

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI

RUI JOVITA GODINHO CORRÊA DA SILVA

***IMPEDÂNCIA DE COMPENSAÇÃO DE QUEDA  
DE TENSÃO EM CONTROLES CONJUNTOS DE  
TENSÃO DE USINAS – UMA FORMA DE  
CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO  
DESCENTRALIZADO***

*Itajubá*

*2007*

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Rui Jovita Godinho Corrêa da Silva

***IMPEDÂNCIA DE COMPENSAÇÃO DE QUEDA DE  
TENSÃO EM CONTROLES CONJUNTOS DE TENSÃO  
DE USINAS – UMA FORMA DE CONTROLE  
SECUNDÁRIO DE TENSÃO DESCENTRALIZADO***

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica. Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência

*Orientador: Prof. Antônio Carlos Zambroni de Souza, Dr.*

*Itajubá*

*2007*

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –  
Bibliotecária Margareth Ribeiro- CRB\_6/1700

S586i

Silva, Rui Jovita Godinho Corrêa da

Impedância de compensação de queda de tensão em controles conjuntos de tensão de usinas – uma forma de controle secundário de tensão descentralizado / Rui Jovita Godinho Corrêa da Silva. – Itajubá (MG) : [s.n.], 2007.  
162p. : il.

Orientador: Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza.  
Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Itajubá.

1. Controle secundário de tensão 2. Controle coordenado de tensão. 3. Controle conjunto de tensão. I. Souza, Antonio Carlos Zambroni de, orient. II. Universidade Federal de Itajubá.  
III. Título.

CDU 621.3.027(043)

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

IMPEDÂNCIA DE COMPENSAÇÃO DE QUEDA DE TENSÃO EM  
CONTROLES CONJUNTOS DE TENSÃO DE USINAS – UMA FORMA  
DE CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO DESCENTRALIZADO

Rui Jovita Godinho Corrêa da Silva

*Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia  
Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor  
em Engenharia Elétrica*

*Aprovada por:*

---

João Alberto Passos Filho, Dr.  
1º Examinador – CEPEL

---

Prof. Glauco Nery Taranto, Dr.  
2º Examinador – UFRJ

---

Prof. Robson Celso Pires, Dr.  
3º Examinador – UNIFEI

---

Prof. Pedro Paulo de Carvalho Mendes, Dr.  
4º Examinador – UNIFEI

---

Prof. José Wanderley Marangon Lima, Dr.  
5º Examinador - UNIFEI

---

Prof. Antônio Carlos Zambroni de Souza, Dr.  
6º Examinador - UNIFEI (Orientador)

---

Prof. José Antonio Cortez, Dr.  
Presidente da Comissão Examinadora - UNIFEI

*Itajubá*

*2007*

*“How many roads must the man walk down, before you call  
him a man ?... The answer my friend, is blowing in the wind,  
the answer is blowing in the wind”*

*Bob Dylan*

# DEDICATÓRIA

*A Vanilda, Cristina, Ana Cecília e Guilherme. Com amor.*

*Ao Guilherme, com saudade.*

## **AGRADECIMENTOS**

Ao professor Antônio Carlos Zambroni de Souza, meu maior motivador. Um verdadeiro líder, responsável pela finalização deste trabalho.

A todos da casa da D. Maria Storino, em especial à Rúbia.

Ao Rafael Leme, pelo apoio.

Aos meus amigos da Itaipu, pelo estímulo.

Agradecimento em especial a Marcos Almeida Prado Lefevre, responsável pelo início deste trabalho.

## RESUMO

Esta tese discute o problema de controle de tensão em sistemas de potência e apresenta uma proposta de controle secundário de tensão descentralizado, utilizando como ferramenta o controle conjunto de tensão existente nas grandes usinas e tendo como objetivo o controle de tensão em sistemas de transmissão. São descritos no trabalho: o funcionamento de um controle secundário de tensão, as filosofias utilizadas para atender seus objetivos e suas formas de ajustes, assim como o funcionamento de um controle conjunto de tensão. Para o uso da proposta apresentada é necessário dotar o controle conjunto de uma impedância de compensação de queda de tensão e de recursos de comunicação para comando remoto de forma alterar seu valor quando de mudança de configuração no sistema. Com a utilização da impedância de compensação as usinas tornam-se eletricamente mais próximas do sistema de transmissão, adequando-se às condições e configuração do sistema. É apresentada uma metodologia baseada em matrizes de sensibilidade para identificar as usinas de influência no controle de tensão do sistema de transmissão e o valor máximo que a impedância de compensação pode assumir. Finalmente, são apresentados diversos exemplos mostrando a potencialidade do uso da impedância de compensação de queda de tensão em regime permanente e da alteração de seu valor em tempo real, quando da mudança da configuração do sistema de transmissão em análise.

Palavras-chave: Controle Secundário de Tensão, Controle Coordenado de Tensão, Controle Conjunto de Tensão.

## ABSTRACT

This thesis presents an approach to do a decentralized voltage secondary control using the joint voltage control. This equipment exist in almost all big power plants. The goal is to control the voltage in transmission systems on the neighborhood of the plant. The approach is based on load drop compensator philosophy together with joint voltage control. There are needed communications recourses to allow its use, because the impedance of the load drop compensator must be changed when the transmission system configuration in focus changes. The load drop compensator turns the power plants closer to the transmission systems, and the voltage control is faster than when is used a centralized secondary voltage control. The use of real time calculations tools, in order to calculate the compensation impedance value, is an interesting theme for future investigation. In the presented approach, the maximum values of compensation impedance are determined based of sensibility factors, which are used to identify too the plants which more influence causes in the transmission system under analysis. To illustrate the approach are presented many examples in steady state and dynamic simulations.

**Key words:** Secondary Voltage Control, Coordinated Voltage Control, Joint Voltage Control.

# SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	20
1.1.	Introdução	20
1.2.	Controle de Tensão e Potência Reativa	25
1.3.	Estabilidade de Tensão de Sistemas Elétricos de Potência	28
1.4.	Estrutura do Trabalho	32
2.	O CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO	34
2.1.	Introdução	34
2.2.	Hierarquia do Controle de Tensão	35
2.2.a.	Controle primário	37
2.2.b.	Controle secundário	40
2.2.c.	Controle terciário	41
2.3.	A Filosofia da Barra Piloto	42
2.4.	Primeiras Implementações de Controle Secundário Automático de Tensão	45
2.4.a.	O controle secundário na França	46
2.4.b.	O controle secundário na Itália	48
2.4.c.	O controle secundário no Japão	50
2.4.d.	O controle secundário no Canadá	50
2.4.e.	O controle secundário no Brasil	51
2.5.	Métodos de Seleção das Áreas, Barras Pilotos e Geradores Controladores	53

2.5.a.	Utilizada na ENEL	55
2.4.b.	Utilizada na EDF	56
2.4.c.	A proposta de Ilic, Christensen E Eichorn	57
2.4.d.	A proposta de Aguilare Conejo	58
2.6.	Novas Propostas de Controle Secundário de Tensão	60
2.6.a.	A proposta de Gubina e Gubina	60
2.6.b.	A proposta de Taranto, Marques e Falcão	63
2.7.	Conclusão	64
3.	O CONTROLE CONJUNTO DE TENSÃO E A IMPEDÂNCIA DE COMPENSAÇÃO DE QUEDA DE TENSÃO	66
3.1.	Introdução	66
3.2.	O Controle Conjunto de Tensão	67
3.2.a.	Divisão de potência reativa	69
3.2.b.	Tipos de CCT	71
3.3.	O Controle Conjunto de Tensão da Usina de Itaipu	72
3.4.	O Controle Conjunto de Tensão da B. C. Hydro	78
3.4.a.	CCT convencional	79
3.4.b.	CCT utilizando rede neural	79
3.5.	O Controle Conjunto de Tensão da Manitoba Hydro	79
3.6.	O Controle de Tensão do Lado de Alta	80
3.7.	A Impedância de Compensação de Queda de Tensão	83

		10
3.7.a.	O controle automático de tensão junto à carga	84
3.7.b.	O uso no regulador de tensão	84
3.8.	Conclusão	86
4.	USANDO A IMPEDÂNCIA DE COMPENSAÇÃO DE QUEDA DE TENSÃO NO CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO DESCENTRALIZADO	88
4.1.	Introdução	88
4.2.	A Proposta Apresentada Neste Trabalho	88
4.3	Detalhamento da Proposta	92
4.4	Exemplo	100
4.5	Metodologia Para o Cálculo de $X_c$	106
4.6	Uso do Método da Continuação	113
4.7	Conclusão	115
5.	SIMULAÇÕES.	116
5.1.	Introdução	116
5.2.	Análise de Regime Permanente em Sistemas Teste do IEEE	116
5.2.a	Sistema de 14 Barras do IEEE	116
5.2.b	Sistema 57 Barras do IEEE	119
5.3.	Análise de Regime Permanente no Sistema Interligado Brasileiro	122
5.3.a	Sistema de Transmissão em 765 kV	122

		11
5.3.b	Sistema de Transmissão em 440 kV	131
5.4.	Análise de Regime Dinâmico	138
5.4.a	Teste da Metodologia Proposta	138
5.4.b	Troca do Valor de $X_c$	146
5.5.	Aplicação do Método da Continuação	148
5.6	Conclusão	151
6.	CONCLUSÕES	152
6.1	Conclusões	152
6.2	Trabalhos Publicados	155
6.3	Perspectivas	156
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	158

# LISTA DE TABELAS

## LISTA DE TABELAS:

TABELA 4.4.1	TENSÕES NO SISTEMA EXEMPLO PARA MODO DE CONTROLE A	101
TABELA 4.4.2	TENSÕES NO SISTEMA EXEMPLO PARA MODO DE CONTROLE B	101
TABELA 4.4.3	TENSÕES NO SISTEMA EXEMPLO PARA MODO DE CONTROLE C	102
TABELA 4.4.4	TENSÕES NO SISTEMA EXEMPLO PARA MODO DE CONTROLE D	102
TABELA 4.4.5	TENSÕES NO SISTEMA EXEMPLO PARA MODO DE CONTROLE E	102
TABELA 4.4.6	DISTÂNCIA ENTRE AS USINAS E A CARGA EM TERMOS DE IMPEDÂNCIA	103
TABELA 4.4.7	VARIAÇÃO DA POTÊNCIA REATIVA COM O AUMENTO DA CARGA, COM DOIS CIRCUITOS	103
TABELA 4.4.8	VARIAÇÃO DA POTÊNCIA REATIVA COM O AUMENTO DA CARGA, COM UM CIRCUITO	104
TABELA 4.4.9	EFEITO DA PERDA DE UM CIRCUITO ENTRE A USINA 2 E A CARGA	104
TABELA 52.1	ANÁLISE DE REGIME PERMANENTE	118
TABELA 52.2	ANÁLISE DE REGIME PERMANENTE COM CARGA REDUZIDA	119

TABELA 5.2.3	ANÁLISE DE REGIME PERMANENTE NO SISTEMA IEEE 57 BARRAS	121
TABELA 5.3.1	SENSIBILIDADE DA GERAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA DAS USINAS E COMPENSADORES SÍNCRONOS FRENTE À APLICAÇÃO DE COMPENSAÇÃO REATIVA EM BARRA DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	123
TABELA 5.3.2	SENSIBILIDADE DAS TENSÕES EM BARRAS DO SISTEMA FRENTE À APLICAÇÃO DE COMPENSAÇÃO REATIVA EM BARRA DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	124
TABELA 5.3.3	GERAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA EM FUNÇÃO DE VARIAÇÃO DE TENSÃO EM BARRA DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	124
TABELA 5.3.4	SENSIBILIDADE DAS TENSÕES EM BARRAS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO TERMINAL DE ITAIPU	125
TABELA 5.3.5	SENSIBILIDADE DAS TENSÕES EM BARRAS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO TERMINAL DE GOV. BENTO MUNHOZ	125
TABELA 5.3.6	SENSIBILIDADE DAS TENSÕES EM BARRAS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO TERMINAL DE SALTO SANTIAGO	125
TABELA 5.3.7	SENSIBILIDADE DAS TENSÕES EM BARRAS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO TERMINAL DE IBIÚNA	126
TABELA 5.3.8	SENSIBILIDADE DAS TENSÕES EM BARRAS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO TERMINAL DE TIJUCO PRETO	126
TABELA 5.3.9	SENSIBILIDADE DA POTÊNCIA REATIVA GERADA NAS USINAS EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO	127

## TERMINAL DE ITAIPU

TABELA 5.3.10	SENSIBILIDADE DA POTÊNCIA REATIVA GERADA NAS USINAS EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO TERMINAL DE GOV. BENTO MUNHOZ	127
TABELA 5.3.11	SENSIBILIDADE DA POTÊNCIA REATIVA GERADA NAS USINAS EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO TERMINAL DE SALTO SANTIAGO	127
TABELA 5.3.12	SENSIBILIDADE DA POTÊNCIA REATIVA GERADA NAS USINAS EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO TERMINAL DE IBIÚNA	127
TABELA 5.3.13	SENSIBILIDADE DA POTÊNCIA REATIVA GERADA NAS USINAS EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO TERMINAL DE TIJUCO PRETO	127
TABELA 5.3.14	MATRIZ DE SENSIBILIDADE DE POTÊNCIA REATIVA GERADA NAS USINAS EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO TERMINAL DAS USINAS DE INFLUÊNCIA	128
TABELA 5.3.15	MATRIZ DE SENSIBILIDADE DE POTÊNCIA REATIVA GERADA NAS USINAS, EM RELAÇÃO AO MÁXIMO, EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO TERMINAL DE 5 % DAS USINAS DE INFLUÊNCIA	129
TABELA 5.3.16	MATRIZ DE IMPEDÂNCIAS ENTRE AS USINAS DE INFLUÊNCIA	130
TABELA 5.3.17	SENSIBILIDADE DE USINAS E COMPENSADORES SÍNCRONOS FRENTE À APLICAÇÃO DE COMPENSAÇÃO REATIVA EM BARRA DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	132
TABELA 5.3.18	SENSIBILIDADE DE TENSÃO EM BARRAS FRENTE À APLICAÇÃO DE COMPENSAÇÃO REATIVA EM BARRA DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	133
TABELA 5.3.19	GERAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA EM FUNÇÃO DE	133

## VARIAÇÃO DE TENSÃO EM BARRA

TABELA 5.3.20	SENSIBILIDADE DAS TENSÕES EM BARRAS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO TERMINAL DE ÁGUA VERMELHA	133
TABELA 5.3.21	SENSIBILIDADE DAS TENSÕES EM BARRAS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO TERMINAL DE ILHA SOLTEIRA	134
TABELA 5.3.22	SENSIBILIDADE DAS TENSÕES EM BARRAS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO TERMINAL DE JUPIÁ	134
TABELA 5.3.23	SENSIBILIDADE DAS TENSÕES EM BARRAS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO TERMINAL DE SANTO ÂNGELO	134
TABELA 5.3.24	SENSIBILIDADE DAS TENSÕES EM BARRAS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO TERMINAL DE EMBUGUAÇU	134
TABELA 5.3.25	SENSIBILIDADE DA POTÊNCIA REATIVA GERADA NAS USINAS EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO TERMINAL DE ÁGUA VERMELHA	135
TABELA 5.3.26	SENSIBILIDADE DA POTÊNCIA REATIVA GERADA NAS USINAS EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO TERMINAL DE ILHA SOLTEIRA	135
TABELA 5.3.27	SENSIBILIDADE DA POTÊNCIA REATIVA GERADA NAS USINAS EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO TERMINAL DE JUPIÁ	135
TABELA 5.3.28	SENSIBILIDADE DA POTÊNCIA REATIVA GERADA NAS USINAS EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO TERMINAL DE SANTO ÂNGELO	135
TABELA 5.3.29	SENSIBILIDADE DA POTÊNCIA REATIVA GERADA NAS	136

USINAS EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO  
TERMINAL DE EMBUGUAÇU

TABELA 5.3.30	MATRIZ DE SENSIBILIDADE DE POTÊNCIA REATIVA GERADA NAS USINAS EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO TERMINAL DAS USINAS DE INFLUÊNCIA	136
TABELA 5.3.31	MATRIZ DE SENSIBILIDADE DE POTÊNCIA REATIVA GERADA NAS USINAS, EM RELAÇÃO AO MÁXIMO, EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DA TENSÃO TERMINAL DE 5 % NAS USINAS DE INFLUÊNCIA.	137
TABELA 5.3.32	MATRIZ DE IMPEDÂNCIAS ENTRE AS USINAS DE INFLUÊNCIA	137

# Lista de Figuras

## LISTA DE FIGURAS:

FIGURA 1.1	CURVA DE CARGA TÍPICA DIÁRIA	23
FIGURA 1.2	PROCESSO DE ANÁLISE E CONTROLE DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA	26
FIGURA 1.3	FENÔMENOS RELACIONADOS À ESTABILIDADE DE TENSÃO	29
FIGURA 2.1	HIERARQUIA DO CONTROLE DE TENSÃO	36
FIGURA 2.2	CURVA DE CAPACIDADE DE GERADORES E OS LIMITADORES DA EXCITAÇÃO	38
FIGURA 2.3	DIAGRAMA FUNCIONAL DE UM CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO	41
FIGURA 2.4	PRINCÍPIO GERAL DOS LAÇOS DE CONTROLE NA FRANÇA	47
FIGURA 2.5	PRINCÍPIO GERAL DOS LAÇOS DE CONTROLE NA ITÁLIA	48
FIGURA 3.1	DIAGRAMA FUNCIONAL DO CCT DA USINA DE ITAIPU	72
FIGURA 3.2	RESPOSTA DO CCT DE ITAIPU 60 HZ ANTES DO AJUSTE	73
FIGURA 3.3	RESPOSTA DO CCT DE ITAIPU 60 HZ DEPOIS DO AJUSTE	74
FIGURA 3.4	RESPOSTA DO CCT DE ITAIPU 50 HZ ANTES DO AJUSTE	74
FIGURA 3.5	RESPOSTA DO CCT DE ITAIPU 50 HZ DEPOIS DO AJUSTE	75
FIGURA 3.6	RESPOSTA DO CAT DIGITAL DE ITAIPU 60 HZ	76
FIGURA 3.7	RESPOSTA DO CAT DIGITAL DE ITAIPU 50 HZ	76
FIGURA 3.8	USINA CONTRA BARRA INFINITA	79
FIGURA 3.9	DIAGRAMA FUNCIONAL DO CTLA	80

FIGURA 3.10	CARACTERÍSTICA DE CONTROLE DO CTLA	81
FIGURA 3.11	CONEXÃO DO COMPENSADOR	84
FIGURA 3.12	CONCEITO DA IMPEDÂNCIA DE COMPENSAÇÃO	85
FIGURA 5.1	DIAGRAMA FUNCIONAL DO CCT DA USINA DE ITAIPU	85
FIGURA 5.2	PROPOSTA PARA O CCT	87
FIGURA 5.3	CARACTERÍSTICA DE CONTROLE COM XC	89
FIGURA 5.4	SISTEMA EXEMPLO PARA ILUSTRAR A PROPOSTA	93
FIGURA 5.1	SISTEMA 14 BARRAS DO IEEE, MODIFICADO	117
FIGURA 5.2	SISTEMA 57 BARRAS DO IEEE	120
FIGURA 5.3	DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE 765 KV	123
FIGURA 5.4	DIAGRAMA EQUIVALENTE DO SISTEMA DE 765 KV	130
FIGURA 5.5	DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE 440 KV	132
FIGURA 5.6	MODELO DO CCT UTILIZADO NA SIMULAÇÃO	138
FIGURA 5.7	TENSÃO TERMINAL DE ITAIPU 60 HZ	139
FIGURA 5.8	TENSÃO NO 500 KV DE ITAIPU 60 HZ	140
FIGURA 5.9	TENSÃO TERMINAL DE G.B.MUNHOZ	140
FIGURA 5.10	TENSÃO NO 525 KV DE G.B.MUNHOZ	140
FIGURA 5.11	TENSÃO TERMINAL DE SALTO SANTIAGO	141
FIGURA 5.12	TENSÃO NO 525 KV DE SALTO SANTIAGO	141
FIGURA 5.13	TENSÃO TERMINAL DE IBIÚNA	141
FIGURA 5.14	TENSÃO NO 345 KV DE IBIÚNA	142
FIGURA 5.15	TENSÃO TERMINAL DE ÁGUA VERMELHA	142

FIGURA 5.16	TENSÃO NO 440 KV DE ÁGUA VERMELHA	142
FIGURA 5.17	TENSÃO TERMINAL DE ILHA SOLTEIRA	143
FIGURA 5.18	TENSÃO NO 440 KV DE ILHA SOLTEIRA	143
FIGURA 5.19	TENSÃO TERMINAL DE JUPIÁ	143
FIGURA 5.20	TENSÃO NO 440 KV DE JUPIÁ	144
FIGURA 5.21	FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA PARA O SUDESTE, DE IVAIPORÃ PARA ITABERÁ	144
FIGURA 5.22	TENSÃO NO BCS DA LT FI-IV 765 KV (TENSÃO VT)	144
FIGURA 5.23	TENSÃO EM CURITIBA 525 KV	145
FIGURA 5.24	TENSÃO EM BAURU 440 KV	145
FIGURA 5.25	ERRO DE CONTROLE NO CCT DAS USINAS	145
FIGURA 5.26	TENSÃO VT NO 765 KV	146
FIGURA 5.27	CORRENTE DE EXCITAÇÃO DE ITAIPU 60 HZ	147
FIGURA 5.28	SISTEMA TESTE DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO	148
FIGURA 5.29	TENSÕES NO SISTEMA PARA UM VALOR DE CARGA L	148
FIGURA 5.30	TENSÕES NO SISTEMA PARA UM VALOR DE CARGA 1,5.L	149
FIGURA 5.31	TENSÕES NO SISTEMA PARA UM VALOR DE CARGA 2,0.L	149
FIGURA 5.32	TENSÃO TERMINAL DO GERADOR DO SISTEMA EXEMPLO	150
FIGURA 5.33	TENSÃO DA BARRA 5 DO SISTEMA EXEMPLO	150

# CAPÍTULO I

## INTRODUÇÃO

### 1.1. Introdução

Os sistemas elétricos de potência evoluíram bastante em complexidade e tamanho ao longo de sua história. A necessidade de atender um número cada vez maior de consumidores e a busca pela otimização dos recursos energéticos resultou no aumento de interligações elétricas entre empresas, regiões e países. Em paralelo ao desenvolvimento do sistema, e até sustentando este desenvolvimento, houve grande avanço tecnológico nos equipamentos de potência, proteção, monitoramento e controle, com o uso cada vez maior de eletrônica de potência e sistemas digitais. A busca por fontes energéticas distantes foi propiciada pelo aumento do nível de tensão nas redes de transmissão em corrente alternada, pelo aparecimento das linhas de transmissão em corrente contínua e pela construção de linhas com potência natural elevada. As máquinas síncronas, embora tenham mantido a sua essência, foram dotadas de excitatrizes eletrônicas e controladores digitais, de forma a responder mais rapidamente às solicitações do sistema.

Ao mesmo tempo em que permitiu aos sistemas elétricos de potência realizar a sua função de atender o consumidor com qualidade e na quantidade necessária, este grande desenvolvimento foi acompanhado pelo descobrimento de novos fenômenos elétricos e eletromecânicos que tiveram de ser estudados e solucionados pelos engenheiros. Normalmente suas descobertas ocorreram a partir de falhas nos equipamentos ou perturbações no sistema, com prejuízos às empresas integrantes do sistema e aos consumidores. A investigação dessas falhas e perturbações tanto caracterizou os fenômenos quanto propiciou

meios de estudá-los para evitar a sua repetição. Esses fenômenos abrangem diversos horizontes de tempo, desde microssegundos até vários minutos, como transitórios super-rápidos e estabilidade de longo-prazo, passando por auto-excitação e estabilidade eletromecânica.

Uma das áreas mais estudadas atualmente é a do controle de tensão em sistemas elétricos de potência, sua influência na estabilidade de tensão e a sua face mais drástica, o colapso de tensão. A primeira publicação tratando de estabilidade de tensão é datada de 1968 e desde lá o número de publicações tem sido cada vez maior, intensificando-se a partir da década de 80 [Ajarapu]. As principais associações que reúnem as empresas de energia elétrica e centros de pesquisas já criaram grupos para descrever o problema, mostrar as diversas maneiras de estudar e solucioná-lo [CIGRE TF 38.02.12; Martins; IEEE PES]. Apesar de tantas pesquisas, o assunto controle de tensão continua despertando um interesse cada vez maior até os dias atuais [Taylor, 2000].

O controle de tensão em um Sistema Elétrico de Potência visa atender diversos objetivos frente a vários fenômenos, em escalas de tempo que variam de poucos milissegundos até algumas horas:

- Controlar as sobretensões provenientes de rejeições de carga e durante energização de equipamentos.
- Manter os transitórios eletromecânicos dentro dos parâmetros aceitáveis pelo sistema, em termos de amplitude e amortecimento das oscilações.
- Reduzir as perdas elétricas através da redução do fluxo de potência reativa.
- Garantir o atendimento à carga do sistema dentro dos requisitos de qualidade exigidos.
- Permitir ao sistema suportar as variações normais da carga ao longo do dia.

Para efetuar o controle da tensão em todas as barras do sistema dentro dos limites estabelecidos, os órgãos coordenadores da operação do sistema contam principalmente com o controle da excitação de geradores e compensadores síncronos, chaveamento de equipamentos de compensação reativa, comutação de “taps” de transformadores e controle do ângulo de disparo dos tiristores de compensadores estáticos de potência reativa.

Além desses recursos é sempre possível alterar o perfil de tensão em um sistema através do redespacho do fluxo de potência ativa, seja através da alteração na potência dos diversos geradores, mudança na ordem de potência de Elos de Corrente Contínua, alteração da referência de dispositivos FACTS de direcionamento de fluxo e transformadores com defasamento angular. Os dispositivos FACTS são equipamentos baseados em eletrônica de potência que permitem o controle dos parâmetros de um sistema de transmissão visando elevar a capacidade de transferência de potência. O redespacho de potência ativa surge como solução porque o consumo de potência reativa pelas linhas de transmissão e transformadores em corrente alternada é extremamente dependente do fluxo de potência ativa pelos mesmos. Isto também é fato para os Elos de Corrente Contínua devido ao consumo de potência reativa dos conversores.

O montante de carga varia ao longo do dia, influenciado por diversos fatores, tais como luminosidade, temperatura, clima, etc., sendo normalmente dividido em três períodos característicos: pesada, média e leve, podendo ainda apresentar outras subdivisões. A Figura 1.1 mostra uma curva de carga diária típica, correspondente a um dia útil. Em função da curva diária de carga prevista é que se realiza a programação horária de operação dos geradores e perfil de tensão nas principais barras do sistema.

O sistema de transmissão tem por objetivo levar a energia desde os geradores até à carga. Seus principais elementos são as linhas de transmissão em corrente alternada e transformadores. É comum esses sistemas possuírem também Elos de Corrente Contínua

interligando regiões ou para transmissão a longas distâncias. Sendo assim, a corrente nesses elementos tende a crescer bastante com o crescimento da carga.

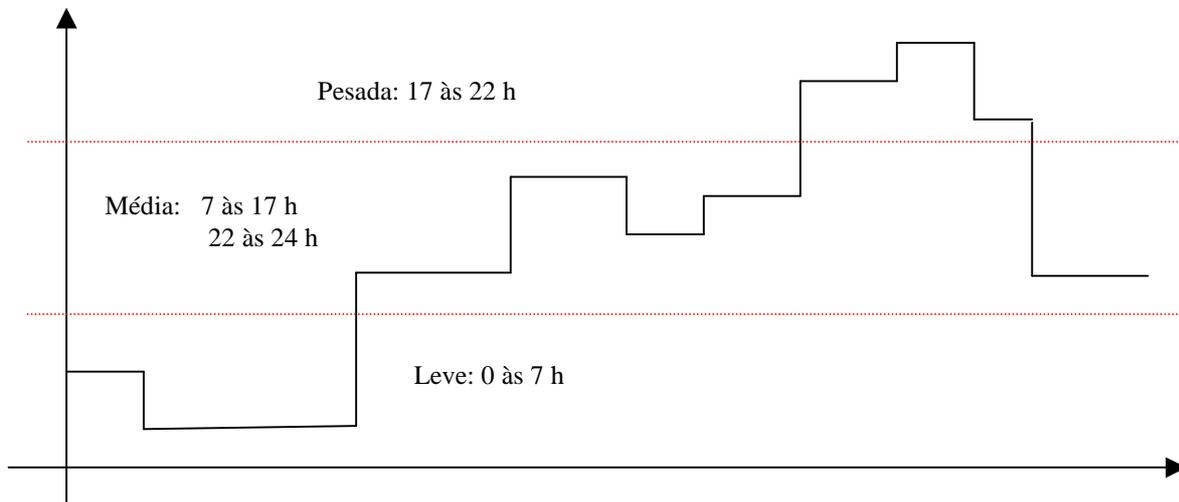


Figura 1.1 – Curva de carga diária típica.

As linhas de transmissão em corrente alternada possuem as propriedades elétricas de resistência, indutância e capacitância. A indutância e capacitância são devidas aos efeitos dos campos elétricos e magnéticos criados ao redor do condutor. Esses parâmetros são dependentes do tipo de condutor e da geometria da sua localização no espaço. Devido a eles a linha consome uma potência ativa e reativa devido aos seus elementos série (resistência e indutância) e fornece potência reativa devido aos seus elementos em paralelo (capacitância). Quando a corrente que flui pela linha aumenta, o efeito capacitivo vai deixando de ser suficiente para atender o consumo próprio de potência reativa da linha. Sendo assim, os sistemas que estão conectados em seus terminais precisam fornecer potência reativa para consumo das linhas de transmissão.

Os transformadores possuem as propriedades de resistência e indutância que os leva a consumir tanto potência ativa quanto potência reativa. Quando a corrente pelo transformador aumenta, há aumento nesses consumos, principalmente o de potência reativa, pois a resistência normalmente situa-se em valores muito pequenos nos grandes transformadores.

Portanto, o sistema também precisa fornecer potência reativa para o consumo dos transformadores.

Os Elos de Corrente Contínua também possuem comportamento semelhante a linhas de transmissão em corrente alternada no que tange ao consumo de potência reativa, sendo a principal diferença que todo o balanço está concentrado em suas extremidades, nas estações conversoras. Os conversores consomem uma potência reativa diretamente proporcional a potência ativa transmitida e ao ângulo de disparo dos tiristores. Normalmente o projeto desses equipamentos prevê o fornecimento desta potência reativa na própria estação, entretanto nada impede que em algumas condições o sistema também precise fornecer potência reativa para este consumo.

De acordo com o apresentado, os principais elementos de um sistema de transmissão são grandes consumidores de potência reativa e o sistema precisa ser dotado de fontes suficientes para suprir este consumo e manter as tensões próximas às cargas dentro dos limites estabelecidos para o atendimento.

O comportamento de regime permanente de um sistema elétrico de potência é não linear, ou seja, depende do ponto de operação. Sendo assim, as ações de controle de tensão para um determinado ponto podem não se mostrar eficientes em outra condição. O perfil de tensão do sistema mostra se o atendimento à carga está ou não sendo feito de forma satisfatória, entretanto não fornece parâmetros para a análise da estabilidade de tensão nesse sistema, isto é, a capacidade do sistema suportar as variações da carga ou desligamentos de elementos do sistema devido à falhas, mantendo o controle de tensão. Uma boa definição de estabilidade de tensão é apresentada por Taylor [Taylor, 1994]:

*Um sistema elétrico de potência que opera em determinada condição é estável a pequenas perturbações, sob o ponto de vista de estabilidade de tensão, se após a ocorrência de qualquer pequeno distúrbio, as tensões próximas à carga são idênticas ou muito semelhantes aos valores pré-distúrbio.*

*Um sistema elétrico de potência que opera em determinada condição, e sujeito a determinado distúrbio, é estável sob o ponto de vista de estabilidade de tensão, se as tensões próximas às cargas na condição pós-perturbação tendem a se equilibrar.*

*Um sistema elétrico de potência que opera em determinada condição, e sujeito a determinado distúrbio, tende ao colapso de tensão, se as tensões no ponto de equilíbrio na condição pós-perturbação situarem-se abaixo dos limites aceitáveis. Um colapso de tensão pode ser parcial ou total (blackout).*

Existem diversas formas de tornar o sistema mais robusto do ponto de vista de estabilidade de tensão. Este trabalho tem por objetivo apresentar uma proposta que utiliza o Controle Secundário de Tensão para dotar o sistema de maior robustez.

## **1.2. Controle de Tensão e Potência Reativa**

O controle de tensão é relacionado ao controle de potência reativa. Em condições normais, a injeção de potência reativa em uma determinada barra reflete-se em um aumento da tensão na barra e em sua vizinhança. O processo com que este controle se desenvolve, os valores adotados para as margens de potência reativa e para os limites de tensão, assim como a forma de supervisão desses valores, é iniciado ainda na fase de planejamento da operação do sistema, estendendo-se até a operação em tempo real, tal como mostra a Figura 1.2 [Verseille].

O principal objetivo no planejamento da operação é estabelecer as condições para que o sistema opere com maior segurança, sendo que para atender este objetivo a grande maioria das empresas considera que o sistema deve suportar uma contingência simples de linha de transmissão ou gerador. Outras empresas são ainda mais exigentes em seu critério de planejamento: o sistema deve suportar a perda de uma barra, a perda de circuito duplo, uma contingência dupla durante mau tempo e até contingência simples com falha de disjuntor [Verseille]. Na operação em tempo real a preocupação com a segurança do sistema é ainda

maior, exigindo o uso de ferramentas de suporte para otimização do sistema, seja a nível central ou regional.

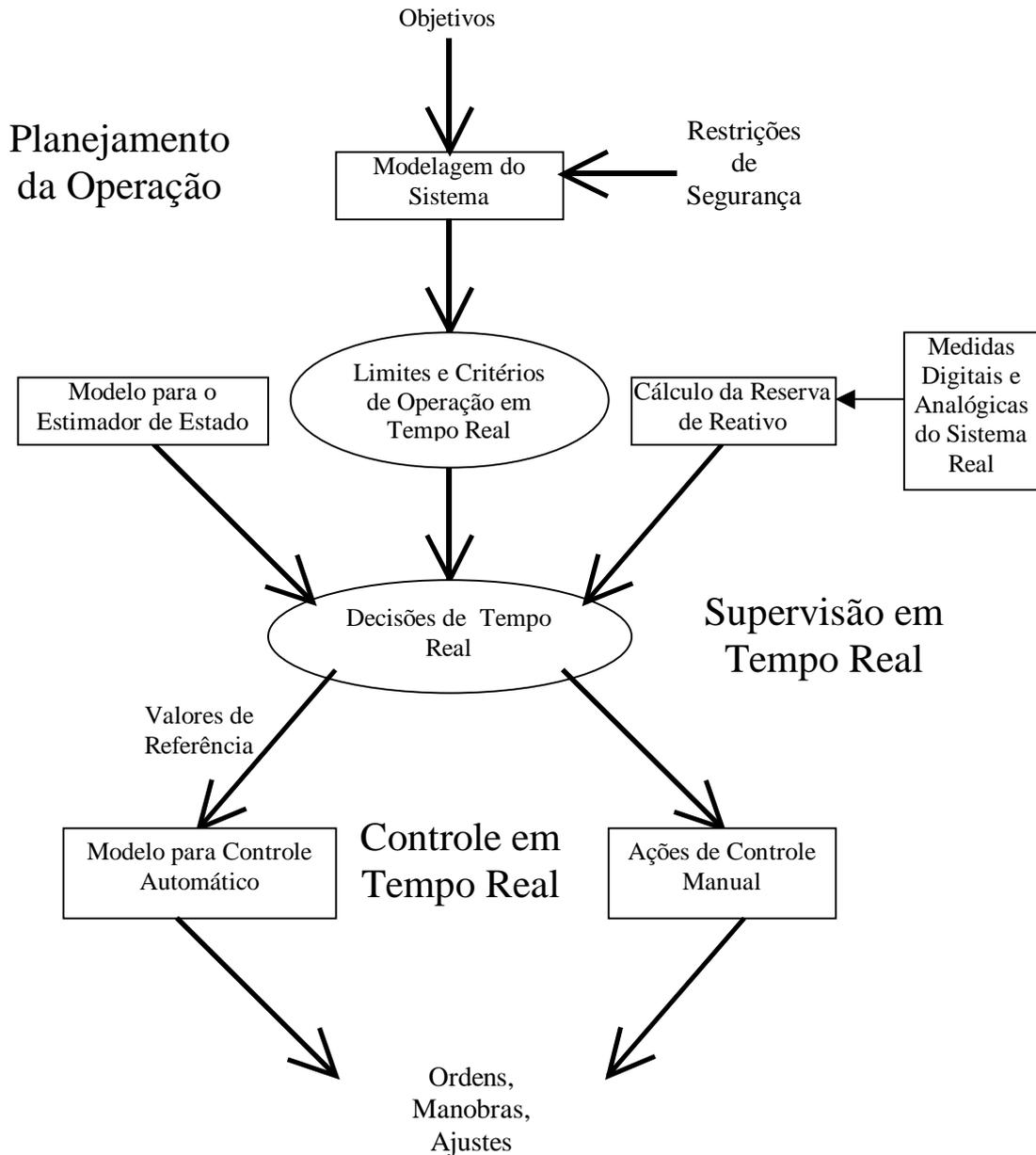


Figura 1.2 – Processo de análise e controle de tensão e potência reativa.

Muitas vezes o controle de tensão pode ser insuficiente para atender todas as necessidades do sistema, as de regime permanente e as de regime dinâmico, requerendo o monitoramento das reservas de potência reativa em tempo real para avaliação da capacidade

de conservar as tensões dentro dos limites de segurança, no caso de ocorrência das contingências adotadas como critério. A principal causa das perturbações em Sistemas Elétricos de Potência se tornarem de abrangência sistêmica é a falta de suporte de potência reativa em alguma região, refletida em queda da tensão, gerando desligamentos em vários equipamentos. Este fato é fortemente dependente do carregamento do sistema, das condições de operação e até das medidas adotadas pelos operadores do sistema durante a evolução dos desligamentos. O desenvolvimento tecnológico associado à informatização e automação de centros de controle e subestações permite o uso de ferramentas de auxílio à decisão, que monitoram as condições do sistema permanentemente e indicam ações que devem ser efetuadas pelos operadores do sistema, e até mesmo adotam ações automáticas. O uso deste ferramental moderno permite que o sistema opere mais próximo dos seus limites de estabilidade, mantendo os níveis exigidos de segurança.

O quadro se completa dotando-se o sistema de recursos de comunicação adequados, visto que estes recursos garantem profundidade às decisões, permitindo que as mesmas sejam executadas dentro do período de tempo necessário. Quando os tempos envolvidos não satisfazem às necessidades do sistema, o uso de Esquemas de Controle de Emergência de caráter local torna-se necessário, alterando a configuração do sistema, realizando corte de carga, ilhamento de regiões e desligamento de geradores, entre outras ações.

O controle de tensão e potência reativa de um Sistema Elétrico de Potência é uma das áreas que mais usufrui deste desenvolvimento tecnológico [Glavitsch; El-Kady; Feinstein; Chang]. As decisões indicadas pelas ferramentas computacionais englobam desde a mudança da tensão de referência dos geradores até o corte de carga, sua medida mais extrema. Entre as diversas propostas apresentadas, são bastante difundidas a utilização de técnicas de programação linear [Franchi; Hsu] e inteligência artificial [Matsuda; Tomsovic; Gu; Su], entre outras mais simples que utilizam análise de sensibilidade [Begovic; Van Cutsen]. As diretrizes de controle de tensão em um sistema elétrico de potência são fundamentais para a

permanência da estabilidade deste sistema, tanto da estabilidade de tensão quanto da estabilidade eletromecânica.

### **1.3. Estabilidade de Tensão de Sistemas Elétricos de Potência**

A definição de estabilidade de tensão de um sistema elétrico de potência foi apresentada anteriormente. Outras definições precisam ser apresentadas por estarem relacionadas ao tema.

Instabilidade de tensão é a ausência de estabilidade, normalmente apresentando-se sob a forma de decréscimo aperiódico na tensão, levando o sistema ao colapso. A segurança do sistema sob o aspecto de tensão reflete não somente a habilidade do sistema operar de forma estável, mas também de permanecer estável após uma perturbação ou crescimento de carga. Quanto maior a segurança do sistema quanto à tensão, maior a margem da reserva de potência reativa que o sistema possui para atender as emergências [Taylor, 1994].

Os diversos equipamentos de um sistema elétrico de potência afetam a estabilidade de tensão de forma diferente e em diferentes escalas de tempo, tal como mostrada na Figura 1.3 [Taylor, 1994]. Dependendo dos modelos utilizados, os estudos podem tratar de estabilidade de tensão de longo prazo ou de estabilidade de tensão transitória, cuja forma de divisão também pode ser vista na Figura 1.3.

O colapso de tensão é um fenômeno de característica não linear, devendo, portanto, ser estudado por técnicas não lineares de análise. A técnica mais utilizada é a Teoria da Bifurcação.

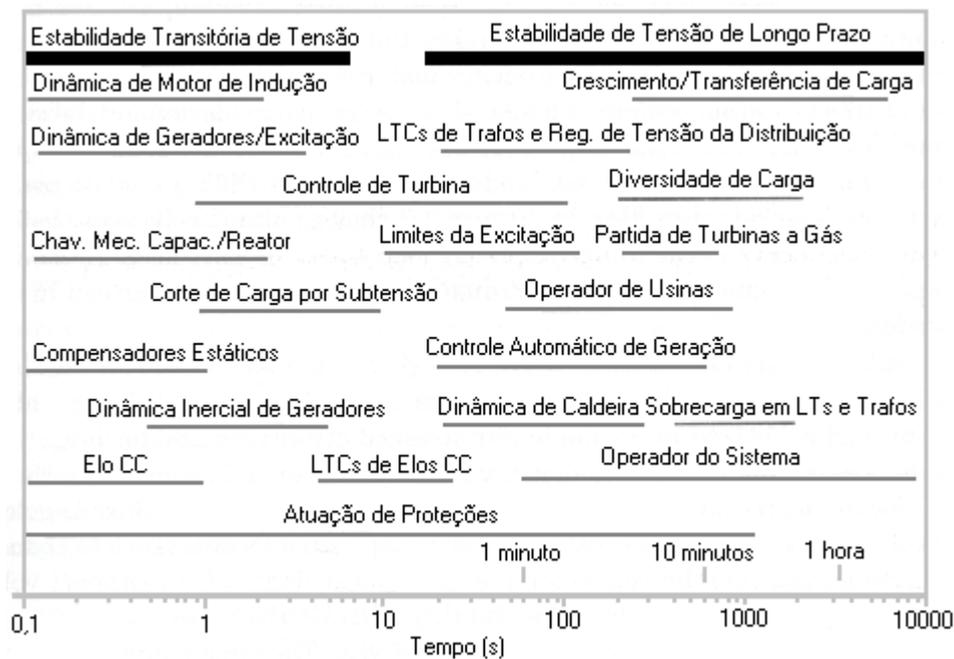


Figura 1.3 – Fenômenos relacionados à estabilidade de tensão.

