sul e a barra de Camaquã é a interface da área Sul e Metropolitana.

6.2. Estrutura de Controle Implementada

Para a simulação e avaliação de um esquema de controle secundário de tensão no sistema CEEE a seguinte estrutura de controle foi implementada:

Em cada área de controle apresentada na Seção 6.1 foi implementado um controlador central apresentado na Figura 6-14.

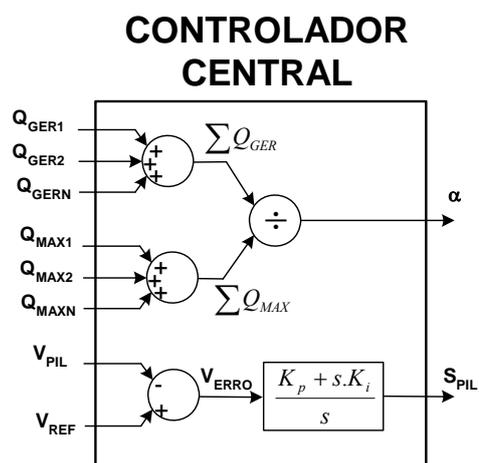


Figura 6-14 Diagrama de blocos do Controlador Central implementado em cada área de controle

Este controlador central tem como objetivo o cálculo do fator de participação “ α ” e do erro de tensão da barra piloto “ S_{PIL} ”. As entradas deste controlador são constituídas pelas injeções instantâneas de potência reativa de todas as unidades de controle da área ($Q_{GER1}, Q_{GER2}, \dots, Q_{GERN}$), os limites máximos de geração de potência reativa de todas as unidades de controle da área ($Q_{MAX1}, Q_{MAX2}, \dots, Q_{MAXN}$), o valor instantâneo do módulo de tensão da barra piloto V_{PIL} e o valor de referência da barra piloto V_{REF} .

Em cada unidade de controle foi implementado um “controlador de unidade” apresentado na Figura 6-15, que tem como objetivo a regulação de potência reativa de cada unidade.

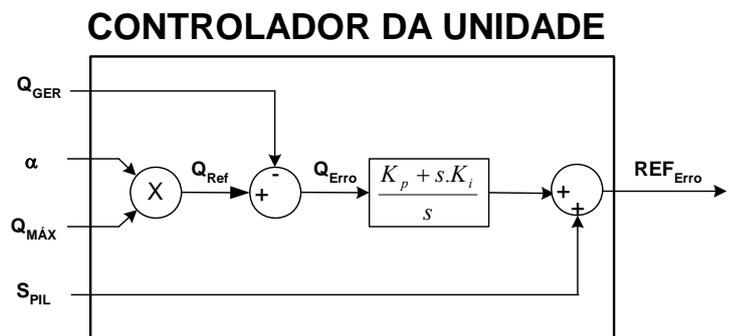


Figura 6-15 Diagrama de blocos do Controlador de Unidade implementado em cada unidade de controle

Este controlador tem como entradas o fator de participação “ α ” e o sinal de erro de tensão da barra piloto “ S_{PIL} ”, calculados pelo controlador central de cada área, e também a injeção instantânea de potência reativa da unidade “ Q_{GER} ” e a capacidade de geração de potência reativa máxima da unidade “ Q_{MAX} ”.

A saída deste controlador é definida por “ REF_{Erro} ” e corresponde ao erro de tensão da unidade, sendo então somado diretamente ao regulador de tensão.

6.3. Simulações Estáticas

As simulações estáticas foram realizadas no software POWERSYSLAB utilizando como modelo o sistema equivalente da Região Sul do Brasil, composto por 410 barras. Um cenário de carga pesada foi adotado, representando o período de verão, o qual é considerado um caso crítico de operação para o sistema.

A implementação do CST foi realizada através da inserção dos controladores central e de unidade descritos na Seção 6.2 no modelo estático do sistema. Como neste modelo todas as dinâmicas são desconsideradas, as constantes K_p e K_i foram consideradas 1 e 0 respectivamente. As áreas de controle, bem como as barras pilotos utilizadas são apresentadas na Seção 6.1.

Para a avaliação da capacidade de correção do perfil de tensão do sistema, quando sujeito a um distúrbio, realizou-se a simulação de um degrau de carga de 10% de potência reativa em todas as barras de carga do sistema equivalente, em relação ao caso base, sem a presença de CST e com o CST.

A Figura 6-17 apresenta o desvio quadrático de tensão das barras de 230 kV do sistema CEEE para o degrau considerado, para os casos com e sem CST. Note que em praticamente todas as barras do sistema foram obtidos desvios menores na presença do CST. As únicas barras que apresentaram maiores desvios com CST em comparação ao caso sem CST foram as barras de alta tensão das unidades de controle, devido à elevação da referência de tensão dessas unidades. O desvio médio quadrático de tensão com CST foi 67 % menor do que sem CST.

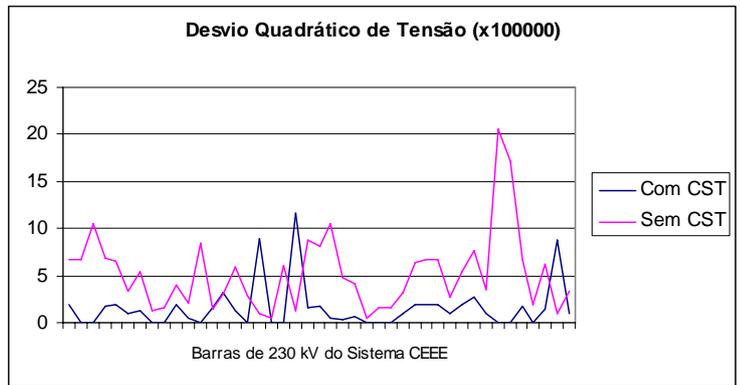


Figura 6-16 Desvio Quadrático de Tensão nas barras de 230 kV em relação ao caso base para um degrau de 10% de carga em todas as barras do sistema equivalente

A Figura 6-17 apresenta o valor do módulo de tensão, em pu, de todas as barras de 230 kV do sistema CEEE, para os casos com e sem CST mostrando a efetividade deste tipo de controle na correção do perfil de tensão do sistema frente a variações de carga.

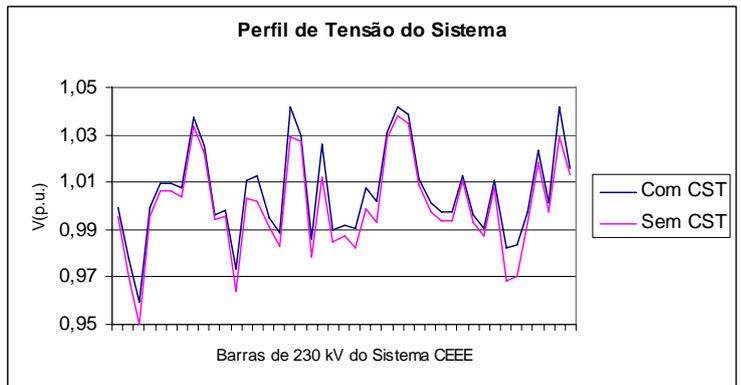


Figura 6-17 Tensão nas barras de 230 kV do Sistema CEEE para um degrau de 10 % carga reativa para o caso sem e o caso com CST

A Figura 6-18 apresenta a tensão das barras para os casos com CST e o caso base destacando a barra piloto de cada área. Note que todas as barras piloto mantiveram o valor de tensão original e o perfil de tensão do sistema sofreu apenas uma pequena modificação.

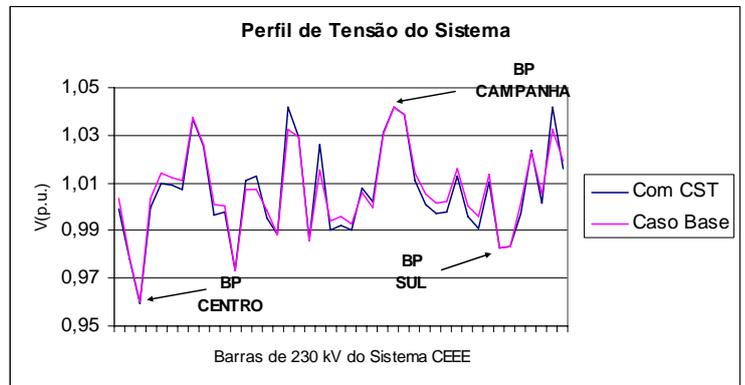


Figura 6-18 Tensão nas barras de 230 kV do Sistema CEEE para um degrau de 10 % carga reativa para o caso base e o caso com CST

Para avaliar a capacidade de coordenação das reservas de potência reativa das unidades de controle, foi realizado um comparativo entre a injeção de potência reativa, entre os casos base, com e sem CST. A Figura 6-19 apresenta a injeção de potência reativa, em Mvar, para os 3 casos, mostrando que a maior variação absoluta de injeção de potência reativa ocorreu na unidade de Itaúba tanto para o caso com CST quanto para o caso sem CST.

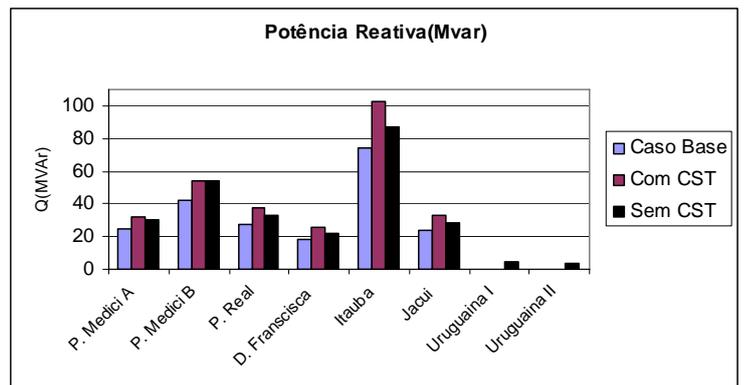


Figura 6-19 Injeção de potência reativa da unidades de controle

A Figura 6-20 apresenta a relação entre a capacidade máxima de geração de potência reativa e a injeção de potência reativa (fator de participação “ α ”) de todas as unidades de controle, observando que unidades pertencentes a uma mesma área devem operar com o mesmo fator de participação. Note que no caso base todas as unidades já se encontram coordenadas. No caso com CST, todas as unidade pertencentes a mesma área mantiveram suas injeções de potência reativa proporcionalmente a suas capacidades (mesmo fator de participação). No caso sem CST, houve uma pequena variação do fator de participação entre as máquinas de uma mesma área sendo que a maior diferença ocorreu entre as unidades A e B da usina de Presidente Médici.

