

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Luiz Cláudio de Araújo Ferreira**

**Análise a Longo-Termo da Estabilidade de Tensão  
Utilizando Métodos Estáticos e um Sistema Especialista Fuzzy  
para Representação de Ações de Controle**

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

**Área de concentração:** Sistemas Elétricos de Potência

**Orientadores:** A. C. Zambroni de Souza  
Julio C. Stacchini de Souza

Dezembro de 2008

---

**ANÁLISE A LONGO-TERMO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO  
UTILIZANDO MÉTODOS ESTÁTICOS E UM SISTEMA ESPECIALISTA  
FUZZY PARA REPRESENTAÇÃO DE AÇÕES DE CONTROLE**

Luiz Cláudio de Araújo Ferreira

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica, na área de concentração de Sistemas Elétricos de Potência. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

---

Dr. João Alberto Passos Filho  
1° Examinador – CEPEL

---

Prof. Dr. Glauco Nery Taranto  
2° Examinador – UFRJ

---

Prof. Dr. Pedro Paulo de C. Mendes  
3° Examinador – UNIFEI

---

Prof. Dr. Benedito Isaias de L. Lopes  
4° Examinador – UNIFEI

---

Prof. Dr. Julio C. Stacchini de Souza  
5° Examinador – UFF – (Orientador)

---

Prof. Dr. Antônio C. Zambroni de Souza  
6° Examinador – UNIFEI – (Orientador)

---

Prof. Dr. Ângelo José J. Rezek  
Moderador – UNIFEI

Itajubá, Dezembro de 2008.

---

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e dos orientadores.

### **Luiz Cláudio de Araújo Ferreira**

Graduado em Engenharia Elétrica pelo Centro Federal de Educação Tecnológica – CEFET – RJ em 1990. Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI – MG em 1999. Profissional com 26 anos de experiência no setor elétrico brasileiro. Engenheiro do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS desde 2000.

#### Ficha Catalográfica

F383

Ferreira, Luiz Cláudio de Araújo.

Análise a longo-termo da estabilidade de tensão utilizando métodos estáticos e um sistema especialista *fuzzy* para representação de ações de controle / Luiz Cláudio de Araújo Ferreira – 2008.

330 f.; 30 cm

Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Itajubá 2008.

Bibliografia: f. 267-308.

Estabilidade de tensão. 2. Colapso de tensão. 3. Segurança de tensão. 4. Controle de tensão. 5. Fluxo de potência. 6. Sistemas especialistas. 7. Lógica fuzzy I. Título.

CDD 621.31

Para meu filho, Igor.

*Só o amor conhece o que é verdade.*

São Francisco de Assis

## AGRADECIMENTOS

Ao atual corpo diretor, gerencial e de engenheiros do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, pelo apoio e crédito na oportunidade também oferecida a mim pelos engenheiros Mário Santos e Carlos Ribeiro, diretores deste operador no início desta empreitada.

A bibliotecária Márcia Isabel N. Oliveira, do ONS, pela atenção e incansável ajuda na pesquisa bibliográfica.

A equipe de profissionais do Centro de Operação Regional Sudeste (COSR-SE) do ONS, em especial a equipe de Pós-operação e o gerente deste Centro, Jayme D. Macêdo, pela compreensão e paciência dispensadas.

Aos professores Ricardo B. Prada, Marley Velasco e Ricardo Tanscheit, da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC – RJ, pela disponibilidade e valiosas orientações durante os cursos de estabilidade de tensão e de sistemas inteligentes.

Ao professor Petr Ia. Ekel, da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais – PUC – MG, pelo generoso apoio e importantes considerações durante o trabalho de revisão de aplicação de sistemas fuzzy.

Ao engenheiro Jorge Luiz A. Jardim, pelas discussões e observações fundamentadas na sua sólida experiência.

Aos professores Antônio Carlos Zambroni e Júlio Stacchini, pelo estímulo confiante e ampla liberdade oferecidos durante orientação amiga.

Ao engenheiro João Passos Filho, do Centro de Pesquisas Elétricas – CEPEL, pelos comentários sempre inteligentes e parceria em vários projetos.

A engenheira Sumara Ticom, por lembrar-me a importância do amor para a realização consciente da minha versão de verdade, contida neste trabalho.

## Resumo

Ferreira, Luiz Cláudio de Araújo. **Análise a Longo-Termo da Estabilidade de Tensão Utilizando Métodos Estáticos e um Sistema Especialista *Fuzzy* para Representação de Ações de Controle**. Itajubá, 2008. 330 p. Tese de Doutorado - Instituto de Sistemas Elétricos e Energia, Universidade Federal de Itajubá.

O foco principal da abordagem proposta neste trabalho é o de garantir a estabilidade a longo-termo da tensão de sistemas elétricos de grande porte e, na impossibilidade desta garantia, apoiar de forma mais segura, as ações de controle do fenômeno.

Utilizando um programa de fluxo de potência, modificado de forma a incorporar uma modelagem mais detalhada da carga e das atuações dos dispositivos de controle de tensão, o método proposto é aplicado e validado através da comparação de seus resultados com os dados obtidos nas análises de ocorrências reais de instabilidade de tensão no sistema elétrico brasileiro.

Este trabalho defende que a confiança em somente uma das técnicas de análise estática baseadas em curvas PV ou QV, não é suficiente para a avaliação segura da estabilidade de tensão, sendo cada tipo de análise importante e necessária para complementar uma o resultado da outra. Desta maneira, garantido que o sistema é transitória e dinamicamente estável e que o colapso de tensão não é causado por uma instabilidade angular, o método proposto recomenda o uso de ambas as análises – PV e QV, no cálculo das margens de estabilidade de tensão.

Por possuírem características importantes na representação e na tomada de decisões operativas em tempo real, este trabalho também propõe um sistema especialista *fuzzy* capaz de melhor representar o raciocínio do operador quando da atuação nos dispositivos de controle e de garantir pontos de operação mais fidedignos durante o processo de carregamento do sistema, nos estudos de segurança de tensão.

Apesar do sistema especialista *fuzzy* proposto ter sido concebido para ser integrado em um programa de fluxo de potência no ambiente de estudos, acredita-se no seu potencial para aplicações em ferramentas de auxílio à operação em tempo real, como também em simuladores de treinamento de operadores.

## Palavras - chave

Estabilidade de tensão, colapso de tensão, segurança de tensão, controle de tensão, fluxo de potência, sistemas especialistas, lógica *fuzzy*.

## Abstract

Ferreira, Luiz Cláudio de Araújo. Long-Term Voltage Stability Analysis Using Static Methods and a Fuzzy Expert System for Control Actions Representation. Itajubá, 2008. 330 p. Doctorate Thesis – Energy and Electrical System Institute, Universidade Federal de Itajubá.

The main goal of the proposed approach described in this study is to guarantee long-term voltage stability for big power systems and, in case this is not possible, to support in a safer way the control actions related to this phenomenon.

Using a power flow tool, modified in order to incorporate adequated load models and the action of voltage control devices, the proposed method is applied and validated through the comparison of its results with data obtained from real voltage instability problems that happened in the Brazilian Interconnected System.

This study defends that trusting in just one of the static analysis technique based on PV or QV curves is not sufficient to a safe evaluation of voltage stability. Each technique is important and necessary in order to complement each others' results. Thus, guaranteeing that system presents transient and dynamic stability, and that voltage collapse is not caused by an angular instability, the proposed method recommends the use of both tools – PV and QV, in order to calculate voltage stability margins.

Because of its important characteristics of representing in a more comprehensively the real time operation decisions, this study also proposes a fuzzy specialist system to better represent dispatchers' reasoning when acting on control devices and to guarantee more reliable operating points during load increase on voltage stability studies.

Though the fuzzy specialist system proposed in this study has been conceived to be integrated in a power flow software that would be used in a planning area, it presents great potential to be used as a tool for real time operation and operation training simulators.

## Keywords

Voltage control, voltage security, voltage stability, voltage collapse, expert systems, fuzzy logic.



# SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
I.1 - MOTIVAÇÃO E RELEVÂNCIA DO ESTUDO .....	1
I.2 - OBJETIVOS DO ESTUDO .....	5
I.3 - ESTRUTURA DO ESTUDO .....	6
<b>CAPÍTULO II - ESTABILIDADE DE TENSÃO E SISTEMAS DE AVALIAÇÃO E DE CONTROLE DA SEGURANÇA DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA .....</b>	<b>8</b>
II.1 - INTRODUÇÃO .....	8
II.2 - DEFINIÇÃO, CLASSIFICAÇÃO E MECANISMOS .....	9
II.2.1 - Definição de estabilidade, instabilidade e colapso de tensão.....	10
II.2.2 - Classificação e Mecanismos .....	11
II.3 - SISTEMAS DE AVALIAÇÃO E DE CONTROLE DA SEGURANÇA .....	17
II.3.1 - Sistemas Automáticos de Avaliação de Segurança .....	23
II.3.2 - Estados Operativos .....	27
II.3.3 - Ações de Controle .....	31
<b>CAPÍTULO III - AVALIAÇÃO A LONGO-TERMO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO A PEQUENAS PERTURBAÇÕES.....</b>	<b>40</b>
III.1 - INTRODUÇÃO .....	40
III.2 - TÉCNICAS DE ANÁLISE .....	42
III.2.1 - A Teoria da Bifurcação .....	44
III.2.2 - Método da Continuação .....	50
III.2.3 - Margens de Carregamento .....	52
III.3 - PRINCIPAIS FATORES INFLUENTES .....	61
III.3.1 - Capacidade de Geração de Potência Reativa dos Geradores Síncronos .....	62
III.3.2 - Controle Automático de Tensão dos Geradores Síncronos .....	64
III.3.3 - Load Tap Changer – LTC.....	65
III.3.4 - Dispositivos de Compensação de Potência Reativa .....	66
III.3.5 - Motores de Indução .....	67
<b>CAPÍTULO IV - MÉTODO ESTÁTICO PARA ANÁLISE A LONGO-TERMO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO A PEQUENAS PERTURBAÇÕES.....</b>	<b>69</b>

---

IV.1 - INTRODUÇÃO.....	69
IV.2 - REPRESENTAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE CONTROLE DE TENSÃO.....	70
IV.2.1 - <i>Aplicação em um Sistema Real de Grande Porte</i> .....	75
IV.3 - REPRESENTAÇÃO DA CURVA DE CARGA .....	93
IV.3.1 - <i>Aplicação a um Sistema Real de Grande Porte</i> .....	96
IV.4 - REPRESENTAÇÃO DE MOTORES DE INDUÇÃO .....	101
IV.4.1 - <i>Aplicação em um Sistema Real de Grande Porte</i> .....	107
IV.4.2 - <i>Validação da Modelagem Proposta</i> .....	114
IV.5 - CÁLCULO DA MARGEM DE CARREGAMENTO .....	119
IV.5.1 - <i>Aplicação em um Sistema Real de Grande Porte</i> .....	124
IV.6 - VALIDAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO.....	130
<b>CAPÍTULO V - SISTEMA ESPECIALISTA FUZZY .....</b>	<b>138</b>
V.1 - INTRODUÇÃO .....	138
V.2 - SISTEMAS BASEADOS EM CONHECIMENTO .....	141
V.3 - SISTEMAS ESPECIALISTAS.....	147
V.4 - SISTEMAS <i>FUZZY</i> .....	150
V.5 - APLICAÇÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA .....	155
V.5.1 - <i>Aplicações ao Controle de Tensão</i> .....	159
V.6 - APLICAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	164
V.6.1 - <i>Resultados</i> .....	184
<b>CAPÍTULO VI - CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>193</b>
VI.1 - SUGESTÕES PARA ESTUDOS FUTUROS.....	196
VI.2 - PUBLICAÇÕES DECORRENTES DO ESTUDO .....	197
<b>APÊNDICE I - CÓDIGO DE PROGRAMAÇÃO DO SISTEMA ESPECIALISTA FUZZY NO MATLAB E PARA INTERFACE COM O ANAREDE.....</b>	<b>199</b>
I.1 - CÓDIGO MATLAB (TOOLBOX FUZZY).....	199
I.2 - SENTENÇAS DA BASE DE REGRAS .....	204
I.3 - CÓDIGO INTERFACE ANAREDE.....	209
<b>APÊNDICE II - RELATÓRIO DE CONVERGÊNCIA DO SISTEMA ESPECIALISTA <i>FUZZY</i> DURANTE EXECUÇÃO DA SIMULAÇÃO DA CURVA DE CARGA.....</b>	<b>212</b>
<b>ANEXO A - REPRESENTAÇÃO DISCRETA E AUTOMÁTICA PARA O CHAVEAMENTO DE ELEMENTOS SHUNT – FILOSOFIA DE CONTROLE.....</b>	<b>219</b>
A.1 - REPRESENTAÇÃO DO CHAVEAMENTO DISCRETO DE BANCOS SHUNT.....	219
A.1.1 - <i>Controle de Faixa de Tensão</i> .....	220

---

<i>A.1.2 - Controle de Geração de Potência Reativa – Barra P</i> .....	223
<i>A.1.3 - Controle da Injeção de Potência Reativa – Barra PQ com Compensador Estático</i> .....	224
<i>A.1.4 - Controle de Geração de Potência Reativa – Barra PV</i> .....	231
<i>A.1.5 - Método para Chaveamento Discreto</i> .....	232
<i>A.1.6 - Tratamento de Limites Operacionais</i> .....	234
<b>ANEXO B - TEORIA DOS SISTEMAS FUZZY</b> .....	<b>236</b>
<b>B.1 - TEORIA DOS CONJUNTOS FUZZY</b> .....	<b>236</b>
<i>B.1.1 - Variáveis Lingüísticas</i> .....	239
<i>B.1.2 - Funções de Pertinência</i> .....	240
<i>B.1.3 - Definições e Operações com Conjuntos Fuzzy</i> .....	241
<i>B.1.4 - Composição de Relações Fuzzy</i> .....	244
<i>B.1.5 - Proposições Fuzzy</i> .....	247
<b>B.2 - LÓGICA FUZZY</b> .....	<b>250</b>
<b>B.3 - MODELOS DE INFERÊNCIA FUZZY</b> .....	<b>258</b>
<i>B.3.1 - Modelo de Inferência Mamdani</i> .....	259
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>267</b>

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – PROCEDIMENTO GERAL PARA AVALIAÇÃO E DETERMINAÇÃO DE LIMITES DE SEGURANÇA ....	18
FIGURA 2 – EXEMPLO DE CAPACIDADES DE TRANSFERÊNCIA .....	19
FIGURA 3 – EXEMPLO DE UM NOMOGRAMA DA REGIÃO DE SEGURANÇA.....	26
FIGURA 4 – ESTADOS OPERATIVOS DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA.....	27
FIGURA 5 – CONTROLE EM EMERGÊNCIA DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA EM CIRCUITO FECHADO .....	35
FIGURA 6 – SISTEMA DE DUAS BARRAS .....	46
FIGURA 7 – DIAGRAMA DE BIFURCAÇÃO PARA UM SISTEMA DE DUAS BARRAS .....	47
FIGURA 8 – ETAPAS DO MÉTODO DA CONTINUAÇÃO .....	51
FIGURA 9 – CURVA PV.....	57
FIGURA 10 – CURVA QV.....	58
FIGURA 11 – EFEITO DA ATUAÇÃO DE LTC APÓS CONTINGÊNCIA.....	66
FIGURA 12 – DIAGRAMA SIMPLIFICADO DA REDE DE SUPRIMENTO À ÁREA RIO DE JANEIRO / ESPÍRITO SANTO E PRINCIPAIS RECURSOS DE CONTROLE DE TENSÃO .....	76
FIGURA 13 – CURVAS PV DA BARRA DE 500 kV DE ADRIANÓPOLIS (AD) .....	85
FIGURA 14 – CURVAS PV DAS BARRAS DOS CAPACITORES SÉRIE DAS LT 765 kV FOZ DE IGUAÇU (FI)- IVAIPORÃ (IV) .....	88
FIGURA 15 – CURVAS PV DAS BARRAS 500 kV DE T. PRETO (TP), C. PAULISTA (CP) E S. JOSÉ (SJ).....	88
FIGURA 16 – CURVAS PV DAS BARRAS 345 kV DE ITUTINGA (IT), ADRIANÓPOLIS (AD) E CAMPOS (CM)	89
FIGURA 17 – POTÊNCIA REATIVA GERADA EM ANGRA (13), GRAJAÚ (29), VITÓRIA (46) E T. PRETO (08).	90
FIGURA 18 – MARGEM REATIVA DAS PRINCIPAIS BARRAS DE TRANSMISSÃO DA ÁREA RIO DE JANEIRO / ESPÍRITO SANTO .....	91
FIGURA 19 – EVOLUÇÃO DO ESGOTAMENTO DA MARGEM DE POTÊNCIA REATIVA DAS BARRAS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA ÁREA RIO DE JANEIRO / ESPÍRITO SANTO.....	92
FIGURA 20 - ESTRUTURA BÁSICA DO ALGORITMO DE SOLUÇÃO DA CURVA DE CARGA .....	95
FIGURA 21 - CURVA DE CARGA TÍPICA DA ÁREA RIO DE JANEIRO / ESPÍRITO SANTO .....	97
FIGURA 22 - PERFIL DE TENSÃO DO SISTEMA DE 765 kV .....	98
FIGURA 23 - PERFIL DE TENSÃO DO SISTEMA DE 500 kV DA ÁREA RIO DE JANEIRO / E. SANTO.....	99
FIGURA 24 - PERFIL DE TENSÃO DO SISTEMA DE 345 kV DA ÁREA RIO DE JANEIRO / E. SANTO.....	99
FIGURA 25 - PERFIL DE TENSÃO DO SISTEMA DE 138 kV DA ÁREA RIO DE JANEIRO / E. SANTO.....	99
FIGURA 26 - EVOLUÇÃO DO CHAVEAMENTO DE BANCOS SHUNT PARA O CONTROLE DE TENSÃO DO SISTEMA DE 765 kV .....	100

FIGURA 27 - EVOLUÇÃO DO CHAVEAMENTO DE BANCOS SHUNT PARA O CONTROLE DE TENSÃO DA ÁREA RIO DE JANEIRO .....	100
FIGURA 28 - EVOLUÇÃO DO CHAVEAMENTO DE BANCOS SHUNT PARA CONTROLE DE TENSÃO DA ÁREA ESPÍRITO SANTO .....	101
FIGURA 29 - MODELO PARA REPRESENTAÇÃO DE MOTORES DE INDUÇÃO.....	103
FIGURA 30 - MODELO DE REGIME PERMANENTE DE 2 BARRAS PARA MOTORES DE INDUÇÃO.....	104
FIGURA 31 - MODELO DE REGIME PERMANENTE DO MOTOR DE INDUÇÃO .....	105
FIGURA 32 - CONDIÇÃO INICIAL DAS BARRAS COM CARGA DO TIPO MOTOR DE INDUÇÃO.....	106
FIGURA 33 – INFLUÊNCIA DA REPRESENTAÇÃO DA CARGA DE MOTOR DE INDUÇÃO NA CURVA PV DA BARRA DE ADRIANÓPOLIS(AD) 345 kV.....	109
FIGURA 34 – INFLUÊNCIA DA REPRESENTAÇÃO DA CARGA DE MOTOR DE INDUÇÃO NA POTÊNCIA REATIVA GERADA EM ANGRA (13), GRAJAÚ (29), VITÓRIA (46).....	110
FIGURA 35 – MARGEM REATIVA DAS PRINCIPAIS BARRAS C. PAULISTA (CP) 500 kV, ADRIANÓPOLIS (AD) 500 E 345 kV, GRAJAÚ (GR) 500 kV, S. JOSÉ (SJ) 500 kV, CAMPOS (CM) 345 kV E VITÓRIA (VT) 345 kV .....	110
FIGURA 36 – INFLUÊNCIA DA CARGA DE MOTOR DE INDUÇÃO NO INTERCÂMBIO DE POTÊNCIA REATIVA DAS EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO DA ÁREA RIO DE JANEIRO / ESPÍRITO SANTO .....	111
FIGURA 37 – INFLUÊNCIA DA CARGA DE MOTOR DE INDUÇÃO NO FATOR DE POTÊNCIA DAS EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO DA ÁREA RIO DE JANEIRO / ESPÍRITO SANTO.....	112
FIGURA 38 – INFLUÊNCIA DA CARGA DE MOTOR DE INDUÇÃO NA DISTRIBUIÇÃO DO INTERCÂMBIO INTERNO DE POTÊNCIA REATIVA DA LIGHT.....	113
FIGURA 39 – INFLUÊNCIA DA CARGA DE MOTOR DE INDUÇÃO NA DISTRIBUIÇÃO DO INTERCÂMBIO INTERNO DE POTÊNCIA REATIVA DA CERJ .....	113
FIGURA 40 – INFLUÊNCIA DA CARGA DE MOTOR DE INDUÇÃO NA DISTRIBUIÇÃO DO INTERCÂMBIO INTERNO DE POTÊNCIA REATIVA DA ESCELSA .....	113
FIGURA 41 – OCORRÊNCIA DE 20 DE OUTUBRO DE 2000 - FLUXO DE ATENDIMENTO À ÁREA RIO DE JANEIRO / ESPÍRITO SANTO (FRJ).....	115
FIGURA 42 – OCORRÊNCIA DE 20 DE OUTUBRO DE 2000 – GERAÇÃO C. SÍNCRONOS DE GRAJAÚ.....	116
FIGURA 43 – OCORRÊNCIA DE 20 DE OUTUBRO DE 2000 – GERAÇÃO C. SÍNCRONO DE VITÓRIA.....	116
FIGURA 44 – OCORRÊNCIA DE 20 DE OUTUBRO DE 2000 – TENSÃO GRAJAÚ (GR) 138 kV.....	116
FIGURA 45 – OCORRÊNCIA DE 20 DE OUTUBRO DE 2000 – TENSÃO S JOSÉ (SJ) 138 kV .....	117
FIGURA 46 – OCORRÊNCIA DE 20 DE OUTUBRO DE 2000 – TENSÃO ADRIANÓPOLIS (AD) 138 kV .....	117
FIGURA 47 – OCORRÊNCIA DE 20 DE OUTUBRO DE 2000 – TENSÃO CAMPOS (CM) 138 kV .....	117
FIGURA 48 – OCORRÊNCIA DE 20 DE OUTUBRO DE 2000 – COMPARAÇÃO DO INTERCÂMBIO DE POTÊNCIA REATIVA VERIFICADO NAS PRINCIPAIS BARRAS DE CARGA DA ÁREA RIO DE JANEIRO / ESPÍRITO SANTO .....	118
FIGURA 49 – MÉTODO PROPOSTO PARA CÁLCULO DA MARGEM DE CARREGAMENTO .....	122