A teoria da Bifurcação utiliza a análise dos autovalores do sistema e considera que as variações nos parâmetros do sistema ocorrem suavemente, podendo ser utilizada para a análise da estabilidade de tensão de um ponto de operação a pequenas perturbações, não sendo utilizada para a análise da estabilidade a grandes distúrbios. Nos fenômenos estudados por esta teoria a ocorrência da instabilidade de tensão se dá inicialmente através de um declínio suave das tensões no sistema, que evolui posteriormente para uma queda rápida e acentuada devido perda de estabilidade em uma bifurcação. Podem ser destacados os seguintes aspectos da teoria de Bifurcações [IEEE PES]:

- a) A teoria da Bifurcação considera que as variações nos parâmetros do sistema ocorrem suavemente e descreve mudanças qualitativas no sistema, como a perda de estabilidade.
- b) Em uma bifurcação sela-nó um ponto de equilíbrio estável desaparece com a mudança dos parâmetros, e a consequência é que o sistema vai ao colapso de maneira assintótica. É caracterizada por um autovalor real nulo.

- c) Em uma bifurcação de Hopf um ponto de equilíbrio estável se torna instável de maneira oscilatória, e as consequências são oscilações sustentadas ou crescentes. Caracteriza-se por um par de autovalores puramente imaginários.

O estudo e análise do processo de colapso de tensão podem permitir a adoção de medidas corretivas no sistema a tempo de levá-lo para um ponto de operação estável, evitando a efetiva caracterização do fenômeno de colapso de tensão.

Existem outras técnicas que permitem o estudo da estabilidade de tensão utilizando ferramentas de fluxo de potência, a chamada análise estática [*Zambroni de Souza, 1998*]:

- Matrizes de Sensibilidade: obtida através do Jacobiano do fluxo de potência para um ponto de operação conhecido. Permite determinar as barras onde as variáveis de estado variam com maior intensidade quando ocorre uma variação de carga.
- Método da Continuação: identifica o ponto da bifurcação sela-nó no sistema e traça o diagrama de bifurcação através de sucessivas variações nas condições de carga e geração. O diagrama de bifurcação é chamado de curva P-V, porque relaciona a potência ativa à tensão.
- Método Direto: identifica o ponto da bifurcação sela-nó incorporando novas equações à formulação do fluxo de potência, de forma a forçar a singularidade da matriz Jacobiano.
- Otimização: a matriz Jacobiano é reduzida às equações de potência reativa em função do nível de tensão. Considera o crescimento da carga com fator de potência constante. A principal técnica de otimização utilizada é o método de pontos interiores.
- Valores Singulares e Auto-Valores: Para cada ponto de operação do sistema, considerando o crescimento da carga, são calculados os valores singulares e auto-valores da matriz Jacobiano. O menor valor singular e o menor auto-valor tendem a zero a medida que o sistema aproxima-se de uma bifurcação sela-nó.

Todas as informações fornecidas pelos auto-valores também são retratadas nos valores singulares, e vice-versa.

- Determinante Reduzido: a matriz Jacobiano é reduzida às equações de potência ativa e reativa de cada barra de carga, em função do seu ângulo de fase e nível de tensão. Essa matriz  $2 \times 2$  é calculada para todas as barras de carga do sistema em cada ponto de operação do sistema, considerando o crescimento da carga. O menor determinante indica a barra crítica do sistema em cada ponto.
- Função de Energia: consiste em avaliar a energia potencial do sistema em cada ponto de operação, considerando o crescimento da carga. Embora o comportamento entre a energia e este crescimento nem sempre seja linear, estima-se o ponto de colapso linearizando-se este comportamento. O cálculo da energia é baseado na medida da distância entre os pontos de equilíbrio estável e instável ao sistema. O nível de energia é zero no ponto de bifurcação.
- Partição de Rede: permite reduzir a dimensão do sistema analisado. É baseado no fato do colapso de tensão iniciar-se localmente e espalha-se para as barras vizinhas. A dificuldade neste método está na obtenção de um subsistema representativo do fenômeno.
- Vetor Tangente: é utilizado como previsor do Método da Continuação. Indica como as variáveis de estado mudam na medida em que o sistema sofre um aumento de carga. Calculado a cada ponto de operação, o maior componente do vetor tangente indica a barra crítica e estima o ponto de bifurcação.

As curvas P-V e V-Q são bastante conhecidas e largamente utilizadas para determinar o máximo carregamento do sistema com relação à estabilidade de tensão [Taylor, 1994]. Ambas são determinadas com o uso de um aplicativo convencional de cálculo do fluxo de potência. As curvas P-V são úteis para uma análise conceitual da estabilidade de tensão, apresentando problemas para convergência do fluxo de potência nos pontos de operação próximos ao ponto de colapso. P representa a carga ativa total de uma determinada área, ou mesmo do sistema, e V representa a tensão em cada barra analisada. As curvas V-Q mostram

o comportamento da tensão em uma determinada barra em função da potência reativa nesta mesma barra, ao representar-se um compensador síncrono fictício na mesma. O comportamento é verificado considerando-se a potência da carga constante, podendo ser analisado para diversos valores desta potência. Devido a grande proximidade entre a potência reativa e a segurança do sistema quanto ao colapso de tensão, a curva V-Q fornece a margem de potência reativa na barra em análise.

## **1.4. Estrutura do Trabalho**

Como já citado, este trabalho aborda a utilização do Controle Secundário de Tensão (CST) para tornar o sistema mais robusto do ponto de vista de estabilidade de tensão, visto que estes equipamentos podem efetuar a correção automática das tensões de referência dos geradores do sistema visando controlar o perfil de tensão do sistema. Um melhor perfil de tensão no sistema contribui para o aumento de suas margens de estabilidade. A abordagem realizada procura ainda estabelecer ações descentralizadas do CST, reduzindo os requisitos de comunicação necessários nas suas formas tradicionais de implementações. A eficiência da proposta é avaliada através de simulações.

Para atingir este objetivo o trabalho começa definindo, no Capítulo II, o Controle Secundário de Tensão e descrevendo suas formas mais utilizadas. Entre estas é descrita a filosofia da barra piloto, a forma mais difundida de implementação do CST. Neste capítulo também é discutida a estrutura hierárquica do controle de tensão em sistemas elétricos de potência.

No Capítulo III é apresentado o Controle Conjunto de Tensão (CCT), utilizado nas usinas geradoras de energia ou em subestações com compensadores síncronos. O Controle Conjunto de Tensão é tema fundamental da proposta apresentada, visto que pode exercer um

papel de controle automático de tensão nas barras de alta tensão dessas estações. O CCT nasceu originalmente para dividir a solicitação de potência reativa do sistema entre as unidades geradoras existentes na usina, posteriormente passou a incorporar a função de controle automático de tensão da barra de alta tensão da usina.

Também no Capítulo III são apresentadas as diversas formas de utilização de impedâncias de compensação em sistemas elétricos de potência, tais como em transformadores reguladores de tensão existentes em sistema de distribuição e sub-transmissão. Ainda na década de 50 a impedância de compensação de queda de tensão foi incluída nos sistemas de excitação das unidades geradoras objetivando regular uma tensão mais próxima ao sistema. O uso da eletrônica, com semicondutores, nos sistema de controle, permitiu que os módulos eletrônicos utilizados para controle dos geradores fossem aproveitados nos CCT, com isso, a impedância de compensação de queda de tensão chegou ao CCT. Esta impedância ocupa o papel principal na proposta apresentada neste trabalho, proposta que também é desenvolvida neste capítulo.

No Capítulo IV a proposta deste trabalho é detalhada, sendo a mesma composta basicamente do uso do CCT associado à impedância de compensação de queda de tensão. Com isso o CST pode ser mais rápido e usando menos recursos de comunicação. A proposta é enriquecida com a possibilidade de alteração do valor da impedância de compensação em tempo real, para se adequar à mudança de configuração do sistema. No Capítulo V são apresentadas as simulações com sistemas reduzidos, utilizados em testes, e com o Sistema Interligado Nacional (SIN), particularmente quanto ao controle de tensão no sistema de transmissão em 765 kV e em 440 kV. Finalmente, no Capítulo VI são apresentadas as conclusões e as várias áreas de pesquisas abertas com este trabalho.

## CAPÍTULO II

### O CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO

#### 2.1. Introdução

A crescente preocupação com o controle de tensão em grandes sistemas elétricos de potência suscitou o desenvolvimento de ferramentas de análise e controle, visando reduzir a possibilidade de ocorrência de fenômenos de instabilidade e colapso de tensão. Uma das grandes preocupações é a possibilidade de erros humanos durante a execução das manobras para adequar o nível de tensão às necessidades de potência dos consumidores, sendo que este erro pode ser tanto na execução da manobra quanto na tomada de decisão de qual manobra realizar. Além disso, mesmo em casos nos quais essas ações forem corretas, pode não haver tempo hábil para implementá-las. Dotar o sistema de transmissão de um controle automático de tensão é uma solução atraente para evitar estes erros e aumentar a qualidade do atendimento e a segurança do sistema, assim como permitir maior exploração dos seus recursos.

Em levantamento realizado pela Força-Tarefa 39.02 do Cigré, em 1997 [Verseille], foram detectadas 16 empresas que efetuam cálculos em tempo real para o controle terciário de tensão e 13 que utilizam o Controle Secundário de Tensão (CST), a maioria delas aplica a filosofia da Barra Piloto [Paul; Ilic'-Spong] para efetuar o controle automaticamente. Nas primeiras pesquisas efetuadas [Meslier], apenas 7 empresas possuíam CST automático: Hokkaido (Japão), Chugoku (Japão), Shikoku (Japão), Kyushu (Japão), EDF (França),

Bayernwerk (Alemanha), Manitoba Hydro (Canadá) e ENEL (Itália), sendo que 5 delas usam um controle centralizado para todo o sistema da empresa e as outras 3 usam um controle centralizado a nível regional, ou seja, controle da tensão de determinada região ou área do sistema. Entre estas estão as duas maiores empresas deste grupo, EDF e ENEL. As principais ações de controle adotadas referem-se ao controle da excitação das máquinas síncronas, chaveamento de reatores e capacitores e comutação de “taps” de transformadores. Como medida extrema para evitar o colapso de tensão as empresas utilizam esquemas de corte de carga, que podem ser comandados por subtensão e/ou sobrecorrente.

Os principais objetivos do controle de tensão em um sistema elétrico de potência são [Larsson]:

- Manter as tensões nos terminais dos equipamentos dentro dos limites aceitáveis, para evitar danos e mau funcionamento nos mesmos.
- Manter as tensões próximas ao valor para o qual os equipamentos de controle foram projetados, de forma a aumentar a estabilidade do sistema e permitir a máxima utilização do sistema de transmissão.
- Minimizar o fluxo de potência reativa, para reduzir as perdas ativa e reativa.

Os objetivos podem ser tratados de forma diferentes para diferentes condições do sistema, se em estado normal ou de emergência. Tendo em vista esses objetivos, o Controle Secundário de Tensão atua principalmente para garantir o atendimento do segundo objetivo listado. Na seqüência serão apresentadas algumas filosofias de Controle Secundário de Tensão, e os métodos utilizados para solução dos desafios apresentados.

## **2.2. Hierarquia do Controle de Tensão**

O controle de tensão de grandes sistemas elétricos de potência é um problema complexo, com possibilidade de diversas abordagens e algumas vezes exigindo soluções

contraditórias em diferentes áreas do sistema. Para facilitar uma solução o problema costuma ser decomposto tanto geograficamente quanto em escala temporal [Larsson], tal como apresentado na Figura 2.1.

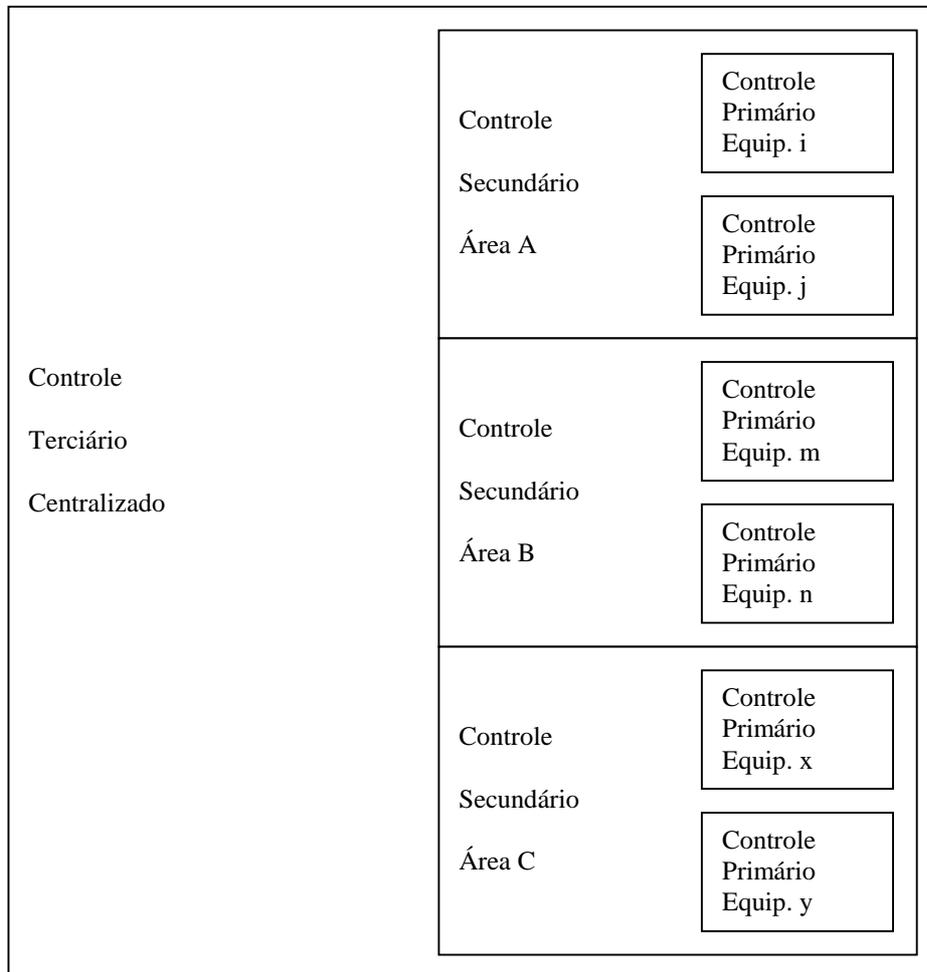


Figura 2.1 – Hierarquia do controle de tensão.

Existem dois tipos de ações de controle com formas diferentes de atuação: a primeira é contínua e rápida, como os reguladores de tensão de geradores e compensadores, e a segunda é discreta no espaço e no tempo, como a comutação de “tap” e o chaveamento de reatores e capacitores. O advento da eletrônica de potência tornou a interação dessas duas ações possíveis dentro do período da dinâmica do sistema, antes de atingir-se um novo estado de regime permanente após uma perturbação.

### 2.2.a. Controle primário

O controle primário de tensão é usado principalmente para garantir um bom desempenho dinâmico ao sistema [Ilic]. O controle primário mantém a tensão terminal dos geradores próxima do seu valor de referência. O valor de referência pode ser fornecido pelo operador ou proveniente de um controle secundário.

Nos geradores e compensadores síncronos o regulador de tensão controla a tensão terminal atuando na excitatriz da máquina, proporcionando variações na sua corrente de excitação e, conseqüentemente, na tensão terminal e potência reativa. Em geradores com excitatrizes modernas o tempo de resposta é inferior a 1,0 s. Alguns geradores possuem integrado ao regulador de tensão um dispositivo chamado de estabilizador de sistemas de potência (ESP ou PSS), que tem por função fornecer amortecimento às oscilações eletromecânicas através da modulação da tensão terminal. Outros dispositivos integrados ao regulador de tensão são os chamados limitadores, que têm por função manter a máquina dentro de sua curva de capacidade, tentando evitar através de ações de controle a atuação de alguma proteção que leve a retirada da máquina do sistema. Os limitadores utilizados são mostrados na Figura 2.2 e descritos sucintamente a seguir [Kundur]:

- Limitador de Sobre-excitação ou Limitador de Máxima Corrente de Excitação. Sua ação limita a curva de capacidade na linha 1 em realce na Figura 2.2. Este limitador tem por objetivo evitar sobre-aquecimento no rotor devido a correntes de excitação elevadas. Como o aquecimento depende do tempo de aplicação da corrente, este limitador normalmente possui característica de tempo inverso. Quando atua, este limitador assume o controle da excitação e mantém a corrente de excitação constante, em valor próximo, mas inferior, ao limite suportado pela máquina em regime permanente.

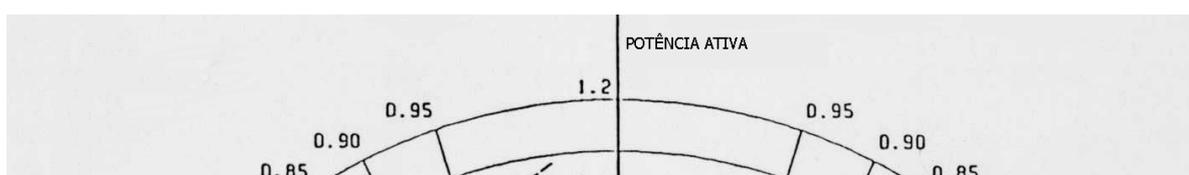


Figura 2.2 – Curva de capacidade de geradores e os limitadores da excitação.

- **Limitador de Corrente de Armadura.**  
Sua ação limita a curva de capacidade na linha 2 em realce na Figura 2.2. Este limitador tem por objetivo evitar sobre-aquecimento no estator devido a correntes de armadura elevadas. Assim como no rotor, este limitador normalmente possui característica de tempo inverso. Quando atua, ele assume o controle da excitação e mantém a corrente de armadura constante, em valor próximo, mas inferior, ao limite suportado pela máquina em regime permanente.
- **Limitador de Sub-Excitação**  
Sua ação limita a curva de capacidade na linha 3 em realce na Figura 2.2. Este limitador tem por objetivo evitar que a excitação da máquina alcance um valor que exceda o seu limite de estabilidade a regime permanente. Pode ser baseado nos valores de tensão e corrente ou potência ativa e reativa. Assim como os outros, quando atua este limitador assume o controle da excitação, aumentando a tensão terminal para garantir uma margem adequada de distância do limite de estabilidade.

- Limitador Volts/Hertz.

Este limitador tem por objetivo proteger o gerador e, principalmente, o transformador elevador contra sobre-fluxo magnético em consequência de subfrequência ou sobretensão. O sobre-fluxo pode causar aquecimento excessivo nos circuitos magnéticos dos equipamentos. Assim como os outros, quando atua este limitador assume o controle da excitação, para garantir que a relação Volts/Hertz estabelecida como perigosa não seja excedida.

Além dos limitadores, um outro dispositivo integrado ao regulador de tensão bastante influente no controle primário, assim como no desempenho dinâmico e no perfil de tensão do sistema, é o compensador de queda de tensão. Originalmente apresentado por Rubenstein e Walkley [*Rubenstein*], este dispositivo permite que o controle primário seja efetuado em uma barra diferente da barra terminal do gerador. É composto por uma impedância no laço de controle, que simula a medição de tensão em uma outra barra. Esta impedância deve ser ajustada para um valor inferior à impedância do transformador elevador da unidade, para evitar troca de potência reativa entre máquinas de uma mesma usina.

Nos compensadores estáticos o regulador de tensão controla a tensão da barra de alta ou média tensão atuando no ângulo de disparo dos tiristores, de forma a alterar a compensação reativa na barra e, conseqüentemente, a tensão controlada. O tempo de resposta dos compensadores estáticos é inferior a 200 ms. O regulador de tensão dos compensadores estáticos também pode ser provido de alguns limitadores ou funções especiais, como os limitadores de potência reativa, limitador de corrente nos tiristores e as lógicas de condução total ou bloqueio total.

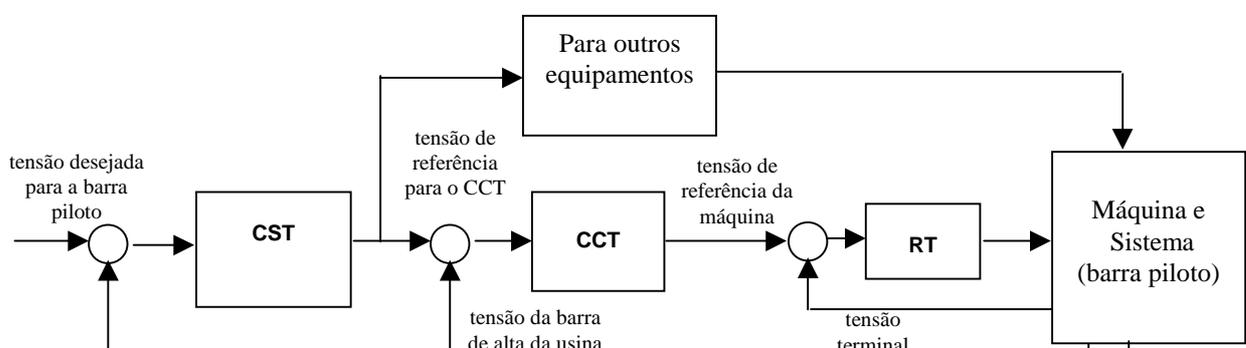
Os controladores dos comutadores de “tap” de transformadores, dotados de comutadores sob carga, do sistema de transmissão e subtransmissão também podem ser considerados como controladores primários, embora sua influência seja sentida em tempos da

ordem de dezenas de segundos, ou seja, não influenciando no desempenho dinâmico de curto-prazo do sistema. A influência neste caso é sentida na dinâmica de médio e longo prazo. Os “taps” são comutados no sentido de recuperar a tensão próxima à carga.

### 2.2.b. Controle secundário

O Controle Secundário de Tensão (CST) é responsável pela readequação do fornecimento de potência reativa pelas diversas fontes do sistema. É previsto para agir após a estabilização do controle primário efetuado pelos reguladores de tensão das máquinas síncronas e compensadores estáticos, portanto sua atuação em termos de escala de tempo vai de alguns segundos até poucos minutos. Normalmente o CST é regionalizado, objetivando manter um perfil de tensão adequado, representado por uma determinada barra, chamada de “barra piloto”, maximizando as reservas de potência reativa do sistema e reduzindo as perdas na área. O sistema é dividido em áreas ou regiões consideradas independentes uma das outras para efeito de aplicação do CST. Existem diversas proposições e aplicações referentes ao CST [Ilic'-Spong; Sancha; Gubina, 1996; Taranto]. Para o seu uso o sistema deve ser dotado de recursos apropriados de comunicação e medição.

O CST nasceu para aproximar o controle das máquinas síncronas do controle de tensão do sistema, e desta forma melhorar a estabilidade de tensão [Tesseron]. A ação do CST se dá na referência de tensão dos geradores, compensadores síncronos e compensadores estáticos. Algumas vezes podem agir nos “taps” de transformadores e realizar chaveamento de reatores e capacitores em derivação. A Figura 2.3 mostra o diagrama funcional deste controlador. O CST será analisado com maior detalhe posteriormente por tratar-se de um dos focos principais deste trabalho.



### **2.2.c. Controle terciário**

Pode ainda existir um terceiro nível hierárquico de controle automático de tensão, chamado de Controle Terciário de Tensão (CTT), que possui abrangência sistêmica nos casos em que o CST restringe-se ao nível regional. É difícil estabelecer a fronteira entre estes dois níveis de controle. Em relação às ações tomadas por eles, a fronteira fica melhor definida no que diz respeito ao tempo de atuação de cada um deles, pois o CTT é previsto de atuar quando o sistema já se estabilizou após as ações tomadas pelo CST. Sua escala temporal de atuação situa-se de 10 a 30 minutos. Tradicionalmente o CTT utiliza o cálculo do fluxo de potência reativa ótimo [Larsson], baseado em técnicas de otimização não-lineares. Os objetivos principais do CTT são reduzir as perdas do sistema e manter as tensões próximas de seus valores desejados, quando possível as reservas de potência reativa são maximizadas e distribuídas ao longo do sistema.

A ação do CTT se dá na referência de tensão das barras pilotos das áreas, nos “taps” de transformadores e no chaveamento de reatores e capacitores. Podem ainda agir nas referências de geradores, compensadores síncronos e compensadores estáticos em substituição às barras pilotos.

## **2.3. A Filosofia da Barra Piloto**

A implementação de um CST ocorre normalmente em Sistemas de Gerenciamento de Energia (EMS) em centros de controle da operação do sistema, que necessitam de uma aquisição mínima de informações do sistema elétrico de potência, de forma a tornar possível a

implementação do CST. São, portanto, sistemas de controle centralizados, seja para controle sistêmico regional, seja para controle sistêmico em toda empresa, que requerem recursos adequados de comunicação entre os seus componentes para que possam responder em tempo apropriado quando de distúrbios. Filosofias de controle descentralizado podem evitar essa grande necessidade de recursos de comunicação, visto que cada equipamento de controle utiliza somente as informações relativas ao seu local de instalação, agindo de forma independente um do outro. A filosofia de controle descentralizado pode agir mais rápido que uma filosofia de controle centralizado, entretanto pode não atender às necessidades de um sistema interligado.

A forma mais difundida de CST é a monitoração de tensão em algumas barras específicas, chamadas de barras pilotos [*Ilic'-Spong*], que representam o perfil de tensão em sua vizinhança. É um controle de nível regional e, portanto, uma extensão do controle remoto de tensão, onde uma fonte controla o nível de tensão em uma outra barra. Como consequência, o nível de tensão terminal nos geradores de uma usina não é mais fixo. No caso do controle secundário de tensão, não apenas uma usina, mas várias, além de outros equipamentos, como “taps” de transformadores e elementos de compensação reativa, podem controlar simultaneamente a tensão na barra piloto.

A barra piloto é uma barra de carga na qual a tensão é medida em tempo real e usada para decisão das ações de controle. O número de barras de carga no sistema é muito maior que o número de barras pilotos, desta forma deve haver um método para selecionar adequadamente as barras cujas informações são suficientes para controlar o perfil de tensão do sistema. Com base na tensão destas barras são determinadas as tensões de referência para os diversos equipamentos de controle de tensão sob ação do controle secundário.

Para efeito de simplicidade, a filosofia de controle usando barra piloto será apresentada considerando-se a ação do CST apenas nos geradores do sistema [*Ilic'-Spong*]. O

conceito apresentado é baseado no modelo linearizado de fluxo de potência para o laço potência reativa-tensão, a partir da redução da matriz Jacobiano eliminando-se o laço potência ativa-ângulo de fase da tensão. Desta forma, as informações do laço de potência ativa-ângulo de fase são implicitamente consideradas.

$$\begin{pmatrix} \underline{\Delta Q}_1 \\ \underline{\Delta Q}_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \beta_{12} & \beta_{21} \\ \beta_{21} & \beta_{22} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{\Delta V}_1 \\ \underline{\Delta V}_2 \end{pmatrix} \quad (2.3.1)$$

onde,

o índice 1 refere-se aos geradores cujas referências de tensão são controladas,

o índice 2 refere-se a todas as barras de carga,

$\underline{\Delta Q}_i$  são os vetores de variações, em relação à condição de operação adotada como base, de injeção de potência reativas nas barras dos tipos  $i=1$  e  $2$ ,

$\underline{\Delta V}_i$  são os vetores de variações, em relação à condição de operação adotada como base, das tensões nas barras dos tipos  $i=1$  e  $2$ .

A matriz  $\beta$  é obtida a partir da redução da matriz Jacobiano do fluxo de potência, eliminando-se as dependências de  $\Delta P$  e  $\Delta \theta$ . As submatrizes  $\beta_{ij} = \Delta Q_i / \Delta V_j$  são calculadas para a condição de operação do caso base considerado. Extraíndo-se  $\Delta V_2$  da equação (2.3.1) em relação a outras variáveis chega-se a,

$$\underline{\Delta V}_2 = \beta_{22}^{-1} \cdot \underline{\Delta Q}_2 + \beta_{22}^{-1} \cdot \beta_{21} \cdot \underline{\Delta V}_1 \quad (2.3.2)$$

que pode ser escrita como uma expressão da forma,

$$\underline{x} = M \cdot \underline{q} + N \cdot \underline{u} \quad (2.3.3)$$

A variável que representa a perturbação nesta equação é  $q$ , que representa as mudanças nas injeções de potência reativa no sistema,  $\Delta Q_2$  em (2.3.2). Admitindo-se que após esta perturbação o controle primário tenha sucesso ao restaurar as tensões dos geradores aos seus

valores de referência, o CST estabelece novas referências para os geradores, correspondentes a  $\Delta V1$  em (2.3.2) ou  $u$  em (2.3.3). Normalmente o intervalo entre dois comandos sucessivos do CST é longo o suficiente para que o sistema atinja uma nova condição de regime permanente, isto é, os transitórios causados pela ação de controle  $u$  são finalizados antes que seja enviada nova ação. Desta forma, quando  $q$  é diferente de zero, o produto  $M \cdot q$  reflete a variação nas tensões próximas às cargas, quando  $u$  ainda é igual a zero, e contém as informações necessárias para que o CST tome uma ação de controle, alterando  $u$ , no sentido de restaurar as tensões próximas às cargas, a variável  $x$ .

Chamando-se

$$\underline{y} = M \cdot \underline{q} \quad (2.3.4)$$

$y$  representará a variação da tensão medida em todas as barras de carga do sistema. Entretanto pretende-se obter a mesma informação, ou uma informação equivalente, reduzindo-se o número de barras que se precisa medir a tensão e enviar seu valor ao centro de controle. As barras que terão sua tensão medida são as barras pilotos do sistema, sendo definida a matriz  $P$  para a representação matemática desta escolha, onde

$$P_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{se a barra } i \text{ é a } j\text{-ésima barra piloto.} \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

Pode-se então escrever (2.3.4) na seguinte forma,

$$P \cdot \underline{y} = P \cdot M \cdot \underline{q} \quad (2.3.5)$$

Desta forma somente as variações de tensão das barras pilotos são consideradas para o cálculo das ações  $u$  do CST [*Ilic'-Spong*]. Considerando-se que esta ação de controle é linear pode-se escrever,

$$\underline{u} = V \cdot (P \cdot M \cdot \underline{q}) \quad (2.3.6)$$

onde  $V$  é a matriz de realimentação linear que define o CST.

Que se substituindo em (2.3.3) resulta,

$$\underline{x} = M \cdot \underline{q} + N \cdot V \cdot (P \cdot M \cdot \underline{q}) \quad (2.3.7)$$

onde  $x$  neste caso corresponde às variações de tensão em todas as barras de carga do sistema já considerando as ações do CST nos geradores do sistema sob este controle, depois de cessados todos os transitórios. Nas ações dos geradores são consideradas somente as tensões das barras pilotos, escolhidas entre as barras de carga do sistema.

## 2.4. Primeiras Implementações de Controle Secundário Automático de Tensão

De acordo com pesquisa do CIGRÉ [Meslier], os primeiros países onde se verificou a operação com CST automático foram França, Itália, Alemanha, Japão e Canadá, com destaque para os dois primeiros, já que as primeiras grandes empresas a implantarem tal metodologia foram a francesa EDF e a italiana ENEL, cujas implementações passam a ser descritas. As motivações para implementar um controle secundário automático de tensão foram:

- Melhorar o perfil de tensão ao longo do sistema e reduzir as variações em torno dos valores desejados.
- Aumentar a segurança do sistema com mais disponibilidade de reserva de potência reativa, com aumento da capacidade de transferência de potência ativa.
- Reduzir as perdas totais do sistema.

A forma comum de tratamento dada na França e Itália para o CST foi considerar que é possível adotar no sistema, um controle do perfil de tensão de forma separada em cada uma das áreas, determinadas de forma geográfica, formando sistemas relativamente independentes. Este controle foi efetuado através do ajuste automático da referência de tensão dos reguladores de tensão de algumas unidades, chamadas de geradores controladores. Esse ajuste é determinado pela diferença entre a tensão desejada e a tensão medida na barra piloto da área, e

conseqüentemente produz variações na potência reativa dos geradores controladores. A barra piloto é cuidadosamente escolhida para que seja representativa da excursão de tensão dentro da área. A tensão medida na barra piloto é enviada para o regulador regional que produz um sinal do nível de potência reativa. Este nível é transmitido para as unidades controladoras da área, que entregam a potência reativa na proporção de suas capacidades.

Descreve-se também a seguir as implementações implantadas no Japão e Canadá. Após estas descrições também são apresentadas algumas realizações de CST no Brasil.

#### 2.4.a. O controle secundário na França

A primeira referência sobre a realização automática de um controle secundário de tensão foi na França, sendo apresentada por Paul, Leost e Tesseron em 1987 [Paul; Tesseron; Lagonette]. A implementação utiliza a filosofia de barra piloto, sendo apresentada a seguir sua implementação original. A Figura 2.4 mostra a estrutura utilizada que permite o controle do perfil de tensão e da potência reativa na área considerada.

A potência reativa das unidades controladoras é ajustada por dois laços de controle, que são superpostos ao laço do regulador de tensão. O sinal de controle da área (N) é resultante da diferença entre a tensão medida e a de referência da barra piloto, considerando-se que esta referência é determinada pelo controle terciário.

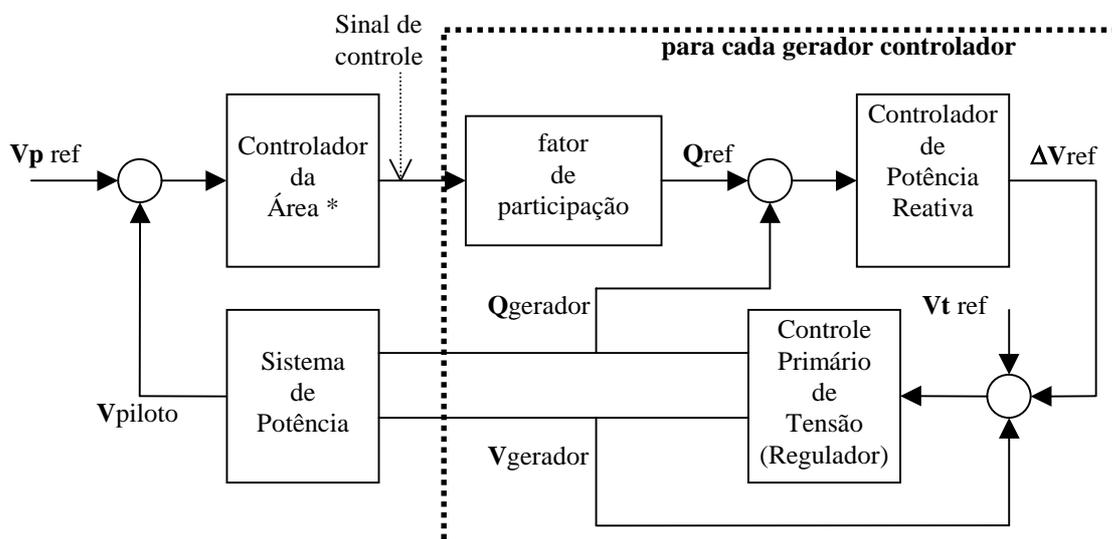


Figura 2.4 - Princípio geral dos laços de controle na França.

O sinal de controle  $N$  é calculado por um micro-computador dedicado localizado no Centro Regional de Controle da Operação. A multiplicação de  $N$  pelo fator de participação de cada gerador controlador ( $Q_r$ ), produz um sinal de referência para o controle de potência reativa desses geradores. O controlador de potência reativa modifica a referência de tensão do regulador de tensão para que a potência reativa do gerador seja  $N.Q_r$ . O fator de participação do gerador geralmente é determinado por  $Q_r=1,4.Q_{nominal}$ , fazendo com que cada gerador controlador gere potência reativa proporcional a sua potência nominal.

A tensão da barra piloto é medida, transformada para uma grandeza digital e amostrada a cada 10,0 s. Os parâmetros do sistema de controle são determinados para um bom desempenho dinâmico. Estes ajustes, associados à amostragem dos sinais e tempos de comunicação, resultam numa constante de tempo global de 2 a 3 minutos.

São previstas algumas características adicionais, como no caso de falha de comunicação que resulte na indisponibilidade da medição da barra piloto, ou então se  $N$  atingir o limite de  $-1$  ou  $+1$ , o valor de  $N$  é congelado em seu último valor calculado. Se todos os geradores controladores alcançam seu limite máximo de excitação, com  $N.(V_c-V_p)$  positivo, a parte integral de  $N$  também é congelada em seu último valor calculado. Em tais casos o despachante pode adotar ações manuais.

Em qualquer situação, o valor de  $N$  é uma indicação da potência reativa necessária para manter o perfil de tensão desejado para toda a área. Quando  $N$  é positivo, a área precisa produzir potência reativa adicional. Quando  $N$  é negativo, a área está gerando um excesso de potência reativa. O valor de  $N$  é uma boa indicação global para o despacho regional, que pode alterar o valor de referência de tensão da barra piloto. Esta alteração pode ser por uma ação

coordenada do controle terciário de tensão do sistema. Desta forma o nível secundário é bem coordenado com o nível terciário.

### 2.4.b. O controle secundário na Itália

Na mesma época que a França, a Itália também implantou um CST automático a nível regional [Tesseron]. A Figura 2.5 mostra a estrutura do controle secundário no sistema italiano. Dentro de uma área o sistema de controle secundário de tensão inclui dois níveis hierárquicos. O primeiro, em nível regional, definido pelo regulador secundário de tensão, chamado de regulador de tensão da barra piloto (PNVR). O segundo, controlando a usina, é definido pelo regulador de potência reativa (PPQR).

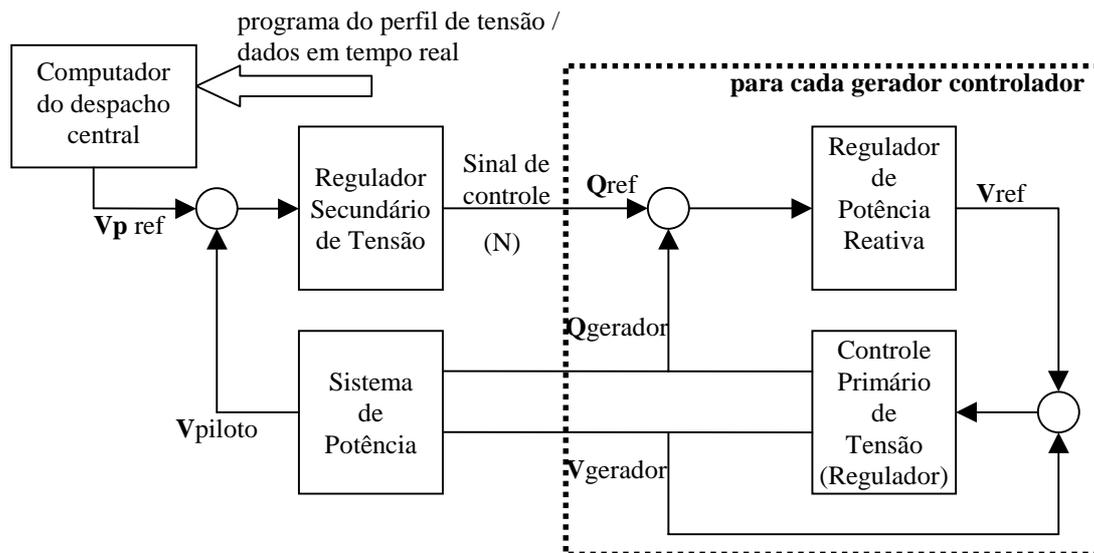


Figura 2.5 - Princípio geral dos laços de controle na Itália.

O PNVR compara a telemedicação da tensão da barra piloto com a tensão de referência e produz o nível de potência reativa, que serve de referência do PPQR. O PNVR tem característica Proporcional-Integral. A tensão de referência da barra piloto pode vir de um controle terciário ou ser ajustada manualmente pelo despachante. Um sistema de seguimento e o uso de recursos de automação de forma conveniente tornam possível inserir o regulador e mudar seu modo operativo sem perturbação.

O sinal de controle é transmitido para todas as unidades geradoras controladoras. O PPQR possui dois modos operativos: inclusão ou exclusão no controle secundário. Em caso de inclusão o PPQR age como um regulador de potência reativa cuja referência é  $N$ . Em caso de exclusão o PPQR age como um controle conjunto, regulando a tensão na barra de alta tensão da usina, cuja referência é ajustada pelo operador. Para realizar esta função o PPQR possui um regulador de tensão de barra, o BVR. O PPQR é um equipamento constituído de tantos reguladores de potência reativa da unidade PPUQR quantas forem as unidades geradoras da usina, da mesma forma que um controle conjunto da usina. Em ambas modalidades operativas, para cada gerador, um laço de controle de potência reativa, mais lento, envolve o regulador de tensão. Este laço possui característica integral e a constante de tempo do laço de potência reativa é 5,0 s. A referência de potência reativa é calculada pela multiplicação de  $N$  ( $-1 \leq N \leq 1$ ) pelo limite de potência reativa do gerador. Como o valor de  $N$  é o mesmo para todas as unidades controladoras, todas estarão na mesma proporção de seu limite de potência reativa. Este limite é calculado em função da tensão e potência ativa.

O projeto dinâmico do PPQR foi feito visando garantir uma não interação completa entre os laços de controle, de modo a evitar oscilações de potência reativa entre os diferentes geradores da usina. Com este objetivo os PPUQR são interligados por uma matriz de controle apropriada que compensa as interações elétricas entre os geradores, de modo a fazer o controle do tipo não-interativo.