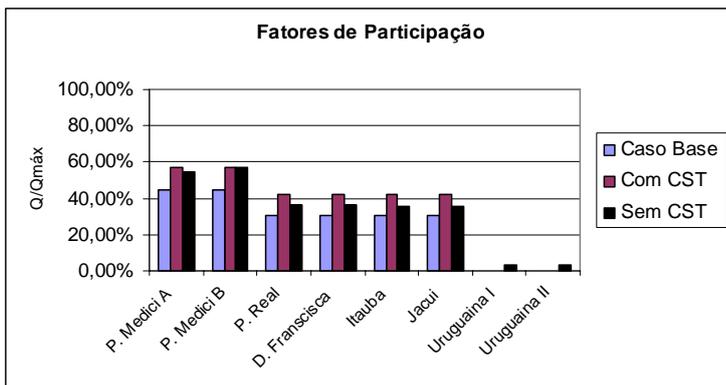


Figura 6-20 Fatores de Participação das unidades de controle

Para avaliar o efeito da variação da tensão das barras piloto no perfil de tensão do sistema foi simulado um degrau de 1% na tensão de referência das barras piloto em cada Controlador Central. A variação de tensão em todas as barras de 230 kV do sistema CEEE, para esse evento, é apresentada na Figura 6-21. As barras em vermelho correspondem às barras piloto.

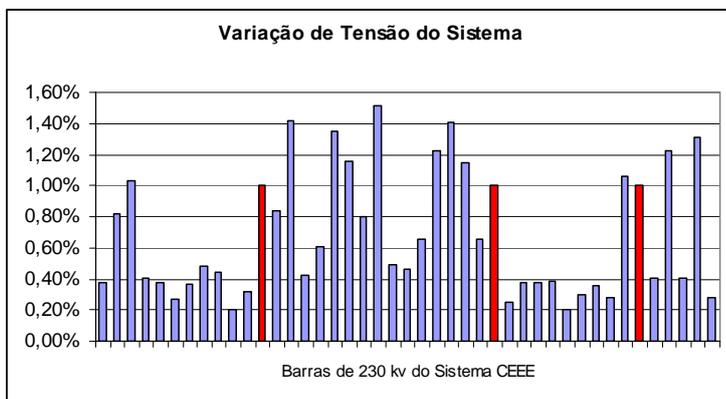


Figura 6-21 Variação de tensão da barras de 230 kv do sistema CEEE para uma variação de 1% na tensão de referência das barras piloto da Área Centro, Sul e Campanha

Outra simulação realizada foi a execução de uma série de fluxos de potência, aumentando a carga reativa de todo o sistema equivalente à taxa de 1 % a cada passo (rampa de carga). A Figura 6-22 e Figura 6-23 apresentam a tensão nas barras do sistema CEEE, com e sem CST respectivamente, sendo que com CST todas as tensões mantiveram-se entre 1,05 e 0,94 pu, enquanto que no caso sem CST as tensões mantiveram-se entre 1,04 e 0,92 pu.

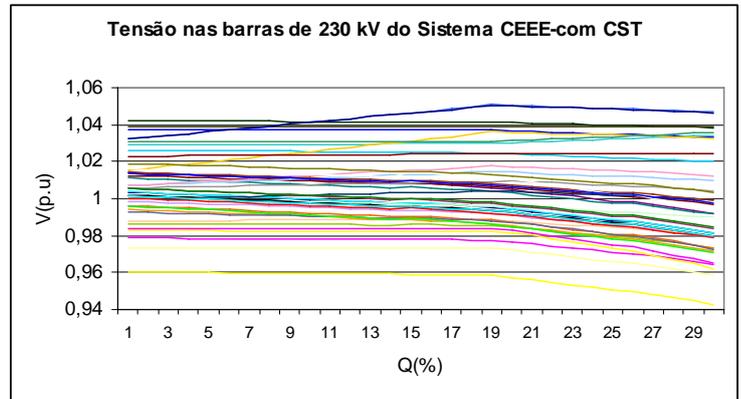


Figura 6-22 Tensão nas barras de 230 kV do sistema CEEE na presença do CST para uma rampa de carga reativa em todas as barras de carga do sistema equivalente

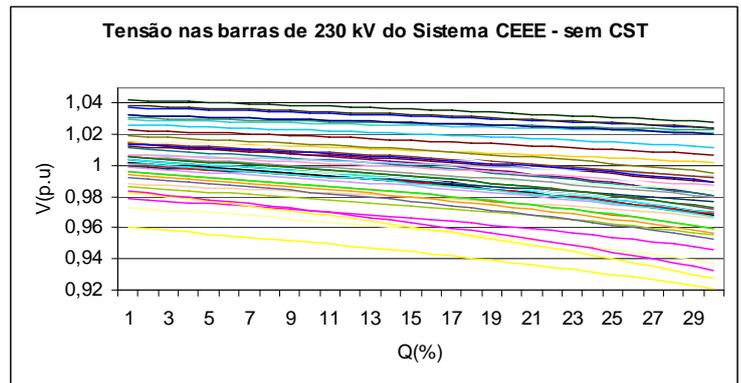


Figura 6-23 Tensão nas barras de 230 kV do sistema CEEE sem a presença do CST para uma rampa de carga reativa em todas as barras de carga do sistema equivalente

A Figura 6-24 apresenta o desvio médio quadrático de tensão das barras controladas, para os casos com e sem CST em relação ao caso base, mostrando que no caso com CST obteve-se um valor praticamente 4 vezes menor do que no caso sem CST.

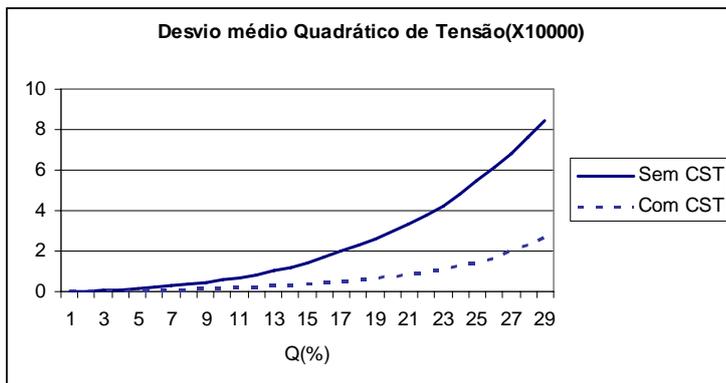


Figura 6-24 Comparativo do desvio médio quadrático de tensão para uma rampa de carga reativa em todas as barras de carga do sistema equivalente

A Figura 6-25 apresenta as tensões das barras piloto das 3 áreas de controle do sistema com CST para a rampa de carga.

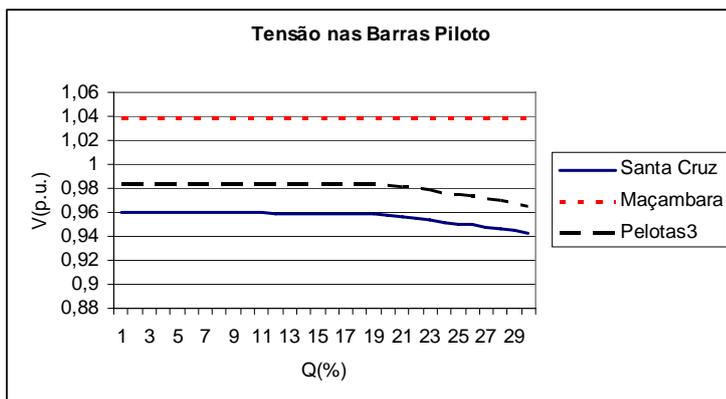


Figura 6-25 Tensão nas barras piloto para uma rampa de carga de potência reativa com CST

A tensão da barra piloto da Área da Campanha, Maçambara, manteve-se constante durante toda a rampa de carga. Já as tensões das barras piloto da Área Centro e Sul, Santa Cruz 1 e Pelotas 3 respectivamente, mantiveram-se constantes até 20% e 22% de carga, respectivamente, e depois começaram a decair como se o sistema não estivesse sob a ação do CST. Isto ocorreu devido ao fato de algumas máquinas terem atingido seus limites máximos de tensão.

Quando uma determinada máquina atinge o limite de tensão a sua capacidade de injeção de potência reativa fica limitada. Considerando que todas as máquinas participantes do CST em uma mesma área, devem trabalhar com a mesma capacidade, todas as outras máquinas ficam igualmente limitadas. Para que a capacidade de regulação do esquema de controle não seja prejudicada deve-se retirar essa máquina do CST.

A Figura 6-26 apresenta a evolução da tensão das unidades de controle da Área Centro para a rampa considerada, mostrando que a unidade de Itaúba foi a primeira unidade a atingir o limite máximo de tensão, seguido da unidade de Dona Francisca.

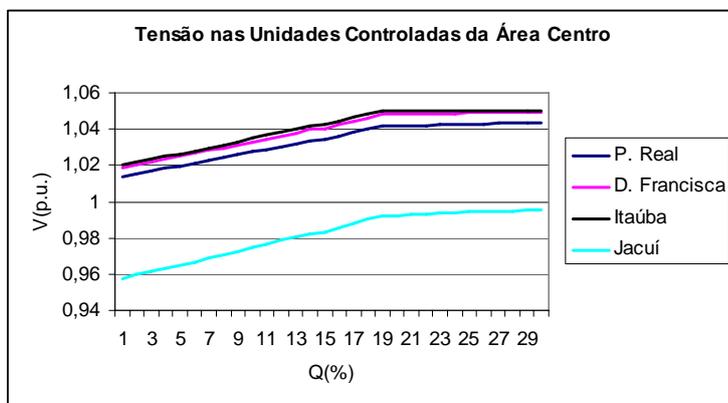


Figura 6-26 Tensão nas barras terminais dos geradores controlados da Área Centro para uma rampa de carga reativa em todas as barras de carga do sistema equivalente

No momento em que Itaúba atinge o limite máximo de tensão esta unidade é automaticamente retirada do esquema de controle secundário de tensão, e sua potência reativa é calculada para que seu limite máximo de tensão seja respeitado.