FIGURA 50 – OCORRÊNCIA DE MAIO DE 1999 NA ÁREA RIO DE JANEIRO / ESPÍRITO SANTO – GRÁFICOS DE TEMPO REAL DAS TENSÕES DE GRAJAÚ (GR) 500 kV E CAMPOS (CM) 345 kV .....	123
FIGURA 51 – OCORRÊNCIA DE MAIO DE 1999 NA ÁREA RIO DE JANEIRO / ESPÍRITO SANTO – SIMULAÇÃO DAS CURVAS QV DO BARRAMENTO DE GRAJAÚ 500 kV .....	124
FIGURA 52 – DIAGRAMA SIMPLIFICADO DO SISTEMA DE SUPRIMENTO A ÁREA MINAS GERAIS .....	125
FIGURA 53 – NOMOGRAMA PARA ATENDIMENTO SEGURO À ÁREA MINAS GERAIS.....	126
FIGURA 54 – TRECHOS NORMALIZADOS DAS CURVAS DE CARGAS TÍPICAS DOS SUBSISTEMAS DA ÁREA MINAS GERAIS .....	127
FIGURA 55 – TELAS PARA MONITORAMENTO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO EM ESTADO DE ALERTA NA ÁREA MINAS GERAIS – REGIÃO METROPOLITANA.....	128
FIGURA 56 – TELAS PARA MONITORAMENTO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO EM ESTADO DE ALERTA NA ÁREA MINAS GERAIS – REGIÃO NORTE .....	129
FIGURA 57 – TELAS PARA MONITORAMENTO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO EM ESTADO DE ALERTA NA ÁREA MINAS GERAIS – REGIÃO MANTIQUEIRA .....	129
FIGURA 58 – OCORRÊNCIA DE 12 DE ABRIL DE 2005 – CONDIÇÕES OPERATIVAS DA ÁREA MINAS GERAIS EM ESTADO DE ALERTA.....	131
FIGURA 59 – OCORRÊNCIA DE 12 DE ABRIL DE 2005 - CURVA DE CARREGAMENTO (CARGA + PERDAS) DA ÁREA MINAS GERAIS .....	132
FIGURA 60 – OCORRÊNCIA DE 12 DE ABRIL DE 2005 - CURVA PV DE T. MARIAS 345 kV .....	133
FIGURA 61 – OCORRÊNCIA DE 12 DE ABRIL DE 2005 - CURVA QV DA BARRA DE NEVES 500 kV .....	133
FIGURA 62 – OCORRÊNCIA DE 12 DE ABRIL DE 2005 - COMPARAÇÃO ENTRE CARREGAMENTOS (CARGA + PERDAS) E TENSÕES CALCULADOS E VERIFICADOS NA REGIÃO NORTE.....	134
FIGURA 63 – OCORRÊNCIA DE 12 DE ABRIL DE 2005 - COMPARAÇÃO ENTRE CARREGAMENTOS (CARGA + PERDAS) E TENSÕES CALCULADOS E VERIFICADOS NA REGIÃO METROPOLITANA .....	135
FIGURA 64 – OCORRÊNCIA DE 12 DE ABRIL DE 2005 - IMPACTO NO PERFIL DE TENSÃO DO SISTEMA DE 500 kV CONSIDERANDO CORTE DE CARGA DE 39 MW NA REGIÃO METROPOLITANA.....	136
FIGURA 65 – OCORRÊNCIA DE 12 DE ABRIL DE 2005 - IMPACTO NO PERFIL DE TENSÃO DO SISTEMA DE 345 kV CONSIDERANDO CORTE DE CARGA DE 39 MW NA REGIÃO METROPOLITANA.....	136
FIGURA 66 – VISÃO GERAL DA APLICAÇÃO DE TECNOLOGIAS CONVENCIONAIS E INTELIGENTES .....	143
FIGURA 67 – DIAGRAMA SIMPLIFICADO DO TRONCO DE TRANSMISSÃO DA UHE ITAIPÚ 60 Hz .....	165
FIGURA 68 – SISTEMA FUZZY PARA ATUAÇÃO EM DISPOSITIVOS DE CONTROLE DE TENSÃO .....	166
FIGURA 69 – EXEMPLOS DE FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA - TENSÕES.....	169
FIGURA 70 – EXEMPLOS DE FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA - DISPONIBILIDADE .....	170
FIGURA 71 – EXEMPLOS DE FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA - ESTADOS .....	170
FIGURA 72 – EXEMPLOS DE FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA - SAÍDAS .....	171
FIGURA 73 – ALGORITMO DE SOLUÇÃO DA CURVA DE CARGA INCORPORANDO UM SISTEMA ESPECIALISTA FUZZY.....	185
FIGURA 74 – ATUAÇÃO NOS REATORES DE IVAIPORÃ (R1 E R2).....	187

---

FIGURA 75 – ATUAÇÃO NOS REATORES E CAPACITORES DE T. PRETO (R5 E C1).....	187
FIGURA 76 – ATUAÇÃO NA REFERÊNCIA DO REGULADOR DE TENSÃO DE ITAIPÚ.....	187
FIGURA 77 – ATUAÇÃO NOS LTC 500/750 kV DE IVAIPORÃ (T1).....	188
FIGURA 78 – ATUAÇÃO NOS LTC DE T. PRETO 500/750 kV (T3) .....	188
FIGURA 79 – ATUAÇÃO NOS LTC DE T. PRETO 345/750 kV (T2) .....	188
FIGURA 80 – TENSÕES CAP. SÉRIE DA LT IVAIPORÃ / ITABERÁ E NA BARRA ITABERÁ 750 kV .....	190
FIGURA 81 – TENSÃO DA BARRA DE IVAIPORÃ 500 kV .....	190
FIGURA 82 – TENSÃO DA BARRA DE TIJUCO PRETO 500 kV .....	190
FIGURA 83 – TENSÃO DA BARRA DE TIJUCO PRETO 345 kV .....	191
FIGURA 84 – GERAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA NA USINA ITAIPÚ (G1).....	191
FIGURA 85 – GERAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA NO C. SÍNCRONO DE T. PRETO .....	191
FIGURA 86 – DIFERENÇA PERCENTUAL ENTRE PATAMARES DA CURVA DE CARGA .....	192
FIGURA 87 – CARACTERÍSTICA TENSÃO VERSUS CORRENTE DO CE .....	225
FIGURA 88 – CARACTERÍSTICA TENSÃO VERSUS POTÊNCIA REATIVA DO CE .....	226
FIGURA 89 – DIAGRAMA H-E DOS CONJUNTOS FUZZY “PEQUENO”, “MÉDIO” E “GRANDE” .....	240
FIGURA 90 – EXEMPLO DE USO DAS IMPLICAÇÕES MIN E PRODUTO .....	257
FIGURA 91 – DIAGRAMA TÍPICO DE UM MODELO DE INFERÊNCIA DE MAMDANI .....	260

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – CLASSIFICAÇÃO DA ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA .....	12
TABELA 2 – BANCOS DE CAPACITORES E REATORES NA ÁREA RIO DE JANEIRO / ESPÍRITO SANTO .....	77
TABELA 3 – TIPOS DE LTC NA ÁREA RIO DE JANEIRO / ESPÍRITO SANTO .....	80
TABELA 4 – EXEMPLO DE CARTÃO PARA REPRESENTAÇÃO DAS LÓGICAS DE CONTROLE DE SHUNTS E LTC .....	82
TABELA 5 – UTILIZAÇÃO DOS RECURSOS DISCRETOS DE CONTROLE DE TENSÃO DA ÁREA RIO DE JANEIRO / ESPÍRITO SANTO .....	87
TABELA 6 – LIMITES DE TENSÃO SISTÊMICOS .....	97
TABELA 7 – FAIXAS DE TENSÃO ESPECÍFICAS DAS PRINCIPAIS BARRAS .....	98
TABELA 8 – AGRUPAMENTO DE MOTORES DE INDUÇÃO CONSIDERANDO PARÂMETROS TÍPICOS .....	103
TABELA 9 – PERCENTUAIS DA CARGA TIPO MOTOR DE INDUÇÃO NA ÁREA RIO DE JANEIRO / ESPÍRITO SANTO .....	107
TABELA 10 – DIFERENÇA ENTRE SISTEMAS CONVENCIONAIS E SISTEMAS BASEADOS EM CONHECIMENTO .....	145
TABELA 11 – PRINCIPAIS OBJETIVOS DA APLICAÇÃO DE SISTEMAS FUZZY NOS SISTEMAS DE POTÊNCIA .....	155
TABELA 12 – EXEMPLOS DE INCERTEZAS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA .....	156
TABELA 13 – DESCRIÇÃO DAS VARIÁVEIS DE ENTRADA DO SISTEMA FUZZY PROPOSTO .....	167
TABELA 14 – DESCRIÇÃO DAS VARIÁVEIS DE SAÍDA DO SISTEMA FUZZY PROPOSTO .....	168
TABELA 15 – REGRAS PARA MANOBRAS DO PRIMEIRO GRUPO DE BANCOS DE REATORES DE TERCIÁRIO DA TRANSFORMAÇÃO DE IVAIPORÃ – R1 (3 x 180 MVAR) .....	176
TABELA 16 – REGRAS PARA MANOBRAS DO SEGUNDO GRUPO DE BANCOS DE REATORES DE TERCIÁRIO DA TRANSFORMAÇÃO DE IVAIPORÃ – R2 (3 x 180 MVAR) .....	177
TABELA 17 – REGRAS PARA MANOBRAS DO BANCO DE REATORES DE TERCIÁRIO DA TRANSFORMAÇÃO 765/500 kV DE TIJUCO PRETO – R5 (2 x 180 MVAR) .....	178
TABELA 18 – REGRAS PARA MANOBRAS DO BANCO DE CAPACITORES DE TIJUCO PRETO 345 kV – C1 (9 x 200 MVAR) .....	179
TABELA 19 – REGRAS PARA MANOBRAS NO LTC DA TRANSFORMAÇÃO DE IVAIPORÃ – T1 ( $\pm 1\%$ ) .....	180
TABELA 20 – REGRAS PARA MANOBRAS NO LTC DA TRANSFORMAÇÃO 765/345 kV DE TIJUCO PRETO – T2 ( $\pm 1\%$ ) .....	181
TABELA 21 – REGRAS PARA MANOBRAS NO LTC DA TRANSFORMAÇÃO 765/500 kV DE TIJUCO PRETO – T3 ( $\pm 1\%$ ) .....	182



---

TABELA 22 – REGRAS PARA ATUAÇÃO NA REFERÊNCIA DO REGULADOR AUTOMÁTICO DE TENSÃO DA UHE ITAIPÚ 60 HZ – REF G1 ( $\pm 0,5\%$ ) .....	183
TABELA 23 - CRITÉRIO PARA DEFINIÇÃO DO VALOR DISCRETO DA SUSCEPTÂNCIA SHUNT .....	233
TABELA 24 – TABELAS VERDADE PARA CINCO OPERAÇÕES FUNDAMENTAIS DE LÓGICA .....	251
TABELA 25 – PROVA DAS EQUIVALÊNCIAS DE PROPOSIÇÕES .....	251
TABELA 26 – VALIDAÇÃO DAS FUNÇÕES CARACTERÍSTICAS OBTIDAS POR TAUTOLOGIAS .....	252

---

## LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

### Notações:

$\  \cdot \ $	Norma
$A^{-1}$	Inversa da matriz $A$
$A_{ij}$	Elemento da linha $i$ e coluna $j$ da matriz $A$
$a_0$	Valor nominal de $a$
$b_k^{sh}$	Susceptância <i>shunt</i> conectada à barra $k$ .
$b_k^{inf}$	Valor discreto inferior de susceptância <i>shunt</i> conectada à barra $k$ . (do intervalo onde se encontra $b_k^{sh}$ )
$b_k^{sup}$	Valor discreto superior de susceptância <i>shunt</i> conectada à barra $k$ . (do intervalo onde se encontra $b_k^{sh}$ )
$i, j, k$	Sub-índices
$nb$	Número de barras do sistema.
$nc$	Número de dispositivos de controle do sistema.
$P_k^{esp} + j \cdot Q_k^{esp}$	Potência complexa líquida especificada para a barra $k$ .
$P_k^{cal} + j \cdot Q_k^{cal}$	Potência complexa líquida calculada para a barra $k$ .
$Q_{Gk}^{esp}$	Valor especificado de geração de potência reativa na barra $k$ .
$Q_{Gk}^{min}$	Limite mínimo de geração de potência reativa na barra $k$ .
$Q_{Gk}^{max}$	Limite máximo de geração de potência reativa na barra $k$ .
$\mu_A(x)$	Grau de pertinência do elemento $x$ ao conjunto $A$

---

$\sum_i^n \mu_A(x_i) / x_i$  Conjunto *fuzzy*  $A$  contendo graus de pertinência no conjunto  $A$  dos elementos correspondentes em um universo discreto e finito

$\int_x \mu_A(x) / x$  Conjunto *fuzzy*  $A$  contendo graus de pertinência no conjunto  $A$  dos elementos correspondentes em um universo contínuo e finito

### Símbolos:

$\mathbf{A}$	Matriz de estado
$f(\cdot)$	Função
$\mathbf{J}$	Matriz Jacobiana
$P$	Potência Ativa
$Q$	Potência reativa
$V$	Tensão
$X$	Reatância
$Z$	Impedância
$\partial$	Operador de derivada
$\nabla$	Gradiente
$\Delta P$	Varição incremental de potência ativa
$\Delta Q$	Varição incremental de potência reativa
$\lambda$	Varição incremental de um parâmetro ou de um conjunto de parâmetros
$\sim$	Negação

---

**Abreviaturas:**

H-E	Diagrama de Haussi-Euler
<i>LT</i>	<i>Long-Term</i>
<i>SE</i>	<i>Subestação</i>
<i>ST</i>	<i>Small-Term</i>
<i>S – LT</i>	<i>Small – Long Term</i>
Trafo	Transformador
ZIP	Modelo de representação estática da variação da carga com a tensão

**Siglas:**

ANAREDE	Programa Computacional de Análise de Redes (CEPEL)
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
BPA	<i>Bonneville Power Administration</i>
Bcnt	Barra Controlada
CAG	Controle Automático de Geração
CE	Compensador Estático de Potência Reativa
CIGRÉ	<i>International Council on Large Electric Systems</i>
COSR-SE	Centro de Operação Regional Sudeste (ONS)
CS	Compensador Síncrono de Potência Reativa
CST	Controle Secundário de Tensão
CSCA	Controle de <i>Shunt</i> Chaveável Automaticamente
DINC	Dados de Incremento de Carga
DLIN	Dados de Linhas e Transformadores

---

DSCA	Dados dos <i>Shunts</i> Chaveáveis Automaticamente
DTVF	Dados dos Transformadores Variando por Faixa de tensão
ECE	Esquema de Controle de Emergência
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
ESS	Encargo de Serviço do Sistema
EXIC	Executa Incremento de Carga
<i>FACTS</i>	<i>Flexible AC Transmission System</i>
FMG	Somatório dos fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão de suprimento a Área Minas Gerais
FLUPOT	Programa Computacional de Fluxo de Potência Ótimo (CEPEL)
FRJ	Somatório dos fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão de suprimento a Área Rio de Janeiro / Espírito Santo
FSM	Fluxo Serra da Mesa
<i>HVDC</i>	<i>High Voltage Direct Current</i>
IA	Inteligência Artificial
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LMG	Limite para atendimento seguro da Área Minas Gerais
LT	Linha de Transmissão
<i>LTC</i>	<i>Load Tap Changer</i>
NERC	<i>North American Electric Reliability Council</i>
Ns	Número de <i>steps</i>
OMIB	<i>One-Machine Infinite Bus</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PSS	<i>Power System Stabilizer</i>
SBC	Sistemas Baseados em Conhecimento
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro

SIME	<i>Single-Machine Equivalent</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
TSK	Modelo de Inferência <i>Fuzzy</i> Takagi-Sugeno-Kang
UHE	Usina Hidrelétrica
WSCC	<i>Western Systems Coordinating Council</i>

# CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO

## I.1 - Motivação e Relevância do Estudo

O propósito fundamental dos sistemas de transmissão interconectados é o de transmitir potência elétrica de áreas de geração para as áreas de carga. Estes sistemas devem ser capazes de desempenhar contínua e confiavelmente esta função sob uma ampla variedade de condições, dentro dos seus limites térmicos, de amplitude de tensão, de frequência e de estabilidade. Assim, os sistemas elétricos de potência são normalmente planejados para resistir a prováveis perturbações, considerando a carga e os níveis de transferências de potência previstos entre as suas áreas.

Em muitos países, assim como no Brasil, o novo ambiente trazido pela reestruturação dos sistemas elétricos adicionou novos desafios ao planejamento destes sistemas, aumentando a complexidade da coordenação de sua operação pela introdução de novos agentes e sistemas de controle, não mais tolerando o repasse de sobre-investimentos, ao mesmo tempo em que vem exigindo a manutenção dos níveis de confiabilidade do suprimento de energia a um mínimo custo e impacto ambiental.

Nestes modernos sistemas elétricos de potência, *blackouts* raramente ocorrem devido à instabilidade angular transitória, apesar da instabilidade nos sistemas atuais poder se manifestar de outras formas. Com a elaboração e desenvolvimento de dispositivos de controle contendo sinais adicionais estabilizantes, sistemas de excitação de alto desempenho, compensação série de linhas de transmissão, compensação estática, dispositivos de eliminação

rápida de defeitos e de sistemas assíncronos de interligação, tem sido eliminada a maioria das limitações impostas pela estabilidade angular transitória, requerendo, por outro lado, a análise da oscilação entre áreas, da estabilidade da frequência e da tensão [Kundur, 1994].

Inicialmente restrito a sistemas radiais com pouca geração local, o fenômeno de instabilidade de tensão passou a se manifestar em sistemas com significativa geração interna e fortemente interconectados [Ferreira, 1999a]. O grande uso de compensação *shunt* para suporte do perfil de tensão permitiu grandes transferências de potência, mas aumentou o risco deste tipo de instabilidade perto das condições normais de operação. Outra constatação diz respeito ao fato de que a instabilidade de tensão pode ocorrer através do desligamento simples de elementos da transmissão, da geração, ou até, em sistemas severamente carregados, durante o período de mudanças de patamares de carga, cujas probabilidades de ocorrência são maiores do que aquelas que envolvem curto-circuito trifásico, consideradas nos estudos de estabilidade angular. Como resultado, engenheiros e técnicos passaram a dedicar esforços para o desenvolvimento de técnicas e ferramentas de análise com o objetivo de prever e controlar o problema.

O sucesso de qualquer método de análise da estabilidade de tensão depende do entendimento do mecanismo e da proximidade da instabilidade para um sistema particularmente submetido a uma variedade de condições possíveis.

Índices baseados em níveis baixos de tensões não são indicadores de margem de colapso de tensão [Dobson, 2002]. Um sistema pode ter, em pré- e pós-contingência, níveis de tensão satisfatórios, mas estar perigosamente próximo da instabilidade de tensão [Hamadanizadeh, 2002]. Além disso, o aumento de níveis de tensão, através de mudanças em transformadores com comutação de tapes sob carga (*LTC*) pode provocar a redução da margem de colapso de tensão pelo efeito do aumento da demanda de potência reativa. Da mesma forma, a atuação em demais dispositivos de controle de tensão pode provocar



efeito oposto ao desejado em determinadas condições operativas [Ferreira, 2000; Prada 2006].

Existem algumas relações entre os problemas de manutenção de baixos níveis de tensão e colapso de tensão, mas eles são mais bem tratados como problemas distintos, por envolver análises distintas e por existir somente uma pequena gama de ações de controle comuns na solução de ambos os problemas.

O mais valioso e singular aspecto de uma avaliação da estabilidade de tensão deve ser sua capacidade para detectar qual região crítica e área associada de reserva de potência reativa contribuem para a instabilidade. Assim, o uso de índices de desempenho para avaliar as condições do sistema frente a problemas de colapso de tensão passou a despertar grande interesse dos especialistas de planejamento e operação de sistemas de potência, considerando-se também sua possibilidade de utilização nos ambientes *on-line* ou *off-line*, ajudando os operadores a determinarem uma condição operativa que pudesse minimizar o risco de ocorrência do fenômeno.

Atualmente, margens de carregamento são os principais índices aceitos de colapso de tensão [Cañizares, 2002]. Com a ajuda de técnicas de análise estática, geralmente estas margens são definidas como a diferença entre o valor de um parâmetro-chave do sistema, em uma dada condição operativa, e em um ponto crítico de estabilidade de tensão.

A utilização de margens de carregamento como índice de colapso de tensão traz a vantagem de requerer somente um modelo estático, além de serem simples, diretas, bem aceitas e facilmente entendidas.

Contudo, técnicas de análise estática são sensíveis ao ponto de operação estudado, demandando a necessidade de uma adequada representação dos dispositivos de controle, para uma correta previsão do comportamento do sistema em pontos de operação futuros.

---

Curvas PV nem sempre são diagramas de bifurcação. A curva “nariz” da tensão de uma dada barra contra sua potência ativa é um diagrama de bifurcação se a potência ativa da barra de carga é um parâmetro do modelo analisado. Neste caso, a bifurcação do tipo *Sela-Nó* pode até ocorrer, mas em qualquer ponto, não necessariamente no carregamento assinalado no “nariz” da curva [Dobson, 2002; Cañizares, 2007].

Outra ressalva é que ferramentas de avaliação da estabilidade de tensão baseadas puramente em sensibilidade, frequentemente ignoram a existência e os efeitos da perda de controle de tensão. Isto ocorre, sobretudo, se esta análise é somente feita através de medidas de sensibilidade para um ponto e não para sucessivos pontos de operação, a despeito de ser a perda de controle de tensão, e seus efeitos, a maior causa deste tipo de instabilidade nos sistemas de potência atuais [Miller, 2002].

Por perda do controle de tensão, este trabalho considerará condições operativas tais onde não se possa garantir tanto o respeito aos limites de tensão (valores máximos, para suportabilidade de equipamentos, e mínimos para o atendimento a carga) como o efeito esperado quando da atuação em dispositivos de controle de tensão.

O sistema elétrico brasileiro possui dispositivos de controle complexos, com grandes áreas importadoras de energia, que são supridas através de grandes troncos de transmissão, apresentando, muitas vezes, pequena margem de carregamento em determinadas situações de carga e/ou geração. Em sistemas com estas características, a simulação correta da atuação de importantes dispositivos de controle de tensão, durante o processo de carregamento do sistema, sofre limitações principalmente devido ao mau condicionamento da matriz Jacobiana em condições de carregamento elevado na rede.

O chaveamento de grandes blocos de compensação *shunt* e/ou atuação manual em *LTC* de transformadores com característica de operação sistêmica, unindo grandes troncos de suprimento de uma área, são exemplos de ações lentas de

controle que requerem coordenação durante o processo de entrada de rampa de carga no sistema, em função das interações entre estes controles e da possibilidade de impacto adverso associado a suas atuações. Por dificultarem o processo de convergência em programas convencionais de fluxo de potência, quando da consideração de sua atuação conjunta, estes dispositivos não são representados ou, quando o são, têm sua estratégia de atuação baseada na monitoração de um valor de referência específico para a tensão da barra controlada – lógica de atuação diferente da realizada na prática pelos operadores do sistema, baseada em faixas de valores de tensão.