O regulador de potência reativa é bloqueado se a tensão da máquina atinge os limites. Os PPUQR são desligados em caso de falha no equipamento. Quando a usina é retirada do controle secundário o BVR assume o controle, dotado de características PI e constante de tempo do laço de 50,0 s, garantindo um desacoplamento de qualquer outro laço de controle.

### **2.4.c. O controle secundário no Japão**

Quatro empresas japonesas foram identificadas entre as primeiras que implementaram CST automático a nível mundial [Meslier]: Hokkaido, Chugoku, Shikoku e Kyushu. Embora os detalhes específicos dessas implementações não tenham sido publicados, pode-se dizer que todas se referem ao uso da informação de tensão local das subestações [Amano]. Algumas subestações onde existem equipamentos de controle de potência reativa são utilizadas para efetuar este controle, ou seja, não há exatamente o controle do valor de tensão, mas o controle da tensão dentro de uma determinada faixa, já que os equipamentos de controle de potência reativa são equipamentos com valores discretos de capacidade e sua desconexão ou conexão ao sistema muda o patamar da tensão, mas não determina seu valor.

### **2.4.d. O controle secundário no Canadá**

A empresa canadense identificada como uma das primeiras a implantar o CST automático [Meslier] foi a Manitoba Hydro. O CST nesta empresa refere-se ao uso do Controle Conjunto de Tensão (CCT) das usinas para efetuar a correção da referência de tensão dos geradores [Davies]. Para garantir rapidez no ajuste de uma tensão mais próxima da carga, e dessa forma aumentar a estabilidade transitória do sistema, a empresa utiliza o compensador de queda de tensão dos reguladores de tensão. O CST é efetuado então pelo uso das duas funcionalidades já existentes em usinas de grande porte.

O compensador de queda de tensão é ajustado para compensar até 60 % da impedância dos transformadores elevadores das unidades geradoras. A primeira experiência no uso do CCT como CST é relatada em [Brandt] e refere-se ao controle de nove compensadores síncronos do lado inversor de um Elo de Corrente Contínua.

#### 2.4.e. O controle secundário no Brasil

Embora as experiências brasileiras não constem entre as primeiras, de acordo com a pesquisa do Cigré [*Verseille; Meslier*], existem alguns relatos de CST no Brasil [*Kaiut; Magrini; da Silva, 1997; da Silva, 1999; Lameiras*], entretanto nenhuma se refere a um controle centralizado de tensão no nível sistêmico. Em sua maioria referem-se ao uso da informação de tensão local das subestações que atendem à sub-transmissão, tais como as utilizadas na Copel [*Kaiut*] e Eletropaulo [*Magrini*]. Em Itaipu o CST refere-se ao uso do Controle Conjunto de Tensão (CCT) dos setores de 50 Hz e 60 Hz para efetuar a correção da referência de tensão dos geradores [*da Silva, 1997; da Silva, 1999*]. A implementação que mais se aproxima de um CST sistêmico é a usada na Cemig [*Lameiras*].

O Controle Automático de Tensão em Subestações (CATSE) implantado na Copel [*Kaiut*] nasceu em função da automatização e desassistência das subestações. Este sistema é utilizado para controle da tensão em regime permanente, sendo executado digitalmente a cada 20,0 s. Portanto, a implantação de um controle secundário não ocorreu por necessidade de melhorar o controle de tensão do sistema e as barras de controle (subestações) foram escolhidas sem necessidade de serem indicativas da tensão em determinada região. O CATSE efetua o chaveamento de bancos de capacitores e a comutação de “taps” de transformadores e/ou transformadores reguladores de tensão, possuindo a capacidade de ajustar suas ações à topologia da subestação.

O controle de tensão e fluxo de potência reativa em subestações implantado na Eletropaulo [*Magrini*] também nasceu em função da automatização das subestações. É executado a cada 15 minutos, sendo utilizado, portanto, para controle de tensão em regime permanente. O controle de tensão e o controle do fluxo de potência reativa não são executados simultaneamente, havendo prioridade para o controle do fluxo de potência reativa, ficando o controle de tensão para a execução seguinte. O controle do fluxo de potência reativa verifica o fator de potência da carga e realiza manobras em bancos de capacitores, objetivando manter

este fator de potência dentro da faixa permitida. O controle de tensão exerce a comutação de “tap” dos transformadores para manter a tensão dentro de uma faixa especificada. Tal como na Copel, a implantação de um controle secundário não ocorreu por necessidade de melhoria no controle de tensão do sistema, e as barras de controle (subestações) foram escolhidas sem necessidade de serem indicativas da tensão em determinada região. A escolha se deu unicamente pela disponibilidade do equipamento.

A necessidade de um CST no sistema CEMIG ficou muito clara quando da identificação das causas dos desvios de tensão que ocorrem no sistema, em relação aos valores estipulados nas Instruções de Operação (IO) [Henriques]. Apesar do uso de técnicas que permitiram a redução desses desvios, os resultados identificam a necessidade de um controle automático para reduzi-los ainda mais. O CST da Cemig [Lameiras] utiliza os transformadores reguladores de tensão, bancos de capacitores, transformadores com “tap” comutável sob carga, compensadores síncronos e geradores para a correção do valor de tensão em uma subestação. As barras escolhidas para controle foram aquelas que possuem as faixas de tensão especificadas nas IOs, isto é, não há nenhum método específico para a escolha das mesmas, sua escolha ocorreu pela influência regional detectada ao longo do desenvolvimento do sistema de transmissão. O CST da Cemig é aplicado nas barras representativas das malhas regionais da empresa, não havendo sua aplicação na malha principal, em alta tensão, em função da possibilidade de interferência com o controle centralizado do sistema interligado.

O controle de tensão é efetuado em função da variação da carga ao longo do dia, desta forma o dispositivo que faz esta compensação de carga automaticamente é o Compensador de Queda de Tensão (LDC – “Line Drop Compensator”) de transformadores reguladores. O LDC ajusta a tensão da barra regulada em função da corrente que flui pelo transformador. A mesma filosofia do LDC foi aplicada no desenvolvimento do CST da Cemig, sendo incluído diversos equipamentos para controle da tensão, que pode inclusive adotar, como medida extrema, a redução do intercâmbio de potência ativa com outras empresas. Para cada barra controlada

pelo CST já existem previamente determinados os equipamentos controladores e a prioridade de ações entre esses elementos. A faixa de tensão é especificada através de uma banda-morta que inibe as ações de controle.

A tensão de referência para o barramento é calculada a cada 4,0 s pelo CST através de expressões que envolvem grandezas medidas pelo sistema de supervisão digital do Centro de Operação do Sistema. O CST emite um alarme para o despachante quando não há mais recursos disponíveis para o controle da tensão. O CST também é dotado de outras proteções para evitar atuações em grandes distúrbios.

## **2.5. Métodos de Seleção das Áreas, Barras Pilotos e Geradores Controladores**

Os pontos críticos para o bom desempenho do CST são a escolha das barras pilotos do sistema e dos fatores de participação de cada fonte de potência reativa. Isto se torna ainda mais crítico quando se sabe que existe um risco de, em uma mesma região elétrica, ocorra uma interação adversa entre dois ou mais CST, em função da proximidade das barras pilotos [Ferraz]. Esta interação adversa pode levar inclusive à instabilidade de tensão e seu efeito pode ser evitado com o uso de um controlador do intercâmbio de potência reativa entre as áreas controladas por cada um dos CST.

Uma das formas de seleção da barra piloto é através da utilização dos estudos de estabilidade de tensão, indicando para controle aquelas barras que os estudos indicam como críticas. Visto que as barras críticas sob o ponto de vista de estabilidade de tensão dependem da configuração e condição de operação do sistema, as barras pilotos do CST precisariam ser verificadas a todo instante, obrigando a um controle centralizado, subordinado ao local onde são efetuados os estudos.

Em relação ao fator de participação das fontes de potência reativa do sistema no controle de tensão, uma forma bastante utilizada para sua escolha é torná-lo proporcional à reserva de potência reativa disponível em cada uma das fontes participantes do CST. Esta metodologia também é passível de muitas críticas, já que este fator seria alterado a todo momento e não está considerando o sistema de transmissão na sua escolha, pois uma fonte com grande reserva pode estar sob restrições devido ao sistema de transmissão, deixando de ser uma reserva útil. Uma alternativa é utilizar fatores de participação fixos, como nas implementações da EDF e ENEL, e bloquear a participação de determinada fonte quando sua margem de reserva, estabelecida como premissa, for alcançada.

A escolha dos equipamentos que participam do CST pode ser feita utilizando-se os conceitos de sensibilidade e reserva de potência reativa. Para equipamentos de controle discreto, como “taps” de transformadores e elementos de compensação reativa, deve-se tomar o cuidado de avaliar o seu impacto em várias condições de sistema para decidir sobre o seu uso no CST. Um bom desempenho dinâmico do CST depende de uma correta determinação das áreas do sistema às quais o CST será aplicado, das barras pilotos dessas áreas e das unidades geradoras controladoras da tensão de cada área, isto é, aquelas que terão suas tensões de referência alteradas pelo CST. A princípio, as seguintes premissas devem ser atendidas:

- As distâncias elétricas entre as barras pilotos e as outras barras de carga do sistema devem ser curtas.
- A área de controle deve dispor de potência reativa suficiente para o controle da tensão.
- As distâncias elétricas entre as barras pilotos de uma área e as áreas vizinhas devem ser grandes os suficientes para evitar uma indesejável influência entre áreas.

As considerações efetuadas podem ser resumidas no fato de que o problema de seleção de barras pilotos é um problema combinatorial de grandes dimensões que deve ter em conta os seguintes objetivos [Conejo, 1994]:

- Observabilidade: As barras pilotos devem representar o comportamento de um conjunto de barras de carga de uma região.
- Controlabilidade: As barras pilotos devem ser sensíveis as ações de controle nos geradores.

Algumas filosofias utilizadas são descritas a seguir.

### **2.5.a. Utilizada na ENEL**

Considerando-se que o sistema da ENEL é pouco malhado e longitudinal, são utilizados estudos realizados no planejamento da operação na seguinte seqüência [Tesseron] para determinação das barras pilotos, das áreas de controle e dos geradores controladores:

- I. Determinam-se algumas matrizes que relacionam as variações de tensão e potência reativa a partir da estrutura da rede. Entre estas matrizes está a de reatâncias de curto-circuito.
- II. As barras pilotos são escolhidas entre as barras mais fortes, desde que o acoplamento elétrico entre todas as barras pilotos esteja abaixo de um limite pré-estabelecido.
- III. A matriz de sensibilidade também é usada na escolha das áreas de controle e dos geradores controladores associados a cada barra piloto.

### **2.5.b. Utilizada na EDF**

Em face ao sistema de transmissão da EDF ser bem malhado, o procedimento utilizado inicialmente foi mais heurístico [Tesseron; Lagonette]. Define-se uma lista de barras candidatas à barra piloto a partir dos resultados da análise de curto-circuito. Aquelas barras

com maior potência de curto-circuito são priorizadas. A seguir é utilizada análise de sucessivos fluxos de potência da seguinte forma: para cada execução do fluxo de potência considera-se uma única fonte de tensão instalada em uma das barras candidatas a barra piloto, enquanto o resto da rede é representado por elementos passivos, calculando-se então a queda de tensão entre esta barra piloto candidata e as outras barras do sistema. Após este procedimento ser feito com todas as barras pilotos candidatas determinam-se as barras pilotos que estão mais próximas eletricamente de cada barra do sistema como sendo aquela barra piloto que produz a menor queda de tensão. Com isto também podem ser obtidos as áreas de controle e os geradores controladores.

Depois são adotados dois métodos diferentes para confirmar as escolhas realizadas. O primeiro é o cálculo dos coeficientes de acoplamento entre áreas diferentes, a partir das matrizes de sensibilidade que fornecem as variações na potência reativa  $\Delta Q$  e nas tensões  $\Delta V_p$  das barras pilotos, em função de variações  $\Delta U$  nas referências de tensões dos geradores, considerando-se no seu cálculo a carga constante e a linearização em torno do ponto de operação.

O segundo método é por simulações dinâmicas considerando a ação do controle secundário, através de ferramenta computacional que representa as dinâmicas mais lentas do sistema.

Esta forma de seleção foi considerada lenta e ineficiente na determinação das barras pilotos devido a característica extremamente malhada do sistema, partindo-se então para a investigação de um método mais criterioso, chamado de Método da Classificação Hierárquica Ascendente.

Este método [*Lagonette*] é baseado no cálculo da distância elétrica entre as barras. Na sua formulação considera-se a linearização do sistema em torno de um ponto de operação. A atenuação das variações de tensão entre dois nós é usada para quantificar o acoplamento em

termos de tensão entre as barras do sistema. A máxima propagação das variações de tensão entre dois nós é obtida quando o distúrbio ocorre em um desses nós, visto que as variações de tensão são proporcionais às intensidades das perturbações que as originaram.

Em um centro de controle da operação do sistema, são recebidas diversas informações ao longo de todo o sistema, entre estas informações estão as tensões em várias subestações. Utilizando-se estas informações também podem ser calculadas as distâncias matemáticas. Para o cálculo das distâncias pelos valores medidos nos centros de controle utiliza-se a expressão que relaciona as amplitudes das faixas de variações da tensão das barras em observação, sendo que baixa atenuação significa barras fortemente acopladas.

Esta metodologia é aplicada na determinação do número de áreas através do agrupamento das barras, partindo-se de uma estimativa inicial. Após a determinação das áreas são determinados os centros de cada área, que correspondem às barras pilotos. Este método utilizado para o agrupamento é chamado de classificação hierárquica ascendente [*Lagonette*].

### **2.5.c. A proposta de Ilic, Christensen e Eichorn [*Ilic'-Spong*]**

A única garantia de obter-se a combinação ótima das barras pilotos é através de uma pesquisa exaustiva, considerando todas as possibilidades, o que é impossível de ser realizado em um sistema de dimensões reais. Sendo assim, torna-se necessária a utilização de alguma metodologia heurística associada a métodos de otimização. A proposta apresentada em [*Ilic'-Spong*] utiliza o algoritmo do anel. Este é o algoritmo estocástico que encontra a solução com uma certa probabilidade, não havendo garantia de que a solução seja a ótima global.

Dois problemas devem ser tratados para o uso do algoritmo do anel: a definição da seqüência das barras para análise e a definição das vizinhanças das barras e suas probabilidades de transição. Os vizinhos de uma barra piloto são determinados considerando-

se o movimento desta barra ao longo de uma linha de transmissão, para uma outra barra, de tal forma que ambas as barras sejam extremos de uma mesma linha de transmissão.

#### **2.5.d. A proposta de Aguilar e Conejo [Aguilar; Conejo, 1996]**

Como já citado anteriormente, a escolha das barras pilotos é um problema não linear, combinatório e de grande dimensão, não existindo técnicas de solução exatas para resolver o problema. A proposta de Aguilar e Conejo [Aguilar; Conejo, 1996] utiliza um algoritmo de busca e seleção composto de duas etapas: a primeira gera uma seleção inicial das barras pilotos, chamada de Algoritmo Míope, e a segunda melhora esta seleção inicial, chamada de Busca Global. A vantagem do método destacada pelos autores é a utilização de modelagem não linear para o sistema elétrico.

O primeiro passo do método é a determinação dos cenários, realizada através da simulação de um conjunto de perturbações de potência reativa nas barras de carga, considerando várias configurações da rede e todas as condições de carga. Considerando-se ainda um conjunto qualquer de barras pilotos, é realizada em cada cenário a repartição de carga e calculado um índice que reflete o desvio quadrático das tensões das barras de carga escolhidas como barras pilotos, em relação ao seu valor no caso base. A partir deste índice é calculado um valor médio que considera todos os cenários. Este valor médio é a função objetivo que deve ser minimizada.

A função objetivo considera dois aspectos do controle de tensão: manter as magnitudes das tensões nas barras pilotos nos seus valores de referência e manter níveis equivalentes de geração de potência reativa nos geradores que participam do controle secundário. O erro quadrático das duas grandezas é composto para formar a função objetivo. Nesta composição são consideradas as seguintes matrizes de sensibilidade:

- Matriz que relaciona as variações nas tensões dos geradores que participam do controle em função das variações das tensões nas barras pilotos.

- Matriz que relaciona as variações nas tensões dos geradores que participam do controle em função das variações das tensões nas barras de carga que não são barras pilotos.
- Matriz que relaciona as variações nas tensões dos geradores que participam do controle em função das variações das potências reativas dos geradores que não participam do controle.
- Matriz que relaciona as variações nas tensões em função das potências reativas dos geradores que participam do controle.

Depois de definida esta função objetivo é aplicado o método desenvolvido em [Aguilar; Conejo, 1996]. É definido um índice para medir o grau de desequilíbrio entre os níveis de potência reativa gerada pelos geradores controladores, que considera que a condição ideal é que todos os geradores possuam a mesma geração de potência reativa, proporcionalmente à sua capacidade.

O Algoritmo Míope é a primeira etapa do método, com objetivo de selecionar as barras pilotos, uma a uma, partindo-se de um conjunto vazio de barras pilotos. As barras de carga são incluídas como barras pilotos na ordem em que produzem a maior melhora na função objetivo. Quando uma barra de carga é incluída no conjunto de barras pilotos, ela permanece neste conjunto até o fim da aplicação do método. São utilizados dois critérios de parada, o primeiro estabelece um número máximo de barras pilotos e o segundo estabelece um valor mínimo para a melhora na função objetivo. Definido o conjunto inicial de barras pilotos passa-se à segunda etapa do método.

A segunda etapa consiste do algoritmo de Busca Global, que pretende melhorar a seleção inicial de barras pilotos, mantendo constante o número delas. Esta melhora é realizada através de uma análise combinatória em cada uma das barras pilotos selecionadas. Uma de cada vez, as barras pilotos são substituídas por uma das barras de carga que não foram selecionadas, realizando-se o teste da função objetivo para verificação se houve redução no

valor da função. Se houve redução na função objetivo, então a substituição é mantida, passando-se para a barra seguinte. Normalmente é necessário um reinício na busca global, uma ou duas vezes, para se chegar à seleção ótima, e, apesar de ser robusto, requer um tempo computacional excessivo.

## **2.6. Novas Propostas de Controle Secundário de Tensão**

Muito se tem pesquisado sobre controle secundário de tensão nos últimos anos em diversas partes do mundo. No Brasil existem registros de pesquisas finalizadas ou em andamento em várias universidades. A seguir serão apresentadas duas propostas que utilizam técnicas de inteligência artificial.

### **2.6.a. A proposta de Gubina e Gubina [Gubina, 1996; Gubina, 2000]**

É apresentado um conceito alternativo de controle secundário de tensão, considerando diversos controladores distribuídos no sistema, ou seja, um controle secundário automático descentralizado. Esses controladores utilizam apenas informação local para a sua operação e são acoplados a cada fonte controlada de potência reativa, bem como a transformadores com “tap” variável sob carga (LTC). A idéia foi originada na pesquisa de um algoritmo para o controle secundário de tensão que pudesse superar a ausência de informações das tensões das barras de carga vizinhas, que nessa proposta passam a ser estimadas a partir das medidas locais em barras de tensão controladas e de informações armazenadas sobre o comportamento do sistema em diferentes estados.

O objetivo dos controladores projetados é desenvolver um tratamento novo para o controle secundário de tensão que ofereça as seguintes características:

- Sem necessidade de transmissão de dados de outras barras do sistema;

- Efeito reduzido de distúrbios, mesmo em caso de mudanças de topologia ou saída de controlador;
- Fácil acoplamento com equipamentos de controle existentes nas unidades geradoras.

Espera-se que a atuação de um controlador não interfira no ponto de operação do controlador vizinho, e ao mesmo tempo, controle uma parte maior da rede no caso de saída de uma unidade controladora vizinha. O controlador deve estar apto a resolver problemas de interação indesejadas entre geradores adjacentes. Essas especificações representam uma descentralização extrema do controle secundário de tensão em comparação com o conceito de barra piloto.

Para o propósito de desenvolvimento do controle secundário de tensão, uma expressão simplificada para as injeções nas barras e fluxos é derivada a partir das equações de fluxo de potência,

$$Q_i = -V_i^2 \cdot B_{ii} + V_i \cdot V_j \cdot B_{ij} \quad (2.6.1)$$

$$Q_{ij} = V_j \cdot B_{ij} \cdot (V_i - V_j) \quad (2.6.2)$$

A queda de tensão na linha, a partir de (2.6.2), é igual a

$$V_i - V_j = Q_{ij} / (V_j \cdot B_{ij}) \quad (2.6.3)$$

onde  $Q$  é a potência reativa,  $V$  é a magnitude da tensão e  $B$  é a susceptância.

São apresentadas duas propostas [Gubina, 1996; Gubina, 2000], uma prevendo o uso de Lógica Fuzzy e outra de Redes Neurais Artificiais na implementação dos controladores, utilizando como dados de entrada as medidas dos valores atuais de tensão do gerador e fluxos de potência reativa entre a barra do gerador e as barras vizinhas.

## I. Metodologia com Lógica Fuzzy

A regra de “Fuzzyficação” foi montada através da análise de um número significativo de diferentes estados operativos, em várias topologias do sistema de potência. Assim é determinada a relação entre a queda de tensão  $\Delta V$  nas barras de carga e a tensão  $V_g$  em barra controlada pela geração de potência reativa. Esta relação tem por objetivo obter a queda de tensão média e a dispersão de todos os valores de tensão de barras de carga como vistos a partir da barra do gerador. A proposta se utiliza então de uma filosofia semelhante à da barra piloto, sendo que esta barra piloto é uma barra fictícia, composta por um fator de participação de todas as barras de carga do sistema. É obtida uma queda de tensão na barra de carga fictícia em função dos valores de tensão e potência reativa do gerador, utilizando matrizes de sensibilidade e levantamento estatístico. O controle secundário de tensão proposto determina o valor da tensão de referência do controle primário do gerador.

## **II. Metodologia com Rede Neural Artificial**

A estrutura de rede neural que produziu os melhores resultados foi com 3 camadas usando regra de retro-propagação, com conexão unidirecional e 2 a 4 neurônios na camada de entrada, 4 na camada intermediária e 1 na camada de saída.

Os dados de entrada do treinamento consistiram da tensão de geração antes da ação do controle secundário, fluxos de potência reativa nas linhas de conexão e a tensão de saída para a referência do controlador. A última é necessária para avaliar o grau de acerto fornecido pela rede neural. Um treinamento consiste tipicamente de 600 a 2.000 padrões de entrada.

O número de estados operativos foi simulado com a ajuda de um programa de computador padrão para fluxo de carga ótimo. A tensão de geração e as cargas reativas nas barras de carga foram incrementalmente alteradas para cobrir toda a faixa de

tensão. O comportamento do sistema de potência foi simulado em 850 estados operativos.

Colocou-se um controlador secundário a rede neural em cada gerador. No processo de controle, o controlador a rede neural treinado determina a nova referência de tensão para o controlador primário. O objetivo é alcançado através do uso somente de sinais com medidas locais refletindo a mudança de estado ocorridas com desligamentos no sistema de potência. Foi estabelecido que a rede neural treinada é capaz de gerar referências de tensão para o controlador primário, que divergem minimamente do valor obtido do fluxo de potência ótimo nas mesmas condições.

### **2.6.b. A Proposta de Taranto, Marques e Falcão [Taranto, Marques]**

Os benefícios do CST automático no Sistema Interligado Brasileiro são mostrados, através de simulações, na referência [Taranto], sendo utilizada nessas simulações apenas umas das áreas de controle do sistema. Na seqüência desta pesquisa, Taranto, Marques e Falcão [Marques] propõem a utilização de Lógica Fuzzy para efetuar o controle secundário de forma automática. As regras para aplicação de Lógica Fuzzy foram extraídas da Instruções de Operação (IO) e da experiência dos operadores do sistema.

A “fuzzyficação” foi baseada em três variáveis importantes para o controle de tensão da área: as tensões das subestações de Adrianópolis 138 kV e Jacarepaguá 138 kV e a potência reativa do compensador síncrono de Grajaú. A “defuzzyficação” produziu referências de tensão para os geradores de Marimbondo, Furnas, Santa Cruz e Angra. Desta forma pode-se entender que as barras de 138 kV de Adrianópolis e Jacarepaguá são as barras pilotos do sistema e que os geradores controladores são as quatro usinas citadas. Outro ponto importante da Lógica Fuzzy é que as tensões nas barras não são controladas em um valor específico, mas em uma faixa de valores entendidos como bons, de acordo com as IOs.

A experiência em operar o sistema, associada às regras existentes na IOs, permitiu formar as regras de controle do CST, com a combinação de todas as possibilidades entre as variáveis de entrada. Cada uma das combinações promove uma ação nos geradores controladores. Antes da implementação de qualquer ordem de controle, são verificadas se estão ocorrendo violações de tensão ao longo do sistema. Caso positivo, essas violações são eliminadas através de ações que possuem prioridade sobre as ações do controlador Fuzzy. A proposta indica a execução do programa de controle a cada 20,0 s.

## **2.7. Conclusão**

Foi mostrada neste capítulo a hierarquia do controle de tensão em um sistema elétrico de potência, detalhando a importância do Controle Secundário de Tensão. Foi dada maior atenção à filosofia da barra piloto, por ser a mais utilizada. Esta filosofia seleciona uma barra representativa do perfil de tensão de uma área do sistema, chamada de barra piloto, e utiliza um fator de participação para cada usina do sistema que contribui para o controle de tensão dessa barra, as quais também precisam ser determinadas. Esta filosofia é centralizada no Centro de Operação do Sistema, e necessita de recursos de comunicação entre o centro e as usinas para o envio de sinais de controle, por este motivo o Controle Secundário de Tensão necessita ser lento. A filosofia da barra piloto possui um custo computacional elevado em função da escolha da barra piloto, das usinas controladoras e de seus fatores de participação.

Também foram mostradas propostas mais modernas, utilizando técnicas de inteligência artificial e buscando um controle secundário descentralizado. A ideia de um controle secundário descentralizado é um dos focos deste trabalho, assim, no capítulo seguinte será apresentado o Controle Conjunto de Tensão, a ferramenta utilizada para implantar um controle secundário descentralizado. Também é apresentada no capítulo seguinte a impedância de compensação de queda de tensão.



## CAPÍTULO III

# **O CONTROLE CONJUNTO DE TENSÃO E A IMPEDÂNCIA DE COMPENSAÇÃO DE QUEDA DE TENSÃO**

### **3.1. Introdução**

Em grandes usinas é usual a presença de sistemas de controle conjuntos de potência e tensão que visam facilitar o trabalho em tempo real dos operadores quando da necessidade de alteração nas condições de operação da usina, assim como garantir que todas as unidades conectadas ao controle conjunto estejam operando em condições muito próximas umas das outras. Normalmente [*Brandt; da Silva, 1997; da Silva, 1999; Fuchs; Soares; Neilly*], o Controle Conjunto de Tensão (CCT) tem por objetivo efetuar as mudanças na tensão da usina no nível mais próximo do sistema de transmissão, fazendo com que através de um único equipamento seja alterada a tensão terminal com que todas as unidades geradoras estão operando. Muitos dos CCTs existentes funcionam ainda como reguladores automáticos de tensão dos barramentos de alta tensão, isto é, controlam automaticamente a tensão de operação das unidades geradoras de forma a manter constante a tensão no barramento de alta tensão. Portanto, já atuam como um CST.

Recentemente [*Martins; Taylor, 2000; Davies; Kitamura, 2000; Murdoch; Kitamura, 2004*] este equipamento ganhou novas funções e uma nova denominação, os chamados Controle de Tensão no Lado de Alta (CTLA). Historicamente, o CCT, seja analógico ou digital, realiza o controle da barra de alta tensão de forma lenta e suave, enquanto que o CTLA

veio com o objetivo de realizar este controle mais rapidamente, tentando repetir nos geradores a forma de controle dos compensadores estáticos de potência reativa.

O CCT ou o CTLA normalmente exercem duas funções [Taylor, 2000; da Silva, 1997; da Silva, 1999]:

- O controle automático da tensão no barramento de alta tensão.
- A divisão da potência reativa solicitada pelo sistema de forma igual, por todos os geradores operando sob controle do CCT ou CTLA.

Na seqüência serão apresentados algumas formas de utilização de CCT e CTLA, com destaque para o CCT da usina hidrelétrica de Itaipu, o analógico e o digital. Este CCT digital apresenta algumas funções descritas em [da Silva, 2003], artigo que foi a primeira publicação resultante deste trabalho.

Em alguns dos CCT detalhados adiante, que se encontram em operação em algumas usinas, o uso de uma impedância de compensação de queda de tensão é apresentado como uma vantagem desses equipamentos. Neste capítulo também são apresentadas algumas formas de uso da impedância de compensação.

## **3.2. O Controle Conjunto de Tensão**

O CCT nasceu com objetivo de equalizar o ponto de operação das unidades geradoras de uma mesma usina em regime permanente. A forma de divisão da solicitação de potência reativa pelo sistema entre todos os geradores operando em controle conjunto é que fornece a característica de regime permanente do CCT. Para estabelecer esta característica é importante lembrar a operação de máquinas síncronas em regime permanente.

A potência reativa em um circuito é proporcional a diferença de tensão entre as extremidades deste circuito [Taylor, 1994], com sentido da extremidade de tensão mais alta para a de tensão mais baixa, estando essas tensões em valores por unidade (pu). Assim, para cada unidade geradora  $i$ , a potência reativa ( $Q_i$ ) é proporcional a diferença entre a tensão terminal ( $V_i$ ) e a tensão na barra de alta ( $V_a$ ), e obedece a seguinte equação, de forma aproximada,

$$Q_i = V_i * ( V_i - V_a ) / X_{ti} \quad (3.2.1)$$

Para a potência reativa que chega na barra de alta proveniente destas máquinas ( $Q_{ia}$ ) tem-se a equação,

$$Q_{ia} = V_a * ( V_i - V_a ) / X_{ti}$$

e para a corrente reativa de cada unidade  $i$  ( $I_{ri}$ ),

$$I_{ri} = Q_i / V_i = ( V_i - V_a ) / X_{ti} \quad (3.2.2)$$

Onde:

$X_{ti}$  – reatância do transformador elevador da unidade  $i$

Para o cálculo da corrente de excitação de cada unidade  $i$  ( $I_{fdi}$ ) sabe-se que em regime permanente, em valores por unidade, a corrente de excitação é igual a tensão de excitação ( $E_{fdi}$ ). Assim, utilizam-se as seguintes equações,

$$E_{qi} = V_i + X_{di} * I_i \quad (3.2.3)$$

$$I_{fdi} = E_{fdi} = E_{qi} + E_{si} \quad (3.2.4)$$

$$E_{si} = A_{gi} * \exp [ B_{gi} * ( E_{qi} - 0,8 ) ] \quad (3.2.5)$$

Onde:

$E_{qi}$  – tensão interna da máquina  $i$  sem saturação;

$E_{si}$  – tensão relativa a saturação da máquina  $i$ , representadas pelas constantes  $A_g$  e  $B_g$ ;

$X_{di}$  – Reatância síncrona de eixo direto da unidade  $i$ .

$I_i$  – corrente terminal da unidade  $i$ .

Verifica-se então que a corrente de excitação de cada unidade depende das reatâncias síncronas e da curva de saturação, com as correntes sendo maiores quanto maior for a reatância e mais saturada for a máquina.

### **3.2.a. Divisão de potência reativa**

A divisão da potência reativa solicitada pelo sistema entre as máquinas da usina pode então ser efetuada de quatro formas [*da Silva, 2003; da Silva 2000*]:

- com a mesma tensão terminal;
- com a mesma corrente reativa;
- com a mesma potência reativa;
- com a mesma corrente de excitação;

Essas quatro formas seriam exatamente iguais se as impedâncias de todas as máquinas e transformadores elevadores fossem iguais e se as saturações das máquinas também fossem iguais. Apesar da maioria das usinas utilizar o mesmo projeto para as unidades geradoras, existem diferenças entre esses parâmetros devido ao processo construtivo e de montagem. Sendo assim, a forma de dividir a solicitação de potência reativa do sistema determinará a localização do ponto de operação da máquina dentro de sua curva de capacidade. Portanto, na prática, as máquinas vão operar em pontos um pouco diferentes dentro de sua curva de

capacidade, o que pode levar umas a estarem mais próximas dos seus limites do que outras, já que os limites de corrente e tensão das máquinas continuam sendo iguais para todas.

O modo de mesma tensão terminal é importante para tornar mais próximo o desempenho dinâmico de todas as máquinas. Como a tensão na barra de alta é única para todas as máquinas, a potência reativa e a corrente reativa de cada unidade serão inversamente proporcionais à reatância de seu transformador elevador. O mesmo vale para a corrente de armadura e corrente de excitação. Desta forma, as máquinas com menor reatância do transformador elevador operam mais próximas de seus limites de capacidade ditados pelas correntes do estator (armadura) e do rotor (excitação).

O modo de mesma corrente reativa é importante para equalizar as distâncias dos pontos de operação das máquinas quando estão próximos do limite de corrente de armadura. Como a tensão na barra de alta é única para todas as máquinas, a tensão terminal será maior na unidade com maior reatância no transformador elevador, o mesmo valendo para a potência reativa e corrente de excitação. A corrente de armadura neste caso fica dependente da componente ativa, que será menor na máquina de maior tensão. Desta forma, as máquinas com maior reatância do transformador elevador operam mais próximas de seu limite de capacidade ditado pela corrente rotor e mais distantes de seus limites ditados pela corrente do estator.

O modo de mesma potência reativa também é importante para equalizar as distâncias dos pontos de operação das máquinas quando estão próximos do limite de corrente de armadura. Como a tensão na barra de alta é única para todas as máquinas, a tensão terminal e a corrente de excitação serão maiores, e a corrente reativa e de armadura serão menores, na unidade com maior reatância no transformador elevador, sendo que a diferença entre as tensões terminais das máquinas é menor do que no modo de mesma corrente reativa. Em relação aos limites de capacidade, este modo é semelhante ao modo de mesma corrente

reativa, entretanto as máquinas estarão com pontos de operação mais próximos uma das outras.

O modo de mesma corrente de excitação é importante para equalizar as distâncias dos pontos de operação das máquinas quando estão próximos do limite desta corrente, característica dos processos de instabilidade de tensão. A tensão terminal será maior na máquina de menor reatância síncrona e menor saturação. Como a tensão na barra de alta é única para todas as máquinas, a potência reativa também será maior nesta máquina, que deve ter menor corrente de armadura, admitindo-se que a potência ativa é igual para todas as unidades. Portanto esta máquina passa a operar mais distante do seu limite de capacidade devido a corrente do estator. Esta forma de distribuição apresenta como grande vantagem utilizar a própria grandeza que limita a máquina como grandeza controlada, permitindo maior confiança na folga que a máquina tem para responder as solicitações do sistema. A desvantagem é que as máquinas tendem a atingir seus limites de tensão terminal em instantes diferentes, prejudicando a distribuição a partir deste momento, quando a distribuição será controlada somente entre as máquinas que não estão limitadas.

### **3.2.b Tipos de CCT**

Existem dois tipos de CCT: os que controlam a baixa tensão e os que controlam alta tensão. Os que controlam a tensão na baixa tensão levam as máquinas de uma usina a operarem com mesma tensão terminal. Normalmente uma unidade é a líder e as outras são seguidoras, isto é, o operador aplica o comando de variar a tensão terminal apenas em uma unidade e todas as outras obedecem ao mesmo comando, que se efetua em forma de rampa. Este tipo de CCT opera em laço aberto, sem realimentação para confirmar se foi atendido o valor desejado. Esta verificação fica a cargo do operador, que pode efetuar outro comando caso necessário. A única forma de alterar a tensão da máquina líder é de forma manual.

O CCT que controla a tensão no lado de alta normalmente exerce duas funções [Taylor, 2000; da Silva, 1997; da Silva, 1999]:

- O controle automático da tensão no barramento de alta tensão.
- A divisão da potência reativa solicitada pelo sistema de forma igual, por todos os geradores operando sob seu controle.

Este tipo de CCT verifica o erro de tensão na barra de alta tensão, convertendo este erro através de um ganho adequado em uma solicitação de potência reativa pelo sistema. O erro é a diferença entre a tensão de referência e a tensão atual, sendo que para alterar a tensão de referência o operador aplica um comando que efetua a variação da tensão em forma de rampa para se evitar transitórios não desejados ao sistema. Tal solicitação é então distribuída para todas as máquinas da usina através de variação no comando de sua tensão terminal de referência utilizada no regulador de tensão da máquina, também efetuada em rampa, através de um integrador.

Além disso, a equalização da solicitação de potência reativa, por qualquer uma das grandezas citadas, é realizada pelo valor médio da grandeza entre todas as unidades. O erro entre o valor atual e o valor médio é somado ao valor convertido pelo erro de tensão. É comum o CCT ser dotado de uma impedância de compensação de queda de tensão na formação do erro de tensão, com isso torna-se possível controlar uma tensão mais próxima do sistema. O ajuste da impedância de compensação determina a distância entre a barra de alta tensão da usina e o ponto que se deseja controlar a tensão. É neste parâmetro que se concentra o foco do trabalho, que será apresentado no capítulo seguinte.

### **3.3. O Controle Conjunto de Tensão da Usina de Itaipu**

A Figura 3.1 mostra o diagrama funcional do CCT analógico [da Silva, 1997; da Silva, 1999] da usina hidrelétrica de Itaipu, onde pode ser visualizado o princípio de controle

utilizado, que é de um laço de controle para a tensão da barra de alta tensão sobreposto ao laço de regulação da corrente reativa de cada gerador. O sinal de saída do primeiro laço ( $\Delta I_{qref}$ ) representa a variação da referência de potência reativa para os geradores. Como o laço de controle da corrente reativa é sobreposto ao laço de controle de tensão terminal, sua saída altera a tensão de referência do regulador de tensão ( $V_{Tref}$ ).

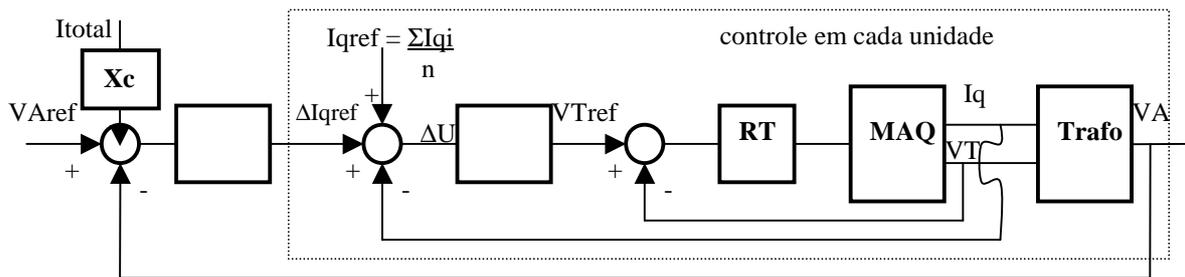


Figura 3.1 – Diagrama funcional do CCT da usina de Itaipu.

A tensão de referência do barramento de alta tensão ( $V_{Aref}$ ) é ajustada pelo operador através do console. Esta tensão de referência é comparada com o valor atual da tensão neste barramento, existindo a possibilidade de ser considerada uma compensação de queda de tensão ( $X_c$ ), de forma a controlar a tensão em um ponto mais interior ao sistema.

Após esta comparação é gerado um sinal de correção apropriado para acabar com o erro da tensão controlada. Este sinal indica a variação na referência de corrente reativa ( $\Delta I_{qref}$ ) comum a todos os geradores que estão operando em controle conjunto, sendo que os que estão operando em controle individual não participam dessa repartição. Esta variação é somada com o sinal de referência de corrente reativa, individual para cada gerador ( $I_{qref}$ ), obtida pelo valor médio das correntes reativas de todos os geradores que estão em controle conjunto.

O regulador de corrente reativa, existente para cada gerador individualmente, faz a comparação entre a corrente reativa de referência ( $I_{qref}$ ) e o valor atual de potência reativa do gerador ( $I_q$ ), somando-se a esta comparação o sinal de variação na referência de corrente reativa ( $\Delta I_{qref}$ ). O erro proveniente da soma destes três sinais é amplificado ( $\Delta U$ ) e enviado

como ordem de referência de tensão terminal das unidades geradoras, através de um módulo gerador de pulsos. Este sinal controla a tensão de referência da unidade geradora ( $V_{Tref}$ ) através de um integrador, acionando a partir daí o laço de regulação de tensão dos geradores.

O módulo gerador de pulsos possui um parâmetro que permite alterar a largura do pulso em função de seu sinal de entrada. No caso em questão este sinal de entrada é o erro de potência reativa da unidade geradora. Quanto maior o erro, maior é a largura do pulso, podendo-se chegar até a emissão de pulsos contínuos. O CCT de Itaipu foi ajustado com o objetivo de tornar o tempo de recomposição do sistema o menor possível [da Silva, 1997; da Silva, 1999]. Desta forma, considerou-se que um erro de 2 % de tensão no 500 kV deve proporcionar a emissão de pulsos contínuos. Os resultados obtidos são apresentados nas Figuras 3.2 a 3.5. Para o setor 60 Hz é apresentada a resposta a perda de uma linha Foz do Iguaçu-Ivaiporã 765 kV antes (Figura 3.2) e depois (Figura 3.3) do ajuste. Observa-se que, após o ajuste, foi corrigido 10 kV de tensão em 10 segundos, enquanto que antes do ajuste a ação do CCT não foi sentida em 30 segundos. Para o setor de 50 Hz é apresentada a resposta a rejeição total de carga do setor antes (Figura 3.4) e depois (Figura 3.5) do ajuste, observando-se que, após o ajuste, foi corrigido 10 kV de tensão em 18 segundos, enquanto que antes do ajuste a ação do CCT foi reduzido 5 kV em 100 segundos.