Apesar da tensão e da potência reativa das outras máquinas não terem atingido seus limites máximos, não foi possível manter a tensão na barra piloto no valor especificado, o que ocasionou a queda de tensão dessa barra.

A Figura 6-27 apresenta a evolução dos fatores de participação das unidades de geração controladas para a rampa de carga, mostrando que até 20% de carga, todas as unidades mantiveram-se com o mesmo fator de participação e após este valor houve apenas uma pequena variação.

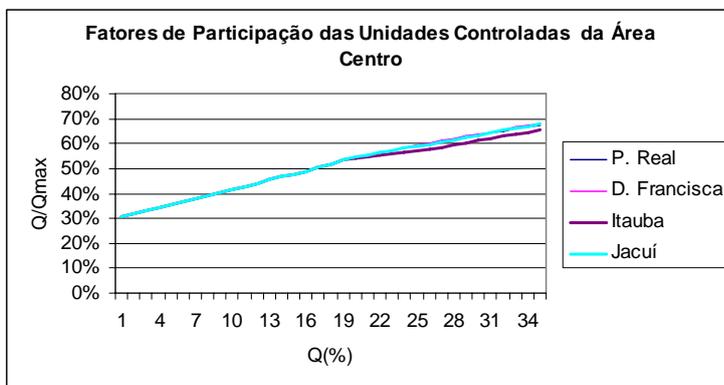


Figura 6-27 Fatores de Participação das unidades de geração controladas da Área Centro com CST para a rampa de carga

A Figura 6-28 apresenta a evolução da potência reativa das unidades de geração controladas da Área Centro, mostrando que o maior valor absoluto é de Itaúba, justificando a degradação da resposta do sistema após a retirada desta unidade do CST.

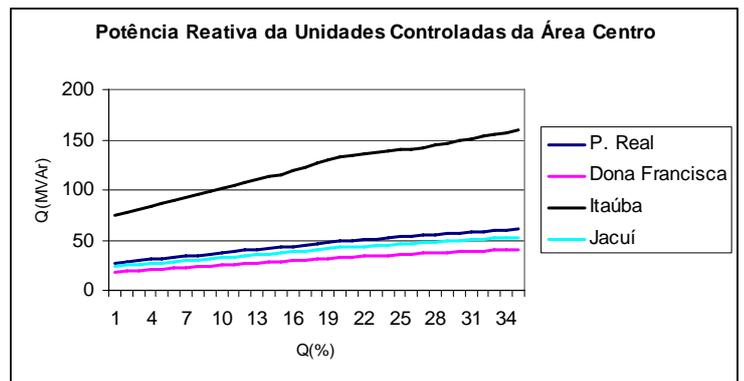


Figura 6-28 Potência Reativa das unidades de geração controladas da Área Centro com CST para a rampa de carga de potência reativa

A Figura 6-29 apresenta a evolução das perdas ativas no sistema CEEE para a rampa de carga considerada para os casos com e sem CST. No caso com CST obteve-se uma redução de aproximadamente 4 MW em relação ao caso sem CST, mostrando a potencialidade do esquema implementado.

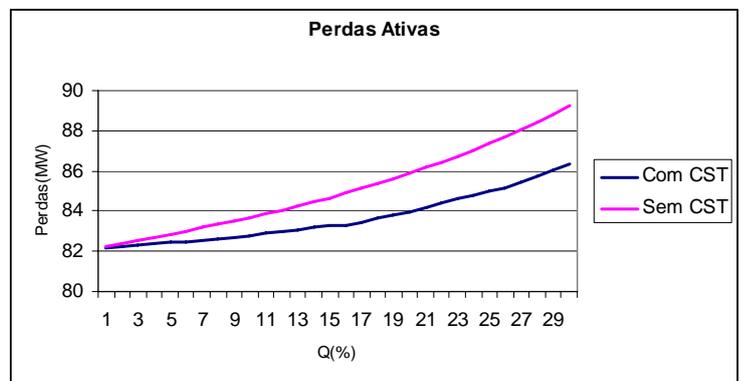


Figura 6-29 Perdas Ativa do sistema CEEE para a rampa de carga de potência reativa

6.4. Simulações Dinâmicas

Para a avaliação do desempenho dinâmico da implantação de um esquema de controle secundário de tensão no sistema CEEE foram realizadas uma série de simulações no domínio do tempo utilizando o programa ANATEM. O modelo utilizado para a realização destas simulações foi o modelo completo do sistema brasileiro, obtido a partir do banco de dados do Operador Nacional do Sistema - ONS, considerando um cenário de carga pesado.

A inclusão do CST no modelo do sistema foi realizada pela representação dos controladores definidos na Seção 6.2 em Controladores Definidos pelo Usuário (CDU), sendo implementado um CDU para cada área de controle, referente ao Controlador Central, e um CDU para cada unidade de controle referente ao Controlador de Unidade.

As constantes K_p e K_i foram consideradas 0,5 e 0,05 respectivamente, sendo escolhidas baseadas em valores típicos utilizados em [01]. As áreas de controle, bem como as barras pilotos utilizadas são as mesmas apresentadas na Seção 6.1. O tempo de simulação adotado foi de 120 segundos.

Os eventos simulados foram, degrau de carga de 10% com fator de potência constante e perda do gerador de Jacuí.

6.4.1. Degrau de Carga de 10% com Fator de Potência Constante

Para a avaliação da resposta dinâmica do sistema à distúrbios de carga, foi realizada a simulação de um degrau de carga de 10% com fator de potência constante em todas barras de carga do sistema CEEE, aplicado em $t = 2$ segundos. O principal objetivo dessa simulação é avaliar se as constantes definidas para os controladores PI, tanto do Controlador Central como o Controlador de Unidade foram adequadas, uma vez que a sintonia desses controladores foi realizada de forma empírica.

O principal objetivo do controlador PI, do controlador Central é zerar o erro em regime permanente da tensão nas barras piloto e ajustar o tempo de resposta do

sistema para que se garanta a independência temporal dos controles primários e secundários.

Área Centro

A Figura 6-30 apresenta a tensão na barra piloto da Área Centro para os casos com e sem CST. Note que no caso com CST a tensão retorna para seu valor original(1,03 pu) enquanto que no caso sem CST a tensão decaiu para (1,027 pu)

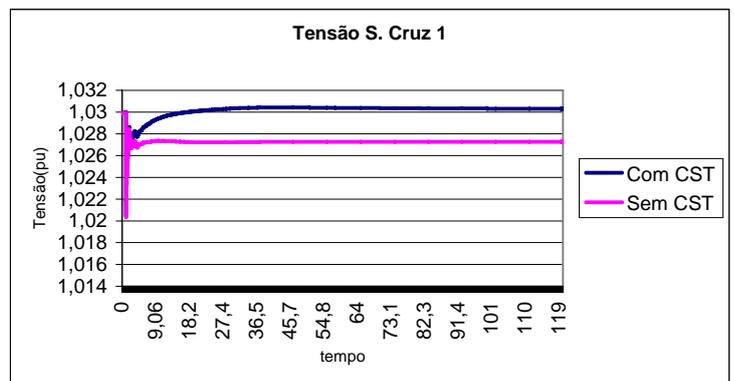


Figura 6-30 Tensão na barra piloto da Área Centro para um degrau de carga de 10% com fator de potência constante

As figuras 6-30 a 6-33 apresentam a resposta dinâmica das tensões terminais dos geradores de Dona Francisca, Itaúba, Jacuí e Passo Real, respectivamente, que são os geradores participantes do CST da Área Centro. Note que nos primeiros segundos após o evento a resposta com CST é praticamente a mesma do que sem CST, garantido que não existe conflito entre a ação de controle primária e secundária.

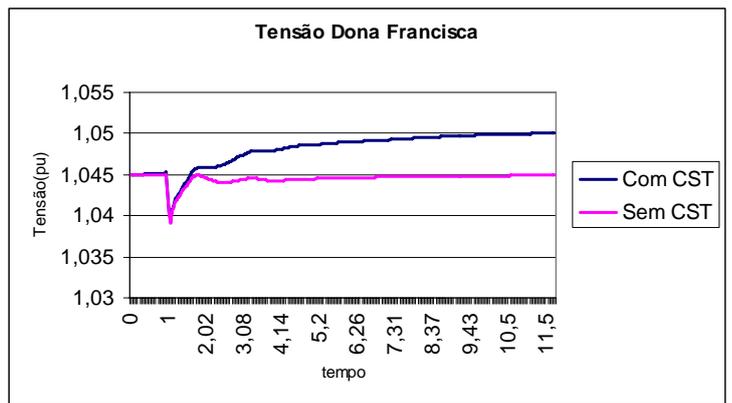


Figura 6-31 Tensão na barra terminal da unidade de Dona Francisca para um degrau de 10% de carga com fator de potência constante

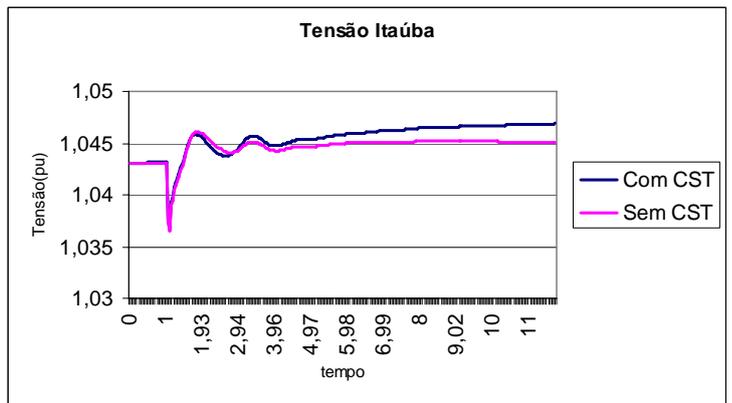


Figura 6-32 Tensão na barra terminal da unidade de Itaúba para um degrau de 10% de carga com fator de potência constante

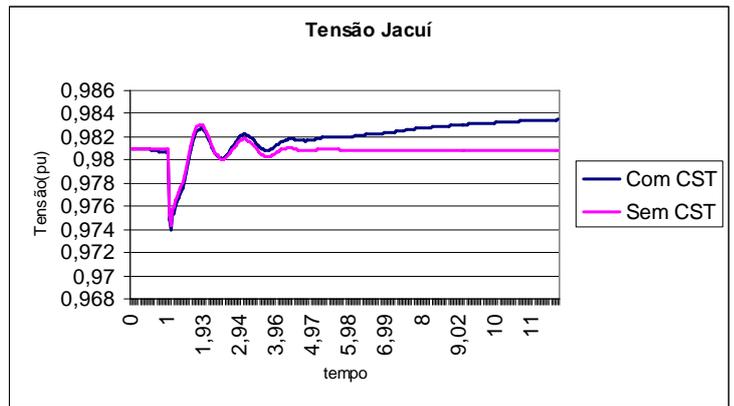


Figura 6-33 Tensão na barra terminal da unidade de Jacuí para um degrau de 10% de carga com fator de potência constante