## **I.2 - Objetivos do Estudo**

O objetivo geral deste trabalho é o de desenvolver uma robusta técnica capaz de prever e indicar as áreas envolvidas e candidatas para tomada de ações de controle, durante as análises da estabilidade a longo-termo de tensão em sistemas elétricos de grande porte, através do desenvolvimento dos seguintes objetivos específicos:

- ✓ Melhor representar o comportamento da carga durante as análises;
- ✓ Melhor representar a atuação em dispositivos de controle com importância para o estudo;
- ✓ Propor uma técnica de análise capaz de indicar, de maneira amigável e em tempo hábil, margens de segurança reais, visando à tomada de ações e evitando o risco de perda do controle de tensão em um nível sistêmico;
- ✓ Propor modelos e algoritmos robustos que possam ser facilmente incorporados nos programas de simulação utilizados no setor elétrico brasileiro;

- 
- ✓ Comprovar resultados utilizando dados reais verificados em ocorrências de instabilidade de tensão em sistemas elétricos de grande porte.

### I.3 - Estrutura do Estudo

Além deste capítulo introdutório, este trabalho está dividido em mais seis capítulos. No Capítulo II é iniciado o estudo da estabilidade de tensão considerando primeiramente seus principais conceitos, definições, termos usados, formas de classificação e mecanismos associados ao fenômeno da instabilidade. Em seguida este mesmo capítulo discute os sistemas de avaliação de segurança e a classificação dos estados operativos, bem como os tipos de ações de controle.

O Capítulo III apresenta os principais conceitos envolvidos na avaliação a longo-termo da estabilidade de tensão, foco principal deste estudo, discutindo as técnicas de análise estática utilizadas, embasadas na teoria da bifurcação e os principais fatores influentes nesta avaliação.

Como proposta para enfrentar as dificuldades levantadas pelos métodos de análise estática discutidos no Capítulo III, o Capítulo IV apresenta um método para avaliação da estabilidade a longo-termo, incorporando uma melhor representação de dispositivos de controle de tensão, da carga e uma combinação de técnicas de análise estática, comprovando seus resultados em casos reais do sistema elétrico brasileiro.

O Capítulo V aperfeiçoa a representação da atuação nos dispositivos de controle de tensão, apresentada no capítulo anterior, propondo a utilização de um sistema especialista baseado em regras de decisão *fuzzy* de forma a melhor representar o raciocínio do operador durante estas manobras. As aplicações de sistemas *fuzzy* em sistemas de potência que guardam relações relevantes com a proposta apresentada também são discutidas neste capítulo, junto com os

resultados de aplicação do sistema especialista *fuzzy* proposto no sistema elétrico brasileiro.

Por fim, o Capítulo VI resume as principais contribuições e limitações deste trabalho, sugerindo linhas de pesquisas futuras para o tratamento destas últimas.

# **CAPÍTULO II - ESTABILIDADE DE TENSÃO E SISTEMAS DE AVALIAÇÃO E DE CONTROLE DA SEGURANÇA DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

## **II.1 - Introdução**

A estabilidade de um sistema de potência pode ser definida como sendo a capacidade que este sistema tem de se manter em um estado de equilíbrio, em condições operativas normais, e de também alcançar este estado após ter sido submetido a uma perturbação [Cutsem, 1998].

A rigor, a estabilidade de um sistema elétrico de potência é um problema único e global, cuja análise deve considerar, entre outros, o comportamento de todos os seus equipamentos, seus dispositivos de controle e proteção, a localização e os tipos das inúmeras perturbações possíveis, as diferentes características das cargas e a coordenação global e local dos esquemas especiais de emergência.

Este capítulo inicia a exploração das características envolvidas nas análises a longo-termo da estabilidade de tensão a pequenas perturbações, foco principal deste trabalho. Inicialmente são definidos os termos usados como estabilidade, instabilidade, segurança e colapso de tensão. Depois, são abordados as formas de classificação e os mecanismos associados ao fenômeno.

Por fim, este capítulo se encerra discutindo os sistemas de avaliação de controle da segurança, nos ambientes *on-line* e *off-line*, os estados operativos que os sistemas de potência podem transitar e as maneiras de efetuar seu controle, através de medidas preventivas e corretivas, especialmente aquelas voltadas para o controle da segurança de tensão.

## **II.2 - Definição, Classificação e Mecanismos**

Devido à alta dimensionalidade e complexidade dos sistemas elétricos de potência, tornou-se essencial classificar os problemas de estabilidade com o objetivo de entender os mecanismos que poderiam levar a uma instabilidade. A classificação em categorias facilita a análise e a identificação dos fatores essenciais que contribuem para a instabilidade, bem como a elaboração de métodos para a melhoria da estabilidade e seu controle.

De forma a facilitar a análise com tal abrangência, é comum dividir este estudo em classes distintas, levando em conta fatores como a severidade dos impactos considerados, a natureza física da instabilidade resultante, o tempo de avaliação e as características dos elementos e processos envolvidos, tendo cada uma destas classes, características e peculiaridades próprias [Kundur, 1994].

Tratada tradicionalmente apenas como um problema de manutenção do sincronismo, ocorrências de colapso de tensão começaram a mostrar que a instabilidade poderia ocorrer sem envolver a perda de sincronismo dos geradores do sistema [Kundur, 1994].

A referência [Mendes, 1999], cobrindo um intervalo de análise de 20 anos, listou ocorrências de colapso de tensão desde 1970, relacionando os eventos que iniciaram o fenômeno, os principais elementos influentes do sistema e a duração das perturbações.

Contudo, para o estudo da instabilidade de tensão, torna-se importante primeiramente consolidar os principais conceitos e definições associadas ao problema.

### ***II.2.1 - Definição de estabilidade, instabilidade e colapso de tensão***

Uma análise comparativa e detalhada das principais definições e conceitos apresentados na literatura técnica para o problema da estabilidade de tensão foi realizada em [Löf, 1995a].

Um sistema é considerado estável, do ponto de vista de tensão, se, após a ocorrência de um distúrbio, as tensões nas regiões próximas às cargas forem capazes de atingir um novo ponto de equilíbrio [CIGRÉ, 1993]. Isto significa que o sistema se encontra dentro da região de atração do ponto de equilíbrio estável na condição pós-perturbação [Dobson, 2002].

Para o [IEEE, 1990] a estabilidade de tensão é a capacidade do sistema em manter o controle de suas tensões quando a admitância da carga ou a potência consumida são aumentadas. Esta definição considera que tanto a demanda quanto as tensões devem ser controláveis, convergindo com a visão de “estabilidade da carga”, tratada em [Cutsem, 1998] e adotada neste trabalho. Nesta visão, a instabilidade de tensão provém da tentativa da dinâmica da carga em restaurar o consumo de potência reativa além da capacidade combinada de geração e transmissão do sistema [Kundur, 1994; Cutsem, 1998].

Para [Taylor, 1994a] a instabilidade de tensão é a ausência de estabilidade de tensão e resulta em uma progressiva queda de tensão, que pode ou não culminar, na sua forma transitória, súbita e catastrófica, em um colapso [Cutsem, 1998], ou atingir níveis de tensão abaixo dos limites aceitáveis no sistema ou parte dele [IEEE, 1990; CIGRÉ, 1993].



Um sistema entra em um estado de instabilidade de tensão quando uma perturbação, uma elevação de carga, ou alteração na configuração, causa um progressivo e incontrolável declínio da tensão, ou se, para ao menos um barramento do sistema, a magnitude da tensão diminui quando a potência reativa injetada neste barramento é aumentada [Kundur, 1994].

A habilidade de um sistema de operar não somente de forma estável, mas também de permanecer neste estado após a ocorrência de uma contingência admitida, ou após uma alteração adversa no sistema, é associada ao conceito de segurança da tensão [IEEE, 1990]. Esta definição tem relação direta com a valorização do controle de margens de carregamento adequadas, entre um ponto de operação e o ponto de instabilidade de tensão [Taylor, 1994a], também admitido neste trabalho.

### **II.2.2 - Classificação e Mecanismos**

O sistema elétrico de potência é um sistema dinâmico e, por natureza, o problema da estabilidade de tensão tem característica dinâmica [Taylor, 1994a], podendo ocorrer tanto de forma rápida (alguns segundos), como também de forma lenta (vários minutos), dependendo das características dos elementos, dos distúrbios e alterações ocorridas no sistema.

A Tabela 1 apresenta um esquema de classificação [Cutsem, 1998], dentro de um contexto geral de estabilidade de sistema de potência, baseados em dois critérios: na escala de tempo e no da “força condutora” (*driving force*) da instabilidade. Nesta classificação a força condutora é dividida naquela dirigida por geradores (*generator-driving*) e na dirigida pela carga (*load-driving*). É importante notar que estes termos não excluem a influência de outros componentes no mecanismo da instabilidade. A escala de tempo é dividida em curto e longo-termo. Esta última, quando dirigida pela carga e sujeita a pequenas perturbações, tem destaque na Tabela 1, por ser foco deste estudo.

Tabela 1 – Classificação da Estabilidade de Sistemas de Potência <sup>1</sup>

Escala de Tempo	Dirigida por Geradores		Dirigida pela Carga	
Curto-Termo	Estabilidade Angular		Estabilidade de Tensão a Curto-Termo	
	Pequenos Sinais	Transitória		
Longo-Termo	Estabilidade de Freqüência		Estabilidade de Tensão a Longo-Termo	
			Pequenas Perturbações	Grandes Perturbações

O estudo da estabilidade angular é dividido no estudo da estabilidade a pequenos sinais e no da estabilidade transitória. A instabilidade a pequenos sinais está presente na forma de oscilações eletromecânicas não amortecidas, mesmo para pequenos distúrbios. A instabilidade transitória é devida à perda de torque sincronizante e é iniciada por um grande distúrbio [Kundur, 1994]. A escala de tempo da instabilidade angular é a da dinâmica eletromecânica do sistema de potência. Ela é chamada de curto-termo porque a dinâmica tipicamente dura alguns segundos.

Existe quase sempre uma clara separação entre as escalas de tempo envolvendo os fenômenos de instabilidade de tensão. A referência [Taylor, 1994a] evidencia esta separação agrupando incidentes sofridos por empresas do setor de acordo com a escala de tempo.

<sup>1</sup> Fonte: Adaptação de CUTSEM, T. V., VOURNAS, C. *Voltage Stability of Electric Power Systems*, Kluwer Academic Publishers, Boston, 1998, p. 8 .

Fiel ao conceito de que a instabilidade de tensão é dirigida pela carga, a referência [Cutsem, 1998] divide seu estudo de acordo com a escala de tempo da componente dinâmica da carga – de curto e longo-termo.

A instabilidade de tensão a curto-termo, também conhecida como colapso de tensão transitório [Taylor, 1994a], é caracterizada por componentes contendo motores de indução, sistemas de excitação de geradores síncronos e dispositivos eletronicamente controlados, como os elos de corrente contínua e compensadores estáticos [Cutsem, 1998].

A escala de tempo da instabilidade de tensão a curto-termo é a mesma da instabilidade angular. A modelagem e a análise de ambos os tipos são similares. A distinção, no curto-termo, entre instabilidade angular e instabilidade de tensão é muitas vezes difícil de ser feita [Taylor, 1994a] porque praticamente a maioria dos eventos de colapso de tensão envolve elementos de ambos os tipos de instabilidade [Vournas, 1996].

Os três principais mecanismos de instabilidade de tensão a curto-termo são [Cutsem, 1998]:

**Caso *ST1*:** Perda do equilíbrio das dinâmicas rápidas;

**Caso *ST2*:** Falta de atração para um ponto de equilíbrio pós-perturbação das dinâmicas rápidas;

**Caso *ST3*:** Instabilidade oscilatória do equilíbrio pós-perturbação.

O mecanismo do Caso *ST1* é provocado por variações bruscas de carga ou perda de elementos importantes do sistema após a ocorrência de faltas.

Um caso típico de instabilidade do Caso *ST2* é a parada de um motor de indução após um curto-circuito (o escorregamento do motor ocasiona um estado de instabilidade para o sistema apesar da interseção das curvas dos torques elétrico e mecânico).

O caso *ST3* é menos comum de ocorrer. Alguns casos deste tipo encontrados na literatura são obtidos devido à modelagem da carga como potência constante na escala de tempo transitória [Cutsem, 1998]. Contudo, um exemplo deste caso pode ser encontrado em [Mello, 1996; Cutsem, 1998].

Quando a dinâmica de curto-termo desaparece, algum tempo depois do distúrbio, a dinâmica entra numa escala de tempo mais lenta. A dinâmica de longo-termo dura vários minutos. Dois tipos de problemas de estabilidade emergem na escala de longo-termo: os de frequência e os de tensão.

A instabilidade de frequência está relacionada com o desbalanço entre carga e geração. Problemas de frequência podem aparecer depois de um grande distúrbio com capacidade para provocar um ilhamento de uma parte do sistema [Kundur, 1994]. Uma área ilhada pode estar sujeita tanto a uma sub ou sobre-frequência, dependendo da falta ou escassez de geração para fazer frente à carga e as perdas da região ilhada.

Para o propósito de análise da estabilidade de tensão a longo-termo, é muitas vezes útil classificá-la em pequenas e grandes perturbações.

Um ponto de operação é estável a pequenas perturbações se, após qualquer pequena perturbação, o sistema de potência retorna a um estado idêntico ou próximo ao ponto de operação de pré-distúrbio [Dobson, 2002]. A estabilidade de tensão a pequenas perturbações considera a habilidade do sistema de potência de manter o controle de tensão depois de um pequeno distúrbio como, por exemplo, rampas de carga, medidas em MW/min [Taylor, 1994a]. A análise da estabilidade de tensão a pequenas perturbações é feita em regime permanente [Austria, 1995; Cañizares, 2002; Dobson, 2002; Hamadanizadeh, 2002; Miller, 2002]. O chaveamento de dispositivos de controle de tensão ou corte de carga podem fazer parte de ações necessárias, de forma a prevenir a instabilidade de tensão.

Por seu turno, as análises de longo-termo da estabilidade de tensão a grandes perturbações consideram a resposta do sistema para grandes e súbitos

distúrbios como faltas nos principais elementos da rede, perda de carga de uma área ou de um grande gerador. Neste cenário, o sistema é transitoriamente estável, principalmente pela sensibilidade das cargas ao afundamento da tensão. O processo de recomposição da carga causa, mais tarde, o afundamento da tensão do sistema de transmissão [Taylor, 1994a; Cutsem, 1998].

A escala de tempo da instabilidade de tensão quando de grandes perturbações é de alguns minutos, tipicamente 2 ou 3 minutos, tempo frequentemente insuficiente para permitir a intervenção dos operadores do sistema. Nesta escala, muitas vezes o termo de instabilidade a “médio-termo” é usado [Taylor, 1994a]. Nesta dinâmica, geradores mais próximos são sobre-excitados e sobrecarregados, havendo a atuação (normalmente em poucos minutos) de limitadores da corrente de campo de importantes fontes de potência reativa, levando a solicitação deste tipo de potência de geradores mais distantes. Neste processo, a geração mais afastada e o sistema de transmissão associado, podem não ser capazes de suportar o aumento da carga, das perdas e a rápida deteriorização da tensão, levando a um colapso de tensão parcial ou total.

Assim, a dinâmica de longo-termo pode iniciar uma instabilidade de tensão das seguintes formas:

**Caso *LT1*:** Devido a uma perda do equilíbrio da dinâmica de longo-termo;

**Caso *LT2*:** Devido a uma fraca atração em direção ao equilíbrio estável de longo-termo;

**Caso *LT3*:** Devido a um lento crescimento das oscilações de tensão.

O Caso *LT1* é o mais típico mecanismo de instabilidade de tensão a longo-termo, com a carga tentando recuperar sua potência de pré-distúrbio através das ações de *LTC* ou sua característica de longo-termo através da auto-restauração.

---

Um típico exemplo de instabilidade do tipo *LT2* seria um cenário *LT1* acompanhado de ações corretivas demoradas (por exemplo, chaveamento de compensação *shunt* ou corte de carga) capazes de restaurar o ponto de equilíbrio, mas não breve o suficiente para o sistema ser atraído para o equilíbrio estável pós-controle [Cutsem, 1998].

O mecanismo de instabilidade do tipo *LT3* ainda não foi observado em sistemas de potência reais [Cutsem, 1998].

Finalmente, são considerados os casos onde a evolução das variáveis lentas, usualmente depois de uma instabilidade de longo-termo, leva a uma instabilidade de curto-termo. Aqui são distinguidos três tipos de instabilidade:

***Caso S-LT1:*** Perda do equilíbrio transitório devido às dinâmicas lentas;

***Caso S-LT2:*** Perda da atração para o equilíbrio estável transitório devido à contração da região de atração causado pelas dinâmicas lentas;

***Caso S-LT3:*** Instabilidade oscilatória das dinâmicas rápidas devido às dinâmicas lentas.

Exemplos típicos do primeiro caso ocorrem quando a degradação do sistema causada por uma instabilidade *LT1* ou *LT2* resulta na perda de sincronismo de motores de indução ou pelo alcance do limite da corrente de campo de geradores do sistema. Em tais casos, a instabilidade de longo-termo é a causa, sendo a instabilidade transitória o último resultado. Quando uma instabilidade do tipo *S-LT1* é encontrada, a lenta degradação devido à instabilidade de longo-termo leva a uma súbita transição na forma de um colapso [Cutsem, 1998].

Vale ressaltar que os mecanismos *LT1* e *LT2* podem ocorrer sem ocasionar instabilidade dos tipos *S-LT1* ou *S-LT2*. Existem casos menos severos de instabilidade a longo-termo usualmente terminando em um estado de regime

permanente onde tanto *LTC* como a auto-recuperação da carga encontram seus limites [Harmand, 1990]. Estes casos algumas vezes são referidos como colapso parcial de tensão [Taylor, 1994a].

A instabilidade do tipo *S-LT3* pode ocorrer em sistemas com problemas de oscilação tanto eletromecânica como de tensão. Um exemplo deste caso é o da atuação imposta por limitadores de corrente de campo [CIGRÉ, 1995a], capazes de tornarem inativos os PSS de geradores importantes do sistema [Cutsem, 1998].

## **II.3 - Sistemas de Avaliação e de Controle da Segurança**

A partir de um ponto de operação, o desempenho do sistema elétrico frente a um conjunto de prováveis contingências deve ser avaliado.

De maneira geral, um sistema de avaliação de segurança consiste em uma combinação da monitoração e análise de contingências no sistema. Outra característica importante e desejável é a de que estes sistemas também sejam capazes de sugerir medidas de controle, quando de uma previsão insatisfatória do desempenho do sistema de potência e de violação de algum critério estabelecido.

A seleção de contingências, a análise e a determinação de limites de segurança, utilizando programas de fluxo de potência ou simulações no domínio do tempo, são as principais partes de um sistema de avaliação de segurança.

A seleção de contingências ajuda a identificar as contingências críticas para uma análise detalhada da segurança do sistema.

A análise de segurança é feita usando-se programas de fluxo de potência nos estudos de longo-termo e programas de simulação no domínio do tempo nos estudos dinâmicos [Prada, 1990; Prada, 1992; IEEE, 1993; CIGRÉ, 1994;

Austria, 1995; Cutsem, 1997; Ejebe, 1998; Zambroni, 2000; Cañizares, 2002; Dobson, 2002; Hamadanizadeh, 2002; Miller, 2002; Prada, 2002; Santos, 2003; Jardim, 2006], sendo a segurança do sistema indicada comumente através de índices apoiados em critérios de desempenho pré-estabelecidos.

A Figura 1 descreve o procedimento geral para a avaliação e determinação dos limites de segurança utilizando dados de tempo real e/ou de planejamento.

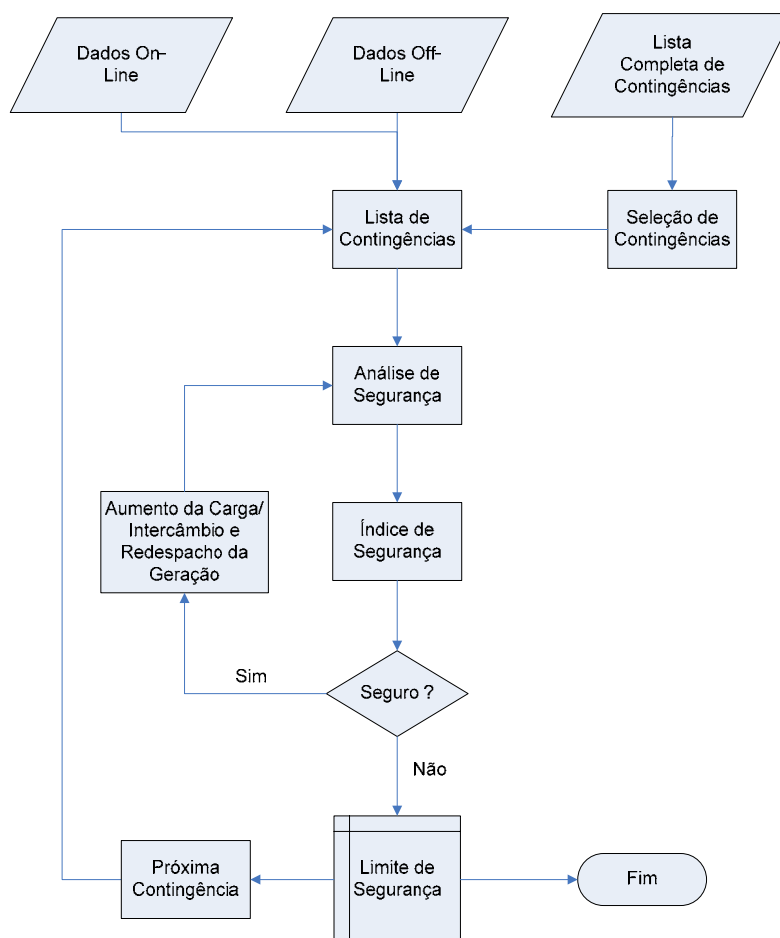


Figura 1 – Procedimento Geral para Avaliação e Determinação de Limites de Segurança<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Fonte: Adaptado de REPO, S. “On-line Voltage Stability Assessment of Power System – An Approach of Black-box Modelling”, Tampere University of Technology, 2001, p. 32.



Limites são encontrados através de sucessivos aumentos de carregamento para redespachos críticos, no último ponto de operação onde o sistema analisado é considerado seguro. Assim, índices de segurança estão fortemente relacionados com limites de segurança que, considerando critérios pré-estabelecidos, acabam por fornecer a capacidade de transferência de um sistema de potência.

A Figura 2 mostra, através de um sistema exemplo com três geradores, como a capacidade de transferência pode constituir-se em um indicador de segurança.