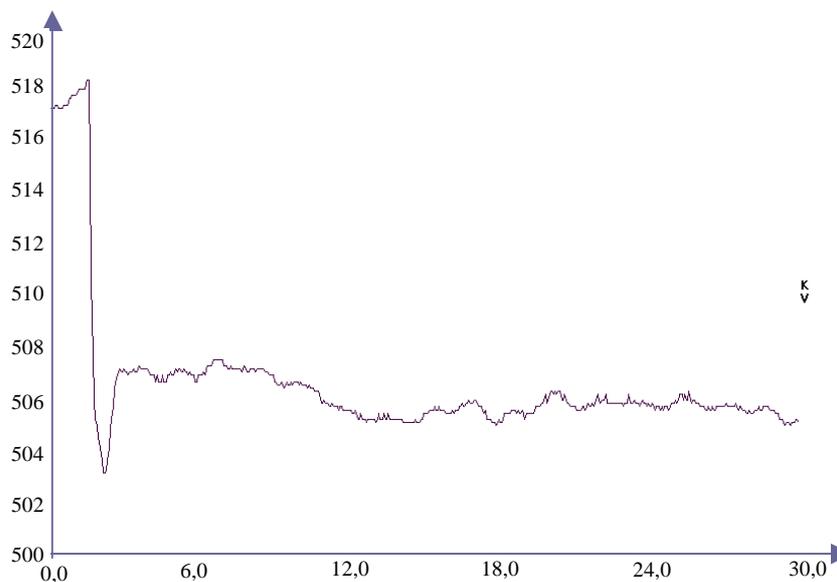


Figura 3.2 – Resposta do CCT de Itaipu 60 Hz antes do ajuste.

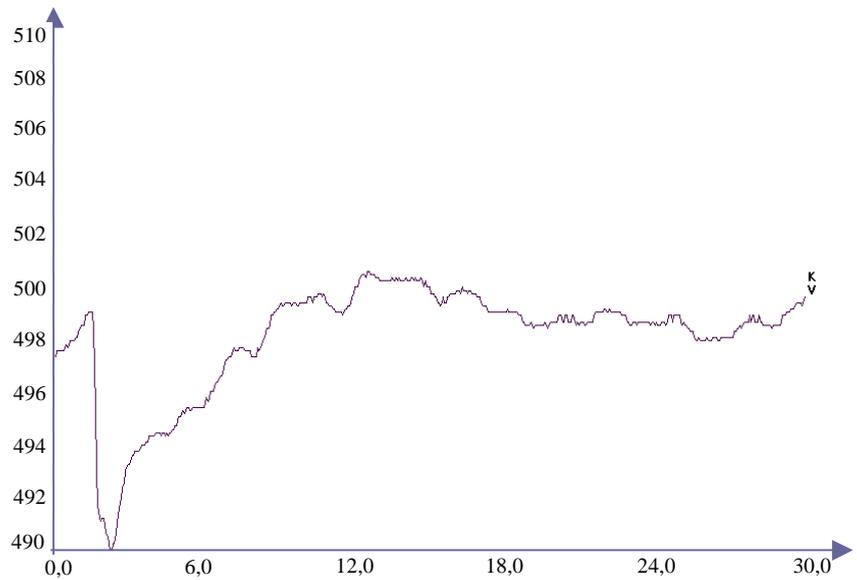


Figura 3.3 – Resposta do CCT de Itaipu 60 Hz depois do ajuste.

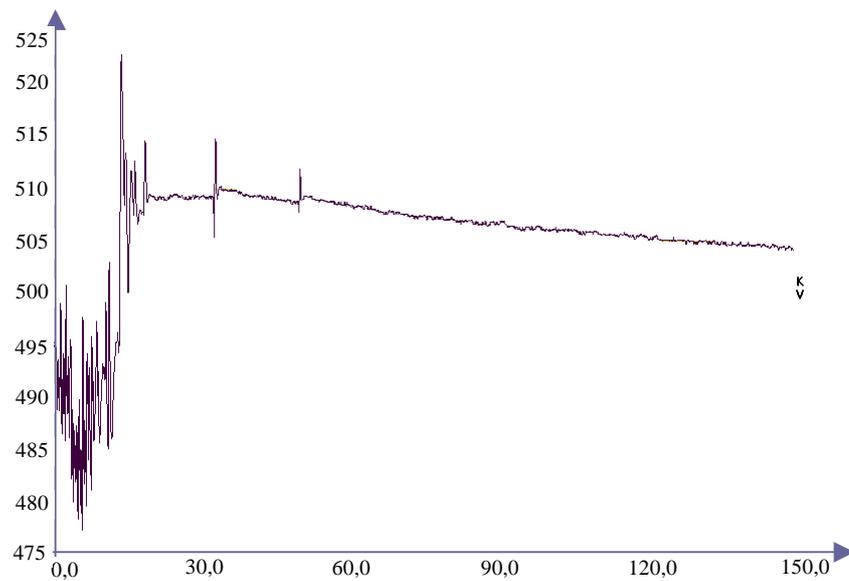


Figura 3.4 – Resposta do CCT de Itaipu 50 Hz antes do ajuste.

Observa-se ainda nestas figuras que o CCT passou a ter influência no desempenho do sistema ainda durante o período das oscilações eletromecânicas, contrariando um pouco a filosofia de controle secundário apresentada no capítulo anterior. Mesmo agindo de forma bem mais rápida, não houve problema quanto a oscilações eletromecânicas devido a interação com o PSS das unidades geradoras.

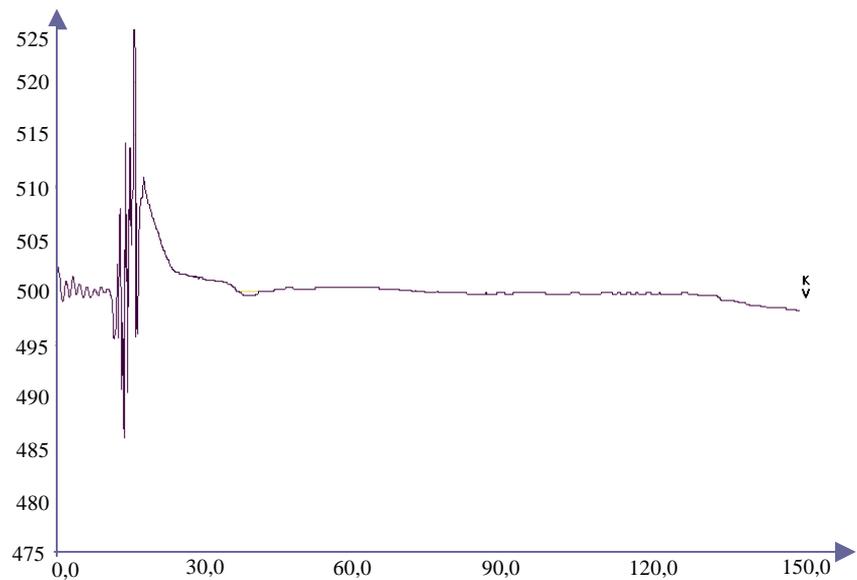


Figura 3.5 – Resposta do CCT de Itaipu 50 Hz depois do ajuste.

Com a modernização no sistema de supervisão da usina, instalando-se um equipamento digital, os controles conjuntos de potência e tensão originais, analógicos, foram substituídos por novos controladores digitais, integrantes do novo equipamento de supervisão. O Controle Automático de Tensão (CAT) substituiu o CCT realizando as mesmas funções, dividir a solicitação de potência reativa e controlar a tensão da barra de alta da usina. Entretanto, dada a facilidade de incluir novas funções em sistemas digitais, o CAT possui alguns recursos adicionais [Camargo], como os fatores de participação, que permitem que a divisão da solicitação de potência reativa entre máquinas seja feita de maneira desigual, e duas formas de divisão da solicitação de potência reativa: equalizando-se as potências reativas ou as correntes de excitação.

O modo de mesma corrente de excitação foi adicionado ao controle [Camargo] objetivando garantir que todas as máquinas estejam equidistantes dos seus limites de capacidade quando a máquina opera sobre-excitada, condição mais crítica quando se trata de controle e estabilidade de tensão.

Os resultados obtidos com o CAT digital são apresentados nas Figuras 3.6 e 3.7. Para o setor 60 Hz é apresentada a resposta ao desligamento manual de uma linha Foz do Iguaçu-

Ivaiporã 765 kV (Figura 3.6), observando-se que foi corrigido 8 kV de tensão em 25 segundos. Para o setor de 50 Hz é apresentada a resposta à perda de um pólo do Elo de Corrente Contínua (Figura 3.7), observando-se que, após o ajuste, foi corrigido 4 kV de tensão em 30 segundos. Em ambos setores da usina o CAT digital apresenta resposta mais lenta que o CCT analógico.

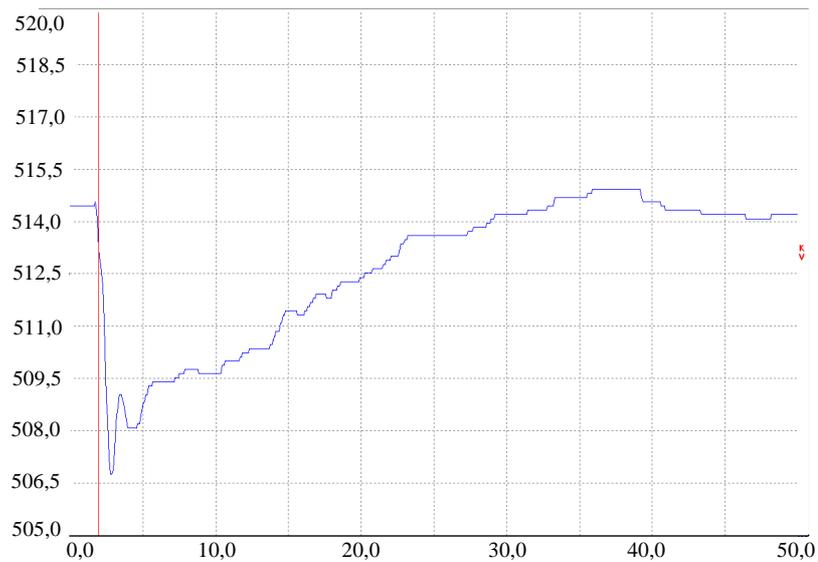


Figura 3.6 – Resposta do CAT digital de Itaipu 60 Hz.

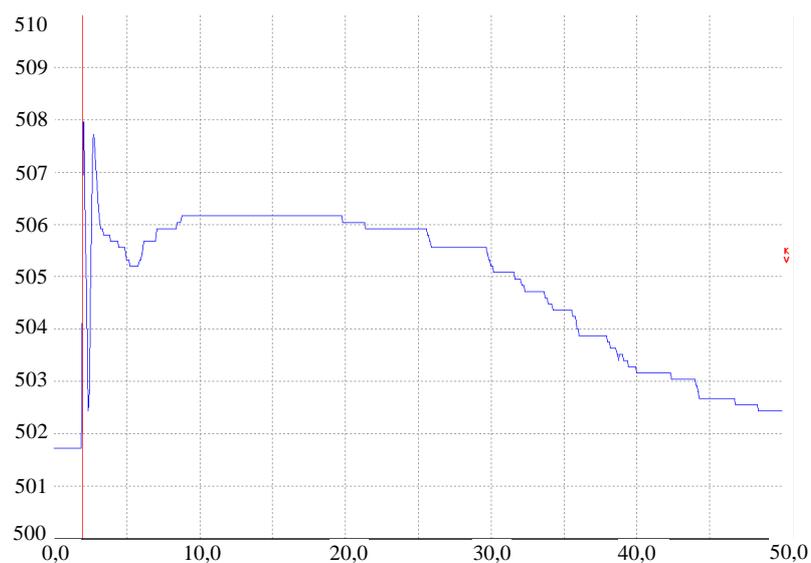


Figura 3.7 – Resposta do CAT digital de Itaipu 50 Hz.

### 3.4. O Controle Conjunto de Tensão da B. C. Hydro

O CCT é considerado pela B. C. Hydro como o método mais barato de aumentar os limites de transmissão do sistema, porque não envolve a instalação de compensação de potência reativa adicional [Fuchs]. É importante destacar, antes de se detalhar o CCT, que o ajuste da impedância de compensação de queda de tensão nos reguladores de tensão dos geradores das usinas da B. C. Hydro é de 60 %, ou seja, os geradores compensam 60 % da impedância do transformador elevador através de sua tensão terminal.

#### 3.4.a. CCT convencional [Fuchs]

As usinas de Kootenay Canal e Peace Canyon utilizam o CCT que controlam a baixa tensão, portanto as máquinas destas usinas operam com a mesma tensão terminal. As usinas Mica e GMS utilizam CCT que controla a tensão na barra de alta e trabalha equalizando a potência reativa. Nessas usinas o ajuste da impedância de compensação de queda de tensão do CCT é diferente de zero, ou seja, o CCT controla uma tensão remota além da barra de alta tensão. Na usina GSM o CCT analógico foi retirado de operação, sendo substituído por um novo CCT digital, desenvolvido visando satisfazer as seguintes condições:

- Atuar rápido o suficiente para contribuir no sentido de retardar o colapso de tensão.
- Capaz de se integrar a um controle sistêmico de tensão.
- Flexibilizar a modificação no método de distribuição da solicitação de potência reativa do sistema.
- Operar harmoniosamente com outros controladores com ação na potência ativa ou reativa.
- Não trazer risco para a operação do sistema quando de perda do equipamento.

O critério de ajuste do CCT na B. C. Hydro é de que a tensão controlada deve ser restabelecida de 15 a 25 segundos para uma variação de 3 % na tensão do sistema, tal como as apresentadas nas figuras 12 e 14 para a resposta do CCT da usina de Itaipu após o reajuste de parâmetros. Em relação ao uso da impedância de compensação, a experiência relatada é que o CCT fica mais sensível aos distúrbios na tensão do sistema e a usina passa a se comportar como uma única fonte de potência reativa, entretanto, destaca-se principalmente a afirmação de que o uso desta impedância pode significar a diferença entre a estabilidade e o colapso de tensão.

### **3.4.b. CCT utilizando rede neural [Neily]**

Este sistema é utilizado na subestação de Vancouver para controle de quatro compensadores síncronos, com o nível de alta tensão em 138 kV. Os compensadores possuem capacidades diferentes, dois são de -50 Mvar a +50 Mvar e dois são de -70 Mvar a +100 Mvar. O CCT controla a tensão na barra de alta e trabalha distribuindo a potência reativa proporcionalmente à capacidade de cada compensador.

A rede neural utilizada possui quatro camadas, com quatro neurônios de entrada e quatro neurônios de saída. As duas camadas internas possuem dezesseis neurônios cada. Foram criados três conjuntos de treinamento de forma a abranger praticamente todas as possibilidades de operação conjunta dos compensadores, em regime permanente e durante perturbações. As ações de controle resultantes da rede são AUMENTAR, REDUZIR ou MANTER. A rede foi considerada treinada quando a saída apresentou erro de 2 % na resposta esperada. O CCT foi colocado em operação e apresenta desempenho satisfatório.

## **3.5. O Controle Conjunto de Tensão da Manitoba Hydro**

O CCT descrito é utilizado na estação conversora de corrente contínua de Dorsey, para controlar a tensão na barra de alta tensão e distribuir a potência reativa dos compensadores

síncronos da estação [Brandt]. Existem nove compensadores nesta subestação, seis com capacidade de  $-80$  Mvar a  $+160$  Mvar e três com capacidade de  $-165$  Mvar a  $+300$  Mvar. O CCT controla a tensão na barra de alta e distribui a potência reativa das máquinas proporcionalmente a sua capacidade. É importante destacar que os reguladores de tensão das máquinas controlam a tensão compensando uma impedância de 5 % na base da máquina. Também existe neste CCT a impedância de compensação de queda de tensão, que entretanto não estava sendo utilizada, assim como a de Itaipu.

Este CCT é implantado através de CLPs, existindo um CLP de reserva executando a mesma função, assumindo o controle em caso de falha do CLP principal. O tempo de amostragem utilizado é de 50 ms.

### 3.6. O Controle de Tensão no Lado de Alta

O Controle de Tensão no Lado de Alta (CTLA) surgiu devido aos avanços obtidos na arquitetura dos controladores. A sua motivação básica é melhorar a margem de estabilidade do sistema através de um controle coordenado de tensão e potência reativa, de forma a permitir a máxima utilização da capacidade de fornecimento de potência reativa dos geradores de maneira automática. Na Manitoba Hydro, o CTLA é utilizado em usinas onde não há um transformador elevador para cada unidade [Davies].

A filosofia do CTLA é baseada nos conceitos apresentados com auxílio do sistema representado por uma usina interligada a uma barra infinita, mostrado na Figura 3.8 [Kitamura, 2000; Kitamura, 2004].

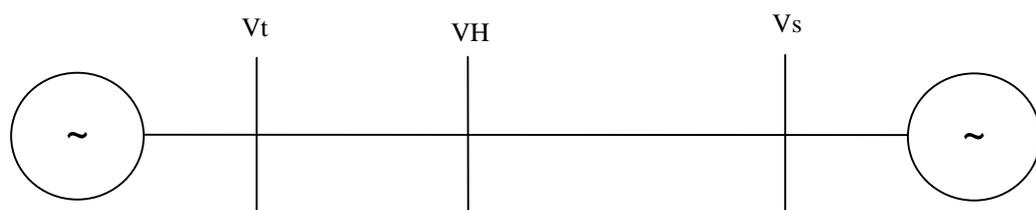


Figura 3.8 – Usina contra barra infinita.

Quando em operação, o CTLA controla a tensão  $V_H$ , no lado de alta tensão do transformador elevador, no valor definido pela referência  $V_{Href}$ . Para isso o CTLA atua na tensão terminal do gerador  $V_t$ . A relação entre  $V_t$  e  $V_H$ , desprezando-se a resistência dos enrolamentos do transformador, é dada por,

$$V_t = V_H + X_t \cdot I_t \quad (3.6.1)$$

com

$$I_t = (P_t/V_t) - j(Q_t/V_t) \quad (3.6.2)$$

Considerando-se ainda um sistema de controle, cujo diagrama funcional é mostrado na Figura 3.9, que mantém constante a tensão no lado de alta tensão, no valor  $V_{Href}$ , através do controle da tensão  $V_t$ , a queda de tensão através da reatância  $X_t$  do transformador elevador pode ser compensada totalmente. Este sistema de controle é chamado de Controle de Tensão do Lado de Alta (CTLA).

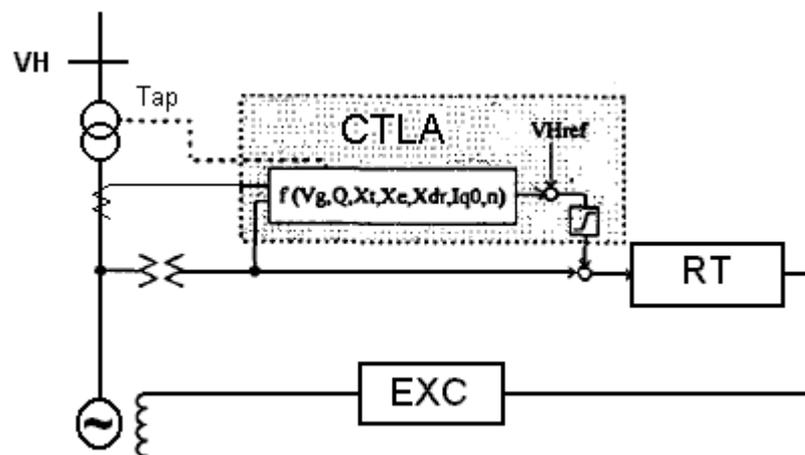


Figura 3.9 – Diagrama funcional do CTLA.

Para que o CTLA não seja instável, é necessário que haja a distribuição de potência reativa entre os geradores da usina. Esta distribuição é necessária para que cada um dos geradores não procure controlar sozinho a tensão na barra de alta tensão, o que provocaria troca de potência reativa constantemente entre os geradores. Desta forma, o CTLA contém uma impedância de compensação para proporcionar a distribuição de potência reativa,

estabelecendo a seguinte relação entre a tensão de referência e a tensão efetiva na barra de alta tensão,

$$V_H = V_{H_{ref}} - X_c \cdot I_q \quad (3.6.3)$$

onde  $I_q$  é a componente reativa da corrente do gerador. Esta impedância faz com que cada gerador controle uma tensão diferente, com a característica apresentada na Figura 3.10.

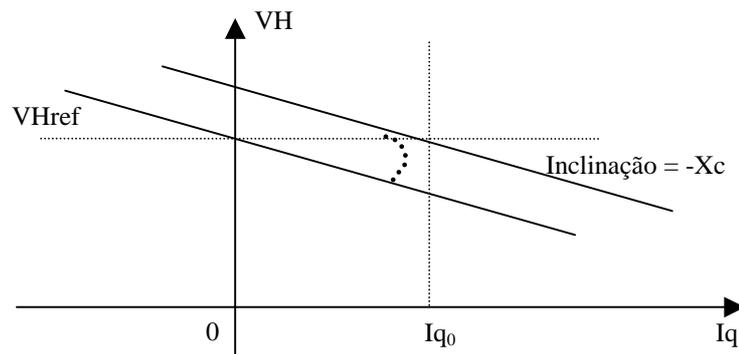


Figura 3.10 – Característica de Controle do CTLA.

Conhecendo-se as equações da potência ativa e potência reativa do gerador em função das tensões nas barras terminais e de alta tensão,

$$P_t = V_t \cdot V_H \cdot \text{sen } \delta / X_t \quad (3.6.4)$$

$$Q_t = (V_t^2 - V_t \cdot V_H \cdot \text{cos } \delta) / X_t \quad (3.6.5)$$

pode-se escrever

$$V_H = (V_t^2 - X_t \cdot Q_t) / V_t \cdot \text{cos } \delta \quad (3.6.5)$$

Admitindo-se como desprezível o erro gerado ao se desconsiderar o ângulo  $\delta$ , a equação 3.6.5 pode ser simplificada,

$$V_H = V_t - (X_t \cdot Q_t / V_t) \quad (3.6.6)$$

que combinada com a equação 3.6.3, e considerando-se que a atuação do CTLA ocorre na tensão de referência do regulador de tensão, leva a

$$V_{tref} = V_{Href} + (X_t - X_c) \cdot I_q \quad (3.6.7)$$

Em [Kitamura, 2004] é efetuada uma formulação sem as simplificações efetuadas, ou seja considerando-se as componentes ativa e reativa da corrente. Uma forma alternativa de uso do CTLA é deslocar sua característica de modo a tornar  $V_H$  igual a  $V_{Href}$  para um determinado ponto de operação  $I_{q0}$ , tal como mostra também a Figura 3.8, representada pela equação

$$V_{tref} = V_{Href} + [X_t \cdot I_q - X_c \cdot (I_q - I_{q0})] \quad (3.6.7)$$

Traçando-se um paralelo com o controle de carga e frequência, a mudança de  $I_{q0}$  significa alterar a ordem de potência reativa da usina ao mesmo tempo em que mantém a tensão na barra de alta constante.

Em [Kitamura, 2000] e [Kitamura, 2004] é mostrado que o CTLA atua com dinâmica bastante rápida controlando a tensão terminal de referência dos geradores, visto que ele é somado à referência do regulador de tensão como um sinal adicional. Diferente do CCT, que atua no integrador que determina a função de referência do regulador de tensão. Desta forma, o CTLA influencia tanto a estabilidade transitória quanto a estabilidade de tensão do sistema interligado, sendo mostrado também nas referências citadas, que esta influência é no sentido positivo.

### **3.7. A Impedância de Compensação de Queda de Tensão**

Como visto anteriormente, em algumas propostas de CCT que se encontram em operação, o uso de uma impedância de compensação de queda de tensão é apresentado como uma vantagem. O conceito de impedância de compensação vem de sistemas de distribuição de

energia elétrica, sendo usado em transformadores reguladores de tensão. Ainda na década de 50 [Rubenstein], a impedância de compensação de queda de tensão foi incluída nos sistemas de excitação das unidades geradoras objetivando regular uma tensão mais próxima ao sistema. A sua inclusão nos CCT e CST foi um passo natural na evolução do controle de tensão em sistema elétricos de potência. Esta impedância é a base da proposta apresentada neste trabalho, desenvolvida no capítulo seguinte. A seguir são apresentadas algumas formas de uso da impedância de compensação.

### **3.7.a. O controle automático de tensão junto a carga [Brito]**

Controlar a tensão dentro de uma determinada faixa em um sistema radial, em uma ou algumas barras do sistema, é um dos problemas que pode ser tratado com ajuda dos compensadores de queda de tensão. Esses dispositivos promovem a comutação automática de “taps” de transformadores através de relés de regulação de tensão, chamado de relé 90, para compensar a queda de tensão provocada pela circulação de corrente.

O relé 90 que controla a comutação de “tap” é constituído de um sistema de medição de tensão e corrente e de uma impedância ajustável, que simula a queda de tensão que se deseja controlar. Toda vez que esta tensão simulada se situar fora da faixa desejada, por um período de tempo previamente ajustado, é enviado o comando para a comutação. Normalmente a comutação é bloqueada quando ocorre uma queda de tensão elevada, característica de grandes perturbações. Esses relés também possuem uma banda-morta para evitar que ocorram comutações sucessivas em sentido contrário.

### **3.7.b. O uso no regulador de tensão [Rubenstein]**

Rubenstein e Walkley apresentaram pela primeira vez o uso da impedância de compensação em reguladores de tensão de geradores síncronos. A proposta apresentada prevê a utilização da impedância com dois objetivos: como compensador de corrente reativa ou

como compensador de queda de tensão. A recomendação dos autores é que o compensador de corrente reativa seja utilizado quando um transformador elevador serve a mais de uma unidade geradora e o compensador de queda de tensão quando o transformador elevador, servindo a apenas uma unidade geradora, provoca queda de tensão superior a 6 % para a condição de operação nominal da máquina. A Figura 3.11 apresenta a forma de conexão do compensador. Este valor de 6 % foi determinado experimentalmente objetivando fornecer uma distribuição adequada das mudanças de potência reativa do sistema entre as unidades geradoras e reduzir a necessidade de ações dos operadores para o controle da referência de tensão das máquinas. Com queda de tensão inferior a 6 % haverá maior necessidade de ações dos operadores e com queda de tensão maior que 6 % a tensão na barra de alta tensão da usina poderá ser muito reduzida.

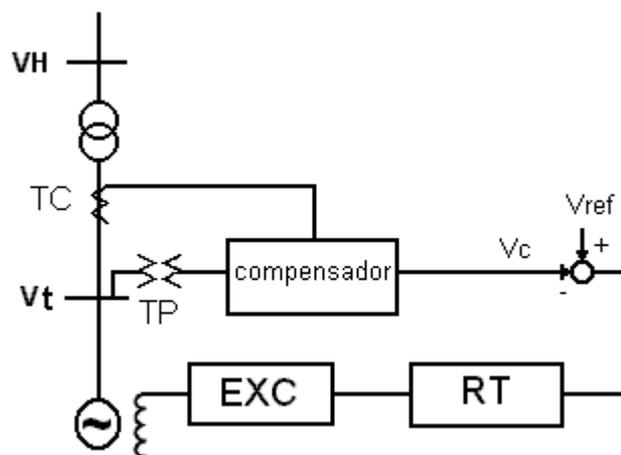


Figura 3.11 – Conexão do compensador.

Fisicamente o compensador consiste de um bobina por fase que, conectada de forma conveniente nos secundários dos TPs e TCs que levam as informações ao regulador de tensão, produzem uma queda de tensão proporcional a corrente do gerador, na tensão que é entregue ao regulador de tensão. Nos reguladores de tensão digitais modernos esta forma de conexão deixou de ser utilizada, pois a impedância tornou-se apenas um ganho aplicado à corrente antes de ser somada com a tensão, após a medida destas grandezas ter sido transformada de um sinal analógico para digital. De acordo com o ajuste da impedância da bobina, o regulador

de tensão da máquina passa a controlar a tensão de uma barra fictícia, localizada dentro do transformador elevador da máquina. A Figura 3.12 ilustra este conceito.

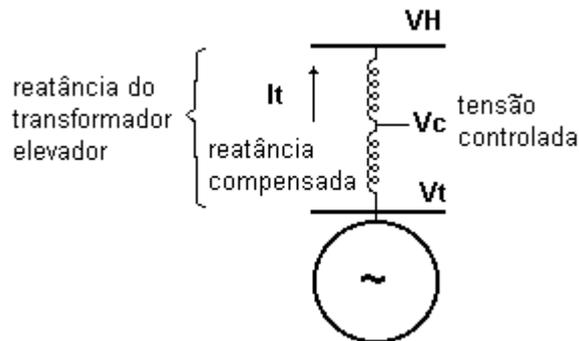


Figura 3.12 – Conceito da impedância de compensação.

Sendo assim, o uso da corrente reativa para compensação de queda de tensão nos transformadores elevadores de máquinas síncronas é um método antigo e bastante utilizado para melhorar a estabilidade transitória de sistemas de potência. Incorporado aos reguladores de tensão das máquinas síncronas, pode aproximar a máquina do sistema, permitindo controlar o nível de tensão de uma forma mais efetiva.

### 3.8. Conclusão

Foi apresentado neste capítulo o Controle Conjunto de Tensão de usinas de grande porte. Esse equipamento exerce duas funções: distribui a potência reativa solicitada pelo sistema entre as unidades geradoras da usina e controla automaticamente a tensão na barra de alta tensão da usina. Portanto, se ele realiza um controle automático, há possibilidade de ajustá-lo de forma a atender as necessidades do sistema elétrico de potência ao qual a usina está interligada.

Também foram apresentados neste capítulo o Controle de Tensão no Lado de Alta, que utiliza o próprio regulador de tensão das máquinas síncronas para efetuar este tipo de controle automático, atuando muito mais rápido que os controles conjuntos. Outro conceito apresentado, de vital importância para o desenvolvimento deste trabalho, é o da impedância de

compensação de queda de tensão, usada inicialmente para controle de tap de transformadores de distribuição e depois incluídas em reguladores de tensão e controles conjuntos de tensão.

No capítulo seguinte será apresentada a proposta principal deste trabalho: usar a impedância de compensação de queda de tensão inseridas nos controles conjuntos de tensão das usinas para efetuar a função de controle secundário de tensão descentralizado. A proposta também prevê a mudança no valor desta impedância quando houver mudança na configuração do sistema nas proximidades da usina.

## CAPÍTULO IV

# **USANDO A IMPEDÂNCIA DE COMPENSAÇÃO DE QUEDA DE TENSÃO NO CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO DESCENTRALIZADO**

### **4.1. Introdução**

Como já descrito nos capítulos anteriores, o uso da impedância de compensação em CST e CCT já é uma realidade, principalmente em CCT que utiliza os mesmos módulos eletrônicos dos reguladores de tensão. Nos CCT digitais, utilizados como aplicativos suportados por sistemas de supervisão, a impedância deve ser prevista na sua especificação, tal como destacado em [da Silva, 2003]. A utilização em CST é observada nas descrições apresentadas no item 2.4.e, sendo aplicada em três concessionárias no Brasil. Sua forma de aplicação é semelhante àquela descrita no item 4.2, isto é, reproduz de forma digital, no sistema de supervisão do centro de controle da operação, um transformador regulador dotado de relé compensador de queda de tensão. Quando usada desta forma em CST, a impedância de compensação de queda de tensão aumenta a necessidade dos recursos de comunicação entre as subestações e a sala de controle central, já que além da tensão da barra também há necessidade de telemedição das correntes nas linhas de transmissão. Desta forma o uso generalizado da impedância de compensação da forma descrita, pode levar ao aumento do intervalo de tempo entre os comandos do CST, por necessitar tratar com mais grandezas e enviar comandos para mais lugares.

Quando usada em CCT, a impedância de compensação de queda de tensão diminui a necessidade dos recursos de comunicação entre as usinas e a sala de controle central. Isto acontece porque não há telemedição adicional e as usinas regulam automaticamente uma tensão mais próxima da carga, permitindo que a comunicação das usinas com a sala de controle central seja mais espaçada no tempo. Como o controle é local, o CCT mantém o intervalo entre seus comandos para que as unidades geradoras da usina alterem sua tensão terminal, intervalo este bem menor do que seria se fosse utilizado um CST.

Tanto em CCT suportados por sistemas de supervisão digitais, quanto em CST utilizados em salas de centros de controle da operação, deve ser prevista sua interação com os Estimadores de Estado, cujas estimativas podem ser utilizadas como alternativa aos valores medidos em caso de perda desses sinais.

Apresenta-se a seguir o desenvolvimento de uma proposta de controle automático de tensão em um sistema interligado, utilizando-se o CCT e a impedância de compensação de queda de tensão.

## **4.2. A Proposta Apresentada Neste Trabalho**

Em um sistema elétrico de potência, qualquer mudança no ponto de operação implica em variação na solicitação de potência ativa e reativa por parte dos consumidores. A variação de potência ativa é distribuída pelos geradores do sistema de acordo com o estatismo de regime permanente, em um primeiro momento, e com o BIAS do Controle Automático de Geração (CAG), que realiza o controle secundário de frequência. A variação de potência reativa divide-se entre as diversas fontes do sistema de acordo com a impedância equivalente entre o local da variação e a fonte. Quando dotado de um CST, esta divisão pode ser modificada a partir da ação do CST nas referências de tensão de cada uma das fontes. Agindo

na referência do regulador de tensão, o CST atua de forma suave, visto que a referência é alterada através de uma rampa.

A filosofia de atuação do CST mais utilizada a nível mundial é a filosofia da barra piloto, normalmente uma barra que representa o perfil de tensão em determinada área do sistema. Outras filosofias alternativas a esta ainda não se solidificaram.

O uso do CCT nas principais usinas de um sistema elétrico de potência permite que os mesmos realizem a função de um CST descentralizado e rápido, como visualizado pelas empresas B. C. Hydro, Manitoba Hydro e Itaipu, seja utilizando ou não a impedância de compensação. Embora já mencionado por outros autores, tal aplicação ainda não foi colocada em prática de maneira coordenada em um grande sistema interligado. A proposta defendida neste trabalho é incorporar a impedância de compensação de queda tensão ( $X_c$ ) no CCT, ajustando-a de acordo com os interesses de coordenar o controle de tensão em sistemas interligados. Sob este enfoque, é importante considerar:

- I. O uso da impedância de compensação de queda de tensão no CCT aproxima a tensão controlada da carga, melhorando a estabilidade de tensão e a estabilidade transitória. Sendo assim, torna-se necessário avaliar os ajustes propostos através de ferramentas de regime permanente, sob o enfoque de estabilidade eletromecânica e também sob o enfoque de estabilidade de longo prazo.
- II. A possibilidade de serem atingidos os limites de tensão terminal ou de corrente de excitação das máquinas das usinas que utilizam a impedância de compensação, visto que este é um inconveniente do uso desta impedância. Portanto, a metodologia de ajuste deve considerar este fato, de modo a evitar que os limites de excitação sejam atingidos em regime permanente.

- III. Mudança coordenada das impedâncias de compensação no CCT das usinas de uma determinada região ou área de controle, produzindo uma redistribuição nos fluxos de potência reativa no sistema, frente a mudanças na configuração do sistema. Isto deve ser feito para evitar que os limites de excitação das unidades geradoras sejam atingidos.
  
- IV. As facilidades introduzidas pela digitalização dos sistemas de supervisão, uma vez que possibilitam a automação de medidas de controle que no passado só poderiam ser realizadas por ação humana. Entre essas facilidades encontra-se o aplicativo Estimador de Estado, responsável pela consolidação das medidas de supervisão.
  
- V. Os recursos de comunicação necessários para se ter uma completa observabilidade do sistema elétrico. Sem esses recursos o sistema de supervisão, e por conseqüência o CST, não podem funcionar em toda plenitude. Assim, a proposta apresentada utiliza uma filosofia descentralizada, de forma a independe, ou depender muito pouco, de telemetria, ou seja, de medidas remotas transmitidas por sistemas de comunicação.
  
- VI. A interação entre usinas eletricamente próximas e a interação entre áreas de controle. Como a impedância de compensação reduz a distância elétrica entre barras controladas, seu valor deve ser limitado, de forma que não haja uma zona de superposição entre os controles de usinas eletricamente próximas.
  
- VII. As estruturas de mercado dos sistemas elétricos. As usinas que utilizam CCT e Xc contribuem mais para compensar as variações de potência reativa que ocorrem no sistema do que as outras usinas, exigindo mais dos seus

equipamentos. Assim, a legislação deve prever um mecanismo para que as usinas disponham desses dispositivos de controle.

Estão sendo levados em consideração na proposta apresentada apenas o controle de tensão terminal das unidades geradoras, compensadores estáticos e compensadores síncronos, que são efetuados de forma contínua. Não são considerados os equipamentos com controle de potência reativa de forma discreta, tais como reatores e capacitores em derivação e “taps” de transformadores. Para estes equipamentos é necessário estabelecer uma hierarquia de controle a nível sistêmico ou regional, que não faz parte do escopo deste trabalho. No caso dos “taps” com controle automático e equipamentos de compensação reativa em derivação com chaveamento automático, deve-se ter o cuidado de utilizar constantes de tempo bem superiores às utilizadas nos laços de controle do CCT das usinas e compensadores de potência reativa. Para “taps” com controle manual e equipamentos de compensação reativa em derivação com chaveamento manual, a hierarquia de controle pode considerar a margem de excitação dos geradores.

### 4.3. Detalhamento da Proposta

Será utilizado o diagrama funcional do CCT da usina de Itaipu, mostrado na Figura 3.1 e reproduzido na Figura 4.1, para tecer algumas considerações adicionais sobre o CCT. Este diagrama é representativo de um CCT genérico.

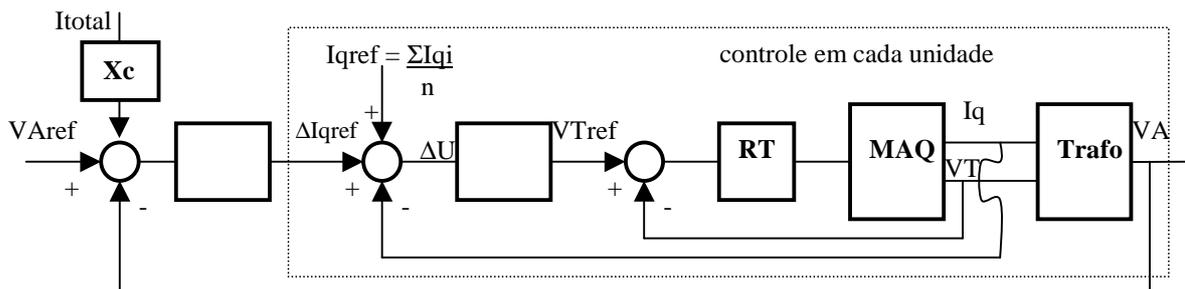


Figura 4.1 – Diagrama funcional do CCT da usina de Itaipu.

O erro de controle para o CCT é dado por

$$\text{ERRO} = V_{\text{Aref}} - V_A - X_c \cdot I_{\text{total}} \quad (4.3.1)$$

Assim, para que o CCT atue é necessário que haja mudança na referência de tensão,  $V_{\text{Aref}}$ , mudança do ponto de operação da usina, mudando  $V_A$  e  $I_{\text{total}}$ , ou mudança na impedância de compensação,  $X_c$ .

A referência de tensão da barra de alta da usina,  $V_{\text{Aref}}$ , é ajustada manualmente pelo despachante ou de forma automática por um aplicativo de CTT, sendo alterada suavemente, através de uma rampa, de modo que seja evitada uma variação brusca na tensão através de um comando manual. A mudança no ponto de operação da usina altera exatamente a tensão controlada pelo CCT, que vai atuar de forma a anular o erro de controle.

A impedância de compensação é um parâmetro que pode ser usado ou não, visto que a sua vantagem aparece somente quando as unidades geradoras não operam em seus valores limites de tensão. Não é difícil deduzir pela equação (4.3.1) que, para um mesmo ponto de operação, o erro pode ser anulado para diversos valores de  $X_c$  e  $V_{\text{Aref}}$ , sendo que quanto maior o valor de  $X_c$ , maior o valor de  $V_{\text{Aref}}$ , ou seja, a possibilidade de alcançar o limite de tensão aumenta. A equação (4.3.2) esclarece melhor o que foi dito, dado que para o regime permanente onde o CCT é de característica integral, o erro é nulo.

$$X_c = ( V_{\text{Aref}} - V_A ) / I_{\text{total}} \quad (4.3.2)$$

Para  $X_c$  nulo,  $V_A$  é igual a referência do CCT. Portanto, o compromisso com o ajuste de  $X_c$  é tal que se evite ao máximo atingir o limite de tensão terminal ou o limite de corrente de excitação das unidades geradoras em qualquer ponto de operação. Por este mesmo motivo, não é necessário calcular um valor ótimo de  $X_c$  para cada ponto de operação do sistema, visto que a alteração no valor de  $V_{\text{Aref}}$  permite o controle da tensão de forma adequada.

A grande vantagem de utilizar a impedância de compensação é óbvia, e já foi citada várias vezes ao longo deste trabalho: controla-se uma tensão mais perto da carga, resultando em vantagem do ponto de vista de estabilidade de tensão. A forma de conciliar as vantagens com as desvantagens do uso da impedância de compensação é alterando o seu valor quando há mudança na configuração do sistema, mudança que varie de maneira sensível a impedância equivalente vista pela usina. Uma possibilidade adicional é realizar a variação da impedância de compensação apenas quando há o aumento da impedância equivalente vista pela usina, porque o aumento é resultante da perda de elemento do sistema de transmissão enquanto que a redução refere-se à conexão de elemento no sistema, sempre realizado de forma manual e, portanto, pode ser realizada de forma coordenada com o controle de tensão sistêmico.

A estrutura proposta para o CCT é mostrada na Figura 4.2. Esta figura apresenta não apenas as conexões para a formação do sinal de controle, mas também as conexões para os comandos automáticos ou manuais, locais ou remotos, que determinam a referência de tensão e o valor de  $X_c$ .

A proposta deste trabalho é:

- I. Incluir a impedância de compensação nos controles conjuntos de tensão digitais, suportados por sistemas de supervisão em tempo real, de usinas e subestações de compensadores síncronos. Desta forma esses equipamentos vão atuar como controle secundário de tensão descentralizado do Sistema Interligado.

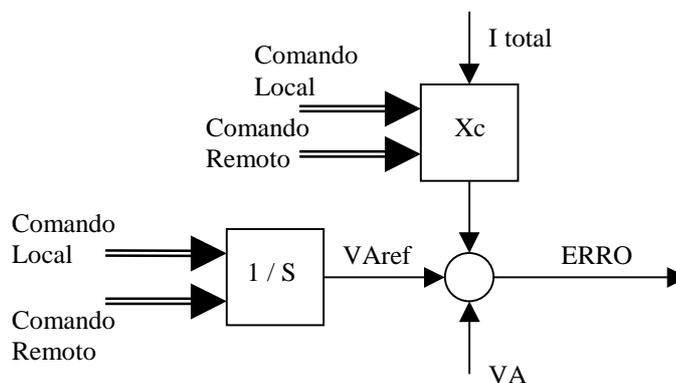


Figura 4.2 – Proposta para o CCT.