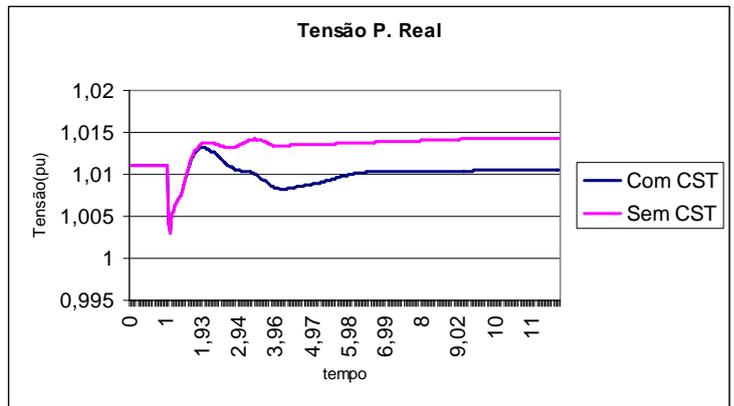


Figura 6-34 Tensão na barra terminal da unidade de Passo Real para um degrau de 10% de carga com fator de potência constante

A Figura 6-35 apresenta os fatores de participação das unidades de geração controladas da Área Centro sem o CST, mostrando que ao final do período de simulação o fator de participação de Passo Real foi de aproximadamente 30% enquanto que as outras unidades tiveram fatores de participação ao redor de 20%. Isto significa que sem o CST Passo Real assume 50% a mais de carga em relação à sua capacidade de geração

máxima do que às outras unidades. Em situações extremas, Passo Real tenderia a atingir o limite máximo de potência reativa antes das outras unidades.

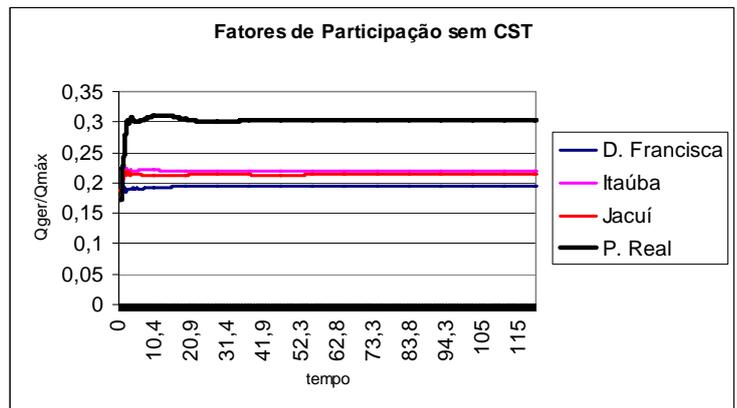


Figura 6-35 Fatores de participação das unidades de controle da Área Centro para um degrau de carga de 10% com fator de potência sem CST

A Figura 6-36 apresenta os fatores de participação das unidades de controle da área centro com a presença de CST, mostrando que todas as unidades de controle convergiram para o mesmo valor (22%).

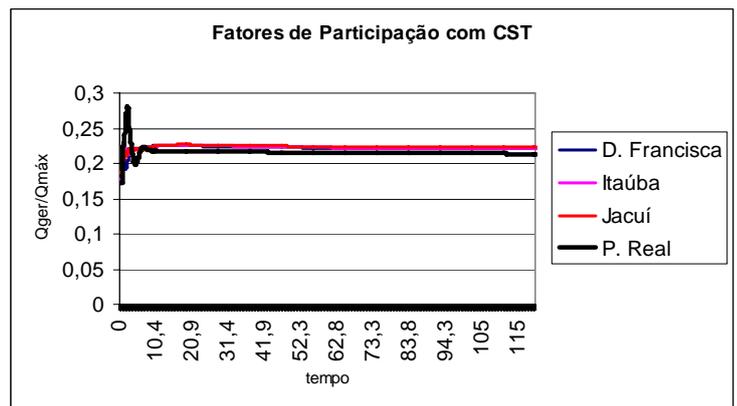


Figura 6-36 Fatores de participação das unidades de controle da Área Centro para um degrau de carga de 10% com fator de potência com CST

A Figura 6-37 apresenta o fator de participação de Passo Real para os casos com e sem CST, mostrando a rápida convergência para o valor de referência do caso com CST.

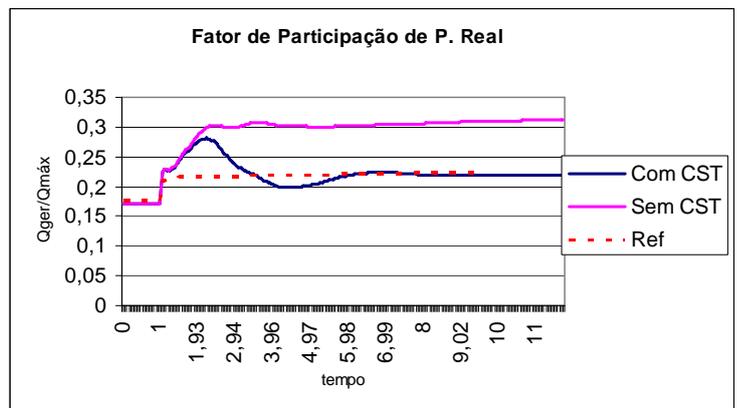


Figura 6-37 Fator de participação de Passo Real para um degrau de carga de 10% com fator de potência constante

Área da Campanha

A Figura 6-38 apresenta a tensão na barra de 230 kV de Maçambara, que é a barra piloto da Área da Campanha. Nesta área foi observada apenas uma pequena variação de tensão entre os casos com e sem CST, devido principalmente ao baixo carregamento da área mesmo em um cenário de carga pesado.

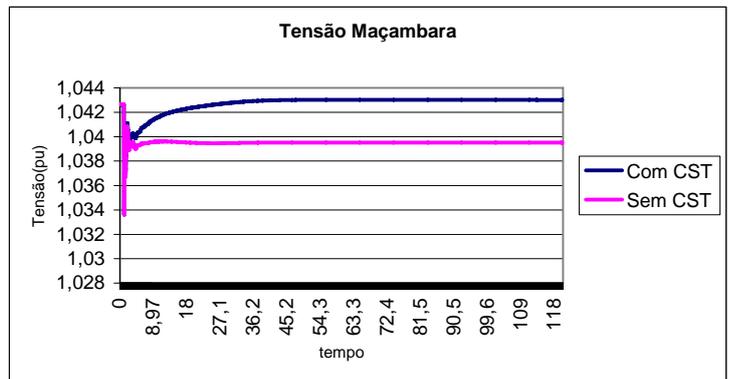


Figura 6-38 Tensão na barra piloto da Área da Campanha para uma degrau de carga de 10 % com fator de potência constante

As Figuras 6-39 e 6-32 apresentam o comportamento de tensão das unidades I e II de Uruguaiana mostrando apenas uma pequena variação entre os casos com e sem CST.

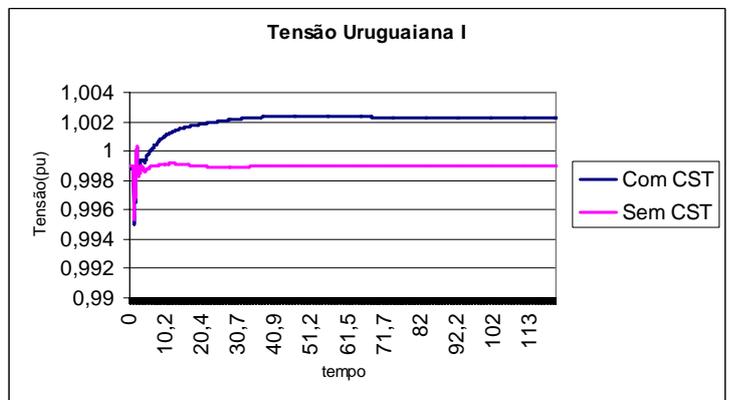


Figura 6-39 Tensão na barra terminal de Uruguaiana I para um degrau de carga de 10% com fator de potência constante

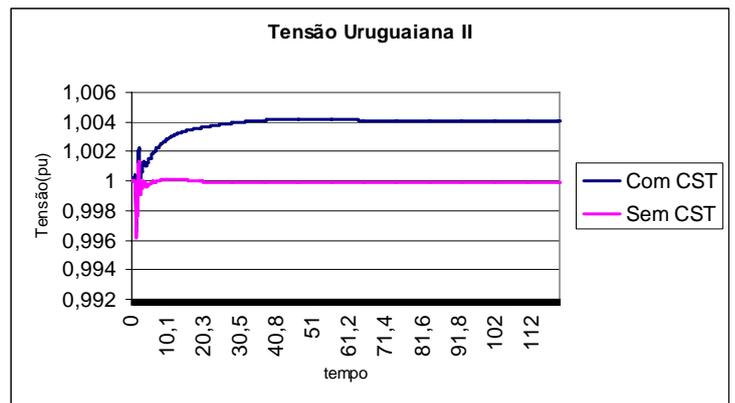


Figura 6-40 Tensão na barra terminal de Uruguaiana II para um degrau de carga de 10% com fator de potência constante

As Figuras 6-41 e 6-42 apresentam os fatores de participação das unidades de Uruguaiana I e Uruguaiana II para os casos com e sem CST. Para o caso sem CST foi observado que a unidade de Uruguaiana II teve um fator de participação um pouco mais elevado que Uruguaiana I, enquanto que para o caso com CST os fatores de participação convergiram para um mesmo valor.