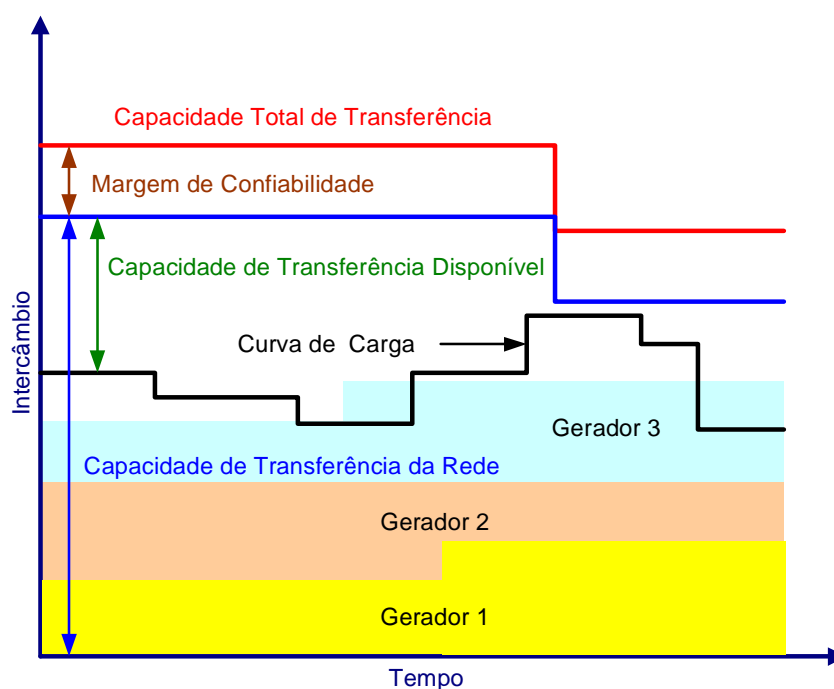


Figura 2 – Exemplo de Capacidades de Transferência<sup>3</sup>

Um sistema com maior capacidade de transferência é geralmente mais robusto e flexível que um sistema com habilidade limitada para acomodar

<sup>3</sup> Fonte: Adaptado de REPO, S. “*On-line Voltage Stability Assessment of Power System – An Approach of Black-box Modelling*”, Tampere University of Technology, 2001, p. 35.

transferências de potência. A definição da capacidade de transferência é distinguida em quatro termos:

- a) **Capacidade Total de Transferência:** é função dos limites físicos do sistema de transmissão. As regras de segurança do sistema de transmissão levam em conta estes limites, sejam eles térmicos, de tensão ou de estabilidade.
- b) **Margem de Confiabilidade:** faz parte de critérios pré-estabelecidos e considera as incertezas do sistema de potência, sujeito a várias condições operativas. As incertezas são advindas de imperfeições dos atores (principalmente geração e carga) e eventos não esperados, algumas vezes tratados como probabilísticos.
- c) **Capacidade de Transferência da Rede:** é a capacidade total de transferência, menos a margem de confiabilidade do sistema. Ela traduz a máxima capacidade de transferência que pode ser usada no momento, mesmo considerando as incertezas de previsão das condições futuras do sistema.
- d) **Capacidade de Transferência Disponível:** é a capacidade de transferência da rede menos o fluxo de potência programado para a operação. Mudanças na programação em tempo real requerem atualizações na capacidade de transferência da rede ao mesmo tempo em que reduzem as incertezas com relação às condições futuras. A capacidade de transferência disponível é a capacidade de transferência obtida depois da alocação do pior cenário de programação da operação. Índices críticos de segurança estão associados a baixas capacidades de transferência no sistema.

É importante notar que o cálculo da capacidade total de transferência é baseado na previsão de despachos futuros de geração, níveis de carregamento e topologia da rede. De maneira a tratar estas incertezas, distintas capacidades

totais de transferência devem ser calculadas para os diferentes cenários previstos.

Além das funcionalidades envolvendo a análise de contingências e de sugestão de ações preventivas e corretivas, é desejável que um sistema de avaliação de segurança completo seja capaz de determinar limites e de apresentá-los claramente através de uma região de segurança — nomogramas <sup>4</sup>.

Sistemas de avaliação *off-line* consideram dados de planejamento de um futuro próximo como os de topologia da rede, despacho de geração e níveis de carregamento do sistema. As incertezas destes fatores implicam na consideração de uma margem de confiabilidade adequada para determinados horizontes de planejamento, além de provocarem a necessidade de numerosos estudos visando avaliação da segurança do sistema. O aumento combinado destas incertezas pode inviabilizar análises adequadas mesmo para estudos de planejamento a curto-prazo.

Na avaliação de segurança *on-line* a quantidade de estudos e a margem de confiabilidade podem ser reduzidas por ser conhecida a topologia da rede, despachos de geração e níveis de carregamento, mas os tempos requeridos para este tipo de avaliação são muito menores que os tempos admitidos para a avaliação *off-line*.

Para o ambiente de planejamento, o tempo, apesar de não ser tão crítico, continua sendo importante para a eficiência da avaliação, evidenciada através da capacidade do sistema em avaliar uma grande quantidade de cenários, em um intervalo de tempo considerado viável.

---

<sup>4</sup> Nomograma, *s.m.* - gráfico construído com curvas apropriadas e com o qual se resolvem equações de determinado tipo; ábaco (Dicionário Houaiss, Rio de Janeiro, Editora Objetiva, Ed.1).

Na avaliação on-line da segurança de sistemas de grande porte, frequentemente o maior problema é obter as informações do estado de tempo real das áreas vizinhas e incorporá-las através de equivalentes dinâmicos. A indisponibilidade destas informações, traduzidas através de modelagens muitas vezes duvidosas, é levada em conta na forma de uma modelagem conservativa. Neste campo, pesquisas ainda são necessárias visando reduzir o emprego de modelos e informações arbitrárias, tanto na avaliação, como no controle da segurança do sistema [Diu, 2002].

Na falta de ferramentas para a análise *on-line*, os resultados dos estudos *off-line*, definindo limites e índices, devem ser transportados para o ambiente de tempo real, de forma a serem monitorados pelos operadores do sistema através dos nomogramas.

Índices de estabilidade guardam forte relação com margens de estabilidade – traduzidas por uma medida do quão distante o sistema está da instabilidade. No ambiente *off-line*, existe a necessidade de se determinar a margem para todas as contingências admitidas por uma empresa (perda simples, duplas em mesma torre, duplas por falha de disjuntor) para a condição do seu sistema com todos os elementos em operação e para as condições com um ou mais elementos fora de serviço (rede alterada).

Para estudos *on-line*, o estado e topologia do sistema são conhecidos (ou ao menos, aproximadamente conhecidos) através do estimador de estados. Desta forma, não há necessidade de se estudar o sistema em rede alterada. Como resultado, uma menor quantidade de cenários precisa ser examinada e as equipes de operação podem trabalhar com menores margens, comparadas com as margens estabelecidas nos estudos *off-line*, onde as incertezas são maiores.

Ferramentas para estudos *off-line* de estabilidade de tensão foram amadurecidas durante os últimos anos [EPRI, 1995; Gao, 1996; IEEE, 1999; Hamadanizadeh, 2002]. Recentemente foram desenvolvidas ferramentas de análise *on-line* com o objetivo de fornecer tanto margens de estabilidade de

tensão, como também sugerir ações corretivas necessárias para o respeito de critérios pré-definidos [Jardim, 2000; Prada, 2002; Jardim, 2006].

Um importante aspecto da avaliação prática da estabilidade de tensão é a consistência entre os métodos de avaliação *off-line* e *on-line*. Os procedimentos básicos e modelos usados nos dois métodos devem ser consistentes, de maneira a garantir que os resultados obtidos nos estudos *off-line* possam ser comparados com os resultados obtidos pelos estudos no ambiente *on-line*, apesar dos dois métodos poderem examinar diferentes cenários e requererem diferentes margens e critérios.

### **II.3.1 - Sistemas Automáticos de Avaliação de Segurança**

A necessidade de sistemas automáticos de avaliação da segurança tem sido reconhecida há décadas [Limmer, 1966; Dyliacono, 1968; Hayashi, 1969; Debs, 1975]. Isto se deve à dificuldade em considerar, mesmo para sistemas bem planejados, todas as prováveis condições operativas do sistema, o que requer a solução de um problema de natureza combinatória e computacionalmente muito oneroso.

O esforço computacional dos sistemas automáticos de avaliação da segurança depende basicamente do tamanho do modelo da rede, do número de contingências, dos métodos analíticos, da necessidade de funções de avaliação e do nível de detalhe dos modelos [Jardim, 2000]. Do ponto de vista tecnológico, atualmente, o emprego de computação de alto desempenho [Falcão, 1997] favorece a redução deste esforço, apesar da escolha dos métodos e da arquitetura do sistema ainda serem requisitos críticos para este tipo de avaliação [Jardim, 2006].

Nos sistemas automáticos de avaliação, os algoritmos devem ser numericamente estáveis e considerar a possibilidade de falhas. O algoritmo adotado para o cálculo de fluxo de potência deve ser capaz de suportar a

representação de controles complexos de um sistema de grande porte, como os controles de geração remota e local, os controles dos elos *HVDC*, compensadores estáticos, a atuação discreta de *LTC*, o controle de transformadores defasadores, o chaveamento discreto de dispositivos *shunts* de controle de tensão e o controle de potência ativa entre áreas. A solução simultânea de todas as equações do problema de fluxo de potência utilizando o método de Newton-Raphson completo, com o passo controlado para evitar a divergência, tem se mostrado robusta e adequada ao atendimento dos requisitos exigidos dos sistemas de avaliação [Peterson, 1971; Sasson, 1971; Stott, 1974; Smed, 1991; Monticelli, 1999; Arrillaga, 2001; Jardim, 2004].

Um completo sistema de avaliação de segurança *on-line* deve ainda fornecer alarmes seguros, recomendar ações preventivas/corretivas e complementar estudos de planejamento cobrindo condições não previstas [Debs, 1975; Balu, 1992; Jamniczky, 1996; Avila-Rosales, 2004; Maghsoodlou, 2004; Overbye, 2005].

Para fazer frente aos desafios do aumento da complexidade da operação, estes sistemas de suporte à decisão em tempo real devem manter as particulares exigências de tempos requeridos, de interface, de confiabilidade e de reprodutibilidade, fundamentais aos aplicativos de supervisão e controle deste ambiente. Devem conter ainda modernas características, apontadas como diferenciadoras no seu conjunto, traduzidas através de ferramentas capazes de [Jamniczky, 1996; Avila-Rosales, 2004; Maghsoodlou, 2004]:

- Oferecer resultados de rápida visualização em interface gráfica;
- Respeitar o operador como autoridade final na tomada de decisões e de alertar para necessidade de intervenção do usuário quando necessário;
- Oferecer alternativas de decisão ao operador e de recomendar planos de ações minimizados, efetivos e práticos, apresentando riscos inerentes e seus impactos;

- Apresentar capacidade de resistência à perda de informação e de informar ao operador a qualidade dos dados, inferências praticadas e as ações corretivas para sua melhoria;
- Permitir completa integração com os sistemas de supervisão e controle e aplicativos de tempo real existentes, bem como armazenar e disponibilizar sob demanda, eventos, análises, recomendações e ações passadas;
- Oferecer capacidade para manuseio de tipos variados de dados (econômicos, históricos, técnicos, riscos, conseqüências);

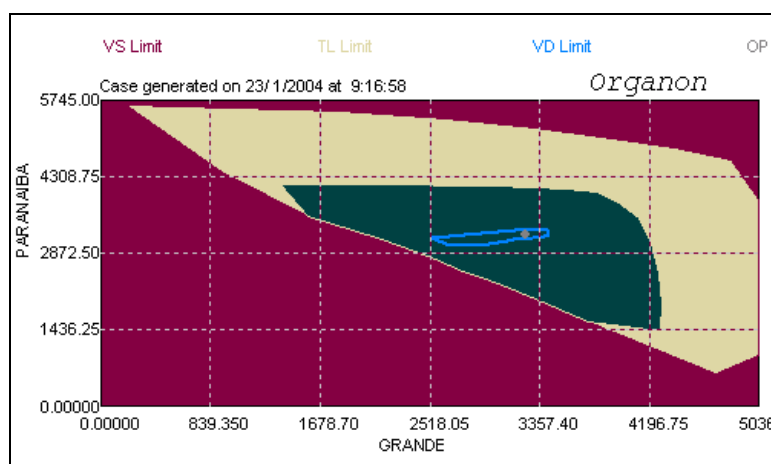
Considerando o esforço computacional e requisitos de tempo envolvidos, na etapa de seleção de contingências é importante selecionar somente aquelas que possam potencialmente causar violação de algum critério adotado. Algoritmos e métodos baseados em sistemas inteligentes são candidatos em potencial nesta área [Souza, 2002; Grilo, 2005], principalmente para um requisito importante na realização desta tarefa que é o de seleção simultânea e de multi-critério [Canha, 2007; Ekel, 2007], baseada na violação de critérios de regime permanente e dinâmico [Jardim, 2000].

Métodos avançados, como [Lambert, 1991; Astic, 1994] para a integração das equações algébrico-diferenciais representando a dinâmica do sistema, associados com a técnica de passo variável e solução simultânea destas equações, já mostraram ser computacionalmente eficientes e de simples implementação [Jardim, 2004; Jardim, 2006].

A habilidade de diagnóstico é outra característica desejável no projeto de um sistema automático de avaliação de segurança. O resultado de uma simulação deve indicar precisamente se ao menos um critério foi violado, sendo capaz ainda de identificar a natureza do problema, quantificá-lo e determinar sua localização. Se não existe violação, é desejado que o sistema forneça um índice

de proximidade para algumas faixas de violação críticas, como, por exemplo, para uma instabilidade de tensão.

O elemento chave para um sistema avaliar automática e simultaneamente o comportamento estático e dinâmico de um sistema de grande porte em diferentes condições de carga, geração e topologia da rede é a disponibilidade de mecanismos para esta avaliação, sem recorrer à necessidade de inspeção visual. A visualização da região de segurança como um nomograma (Figura 3) é uma das mais poderosas ferramentas de visualização para a análise de segurança e tem grande apelo no ambiente de operação. Através dela, os operadores podem ver se o ponto de operação, em coordenadas de geração, está em uma área segura (verde) ou não (amarela ou vermelha).



*Figura 3 – Exemplo de um Nomograma da Região de Segurança*

No ORGANON [Jardim, 2006], se o ponto de operação está na área amarela, ao menos uma contingência considerada poderá causar violação do limite térmico de pelo menos um equipamento monitorado. Se o ponto de operação localiza-se na área vermelha, ao menos uma contingência poderá provocar um problema de instabilidade. Um contorno considerando um critério de operação pode também ser desenhado, como, por exemplo, o assinalado em azul na (Figura 3), para delimitar um limite estabelecido para evitar violações de faixas de tensão.



### II.3.2 - Estados Operativos

A avaliação direta da segurança requer calcular a probabilidade de um sistema de potência passar de um estado de operação normal para um estado de operação em emergência.

A avaliação indireta da segurança pode ser formulada pela definição de um conjunto de variáveis de segurança do sistema que deverão ser mantidas dentro de limites predefinidos.

Os estados dos sistemas de potência são normalmente classificados em cinco [CIGRÉ, 1995b; Repo, 2001]: seguro, alerta, emergência, extrema emergência e de recomposição. A Figura 4 descreve estes estados e os caminhos de transição entre eles, através de uma perturbação (linha cheia) ou por intermédio de uma ação de controle (linha tracejada).

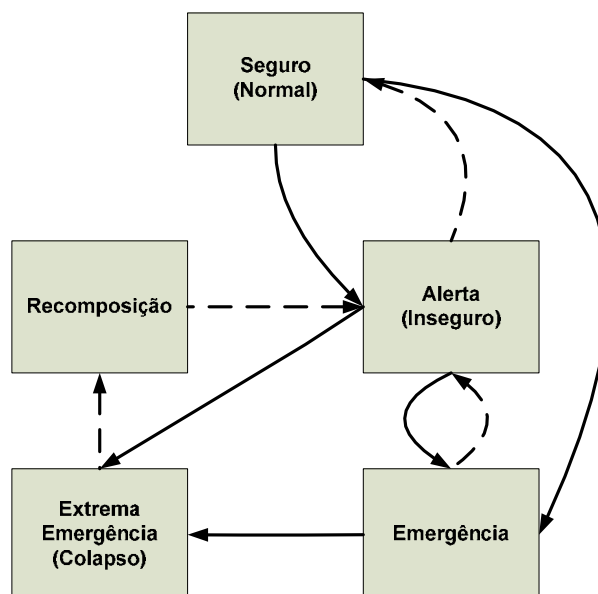


Figura 4 – Estados Operativos dos Sistemas de Potência

Os sistemas de potência são planejados e operados considerando sua capacidade de suportar a mais provável e crítica contingência, mantendo sua qualidade de suprimento. A segurança do sistema é usualmente baseada em um

---

critério ( $n-1$ ), significando que o sistema deve resistir a qualquer contingência simples, sendo este sistema capaz de, no máximo, transitar de um estado seguro para um estado de operação alerta. A probabilidade de contingências duplas aumenta, e é muitas vezes considerada nos ambientes de tempo real ou de planejamento da operação do sistema, quando de condições meteorológicas adversas, quando da existência de circuitos de transmissão suportados por uma mesma torre ou com a mesma faixa de servidão, ou quando de alterações na configuração normal dos barramentos da rede.

No estado de operação seguro (ou normal) o sistema pode manter a estabilidade durante os distúrbios considerados. A segurança do sistema de potência é descrita através de limites térmicos, de tensão e de estabilidade. O sistema pode também resistir a qualquer contingência simples sem violar qualquer limite. Entretanto, múltiplas contingências podem remeter o sistema diretamente para um estado de emergência.

O estado de alerta é similar ao estado seguro de operação, exceto pelo fato de que as condições de operação podem não ser mantidas na ocorrência de contingências no sistema. O sistema transita para um estado de alerta se o nível de segurança do sistema cai abaixo de certo limite ou se a probabilidade de um considerado distúrbio aumenta, por exemplo, por causa das condições meteorológicas. Todas as variáveis do sistema encontram-se dentro da faixa normal de operação e todas as restrições são satisfeitas no estado de operação alerta. Entretanto, o sistema pode ter sido enfraquecido para um nível onde uma contingência pode causar um rompimento dos limites de segurança, levando-o para um estado de emergência ou, no caso de uma perturbação severa, até para um estado de extrema emergência. Ações de controle, como o redespacho de geradores, aumento da reserva de potência, atuação em dispositivos de controle de tensão e até corte de cargas interruptíveis, podem aqui ser usadas para retornar o sistema para um estado de operação normal [Kundur, 1994; CIGRÉ, 1995b], principalmente no caso de não haver previsão de retorno do sistema para este estado normal de operação através de eventos

normais, como, por exemplo, pela redução natural da demanda, pela mudança nas condições do tempo ou por intermédio da recomposição de equipamentos.

O estado de emergência extrema é um resultado de uma perturbação extrema ou de uma incorreta ou inefetiva ação emergencial de controle. Nesta situação, o sistema encontra-se em um estado provocado por desligamentos em cascata, ou por interrupções do fornecimento em uma grande área, ou, ainda, por estar em um estado de operação instável ou muito próximo do limite da instabilidade. Usualmente, o corte de carga e a separação do sistema em partes independentes são necessários para levar o sistema para o estado de recomposição [Kundur, 1994].

O estado de recomposição constitui-se numa situação de transição entre os estados de extrema emergência e o de alerta. Este estado depende do tamanho da área interrompida, do tipo e da capacidade de auto-restabelecimento das fontes geradoras envolvidas, bem como da possibilidade de assistência dos sistemas vizinhos interconectados [Agneholm, 1996]. A estratégia mais comum utilizada para o processo de recomposição consiste em dividir o sistema em subsistemas que possuem capacidade de auto-restabelecimento e de controle de tensão e frequência [ONS, 2007]. Após a sincronização de geradores estratégicos, a carga é gradualmente restabelecida de acordo com as condições de carregamento da rede, de tensão e da frequência do subsistema recomposto, preparando-o para a interconexão com outros subsistemas.

A experiência acumulada na operação do sistema elétrico brasileiro vem comprovando que o processo de recomposição do sistema é, muitas vezes, de difícil previsão. As incertezas com relação à configuração da rede, da carga atendida e da geração recomposta em tempo real acabam por impor, na fase de planejamento, exigências conservativas que freqüentemente requerem ajustes em uma rede fragilizada, com poucos recursos e sujeita a riscos de violação de seus limites.

Estudos *off-line*, apesar de terem importância crucial para um plano de recomposição, não esgotam as situações enfrentadas durante estes processos. O número de combinações de indisponibilidades de equipamentos importantes à recomposição é muito elevado e muitas vezes dependente da própria perturbação que originou o desligamento em cascata no sistema. Estas incertezas, somadas às dificuldades de previsão e controle da carga atendida, bem como da geração recomposta em tempo real, colaboram para a tendência de estabelecimento de regras rígidas e diferenças angulares reduzidas, quando de fechamento de anéis, durante o planejamento da recomposição de sistemas elétricos de grande porte.

Esperando servir como auxílio às equipes de operação, a referência [Ferreira, 2005] propôs um método para o fechamento de anéis, levando em conta aspectos estáticos e dinâmicos, durante o processo de restabelecimento de um sistema elétrico de grande porte. Neste contexto e através de um exemplo prático, foram discutidas as dificuldades de ajustes em uma rede sob processo de recomposição, mostrando que as atuações em dispositivos do sistema, para o atendimento de exigências conservativas, atrasam desnecessariamente o restabelecimento do sistema.

Para atacar o problema, o método proposto em [Ferreira, 2005] foi centrado no cálculo da máxima diferença angular para o fechamento de anel de grandes áreas de restabelecimento, explorando o comportamento próximo do linear deste ângulo com a maior potência acelerante do gerador do sistema recomposto. Combinando ferramentas de fluxo de potência ótimo e de análise dinâmica, o método proposto mostrou que pode contribuir para estabelecimento de diferenças angulares seguras para fechamento de anéis, mesmo em um sistema elétrico de grande porte, como o do sistema elétrico brasileiro.

---

### **II.3.3 - Ações de Controle**

As ações de controle da segurança de um sistema elétrico são divididas em medidas preventivas e corretivas (emergenciais) [Wehenkel, 2006].

No controle de segurança preventivo, o objetivo é o de preparar o sistema de maneira a torná-lo capaz de suportar satisfatoriamente contingências críveis.

As medidas preventivas movem o ponto de operação do sistema de um estado de alerta para o estado de operação normal. A maioria das medidas preventivas envolve ações muito simples – como, por exemplo, o chaveamento automático de banco de capacitores para proporcionar uma rápida reserva de potência reativa em geradores importantes do sistema. Entretanto, em algumas situações, estas medidas podem incluir ações envolvendo custo, como as iniciativas de redespacho ou de restrição de carga, usualmente baseadas em aplicativos de apoio à decisão, presentes em sistemas de avaliação de segurança *on-line* ou *off-line*.