- II. Sugerir uma metodologia para o ajuste da impedância de compensação de modo a melhorar o controle de tensão sistêmico.
- III. Permitir a alteração desta impedância a partir de comando local ou remoto, em caso de alteração da configuração do sistema próxima à usina ou subestação. A alternativa de comando local é a partir do uso do Estimador de Estado para identificar a alteração de configuração. A alternativa de comando remoto é através do controle centralizado sistêmico.

Para definir o alcance da metodologia proposta neste trabalho, é previsto que as usinas controlam as tensões nas barras críticas do sistema de transmissão de um sistema elétrico de potência através do Controle Conjunto de Tensão (CCT), utilizando uma impedância de compensação de queda de tensão ( $X_c$ ). Logo, a intenção é controlar tensões que não sejam mais de um nível de transformação distante da barra de alta tensão das usinas, visto que quanto mais se avança em direção à carga, maiores são as chances de se alcançar os limites de excitação dos geradores da usina e de haver interação com os sistemas de controle de outras áreas do sistema. A metodologia aqui proposta procura estabelecer uma forma de controle contínua e permanente, através do CCT de todas as usinas do sistema que possuem tal controlador, as quais contribuirão de forma simultânea para controlar a tensão nas barras críticas.

A filosofia de controle proposta, usando barras críticas, será apresentada considerando-se a ação do CCT nos geradores do sistema. O conceito apresentado é baseado no modelo linearizado de fluxo de potência para o laço potência reativa-tensão, a partir da redução da matriz Jacobiano eliminando-se o laço potência ativa-ângulo de fase da tensão,

$$\begin{pmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} B_{12} & B_{21} \\ B_{21} & B_{22} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \end{pmatrix} \quad (4.3.3)$$

onde,

o índice 1 refere-se aos geradores cujas referências de tensão são controladas pelo CCT.

o índice 2 refere-se a todas as barras críticas,

$\Delta Q_i$  são os vetores de variações, em relação à condição de operação adotada como base, de injeção de potência reativas nas barras dos tipos  $i=1$  e 2,

$\Delta V_i$  são os vetores de variações, em relação à condição de operação adotada como base, das tensões nas barras dos tipos  $i=1$  e 2.

A matriz B é obtida a partir da redução da matriz Jacobiano do fluxo de potência, eliminando-se as dependências de  $\Delta P$  e  $\Delta \theta$ . As submatrizes  $B_{ij} = \Delta Q_i / \Delta V_j$  são calculadas para a condição de operação do caso base considerado. Extraíndo-se  $\Delta V_2$  da equação (4.3.3) em relação a outras variáveis chega-se a

$$\underline{\Delta V}_2 = B_{22}^{-1} \cdot \underline{\Delta Q}_2 + B_{22}^{-1} \cdot B_{21} \cdot \underline{\Delta V}_1 \quad (4.3.4)$$

que pode ser escrita como uma expressão da forma,

$$\underline{x} = M \cdot \underline{q} + N \cdot \underline{u} \quad (4.3.5)$$

Nesta equação a perturbação é a mudança nas injeções de potência reativa no sistema e é representada pela variável  $q$ . Admitindo-se que após esta perturbação o controle secundário tem sucesso ao restaurar as tensões das barras fictícias aos seus valores de referência, o CCT estabelece novas referências para os geradores, correspondentes a  $\Delta V_1$  em (4.3.4) ou  $u$  em (4.3.5), de acordo com a equação

$$V_g = V_{\text{compensada}} + (X_c + X_t) \cdot I_{gR} \quad (4.3.6)$$

Que possui a característica de controle de tensão em regime permanente mostrada na Figura 4.3.

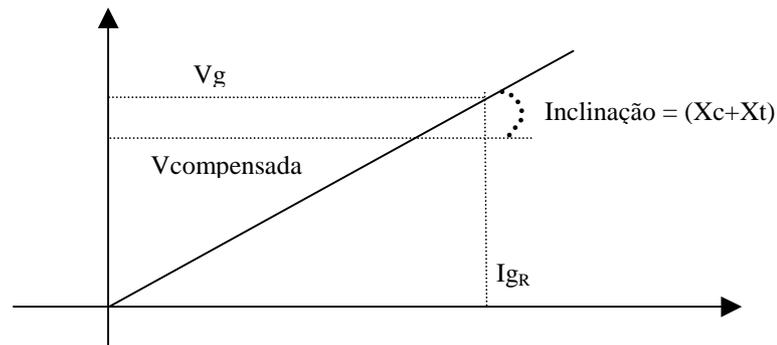


Figura 4.3 – Característica do controle com  $X_c$ .

A equação (4.3.6) pode ser escrita em termos de diferenças como

$$\Delta V_g = \Delta V_1 = (X_c + X_t) \cdot \Delta I_{gR} \quad (4.3.7)$$

ou ainda,

$$\underline{x} = M \cdot \underline{q} + N \cdot (X_c + X_t) \cdot \Delta I_{gR} \quad (4.3.8)$$

onde,

$V_g$  é a tensão terminal dos geradores,

$V_{compensada}$  é a tensão na barra fictícia controlada pelo CCT,

$X_t$  é a impedância dos transformadores elevadores,

$I_{gR}$  é a corrente reativa dos geradores.

Como a ação de controle do CCT é imediata, a nova condição de regime permanente do sistema é atingida com a resposta dos geradores, compensando parte da variação de tensão causada pela variação das injeções de potência reativa no sistema. Assim, enquanto o produto  $M \cdot q$  reflete a variação nas tensões das barras críticas, o produto  $N \cdot (X_c + X_t) \cdot \Delta I_{gR}$  reflete a compensação destas variações pelos equipamentos de controle. Portanto, as tensões nas barras críticas serão melhores do que se não houvesse o CCT e todas as barras do sistema sofrem o efeito da ação do CCT.

Comparando-se a equação (4.3.8) com a equação (2.3.7) utilizada na filosofia de barra piloto de Controle Secundário de Tensão (CST), pode ser destacada a principal vantagem do método proposto. Por ser uma ação de controle contínua o CCT com  $X_c$  apresenta resposta mais rápida que o CST, sendo sua principal desvantagem a não correção de toda a queda de tensão nas barras críticas.

Desta forma, o método proposto antecipa-se ao CST nas ações corretivas para dotar o sistema de maior segurança sob o aspecto de controle de tensão. Assim, a correção das tensões de forma mais rápida dos geradores e compensadores de potência reativa vai se refletir na habilidade do sistema operar de forma estável e de permanecer estável após um crescimento de carga. Dado que a segurança do sistema quanto ao controle de tensão é maior quanto maior for a sua margem da reserva de potência reativa para atender as emergências, além de depender da forma de distribuição desta margem, uma questão importante do método proposto é na escolha dos valores de  $X_c$  para garantir que essas margens sejam adequadas. Entretanto, a otimização das margens e o restabelecimento das tensões da barras críticas aos seus valores desejados só poderão ser feitas em uma etapa posterior de controle, seja coordenado por ação humana, seja automático através de um controle secundário ou terciário de tensão. É importante destacar que durante o período de tempo para que sejam tomadas essas ações, o sistema opera em condição melhor que se não existisse a ação do CST.

Uma questão que deve ser ressaltada é o comportamento do sistema de controle durante uma perturbação no sistema que envolva mudança de configuração e não apenas mudança nas injeções de potência reativa. Na filosofia utilizando barra piloto essa questão pode ser tratada de duas formas, simultânea ou separadamente, que é alterar os valores de referência de tensão das barras pilotos e/ou alterar o fator de participação dos geradores no CST. Ambas as ações podem ser efetuadas de forma automática ou manual, mas são necessárias para garantir níveis adequados de segurança de controle de tensão ao sistema. Até que elas sejam tomadas há aumento no risco de instabilidade de tensão, principalmente se as

referências dos geradores forem alteradas como se a mudança de configuração não tivesse existido.

No método proposto a alteração de configuração reflete-se em variação nas tensões de acordo com a equação (4.3.8), alterada para a equação (4.3.9) mostrada a seguir,

$$\underline{x} = M^{\cdot} \cdot \underline{q} + N^{\cdot} \cdot (X_c + X_t) \cdot \underline{\Delta I_{gR}} \quad (4.3.9)$$

onde as matrizes  $M^{\cdot}$  e  $N^{\cdot}$  são obtidas a partir da matriz Jacobiano do fluxo de potência para a nova configuração. Como não há alteração nas injeções de potência reativas do sistema,  $q$  é nula e a equação (4.3.9) se reduz a

$$\underline{x} = N^{\cdot} \cdot (X_c + X_t) \cdot \underline{\Delta I_{gR}} \quad (4.3.10)$$

isto é, com o CST utilizando a impedância de compensação de queda de tensão, as tensões no sistema se alteram somente em função das variações nas correntes reativas dos geradores. Assim, para garantir um bom desempenho e aumentar a segurança do sistema após mudança de configuração, pode ser feita uma mudança nos valores das impedâncias de compensação de queda de tensão ajustadas no CCT das diversas usinas, que pode ser de forma automática e em tempo muito curto para as alterações de configuração que envolvam elementos do sistema de transmissão nas proximidades das usinas.

Para isto é necessário que o sistema de supervisão das usinas receba a informação de que houve alteração de configuração no sistema. Esta alteração no valor da impedância de compensação pode ser realizada em várias usinas próximas, de tal forma que elas se compensem no controle de tensão, eleva-se a impedância de algumas usinas e reduz-se a impedância de outras, objetivando manter ou reduzir a variação nas tensões do sistema, o valor de  $x$  na equação (4.3.10). Caso as alterações no valor de  $X_c$  não sejam efetuadas, há aumento no risco à segurança do sistema quanto ao controle de tensão. Outra possibilidade para comandar a troca de  $X_c$  é utilizar o Estimador de Estado para identificar a alteração de

configuração. Esta alteração de  $X_c$  vai impor uma aplicação de degrau no erro de controle do CCT, tornando sua ação mais rápida do que se fosse realizada uma alteração da tensão de referência do CCT, a qual ocorre em rampa. Isto é uma vantagem da metodologia proposta em caso de perturbações no sistema.

Portanto, o método proposto é fundamentado na impedância de compensação de queda de tensão do CST de usinas, que necessita ser digital e integrado ao sistema de supervisão das usinas para que seja passível de mudança no valor da impedância quando de alteração na configuração do sistema. Também é desejável que este sistema de supervisão possua o aplicativo estimador de Estado. Para que esta mudança seja possível é necessário também que o sistema de supervisão seja dotado de recursos de comunicação para ser informado de que houve mudança de configuração. Caso se deseje abdicar dos recursos de comunicação, torna-se necessário realizar esta identificação através das próprias medidas dos sistemas de supervisão, através do Estimador de Estado.

#### **4.4. Exemplo**

Seja o exemplo da Figura 4.4, usado para ilustrar a proposição da filosofia da Impedância de Compensação. Considere um sistema com duas usinas, cada uma representada pelo equivalente de suas máquinas e transformadores elevadores, conectadas a uma barra de carga (Barra 5). Sejam ainda as duas usinas compostas de unidades geradoras iguais, e cada unidade com capacidade de geração de 10 % da carga. A Usina 1, conectada à Barra 1 e tendo a Barra 3 como sua alta tensão, responsável por atender 30 % da carga ativa, é conectada à carga por uma linha de transmissão (linha 3-5). Por outro lado, a Usina 2, conectada à Barra 2 e tendo a Barra 4 como sua alta tensão, é conectada à carga por duas linhas de transmissão (linhas 4-5), atendendo 70 % da potência ativa da carga. Considere ainda que as máquinas não possuem limitações e que as linhas e transformadores possuem resistências desprezíveis. Os

transformadores equivalentes possuem reatâncias de 5 % (1-3), e 2 % (2-4), respectivamente, e as reatâncias das linhas de transmissão são de 1 %, para a linha 3-5, e 3 %, para cada uma das linhas 4-5. Consideram-se ainda que as linhas são curtas, isto é, suas capacitâncias são desprezíveis.

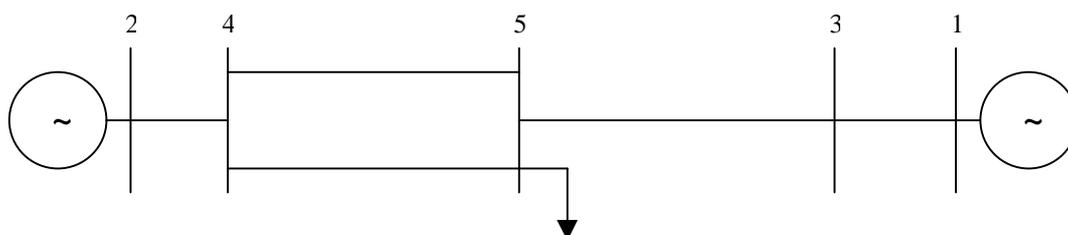


Figura 4.4 – Sistema exemplo para ilustrar a proposta.

Considerando-se o controle automático de tensão realizado de formas diferentes, foi efetuada a elevação na carga de 5 %, 10 % e 15 %, cujos resultados em termos de tensões no sistema são mostrados a seguir. Foram consideradas as seguintes formas de controle de tensão:

- A) Na tensão terminal dos geradores.

Tabela 4.4.1 – Tensões no sistema exemplo para modo de controle A.

Barra	1	2	3	4	5
Caso Base	1,000	1,000	0,933	0,947	0,922
+5 % carga	1,000	1,000	0,927	0,942	0,916
+10% carga	1,000	1,000	0,921	0,938	0,909
+15% carga	1,000	1,000	0,915	0,932	0,902

- B) Na barra de alta tensão das usinas.

Tabela 4.4.2 – Tensões no sistema exemplo para modo de controle B.

Barra	1	2	3	4	5
Caso Base	1,000	1,000	0,933	0,947	0,922
+5 % carga	1,008	1,003	0,933	0,947	0,922
+10% carga	1,014	1,006	0,933	0,947	0,921
+15% carga	1,021	1,010	0,933	0,947	0,919

- C) A Usina 1 controlando a barra de alta e a Usina 2 controlando uma tensão com  $X_c = 25\%$  da impedância equivalente das duas linhas de transmissão.

Tabela 4.4.3 – Tensões no sistema exemplo para modo de controle C.

Barra	1	2	3	4	5
Caso Base	1,000	1,000	0,933	0,947	0,922
+5 % carga	1,006	1,004	0,933	0,948	0,922
+10% carga	1,012	1,009	0,933	0,948	0,921
+15% carga	1,017	1,013	0,933	0,949	0,920

- D) A Usina 1 controlando a barra de alta e a Usina 2 controlando uma tensão com  $X_c = 50\%$  da impedância equivalente das duas linhas de transmissão.

Tabela 4.4.4 – Tensões no sistema exemplo para modo de controle D.

Barra	1	2	3	4	5
Caso Base	1,000	1,000	0,933	0,947	0,922
+5 % carga	1,006	1,004	0,933	0,948	0,922
+10% carga	1,011	1,010	0,933	0,949	0,921
+15% carga	1,015	1,015	0,933	0,950	0,921

- E) A Usina 1 controlando a tensão terminal e a Usina 2 controlando uma tensão com  $X_c = 25\%$  da impedância equivalente das duas linhas de transmissão.

Tabela 4.4.5 – Tensões no sistema exemplo para modo de controle E.

Barra	1	2	3	4	5
Caso Base	1,000	1,000	0,933	0,947	0,922
+5 % carga	1,000	1,007	0,931	0,948	0,921
+10% carga	1,000	1,013	0,929	0,949	0,919
+15% carga	1,000	1,019	0,928	0,950	0,917

A Tabela 4.4.5 mostra as distâncias entre a barra controlada por cada usina e a barra de carga, para cada um dos modos de controle aplicados no exemplo apresentado. Nesta tabela observa-se a Usina 2 é mais próxima da carga quando o controle é feito nas tensões a Usina 1 é mais próxima da carga quando o controle é feito na barra de alta tensão.

Tabela 4.4.5 – Distância entre as usinas e a carga em termos de impedância.

	A	B	C	D	E
Usina 1	6,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	6,0 %
Usina 2	3,5 %	1,5 %	1,125 %	0,75 %	1,125 %

A influência de cada modo de controle na geração de potência reativa das usinas é apresentada na Tabela 4.4.6, através dos coeficientes de sensibilidade nas gerações de potência reativa de cada uma das usinas em função da elevação de potência reativa consumida pela carga do sistema.

Tabela 4.4.6 – Variação da potência reativa com o aumento da carga, com dois circuitos.

	A	B	C	D	E
$\Delta Q1/\Delta Qc$	1,45 Mvar/Mvar	1,74 Mvar/Mvar	1,48 Mvar/Mvar	1,32 Mvar/Mvar	0,61 Mvar/Mvar
$\Delta Q2/\Delta Qc$	3,03 Mvar/Mvar	2,32 Mvar/Mvar	2,55 Mvar/Mvar	2,60 Mvar/Mvar	3,47 Mvar/Mvar

Observa-se que à medida que a impedância de compensação da Usina 2 aumenta, ou seja, à medida que o controle de tensão da Usina 2 aproxima-se da carga, há uma variação sensível nos fatores de contribuição de cada usina, fazendo com que a distribuição de potência reativa entre as máquinas varie bastante. A utilização da impedância de compensação age de forma equivalente ao estatismo de regime permanente, alterando a distribuição natural que ocorreria no sistema de potência. Portanto, pode-se dizer que a impedância equivalente entre o local da variação e a fonte é alterada, ou seja, pode-se ligar, construir, desligar ou alterar o comprimento de linhas de transmissão de forma fictícia. É importante dizer que isto só é efetivo se a usina tiver capacidade para suprir a potência reativa solicitada pelo sistema.

A solução obtida com a impedância de compensação também pode ser alcançada com outras formas de controle de tensão, visto que, o resultado final produz o valor de referência da tensão do regulador de tensão. Entretanto, a vantagem da utilização da impedância de compensação é que este valor de referência é obtido naturalmente, sem necessidade de cálculos complexos, dependendo apenas da corrente que está saindo da usina. É óbvio que, como qualquer solução de controle, a solução apresentada requer um custo associado, que é o

carregamento excessivo de algumas fontes, que podem ser exigidas além de sua capacidade. Neste momento, a solução perde um pouco sua eficiência, que pode ser recuperada pela troca do valor da impedância, e a conseqüente variação de tensão terminal. Este fato ocorre porque o valor ideal das diversas impedâncias de compensação utilizadas nas usinas é fortemente dependente da configuração do sistema. Esta influência pode ser vista na Tabela 4.4.7., que apresenta os coeficientes de sensibilidade nas gerações de potência reativa de cada uma das usinas, considerando-se uma elevação na carga, com apenas um circuito entre a Usina 2 e a carga.

Tabela 4.4.7 – Variação da potência reativa com o aumento da carga com um circuito.

	A	B	C	D	E
$\Delta Q1/\Delta Qc$	2,23 Mvar/Mvar	2,46 Mvar/Mvar	1,75 Mvar/Mvar	0,53 Mvar/Mvar	0,58 Mvar/Mvar
$\Delta Q2/\Delta Qc$	3,99 Mvar/Mvar	2,80 Mvar/Mvar	3,34 Mvar/Mvar	4,32 Mvar/Mvar	4,37 Mvar/Mvar

Uma forma de reduzir a perda de eficiência é através de valores pré-calculados de impedância de compensação para algumas configurações do sistema. Assim, quando houver mudança de configuração, esta alteração de  $X_c$  vai impor uma aplicação de degrau na referência de tensão do CCT, tornando seu efeito mais rápido. Por exemplo, a Tabela 4.4.8 mostra o efeito da perda de um dos circuitos entre a Usina 2 e a carga, para as diversas filosofias de controle de tensão que estão sendo comparadas. Para a condição inicial, a tensão de cada usina é 1,0 pu, a carga é 1000 MW e 210 Mvar, a Usina 1 está gerando 300 MW e 159 Mvar e a Usina 2 está gerando 700 MW e 317 Mvar. Desta forma, as perdas reativas do sistema totalizam 276 Mvar.

Tabela 4.4.8 – Efeito da perda de um circuito entre a Usina 2 e a carga.

	A	B	C	D	E
$\Delta Q1$	64,7 Mvar	110,8 Mvar	63,9 Mvar	7,1 Mvar	10,2 Mvar
$\Delta Q2$	59,2 Mvar	-3,9 Mvar	32,2 Mvar	81,4 Mvar	83,1 Mvar
$\Delta Vc$	-0,038 pu	-0,009 pu	-0,005 pu	0,0 pu	-0,006 pu
$\Delta Pq$	123,5 Mvar	106,9 Mvar	96,1 Mvar	88,5 Mvar	93,3 Mvar
V1	1,000 pu	1,050 pu	1,030 pu	1,004 pu	1,000 pu
V2	1,000 pu	0,999 pu	1,021 pu	1,049 pu	1,044 pu

Observa-se que a alteração do valor da impedância de compensação após a perda do circuito vai levar a uma melhor distribuição de potência reativa no sistema, o que produz outras conseqüências benéficas, como a redução das perdas de potência reativa e o aumento do perfil de tensão no sistema.

A alteração do valor da impedância de compensação implica em um redespacho automático de potência reativa do sistema. A importância deste redespacho pode ser traduzida em uma função de “reforço” [*Prada*] da segurança de tensão do sistema. Pode ser destacado [*Prada*] que esta função de reforço em barra de geração é uma medida inédita, embora sua necessidade seja reconhecida.

A implementação da proposta descrita em um CCT torna sua ação descentralizada em regime normal de operação, requerendo uma ação centralizada apenas nos momentos de troca das impedâncias de compensação, fruto de mudança de configuração do sistema. Uma condição para o uso deste recurso é que o CCT seja digital e o parâmetro  $X_c$  permita seu ajuste remotamente. Em CCT analógicos, mesmo que exista a impedância de compensação, é impossível o seu ajuste remotamente, motivo pelo qual a metodologia proposta não pode ser aplicada.

A implementação desta proposta é relativamente simples. O ajuste de  $X_c$  é definido por estudos, para cada usina que possui um CCT digital, em função do período de carga do sistema. Esses estudos também definem as usinas que influenciam cada região. A partir da definição deste valor não há necessidade de comunicação constante entre a sala de controle centralizado do sistema e as usinas. Mudanças significativas na configuração do sistema levam a mudanças nos valores de  $X_c$  para permitir a redistribuição no fluxo de potência reativa. Esses novos valores de  $X_c$  são calculados na sala de controle centralizado do sistema, ou foram definidos anteriormente por estudos, sendo então enviadas ordens de mudança para as usinas. Por isso deve ser previsto um tempo de alguns (poucos) segundos para que esta

mudança seja efetuada. As metodologias para cálculo de  $X_c$  e escolha das usinas de influência são apresentadas na seqüência deste trabalho.

## 4.5. Metodologia para Cálculo de $X_c$

Para operacionalizar o uso da Impedância de Compensação de Queda de Tensão será apresentada a seguir a proposta para a sua determinação. Esta metodologia foi desenvolvida para ser utilizada em um programa comercial de cálculo de fluxo de potência. Propõe-se que seja adotada como caso base a condição de carga máxima do sistema com configuração completa. A escolha da condição de carga máxima se dá em função da reserva de potência reativa do sistema ser menor que em outra condição de operação, exigindo mais robustez de qualquer filosofia de controle automático. Além disso, o sistema operar mais próximo de seus limites de regime permanente e dinâmico, favorecendo o aparecimento de problemas de estabilidade de tensão e angular quando de mudanças no ponto de operação, o que também exige mais robustez de qualquer filosofia de controle.

- I. Determinação das usinas mais influenciadas por variações de tensão no sistema de transmissão: considera-se as tensões terminais dos geradores constantes, ou seja, ocorre somente a ação do controle primário de tensão e a aplicação de compensação reativa em derivação em algumas barras de carga ( $\Delta Q_{L_i}$ ) do sistema de transmissão. São calculados dois valores de sensibilidade: S1, entre a variação de geração de potência reativa em usina ( $\Delta Q_{G_j}$ ) e a variação da potência reativa em derivação aplicada nas barras; e S2, entre a variação de tensão em barras de carga ( $\Delta V_{L_j}$ ) e a variação da potência reativa em derivação aplicada nas barras.

$$S1_{ji} = \Delta Q_{G_j} / \Delta Q_{L_i} \quad [\text{Mvar/Mvar}] \quad (4.5.1)$$

$$S2_{jk} = \Delta V_{Lk} / \Delta Q_{Li} \quad [\text{pu/Mvar}] \quad (4.5.2)$$

- II. A relação entre estes dois valores mostra quanto varia a potência reativa de cada usina para uma determinada variação de tensão em uma barra de carga no sistema de transmissão (Mvar/pu). A ordenação desses valores para cada barra de carga considerada permite identificar as usinas mais influenciadas pelas variações de tensão neste sistema de transmissão. Essas usinas serão aquelas onde a impedância de compensação será avaliada.

$$SG_{ji} = S1 / S2 = (\Delta Q_{Gj} / \Delta Q_{Li}) / (\Delta V_{Lj} / \Delta Q_{Li}) \quad [\text{Mvar/Mvar}] / [\text{pu/Mvar}]$$

$$SG_{jk} = \Delta Q_{Gj} / \Delta V_{Lk} \quad [\text{Mvar/pu}] \quad (4.5.3)$$

- III. Determinação da influência das usinas nas tensões do sistema de transmissão: considera-se as tensões terminais dos outros geradores constantes, ou seja, ocorre somente a ação do controle primário de tensão, e realiza-se a variação na tensão terminal de uma única usina por vez ( $\Delta V_{Gj}$ ). Isto é feito nas usinas identificadas no primeiro passo. É calculada a sensibilidade S3 entre a variação de tensão em barra de carga do sistema de transmissão ( $\Delta V_{Lk}$ ) e a variação de tensão terminal efetuada. Assim, é identificada a área de influência de cada usina. Este passo, em conjunto com o anterior, identifica as usinas onde o uso da impedância de compensação vai ser efetivo para controlar as tensões no sistema de transmissão. Essas usinas são aquelas que apresentam os maiores valores sensibilidades  $SG_{jk}$  e  $S3_{kj}$ .

$$S3_{kj} = \Delta V_{Lk} / \Delta V_{Gj} \quad [\text{pu/pu}] \quad (4.5.4)$$

- IV. Determinação da influência entre as usinas: considerando-se as tensões terminais dos outros geradores constantes, ou seja, ocorre somente a ação do controle

primário de tensão, realiza-se a variação na tensão terminal de uma única usina por vez ( $\Delta V_{Gj}$ ). Isto é feito nas usinas identificadas no passo anterior. É calculada a sensibilidade S4 entre a variação de geração de potência reativa em usina ( $\Delta Q_{Gi}$ ) e a variação de tensão terminal efetuada. Assim são identificadas quais usinas mais influenciam nas outras. Deve-se observar que em condições distantes do ponto de colapso de tensão os elementos  $S4_{ii}$  serão positivos e os elementos  $S4_{ij}$  serão negativos.

$$S4_{ij} = \Delta Q_{Gi} / \Delta V_{Gj} \quad [\text{Mvar/pu}] \quad (4.5.5)$$

- V. Montagem da matriz de sensibilidades S4 entre essas usinas: essa matriz mostra como cada uma delas influencia e é influenciada pela variação das tensões terminais dela própria e das outras, isto é, os elementos  $S4_{ij}$ . A soma de cada coluna,  $\sum_i S4_{ij}$ , indica a capacidade do sistema em compensar a potência reativa gerada em uma usina através da tensão terminal das outras usinas. Assim, quanto mais negativa for  $\sum_i S4_{ij}$ , a soma da coluna da matriz formada neste passo, maior a capacidade do sistema compensar a elevação de potência reativa gerada em uma usina, através da impedância de compensação, assim, a usina torna-se grande candidata a usar Xc.
- VI. Conversão da matriz de sensibilidades S4 para  $\Delta Q5$ : cada coluna da matriz montada no passo anterior é convertida para a base da usina, considerando uma variação de 5 % na tensão terminal. A base da usina é a potência reativa nominal de cada unidade geradora ( $Q_{un_j}$ ) multiplicada pelo número de máquinas ( $N_{MAQ}$ ). Esta conversão serve para identificar aquelas usinas com maior possibilidade de alcançar seu limite de fornecimento de potência reativa. Quanto maior o valor da diagonal da matriz, maior a chance de se esgotar a capacidade da usina.

$$\Delta Q5_{ij} \text{ pu} = 0,05 \cdot S4_{ij} / Q_{nom_j} \quad [\text{pu}] \quad (4.5.6)$$

$$Q_{nomj} = N_{MAQ} \cdot Q_{unj} \text{ [Mvar]} \quad (4.5.7)$$

VII. Montagem da matriz de reatâncias equivalentes  $X_e$ : considerando-se a linearização em torno de um ponto de operação, pode-se calcular um reatância equivalente baseada na matriz de sensibilidades calculada nos passos IV e V, utilizando-se a equação

$$X_{e_{ij}} = \Delta V_{Gi} / \Delta Q_{Gj} = 10.000 / S_{4_{ij}} \text{ [% na base 100 MVA]} \quad (4.5.8)$$

Para os elementos simétricos são usados os valores médios das sensibilidades. O elemento da diagonal é o valor da impedância da barra terminal da usina à “barra infinita” do sistema.

VIII. Determinação do valor máximo da impedância de compensação: a matriz montada no passo anterior permite visualizar o valor máximo que a impedância de compensação pode ser ajustada para que não haja superposição entre os CCT das usinas. O valor máximo para qualquer usina é o menor de dois valores:

- a) A impedância de conexão à barra infinita menos a impedância do transformador elevador.
- b) Metade da impedância até a usina mais próxima menos a impedância do transformador elevador.

Isto é refletido na equação (4.5.9),

$$X_{C_i \text{ MAX}} = \min \begin{cases} X_{e_{ii}} - X_{t_i} \\ (X_{e_{ij}} / 2) - X_{t_i} \end{cases} \quad (4.5.9)$$

IX. Escolha do valor de  $X_c$ : como a questão da impedância de compensação é relativa, a impedância de compensação de uma só usina pode ser ajustada em qualquer valor dentro do limite determinado no passo anterior.

As figura 4.5 e 4.6 apresentam o fluxograma da metodologia apresentada. O problema da determinação do valor exato da impedância de compensação é uma questão de otimização que exige grande esforço computacional e não é o foco principal deste trabalho. Entretanto, como tratar-se de um determinado sistema de transmissão, inserido em um grande sistema interligado, o problema se reduz a uma área restrita contendo poucas usinas com influência. Assim, a solução passa a ser prática e é uma questão apontada para investigação.

Uma alternativa à metodologia apresentada é utilizar diretamente a matriz  $Z_{\text{barra}}$  do sistema para a determinação da impedância entre as usinas e até a barra infinita. Neste caso é necessário que o programa de fluxo de potência utilizado disponibilize a matriz  $Y_{\text{barra}}$ , para que esta possa ser invertida e encontrada a matriz  $Z_{\text{barra}}$ . A impedância de uma barra até a barra infinita do sistema é dada diretamente pelo elemento da diagonal. Para se calcular a impedância entre duas barra barras é necessário excluir a linha e coluna referentes à barra em questão, através de redução, alterando-se assim a barra de referência da matriz  $Z_{\text{barra}}$ . Isto deve ser realizado uma vez para cada uma das barras de alta tensão das usinas consideradas no CCT. As equações 4.5.10 e 4.5.11 expressam o cálculo necessário.

$$X_{e_{ii}} = Z_{\text{barra } ii} \quad (4.5.10)$$

onde  $i$  representa a barra de alta tensão da usina.

$$X_{e_{ij}} = Z^i_{\text{barra } jj} \quad (4.5.11)$$

onde  $Z^i_{\text{barra}}$  é a matriz resultante da eliminação das barra  $i$  na matriz  $Z_{\text{barra}}$  e  $j$  representa a barra de alta tensão das outras usinas.

O valor máximo da impedância de compensação é dado por (4.5.12),

$$X_{C_i \text{ MAX}} = \min \left\{ \begin{array}{l} X_{e_{ii}} \\ X_{e_{ij}} / 2 \end{array} \right. \quad (4.5.12)$$

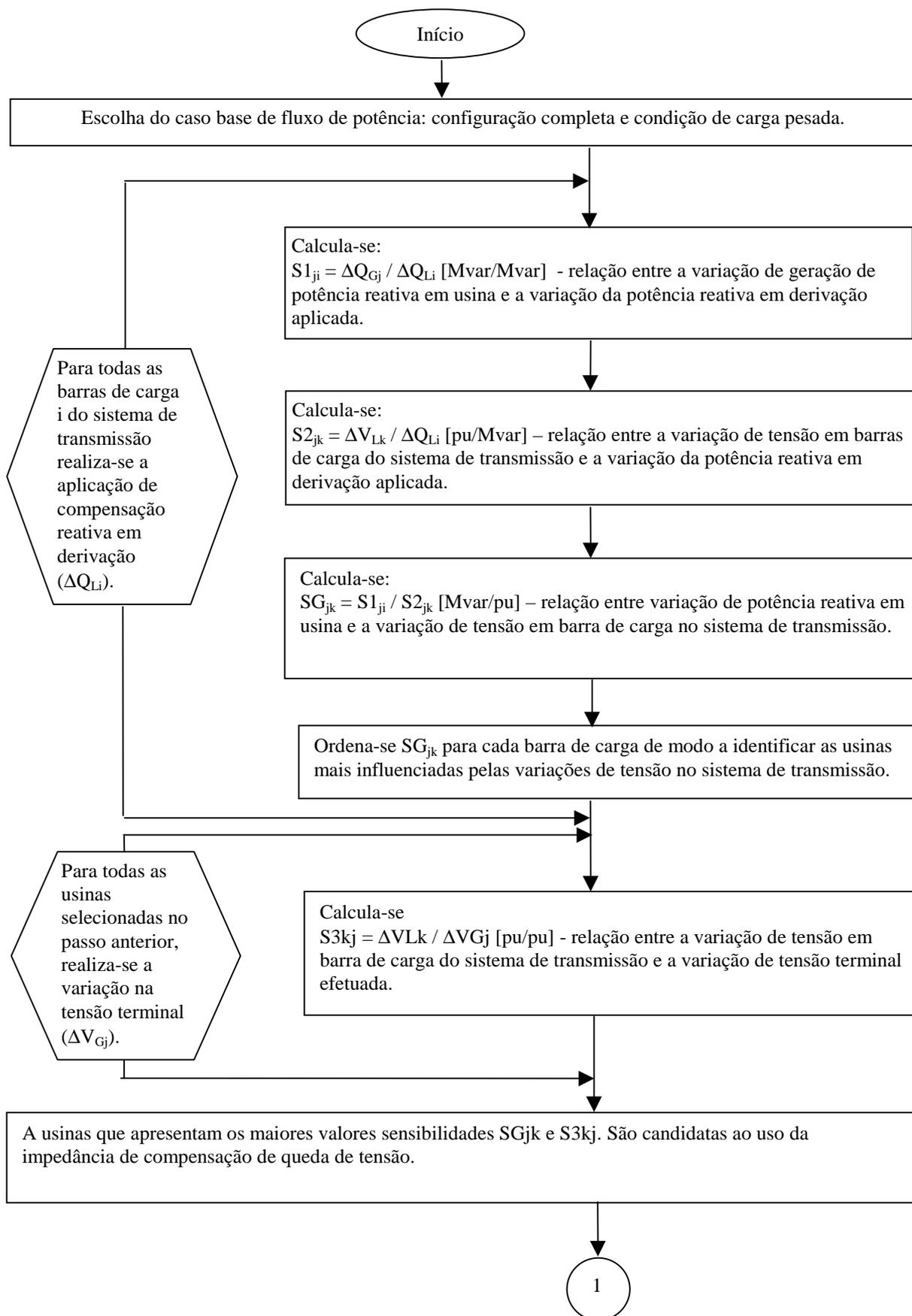


Figura 4.5 – Fluxograma da metodologia proposta – parte 1.

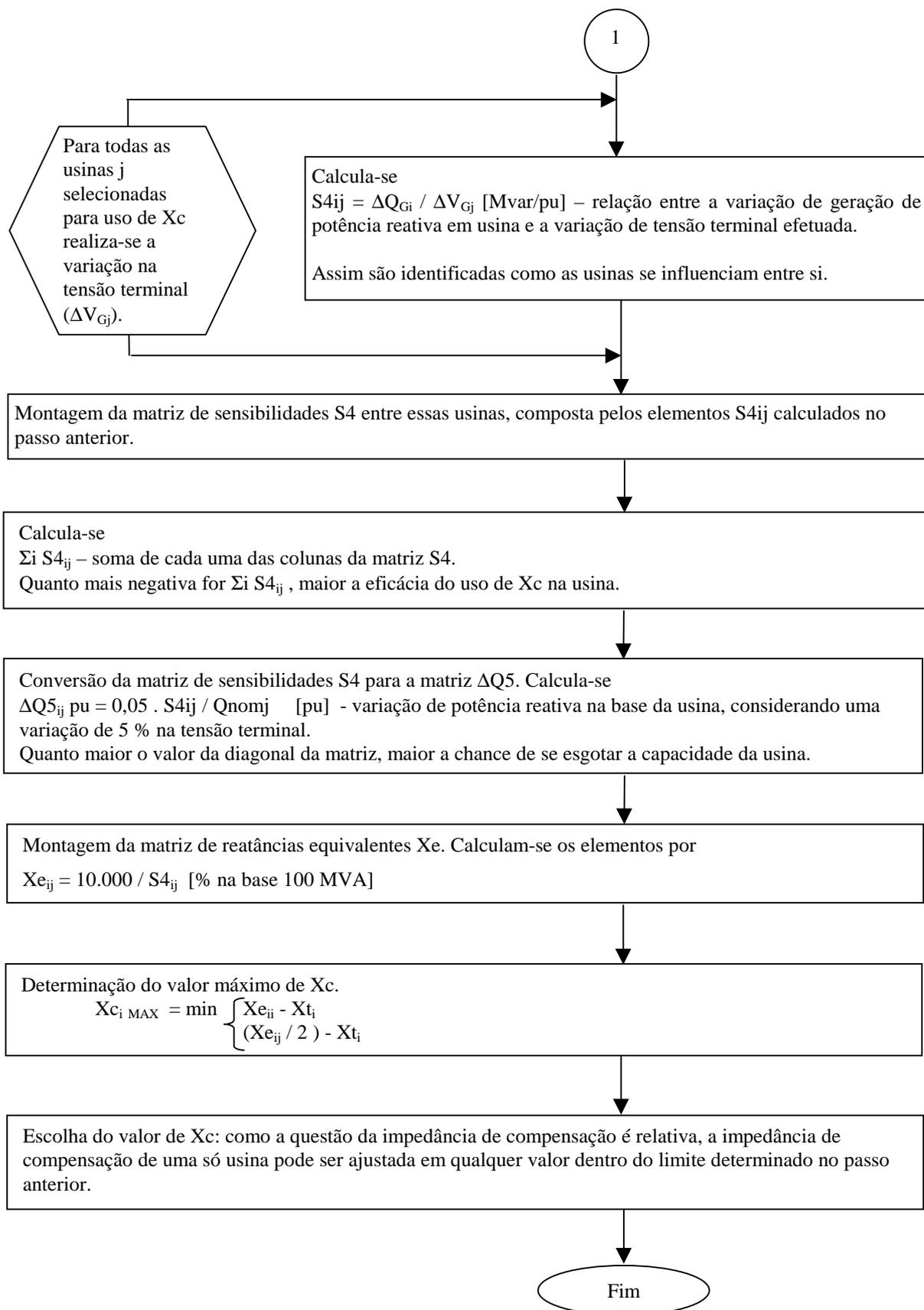


Figura 4.6 – Fluxograma da metodologia proposta – parte 2.

O ponto central deste trabalho é a troca do valor da impedância de compensação entre as usinas quando há mudança na configuração do sistema. Esta troca prevê a menor exigência das usinas que tendem a atingir seu limite de excitação pelas usinas que possuem maior folga. Para realizar a troca no valor da impedância é necessário um comando centralizado, visto que esta troca deve ser feita de maneira coordenada em todas as usinas de influência no sistema de transmissão considerado. Este comando deve ser originado do sistema de supervisão de tempo real do Centro de Operação do Sistema a partir da identificação de que houve uma mudança de configuração no sistema de transmissão, significativa para determinada usina, a qual terá seu valor de impedância diminuído, com o conseqüente aumento no valor da impedância das outras usinas. Considera-se que o intervalo de 10,0 s é suficiente para realizar esta troca. Utilizar o Estimador de Estado para identificar a alteração de configuração, mantendo a filosofia de controle descentralizado, é uma questão apontada para investigação.

#### **4.6. Uso do Método da Continuação**

Uma forma de avaliar a influência da proposta apresentada de CCT na estabilidade de tensão do sistema é através do fluxo de potência continuado. O fluxo de potência continuado pode ser usado para traçar o comportamento de um sistema de potência de um ponto de equilíbrio estável até um ponto de bifurcação. Considera-se que o sistema se comporta de acordo com o seguinte modelo

$$f(x, \lambda) = 0 \quad (4.6.1)$$

onde  $x$  representa as variáveis de estado e  $\lambda$  é um parâmetro do sistema usado para levar o sistema dinamicamente de um ponto de equilíbrio a outro. Este tipo de modelo é usado para diversos estudos de estabilidade de tensão [Mohn], com  $\lambda$  podendo ser a carga do sistema, nível de geração, nível de transferência de potência, comutador de “tap” de transformador ou outro parâmetro de interesse. São utilizadas duas etapas para calcular a trajetória do sistema até o ponto de bifurcação:

- I) passo preditor: que define a direção de crescimento da carga e geração. O vetor tangente pode ser usado com este objetivo [Zambroni de Souza, 1998].
- II) passo corretor: obtido pela inclusão de uma equação que impõe uma condição de ortogonalidade entre o vetor preditor e o vetor corretor. Geralmente o algoritmo corretor converge rapidamente para o ponto de operação desejado.

Para o caso em análise, o parâmetro  $\lambda$  é a impedância de compensação ( $X_c$ ) usada no CCT da usina, ela representa que a usina está controlando a tensão em uma barra fictícia localizada no meio da linha de transmissão que conecta a barra de alta tensão da usina ao sistema interligado.