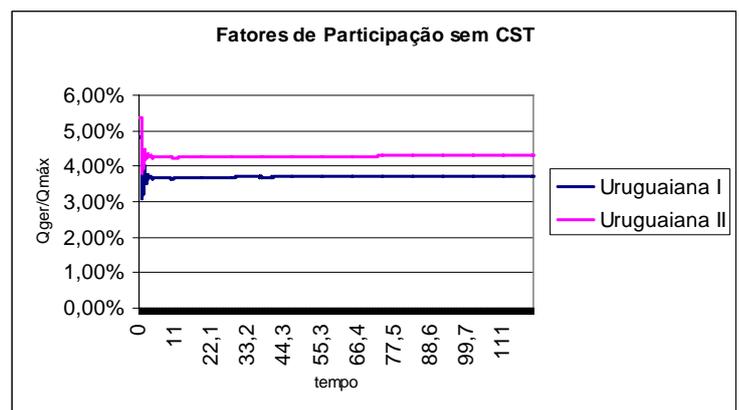


Figura 6-41 Fatores de participação das unidades de controle da Área da Campanha para um degrau de carga de 10% sem CST

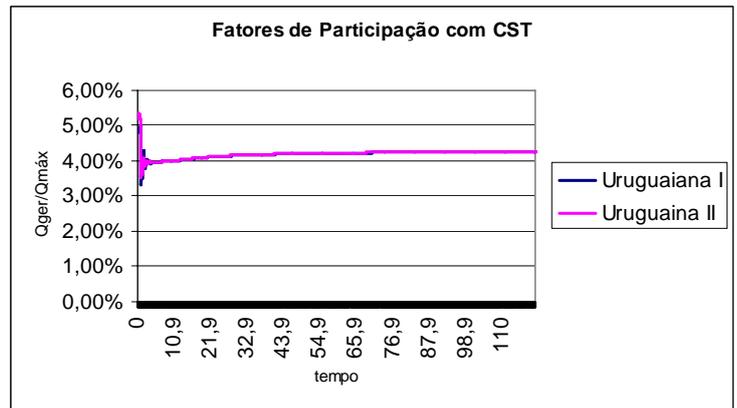


Figura 6-42 Fatores de participação das unidades de controle da Área da Campanha para um degrau de carga de 10% com CST

Área da Campanha

A Figura 6-43 apresenta o comportamento da tensão de Pelotas3, que é a barra piloto da Área Sul, mostrando que o CST foi eficiente na manutenção da tensão desta barra no valor especificado.

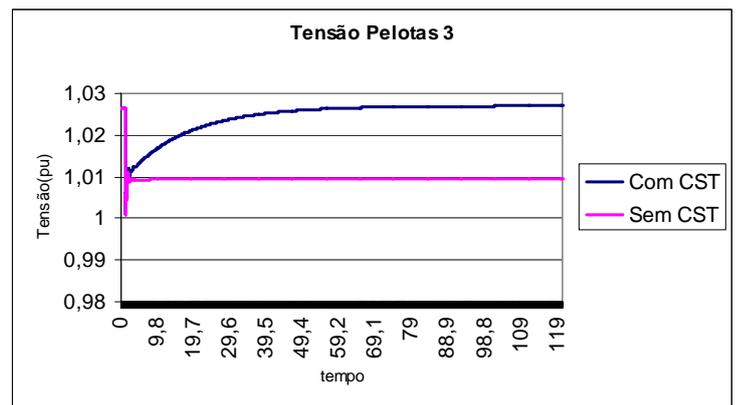


Figura 6-43 Tensão na barra piloto da Área Sul para um degrau de carga de 10% com fator de potência constante

As Figuras 6-44 e 6-45 apresentam a tensão nas barras terminais da unidades A e B de Presidente Médici, para os casos com e sem CST.

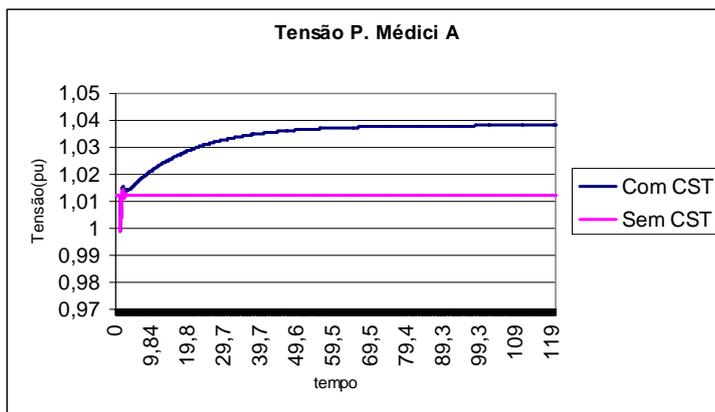


Figura 6-44 Tensão na barra terminal de P. Médici A para um degraú de carga de 10% com fator de potência constante

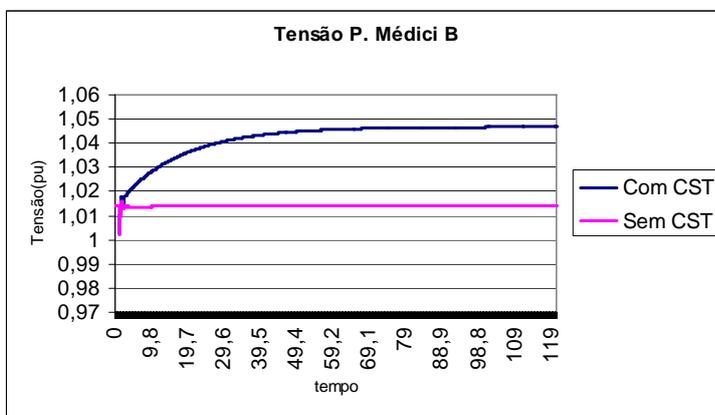


Figura 6-45 Tensão na barra terminal de P. Médici B para um degraú de carga de 10% com fator de potência constante

6.4.2. Perda do gerador de Jacuí

Para a avaliação da resposta dinâmica do sistema quando submetido a uma contingência severa, foi realizada a simulação da perda de uma das unidades de geração da área centro, Jacuí. Este evento foi aplicado em $t = 2$ segundos. O principal objetivo desta simulação é realizar a análise do comportamento das outras máquinas da área quando ocorre a saída de uma das unidades.

A Figura 6-46 apresenta a tensão na barra piloto da área centro (barra de 230 kv de Santa Cruz 1), mostrando que o valor de tensão após a contingência retornou para o valor anterior a ocorrência da contingência.

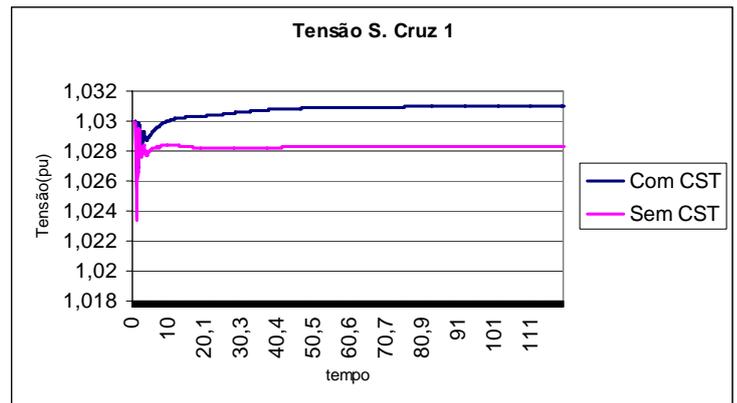


Figura 6-46 Tensão na barra piloto da Área Centro para a perda da unidade de Jacuí

A Figura 6-47 mostra o comportamento de tensão na barra terminal da unidade de geração de Jacuí, mostrando que o efeito da perda do gerador produziu o mesmo efeito, tanto no caso com CST quanto no caso sem CST.

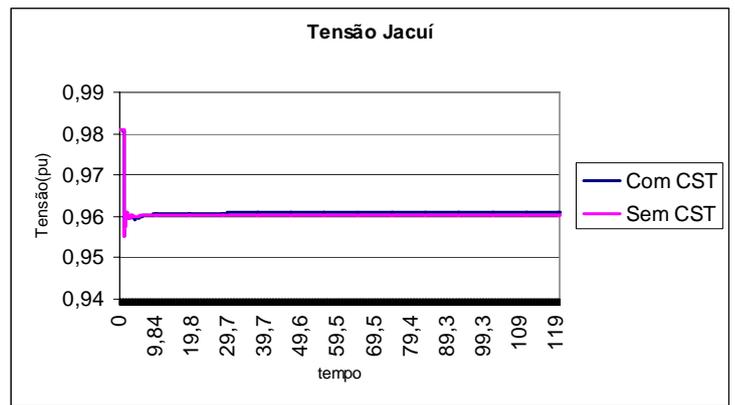


Figura 6-47 Tensão na barra terminal de Jacuí para a perda do gerador

As Figura 6-48, 6-49 e 6-50 apresentam a tensão nas barras terminais das unidades de geração de Dona Francisca, Itaúba e Passo Real, respectivamente. No caso com CST, é observada a elevação da tensão de Dona Francisca e Itaúba, enquanto que a tensão de Passo Real diminuiu.

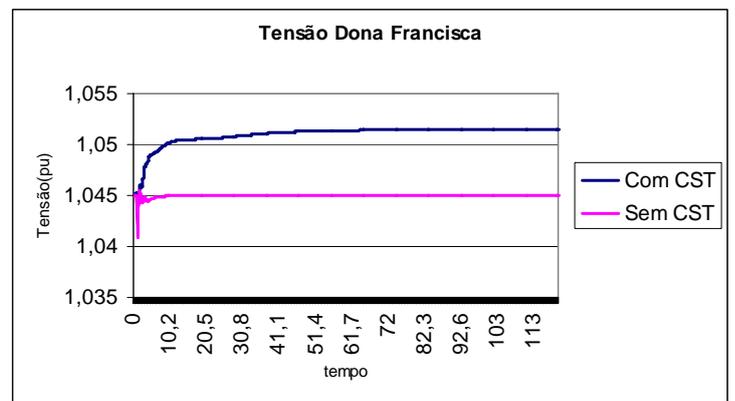


Figura 6-48 Tensão na barra terminal de Dona Francisca para a perda da unidade de Jacuí