Embora medidas preventivas possam ser confiáveis e robustas, na prática a adoção de medidas corretivas é mais freqüente (por razões de custo) [CIGRÉ, 1995b; Agneholm, 1996; Ferreira, 2005; Wehenkel, 2006; ONS, 2007], além de normalmente só serem empregadas como controle emergencial, usualmente de forma automática, na ocorrência de um severo distúrbio. O objetivo principal da adoção de medidas corretivas é o de controlar a dinâmica do sistema, de maneira que as conseqüências de uma contingência sejam minimizadas, movendo o sistema de potência de uma condição de emergência para um estado de alerta ou de operação normal.

Os controles preventivos e de emergência diferem em muitos sentidos, entre os quais [Wehenkel, 1999]:

- **Tipos de ações e controle** – redespacho de geração, chaveamento de compensação de potência reativa e restrições de carga, nas ações preventivas de controle; corte direto ou indireto de carga, corte de

---

geração e esquemas de proteção visando à separação da rede, nas ações de controle de emergência.

- ***Incertezas*** – no controle preventivo, o estado do sistema é bem conhecido, mas as perturbações são incertas; no controle de emergência, as perturbações são certas, mas o estado do sistema é freqüentemente parcialmente conhecido; em ambos os casos, o comportamento dinâmico do sistema é incerto.

### ***II.3.3.1 - Medidas Preventivas***

O principal objetivo do controle de segurança preventivo é o de incorporar, preferencialmente dentro de uma ferramenta de suporte à decisão em tempo real, os critérios adotados de operação segura, de forma a garantir, ao mesmo tempo, a segurança estática e dinâmica, quando da ocorrência de contingências admitidas, previamente selecionadas em uma lista crítica. O uso de ferramentas baseadas em fluxo de potência ótimo é o mais indicado, como um método genérico, para o tratamento deste problema [Ferreira, 1999a; Ferreira, 1999b; Ferreira, 2002; Jardim, 2004; Wehenkel, 2006].

Este método de abordagem supõe que as ocorrências podem ser tratadas preventivamente. Entretanto, do ponto de vista racional, é fato que certos problemas de segurança (ou de restrições) dependem das condições de operação (elétrica, econômica e meteorológica) do sistema. Por exemplo, se uma contingência crítica torna-se muito provável (por causa das condições climáticas), ou se o custo para o tratamento no modo preventivo é insignificante (considerando até corte de cargas interruptíveis), então faz mais sentido lidar com ações de controle no modo preventivo do que no de emergência. Desta maneira, a decisão entre os modos de controle de segurança, preventivo ou de emergência, deverá ser uma resposta a ser fornecida pelas ferramentas de suporte à decisão (e não uma informação de entrada destas), visando o controle de segurança do sistema [Wehenkel, 2006].

Apesar do avanço e do esforço de substituição de valores “típicos” por valores mais realistas [Massaud, 1994; Negreiros, 2007], ainda existem dificuldades intrínsecas para o tratamento do custo de medidas preventivas, principalmente pela carência de dados relativos às probabilidades das contingências como função das condições de operação *on-line*, como também ainda são bastante discutíveis as modelagens empregadas para a obtenção dos custos de interrupção, todos fundamentais para o tratamento simultâneo dos modos de segurança preventivo e emergencial [Wehenkel, 1999; Carpentier, 2001; Wehenkel, 2006].

Com o aumento da pressão do mercado, advinda da reestruturação do modelo do setor elétrico em todo o mundo, o controle de segurança preventivo também vem sendo considerado como impeditivo à competição, criando fortes incentivos para recorrer-se menos a este tipo de controle e mais freqüentemente ao modo de emergência, através da utilização de medidas corretivas [Wehenkel, 2006].

### **II.3.3.2 - Medidas Corretivas**

Enquanto no modo preventivo é necessário combinar, dentro de um sistema de suporte à decisão, todas as restrições de segurança (muitas vezes conflitantes), no modo de emergência as ações de controle têm a vantagem do desacoplamento temporal dos diferentes fenômenos, considerando-se que os problemas térmicos são significativamente mais lentos que os colapsos de tensão e estes, por seu turno, tipicamente mais lentos que a perda de sincronismo. Assim, diferentes esquemas de controle de emergência podem operar independentemente uns dos outros [Wehenkel, 2006].

Para o controle de estabilidade transitória durante emergências, vários tipos de técnicas têm sido propostas, como o método geral de estabilidade chamado SIME (*Single-Machine Equivalent*) [Pavella, 2000]. Basicamente, o SIME substitui a dinâmica do sistema multi-máquinas por um conveniente sistema

máquina contra barra infinita (*One-Machine Infinite Bus* – OMIB). Utilizando o critério de áreas iguais e atualizando constantemente os parâmetros necessários, o método SIME propõe fornecer uma avaliação da estabilidade tão precisa como aquela oferecida pela avaliação multi-máquinas, além de apontar, adicionalmente, margens de estabilidade, geradores críticos e o redespacho de geração, visando o aumento da segurança do sistema [Jardim, 2006].

De maneira geral, o controle de emergência pode ser dividido em aqueles baseados em circuito fechado e em circuito aberto [Wehenkel, 2006]. A Figura 5 apresenta um esquema utilizado para o controle de emergência da estabilidade transitória em circuito fechado. O hardware requerido para um esquema de controle de emergência em circuito fechado, proposto em [Wehenkel, 2006], envolve dispositivos de medição fasorial [Phadke, 1993] alocados em estações estratégicas da rede e sistemas de comunicação para transmitir esta informação. O objetivo deste tipo de controle de emergência é o de controlar o sistema poucos milissegundos depois do surgimento e da eliminação da falta. Neste exemplo, a referência [Wehenkel, 2006] propõe prever o comportamento da potência acelerante dos geradores e controlar o sistema através da transformação OMIB.



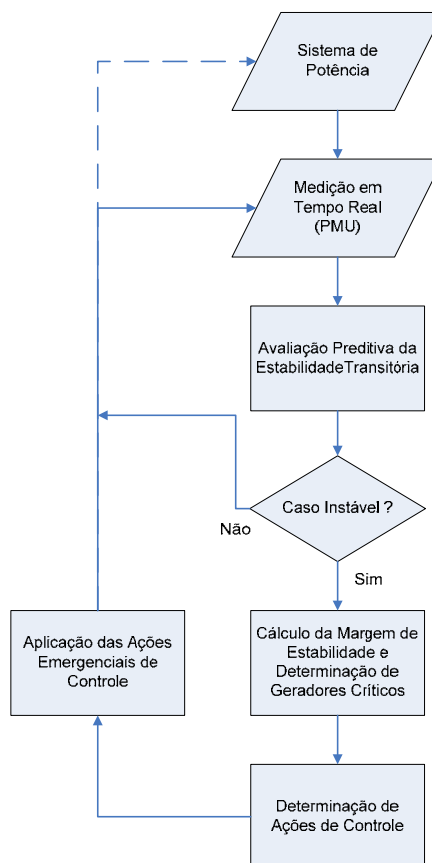


Figura 5 – Controle em Emergência da Estabilidade Transitória em Circuito Fechado <sup>5</sup>

À semelhança do controle em circuito fechado, o controle emergencial em circuito aberto também objetiva mitigar ações preventivas capazes de tirar o sistema de uma condição ótima de operação. Neste tipo de controle as ações também são automaticamente disparadas após a ocorrência das contingências consideradas, assumindo-se que algumas usinas do sistema estão equipadas com esquemas de controle de emergência capazes de desligar um ou mais geradores, se um determinado parâmetro de referência for atingido [Ruiz-Vega,

<sup>5</sup> Fonte: Adaptado de WEHENKEL, L., PAVELLA, M. “Preventive vs. Emergency Control of Power Systems”, In: *Power Systems Conference and Exposition - PSCE*, IEEE/PES, Vol. 3, New York, 10-13 October 2006, p. 1668.

---

2002; Ruiz-Vega, 2003]. Uma variedade de padrões de corte de geração (incluindo o atraso de desligamento e o número de unidades geradoras selecionadas para o corte) é sucessivamente simulada de maneira a se ter uma condição operativa que possua um bom equilíbrio entre os compromissos de segurança e economia. Depois que um número “ótimo” de corte de unidades geradoras é determinado, o conjunto de esquemas de controle de emergência (ECE) é ativado bem como determinados seus valores de referência para a atuação.

### **II.3.3.3 - Controle da Segurança de Tensão**

Na maioria dos casos, as medidas visando o controle da segurança de tensão estão limitadas à compensação da potência reativa e ao seu controle [CIGRÉ, 1995b].

As medidas para evitar o colapso transitório de tensão devem ser rápidas e envolvem o controle de excitação de geradores, compensadores estáticos, corte automático de carga e mudanças rápidas no modo de operação dos elos *HVDC*.

Entre as importantes medidas para evitar o colapso de tensão, recomenda-se [CIGRÉ, 1995b; Cutsem, 2000; Hamadanizadeh, 2002]:

- Monitorar a saída de potência reativa de geradores e operá-los de forma a manter uma apropriada reserva;
- Planejar e operar a compensação *shunt* do sistema de transmissão de forma a manter a reserva de potência reativa em um montante apropriado em geradores, compensadores síncronos e estáticos;
- Durante condições críticas de carregamento, manter um perfil ótimo de tensão na transmissão e subtransmissão, minimizando a transferência de potência reativa entre níveis de tensão;

- 
- Redespachar geradores visando o alívio de troncos de transmissão críticos;
  - Reverter unidades geradoras para compensadores síncronos;
  - Ajustar intercâmbios;
  - Ajustar referências de controle dos sistemas *HVDC* e *FACTS*;
  - Tornar o controle mecânico de bancos de compensação *shunt* mais sensível através do uso remoto de sinais (por exemplo, baseado na geração de potência reativa de geradores). Novos métodos de controle coordenado de tensão podem ser bastante úteis de maneira a melhorar a sensibilidade e velocidade do chaveamento da compensação *shunt*, melhorando o perfil de tensão, minimizando a circulação de potência reativa, maximizando rapidamente esta reserva e ajudando a melhorar a coordenação dos recursos dos sistemas de transmissão e de distribuição [Corsi, 1995; Vu H., 1996; Corsi, 2000; Taranto, 2000; Taranto, 2002; Sheng, 2003; Cañizares, 2005; Marques, 2005].
  - Coordenar a operação do sistema de transmissão com a distribuição. A redução da tensão próxima às cargas pode reduzir significativamente a demanda de potência reativa das cargas supridas pelos transformadores na distribuição;
  - Coordenar os controles de *LTC* de forma a melhorar a estabilidade (bloqueio de tapes, aumentar tempo de banda morta, limitar número de tapes) [Vu K., 1990; Vu K., 1992; Vournas, 2001; Lopes, 2003; Zambroni, 2005];
  - Efetuar corte das cargas interruptíveis;
  - Usar corte automático de carga em distúrbios que possuam baixa probabilidade de ocorrência, mas alto risco de colapso;

- Garantir que proteções e esquemas não operarão de forma indesejada quando de situações de sobrecarga e de baixo perfil de tensão.

Para muitas empresas, as condições que podem levar a um colapso de tensão são relativamente não usuais, possivelmente causadas por contingências de baixa probabilidade, ou somente sob condições estressadas e atípicas de carga. Para estas empresas, os dispositivos requeridos para reduzir a vulnerabilidade do sistema ao colapso de tensão podem ser muito caros para serem justificados. Visto que o colapso de tensão tem uma tendência para começar como um fenômeno localizado, um grande número de empresas ao redor do mundo tem adotado o corte de carga como recurso comum nestas situações, de forma a prevenir a propagação do problema e limitar o número de consumidores afetados [Bergovic, 1995; CIGRÉ, 1995b; Cutsem, 1995; Miller, 2002].

A implementação de um esquema universal de corte de carga automático por subtensão, através de vários blocos, em intervalos de tempo e valores de tensão pré-definidos, tem sido proposta em vários documentos [CIGRÉ, 1987; Taylor, 1992; CIGRÉ, 1993; Clark, 1993; Xu, 1993; Taylor, 1994a; Xu, 1994; Abed, 1999; Zambroni, 2003; NERC, 2006]. Em resumo, estas referências indicam que:

- A característica local da carga é de vital importância na análise da estabilidade de tensão e para o corte de carga por subtensão;
- O ajuste do tempo e do valor de referência da tensão para o corte de carga deve ser coordenado localmente com outros sistemas de proteção;
- A quantidade requerida para o corte de carga varia de uma área para outra e deve ser determinada localmente através de estudos específicos;
- O corte de uma grande quantidade de carga pode resultar em instabilidade angular.

Em condições emergenciais, cortes de carga controlados de forma manual são normalmente requeridos e podem ser a última alternativa em situações onde há um iminente risco de colapso de tensão para o sistema, traduzido frequentemente pela violação de mais de um índice de desempenho monitorado [Abed, 1999; NERC, 2006; Ticom, 2006; Ferreira, 2007]. O desempenho do sistema, nestas condições de operação, deve ser cuidadosamente avaliado e as referências para o início deste tipo de ação devem ser claramente pré-estabelecidas e bem definidos os montantes e localização de um corte de carga mínimo e seguro [Ferreira, 1999a].

# **CAPÍTULO III - AVALIAÇÃO A LONGO-TERMO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO A PEQUENAS PERTURBAÇÕES**

## **III.1 - Introdução**

O capítulo anterior apresentou, em linhas gerais, como são normalmente definidos, com ajuda da simulação dinâmica, os limites para o atendimento seguro de um sistema elétrico de potência quando da ocorrência da pior contingência em uma determinada área da rede. Também foram abordadas as medidas operativas normalmente adotadas visando o atendimento destes limites, como o remanejamento de geração entre usinas, acompanhado ou não pela ativação de esquemas especiais de proteção do sistema.

Contudo, o atraso de obras visando à expansão, conjugado com condições de alto carregamento na rede, restrições de geração (ou de seu remanejamento, causadas por situações energéticas desfavoráveis), podem ocasionar violação dos limites estabelecidos para um bom desempenho do sistema, frente a mais crítica contingência simples [Ticom, 2006]. Nesta condição de operação crítica, o sistema elétrico corre um risco adicional se o seu limite máximo de carregamento não é bem definido para suportar, sem perda do controle de tensão, pequenas e inevitáveis “perturbações”, como, por exemplo, rampas de

---

carga, ou atuação em dispositivos de controle de tensão [CIGRÉ, 1995b; Ferreira, 1999a; Ferreira, 2000; Ferreira, 2007].

A maioria das ocorrências de instabilidade de tensão relatadas em vários países foi de longo-termo [Dobson, 2002]. A perda de equilíbrio do ponto operativo é o mais típico mecanismo observado, com a carga tentando recuperar sua potência através das ações de *LTC* ou alcançar sua característica de longo-termo através da auto-restauração. Este cenário envolve muitas vezes uma acentuada rampa de carga, ou um aumento de transferência de potência entre áreas, com tempo suficiente para ações manuais por parte dos operadores do sistema, como forma de evitar a instabilidade de tensão, cujo estágio final pode culminar na atuação de dispositivos rápidos de controle e em uma instabilidade transitória [Taylor, 1994a].

Este capítulo apresenta os principais conceitos e as dificuldades dos métodos de análise estática envolvidos na avaliação da estabilidade de tensão a longo-termo diante de pequenas perturbações.

Com o objetivo principal de estudar o sistema até a fronteira da instabilidade, primeiramente são apresentados os conceitos e a conveniência das técnicas de análise lineares mais utilizadas. É mostrado como a teoria da bifurcação é útil neste objetivo, independentemente do tamanho ou da complexidade do modelo do sistema. Uma breve revisão do método da continuação, pela sua importância na superação de problemas de convergência em condições de carregamento onde modelos convencionais de fluxo de potência costumam falhar, também é feita.

O emprego da teoria da bifurcação, apoiada pelo método da continuação no estabelecimento seguro de limites de estabilidade de tensão, é traduzido na prática através do cálculo de margens de carregamento, abordadas neste capítulo na forma como geralmente são definidas: como a diferença entre o valor de um parâmetro-chave do sistema, em uma dada condição operativa, e

em um ponto crítico de estabilidade de tensão. O foco principal desta abordagem são os métodos baseados em curvas PV e QV, adotados como parâmetros-chave na maioria das empresas do setor em todo o mundo.

O capítulo se encerra com uma discussão sobre os principais fatores influentes nas análises a longo-termo da estabilidade de tensão a pequenas perturbações. Aqui a ênfase é dada para as componentes de longo-termo agindo tipicamente em vários minutos e que devem ser representadas através de eventos discretos, como os chaveamentos de dispositivos *shunts* de controle de tensão, atuação automática ou manual em *LTC* e a atuação em limitadores de corrente de campo.

## III.2 - Técnicas de Análise

Sistemas de potência são sistemas dinâmicos. Um importante aspecto da instabilidade de tensão é o seu comportamento inerentemente não-linear [Hill, 1995], tornando natural o uso de técnicas de análise não-lineares, como a teoria da bifurcação [Seydel, 1988] no seu estudo e na maneira de evitá-la [Dobson, 2002].

A estabilidade de tensão para grandes perturbações deve ser estudada, na escala de curto-termo, através de simulações não-lineares no domínio do tempo. No longo-termo, os problemas de estabilidade de tensão devem ser estudados também com auxílio de técnicas de análise baseadas em fluxo de potência [Gao, 1996; Cutsem, 1998; Cañizares, 2002; Hamadanizadeh, 2002; Miller, 2002]. A instabilidade de tensão é, no entanto, um problema único em que uma combinação de ferramentas lineares e não-lineares pode ser usada.

A avaliação da estabilidade de tensão requer a determinação de [Miller, 2002]:  
(1) parâmetros e um teste de estresse que estabeleça a causa estrutural do



colapso de tensão em cada sub-região; (2) um método para identificação de cada sub-região que possua um único problema de colapso de tensão; e (3) uma medida da proximidade do colapso de tensão para cada sub-região.

A descrição típica do estado-quase-estático de um sistema de potência aplicável à análise de estabilidade de tensão é dada através de equações algébrico-diferenciais [Cañizares, 2002]:

$$\dot{x} = f(x, y, \lambda) \quad (3.1)$$

$$0 = g(x, y, \lambda) \quad (3.2)$$

Onde  $x$  e  $y$  representam, respectivamente, as variáveis de estado e “algébricas” do sistema. A variável  $\lambda$  representa um parâmetro ou um conjunto de parâmetros que “lentamente” muda no tempo, com o sistema se movendo de um ponto de equilíbrio a outro, até encontrar o ponto de colapso.

É sempre de interesse determinar, principalmente para o estabelecimento de decisões operativas em tempo real, as condições do sistema onde o problema de fluxo de potência não tem solução.

Com uso apropriado, um programa de fluxo de potência pode constituir-se em uma ferramenta útil e precisa para a avaliação da estabilidade de tensão [Miller, 2002].

Para o propósito deste trabalho, o modelo de fluxo de potência será usado, assumindo que a variação da potência ativa e reativa se constituirá no principal parâmetro que levará o sistema a uma singularidade [Zambroni, 1996; Zambroni, 1997; Cañizares, 2002; Miller, 2002; Cañizares, 2007].

Dois tipos de instabilidade de tensão podem ser estudados utilizando-se modelos baseados em programas de fluxo de potência [Miller, 2002]:

1. A instabilidade de tensão provocada por “*perda do controle de tensão*” é causada pela exaustão do suprimento de potência reativa do sistema, resultando na perda do controle de tensão de um conjunto particular de geradores, compensadores síncronos, ou compensadores estáticos. Por perda do controle de tensão este trabalho considera condições operativas tais onde não se possa garantir tanto o respeito aos limites de tensão (para suportabilidade de equipamentos e de atendimento à carga) como o efeito esperado quando da atuação em dispositivos de controle de tensão. Neste tipo de instabilidade não há somente a interrupção de suprimento de potência reativa para uma região, mas também um aumento das perdas de potência reativa na rede que vinha fornecendo potência reativa para a área;
2. A instabilidade de tensão provocada por “*congestionamento*” (também chamada de instabilidade de tensão “radial”) é provocada pelas perdas de potência reativa série  $I^2X$ , esgotamento de LTC, encontro de limites de susceptância *shunt* de bancos de capacitores e pela redução da capacitância de linhas de transmissão com o declínio da tensão da rede. Estas perdas podem interromper o fluxo de potência reativa para a região carente sem haver um esgotamento da reserva de potência reativa e perda do controle de tensão de geradores, compensadores síncronos, ou compensadores estáticos. Este tipo de instabilidade de tensão é bem conhecido e ocorre em redes de distribuição [Lach, 1985], subtransmissão e ocasionalmente na transmissão [Miller, 2002].

### **III.2.1 - A Teoria da Bifurcação**

A teoria não-linear fornece uma galeria de comportamentos típicos que os sistemas não-lineares podem ter [Seydel, 1988]. Algum destes comportamentos, particularmente as bifurcações do tipo Sela-Nó e de Hopf,

---

ajudam a explicar certos fenômenos em sistemas de potência, como os colapsos monotônicos e oscilatórios, respectivamente. Se um modelo dinâmico de sistema é empregado, ambos os tipos podem ser detectados. Entretanto, se o modelo de fluxo de potência (estático) é escolhido, somente a bifurcação de Sela-Nó é possível de ser encontrada [Cañizares, 1991]. A bifurcação de Hopf é caracterizada pela existência de um par de autovalores puramente imaginários, enquanto que a bifurcação de Sela-Nó é caracterizada pela existência de um autovalor real nulo, associada a uma matriz Jacobiana singular. Esta importante característica tem sido largamente explorada na literatura.

As análises da teoria da bifurcação requerem que o modelo do sistema de potência seja especificado através de equações que contenham dois tipos de variáveis: de estado e parâmetros.

Um grande distúrbio pode provocar um desaparecimento súbito do equilíbrio do ponto operativo sem este passar gradualmente através de uma bifurcação Sela-Nó [Dobson, 2002]. Entretanto, uma maneira comum em que a estabilidade é perdida no colapso de tensão ocorre quando o equilíbrio é perdido devido a uma bifurcação do tipo Sela-Nó, com as mudanças de parâmetros responsáveis pela sucessão de pontos de operação durante as análises [Cañizares, 2002; Dobson, 2002; Miller, 2002]. A perda de equilíbrio de um ponto de operação estável resulta em um sistema transitório caracterizado por uma queda dinâmica de tensão, que pode ser identificada como um problema de colapso de tensão. O colapso transitório pode ser complexo, com um declínio de tensão inicialmente lento, pontuado por mudanças posteriores no sistema, seguidas por um rápido declínio na tensão. Assim, o colapso de tensão pode incluir dinâmicas das escalas transitórias (segundos) e/ou de longo-termo (minutos ou horas).

O objetivo principal da análise estática é o de estudar o sistema até a fronteira da instabilidade. Independentemente do tamanho ou da complexidade do

modelo do sistema, existem somente uns poucos modos que podem tipicamente iniciar a instabilidade e a teoria da bifurcação descreve estas mudanças qualitativas e cálculos associados [Seydel, 1988; Dobson, 2002].