O aplicativo desenvolvido como programa MatLab realiza a variação do valor de  $X_c$  de 0 % até 100 % da reatância a linha de conexão da usina ao sistema. É criada uma barra fictícia no meio da linha, com tensão controlada pela usina e posição pré-determinadas pelo valor de  $X_c$ . O objetivo é manter o nível de tensão na barra fictícia através da barra de geração representativa da usina. Assim, a tensão dessa barra fictícia é escrita em função da tensão do gerador escolhido para o controle (tensão da barra sai do problema e tensão do gerador entra).

Como a posição desta barra fictícia é variada, foi criada a variável "alfa" que determina a posição da barra fictícia em relação as suas adjacentes. Então, as impedâncias entre a barra fictícia e suas adjacentes foram escritas em função de "alfa" e uma equação de divisor de tensão foi incluída no problema. A posição "alfa" foi variada mantendo-se a tensão nesta barra fictícia constante através da variação da tensão do gerador. Não foi considerada a limitação de tensão terminal nem de corrente de excitação dos geradores, isto é, considerou-se geradores "infinitos".

A aplicação desta metodologia em grandes sistemas elétricos de potência precisa ser avaliada melhor, considerando-se a necessidade de realizar a variação em diversos “alfas”. Sendo assim, o uso de aplicativos de fluxo de potência ótimo deve ser investigada.

## 4.7. Conclusão

Neste capítulo foi apresentada a proposta central do trabalho, uma metodologia para o uso da impedância de compensação de queda de tensão de CCT, como meio para se efetuar o controle secundário de tensão. Esta proposta é baseada em análise de sensibilidade. Mostrou-se também uma alternativa à metodologia apresentada, através do uso da matriz  $Z_{\text{barra}}$ , entretanto, para o seu uso é necessário que o programa de fluxo de potência disponibilize a matriz  $Y_{\text{barra}}$  do sistema.

Também foi apresentado uma ferramenta acadêmica para a avaliação do ponto de colapso de tensão utilizando o método da continuação, incorporando a impedância de compensação de queda de tensão.

No próximo capítulo serão apresentadas simulações mostrando a influência do uso da impedância de compensação de queda de tensão no controle de tensão de sistemas testes. Também serão mostradas aplicações da metodologia proposta no Sistema Interligado Brasileiro. A aplicação do método da continuação, com a impedância de compensação, a grandes sistemas elétricos de potência é uma ferramenta que precisa ser investigada, assim como o uso de aplicativos de fluxo de potência ótimo.

# **CAPÍTULO V**

## **SIMULAÇÕES**

### **5.1. Introdução**

Este capítulo consta de três partes. A primeira apresenta a potencialidade da impedância de compensação, onde são mostrados os resultados de algumas simulações de regime permanente em sistema teste do IEEE, comparando alguns tipos de controle de tensão, como a utilização apenas do controle primário, a utilização do CST com filosofia da barra piloto, o CCT controlando a barra de alta e o CCT utilizando a impedância de compensação. Nesta primeira parte não é utilizada a metodologia apresentada no Capítulo V para o ajuste de  $X_c$ .

A segunda parte apresenta a aplicação da metodologia proposta ao Sistema Interligado Brasileiro, incluindo simulações de regime permanente e dinâmico. Na terceira é apresentada a aplicação do método da continuação.

### **5.2. Análise de Regime Permanente em Sistemas Teste do IEEE**

#### **5.2.a. Sistema 14 barras do IEEE**

Para a análise de regime permanente considerou-se o sistema de 14 barras do IEEE, modificado com a inclusão dos transformadores elevadores das máquinas síncronas existentes, conforme mostra a Figura 5.1, passando a ter 18 barras.

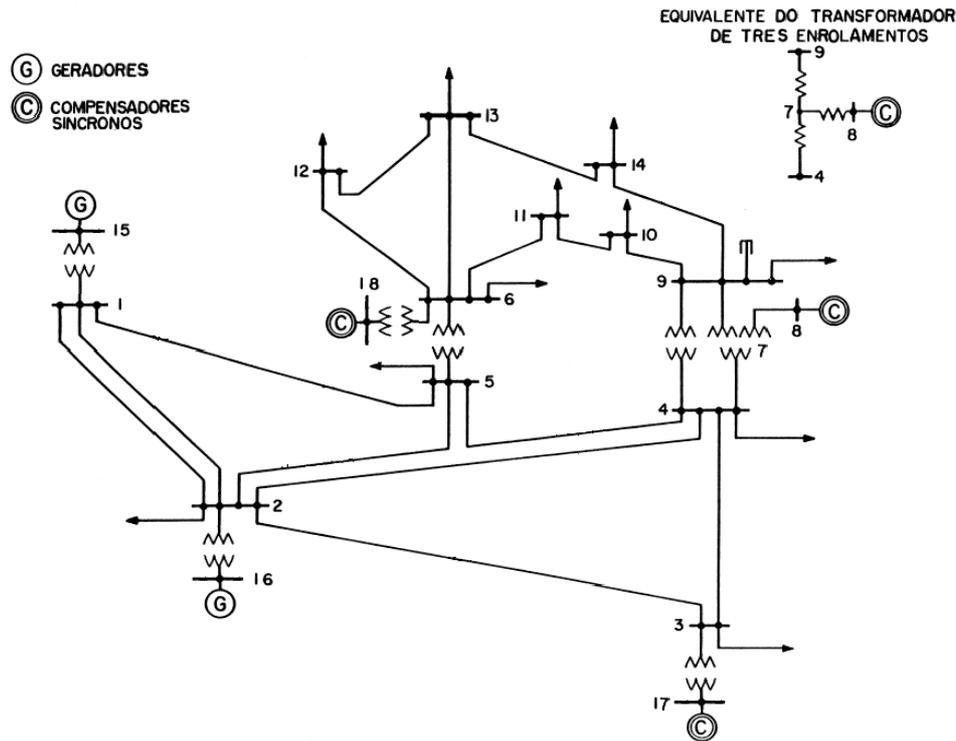


Figura 5.1 – Sistema 14 barras do IEEE, modificado.

Partindo-se de um determinado caso base, procedeu-se o aumento de 5 % na carga ativa e reativa do sistema utilizando-se quatro filosofias de controle de tensão, com os resultados apresentados na Tabela 5.2.1. Foi utilizado o programa ANAREDE.

- A – somente controle primário regulando as barras terminais das máquinas síncronas.
- B – com CCT regulando a barra de alta tensão das usinas no mesmo valor do caso base.
- C – com CST com a filosofia de barra piloto, adotada como a barra 14, escolhida por ser a crítica do ponto de vista de estabilidade de tensão. Manteve-se a mesma distribuição de potência reativa entre as fontes resultante do caso base e a mesma tensão do caso base na barra 14.
- D – com CCT e impedância de compensação de queda de tensão. Utilizando a seguinte estratégia de controle:

- O Síncrono 8 controlando uma de suas barras de alta, a Barra 9.

- A Usina 15 com CCT e  $X_c=1,36\%$ .
- A Usina 16 apenas com controle primário.
- O Síncrono 17 com CCT e  $X_c=3,17\%$ .
- O Síncrono 18 com CCT e  $X_c=6,76\%$ .

Tabela 5.2.1 – Análise de regime permanente.

	Base	A	B	C	D
V 1 pu	0,968	0,955	0,968	0,968	0,968
V2 pu	0,962	0,949	0,962	0,962	0,962
V3 pu	0,948	0,936	0,948	0,949	0,949
V6 pu	0,992	0,984	0,992	0,992	0,993
V9 pu	0,992	0,983	0,991	0,993	0,992
V14 pu	0,970	0,960	0,969	0,970	0,969
Q8 %	19,0	18,8	17,9	18,8	18,2
Q15 %	45,9	45,7	46,5	46,1	46,8
Q16 %	17,3	16,7	17,6	17,3	15,6
Q17 %	15,5	15,0	15,2	15,5	16,3
Q18 %	2,3	3,8	2,7	2,3	3,1
Perdas %	3,6	3,9	3,8	3,8	3,8

Embora o sistema exemplo seja pequeno, verifica-se nos resultados apresentados que o uso da impedância de compensação de queda de tensão no CCT apresenta resultados equivalentes ao CST utilizando barra piloto. A comparação do caso A com os outros casos ressalta bem a importância de se utilizar um CST em sistemas de potência. A escolha da estratégia de controle e impedâncias de compensação foi realizada buscando reduzir o fornecimento da Usina 16 e aumentar o fornecimento da Usina 1, do Síncrono 17, que está localizado junto à barra que contém cerca de 1/3 do consumo total, e do Síncrono 18.

Realizando-se a mesma análise em outra condição de carga, com 75 % da carga ativa e 50 % da carga reativa do caso base anterior, mantendo-se as tensões terminais dos geradores e compensadores síncronos, são obtidos os resultados apresentados na Tabela 5.2.2.

Tabela 5.2.2 – Análise de regime permanente com carga reduzida.

	Base	A	B	C	D
V 1 pu	1,012	1,015	1,012	1,007	1,012
V2 pu	1,005	1,009	1,005	1,000	1,005
V3 pu	0,991	0,995	0,991	0,987	0,990
V6 pu	1,027	1,030	1,027	1,027	1,027
V9 pu	1,033	1,036	1,035	1,031	1,033
V14 pu	1,016	1,020	1,018	1,016	1,017
Q8 %	16,3	15,3	24,4	16,3	18,7
Q15 %	61,5	67,6	83,0	61,2	66,8
Q16 %	27,2	31,3	2,8	27,0	35,8
Q17 %	21,6	24,0	27,2	21,5	17,9
Q18 %	-26,7	-38,2	-37,5	-26,0	-39,2
Perdas %	2,3	2,1	2,1	2,1	2,1

Verifica-se nos resultados apresentados que o uso da impedância de compensação de queda de tensão no CCT também apresenta resultados equivalentes ao CST utilizando barra piloto, embora a impedância não tenha sido determinada por nenhum método científico. Verifica-se também que a distribuição da potência reativa pretendida com a escolha da estratégia de tensão não foi satisfatória, já que houve aumento nos fornecimentos das Usinas 20 e 21 e redução nos Síncronos 17 e 18.

### 5.2.b. Sistema 57 barras do IEEE

Para aprofundar um pouco mais a investigação da potencialidade da proposta apresentada, realizou-se também a análise de regime permanente com o sistema de

57 barras do IEEE, mostrado na Figura 5.2. Este sistema não representa os transformadores elevadores das máquinas, que, entretanto, também não foram incluídos. Sendo assim, o controle na barra do gerador já significa que o controle é exercido na barra de alta tensão. Foi utilizado o programa ANAREDE.

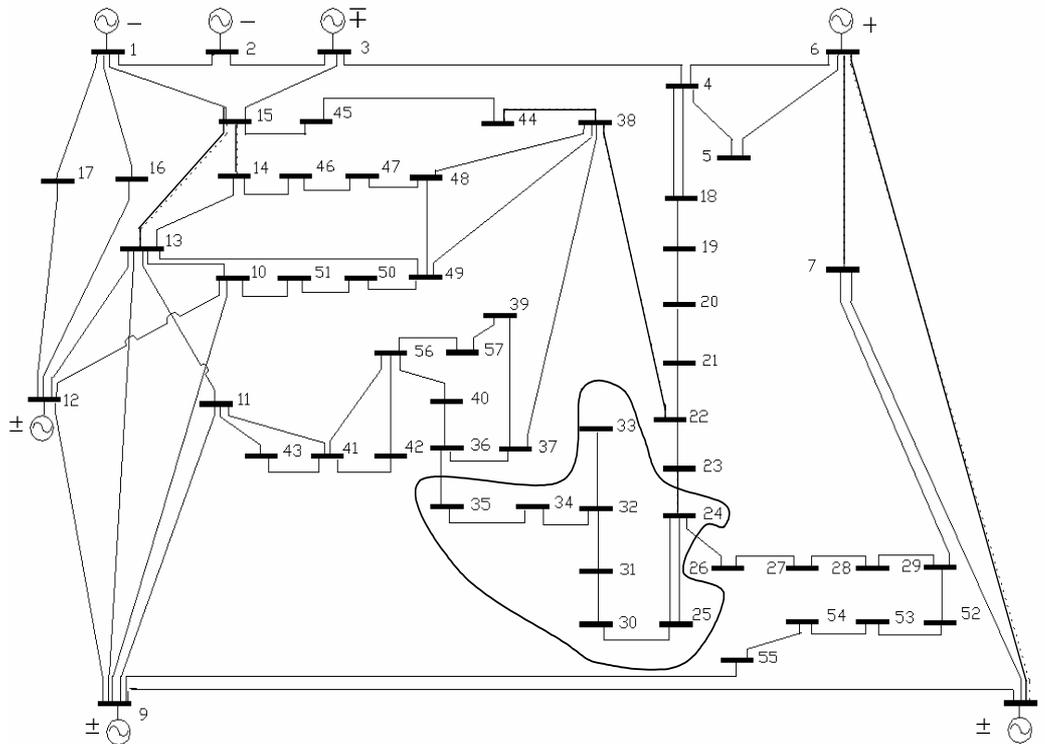


Figura 5.2 – Sistema 57 barras do IEEE.

Foi realizado o seguinte exercício: Partindo-se de um determinado caso base, procedeu-se o aumento de 5 % na carga ativa e reativa do sistema utilizando-se 3 filosofias de controle de tensão, com os resultados apresentados na Tabela 5.2.3.

A – com CCT regulando a barra de alta tensão das usinas e compensadores síncronos no mesmo valor do caso base.

B – com CCT e impedância de compensação de queda de tensão nos compensadores síncronos. Nos geradores foi regulada a barra de alta tensão. Esta filosofia também foi aplicada no caso base visando a redistribuição da potência reativa entre as diversas fontes. A impedância do Síncrono 2 foi ajustada para controlar a tensão a

30 % da barra 1 e a impedância do Síncrono 6 foi ajustada para controlar a tensão da barra 7.

C – com CST com a filosofia da barra piloto, sendo que apenas os síncronos foram considerados como máquinas controladoras. O Síncrono 2 controlando a barra piloto 14 e o Síncrono 6 controlando a barra piloto 31.

Tabela 5.2.3 – Análise de regime permanente no sistema IEEE 57 barras.

	A Base	A +5 %	B Base	B +5 %	C +5 %
Usina 1 [V pu]	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040
Usina 1 [Mvar]	128,9	129,8	75,0	72,1	-19,1
Síncrono 2 [V pu]	1,010	1,010	1,024	1,026	1,050
Síncrono 2 [Mvar]	-0,8	4,0	68,1	78,4	199,3
Usina 3 [V pu]	0,985	0,985	0,985	0,985	0,985
Usina 3 [Mvar]	-0,8	4,6	-44,0	-40,9	-99,5
Síncrono 6 [V pu]	0,980	0,980	1,012	1,014	1,050
Síncrono 6 [Mvar]	0,9	3,8	64,7	72,2	150,5
Usina 8 [V pu]	1,005	1,005	1,005	1,005	1,005
Usina 8 [Mvar]	63,4	62,9	27,0	29,7	-14,7
Usina 12 [V pu]	1,015	1,015	1,015	1,015	1,015
Usina 12 [Mvar]	129,3	136,0	128,0	138,0	134,8
V min [pu]	0,936	0,924	0,941	0,928	0,934
Perdas [MW]	27,9	27,9	30,8	30,9	33,6
Perdas [Mvar]	6,1	18,8	4,7	18,1	25,7

Verifica-se nos resultados apresentados que o uso da impedância de compensação de queda de tensão no CCT permite a redistribuição de potência reativa e um controle secundário de tensão com bons resultados no sistema. A própria filosofia de impedância de compensação já prevê que as tensões após a alteração da condição do sistema não fiquem exatamente iguais aos seus valores de antes dessa alteração. Entretanto, pode-se destacar que neste caso em particular, a diferença entre as tensões,

de antes e depois da mudança de configuração, foi maior que quando não foi usada a impedância de compensação. Destaca-se novamente que o valor da impedância não foi determinado por nenhum método científico.

Em relação à aplicação do CST com barra piloto, verificou-se que não foi possível controlar as tensões em seus valores especificados, mesmo com as máquinas controladoras em sua tensão terminal máxima. Isto pode ser explicado pela localização dos síncronos no sistema, que reduz as suas influências nas barras pilotos, o que também explica o resultado obtido com a impedância de compensação. Para o sistema em questão, o uso tanto do CCT com impedância de compensação, quanto do CST com barra piloto exigem a participação dos geradores para se obter um resultado satisfatório.

### **5.3. Análise de Regime Permanente no Sistema Interligado Brasileiro**

#### **5.3.a. Sistema de transmissão em 765 kV**

O sistema de transmissão em 765 kV é mostrado na Figura 5.3. Assim como são indicadas nesta figura, as usinas e compensadores síncronos nas proximidades de seus sistemas receptores. Nesta análise foi utilizado o programa ANAREDE.

**Passo I:** Determinação das usinas mais influenciadas por variações de tensão no sistema de transmissão em 765 kV.

Esta determinação é feita através da aplicação de compensação de potência reativa em derivação em algumas barras do sistema de 765 kV, sendo verificadas sua influência nas usinas, compensadores síncronos e nas próprias barras do sistema, conforme mostrado nas tabelas 5.3.1 e 5.3.2.

A observação destas tabelas mostra que as usinas e compensadores síncronos que mais influenciam no 765 kV são Itaipu, Ibiúna, G. B. Munhoz, Salto Santiago e

Tijuco Preto, sendo que outras possuem alguma influência, mas seu efeito é maior nas barras próximas aos sistemas Sudeste ou Sul, dependendo de sua localização.

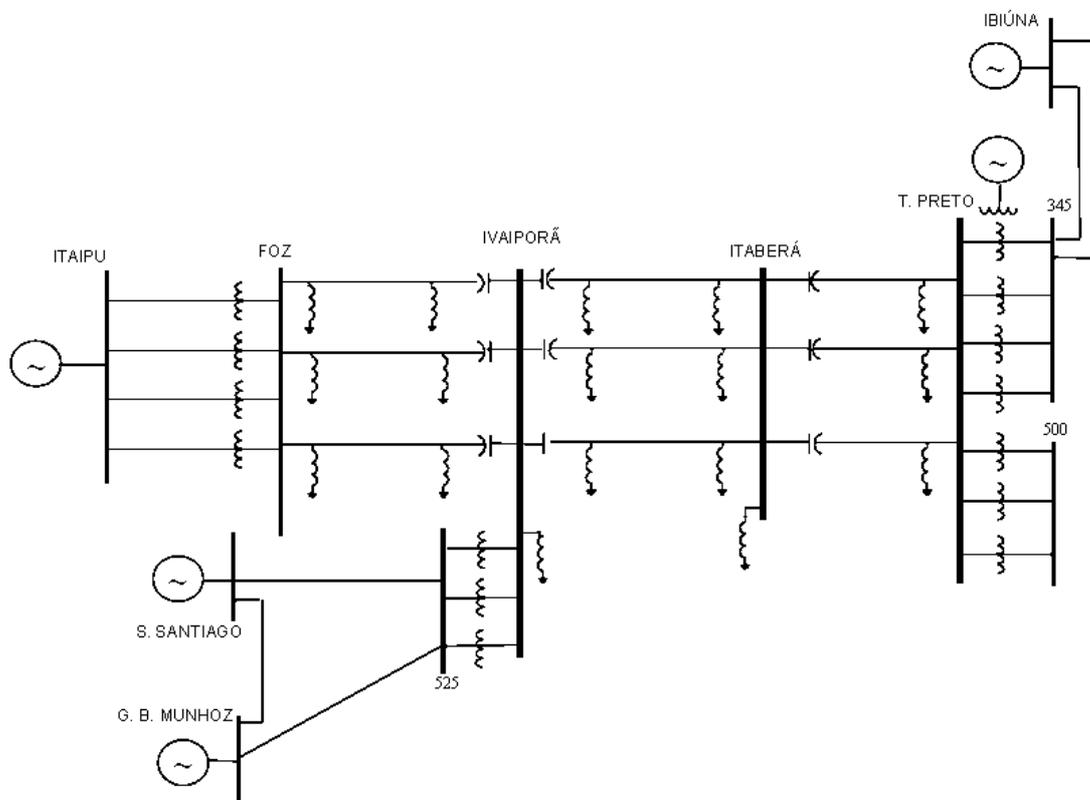


Figura 5.3 – Diagrama unifilar do sistema de 765 kV.

Tabela 5.3.1 – Sensibilidade de usinas e compensadores síncronos frente à aplicação de compensação reativa em barra do sistema de transmissão.

Usina	Sensibilidade de Potência Reativa (Mvar/Mvar)		
	Barra de Aplicação		
	BCS FI-IV	IV	TP
Itaipu	0,3718	0,5882	0,3667
Ibiúna	0,2722	0,2261	0,3431
Gov. Bento Munhoz	0,1131	0,0940	0,0775
Salto Santiago	0,1067	0,0887	0,0589
Tijuco Preto	0,1032	0,0857	0,1366
Angra 2	0,0900		0,1200
Ilha Solteira	0,0894		0,1074
Salto Caxias	0,0866		
Gov. Ney Braga	0,0815		
Santo Ângelo	0,0631		0,0812
Embuguaçu	0,0627		0,0795

Tabela 5.3.2 – Sensibilidade de tensão em barra frente à aplicação de compensação reativa em barra do sistema de transmissão.

Barra	Sensibilidade de Tensão (pu/Mvar)		
	Barra de Aplicação		
	BCS FI-IV	IV	TP
BCS FI-IV 765	0,000076	0,000054	
BCS IV-IA 765	0,000056	0,000046	
BCS IA-TP 765	0,000055	0,000046	
Ivaiporã 765	0,000054	0,000045	
Itaberá 765	0,000050	0,000041	0,000041
Ivaiporã 525	0,000040	0,000034	
Tijuco preto 765	0,000038	0,000031	0,000052
Tijuco Preto 500	0,000038	0,000031	0,000052
Leste 88			0,000042
Leste 345			0,000039
Taubaté 500			0,000039
Tijuco Preto 345			0,000038
Taubaté 440			0,000037

Em função dos resultados apresentados nas tabelas anteriores, as sensibilidades da geração de potência reativa dessas usinas à variações de tensão no sistema de transmissão em 765 kV resultam em:

Tabela 5.3.3 – Geração de potência reativa em função de variação de tensão em barra do sistema de transmissão.

Usina	Sensibilidade (Mvar/pu)		
	Barra		
	BCS FI-IV	IV	TP
Itaipu	4892,1	13071,1	7051,9
Ibiúna	3581,6	5024,4	6598,1
Gov. Bento Munhoz	1488,2	2088,9	1490,4
Salto Santiago	1403,9	1971,1	1132,7
Tijuco Preto	1357,9	1904,4	2626,9

**Passo 2:** Determinação da influência das usinas nas tensões do sistema de transmissão:

Esta determinação é feita através da variação da tensão terminal de uma usina por vez e verificação de sua influência na tensão ao longo do sistema de transmissão através da variação da tensão nas barras de carga, conforme mostrado nas tabelas 5.3.9 a 5.3.13.

Tabela 5.3.4 – Sensibilidade da tensão em barra do sistema de transmissão em função da variação da tensão terminal de Itaipu.

Barra	Sensibilidade (pu/pu)
Itaipu 500	0,942
Foz 500	0,932
Foz 765	0,813
BCS IV-IA 765	0,601
BCS IA-TP 765	0,595
Ivaiporã 765	0,582
Itaberá 765	0,537
Ivaiporã 525	0,436
Tijuco Preto 500	0,406
Tijuco Preto 765	0,406
BCS FI-IV 765	0,374

Tabela 5.3.5 – Sensibilidade da tensão em barra do sistema de transmissão em função da variação da tensão terminal de Gov. Bento Munhoz.

Barra	Sensibilidade (pu/pu)
GBM 525	0,361
Areia 525	0,326
69 e 138 kV	0,300
230 kV	0,280
Curitiba 525	0,215
Bateias 525	0,204
Ibiúna 500	0,133
C. Novos 525	0,130
BCS FI-IV 765	0,109
Ivaiporã 525	0,104
Itaberá 765	0,095

Tabela 5.3.6 – Sensibilidade da tensão em barra do sistema de transmissão em função da variação da tensão terminal de Salto Santiago.

Barra	Sensibilidade (pu/pu)
SSA 525	0,252
Ivaiporã 525	0,112
Segredo 525	0,111
BCS FI-IV 765	0,109
138 kV	0,100
S. Caxias 525	0,096
Cascavel 525	0,094
BCSs IV-IA-TP 765	0,092
Itaberá 765	0,086
Londrina 525	0,080
T. Preto 500/765	0,069

Tabela 5.3.7 – Sensibilidade da tensão em barra do sistema de transmissão em função da variação da tensão terminal de Ibiúna.

Barra	Sensibilidade (pu/pu)
Ibiúna 345	0,761
88 kV	0,730
BCS IN-BA 500	0,711
345 kV	0,640
230 kV	0,630
Ibiúna 500	0,535
Embuguaçu 440	0,505
T. Preto 345	0,495
Taubaté 440	0,407
T. Preto 500/765	0,370
Bateias 525	0,313

Tabela 5.3.8 – Sensibilidade da tensão em barra do sistema de transmissão em função da variação da tensão terminal de Tijuco Preto.

Barra	Sensibilidade (pu/pu)
88 kV	0,260
345 kV	0,245
138/230 kV	0,190
440 kV	0,165
T. Preto 500/765	0,145
BCS IN-BA 500	0,139
Ibiúna 345	0,139
Taubaté 500	0,130
Itaberá 765	0,114
500 kV	0,110
BCS FI-IV 765	0,095

Verifica-se que os compensadores síncronos de Tijuco Preto e Ibiúna influenciam muito mais em outros sistemas de transmissão do que no sistema de 765 kV, portanto para usar a impedância de compensação com intuito de controlar o 765 kV deve-se ter o cuidado de verificar que as tensões nestes outros sistemas não ultrapassam seus limites. O mesmo vale para as usinas G. B. Munhoz e Salto Santiago, que afetam principalmente a malha de 525 kV da região sul.

**Passo 3:** Determinação da influência entre as usinas.

Esta determinação é feita através da variação da tensão terminal de uma usina e verificação de sua influência na potência reativa gerada nas outras usinas, conforme mostrado nas tabelas 5.3.4 a 5.3.8.

Tabela 5.3.9 – Sensibilidade de potência reativa gerada nas usinas em função da variação da tensão terminal de Itaipu.

Usina	Sensibilidade (Mvar/pu)
Itaipu	2962,3
Ibiúna	-2932,1
Gov. Bento Munhoz	-1218,9
Salto Santiago	-1151,1
Tijuco Preto	-1111,6

Tabela 5.3.10 – Sensibilidade de potência reativa gerada nas usinas em função da variação da tensão terminal de Gov. Bento Munhoz.

Usina	Sensibilidade (Mvar/pu)
Gov. Bento Munhoz	7936,5
Itaipu	-1191,2
Ibiúna	-1076,2
Salto Santiago	-640,7
Tijuco Preto	-293,5

Tabela 5.3.11 – Sensibilidade de potência reativa gerada nas usinas em função da variação da tensão terminal de Salto Santiago.

Usina	Sensibilidade (Mvar/pu)
Salto Santiago	6620,6
Itaipu	-1191,7
Gov. Bento Munhoz	-674,5
Ibiúna	-577,6
Tijuco Preto	-198,9

Tabela 5.3.12 – Sensibilidade de potência reativa gerada nas usinas em função da variação da tensão terminal de Ibiúna.

Usina	Sensibilidade (Mvar/pu)
Ibiúna	3420,4
Itaipu	-2750,7
Tijuco Preto	-1966,2
Gov. Bento Munhoz	-1033,7
Salto Santiago	-525,6

Tabela 5.3.13 – Sensibilidade de Potência Reativa Gerada nas Usinas em função da variação da Tensão Terminal de Tijuco Preto.

Usina	Sensibilidade (Mvar/pu)
Tijuco Preto	3590,8
Ibiúna	-1953,9
Itaipu	-1036,0
Gov. Bento Munhoz	-281,6
Salto Santiago	-179,1

**Passo 4:** Montagem da matriz de sensibilidades entre essas usinas

As usinas e compensadores síncronos que mais influenciam no 765 kV são Itaipu, Ibiúna, G. B. Munhoz, Salto Santiago e Tijuco Preto. Entretanto, estas usinas e compensadores síncronos também influenciam em áreas vizinhas às suas localizações, levando ao dilema de quanto é possível ajudar no controle de tensão do 765 kV sem degradar as tensões em sua região de influência.

Em função dos resultados apresentados nas tabelas anteriores, as sensibilidades da geração de potência reativa dessas usinas frente à variações de tensão terminal nas outras usinas de influência são dadas pela matriz mostrada na Tabela 5.3.14:

Tabela 5.3.14 – Matriz de sensibilidade de potência reativa gerada nas usinas em função da variação da tensão terminal das usinas de influência.

Usina	Sensibilidade (Mvar/pu)				
	Itaipu	Ibiúna	G.B.Munhoz	S. Santiago	Tijuco Preto
Itaipu	2962,3	-2932,1	-1218,9	-1151,1	-1111,6
Ibiúna	-2750,7	3420,4	-1033,7	-525,6	-1966,2
G. B. Munhoz	-1191,2	-1076,2	7936,5	-640,7	-293,5
Salto Santiago	-1191,7	-674,5	-577,6	6620,6	-198,9
Tijuco Preto	-1036,0	-1953,9	-281,6	-179,1	3590,8
SOMA	-3207,3	-3216,3	4824,7	4124,1	20,6

A soma de cada coluna indica a capacidade do sistema em compensar a potência reativa gerada em uma usina através da tensão terminal das outras usinas, assim, pode-se evitar que uma usina atinja seu limite de excitação. Em pontos de operação distantes do colapso, a variação da tensão terminal em uma usina provoca variação positiva em sua potência reativa e negativa na potência reativa das outras usinas. Assim, quanto mais negativo for a soma da coluna da matriz, maior a capacidade do sistema compensar a elevação de potência reativa gerada em uma usina, através da impedância de compensação.

Observa-se que esta matriz é simétrica, ou seja, as variações nas tensões terminais de uma usina afetam a geração de potência reativa em outras usinas na mesma proporção da variação contrária. Mas as variações na potência reativa gerada nas próprias usinas em função de sua tensão terminal variam substancialmente.

**Passo 5:** Conversão da matriz de sensibilidades

Dado que as variações máximas esperadas nas tensões terminais são de 5%, cada coluna da matriz pode ser escrita como a máxima variação de potência reativa esperada para cada usina, em função de sua potência reativa máxima (para a geração de potência ativa nominal): o valor de cada elemento da matriz anterior é dividido pelo número de máquinas e pela potência reativa máxima de cada máquina, calculando-se então 5 % deste valor. Os valores máximos considerados foram: Itaipu=230 Mvar–8 máquinas, Ibiúna=300 Mvar–4 máquinas, G. B. Munhoz=200 Mvar–4 máquinas, Salto Santiago=100 Mvar–4 máquinas, Tijuco Preto=300 Mvar –1 máquina.

Tabela 5.3.15 – Matriz de sensibilidade de potência reativa gerada nas usinas, em relação ao máximo, em função da variação da tensão terminal de 5 % das usinas de influência.

Usina	Sensibilidade (pu max/0,05 pu)				
	Itaipu	Ibiúna	G.B.Munhoz	S. Santiago	Tijuco Preto
Itaipu	0,08050	-0,12217	-0,07618	-0,14389	-0,18527
Ibiúna	-0,07475	0,14252	-0,06461	-0,0657	-0,32770
G. B. Munhoz	-0,03237	-0,04484	0,49603	-0,08009	-0,04892
Salto Santiago	-0,03238	-0,02810	-0,03610	0,82758	-0,03315
Tijuco Preto	-0,02815	-0,08141	-0,01760	-0,02239	0,59847

Observa-se então que Itaipu e Ibiúna, apesar de serem as que mais influenciam no controle de tensão do 765 kV, são as que menos possibilidade têm de alcançar seus limites em função de variações de suas tensões terminais. Por outro lado, as usinas do Sul são aquelas que mais possibilidades têm de atingir seus limites em função de variações de suas tensões terminais, pois além de responderem mais a variações em suas tensões terminais, as variações na outras usinas afetam-nas pouco. Já Tijuco Preto tem suas variações de potência reativa compensadas pelas variações nas outras usinas. Sendo assim, o controle de tensão no 765 kV deve ser concentrado em Itaipu e Ibiúna.

**Passo 6:** Montagem da matriz de reatâncias equivalentes

Pode-se considerar que, para a linearização em torno de um ponto de operação,

$$X_{ij} = \Delta V / \Delta Q = 10000 / \text{Sensibilidade (Mvar/pu)} \text{ [% na base 100 MVA]}$$

O que resulta na matriz de impedâncias (reatância) da Tabela 5.3.16:

Tabela 5.3.16 – Matriz de impedâncias entre as usinas de influência.

Usina	Reatâncias (%)				
	Itaipu	Ibiúna	G.B.Munhoz	S. Santiago	Tijuco Preto
Itaipu	3,376	3,411	8,204	8,687	8,996
Ibiúna	3,635	2,924	9,674	19,026	5,086
G. B. Munhoz	8,395	9,292	1,260	15,608	34,072
Salto Santiago	8,391	14,826	17,313	1,510	50,277
Tijuco Preto	9,563	5,118	35,511	55,835	2,785

O elemento da diagonal é o valor da impedância da barra terminal da usina à “barra infinita” do sistema. Os outros valores são as reatâncias equivalentes de conexão entre as usinas. Assim, pode-se sintetizar o problema no circuito equivalente mostrado na Figura 5.4.

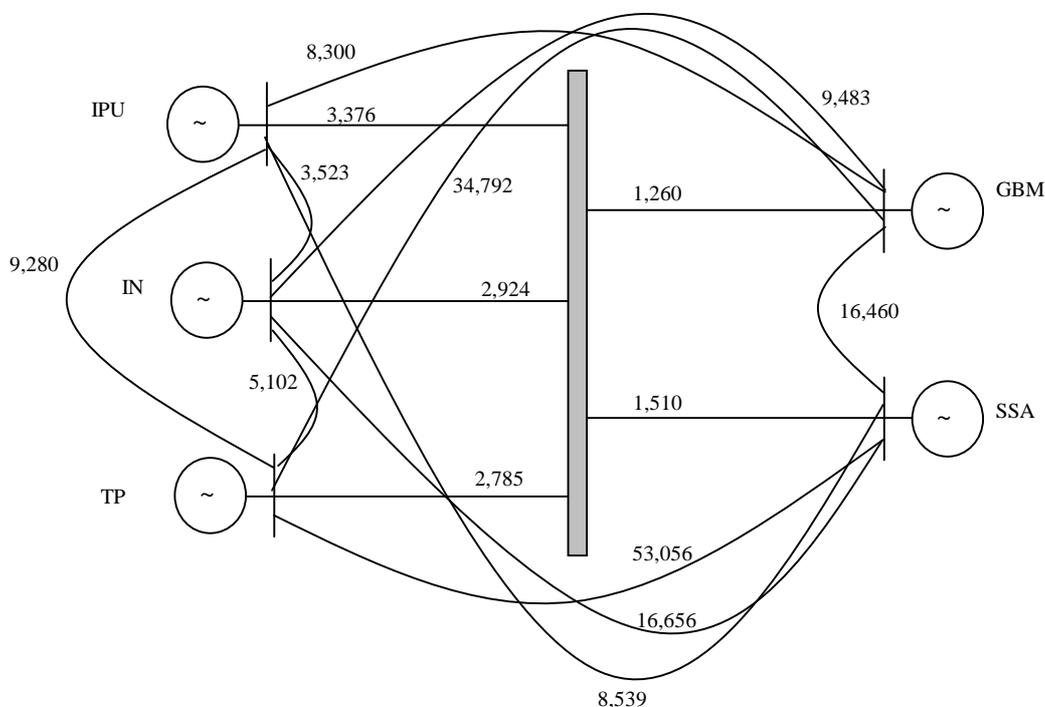


Figura 5.4 – Diagrama equivalente do sistema de 765 kV.

**Passo 7:** Determinação do valor máximo da impedância de compensação.

As reatâncias determinadas no passo anterior permitem visualizar os valores máximos que as impedâncias de compensação podem ser ajustadas para cada usina, de modo a que não haja interação entre os controladores de cada uma delas e se inicie um processo de troca de potência reativa no sistema. Este valor máximo proposto é:

- Para as usinas: 50 % da impedância até a usina mais próxima, descontado o valor da impedância do transformador elevador, calculada de forma independente para cada usina.
- Esses valores são limitados ao valor máximo da impedância de conexão à barra infinita descontada da impedância do transformador elevador.

Aplicando-se esta proposta encontra-se:

$$\text{Itaipu} = (0,5 \cdot 3,523) - (2,1246 / 8) = 1,763 - 0,266 = 1,497 \%$$

$$\text{Ibiúna} = (0,5 \cdot 3,523) - (2,859 / 4) = 1,763 - 0,715 = 1,048 \%$$

$$\begin{aligned} \text{G. B. Munhoz} &= (8,300/2) - (3,260 / 4) = 4,150 - 0,816 \\ &= 3,334 \% \end{aligned}$$

$$\text{max} = 1,260 - 0,816 = 0,454 \%$$

$$\begin{aligned} \text{S. Santiago} &= (8,539/2) - (4,545 / 4) = 4,270 - 1,136 \\ &= 3,134 \% \end{aligned}$$

$$\text{max} = 1,510 - 1,136 = 0,374 \%$$

**Passo 8:** Escolha do valor da impedância de compensação.

$$\text{Itaipu} = 0,5 \%$$

$$\text{Ibiúna} = 0,5 \%$$

$$\text{G. B. Munhoz} = 0 \% \text{ (controla a barra de alta)}$$

$$\text{S. Santiago} = 0 \% \text{ (controla a barra de alta)}$$

### 5.3.b Sistema de Transmissão em 440 kV

O sistema de transmissão em 440 kV é mostrado na Figura 5.5. Assim como são indicadas nesta figura, as usinas e compensadores síncronos nas proximidades de seus sistemas receptores.

Baseado nos resultados obtidos do Passo 1, apresentados nas tabelas 5.3.17 e 5.3.18, as usinas e compensadores síncronos que mais influenciam no 440 kV são Ilha Solteira, Água Vermelha, Jupuí, Santo Ângelo e Embu Guaçu. As usinas de Porto Primavera, Taquaruçu, Capivara e Três Irmãos também apresentam influência, mas em menor proporção.

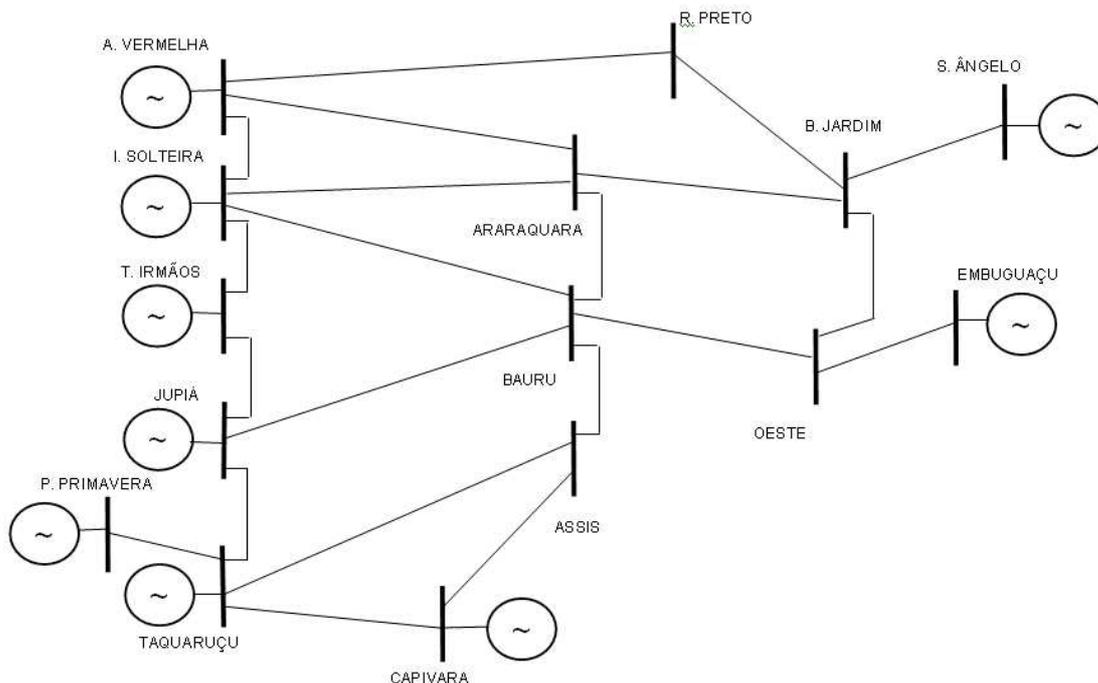


Figura 5.5 – Diagrama unifilar do sistema de 440 kV.

**Passo 1:** Determinação das usinas mais influenciadas por variações de tensão no sistema de transmissão em 440 kV.

Tabela 5.3.17 – Sensibilidade de usinas e compensadores síncronos frente à aplicação de compensação reativa em barra do sistema de transmissão.

Usina	Sensibilidade de Potência Reativa (Mvar/Mvar)		
	Barra de Aplicação		
	Araraquara	Bauru	Ribeirão Preto
Ilha Solteira	0,3473	0,3328	0,2375
Água Vermelha	0,1785	0,1166	0,2818
Jupia	0,1285	0,1903	0,0942
Santo Ângelo	0,1113	0,0964	0,0923
Embuguaçu	0,1048	0,1149	0,0922
Capivara	0,0517	0,0688	0,0466
Porto Primavera	0,0484	0,0654	0,0427
Três Irmãos	0,0456	0,0552	0,0323
Taquaruçu	0,0370	0,0499	0,0326

Ainda em função dos resultados apresentados nas tabelas anteriores 5.3.17 e 5.3.18, as sensibilidades da geração de potência reativa dessas usinas à variações de tensão no sistema de transmissão em 440 kV resultam nos valores apresentados na Tabela 5.3.19.

Tabela 5.3.18 – Sensibilidade de tensão em barra frente à aplicação de compensação reativa em barra do sistema de transmissão.