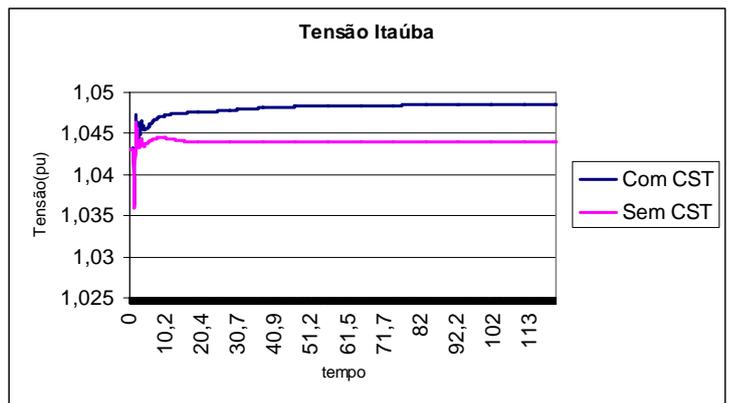


Figura 6-49 Tensão na barra terminal de Itaúba para a perda da unidade de Jacuí

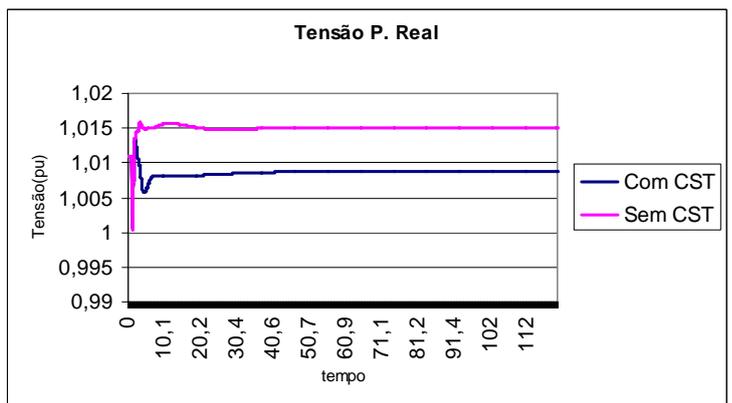


Figura 6-50 Tensão na barra terminal de Passo Real para a perda da unidade de Jacuí

O decréscimo da tensão de Passo Real foi causado pelo ajuste do fator de participação dessa máquina como pode ser observado pelas Figuras 6-51 e 6-52, que apresentam os fatores de participação das máquinas da Área Centro para os casos sem CST e com SCT respectivamente. Note que no caso sem CST Passo Real participa com mais de 35% de sua capacidade de injeção de potência reativa, enquanto que no caso com CST esse valor cai para aproximadamente 20%.

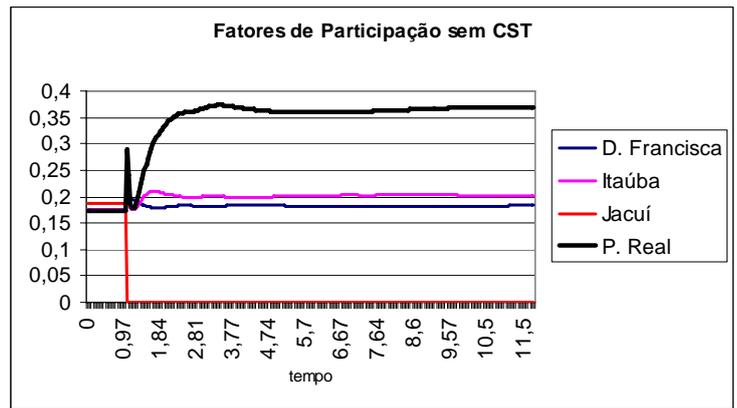


Figura 6-51 Fatores de Participação das máquinas da Área Centro para o caso sem CST

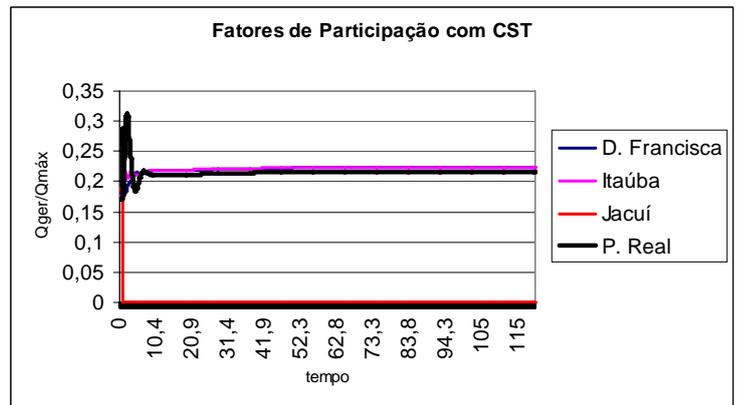


Figura 6-52 Fatores de participação das máquinas da Área Centro para o caso com CST

Pelas simulações apresentadas nota-se que o controle de tensão atingiu os objetivos pré-estabelecidos que são a correção da tensão da barra piloto e a coordenação das unidades de geração.

Os efeitos desta contingência, tanto na Área da Campanha quanto na Área Sul não apresentaram efeitos significativos, conforme o esperado, e por isso não será apresentado o comportamento das variáveis de interesse destas áreas.

6.5. Conclusões

Nesse capítulo foi realizada a simulação, análise e avaliação de uma estratégia de controle secundário de tensão aplicado ao sistema de 230 kV da Companhia Estadual de Energia Elétrica -CEEE. Foram consideradas como fontes de controle as principais usinas do sistema.

A divisão do sistema em áreas de controle foi realizada através da metodologia proposta no capítulo 5, obtendo-se 4 áreas coerentes de tensão, denominadas de Área Centro, Sul, Campanha e Metropolitana. A área coerente Metropolitana não pode ser efetivada como uma área de controle devido à baixa sensibilidade aos controles considerados.

As simulações realizadas, tanto estáticas como dinâmicas, comprovam a efetividade do esquema implantado nos aspectos referentes a correção do perfil de tensão frente a distúrbios, redução das perdas e coordenação das reservas de potência reativa do sistema, porém para a implantação efetiva de um esquema de controle secundário de tensão outros aspectos devem ser abordados como por exemplo a influência deste tipo de controle na estabilidade de tensão do sistema.

7. Conclusões

Um fator fundamental para a operação de um sistema elétrico é a manutenção do perfil de tensão dentro de intervalos seguros e econômicos. No Brasil, a Resolução ANEEL N^o 505, de novembro de 2001, define as faixas de operação que um sistema deve atender. Caso estes limites sejam violados, a empresa fica sujeita a penalizações definidas pela Resolução, bem como o pagamento de indenizações solicitadas pelos consumidores.

Dentro deste contexto, a utilização de esquemas automáticos de controle de tensão e potência reativa, e de metodologias que sejam eficientes no sentido de gerenciar o perfil de tensão e o fluxo de reativo dos sistemas elétricos são fatores fundamentais. Além disso, os serviços ancilares necessários para suportar a operação do sistema elétrico, neste caso o fornecimento de potência reativa, podem ser uma fonte de remuneração para as empresas.

Considerando este cenário, o estudo sobre controle hierárquico de tensão abordado por esta dissertação, em especial o nível do controle secundário de tensão, é oportuno e de grande interesse para a academia e para as empresas de energia elétrica, sendo a base para a proposta geral desta dissertação.

As conclusões podem ser apresentadas em três grandes grupos: a metodologia de escolha de áreas de controle de tensão e barras piloto, o desempenho estático e dinâmico dos sistemas com e sem a presença do CST e as limitações encontradas nas ferramentas de simulação estática e dinâmica utilizadas.

Foi percebida uma lacuna entre os métodos heurísticos empregados para escolha de áreas de controle de tensão e barras piloto. Esses métodos muitas vezes possuem limitações quanto a confiabilidade do resultado fornecido, e metodologias baseadas em técnicas de otimização (principalmente otimização combinatória) são muito caras computacionalmente. Baseado nesta lacuna foi proposta uma nova metodologia que tem como base a identificação de áreas com comportamento coerente de tensão. O

critério utilizado para a definição de coerência de tensão entre as barras do sistema foi a relação entre as sensibilidades das barras de carga e a os geradores controlados, fornecido pela matriz S'' . Como ferramenta para o agrupamento das barras em áreas coerentes de tensão, foi utilizado o algoritmo *fuzzy c-means*, que classifica as barras dando um grau de pertinência a cada barra para cada conjunto considerado.

Para validação desta metodologia, foi realizada a aplicação no sistema New-England e no sistema de transmissão da Companhia Estadual de energia Elétrica CEEE.

No sistema New-England foram estudadas quatro possibilidades de divisão de áreas de controle, considerando 2, 3, 4 e 5 áreas, utilizando para a avaliação dos esquemas implantados os resultados obtidos para um degrau de carga reativa de 10% em todo o sistema. As principais conclusões obtidas foram:

- em relação a correção do perfil de tensão e redução das perdas todas as possibilidades com CST apresentaram melhor desempenho em relação ao caso sem CST, porem não foi identificada diferença significativa de performance entre as diferentes configurações com CST;
- em relação a equalização das reservas reativas do sistema a área que considera 2 áreas de controle mostrou-se mais eficiente em relação as outras alternativas com CST.

No sistema CEEE foi realizada a divisão do sistema em 4 áreas coerentes de tensão, denominadas de Área Metropolitana, Campanha, Centro e Sul. As principais conclusões obtidas foram:

- a Área Metropolitana não pode ser efetivada como uma área de controle pois possui uma baixa sensibilidade aos controles considerados. Todas as demais áreas foram efetivadas como área de controle de tensão;
- para a área Campanha foi determinada a barra Maçambara como barra piloto, e os geradores Uruguaiana 1 e 2 como barras de controle;
- para a área Centro foi determinada a barra Santa Cruz 1 como barra piloto, e os geradores Itaúba, Passo Real, Jacuí e Dona Francisca como barras de controle;
- Para a área Sul foi determinada a barra Pelotas 3 como barra piloto, e os geradores Presidente Médici A e B como barras de controle.