Antes da bifurcação, o estado do sistema evolui em equilíbrio estável com a mudança lenta de suas variáveis. Desta forma, equações estáticas podem ser usadas para acompanhar o ponto de operação, assumindo-se que a solução destas equações é encontrada e que de fato são estáveis. Na bifurcação, o equilíbrio “desaparece” e o colapso transitório de tensão resultante requer uma modelagem dinâmica.

As entradas de rampas de carga do sistema são exemplos de parâmetros possuindo variação lenta o suficiente, comparada com a dinâmica do resto do sistema. Estes parâmetros são assumidos, nas análises de bifurcação, como variáveis de entrada, negligenciando-se suas dinâmicas [Dobson, 2002]. Desta maneira, assumindo que os parâmetros do sistema variam lentamente, a teoria da bifurcação se propõe a reproduzir como o sistema tipicamente inicia o processo de instabilidade.

A Figura 6 é útil para explicar um colapso de tensão em um sistema de duas barras [Prada, 1990; Prada, 1992]. Neste sistema, a carga deve sempre ser suprida. Isto implica que nenhum limite de geração seja considerado e que a linha de transmissão seja o único fator limitador. A impedância  $Z$  da linha de transmissão é dada por 0,21 pu com ângulo  $\beta$  de  $75^\circ$ . A tensão  $V_2$  na barra de carga é desconhecida, enquanto a tensão  $V_1$  na barra de geração é fixada em 1,0 pu com ângulo  $\delta_1$  de  $0^\circ$ .

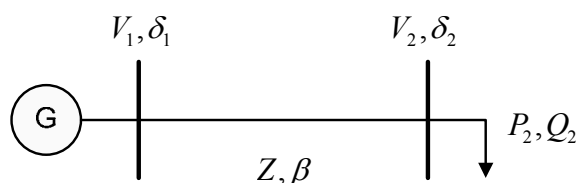


Figura 6 – Sistema de Duas Barras

As equações de fluxo de potência são representadas pelas equações da barra de carga abaixo:

$$P_2 = -V_2 \frac{V_1}{Z} \cos(\delta_2 - \delta_1 + \beta) + \frac{V_2^2}{Z} \cos(\beta) \quad (3.3)$$

$$Q_2 = -V_2 \frac{V_1}{Z} \text{sen}(\delta_2 - \delta_1 + \beta) + \frac{V_2^2}{Z} \text{sen}(\beta) \quad (3.4)$$

Portanto, para cada valor de carga ( $P_2, Q_2$ ) deseja-se determinar os valores de magnitude de tensão e ângulo de fase na barra de carga ( $V_2, \delta_2$ ), uma vez que todas as outras variáveis são conhecidas. Para cada valor conhecido de ângulo de fase  $\delta_2$ , dois valores de magnitude de tensão  $V_2$  são obtidos. Se o ângulo de fase  $\delta_2$  variar nas equações acima, dois gráficos de  $V_2$  em função de  $\delta_2$  podem ser obtidos: um para  $P_2$  e outro para  $Q_2$ . Para uma dada carga ( $P_2, Q_2$ ), portanto, o ponto de operação é dado pela interseção destas curvas.

A Figura 7 mostra o gráfico de  $V_2$  em função de  $\delta_2$  para situações de carga distintas [Prada, 1990; Prada, 1992]:  $P_{2_1} < P_{2_2} < P_{2_3}$  e  $Q_{2_1} < Q_{2_2} < Q_{2_3}$ . O fator de potência é mantido constante para os três níveis de carga.

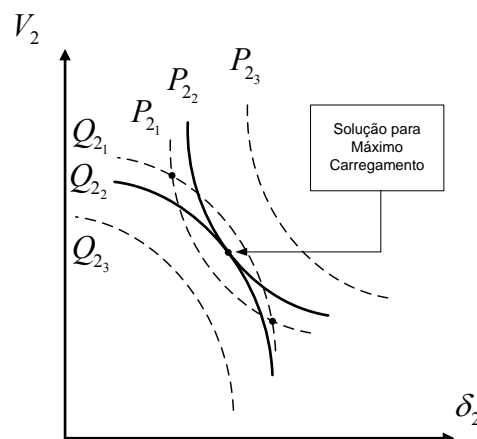


Figura 7 – Diagrama de Bifurcação para um Sistema de Duas Barras

Vale notar que para a condição de carga inicial  $(P_1, Q_1)$  duas soluções são obtidas: uma no ramo superior e outra no ramo inferior. A carga pode ser aumentada até uma condição tal em que somente uma solução possa ser determinada, como mostrado para a carga  $(P_2, Q_2)$ . Este ponto, indicado na Figura 7, é de extrema importância para a análise de estabilidade de tensão. A partir dele, não existe solução para nenhum valor de carga, como observado para a carga  $(P_3, Q_3)$ . A carga  $(P_2, Q_2)$  representa o máximo carregamento possível de ser transmitido entre as barras 1 e 2.

Pela Figura 7, a carga  $(P_2, Q_2)$  representa uma fronteira entre os ramos superior e inferior. O fato de existir somente uma solução implica que os vetores gradiente  $\nabla P_2$  e  $\nabla Q_2$  estão alinhados. Portanto, pode-se escrever:

$$\nabla P_{22} - \mu \nabla Q_{22} = 0 \quad (3.5)$$

$$\frac{\partial P_{22}}{\partial \delta_2} - \mu \frac{\partial Q_{22}}{\partial \delta_2} = 0 \quad (3.6)$$

$$\frac{\partial P_{22}}{\partial V_2} - \mu \frac{\partial Q_{22}}{\partial V_2} = 0 \quad (3.7)$$

Onde,

$\mu$  é um escalar

A solução das equações anteriores para  $\mu$  fornece:

$$\frac{\partial P_{22}}{\partial \delta_2} \frac{\partial Q_{22}}{\partial V_2} - \frac{\partial P_{22}}{\partial V_2} \frac{\partial Q_{22}}{\partial \delta_2} = 0 \quad (3.8)$$

---

A equação (3.8) indica que o Jacobiano do fluxo de potência para o sistema da Figura 7 é singular para a carga  $(P_{2_2}, Q_{2_2})$ , implicando num autovalor nulo.

As condições de transversalidade de bifurcações do tipo Sela-Nó [Seydel, 1988] são satisfeitas na Figura 7, através da verificação que:

- Duas soluções se aproximam em função de uma variação paramétrica (aumento de carga);
- No ponto de solução única, um autovalor real nulo é identificado;
- Não existe solução para uma evolução paramétrica sucessiva.

Embora este simples modelo certamente não seja adequado para detalhadamente estudar o fenômeno de colapso de tensão, as equações de fluxo de potência fornecem importantes resultados, como os associados às singularidades da matriz Jacobiana do modelo de fluxo de potência [Cañizares, 1995; Cañizares, 2002]. Como a maioria das decisões de operação é tomada em tempo real, baseadas em soluções de fluxo de potência em programas cada vez mais robustos [Passos, 2003; Passos, 2004; Jardim, 2005; Passos, 2005], é sempre de interesse determinar as condições do sistema onde o problema não tem solução.

O encontro da bifurcação, a sua distância do ponto de operação, a direção inicial do colapso dinâmico, as variáveis de estado envolvidas e a determinação de quais barras críticas colaboram para o fenômeno, requerem somente modelos estáticos para os cálculos associados com as bifurcações do tipo Sela-Nó [Dobson, 2002].

### III.2.2 - Método da Continuação

Na Figura 7 foi visto que à medida que o sistema se aproxima do ponto de bifurcação Sela-Nó, o sistema de equações lineares pode não ter solução devido à singularidade e o mau condicionamento da matriz Jacobiana do fluxo de potência.

O método da continuação [Ajjarapu, 1992a; Cañizares, 1993, Chiang, 1995] é útil para superar problemas de convergência durante a busca automatizada do ponto de colapso de um sistema elétrico de potência. Neste método os pontos de equilíbrio são traçados à medida que um parâmetro varia no sistema, sendo as equações de fluxo de potência reformuladas de maneira a incluir o parâmetro de bifurcação  $\lambda$ , conforme:

$$f(x, \lambda) = 0 \quad (3.9)$$

Onde,

- $\lambda$  é o parâmetro que conduz o sistema de um ponto de equilíbrio para outro, usualmente um fator aplicado à carga total;
- $x$  representa as variáveis de estado (módulo e ângulo das tensões nodais).

O método da continuação é baseado em algoritmos preditores e corretores (Figura 8). Partindo de uma solução conhecida, é efetuada uma predição linear de uma nova solução para um valor especificado do parâmetro de carga. Esta nova solução é então corrigida através da resolução de um fluxo de potência modificado. Dentro deste processo, são normalmente comuns quatro etapas no método continuação: predição, correção, parametrização e controle de passo [Ajjarapu, 1992a].



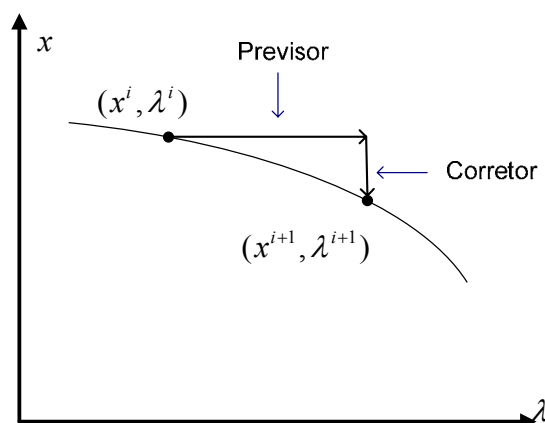


Figura 8 – Etapas do Método da Continuação

A predição é a etapa responsável pelo incremento de carga e pelo fornecimento de uma forma aproximada do estado da rede para o novo nível de carregamento. Esta etapa é realizada na direção do vetor tangente à função no ponto e com a distância de avanço (passo) pré-definida. A direção do vetor e o tamanho do passo a ser dado são obtidos através da normalização do vetor tangente. A magnitude do vetor tangente aumenta com a proximidade do ponto de máximo carregamento à medida que o sistema se aproxima deste ponto. Assim, o sucesso da correção depende do controle dinâmico do passo. Se o passo for muito grande, o ponto estimado poderá apresentar problemas de convergência durante a fase da correção; se o passo for muito pequeno, o método exigirá um maior esforço computacional, ainda que para pontos de operação distantes do de máximo carregamento.

Algumas técnicas foram propostas para o controle do passo no método da continuação, uma vez que esta etapa é crítica e importante (principalmente para aplicações *on-line*). A referência [Seydel, 1988] propôs como parâmetro o número de interações na etapa de correção. Em [Cañizares, 1993] foi sugerida a divisão do passo pela metade toda vez que ocorresse uma falha nesta etapa. Já em [Zambroni, 1996; Zambroni, 1997], foi proposta uma robusta e eficiente técnica baseada no vetor tangente, para a determinação de um tamanho

---

adequado do passo. Em geral, considera-se o inverso da norma como uma boa medida do tamanho do passo. Assim, passos maiores são permitidos em regiões distantes do ponto de Sela-Nó, enquanto que passos menores são dados na medida em que o ponto de equilíbrio se aproxima deste ponto.

Outra etapa útil no método da continuação é o da parametrização, principalmente em pontos de operação onde o cálculo do vetor tangente é dificultado pelo mau condicionamento da matriz Jacobiana. Próximo ao ponto de máximo carregamento o processo de parametrização é o responsável pela remoção da singularidade da matriz Jacobiana através da troca do parâmetro de continuação  $\lambda$  por um valor de tensão ou ângulo. Esta troca é feita a partir da análise da variação dos estados entre os dois últimos pontos da curva, escolhendo-se aquele com maior variação como sendo o novo parâmetro de continuação.

Apesar de a parametrização ser útil para evitar singularidades, seu uso pode ser, na prática, dispensado, se um método de redução automático do passo é usado toda vez que ocorrer dificuldades no processo de convergência [Cañizares, 2007]. No entanto, a determinação mais próxima do ponto de Sela-Nó e dos valores da matriz Jacobiana correspondente podem trazer informações bastante importantes a respeito do sistema analisado.

### ***III.2.3 - Margens de Carregamento***

Índices de estabilidade de tensão podem ser medidos (por exemplo, saída de potência reativa de geradores) ou calculados (distância para o máximo carregamento). Além da avaliação da segurança de tensão, índices são usados como referências para a aplicação de medidas operativas.

Em conjunto com índices de desempenho, fatores de sensibilidade também passaram a ser largamente utilizados, tanto para detectar problemas de

---

estabilidade de tensão, como também para o estabelecimento de medidas preventivas e corretivas visando seu controle.

A associação de limites de carregamento de sistemas de potência com a teoria da bifurcação tem despertado muito o interesse de pesquisadores. Uma lista histórica, mas não exaustiva, pode ser verificada através das referências [Dobson, 1989; Sauer, 1990; Venkatasubramanian, 1991; Ajjarapu, 1992b; Cañizares, 1992; Pai, 1995], além das já citadas até aqui.

Uma vez que relatos de problemas de estabilidade de tensão estiveram associados com perdas de pontos de equilíbrio, as bifurcações do tipo Sela-Nó tornaram-se o foco inicial de interesse dos especialistas.

Atualmente, margens de carregamento são os principais e mais amplamente índices aceitos de colapso de tensão [Cañizares, 2002]. Geralmente, estas margens são definidas como a diferença entre o valor de um parâmetro-chave do sistema, em uma dada condição operativa, e em um ponto crítico de estabilidade de tensão. Diferentes empresas [Mansur, 1989; Abed, 1999; NERC 2007; ONS, 2007] adotam normalmente dois diferentes parâmetros-chave: os baseados na curva PV – considerando a variação da carga de uma área ou a transferência de potência entre elas – e os baseados na curva QV – considerando a injeção de potência reativa em uma barra ou grupo de barras do sistema.

As vantagens da utilização de margens de carregamento como índices de colapso de tensão são [Cañizares, 2002]:

- a) As margens de carregamentos são simples, diretas, bem aceitas e facilmente entendidas;
- b) As margens de carregamento requerem um modelo estático. Elas podem ser usadas com modelos dinâmicos, mas não dependem dos detalhes da dinâmica do sistema [Dobson, 1994]. Isto é especialmente

---

útil pelo fato da dinâmica da carga não precisar ser conhecida [Prada, 1999];

- c) A margem de carregamento é um índice preciso que leva em conta as não linearidades e limites do sistema, como os provocados pelo alcance dos limites de controle de potência reativa (desde que representados), durante o processo de incremento do carregamento do sistema;
- d) Uma vez conhecida, é muito fácil e rápido calcular sua sensibilidade com relação a qualquer outro parâmetro ou controle do sistema [Lee, 1996; Greene, 1997a; Greene, 1997b; Long, 1999].

As desvantagens do uso da margem de carregamento como índices de colapso de tensão são [Cañizares, 2002]:

- a) A margem de carregamento depende da convergência do algoritmo de fluxo de potência em todos os pontos de operação diferentes do de máximo carregamento;
- b) A margem de carregamento requer o cálculo de pontos a partir de um ponto de operação e, por conseguinte, é um processo computacionalmente mais custoso que os índices que utilizam somente informação de um ponto de operação;
- c) A margem de carregamento requer a assunção de uma direção de crescimento de carga e do conseqüente redespacho de geradores. Muitas vezes estas informações não estão prontamente disponíveis.

A referência [Cañizares, 2002] sugere duas maneiras de aliviar a dependência da margem de carregamento a um padrão assumido de incremento de carga. A primeira delas é calcular a sensibilidade da margem de carregamento para o padrão adotado ou recalculá-la com diferentes

---

padrões de incremento de carga e redespacho de geração. Outra maneira é fazer cálculos adicionais para satisfazer um pior padrão, associado a um menor valor de margem de carga [Dobson, 1993; Alvarado, 1994].

Margens de carregamento são sensíveis ao ponto de operação sob estudo e por isso requerem extremo cuidado, de forma a garantir que estes pontos de operação retratem a condição operativa, de maneira mais próxima da realidade possível [Passos, 2003].

As margens de estabilidade de tensão calculadas usando-se ferramentas estáticas e dinâmicas devem ser próximas, desde que sejam usados nos dois programas modelos de dispositivos consistentes e que a instabilidade não ocorra durante o período transitório [Hamadanizadeh, 2002].

Um método prático na análise da segurança de tensão é o de usar uma ferramenta baseada em um programa de fluxo de potência para calcular margens de estabilidade de tensão, usando-se simulações no domínio do tempo como referência para comprovação dos resultados e na determinação da cronologia da instabilidade de tensão, em um pequeno grupo de contingências críticas selecionadas.

Com o parâmetro chave sendo definido como a carga do sistema, o processo de cálculo da margem de estabilidade de tensão, para um caso base submetido a contingências, é tradicionalmente dado como [Hamadanizadeh, 2002]:

- 1) *Cálculo da margem máxima de carregamento para o caso base usando análise estática.* No cálculo da curva PV, a carga do sistema é aumentada passo a passo e o fluxo de potência é resolvido. O ponto crítico de estabilidade de tensão é encontrado para o nível de carregamento onde não mais existe solução para o fluxo de potência. Deve-se notar, todavia, que a divergência não pode ser o critério de parada, visto que o sistema de equações pode divergir por outras razões. O aumento na carga do sistema do ponto de operação inicial até o ponto

---

crítico de estabilidade de tensão (“nariz” da curva PV) é a margem máxima de carregamento para o caso base (Figura 9).

A cada aumento de carga, um esquema de redespacho de geração é usado para suprir o incremento da demanda e a solução do fluxo de potência é obtida com a carga modelada como MVA constante e com os *LTC* e chaveamento de dispositivos *shunts* habilitados.

- 2) ***Cálculo da margem máxima de carregamento para todos os casos de contingências usando análise estática.*** A cada aumento da carga, depois da solução do fluxo de potência para o caso base, as contingências são aplicadas uma por uma e o fluxo de potência resolvido. O último nível de carregamento onde a solução do fluxo de potência em pós-contingência existe, é o ponto crítico para pós-contingência. O aumento na carga do sistema em pré-contingência do ponto inicial de operação até este ponto é a margem máxima para esta contingência (Figura 9).

Casos de pós-contingência são resolvidos com cargas modeladas como dependentes da tensão. Dependendo do intervalo de tempo dentro do qual o desempenho do sistema é avaliado, e a política de operação, o esquema de despacho da geração (resposta dos Controles Automáticos da Geração, CAG) é usado para fazer o balanço de potência em pós-contingência e os controles de *LTC*, assim como os dispositivos *shunts* (automáticos ou manualmente chaveados) são habilitados ou desabilitados.

- 3) ***Cálculo da margem de estabilidade de tensão para poucos casos com contingências críticas usando simulação no domínio do tempo.*** O método é mesmo do passo 2 anterior, exceto que a estabilidade de tensão após uma contingência é determinada através da simulação no

domínio do tempo em um intervalo de tempo apropriado (que pode ir de vários segundos a dezenas de minutos).

Começando com os casos resolvidos nos diferentes níveis de carregamento, o sistema é perturbado através da aplicação da contingência, e a resposta dinâmica após a contingência é calculada. Se a simulação mostra que o sistema encontra, depois de um período finito de tempo, o equilíbrio de regime permanente após a contingência, o sistema é estável. Se o equilíbrio de regime permanente do sistema em pós-contingência não existe, a simulação no domínio do tempo irá mostrar que as tensões das barras continuarão a cair e, desta maneira, o sistema é instável.

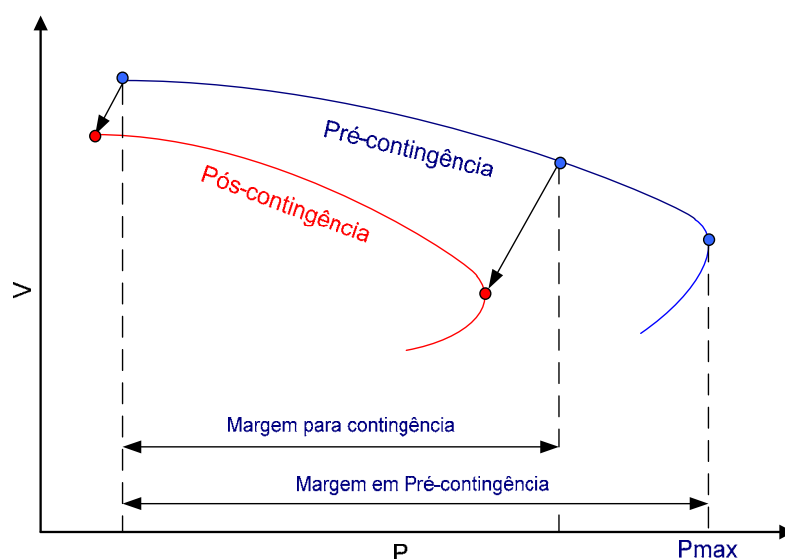


Figura 9 – Curva PV

Quando o parâmetro chave selecionado é a potência reativa da carga de uma barra, o procedimento descrito determina a margem da curva QV nesta barra; quando o parâmetro selecionado é a carga reativa de um grupo de barras, o mesmo procedimento é tradicionalmente usado para determinar a margem QV

“generalizada” do sistema [Hamadanizadeh, 2002]. Desta maneira, a margem QV de uma dada barra, sob condições de pré ou pós-contingência, é calculada através do seguinte procedimento:

- 1) Um compensador síncrono com limites abertos de geração de potência reativa é colocado na barra para controlar a tensão desta barra;
- 2) A tensão do compensador síncrono é variada, em passos discretos, de um valor máximo para um valor mínimo;
- 3) A cada variação da tensão o fluxo de potência é resolvido e a geração de potência reativa do compensador síncrono é calculada;
- 4) O traçado da geração de potência reativa versus a variação de tensão no compensador síncrono é a chamada curva QV da barra (Figura 10). A quantidade de Mvar absorvida (Mvar negativo) no ponto mínimo (parte debaixo da curva) é a margem de potência reativa da barra.

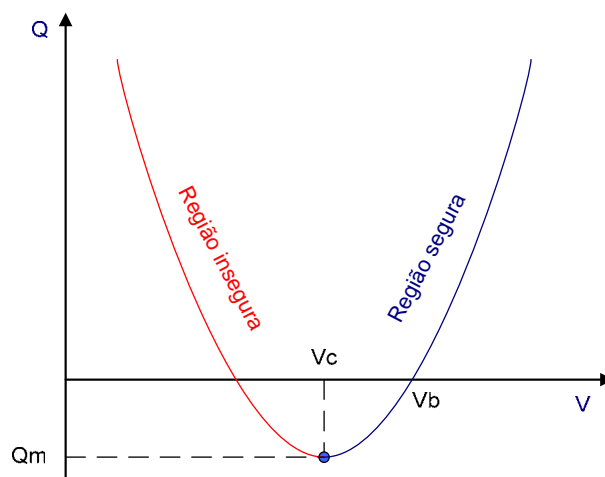


Figura 10 – Curva QV

Assim, a curva QV mostra a relação entre a tensão e o suprimento de potência reativa de um compensador síncrono alocado de maneira fictícia em uma barra



escolhida para estudo. É importante notar que valores negativos de potência reativa gerada ficticiamente correspondem a uma margem para o aumento da carga reativa desta barra. Na curva QV, o valor de tensão para a solução de fluxo de potência, obtido quando a fonte de potência reativa é a mais negativa possível, é um ponto de bifurcação e de limite de carregamento [Overbye, 1994]. Assim, o uso da curva QV nas análises de segurança de tensão pode trazer informações importantes com relação ao estado do ponto operativo, identificando dispositivos que possam estar influenciando a margem de carregamento do sistema, bem como áreas envolvidas ou candidatas para as ações de controle [Ferreira, 2000; Ticom, 2006; Ferreira, 2007].