Barra	Sensibilidade de Tensão (pu/Mvar)		
	Barra de Aplicação		
	Araraquara	Bauru	Ribeirão Preto
Araraquara 440	0,000091	0,000044	0,000045
Santa Bárbara 440	0,000058	0,000043	0,000077
Sumaré 440	0,000054	0,000043	0,000067
Ribeirão Preto 440	0,000047	0,000032	0,000213
Bom Jardim 440	0,000047	0,000046	0,000049
Cabreúva 440	0,000046	0,000050	0,000044
Bauru 440	0,000043	0,000075	0,000031
Santo Ângelo 440	0,000040	0,000035	0,000033
Embuguaçu 440	0,000038	0,000041	0,000033
Ilha Solteira 440	0,000013	0,000013	0,000009
Água Vermelha 440	0,000012	0,000008	0,000019
Capivara 440	0,000011	0,000014	0,000010
Jupia 440	0,000010	0,000015	0,000007

Tabela 5.3.19 – Geração de potência reativa em função de variação de tensão em barra.

Usina	Sensibilidade (Mvar/pu)		
	Barra		
	Araraquara	Bauru	Ribeirão Preto
Ilha Solteira	3816,5	7563,6	5277,8
Água Vermelha	1961,5	2650,0	6262,2
Jupia	1412,1	4325,0	2093,3
Santo Ângelo	1223,1	2190,9	2051,1
Embuguaçu	1151,6	2611,4	2048,9

**Passo 2:** Determinação da influência das usinas nas tensões do sistema de transmissão:

Esta determinação é feita através da variação da tensão terminal de uma usina por vez e verificação de sua influência na tensão ao longo do sistema de transmissão através da variação da tensão nas barras de carga, conforme mostrado nas tabelas 5.3.20 a 5.3.21.

Tabela 5.3.20 – Sensibilidade da tensão em barra do sistema de transmissão em função da variação da tensão terminal de Água Vermelha.

Barra	Sensibilidade (pu/pu)
Água Vermelha 440	0,588
138 kV	0,334 a 0,464
69 kV	0,332 a 0,399
Água Vermelha 500	0,382
Ribeirão Preto 440	0,293

Tabela 5.3.21 – Sensibilidade da tensão em barra do sistema de transmissão em função da variação da tensão terminal de Ilha Solteira.

Barra	Sensibilidade (pu/pu)
Ilha Solteira 440	0,687
Três Irmãos 440	0,354
Araraquara 440	0,341
Bauru 440	0,325
138 kV	0,300
69 kV	0,300
230 kV	0,300
88 kV	0,300

Tabela 5.3.22 – Sensibilidade da tensão em barra do sistema de transmissão em função da variação da tensão terminal de Jupia.

Barra	Sensibilidade (pu/pu)
Jupia 440	0,521
Três Irmãos 440	0,268
Bauru 440	0,187
138 kV	0,150 a 0,180
230 kV	0,140 a 0,150
88 kV	0,145
69 kV	0,145

Tabela 5.3.23 – Sensibilidade da tensão em barra do sistema de transmissão em função da variação da tensão terminal de Santo Angelo.

Barra	Sensibilidade (pu/pu)
Santo Angelo 440	0,195
138 kV	0,165 a 0,180
69 kV	0,175

Tabela 5.3.24 – Sensibilidade da tensão em barra do sistema de transmissão em função da variação da tensão terminal de Embuaguaçu.

Barra	Sensibilidade (pu/pu)
69 kV	0,200 a 0,250
138 kV	0,200 a 0,228
Embuaguaçu 440	0,205
88 kV	0,190
Oeste 440	0,189
230 kV	0,182

Verifica-se que os compensadores síncronos de Santo Ângelo e Embuguaçu influenciam muito mais em outros sistemas de transmissão do que no sistema de 440 kV. Desta forma eles não serão incluídos para o controle de tensão deste sistema.

**Passo 3:** Determinação da influência entre as usinas.

Tabela 5.3.25 – Sensibilidade de potência reativa gerada nas usinas em função da variação da tensão terminal de Água Vermelha.

Usina	Sensibilidade (Mvar/pu)
Água Vermelha	6051,7
Ilha Solteira	-2224,9
Jupia	-500,5
Santo Ângelo	-293,5
Embuguaçu	-291,9

Tabela 5.3.26 – Sensibilidade de potência reativa gerada nas usinas em função da variação da tensão terminal de Ilha Solteira.

Usina	Sensibilidade (Mvar/pu)
Ilha Solteira	7719,4
Jupia	-2470,9
Água Vermelha	-2204,0
Embuguaçu	-601,5
Santo Ângelo	-561,4

Tabela 5.3.27 – Sensibilidade de potência reativa gerada nas usinas em função da variação da tensão terminal de Jupia.

Usina	Sensibilidade (Mvar/pu)
Jupia	5657,1
Ilha Solteira	-2515,7
Água Vermelha	-501,4
Embuguaçu	-308,4
Santo Ângelo	-267,6

Tabela 5.3.28 – Sensibilidade de potência reativa gerada nas usinas em função da variação da tensão terminal de Santo Ângelo.

Usina	Sensibilidade (Mvar/pu)
Santo Ângelo	2236,0
Ilha Solteira	-504,3
Embuguaçu	-365,8
Água Vermelha	-262,8
Jupia	-242,4

Tabela 5.3.29 – Sensibilidade de potência reativa gerada nas usinas em função da variação da tensão terminal de Embuguaçu.

Usina	Sensibilidade (Mvar/pu)
Embuguaçu	2203,3
Ilha Solteira	-538,5
Santo Ângelo	-364,4
Jupuí	-278,4
Água Vermelha	-260,2

**Passo 4:** Montagem da matriz de sensibilidades entre essas usinas

Em função dos resultados apresentados nas tabelas anteriores, as sensibilidades da geração de potência reativa dessas usinas frente à variações de tensão terminal nas outras usinas de influência são dadas pela matriz da Tabela 5.3.30:

Tabela 5.3.30 – Sensibilidade de potência reativa gerada nas usinas em função da variação da tensão terminal das usinas de influência.

Usina	Sensibilidade (Mvar/pu)				
	Água Vermelha	Ilha Solteira	Jupuí	Santo Ângelo	Embuguaçu
Água Vermelha	6051,7	-2204,0	-501,4	-262,8	-260,2
Ilha Solteira	-2224,9	7719,4	-2515,7	-504,3	-538,5
Jupuí	-500,5	-2470,9	5657,1	-242,4	-278,4
Santo Ângelo	-293,5	-561,4	-267,6	2236,0	-364,4
Embuguaçu	-291,9	-601,5	-308,4	-365,8	2203,3
SOMA	2740,9	1881,6	2064,0	860,7	761,8

A soma de cada coluna indica a capacidade do sistema em compensar a potência reativa gerada em uma usina através da tensão terminal das outras usinas, assim, pode-se dizer que essas usinas não conseguem se compensar entre si, visto que todos as somas são positivas.

**Passo 5:** Conversão da matriz de sensibilidades

Excluindo-se os compensadores síncronos de Santo Ângelo e Embuguaçu dos equipamentos de controle, os valores máximos considerados foram: Água Vermelha=98 Mvar–6 máquinas, Ilha Solteira=53 Mvar–18 máquinas, Jupuí=49 Mvar–12 máquinas. O resultado é mostrado na Tabela 5.3.31.

Observa-se então que todas as usinas de influência possuem praticamente a mesma possibilidade de alcançar seus limites de excitação quando de variações de suas

tensões terminais. Por outro lado, a usina Ilha Solteira é a mais afetada, e a Água Vermelha é a menos afetada, pela variação das tensões terminais das outras usinas. Baseado nesses resultados e no verificado no **Passo 2**, o controle de tensão no 440 kV deve utilizar mais os recursos de Ilha Solteira e Jupia.

Tabela 5.3.31 – Matriz de sensibilidade de potência reativa gerada nas usinas, em relação ao máximo, em função da variação da tensão terminal de 5 % nas usinas de influência.

Usina	Sensibilidade (pu max/0,05 pu)		
	Água Vermelha	Ilha Solteira	Jupia
Água Vermelha	0,51460	-0,11551	-0,04264
Ilha Solteira	-0,18919	0,40458	-0,21392
Jupia	-0,04256	-0,12950	0,48105

**Passo 6:** Montagem da matriz de reatâncias equivalentes

Considerando-se a linearização em torno de um ponto de operação,

$$X_{ij} = \Delta V / \Delta Q = 10.000 / \text{Sensibilidade (Mvar/pu)} \text{ [% na base 100 MVA]}$$

encontra-se a matriz de impedâncias (reatância) mostrada na Tabela 5.3.32. O elemento da diagonal é o valor da impedância da barra terminal da usina à “barra infinita” do sistema. Os outros valores são as reatâncias equivalentes de conexão entre as usinas.

Tabela 5.3.32 – Matriz de impedâncias entre as usinas de influência.

Usina	Reatâncias (%)		
	Água Vermelha	Ilha Solteira	Jupia
Água Vermelha	1,652	4,537	19,944
Ilha Solteira	4,495	1,295	3,975
Jupia	19,980	4,047	1,768

**Passo 7:** Determinação do valor máximo da impedância de compensação.

O valor máximo proposto é:

- Para as usinas: 50 % da impedância até a usina mais próxima, descontado o valor da impedância do transformador elevador, calculada de forma independente para cada usina.

- Esses valores são limitados ao valor máximo da impedância de conexão à barra infinita descontada da impedância do transformador elevador.

Aplicando-se esta proposta encontra-se a limitação imposta pela impedância de conexão à “barra infinita”:

$$\text{Ilha Solteira} \quad \max = 1,295 - (6,578 / 18) = 1,295 - 0,3654 = 0,9296 \%$$

$$\text{Jupia} \quad \max = 1,768 - (9,63 / 12) = 1,768 - 0,8025 = 0,9655 \%$$

$$\text{Água Vermelha} \quad \max = 1,652 - (8,2 / 6) = 1,652 - 1,367 = 0,285 \%$$

**Passo 8:** Escolha do valor da impedância de compensação.

$$\text{Ilha Solteira} \quad = 0,5 \%$$

$$\text{Jupia} \quad = 0,5 \%$$

$$\text{Água Vermelha} \quad = 0 \% \text{ (controla a barra de alta)}$$

## 5.4. Análise de Regime Dinâmico

### 5.4.a. Teste da metodologia proposta

Para testar a metodologia proposta de cálculo do  $X_c$  foi realizada uma simulação de crescimento de carga na área São Paulo do Sistema Interligado Brasileiro, utilizando-se o programa ANATEM, para o mesmo caso base utilizado no item 5.3.

Para o CCT foi considerada uma função de transferência com apenas um bloco de atraso e um integrador, conforme mostrado na Figura 5.6. O integrador forma o sinal de referência para o regulador de tensão. Considerou-se que este integrador altera 15 % da tensão terminal de referência em 1,0 minuto.

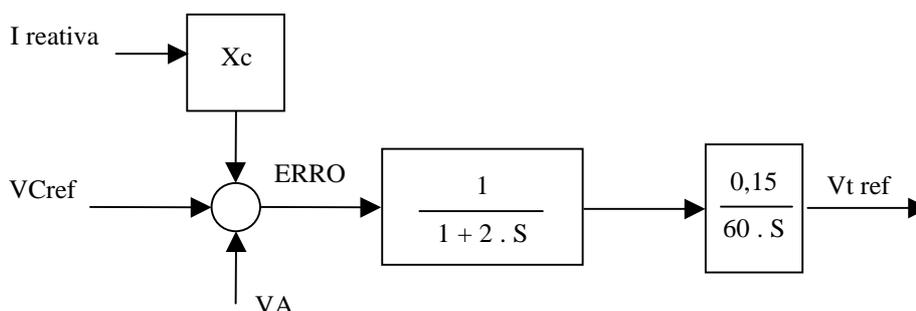


Figura 5.6 – Modelo do CCT utilizado na simulação.

A simulação efetuada foi o aumento de 9,0 %, em patamares sequenciais de 1,0 %, na carga de algumas barras que no caso base consumiam 5.186 MW e 1.316 Mvar, totalizando um aumento de 467 MW e 118 Mvar. Comparou-se as seguintes situações:

A – sem CCT.

B – com CCT e impedância de compensação de queda de tensão para as usinas de Itaipu 60 Hz, G.B.Munhoz, Salto Santiago, Ilha Solteira, Água Vermelha e Jupia, além do síncronos de Ibiúna, com os valores de  $X_c$  calculados no item 5.3.

As figuras 5.7 a 5.24 comparam as respostas para as duas simulações efetuadas, onde podem ser observados os efeitos benéficos da metodologia proposta. Destaca-se que estes valores não estão otimizados, da mesma forma que os parâmetros de controle do CCT.

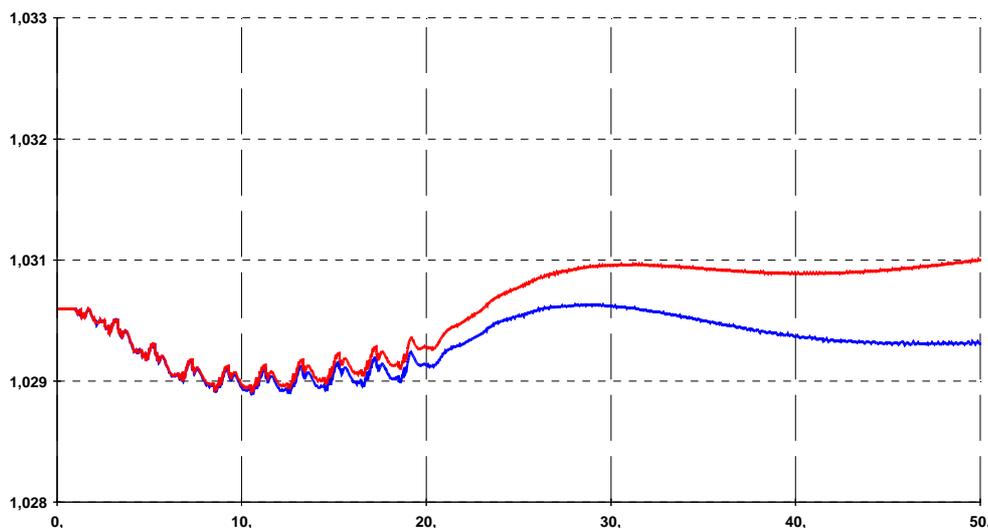


Figura 5.7 – Tensão terminal de Itaipu 60 Hz.

Pode ser observado nestas figuras que o CCT ainda pode atuar mais rapidamente, como é o CCT de Itaipu apresentado no Capítulo III. Isto pode ser visto principalmente na Figura 5.25, que mostra que os erros de controle ainda não foram eliminados, conforme esperado, por tratar-se de um laço de controle com integrador.

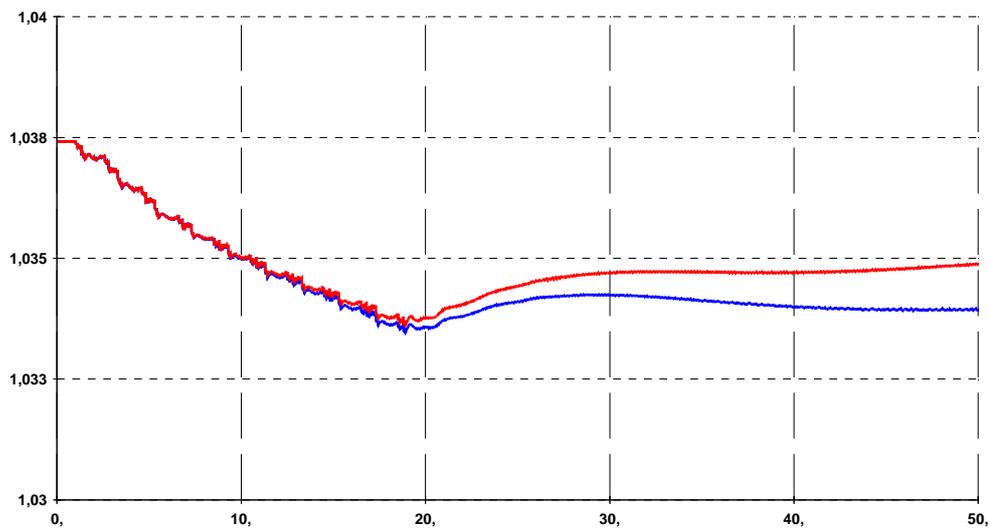


Figura 5.8 – Tensão no 500 kV de Itaipu 60 Hz.

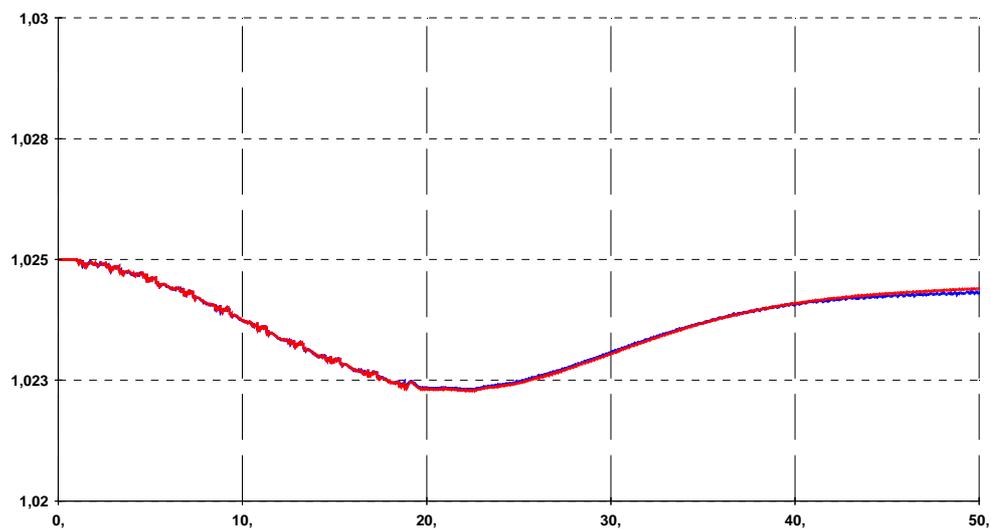


Figura 5.9 – Tensão terminal de G.B. Munhoz.

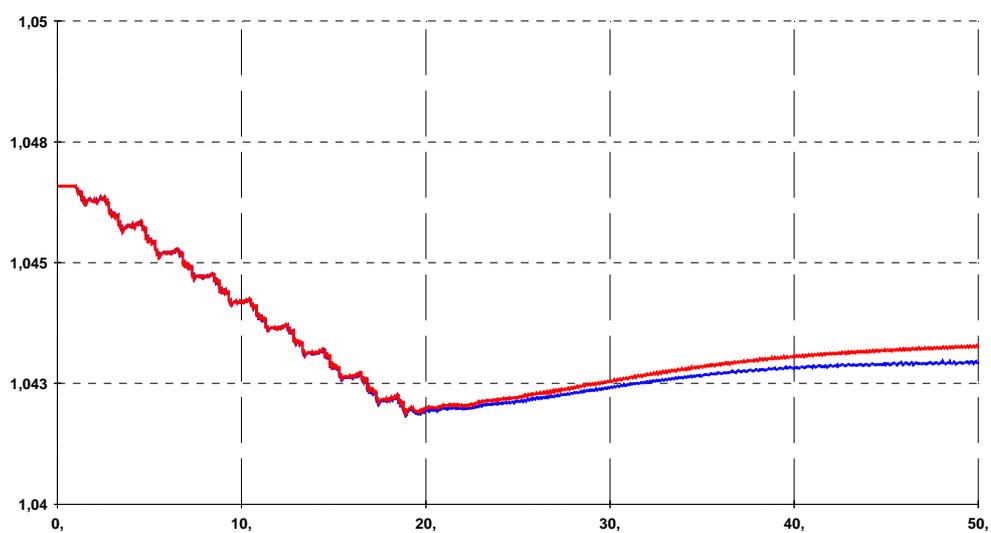


Figura 5.10 – Tensão no 525 kV de G.B. Munhoz.

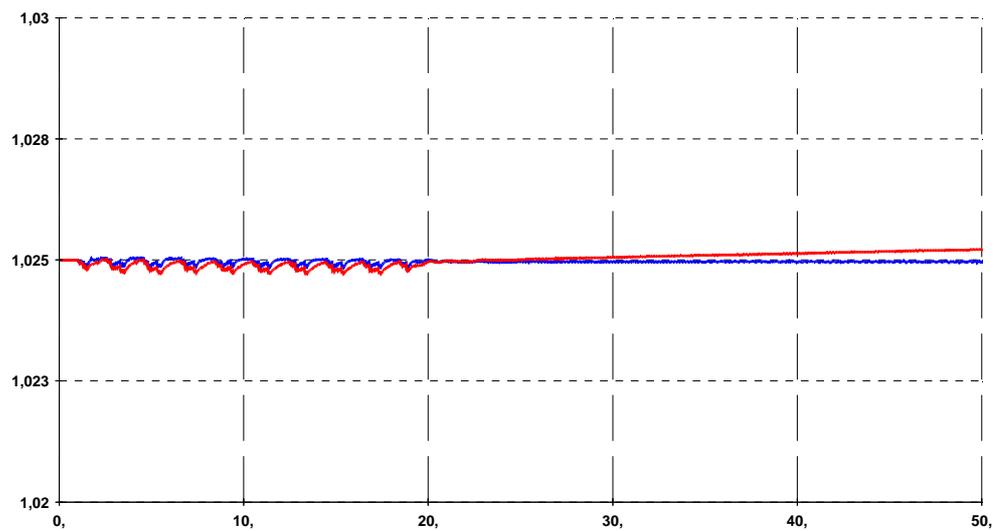


Figura 5.11 – Tensão terminal de Salto Santiago.

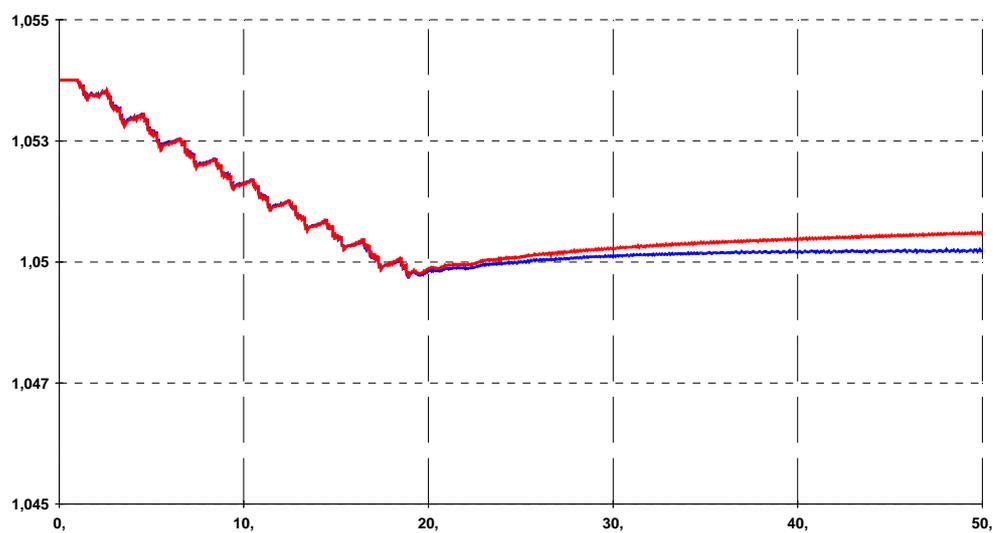


Figura 5.12 – Tensão no 525 kV de Salto Santiago.

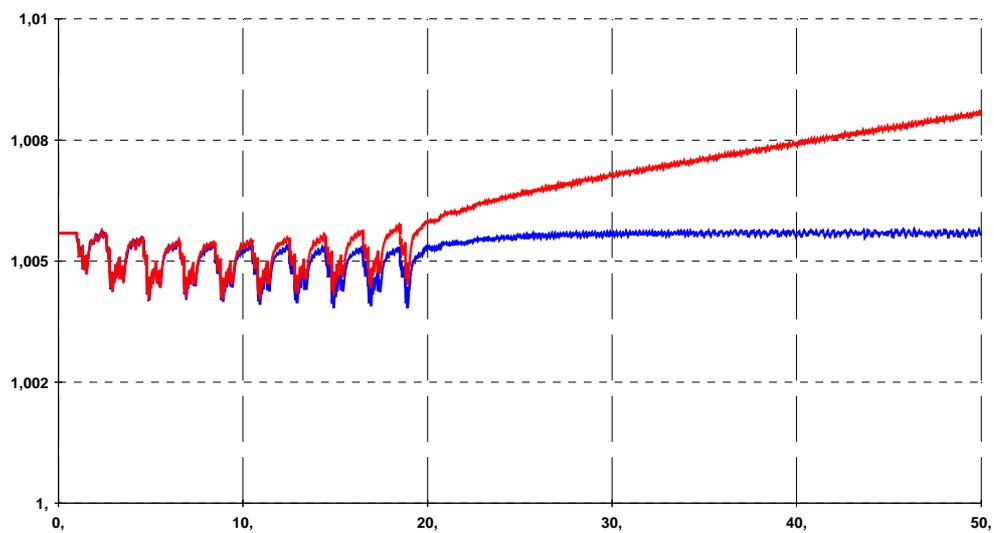


Figura 5.13 – Tensão terminal de Ibiúna.

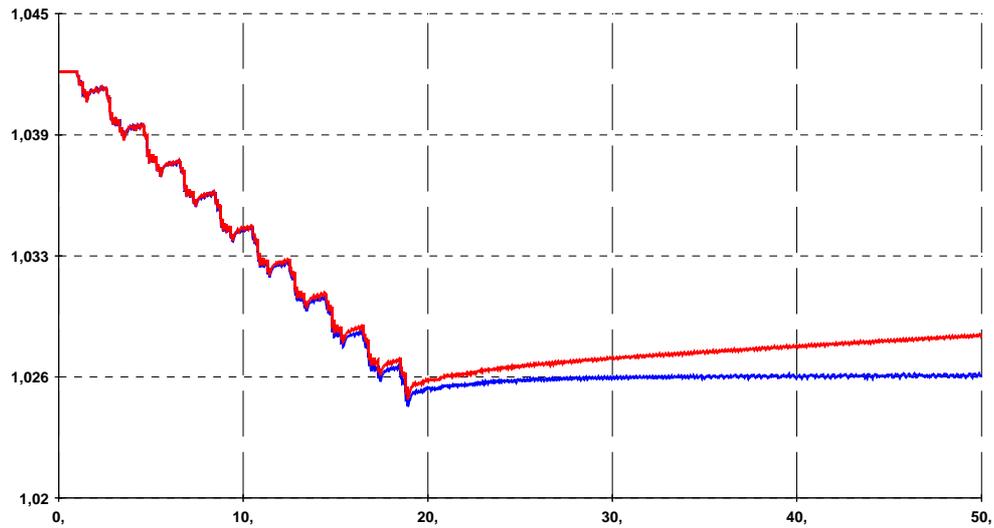


Figura 5.14 – Tensão no 345 kV de Ibiúna.

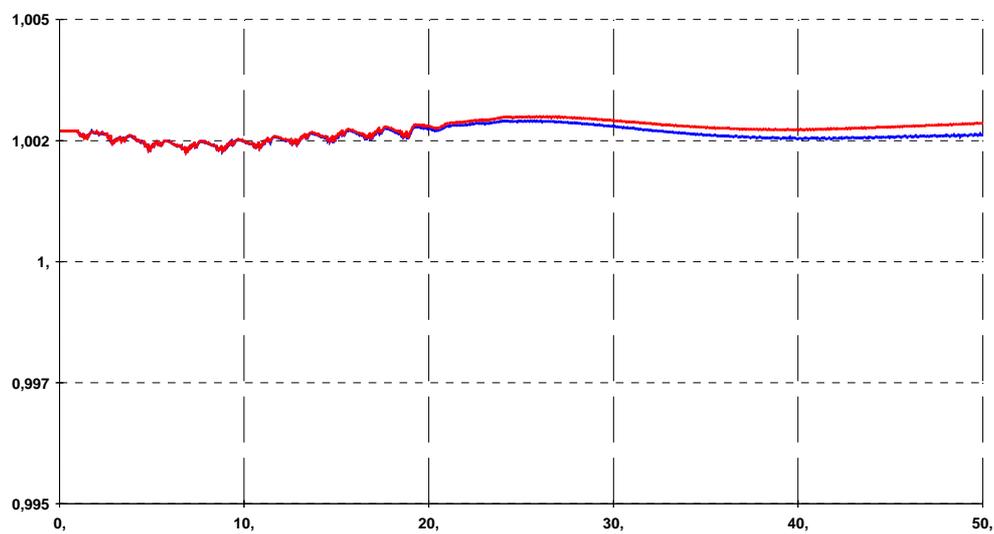


Figura 5.15 – Tensão terminal de Água Vermelha.

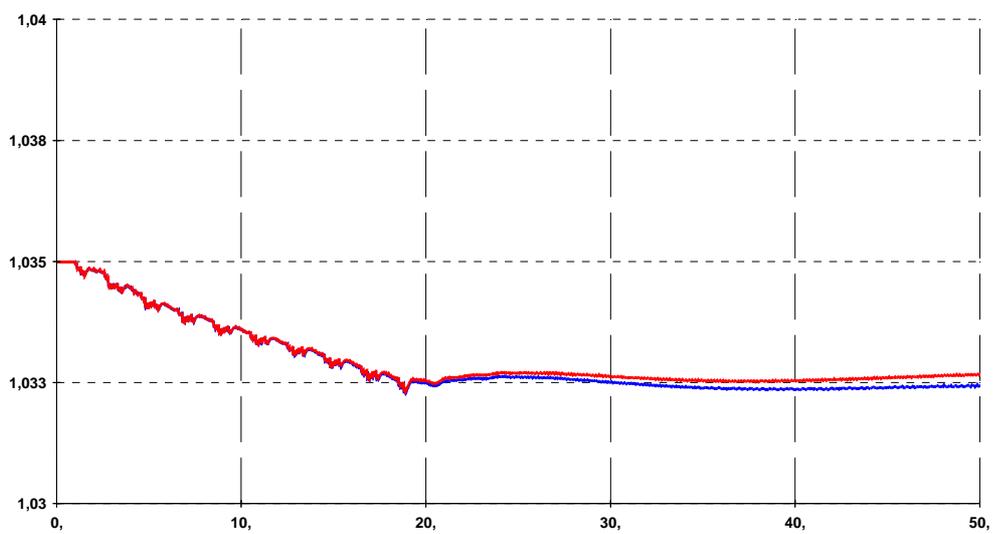


Figura 5.16 – Tensão no 440 kV de Água Vermelha.

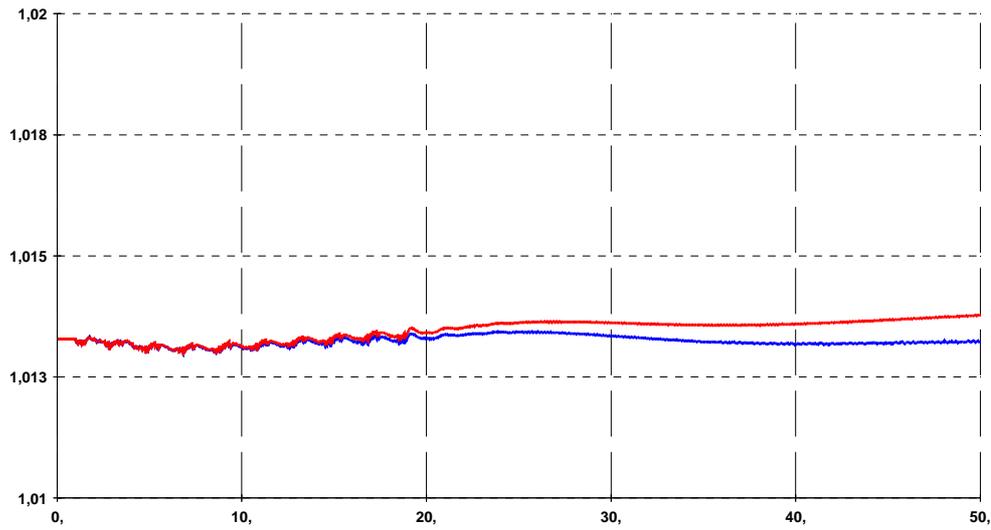


Figura 5.17 – Tensão terminal de Ilha Solteira.

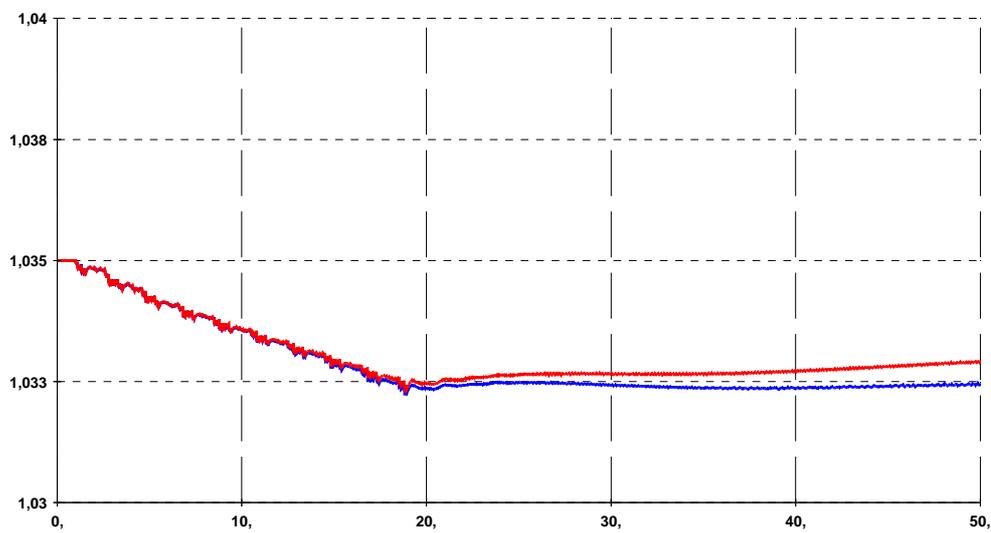


Figura 5.18 – Tensão no 440 kV de Ilha Solteira.

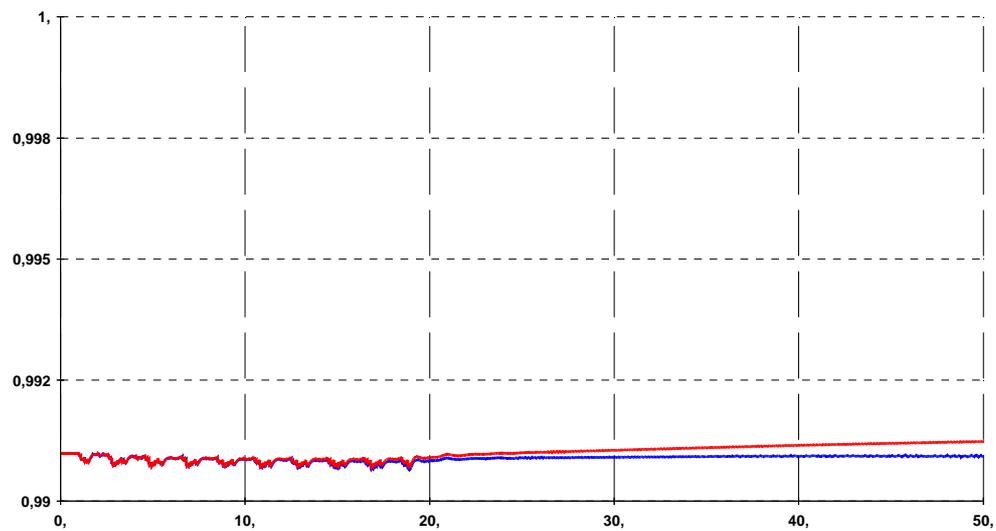


Figura 5.19 – Tensão terminal de Jupia.

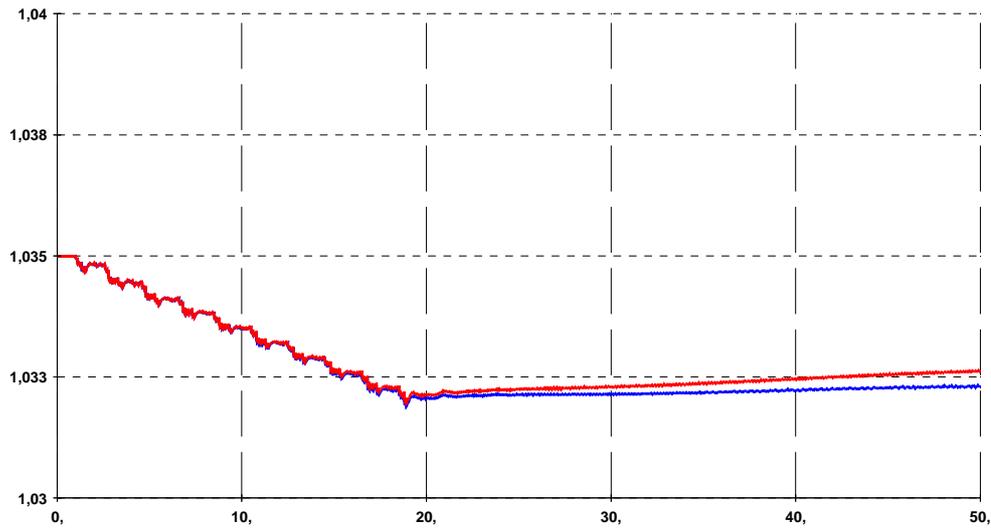


Figura 5.20 – Tensão no 440 kV de Jupia.

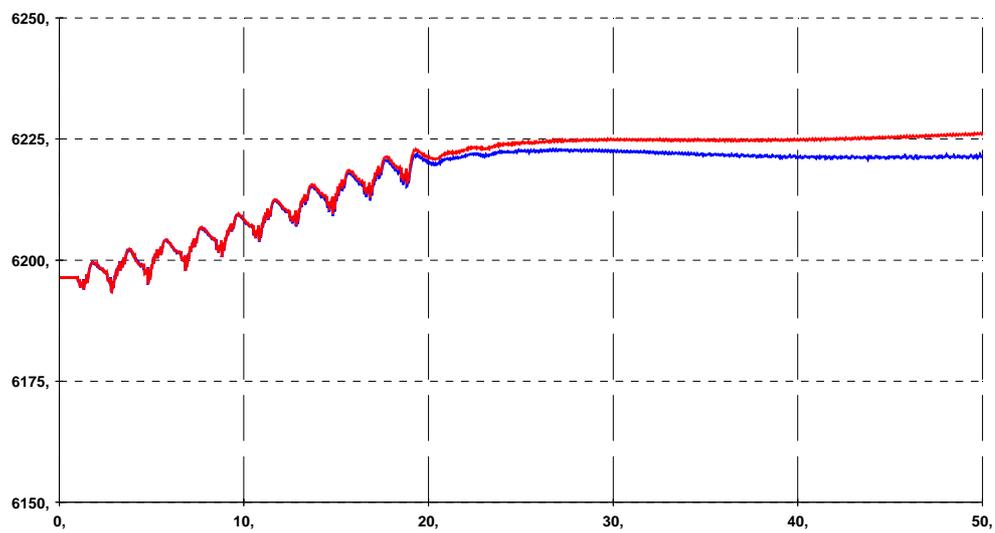


Figura 5.21 – Fluxo de potência ativa para o Sudeste, de Ivaipora para Itaberá.

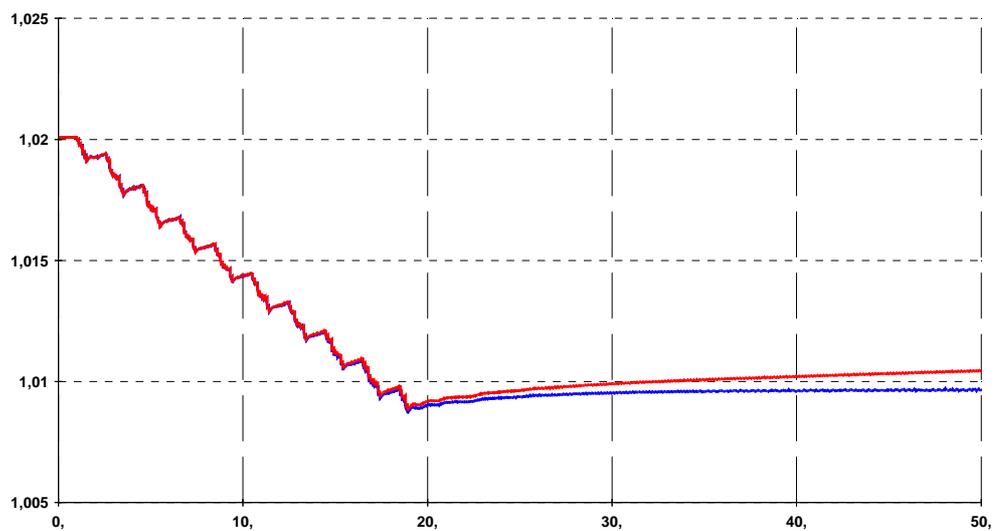


Figura 5.22 – Tensão no BCS da LT FI-IV 765 kV (tensão VT).

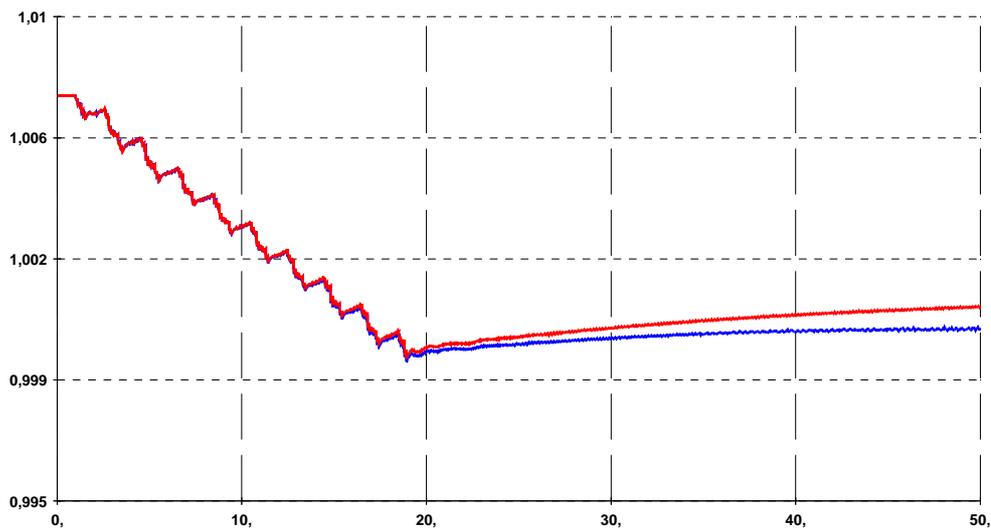


Figura 5.23 – Tensão em Curitiba 525 kV.