Após a escolha das áreas de controle de tensão e barras piloto para o sistema CEEE foram realizadas simulações estáticas e dinâmicas para avaliar o desempenho da estratégia e do esquema de controle implementado. Os principais resultados obtidos foram:

- os parâmetros escolhidos para os controladores foram adequados, uma vez que respeitaram a atuação dos controladores primários e convergiram para o valor de referência em um tempo razoável;
- o sistema apresentou um ganho operacional considerado adequado pela área de operação da empresa.
- houve uma redução das perdas do sistema;
- a resposta do sistema quando submetido a contingências mostrou-se estável, mostrando a efetividade do esquema proposto;

Com o aprofundamento do conhecimento das funcionalidades, vantagens e necessidades do CST foi uma análise das características que softwares de simulação estática e dinâmica devem apresentar para garantir um projeto, simulação e análise eficiente de metodologias que utilizem CST, onde cabe destacar:

- no modelo estático (fluxo de potência) foi visto que a inclusão do CST pode ser realizada através da mudança do tipo de barra relacionada aos geradores controlados e barras piloto, sendo que os geradores controlados passam a ser barras do tipo P e as barras piloto barras do tipo PQV . Com isso adiciona-se $NP-NPQV$ variáveis ao problema, sendo necessária a inclusão de $NP-NPQV$ equações para que o sistema seja determinado. As equações utilizadas são as equações de coordenação de potência reativa entre as máquinas de uma mesma área.
- no modelo dinâmico foi visto que a inclusão do CST é realizada através da inclusão direta das equações diferenciais que representam o problema. O sinal do CST é injetado na entrada da tensão de referência nos reguladores de tensão dos geradores controlados, e a avaliação de efetividade do controle é avaliado através do comportamento da barra piloto da área.
- foram discutidos temas relacionados a implementação do CST nos programas Anatem, Anarede e PowerSyslab.

- o programa ANAREDE não permite a implementação de esquemas de controle definido pelo usuário, sendo que a implementação do CST teve que ser realizada através do controle remoto de barra, apresentando algumas limitações relacionadas principalmente ao tratamento dado aos limites de tensão das unidades controladas.
- a simulação dinâmica foi realizada no programa ANATEM. A implementação do CST foi realizada pela representação das equações diferenciais que representam esta malha de controle através de Controladores Definidos pelo Usuário - CDU, sendo que a principal dificuldade observada foi na determinação do ponto inicial de operação do sistema, a qual teve de ser inserida manualmente no programa ANAREDE para cada simulação.
- a melhor alternativa para a simulação do CST foi o programa PowerSyslab, o qual apresenta uma ambiente dedicado a implementação de esquemas de controle em um nível centralizado, e além disto permite que o mesmo esquema de controle implementado seja utilizado, independentemente do modelo do sistema associado, podendo-se, inclusive realizar o chaveamento entre os modelos dinâmico e estático do sistema.

Sugestões para futuros trabalhos

Em relação ao que foi desenvolvido neste trabalho pode-se citar como sugestão para futuros trabalhos:

- estudar formas para reduzir o efeito dos limites de tensão na coordenação das reservas reativas do sistema através da inclusão destes limites no cálculo do fator de participação α da malha de controle de potência reativa do CST;
- desenvolver uma metodologia para a sintonia dos controladores PI da malha de tensão e da malha de potência reativa do CST;

- considerar o efeito do fator de participação α na variação de tensão das barras de controle no problema de seleção de áreas e barras piloto;
- considerar a tensão da barra piloto variável em função do carregamento do sistema.

8. Referências Bibliográficas

- [01] Report of CIGRE Task Force 38.02.23 “Coordinated Voltage Control in Transmission Networks”. First Draft. CIGRE – PARIS
- [02] Paul, J. P.; Leost, J. Y.; Tesson. “ Survey of the Secondary Voltage Control in France: Present Realization and Investigations”; *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 2, Nº 2, pp. 505-511, May, 1987
- [03] Lagonotte P., Sabonnadiere J. C., Léost J. Y., Paul J. P.; “Structural Analysis of the Electrical System: Application to Secondary Voltage Control in France”; *IEEE Transactions on Power Systems*; vol. 4, Nº 2, maio de 1989.
- [04] Vu H., Pruvot P., Launay C., Harmand Y. “An Improved Voltage Control on Large Scale Power System”; *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.11, Nº 3, pp. 1295-1303. Agosto de 1996.
- [05] Corsi, S.; Marannino, P.; Losignore, N. ; Moreschini, G.; Piccini G. “Coordination between the Reactive power Scheduling Function and the Hierarchical Voltage Control of the EHV ENEL System”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, Nº2, pp. 686-694, maio de 1995.
- [06] Corsi, S.; Pozzi, M.; Sabelli, C.; Serrani A. “ The Coordinated Automatic Voltage Control of the Italian Transmission Grid – Part I: Reasons of the Choice and Overview of the Consolidated Hierarchical System”; *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, Nº 4 , pp. 1723-1732, novembro de 2004.
- [07] Corsi S.; Pozzi, M.; Sforna, M.; Olio, D. O. “ The Coordinated Automatic Voltage Control of the Italian Transmission Grid – Part II: Control Apparatus and Field performance of Consolidated Hierarchical System”; *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, Nº 4, pp. 1733-1741, novembro de 2004.
- [08] Sandro Corsi. “The Secondary Voltage Regulation in Italy”. Panel Session on Secondary Voltage Control. *IEEE/PES Summer Meeting*, July 16-20. Seattle, Washington. 2000.
- [09] Piret J.P., Antoine J. P., Stubbe M. “The study of centralized voltage control method applicable to the Belgium System”. *Proc CIGRE*, Paris, France, 1992, paper 39-201.

- [10] Hecke J.V., Janseens N., Deuse J., Promel F., “Coordinated Voltage Control Experience in Belgium”, *CIGRE Session*, Paris, France 2000.
- [11] Sancha J. L.; Fernandez J. L.; Cortés A.; Abarca J. T. “Secondary Voltage Control: Analysis, Solutions and Simulation Results for the Spanish Transmission System”; *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, Nº 2, pp. 630-638, maio de 1996.
- [12] M. Ilic-Spong, J. Christensen, K. Eichorn. “Secondary Voltage Control Using Pilot Point Information”. *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 3, Nº 2, pp. 660-668. May 1988.
- [13] Taranto, G. N.; Martins, N.; Falcão, D. M. Martins, A. C. B.; “Controle Secundário de Tensão, suas Vantagens e Limitações na Área Rio” *XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia*; Agosto 17-22; Foz do Iguaçu; Brasil.
- [14] G. N. Taranto, N. Martins, D. M. Falcão, A. C. B. Martins, M. G. dos Santos. “Benefits of Applying Secondary Voltage Control Schemes to the Brazilian System”. *IEEE/PES Summer Meeting*, Seattle, WA, July, 2000.
- [15] Feijó Junior, W. L.; Lemos, F. A. B.; Haffner, S.; Werberich, L. C.; Rosa, M. A. “Desenvolvimento de uma metodologia para suporte às ações de um Controle Secundário Coordenado de Tensão (CSCT)”. *VIII SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação E Expansão Elétrica*, Brasília, Maio de 2002.
- [16] Lemos, F. A. B., Feijó Jr, W. L., Werberich, L. C., Rosa, M. A. “Assessment of Sub-Transmission and Distribution System Under Coordinated Secondary Voltage Control”. *14th PSCC - Power System Computational Conference*, 2002, Sevilha -Espanha. 2002.
- [17] Tesseron J.M, Corsi S., Ashmole P.H. “Discussion of Voltage Control Schemes by CEGB, ENEL and EDF”. *CEGG/EDF/ENEL Colaboration on Power System Planning and Operation*, março 1988
- [18] Calligaris, M.; Johnson, M. A.; Layo Rivacoba, L. J.; Fernandez, J. L. “On the Performance Benchmarking of Hierarchical Voltage Control in a Power Transmission Network”. *Power Engineering Society Summer Meeting*, Seattle, WA, July, 2000.
- [20] Marques, B. M.; Taranto, G. N.; Falcão, D. M. “A Knowledge-Based System for Supervision and control of Regional Voltage Profile and Security”; *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.20, n 4, fevereiro de 2005.
- [21] Otto Wanner Ganvini Asencios- Investigação sobre o Controle Secundário de Tensão em Sistemas de Potência. *Dissertação de Mestrado*. COPPE-UFRJ 2000.

- [22] Lemos, F. A. B., Werberich, L. C., Freitas, J. S., Rosa, M. A. "A New Approach of Coordinated Secondary Voltage Control Applied in Transmission and Sub-Transmission Level". *22nd PICA - Power Industry Computational Conference*, 2001, Sydney.
- [23] Lemos, F. A. B., Freitas, J. S., Werberich, L. C., Rosa, M. A. "Avaliação das Potencialidades de Aplicação de um Sistema de Controle Secundário Coordenado de Tensão em Sistemas de Subtransmissão e Distribuição de Energia Elétrica". *XII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2001, São Paulo.
- [24] Lemos, F. A. B., Werberich, L. C., Freitas, J. S., Rosa, M. A. "A Strategic for VoltageCoordinated Control to Improve System Operation". *IEEE Porto PowerTech*, Porto - Portugal. September 2001.
- [25] Feijó Jr, W. L., Lemos, F. A. B., Rosa, M. A. "Benefícios da Utilização de Esquema Coordenados de Tensão/Potência Reativa em Sistema de Sub-Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica". *XV SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*, Salvador. XV SENDI -Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, 2002.
- [26] J. S. Thorp, M. Ilic-Spong, M. Varghese. "An Optimal Secondary Voltage-Var Control Technique". *IFAC Automatica*, 22(2), pp 217-221, 1986.
- [27] Conejo, A.; Gómez, T.; La Fuente, J. I. "Pilot-Bus Selection for Secondary Voltage Control". *European Transaction on Electric Power Engineering (ETEP)*, Vol. 3, Nº 5, pp. 359-366. Sep/Oct. 1993.
- [28] Conejo, A.; La Fuente, J. I.; Goransson, S. "Comparison of Alternative Algorithms to Select Pilot Buses for Secondary Voltage Control in Electric Power Networks". *Proceedings of 7th Mediterranean Electrotechnical Conference*, pp. 940-943. Antalya, Turkey. 12-14 Abril 1994
- [29] Conejo, A.; Aguilar, M. "A Nonlinear Approach to the Selection of Pilot Buses for Secondary Voltage Control". *Power System Control and Management*, Vol. 1, pp. 191-195. London, UK.16-18 Abril. 1996
- [30] Conejo, A.; Aguilar, M. "Secondary voltage control: Nonlinear selection of pilot buses, design of an optimal control law, and simulation results". *IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 145, Nº 1, pp. 77-81. Jan 1998.
- [31] Bjelogrljic, M.; Calovic, M.; Babic, B. "Application of Newton's Optimal Power Flow in Voltage/Reactive Power Control". *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 5, Nº4, pp. 1447-1454. Nov. 1990.