As vantagens do cálculo da margem de estabilidade de tensão utilizando-se um parâmetro baseado em curvas PV sobre outro baseado puramente em curvas QV são resumidas como [Hamadanizadeh, 2002]:

- a) O incremento da carga de uma região ou o aumento da transferência de limites entre áreas oferece aos engenheiros de planejamento e operadores do sistema uma medida física da segurança de tensão e mostra quanto a carga (ou o intercâmbio) pode aumentar e seguramente ser acomodada pelo sistema <sup>6</sup>.
- b) No método QV, a forma como o sistema é estressado (injetando-se potência reativa em somente uma barra do sistema) é artificial e não tem relação com a maneira com que o sistema é operado. Ela fornece somente uma medida artificial da robustez de um dado ponto de operação. Além disso, pequenas mudanças no ponto de operação

---

<sup>6</sup> Esta última afirmação será contestada adiante neste trabalho.

---

podem impactar esta medida, devido a não-linearidade do sistema de potência.

- c) A estabilidade de tensão pode não ser avaliada completamente através do cálculo da curva QV em um número limitado de barras. Na teoria, as curvas QV em todas as barras do sistema devem ser computadas para dar um completo quadro da margem da estabilidade de tensão. Por outro lado, um cálculo da curva PV com o aumento da carga global pode revelar a margem de estabilidade do sistema <sup>7</sup>. Adicionalmente, a análise modal no “nariz” da curva PV identificará aquelas barras do sistema onde a instabilidade ocorre <sup>8</sup>.

Para um dado ponto de operação, a satisfação de um critério de reserva de potência reativa em fontes estratégicas, pré e pós-contingência, é um requisito importante para o diagnóstico de segurança de tensão, junto com o respeito aos limites de tensão e de margem mínima para todas as contingências críveis.

A despeito da preferência pela monitoração de índices baseados puramente em curvas PV, a monitoração em tempo real da potência reativa e de sua reserva no sistema tem sido proposta como índice para avaliação de segurança de tensão [CIGRÉ, 1987; CIGRÉ, 1992; Sandberg, 1994; Taylor, 1994a; Schlueter, 1996; Schlueter, 1998; Abed, 1999; NERC, 2007]. A idéia é que o colapso de tensão usualmente não ocorre até que os limites de corrente (potência reativa) sejam atingidos, especialmente os de grandes fontes que podem levar a desligamentos em cascatas. Através da monitoração da potência

---

<sup>7</sup> Esta afirmação será contestada adiante neste trabalho.

<sup>8</sup> Idem.

reativa entregue e de sua reserva associada através do sistema, em fontes dinâmicas ou estáticas, o operador poderia ser capaz de determinar a proximidade do colapso de tensão e tomar ações corretivas como o corte de carga baseado no requerimento de suporte de potência reativa adicional. Uma implementação deste tipo de índice no centro de controle da empresa Bonneville Power Administration (BPA) é descrita em [Taylor, 1998].

O melhor método para a determinação de uma apropriada combinação de potência reativa em fontes estáticas e dinâmicas deve utilizar simulação dinâmica de longo-termo. Se a opção de simulação dinâmica de longo-termo não é possível, a sua substituição por uma metodologia baseada em um modelo de fluxo de potência [CIGRÉ, 1987] é muitas vezes sugerida em algumas empresas [Abed, 1999].

Neste trabalho, conforme é mais bem detalhado no capítulo seguinte, garantido que o sistema é transitória e dinamicamente estável e que o colapso de tensão não é causado por uma instabilidade angular, os cálculos das margens de estabilidade de tensão procurarão ser demonstrados através de ambas as análises – PV e QV, indiferentemente à discussão pela preferência a um ou outro método. O método proposto no próximo capítulo defende que a confiança em somente uma das análises não é suficiente para a avaliação da estabilidade de tensão e da proximidade do colapso de tensão, sendo cada tipo de análise, tomando-se alguns cuidados de modelagem e representação do sistema, importante e necessário para complementar um o resultado do outro.

### **III.3 - Principais Fatores Influentes**

É bem conhecido que a ação de dispositivos lentos de controle como os limitadores de sobre-excitação, a característica de longo-termo da carga, *LTC* e dispositivos de compensação, contribuem para a evolução do colapso de tensão

---

[Cutsem, 1998]. Muitos componentes do sistema de potência podem ser modelados, nos estudos de estabilidade de tensão, da mesma forma tradicional representada nos estudos de fluxo de potência.

Dispositivos de ação rápida, como sistemas completos de excitação de máquinas síncronas, controles de *HVDC* e compensadores estáticos, não são abordados neste estudo. Estes dispositivos contribuem para a estabilidade de tensão, mas sua principal ênfase é na estabilidade transitória, tema fora do escopo deste trabalho.

As componentes de longo-termo agem tipicamente em vários minutos, devendo ser representadas através de eventos discretos (chaveamento de dispositivos *shunts* de controle de tensão, atuação automática ou manual em *LTC*, atuação em limitadores de corrente de campo, mudança de valores de referência de tensão para regulação secundária de tensão).

A análise da combinação da ação de dispositivos de ação rápida e lenta é difícil mesmo através da simulação utilizando ferramentas dinâmicas tradicionais, mas ela pode ser facilmente analisada com métodos de análise rápida da estabilidade de tensão na sua forma de aproximação quase-estática [Cutsem, 1996; Cutsem, 1998; Cutsem, 2000; Lopes, 2001; Manzoni, 2002]. O desacoplamento no tempo das dinâmicas de curto e longo-termo nos estudos de segurança de tensão permitem a substituição das equações diferenciais transitórias pelas equivalentes e adequadas equações de equilíbrio, desde que garantida a estabilidade do sistema no período transitório.

### **III.3.1 - Capacidade de Geração de Potência Reativa dos Geradores Síncronos**

Geradores síncronos são dispositivos primários no controle de tensão e de potência reativa em sistemas de potência. Nos estudos de estabilidade a

---

capacidade da potência ativa e reativa são comumente mostradas através de diagramas PQ, ou curvas de capacidade. Nestas curvas, os limites de potência ativa são os de projeto da turbina e normalmente constantes. Limites de potência reativa costumam ter o formato de uma curva e são dependentes da tensão.

Normalmente os limites de potência reativa são definidos como constantes nos programas de fluxo de potência. A dependência da tensão dos limites de potência reativa dos geradores é, entretanto, um importante aspecto nos estudos de estabilidade de tensão e deve ser considerada nestes estudos [Löf, 1995b].

A limitação da potência reativa tem três diferentes causas: corrente do estator, limites de sobre e sub-excitação. Quando a corrente de excitação é limitada no seu máximo valor, a tensão terminal é a máxima tensão de excitação menos a queda da tensão na reatância síncrona. O limite de potência reativa na condição nominal de tensão é definido pela corrente de excitação.

A capacidade de geração de potência reativa do gerador, do ponto de vista do sistema, é geralmente muito menor que a curva de capacidade de potência reativa indicada pela fábrica, devido a restrições impostas pelo serviço auxiliar e o próprio sistema de potência [Adibi, 1994]. A operação de regime da usina pode ser ameaçada quando a tensão é baixa. Bombas e ventiladores alimentados pelo sistema auxiliar podem parar devido à subtensão, causando o desligamento da usina. A escolha de uma posição ótima para o tape dos transformadores auxiliares para uma condição geral de operação do sistema pode aumentar a capacidade de geração de potência reativa dos geradores e deve ser buscada.

---

### **III.3.2 - Controle Automático de Tensão dos Geradores Síncronos**

A ação de modernos dispositivos de controle automático de tensão (*Automatic Voltage Regulator - AVR*) de geradores síncronos é rápida o suficiente para manter a tensão constante, utilizando a característica do diagrama PQ destas máquinas. Estes controladores incluem também limitadores de corrente de sobre e sub-excitação e, em alguns casos, também limitadores da corrente de estator.

No caso de um distúrbio, a tensão de excitação é aumentada para o máximo e a corrente de excitação é aumentada o suficiente até o seu limite. A corrente máxima de excitação de curto período é comumente duas vezes a corrente máxima de longo-termo e é importante para a estabilidade do sistema de potência. Devido ao risco de sobre-temperatura no circuito de excitação, a corrente é limitada a certo valor, depois de um determinado período. Esta ação, provocada por dispositivos limitadores, é muitas vezes dramática, podendo causar um rápido declínio da tensão.

Os *AVR* possuem uma característica de controle local por natureza. Como consequência, geradores mais próximos eletricamente a um ponto crítico de controle de tensão devem ser primeiramente solicitados a fornecer potência reativa. Para um gerenciamento eficiente da reserva de potência reativa em locais estratégicos da rede, há a necessidade da atuação posterior nos valores de referência de tensão de dispositivos automáticos de controle, visando uma adequada redistribuição deste tipo de potência. Na França e Itália surgiram propostas de implementação de um Controle Secundário de Tensão (CST) [Vu H., 1996; Corsi, 2000; Cañizares, 2005], com o objetivo de efetuar o gerenciamento da potência reativa de geradores estratégicos de forma automática e de acordo com suas curvas de capacidade, tendo como referência tensões de barras piloto, representando o perfil de tensão de uma zona ou região do sistema.

---

No Brasil, as vantagens, limitações e resultados hipotéticos de um CST recentemente começaram a ser estudados [Taranto, 2000; Taranto, 2002].

### **III.3.3 - Load Tap Changer – LTC**

As ações dos *LTC* afetam a dependência, em relação à tensão, da carga vista pela rede de transmissão [Taylor, 1994a; Cutsem, 1998]. Tipicamente, redes de distribuição possuem transformadores equipados com *LTC*, mantendo constante a tensão no seu lado secundário. Quando a tensão cai no sistema de distribuição, diminui também o valor da carga vista pelo lado da transmissão. Depois de certo tempo, se a variação da tensão é mantida maior que um determinado valor estipulado como de banda morta, o *LTC* atua restaurando a tensão e a carga.

As ações dos *LTC* podem ser perigosas para os sistemas de potência quando estes são submetidos a uma contingência. A Figura 11 ilustra os efeitos da ação de um *LTC*, vista do lado da rede de transmissão, após uma contingência. O ponto de operação do sistema no estado de pré-distúrbio é o ponto **A**. Com a contingência, o ponto de operação se move para o ponto **B**, em razão da diminuição da tensão e da dependência da carga a este parâmetro, através da característica de curto-termo da carga (representada através da curva tracejada na Figura 11). Depois de um intervalo de tempo, o *LTC* atua no sentido de aumentar a tensão do lado secundário, movendo o ponto de operação, visto pelo lado da rede de transmissão, ao longo da curva PV, causando uma diminuição da tensão do lado primário. O *LTC* opera até encontrar seu valor de referência de tensão do lado secundário, representado na curva pelo respectivo valor de tensão, no lado da transmissão, e da característica de longo-termo da carga, representada através da reta vertical, passando pelo ponto de operação **C**. Desta maneira, até o seu limite, a atuação dos *LTC* mantém a carga como potência constante, no horizonte de longo-termo. Quando a característica de

longo-termo da carga não intercepta a curva PV, surge uma instabilidade de tensão através da perda do equilíbrio de longo-termo [Cutsem, 2000].

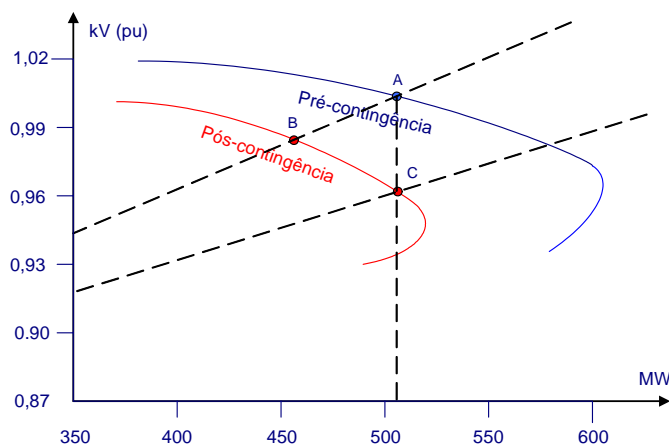


Figura 11 - Efeito da Atuação de LTC após Contingência

O tamanho do passo da atuação do *LTC* deve ser levado em conta nos estudos de estabilidade de tensão. O montante de carga nos pontos *A* e *C* são iguais em função desta ação, dentro dos limites do equipamento, mas o novo ponto de operação encontra-se muito mais próximo do ponto de máximo carregamento do sistema, representado pelo “nariz” da curva PV de pós-contingência.

### III.3.4 - Dispositivos de Compensação de Potência Reativa

O principal objetivo dos dispositivos de compensação reativa, como banco de capacitores, reatores, compensadores síncronos e estáticos, é o de manter o bom desempenho do sistema através do controle do balanço da potência reativa. Estes dispositivos também são usados para minimizar as perdas e manter o perfil plano de tensão na rede. A transferência de potência reativa aumenta a corrente e as perdas nas linhas de transmissão, levando a necessidade de localização destes equipamentos de compensação o mais próximo possível dos pontos críticos onde há a carência deste tipo de potência.



---

Os dispositivos de compensação reativa devem ser apropriadamente modelados nos estudos de estabilidade de tensão considerando suas variações discretas, suas lógicas de controle e seus efeitos de interações com os demais controles do sistema [Passos, 2003; Passos, 2004].

É importante destacar, em relação à utilização de bancos de capacitores para a melhoria da segurança de tensão de um sistema, que estes equipamentos apresentam algumas limitações quanto sua utilização prática [Ferreira, 1999a]. A seguir são listados alguns aspectos relevantes, que devem ser considerados em relação a este tipo de compensação [Kundur, 1994]:

- Em sistemas altamente compensados, grandes transferências de potência são possíveis, mas a regulação de tensão tende a ser menos eficiente e o ponto de instabilidade de tensão tende a situar-se próximo a condições normais de operação [Cutsem, 2000];
- Além de certo nível de compensação, uma condição de operação estável é inacessível através da compensação com bancos de capacitores [Prada, 2006].
- A potência reativa fornecida por estes equipamentos é proporcional ao quadrado do valor de tensão no seu ponto de conexão e, portanto, durante um afundamento de tensão o suporte de potência reativa decresce. Este comportamento pode agravar o problema, uma vez que retira injeção de potência reativa justamente quando este tipo de potência é mais necessário.

### ***III.3.5 - Motores de Indução***

Motores de indução estão presentes em muitas cargas industriais e comerciais, influenciando significativamente em estudos de segurança de tensão [Hammad,

---

1989; Sekine, 1990; Williams, 1992; Bompard, 1994; Kundur, 1994; Taylor, 1994a; Deuse, 1997; Vournas, 1998; Henriques, 2002a; Henriques, 2002b; Ferreira, 2004]. Quando submetidas a uma queda de tensão, a potência ativa deste tipo de carga primeiramente decresce com o quadrado da tensão (como uma carga modelada como impedância constante). Segundos depois, há a recuperação do valor de pré-distúrbio da carga. A variável interna deste processo é o escorregamento do rotor. Considerando-se um torque mecânico constante e desprezando-se as perdas do estator, é possível a recuperação e manutenção da potência ativa do motor. Levando-se em conta as perdas e comportamentos de torques mais realistas, existe uma pequena dependência em regime permanente da potência ativa com relação à tensão.

Já a dependência da potência reativa é mais complexa e crítica. Inicialmente, este tipo de potência decresce de maneira acentuada com o quadrado da tensão, até encontrar um valor mínimo, e então, eleva-se até o ponto onde o motor trava, devido à baixa tensão. Para grandes motores trifásicos de indução, a tensão crítica, para provocar sua paralisação, pode ser baixa, como da ordem de 0,7 pu, enquanto valores bem superiores de tensão podem ser observados para motores de menor porte, ou ainda, em grandes motores severamente carregados [Cutsem, 2000].

A representação da carga de motores de indução possui importância fundamental em regiões onde a ponta de carga é influenciada por elevadas temperaturas e com presença de grandes quantidades de cargas de refrigeração (ar condicionado) [Williams, 1992; Taylor, 1994a; Deuse, 1997].

Grandes motores industriais são normalmente equipados com proteção de subtensão capazes de desligá-los em ocorrências que provoquem afundamento de tensão. Pequenos motores, como os usados em aparelhos de ar condicionado, não costumam possuir este dispositivo de proteção e tendem a permanecer travados e conectados à rede, consumindo correntes elevadas e colaborando para a deterioração do perfil de tensão do sistema [Cutsem, 2000].

# **CAPÍTULO IV - MÉTODO ESTÁTICO PARA ANÁLISE A LONGO- TERMO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO A PEQUENAS PERTURBAÇÕES**

## **IV.1 - Introdução**

Nos capítulos anteriores foi visto que a análise da estabilidade de tensão depende do entendimento do seu mecanismo em um sistema particularmente submetido a uma variedade de condições possíveis. Também foi explicitada a conveniência, com o apoio da teoria da bifurcação, das técnicas de análise lineares baseadas em programas de fluxo de potência, na avaliação a longo-termo da estabilidade de tensão.

Neste capítulo é visto como técnicas de análise estática são sensíveis ao ponto de operação estudado, demandando a necessidade de uma adequada representação da carga, do redespacho e dos dispositivos de controle, para uma correta previsão do comportamento do sistema em pontos de operação futuros.

Sempre utilizando casos reais, este capítulo enfrenta inicialmente as dificuldades para a obtenção de pontos de operação mais próximos da realidade, durante o processo de carregamento de um sistema elétrico de grande porte, através de uma melhor representação da atuação dos dispositivos

de controle de tensão e da carga, nas análises estáticas a longo-termo da estabilidade de tensão.

Utilizando um programa de fluxo de potência, modificado de forma a incorporar eficientemente a representação de importantes dispositivos de controle para este tipo de análise, o método proposto neste capítulo é testado também na sua capacidade para indicar as áreas envolvidas e candidatas para um mínimo corte de carga, de forma a evitar, com segurança, instabilidades causadas por perda de controle da tensão, através da comparação de seus resultados com dados obtidos nas análises de uma ocorrência real no sistema elétrico brasileiro.

## **IV.2 - Representação dos Dispositivos de Controle de Tensão**

Praticamente todos os programas atuais de uso geral de fluxo de potência utilizam diferentes variações do método de Newton-Raphson, desenvolvido em sua formulação clássica no final da década de sessenta [Tinney, 1967a]. Apesar de requerer algoritmos mais complexos para sua implementação, este método apresenta bom desempenho computacional, quando utilizado no estudo de casos reais de grande porte, ao mesmo tempo em que vem se beneficiando ao longo do tempo da constante evolução das tecnologias de software e hardware [Passos, 2005]. A matriz Jacobiana obtida durante sua solução é altamente esparsa, sendo as equações iterativas do método resolvidas direta e rapidamente, utilizando-se as técnicas de eliminação ordenada para a solução de grandes sistemas lineares esparsos [Tinney, 1967a; Tinney, 1967b; Costa, 1997]. Porém, o mais importante atributo do método de Newton-Raphson é a sua robustez numérica, com característica de convergência quadrática [Monticelli, 1999], permitindo seu uso generalizado, mesmo em sistemas anteriormente considerados de difícil solução.

---

Sistemas elétricos de potência de grande porte costumam possuir grandes áreas importadoras de energia, supridas através de grandes troncos de transmissão. Em sistemas elétricos com estas características, a representação correta da atuação de *LTC* de transformadores com característica de operação sistêmica, unindo grandes troncos de suprimento a uma área, é tão importante quanto a representação do chaveamento de grandes blocos de compensação *shunt* para a avaliação correta da segurança de tensão. Estes dispositivos de controle, juntos com os demais, com características lentas de atuação, requerem uma coordenação de manobras durante o processo de entrada de rampa de carga no sistema, em função das interações entre estes controles e da possibilidade de obtenção de efeito contrário ao desejado (considerado aqui como impacto adverso) quando de suas atuações [Ferreira, 2000; Vournas, 2001; Prada, 2002; Lopes, 2003; Santos, 2003; Prada, 2006].

A atuação nestes dispositivos estratégicos de controle de tensão costuma atender a uma estratégia de controle baseada em faixas de tensão e, normalmente, tem impacto significativo no sistema, no momento em que são manobrados. Estas manobras podem causar forte interação entre dois ou mais dispositivos quando situados em barras eletricamente próximas, dificultando sua representação em programas de fluxo de potência, principalmente quando se considera a atuação conjunta e discreta de vários dispositivos simultaneamente. Por este motivo, o método de representação de dispositivos de controle feito por ajustes alternados [Monticelli, 1983] não funciona adequadamente, uma vez que existe uma grande sensibilidade das variáveis de controle em relação ao estado do sistema [Passos, 2005]. Como consequência, o número de iterações torna-se elevado e, em condições extremas, o processo iterativo pode até não ser convergente ou divergir [Stott, 1971].

À semelhança dos dispositivos de controle *shunt*, por também dificultarem o processo de convergência quando da consideração de sua atuação conjunta, *LTC* sistêmicos costumam não ser representados em programas convencionais

---

de fluxo de potência ou, quando o são, têm sua estratégia de atuação baseada na monitoração de um valor de referência específico para a tensão da barra controlada – lógica de atuação diferente da realizada na prática pelos operadores do sistema, baseada, muitas vezes, em faixas de valores de tensão para barras remotas.

Em [Liu, 1993] foi proposto um algoritmo para a representação do chaveamento automático de bancos *shunt* baseado na sensibilidade entre a tensão da barra controlada e a susceptância *shunt* do equipamento, através da utilização de ajustes alternados. Com base nesta proposição, a referência [Passos, 2005] apresentou uma modelagem robusta para o chaveamento discreto e automático de bancos de compensação *shunt* variável no fluxo de potência. O objetivo foi alcançado através da inclusão de uma equação de controle, para cada equipamento representado, na matriz Jacobiana da formulação clássica do problema, conforme descrito em [Stott, 1974]. Para isso, a susceptância *shunt* do equipamento foi considerada como uma nova variável de estado. Este método de representação no problema de fluxo de potência já havia se mostrado eficaz e eficiente em problemas com características semelhantes [Costa, 1997; Passos, 2000], mesmo considerando a variação discreta destes dispositivos de controle de tensão.