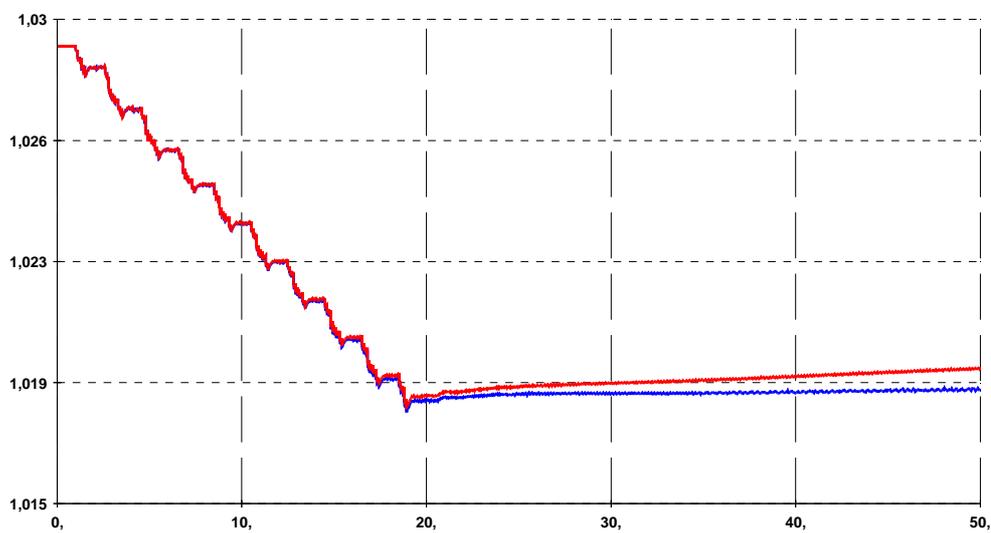


Figura 5.24 – Tensão em Bauru 440 kV.

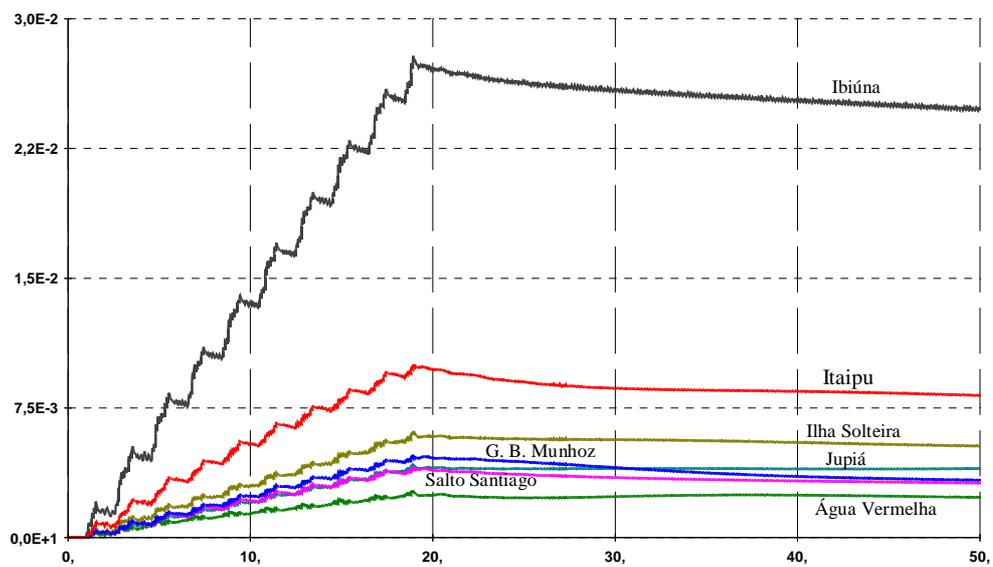


Figura 5.25 – Erro de controle no CCT das usinas.

### 5.4.b. Troca do Valor de Xc

Para a análise da troca de valor da impedância de compensação, e do regime dinâmico associado a esta troca, também foi realizada uma simulação com o ANATEM. A simulação efetuada foi a perda de um circuito da LT 765 kV Foz do Iguaçu-Ivaiporã, com a usina de Itaipu 60 Hz gerando 5.700 MW, com 8 unidades, fluxo para o Sudeste de 5.900 MW e sem considerar o corte de unidades geradoras em Itaipu 60 Hz [Oliveira, 1996]. Destaca-se que existem 3 circuitos paralelos na LT avaliada e que atualmente o corte de máquina de Itaipu ocorre, para contingências neste trecho, para gerações superiores a 5.300 MW. Comparou-se as seguintes situações:

A – sem CST.

B – com CCT e impedância de compensação de queda de tensão em Itaipu 60 Hz, G.B.Munhoz, Salto Caxias, G.Ney Braga e Salto Santiago. Realizou-se a troca no valor da impedância 9,0 s após a perda da linha.

A Figura 5.26 mostra a tensão VT no 765 kV [Oliveira, 1996] e a Figura 5.27 mostra a corrente de excitação das unidades geradoras de Itaipu. A tensão VT é a tensão no extremo de Ivaiporã das linhas Foz do Iguaçu-Ivaiporã. Ela é representativa do perfil de tensão no 765 kV e seu valor é fundamental para o desempenho dinâmico do sistema. A corrente de excitação das máquinas de Itaipu reflete a exigência de potência reativa por parte do sistema, que pode levar à atuação dos limitadores de máxima corrente de excitação. A atuação desses limitadores pode levar ao colapso de tensão no 765 kV [Oliveira, 1996; Jardim, 1993; Jardim, 1994; Espírito Santo, 1995].

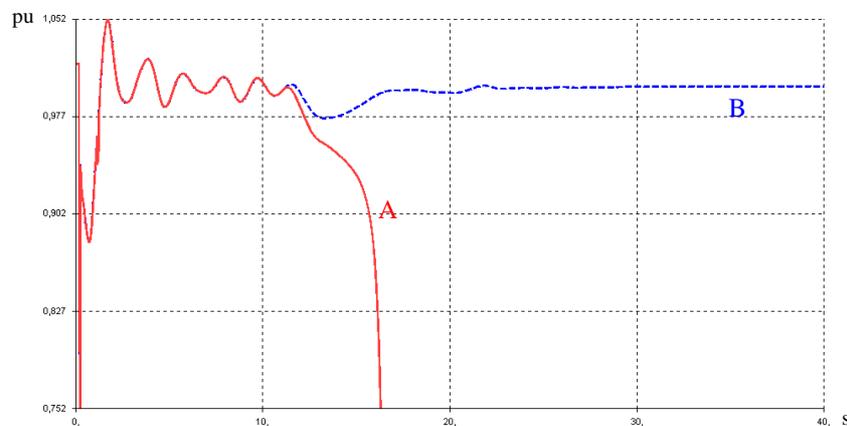


Figura 5.26 – Tensão VT no 765 kV.

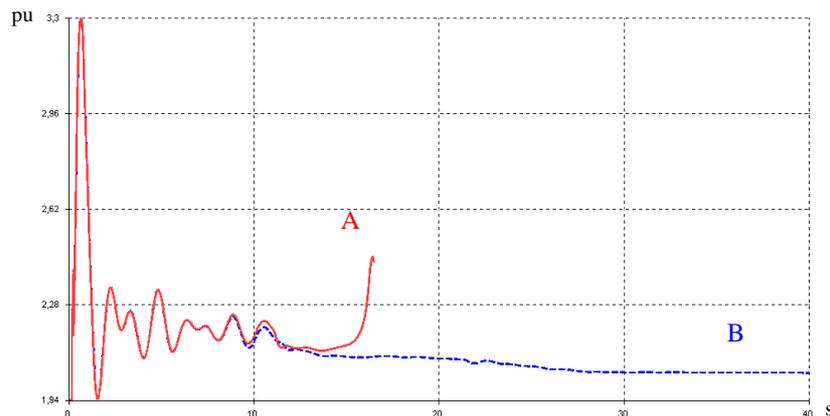


Figura 5.27 – Corrente de excitação de Itaipu 60 Hz.

Verifica-se nos resultados que o sistema vai a colapso se não for efetuado o corte de unidades geradoras (A), e que este colapso é evitado adotando-se a troca da impedância de compensação (B), após a perda da LT, objetivando diminuir a solicitação de potência reativa de Itaipu e aumentando o fornecimento desta potência pelas usinas ligadas ao 500 kV da região Sul. Em Itaipu foi realizado o desligamento do CCT, isto é, as unidades geradoras ficaram submetidas apenas ao controle primário de tensão. Ibiúna foi mantida com a mesma impedância de compensação e as usinas de G. B. Munhoz e Salto Santiago tiveram sua impedância de compensação trocadas para 90 % do valor máximo determinado no *Passo 7* do item 5.3.a, isto é, 0,409 % e 0,337 %, respectivamente.

Os resultados apresentados ganham mais valor em função das análises desenvolvidas em [Prada, 2004], quando se constatou que para o sistema de 765 kV associado à transmissão da geração de Itaipu 60 Hz, apenas o redespacho de potência reativa não garantia a segurança de tensão, sendo necessário também efetuar-se o redespacho de potência ativa. Neste trabalho mostra-se que apenas o redespacho de potência reativa, efetuado pela mudança da impedância de compensação, evitou um redespacho de potência ativa efetuado através do desligamento de unidade geradora.

A implementação deste esquema de controle é relativamente simples. Mudanças significativas na configuração do sistema levam a mudanças nos valores de  $X_c$  para permitir a redistribuição no fluxo de potência reativa. Esses novos valores de  $X_c$  podem ser calculados previamente, através de estudos, ou por aplicativos de tempo real no

centro de controle centralizado do sistema, sendo então enviadas ordens de mudança para as usinas. Por isso o tempo de 9,0 s considerado nas simulações.

## 5.5. Aplicação do Método da Continuação

Uma avaliação muito simples da influência da impedância de compensação pode ser vista no exemplo a seguir. A Figura 5.28 considera uma usina conectada ao sistema através de uma linha de transmissão. Considerando-se a impedância de compensação controlando uma barra fictícia (F) entre a barra da usina e o sistema, localizada a uma porcentagem  $\alpha$  do fim da respectiva linha, foi avaliado, através de fluxo de potência continuado, o desempenho das tensões na linha quando o valor de  $\alpha$  (impedância de compensação) é variado desde 0 (zero) até 100 % da reatância da linha. Considerou-se que todas as linhas não possuem perdas. A carga do sistema está distribuída nas barras 3, 4 e 5. As barras 1 e 2 são do sistema de transmissão.

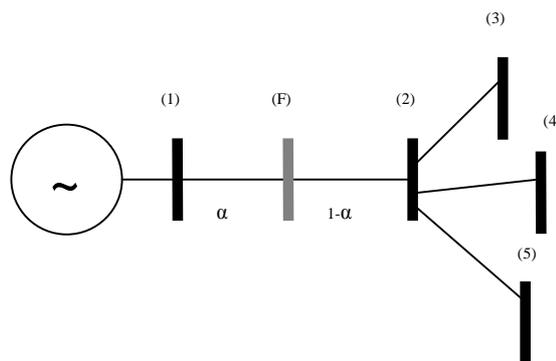


Figura 5.28 – Sistema teste do fluxo de potência continuado.

Os resultados obtidos são mostrados nas figuras 5.29 a 5.31, as quais apresentam as tensões no sistema em função do valor da impedância de compensação (alfa) para três valores distintos de carga. Na Figura 5.30 o valor da carga do sistema é 50 % maior que o considerado na Figura 5.29. Na Figura 5.31 o valor da carga é 100 % maior que o utilizado na Figura 5.29.

Observa-se na Figura 5.29 que as tensões no sistema são maiores quanto maior for a impedância de compensação, ou seja, quanto mais a barra controlada se aproxima da carga.

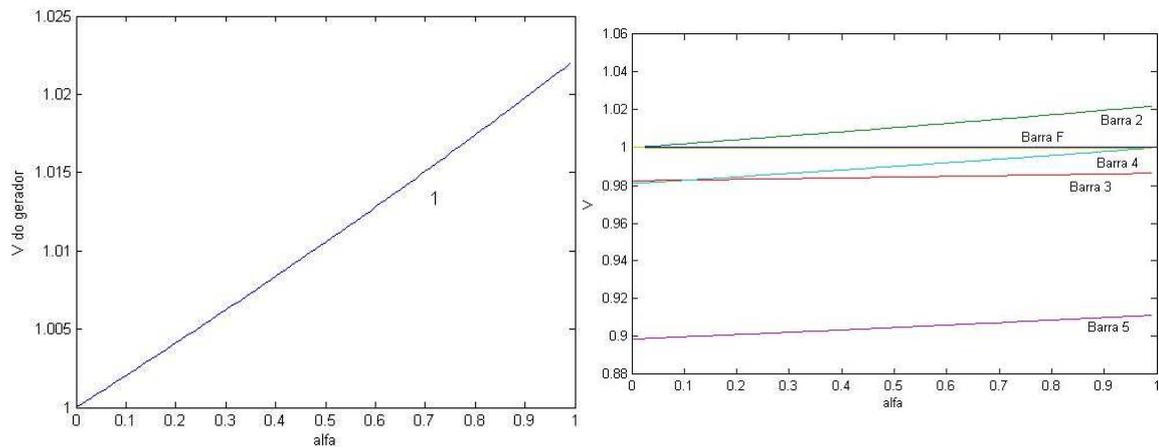


Figura 5.29 – Tensões no sistema para um valor de carga L.

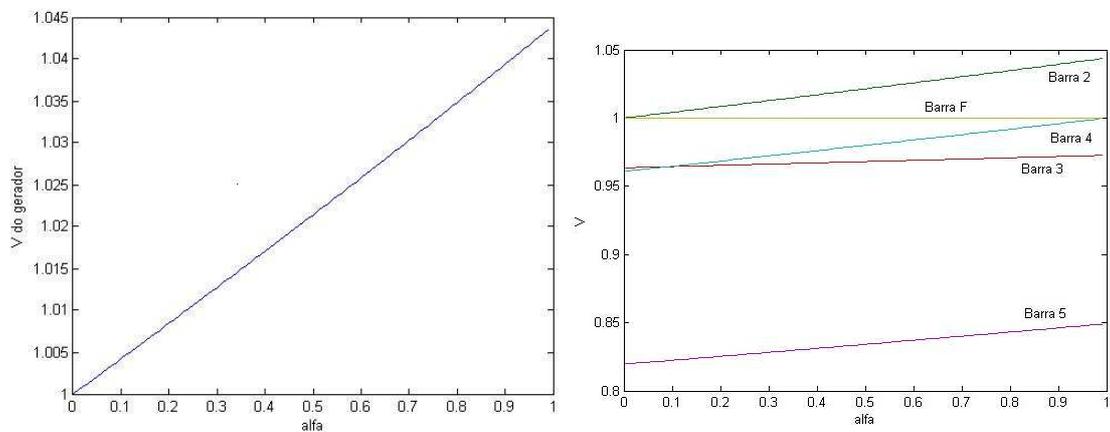


Figura 5.30 – Tensões no sistema para um valor de carga de 1,5.L.

Observa-se na Figura 5.30 o mesmo comportamento apresentado na Figura 5.29, entretanto, verifica-se que a tensão no gerador alcança um valor bem superior ao apresentado naquela figura quando a barra controlada se aproxima da carga, confirmando que a possibilidade do gerador atingir seus limites de excitação aumenta a medida que a impedância de compensação aumenta.

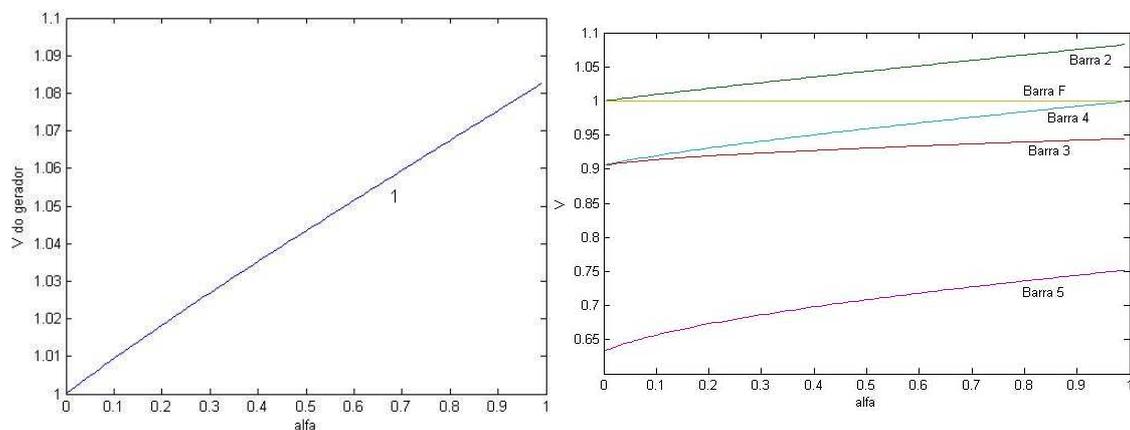


Figura 5.31 – Tensões no sistema para um valor de carga de 2,0.L.

Na Figura 5.31 observa-se que não mais ocorre a linearidade entre as tensões no sistema e o valor da impedância de compensação, apresentado para os outros valores de carga, quando a impedância é inferior a 20 % da impedância da linha de transmissão. Isto significa que o ponto de bifurcação está próximo de ser alcançado quando o gerador está controlando uma tensão mais distante da carga. Este fato pode ser melhor visualizados nas figura 5.32 e 5.33, as quais apenas modificam a forma de apresentação dos resultados mostrados nas figuras anteriores para uma curva PxV tradicional, isto é, são apresentadas famílias de curvas PxV para os diversos valores de alfa.

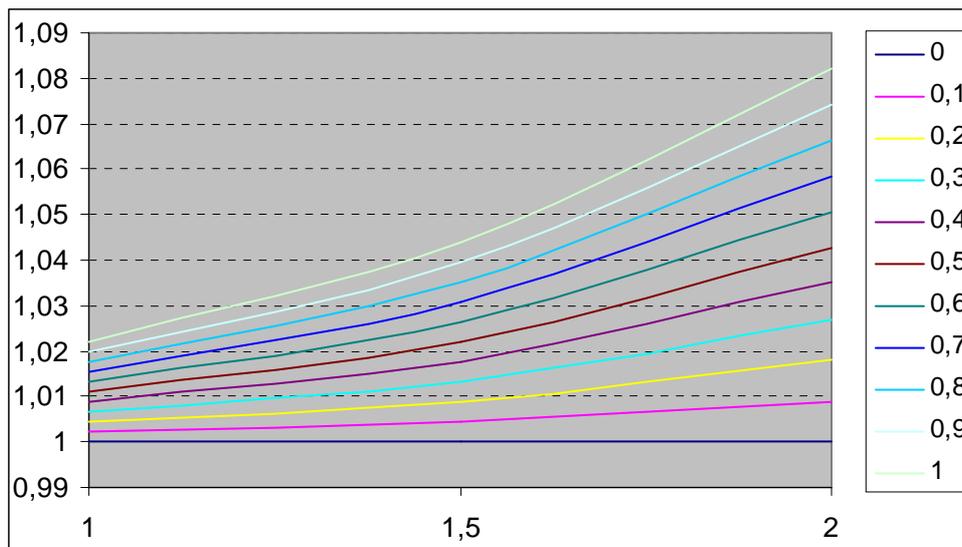


Figura 5.32 – Tensão terminal do gerador do sistema exemplo.

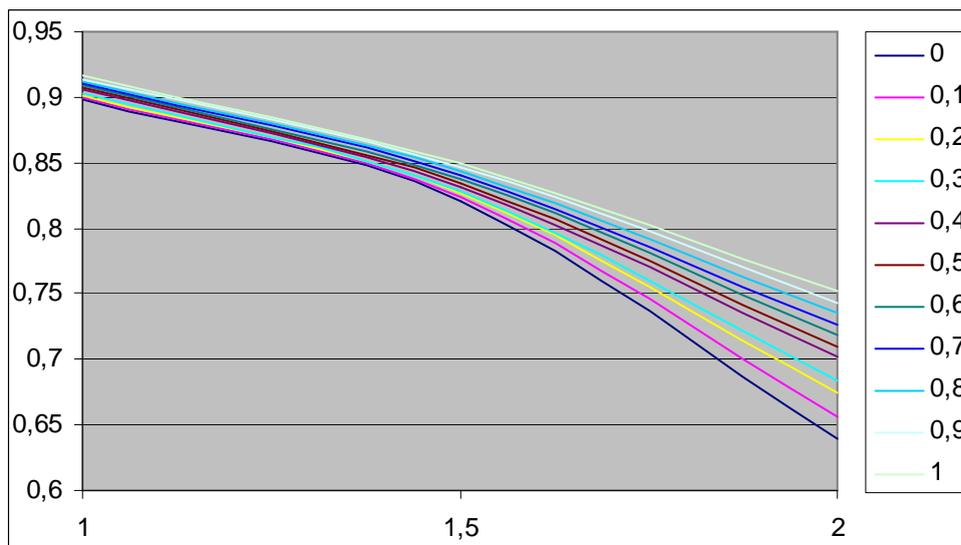


Figura 5.33 – Tensão da barra 5 do sistema exemplo.

A partir da aproximação da tensão controlada à carga, há um afastamento do ponto de bifurcação. Esse fato caracteriza a importância do uso da impedância de compensação em CCT na estabilidade de tensão do sistema. É importante citar que não foi considerado neste exercício o limite de excitação do gerador, que provavelmente seria alcançado para valores de impedância de compensação superiores a 60 % da impedância da linha de transmissão, a partir de onde a tensão do gerador apresenta-se superior a 105 %.

## 5.6. Conclusão

Neste capítulo foram apresentados os resultados de simulações em sistemas testes do IEEE mostrando que o uso da impedância de compensação associado ao CCT pode realizar a função de controle secundário de tensão com bons resultados, assim como simulações no Sistema Interligado Nacional com a metodologia proposta para o cálculo de  $X_c$ , a qual produziu resultados tímidos em relação à potencialidade esperada. Desta forma, pode-se avançar no estudo de metodologias que determinem o valor de  $X_c$ , como por exemplo com o uso da matriz  $Z_{\text{barra}}$ .

Também foram apresentados os resultados do uso do método da continuação, incorporando a impedância de compensação de queda de tensão, em um sistema acadêmico. Esses resultados estimulam a pesquisa do uso deste método em um sistema de grande porte.

# CAPÍTULO VI

## CONCLUSÕES

### 6.1. Conclusões

A principal motivação deste trabalho é a apresentação da proposta que envolve a utilização da impedância de compensação de queda de tensão ( $X_c$ ) do CCT de grandes usinas como parâmetro de otimização do processo “controle de tensão”. O uso desta impedância de compensação em CST e CCT já é uma realidade em nível local, principalmente em CCT que utiliza os mesmos módulos eletrônicos dos reguladores de tensão, sem entretanto haver o uso difundido no controle de tensão sistêmico, apesar da importância deste uso já ter sido destacada por alguns autores. A proposta apresentada incorpora a impedância de compensação de queda tensão ( $X_c$ ) no CCT, ajustando-a de acordo com os interesses de coordenar o controle de tensão em sistemas interligados. Nos CCT digitais, utilizados como aplicativos suportados por sistemas de supervisão, a impedância deve ser prevista na sua especificação para garantir sua presença no laço de controle.

A utilização de Controle Secundário de Tensão apresenta várias vantagens para o sistema elétrico de potência, com destaque para a melhora na qualidade do atendimento aos consumidores (nível de tensão) e aumento da segurança do sistema.

A utilização da impedância de compensação em CST já é aplicada no Brasil, reproduzindo de forma digital, no sistema de supervisão do centro de controle da

operação, um transformador regulador dotado de relé compensador de queda de tensão. Sendo aplicada desta forma, a impedância de compensação de queda de tensão aumenta a necessidade dos recursos de comunicação entre as subestações e a sala de controle central, já que além da tensão da barra também há necessidade de telemedição das correntes nas linhas de transmissão. Assim, o uso generalizado da impedância de compensação da forma descrita, pode levar ao aumento do intervalo de tempo entre os comandos do CST, por necessitar tratar com mais grandezas e enviar comandos para mais lugares.

Quando usada em CCT, a impedância de compensação de queda de tensão diminui a necessidade dos recursos de comunicação entre as usinas e a sala de controle central. Isto acontece porque não há telemedição adicional e as usinas regulam automaticamente uma tensão mais próxima da carga, permitindo que a comunicação das usinas com a sala de controle central seja mais espaçada no tempo. Como o controle é local, o CCT mantém o intervalo entre seus comandos para que as unidades geradoras da usina alterem sua tensão terminal, intervalo este bem menor do que seria se fosse utilizado um CST, tornado sua ação mais rápida.

Tanto em CCT suportados por sistemas de supervisão digitais, quanto em CST utilizados em salas de centros de controle da operação, deve ser prevista sua interação com os Estimadores de Estado, cujas estimativas podem ser utilizadas como alternativa aos valores medidos em caso de perda desses sinais, garantindo assim maior disponibilidade para o sistema de controle.

Uma condição para o uso da proposta apresentada neste trabalho é que o CCT seja digital e o parâmetro  $X_c$  permita seu ajuste remotamente. Em CCT analógicos, mesmo que exista a impedância de compensação, é impossível o seu ajuste remotamente, o que inviabiliza a aplicação da proposta.

O uso da impedância de compensação de queda de tensão no CCT tem como grande vantagem aproximar a tensão controlada da carga, melhorando a estabilidade de tensão e a estabilidade transitória. Sendo assim, torna-se necessário avaliar os ajustes propostos através de ferramentas de regime permanente, sob o enfoque de estabilidade eletromecânica e também sob o enfoque de estabilidade de longo prazo. Entretanto, sua grande desvantagem é levar os geradores sob seu controle para o limite de excitação mais rapidamente, nascendo daí a necessidade de se ter um ajuste coordenado em nível sistêmico.

Para evitar que os geradores sob controle atinjam seus limites de excitação, é necessário alterar o valor de  $X_c$  quando de mudanças na configuração do sistema. Este é o outro ponto abordado na proposta apresentada neste trabalho.

O uso conjugado do Controle Conjunto de Tensão de usinas com o Controle Secundário de Tensão, torna este controle descentralizado, sem perda das vantagens adicionais proporcionadas pelo CST. A redução do uso de recursos de comunicação e do tempo de resposta para execução do controle secundário de tensão são as principais vantagens deste uso.

A proposta apresentada, de utilizar a impedância de compensação de queda de tensão, prevista para os CCT digitais, como parâmetro de ajuste controlado pelo CST, é promissora para o desempenho do controle de tensão. O uso do recurso permitido pelo controle digital, de alterar o valor da impedância de compensação após uma mudança na configuração do sistema, se mostrou poderosa no sentido de reforçar a segurança do sistema. Além disso, a troca do valor da impedância ao invés do próprio valor da tensão terminal, faz com que a ação na tensão de referência seja de forma mais rápida, pois o erro se altera em degrau e não em rampa. A metodologia apresentada para ajuste coordenado da impedância de compensação de queda de tensão dos CCT das grandes

usinas é baseada em análise de sensibilidade e, embora seja de fácil entendimento, sua aplicação pode ter alto custo.

A utilização da impedância de compensação de queda de tensão em CCT mostrou-se importante para a estabilidade de tensão do sistema, analisada através do método da continuação para um sistema didático. O aprofundamento da aplicação desta metodologia a sistemas reais apresenta-se promissora.

A proposta deste trabalho é:

- I. Incluir a impedância de compensação nos controles conjuntos de tensão digitais, suportados por sistemas de supervisão em tempo real, de usinas e subestações de compensadores síncronos. Desta forma esses equipamentos vão atuar como controle secundário de tensão descentralizado do Sistema Interligado.
- II. Sugerir uma metodologia para o ajuste da impedância de compensação de modo a melhorar o controle de tensão sistêmico.
- III. Permitir a alteração desta impedância a partir de comando local ou remoto, em caso de alteração da configuração do sistema próxima à usina ou subestação. A alternativa de comando local é a partir do uso do Estimador de Estado para identificar a alteração de configuração. A alternativa de comando remoto é através do controle centralizado sistêmico.

## **6.2. Trabalhos Publicados**

O desenvolvimento desta pesquisa já produziu dois artigos publicados em seminários nacionais, apresentados a seguir:

V SIMPASE – Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos – Recife-PE – maio/2003.

**“Requisitos de Controle Conjunto de Tensão de Usinas para Melhorar a Estabilidade de Tensão do Sistema”**

CBA 2004 – Congresso Brasileiro de Automática – Gramado-RS – setembro/2004.

**“Impedância de Compensação de Queda de Tensão em Controles Conjuntos de Tensão de Usinas – Uma Forma de Controle Secundário de Tensão Descentralizado”**

### **6.3. Perspectivas de Evolução do Trabalho**

A investigação mais aprofundada das propostas apresentadas neste trabalho deve ser direcionada para o estudo e desenvolvimento de métodos para determinação da impedância de compensação de queda de tensão associada ao CCT de usinas geradoras de energia elétrica e de compensadores síncronos. Métodos que utilizem técnicas de otimização, considerando  $X_c$  como a variável de controle de um fluxo de potência ótimo, e métodos aplicados à estabilidade de tensão devem ser as áreas de conhecimento mais exploradas.

Esta investigação deve considerar a relação custo-benefício associada aos métodos, prevendo-se o estudo de métodos que contemplem apenas a configuração do sistema e outros que considerem também o ponto de operação dos equipamentos de controle. A maior vantagem associada a métodos que considerem somente a configuração está no fato da impedância não variar por longos períodos, enquanto que a consideração do ponto de operação pode produzir resultados mais robustos.

Outra questão de interesse é investigar o uso do ponto de operação dos geradores das usinas dotadas de CCT com  $X_c$ , e sua proximidade em relação aos limites da curva de

capacidade, considerando-se que estas devem estar disponíveis nos Estimadores de Estado, para promover a alteração do valor de  $X_c$ , aproximando ou afastando a usina do controle de tensão sistêmico.

Também é importante estudar a questão da remuneração da participação da usina no controle de tensão sistêmico, principalmente em casos de alteração de  $X_c$  quando de mudanças na configuração do sistema, já que isto pode ser visto da mesma forma que um Esquema de Controle de Emergência.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGUILAR, M. J., CONEJO, A. Control Secundário de Tensões: Selección no Lineal de Nudos Pilotos, Desarrollo de Uma Ley de Control Óptimo y Resultados de Simulación. 5ª Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, 1997, Espanha.

AJJARAPU, V.; LEE, B. Bibliography on Voltage Stability. IEEE PES, System Dynamic Performance Subcommittee, Voltage Stability and Long-Term Stability Working Group, 1997.

AMANO, O. et al. Feasibility Study to Apply Pilot Bus System for Secondary Voltage Control on the Power System of Japan. UPEC 2001.

BEGOVIC, M.M.; PHADKE, A.G. Control of Voltage Stability Using Sensitivity Analysis. Trans. IEEE PWRs, Vol. 7, n. 1, fevereiro/1992.

BRANDT, D. et al. Closed Loop Testing of a Joint Var Controller Using a Digital Real-Time Simulator. IEEE Trans. On Power System, Vol. 6, no. 3, agosto/1991.

BRITO, Nuno H. M. N. et al. Controle Automático de Barramentos de Carga Utilizando Compensadores de Queda de Linha.

CAMARGO, J. R., SERTICH, A. R., SILVA, F. M. Monitoramento e Restrição da Geração Baseado em Limitações de Corrente de Excitação de Unidades Geradoras. VIII EDAO, março/2002.

CHANG, S. et al. Optimal Real-Time Voltage Control. Trans. IEEE PWRs, Vol. 5, n. 3, agosto/1990.

CIGRE TF 38.02.12. Criteria and Countermeasures for Voltage Collapse. Brochure 101, 1995.

CONEJO, A., DE LA FUENTE, J. J., GÖRANSSON, S. Comparison of Alternative Algorithms to Select Pilot Buses for Secondary Voltage Control in Electric Power Networks. IEEE, 1994.

CONEJO, A. Selection of Pilot Buses. 4ª IEEE Conf. on Power System Control and Management, 1996.

DA SILVA, Rui Jovita G.C. et al. Ajuste do Controle Conjunto de Tensão do Setor 60 Hz de Itaipu. VII ERLAC, 1997, Puerto Iguazu-Argentina.

DA SILVA, Rui Jovita G.C. et al. Modelagem e Ajuste do Controle Conjunto de Tensão de Itaipu 50 Hz e 60 Hz. XV SNPTEE, 1999, Foz do Iguaçu.

DA SILVA, Rui Jovita G. C. Projeto do Controle Conjunto de Itaipu 50 Hz e 60 Hz no Sistema SCADA. Monografia apresentada à UFSC como requisito do Curso de Especialização em Controle e Automação, 2000.

DA SILVA, Rui Jovita G.C., ZAMBRONI DE SOUZA, A.C., LOPES, B. Isaías L. Requisitos de Controle Conjunto de Tensão de Usinas para Melhorar a Estabilidade de Tensão do Sistema. V SIMPASE, 2003, Recife.

DAVIES, J. Brett, MIDFORD, Lorne E. High Side Voltage Control at Manitoba Hydro. IEEE Summer Meeting, 2000.

EL-KADY, M.A. et al. Assessment of Real-Time Optimal Voltage Control. Trans. IEEE PWRs, Vol. 1, n. 2, maio/1986.

ESPÍRITO SANTO, S., MACEDO, N. J., OLIVEIRA, V. R., TORINO, C. V., DA SILVA, R. J. G. C. Simulação em Tempo Real para Análise da Estabilidade de Longo Termo do Sistema de 750 kV de Furnas. XIII SNTPEE, 1995, Florianópolis, Brasil.

FEINSTEIN, J.; TSCHERNE, J.; KOENING, M. Reactive Load and Reserve Calculation in Real-Time Computer Control System. Trans. IEEE PWRs, 1988.

FERRAZ, J. C. R., GOMES, C. B., MARTINS, N., TARANTO, G. N. Investigating the Possibility of Adverse Dynamic Interaction Between Neighbor Secondary Voltage Regulation Areas. IX SEPOPE, maio/2004.

FRANCHI, L. et al. Evaluation of Economy and/or Security Oriented Objective Functions for Reactive Power Scheduling in Large Scale Systems. Trans. IEEE PAS, Vol.102, n.10, outubro/1983.

FUCHS, Chris, APPS, David, Chopra, Nick, Xu, Wilsun. Generator Joint VAR Control: Integration and Impact on system Transmission Capability. CEA's Electricity'97 Conference, Vancouver, 1997.

GLAVITSCH, H.; SPOERRY, M. Quadratic Loss Formula for Reactive Dispatch. Trans. IEEE PAS, Vol.102, n. 12, dezembro/1983.

GU, Z.; RIZY, D.T. Neural Networks for Combined Control of Capacitor Banks and Voltage Regulators in Distribution Systems. 1996.

GUBINA, F. et al. Models of Decentralized Secondary Voltage Control Realised Via Fuzzy Sets Artificial Neural Networks. CIGRE 1996 Session.

GUBINA, A., GUBINA, F. Application of Local ANN Controllers for Secondary Voltage Control. VII SEPOPE, 2000.

HENRIQUES, Paulo M., DE SOUZA Rodrigo D. A Reformulação do Controle de Tensão na Operação da Malha Regional Leste da Cemig pela Aplicação da Qualidade Total. 50 EDAO, Foz do Iguaçu, maio/1995.

HSU, Y. Y. et al. Voltage Control Using a Combined Integer Linear Programming and Rule-Based Approach. 1992.

IEEE PES Power System Stability Subcommittee. Voltage Stability Assessment, Procedures and Guides. Special Publication, 2001.

ILIC, M. New Approaches to Voltage Monitoring and Control. IEEE Control System Magazine, janeiro/1989.

ILIC'-SPONG, M.; CHRISTENSEN, J.; EICHORN, K. L. Secondary Voltage Control Using Pilot Point Information. IEEE Trans. PWRS, Vol. 3, n. 2, maio/1988.

JARDIM, J. L. et al. Influência de Limitadores de Sobreexcitação na Estabilidade de Sistemas de Potência. V ERLAC, 1993, Ciudad del Este, Paraguay.

JARDIM, J. L., MACEDO, N. J., ESPÍRITO SANTO, S., PRAÇA, A. S. Analysis and Control of the Effects of Overexcitation Limiters on the Stability of the Itaipu HVAC Transmission System. IV SEPOPE, 1994, Foz do Iguaçu, Brazil.

KAIUT, João Ivan, CIESSIELSKI, Aroldo F. Controle Local de Tensão em Subestações Automatizadas. XIV SNPTEE, Belém, outubro/1997.

KITAMURA, Hitomi, SHIMOMURA, Masaru, PASERBA, John. Improvement of Voltage Stability by the Advanced High Side Voltage Control Regulator. IEEE Summer Meeting, 2000.

KITAMURA, Hitomi, SHIMOMURA, Masaru, PASERBA, John, TAYLOR, Carson W. Improvement in the Performance and Field Verification of an Advanced High Side Voltage Control (HSVC). IX SEPOPE, 2004.

KUNDUR, P. Power System Stability and Control. McGraw Hill, 1993.

LE, T.L.; NEGNEVITSKY, M. Expert System Application For Voltage And Var Control In Power Transmission And Distribution Systems. 1997.

LAGONETTE, P. et al. Structural Analysis of the Electrical System: Application to Secondary Voltage Control in France. IEEE 1988.

LAMEIRAS, Marcelo S. et al. Controle Automático de Tensão – Implantação de um Software para Controle Sistêmico de Barramentos de EAT no Sistema de Supervisão e Controle Distribuído do COS da Cemig. III Simpase, Rio de Janeiro, setembro/1996.

LARSSON, M. Coordinated Voltage Control in Electric Power Systems. Doctoral Dissertation, Lund University, 2000.

MAGRINI, Luiz Carlos et al. Controle Digital de Tensão e de Fluxo de Reativos em Subestações. XIV SNPTEE, Belém, outubro/1997.

MARTINS, N. The New CIGRE Task Force on Coordinated Voltage Control in Transmission Networks. IEEE Summer Meeting 2000.

MARQUES, A.B., TARANTO, G.N., FALCÃO, D.M. Controle Coordenado de Tensão na Área Rio Utilizando Lógica Fuzzy. XVI SNPTEE, Campinas, SP, Outubro 2001.

MATSUDA, S. et al. Power System Voltage Control by Distributed Expert Systems. Trans. IEEE INDE, Vol. 37, n. 3, junho/1990.

MESLIER, F. et al. Voltage and Reactive Control. CIGRE TF 39.02, CIGRE 1992 Session, setembro/1992.

MOHN, Fritz W., ZAMBRONI DE SOUZA, A. C. Tracing PV and QV Curves With the Help of a CRIC Continuation Method. IEEE Transactions on Power System, Vol. 21, no 3, august 2006.

MURDOCH, A., SANCHEZ-GASCA, J. J., D'ANTONIO, M. J., LAWSON, R. A. Excitation Control for High Side Voltage Control. IEEE Summer Meeting, 2000.

NEILY, Geoff, BARONE, Ralph, JOSIN, Gary, CHARNEY, Doug. Joint VAR Controller Implemented in an Artificial Neural Network Environment. IEEE.

OLIVEIRA, I. M. et al Emergency Control Scheme of the 750 kV Transmission System using Programmable Logic Controllers. V SEPOPE, Brazil, 1996.

PAUL, J.P.; LEOST, J.Y.; TESSERON, J.M. Survey of the Secondary Voltage Control in France: Present Realization And Investigations. Trans. IEEE PWRS, Vol. 2, n. 2, maio/1987.

PRADA, R. B., PALOMINO, E. G. C., BIANCO, A. Reforço das Condições de Estabilidade de Tensão em Barras de Tensão Controlada. IX SEPOPE, maio/2004.

RUBENSTEIN, A.S., WALKLEY, W.W. Control of Reactive KVS with Modern Amplidyne Voltage Regulators. AIEE Transactions, Dezembro/1957.

SANCHA, J.L. et al. Secondary Voltage Control: Analysis, Solutions and Simulation Results for the Spanish Transmission System. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, no 2, Maio/1996.

SOARES, João Marcos C., NEVES, Fernando C., ZENI Jr., Nelson. Requisitos de Controle Conjunto de Tensão de Usinas para Melhorar a Estabilidade de Tensão do Sistema. XIV SNPTEE, Belém, 1997.

SU, C. T.; LIN, C. T. A New Fuzzy Control Approach to Voltage Profile Enhancement for Power Systems. 1996.

TARANTO, G. N. et al. Controle Secundário de Tensão, Suas Vantagens e Limitações. Resultados Hipotéticos de Sua Utilização na Área Rio. XV SNPTEE, 1999, Foz do Iguaçu.

TAYLOR, C. W. Power System Voltage Stability. McGraw Hill, 1994.

TAYLOR, C. W. Line Drop Compensation, High Side Voltage Control, Secondary Voltage Control – Why Not Control a Generator Like a Static var Compensator ? IEEE Summer Meeting 2000.

TESSERON, J.M., CORSI, S., ASHMOLE, P.H. Discussion of Voltage Control Schemes By CEGB, ENEL and EDF. Coloquium CIGRE 1988.

TOMSOVIC, K. A Fuzzy Linear Programming to the Reactive Power/Voltage Control Problem. 1992.

VAN CUTSEN, T. An Approach to Corrective Control of Voltage Instability Using Simulation and Sensitivity. Trans. IEEE PWRS, Vol. 10, n. 2, maio/1995.

VERSEILLE, J. et al. Voltage and Reactive Control. CIGRE TF 39.02, Electra n. 172, agosto/1997.

ZAMBRONI DE SOUSA, A. C. Força Tarefa Colapso de Tensão. Apostila de Curso, outubro/1998.

ZAMBRONI DE SOUZA, A.C., LOPES, B. Isaías L. On Multiple Tap-Blocking to Avoid Voltage Collapse. aceito para publicação na Electric Power Systems Research.