- [32] Popovic, D.; Calovic, M.; Levi, A. "Voltage Reactive Security Analysis in Power Systems with Automatic Secondary Voltage Control". *IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 142, N° 3, pp. 177-183. May 1994.
- [33] Popovic, D. "Impact of Secondary Voltage Control on Voltage Stability". *Electric Power System Research*. Vol. 40, pp. 51-62. 1997.
- [34] Popovic, D. S.; Levi, A.; Gorecan, Z. A. "Co-ordination of Emergency Secondary Voltage Control and Load Shedding to Prevent Voltage Instability". *IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 144, N° 3, pp. 293-300. May 1997.
- [35] Lerm, A. A. P. "Control of Hopf bifurcation in multi-area power systems via a secondary voltage regulation scheme". *IEEE/PES Summer Meeting*, pp. 1615-1620. July 15-19. Vancouver, Canadá. 2002.
- [36] Lerm, A. A. P. ; Berizzi, A. " A Coordinated Procedure to Control Hopf Bifurcation via a Secondary Voltage Regulation Scheme". *14 PSCC – Power System Computational Conference*. pp 1- 6. June 24-28. Sevilha, Spain. 2002.
- [37] Lerm, A. A. P.; Merlo, M.; Berizzi, A. "A Coordinated Control of Saddle-node and Hopf Bifurcations via a Secondary Voltage Regulation Scheme". *Bulk Power System Dynamics and Control - VI*, August 22-27, 2004, Cortina d'Ampezzo, Italy.
- [38] Cañizares, C.; Cavallo, C.; Pozzi, M. and Corsi, S. "Comparing Secondary Voltage Regulation and Shunt Compensation for Improving Voltage Stability and Transfer Capability in the Italian Power System". *Electric Power Systems Research*, Volume 73, Issue 1, January 2005, Pages 67-76
- [39] Berizzi, A.; Marannino, P.; Merlo, M.; Pozzi, M.; and Zanellini, F. "Steady-State and Dynamic Approaches for the Evaluation of Loadability Margins in the Presence of Secondary Voltage Regulation". *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 19, n0 2, pp. 1048- 1057. May 2004.
- [40] Berizzi, A.; Merlo, M.; Marannino, P.; Zanellini, F.; Corsi, S.; Pozzi, M. "Dynamic Performances of the Hierarchical Voltage Regulation:the Italian EHV System Case". *15th PSCC – Power System Computational Conference*. pp 1-6. Agosto 22-26. Liege, Belgica. 2005. (on CD)
- [41] Zima, M.; Ernst, D. "On Multi-Area Control in Electric Power Systems"; *15th Power Systems Computation Conference*; August 22-26, 2005, Liege, Belgium.
- [42] Wang, L.; Girgis, A. "On-Line Detection of Power System Small Disturbance Voltage Instability". *IEEE/PES Summer Meeting*, Portland, OR, July 23-27, 1995.

- [43] Phraba Kundur. *Power System Stability and Control*. First Edition. McGraw Hill Professional. 1993
- [44] Walter Ragnev. “Estudo de Potência Reativa, Tensão, Contingência e Perdas em Empresas de Energia Elétrica localizadas na Grande São Paulo”. *Dissertação de mestrado*. UFU-2005.
- [45] B. Kirby, E. Hirst; “Ancillary Service Details: Voltage Control”. *The National Regulator Research Institute*. Columbus, Ohio, 1997.
- [46] Alcir Monticelli. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. Primeira edição. Edgar Blucher; 1983.
- [47] Alcir Monticelli. *State Estimation in Power Systems – A Generalized Approach*. First Edition. Kluwer. 1999.
- [48] Sueli F. da Silveira. “Controle de Tensão de Sistemas Elétricos: Estudos de Estratégias Globais”. *Dissertação de Mestrado – PPGEE – UFMG – 1999*.
- [49] M. Larsoon. “Coordinated Voltage Control in Electric Power Systems”. *Tese de Doutorado*. Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund University. 2000.
- [50] Fardanesh, B. “Future Trends in Power System Control”. *IEEE Computer Applications in Power*. Vol 15,pg 24-31, Julho de 2002.
- [51] Lefebvre, H. Fragnier, D. Boussion, J.Y. Mallet, P. Bulot, M. “Secondary Coordinated Voltage Control System: Feedback of EDF”. *Power Engineering Society Summer Meeting*, 2000. Vol: 1, pp. 290-295. Seattle, WA, USA
- [52] Marija Ilic and John Zaborszky. *Dynamics and Control of Large Electric Power Systems*. First Edition. John Wiley and Sons. 2000.
- [53] Jovita, R.; Silva, G. C.; Silva, F. M. ; Hugo A. Laranjeira Duarte, H. A. L.; Chaparro, J. C. R.; Justino, R. “Modelagem e Ajuste do Controle Conjunto de Tensão de Itaipu 50 Hz E 60 Hz”. *XV – SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. GAT-20. Foz do Iguaçu – PR. 17 a 22 de Outubro de 1999.
- [54] Sauer, P. W.; Pai, M. A. “A Comparison of Discrete vs Continuous Dynamic Models of Tap-Changing-Under-Load Transformer”. *Bulk Power System Voltage Phenomena- Seminar on Voltage Stability, Security & Control*. Davos, Agosto, 1994.
- [55] Feijó, W. L.; “Um Estudo sobre Coordenação e Ajuste de Transformadores com Mudança de Tap sob Carga e de bancos de Capacitores para Suporte das Ações de Controle Coordenado de Tensão e Potência Reativa”. *Dissertação de Mestrado*. PPGEE-PUCRS, 2002.

- [56] Bremermann, L. E., Feijó Jr, W. L., Lemos, F. A. B. “Análise e Simulação de um Modelo Discreto de um Transformador Com Mudança de Tap Sob Carga Utilizando MATLAB/SIMULINK”. *XIV CBA - Congresso Brasileiro de Automática*, 2002, Natal.
- [57] João A. P. Filho. “Modelagem e Incorporação de Dispositivos de Controle no Problema de Fluxo de Potência”. *Dissertação de Mestrado*; PPGEE - UFJF - Juiz de Fora; 2000.
- [58] Carlos A. Ferreira. “Novas Aplicações da Formulação de Injeção de Corrente em Sistemas Elétricos de Potência”. *Dissertação de Mestrado*; PPGEE - UFJF - Juiz de Fora; 2003.
- [59] S.K. Starret, A.A Fouad, “Nonlinear measures of modal controllability and observability”, *Electric Power Systems Research*, nº 52, 1999.
- [60] Programa de Análise de Redes V07-08/99. “Manual do Usuário”. Agosto 1999.
- [61] Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos. “Manual do Usuário”. Agosto 1999
- [62] F.S.; Specia, L.; Carvalho, V.O.; Nicoletti, M.C. Aprendizado não supervisionado em domínios fuzzy - algoritmo fuzzy c-means ,RT-DC 003/2002, São Carlos, 2002, 18 pg
- [63] Baraldi, A.; Blonda P. A Survey of Fuzzy Clustering Algorithms for Pattern Recognition – Part II. In *IEEE Transactions on systems, Man, and Cybernetics –Part B: Cybernetics*, vol. 29, n. 6, 1999
- [64] Operador Nacional do Sistema - ONS. “Módulo 10: Manual de Procedimentos de Operação”. *Procedimentos de Rede*. ONS.
- [65] Operador Nacional do Sistema- ONS. “Módulo 10: Sub-Módulo 10.21: Operação Normal da Área de 230 kV do Rio Grande do Sul”. *Procedimentos da Rede*. ONS.
- [66] Operador Nacional do Sistema- ONS. “Módulo 10: Sub-Módulo 10.22: Operação sob contingência da Área de 230 kV do Rio Grande do Sul”. *Procedimentos da Rede*. ONS.

9. Anexo A

Pseudo-partição resultante do processo de clusterização do Sistema CEEE				
	Conjunto 1	Conjunto 2	Conjunto 3	Conjunto 4
Alegrete2	0	0	1	0
Bagé	0	0,9999	0	0
Cachoeirinha	0,0007	0,0001	0,0002	0,9989
Camaquã	0,062	0,4765	0,033	0,4285
Campo Bom	0	0	0	1
Canastra	0,0008	0,0002	0,0003	0,9987
Canoas1	0	0	0	1
Canoas2	0	0	0	1
Caxias2	0,0002	0	0,0001	0,9997
C. Industrial	0	0	0	1
D. Francisca	0,9668	0,0035	0,0066	0,0231
Eldorado	0,0013	0,0003	0,0003	0,9981
Garibaldi	0,0002	0	0,0001	0,9997
Gravataí3	0	0	0	1
Guaíba2	0,0054	0,0018	0,0015	0,9913
Guarita	0,0006	0,0001	0,0002	0,9991
Itauba	0,9544	0,0054	0,0093	0,0308
Jacuí	0,4519	0,0693	0,1145	0,3642
Lajeado 2	0,0995	0,0021	0,0041	0,8943
LajeadoY	0,0997	0,0021	0,0041	0,8941
Livramento	0,0651	0,3508	0,4243	0,1598
Macambara	0,0003	0,0001	0,9991	0,0006
Missoes	0,0568	0,0088	0,1388	0,7956
N.Prata2	0,0003	0,0001	0,0001	0,9995
Osório2	0,0001	0	0	0,9999
POA 10	0	0	0	1
POA 13	0	0	0	1
POA 4	0	0	0	1
POA 6	0	0	0	1
POA 8	0	0	0	1
POA 9	0	0	0	1
Pelotas3	0	1	0	0
P Médici	0,0006	0,9978	0,0006	0,0011
Polo				
Petroquímico	0	0	0	0,9999
P Real	0,8386	0,0068	0,0136	0,141
Quinta	0	0,9998	0	0,0001

S. Angelo2	0,0032	0,0003	0,0014	0,9951
São Borja	0,0099	0,0027	0,957	0,0304
Scharlau	0,0001	0	0	0,9999
S. Cruz1-Y	0,9798	0,0005	0,001	0,0187
Siderurg	0	0	0	1
S. Maria3	0,9741	0,0017	0,0071	0,017
Sta Cruz1	0,9806	0,0005	0,0009	0,018
Sta Marta	0,0034	0,0002	0,0004	0,9959
Sta Rosa	0,002	0,0002	0,0009	0,9968
SVicente	0,4084	0,0161	0,4271	0,1485
Tapera	0,3962	0,0055	0,0117	0,5866
Taquara	0,0002	0	0	0,9998
Uruguai5	0,0056	0,0033	0,9832	0,0079
Uruguai	0,0063	0,0038	0,9811	0,0088
Ven. Aires	0,0062	0,0003	0,0006	0,9929