Uma representação flexível de dispositivos de controle no fluxo de potência é obtida acrescentando-se à formulação tradicional do problema, equações que descrevem a ação de cada dispositivo de controle, além da variável de estado associada, formando um sistema de equações de ordem  $(2n_b+n_c)$ . A forma genérica da linearização deste sistema de equações aumentado, resolvido a cada iteração do método de Newton-Raphson, é mostrada através da equação (4.1) [Passos, 2005]:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial P}{\partial x} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial x} \\ \frac{\partial y}{\partial \theta} & \frac{\partial y}{\partial V} & \frac{\partial y}{\partial x} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta x \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Onde,

$$\Delta P = P^{esp} - P^{cal} \quad (4.2)$$

$$\Delta Q = Q^{esp} - Q^{cal} \quad (4.3)$$

$$Q^{esp} = Q_G - Q_L \quad (4.4)$$

$$y = f(\theta, V, x) \quad (4.5)$$

$$\Delta y = y^{esp} - y^{cal} \quad (4.6)$$

O vetor  $\Delta y$  representa o vetor de erros das equações adicionais que modelam os equipamentos de controle; o vetor  $\Delta x$  é formado pelo incremento das variáveis de estado incorporadas ao problema, necessárias para tornar o sistema de equações possível e determinado.

Ao final de cada iteração do processo de solução, as novas variáveis de estado são atualizadas da seguinte forma:

$$x^{(h+1)} = x^{(h)} + \Delta x^{(h)} \quad (4.7)$$

No método de Newton-Raphson para solução de equações algébricas não-lineares, utiliza-se como critério de convergência a norma infinita do vetor de

resíduos, que é relativo aos erros de potência ativa e reativa nas barras do sistema. Com a inclusão de novas equações ao problema original, utiliza-se como critério de convergência adicional o valor da norma  $\|\Delta\mathbf{y}\|_\infty$  [Passos, 2005].

A equação (4.1) pode ser convenientemente adotada como sendo da forma mostrada em (4.8):

$$\begin{bmatrix} \Delta\mathbf{v} \\ \Delta\mathbf{y} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{ca} & \mathbf{J}_{vx} \\ \mathbf{J}_{yu} & \mathbf{J}_{yx} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\mathbf{u} \\ \Delta\mathbf{x} \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

onde os vetores  $\Delta\mathbf{v}$  e  $\Delta\mathbf{u}$  são dados por:

$$[\Delta\mathbf{v}] = \begin{bmatrix} \Delta\mathbf{P} \\ \Delta\mathbf{Q} \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

$$[\Delta\mathbf{u}] = \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta\mathbf{V} \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

A matriz  $\mathbf{J}_{ca}$  em (4.8) representa a matriz Jacobiana da formulação tradicional do método de Newton-Raphson [Stott, 1971; Stott, 1974; Monticelli, 1983]. Por outro lado,  $\mathbf{J}_{vx}$  é uma matriz não quadrada que contém as derivadas das equações de potência em relação às novas variáveis de estado do problema. Os blocos  $\mathbf{J}_{yu}$  e  $\mathbf{J}_{yx}$  representam matrizes de derivadas das equações de modelagem dos dispositivos de controle em relação às variáveis de estado originais (módulos das tensões e ângulos) e adicionais, respectivamente. A matriz  $\mathbf{J}$ , mostrada a seguir, denomina-se matriz Jacobiana expandida.



$$\mathbf{J} = \left[ \begin{array}{c|c} \mathbf{J}_{ca} & \mathbf{J}_{vx} \\ \hline \mathbf{J}_{yu} & \mathbf{J}_{yx} \end{array} \right] \quad (4.11)$$

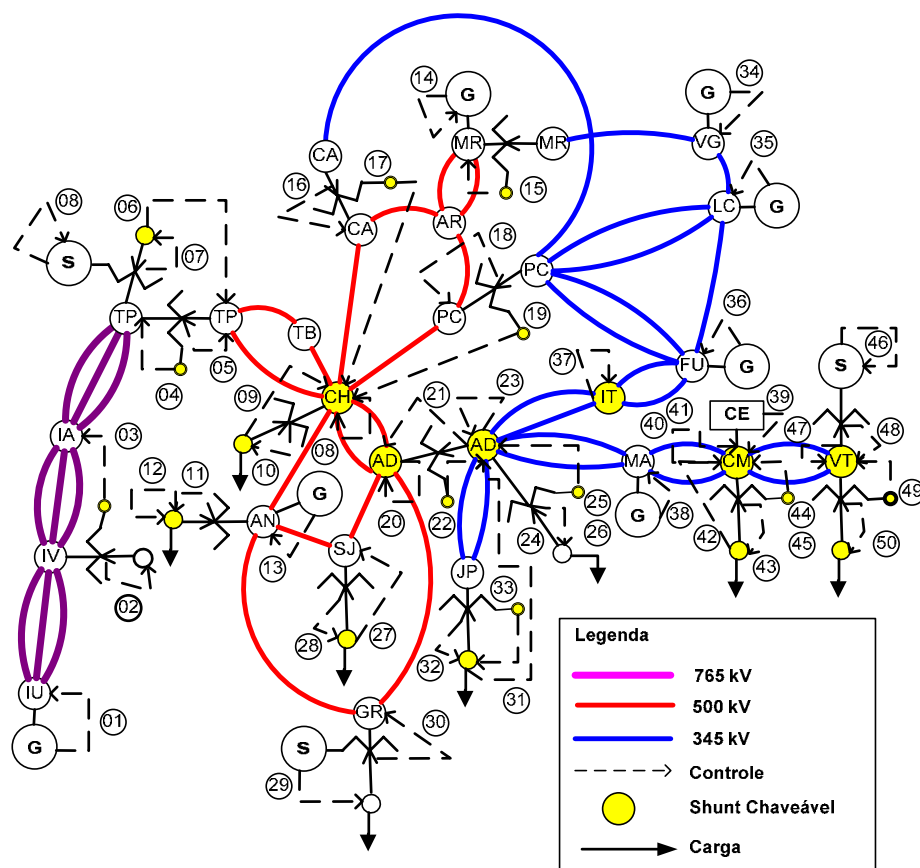
Esta formulação expandida permite uma grande flexibilidade na incorporação e retirada das equações que modelam os equipamentos de controle, tendo-se em vista que a matriz  $\mathbf{J}_{ca}$  é preservada. Esta característica é altamente relevante, uma vez que viabiliza sua aplicação em programas computacionais já estabelecidos no mercado, preservando as particularidades de cada programa [Passos, 2005].

Com o objetivo de permitir a representação no problema de fluxo de potência de esquemas de controle normalmente utilizados na prática, considerando a natureza discreta e os limites operacionais dos dispositivos de controle de tensão, são adotadas quatro filosofias para o controle do chaveamento automático dos bancos *shunt* [Passos, 2005]: (i) controle de faixas de tensão; (ii) controle de geração de potência reativa em barras de geração do tipo P; (iii) controle de injeção de potência reativa em barras do tipo PQ com Compensador Estático (CE); (iv) controle da geração de potência reativa em barras de geração do tipo PV.

O Anexo A detalha a representação proposta em [Passos, 2005], adotada neste trabalho.

#### **IV.2.1 - Aplicação em um Sistema Real de Grande Porte**

Um caso prático de 2821 barras e 4015 circuitos do Sistema Interligado Nacional – SIN é utilizado para avaliar o impacto de uma melhor representação do chaveamento automático e discreto de bancos de capacitores/reatores e da atuação de *LTC* sistêmicos na margem de carregamento de uma grande área do sistema elétrico brasileiro — a área Rio de Janeiro/Espírito Santo (Figura 12).



*Figura 12 – Diagrama Simplificado da Rede de Suprimento à Área Rio de Janeiro / Espírito Santo e Principais Recursos de Controle de Tensão*

Esta área foi escolhida para teste por ter seu desempenho fortemente influenciado pela coordenação entre os diversos recursos de controle, internos e externos à área e, ainda, devido a sua característica de grande centro de carga (cerca de 6000 MW, em abril 2002).

Na Figura 12 estão assinalados 50 recursos de controle de tensão ligados diretamente ao sistema de transmissão de atendimento à área Rio de Janeiro / Espírito Santo.

As Tabelas 2 e 3 listam parte dos 109 principais recursos de controle de tensão da área. Valores positivos e negativos na Tabela 2 referem-se à potência reativa

nominal de bancos de capacitores e reatores, respectivamente, em cada barra do sistema. Junto com os 99 recursos de controle listados, são importantes também, para o controle de tensão da área, outras fontes de potência reativa, distribuídas em geradores, compensadores síncronos e 1 compensador estático, ilustrados na Figura 12.

Vale ressaltar, nas Tabelas 2 e 3, a grande quantidade de recursos lentos de controle de tensão (com atuação manual) que deve ser representada durante o processo de carregamento da área.

*Tabela 2 – Bancos de Capacitores e Reatores na Área Rio de Janeiro / Espírito Santo*

ID	Nome da Barra	Configuração dos Bancos Shunt	
		Número de Bancos	Potência Reativa Nominal (Mvar)
03	Ivaip---69	6	-180,0
04	T.Preto---69	2	-180,0
06	T.Preto--345	9	200,0
08	C.Paulista-500	1	-136,0
09	C.Paulista-138	1	150,0
12	Angra----138	3	2x(5,0)+1x(25,0)
15	Marimbondo-13.8	2	-50,0
17	Campinas-13.8	2	-50,0
19	Poços---13.8	2	-50,0
21	Adriano--345	2	162,5
22	Adriano-13.8	2	-50,0
23	Adriano--500	1	-136,0
25	Adriano-13.8	2	-25,0

ID	Nome da Barra	Configuração dos Bancos <i>Shunt</i>	
		Número de Bancos	Potência Reativa Nominal (Mvar)
26	Adriano-13.8	3	8,0
27	S.José---138	2	250,0
31	Jacaré--138	2	100,0
33	Jacaré-13.8	3	-30,0
37	Itutinga-345	1	200,0
40	Campos---345	2	-60,0
41	Campos---345	2	60,0
42	Campos---138	2	50,0
44	Campos-13.8	6	10,0
45	Campos-13.8	4	-25,0
47	Vitória---345	2	-60,0
49	Vitória-13.8	9	10,0
51	V.Redonda138	2	67,5
52	Zin-----138	1	67,5
53	Palmares-138	2	67,5
54	Magé-----69	2	14,4
55	Alcântara-69	2	14,4
56	S.Lourenço-69	6	3x(4,2)+3x(3,0)
57	Alcântara-138	3	2x(8,0)+1x(9,6)
58	Guaxindiba-138	2	4,8
59	P.Rosa---138	4	2x(4,8)+2x(4,0)
60	G.Branco-138	6	4x(4,0)+2x(4,8)

ID	Nome da Barra	Configuração dos Bancos <i>Shunt</i>	
		Número de Bancos	Potência Reativa Nominal (Mvar)
61	S.Pontes-138	8	2x(2,4)+2x(3,6)+4x(4,0)
62	V.Pedras-138	2	1x(6,0)+1x(11,0)
63	Zona Sul-138	4	4,0
64	Icaraí---138	4	4,0
65	Arsenal--138	2	4,8
66	Imbariê--138	4	2x(3,6)+2x(2,4)
67	Indust-2-138	2	4,8
68	R.Leão---138	1	1x(23,3)+1x(30)+1x(37,2)
69	Macabú----69	1	4,5
70	Teresópolis-138	1	16,4
71	UTEC-----69	1	13,3
72	Campos Dist.-69	1	19,7
73	Italva----69	1	26,0
74	Itaorna--138	1	1,0
75	A.Lage-2-34.5	2	10,8
76	Arcel----138	1	26,7
77	B.Ferreira-138	1	26,7
78	Cachoeiro---138	1	26,7
79	Cachoeiro---34.5	1	8,1
80	Carapina-138	3	26,7
81	Carapina-1-34.5	3	8,1
82	Ceasa----138	1	26,7

ID	Nome da Barra	Configuração dos Bancos <i>Shunt</i>	
		Número de Bancos	Potência Reativa Nominal (Mvar)
83	Guarapari T-138	2	26,7
84	J.Neiva--138	1	26,7
85	N.Venecia--138	1	26,7
86	Pinheiros-138	1	16,7
87	Pitanga--138	2	26,7
88	Praia---34.5	2	10,8

*Tabela 3 – Tipos de LTC na Área Rio de Janeiro / Espírito Santo*

ID	Nome do Transformador	Número de Bancos	Tipo de LTC
02	Ivaiporã 525/765 kV	2	Manual
05	T. Preto 500/765 kV	2	Manual
07	T. Preto 345/765 kV	2	Manual
10	C. Paulista 138/500 kV	2	Manual
11	Angra 138/500 kV	1	Manual
16	Campinas 345/500 kV	4	Manual
18	Poços 345/500 kV	1	Manual
21	Adrianópolis 345/500 kV	3	Manual
24	Adrianópolis 138/345 kV	4	Manual
28	S. José 138/500 kV	4	Manual
30	Grajaú 138/500 kV	4	Manual
32	Jacarepaguá 138/345 kV	4	Manual

ID	Nome do Transformador	Número de Bancos	Tipo de LTC
43	Campos 138/345 kV	3	Manual
50	Vitoria 138/345 kV	4	Automático
89	Magé 138/69 kV	2	Automático
90	Alcântara 138/69 kV	2	Automático
91	Macabú 138/69 kV	1	Automático
92	Friburgo 138/69 kV	2	Automático
93	R. Cidade 138/69 kV	1	Automático
94	Cachoeiro 138/34.5/11.4 kV	1	Automático
95	Itarana 69/138 kV	1	Automático
96	J. Neiva 138/69/13.8 kV	2	Automático
97	N. Venecia 138/69/13.8 kV	1	Automático
98	Praia 138/34.5 kV	1	Automático
99	Suíça 69/138 kV	1	Automático

O modelo matemático proposto em [Passos, 2003] foi implementado no programa de análise de redes do CEPEL – ANAREDE. A determinação das lógicas destes recursos de controle, caracterizada pela escolha das barras controladas e suas faixas de tensão, refletiram a experiência acumulada na operação da área, respeitando-se todos os limites operativos do sistema.

A Tabela 4 mostra um exemplo, no formato cartão ANAREDE, da lógica de controle utilizada para a representação automática e discreta de LTC e bancos *shunt*, durante um incremento de carga, através do método da continuação, todos implementados no programa. No exemplo, estão representadas as lógicas de atuação do LTC de um dos transformadores 345/500 kV de Adrianópolis

(trafo 140-139), de 3 bancos de reatores do terciário de um dos transformadores 500/765 kV de Ivaiporã (barra 57) e de 2 bancos de capacitores de Jacarepaguá (respectivamente, controles 21, 03 e 31, assinalados na Figura 12 e Tabelas 2 e 3).

*Tabela 4 – Exemplo de Cartão para Representação das Lógicas de Controle de Shunts e LTC*

<b>DLIN</b>								
(De)	O	(Pa)	(Tmn)	(Tmx)	(Bc)	Ns		
140	M	139	0.950	1.110	106	17		
9999								
<b>DTVF</b>								
(Nf)	O	(Nt)	Nc	Vmin	Vmax	C		
140		139		1.070	1.100	L		
9999								
<b>DSCA</b>								
(No)	Vmin	Vmax	Bcnt	N	SHUT1	C		
57	1030	1046	62	3	-180.	L		
180	1030	1050	140	2	100.	C		
9999								
<b>DINC</b>								
Tipo	Nume	C	Tipo	Nume	( P )	( Q )	(Pmx)	(Qmx)
AREA	0009	A	AREA	0011	0.5	0.5	9999.	9999.
9999								
<b>EXIC CSCA</b>								

Através dos cartões DLIN (Dados de Linhas e Transformadores) e DTVF (Dados dos Transformadores Variando por Faixa de Tensão) as ações manuais, por parte do operador do sistema, no *LTC* do transformador de Adrianópolis, são representadas durante o processo de crescimento de carga. No cartão DLIN, além dos dados do transformador, como os limites dos tapes, está registrada a barra controlada (lado de alta do transformador, ver Figura 12) e o número de *steps*, de forma a possibilitar a atuação discreta dos tapes deste equipamento ( $((1,110 - 0,950)/16 = 0,01 \text{ pu})$ ). A faixa de tensão desta barra controlada pelo *LTC* é dada através do cartão DTVF.



De maneira semelhante, no cartão DSCA são mostrados, como exemplo, as formas de representação das faixas de tensão das barras remotamente controladas (barras 62 e 140, respectivamente, barra do capacitor série de uma das LT 765 kV Foz Iguaçu-Ivaiporã e barra de 345 kV de Adrianópolis) para o chaveamento dos reatores do terciário (3 bancos de 180 Mvar) de um dos transformadores de Ivaiporã e dos capacitores de Jacarepaguá (2 bancos de 100 Mvar).

É importante destacar que o controle tanto para o chaveamento dos bancos *shunt* como para manobras nos *LTC* de transformadores sistêmicos está baseado em uma lógica que considera uma faixa de tensão para a barra controlada e não em um valor fixo, como muitas vezes é a representação nos programas de fluxo de potência convencionais. Desta forma, a equação de controle do equipamento somente fará parte do processo de solução quando o valor de tensão da barra controlada estiver fora da faixa de controle especificada, durante o processo iterativo. Neste caso, o valor especificado de tensão da barra controlada é usualmente definido como sendo o valor médio da faixa de tensão. Outra estratégia de controle menos agressiva consiste em adotar a extremidade violada (mínima ou máxima) da faixa de tensão especificada (intenção do usuário representada através da letra “L” na coluna C, da Tabela 4, tanto para o controle do chaveamento *shunt*, como para ação do *LTC*).

Para se verificar a eficácia e robustez do método proposto, quando da utilização discreta dos vários recursos de controle de tensão, foi simulada a indisponibilidade de dois importantes recursos da área Rio de Janeiro / Espírito Santo: a Usina Termonuclear Angra 2 (1350 MW; -600/600 Mvar, aproximadamente) e um banco de capacitores de 200 Mvar na *SE* Tijuco Preto, durante o crescimento — no módulo de fluxo de potência continuado do ANAREDE — da carga ativa e reativa da área, mantendo-se o fator de potência inicial e a mesma direção de crescimento. O aumento de geração necessário

---

para fazer frente ao aumento de carga e perdas foi concentrado nas usinas geradoras localizadas na área São Paulo (condição mais crítica), conectadas à área estudada através dos troncos de 765 e 500 kV da Figura 12.

Com o objetivo de levar em consideração o tempo necessário para as atuações manuais no recurso mais lento de controle, durante o processo de carregamento do sistema — as manobras, por parte dos operadores do sistema, em *LTC* sistêmicos — calculou-se o mínimo incremento de carga a ser considerado no fluxo de potência continuado. Assim, admitindo-se um tempo médio de 3 minutos para a conclusão de manobras em *LTC* sistêmicos e, verificados nos dados de tempo real a ocorrência de uma taxa máxima de variação de carga de 10 MW/min, o incremento mínimo de carga a ser empregado no fluxo de potência continuado foi calculado como sendo de 30 MW (cerca de 0,5% da carga da área). Dessa forma, garante-se a representação do tempo para utilização do recurso mais lento, a qualquer momento, durante o processo de carregamento do sistema (cartão DINC, da Tabela 4).

A Figura 13 compara resultados das curvas PV de uma barra com grande importância estratégica para o controle de tensão da área, obtidas para níveis crescentes de utilização dos recursos de controle. A Curva 1 apresenta a margem de carregamento levando-se em conta somente a atuação dos *LTC* representados como automáticos nos casos base (não necessariamente automáticos no campo, mas representados normalmente assim, pelos engenheiros de planejamento, por conveniência de ajustes no caso base original de estudo e por não provocarem grande impacto durante o processo numérico de convergência). Estes *LTC* são os identificados na Figura 12 pelos controles 02, 10, 24, 28, 32, 43 e 50, sendo somente este último, realmente automático no campo.

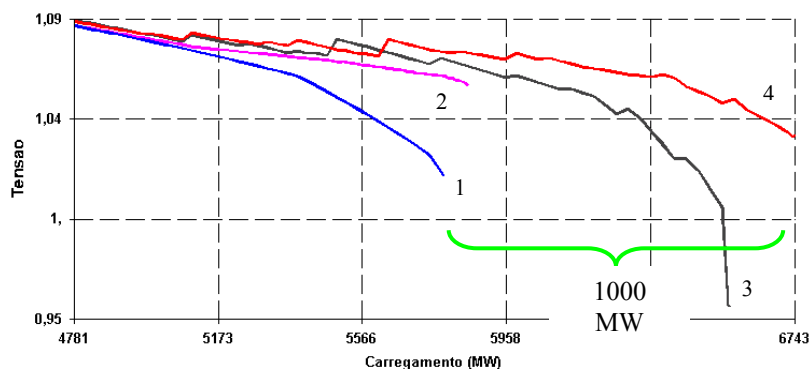


Figura 13 – Curvas PV da Barra de 500 kV de Adrianópolis (AD)

A Curva 2 considera a atuação manual dos operadores do sistema em *LTC* sistêmicos, além do *LTC* automático no campo (50). Nesta curva, a lógica de atuação dos *LTC* é representada como na operação real: *LTC* não automáticos são manobrados atendendo lógica de atuação por faixa de tensão.

A Curva 3 apresenta a margem de carregamento considerando as atuações dos *LTC* da Curva 1 em conjunto com o chaveamento discreto dos bancos de compensação *shunt*.

A margem de carregamento quando se considera a atuação real dos *LTC* do sistema em conjunto com o chaveamento discreto dos bancos de compensação *shunt*, é apresentada na Curva 4.

A Figura 13 mostra, desta maneira, como a representação incompleta de recursos de suporte de tensão e potência reativa pode prejudicar as análises de segurança de tensão, obtendo resultados conservativos sobre a margem de carregamento do sistema. Esta figura também mostra que a representação inadequada da atuação dos *LTC*, durante o crescimento de carga, pode mascarar a observação do comportamento da tensão (Curva 3), indicando uma queda acentuada de tensão na região próxima ao limite de máximo

carregamento do sistema, que pode não ocorrer na prática e retardar as ações necessárias para evitar a perda de controle de tensão.

A margem de carregamento de 41% obtida através da representação completa de todos os recursos de controle de tensão no programa ANAREDE (Curva 4) é muita próxima àquela de 43%, obtida por um programa de fluxo de potência ótimo – FLUPOT (também do CEPEL), escolhendo-se por função objetivo o máximo carregamento da área e considerando-se os mesmos critérios, recursos de controle (exceto o chaveamento discreto, considerado como contínuo na otimização) e restrições. Esta comparação de resultados pretendeu aferir a robustez do método proposto, uma vez que a otimização baseada no método de pontos interiores [Granville, 1994; Granville, 1996] mostrou robustez e capacidade de determinar os limites de atendimento do sistema em regime permanente, mesmo em sistemas de grande porte severamente carregados [Ferreira, 1999a; Ferreira, 2000; Ferreira, 2002].

A Tabela 5 mostra o chaveamento (“D”, desliga; “L”, liga) dos bancos de compensação *shunt* e atuação (“A”) em *LTC* durante o processo de carregamento da área. Os destaques em amarelo das atuações em tapes acusam o patamar de carga onde há o esgotamento deste recurso através do alcance do seu limite. Observa-se nesta tabela que todos os recursos são utilizados respeitando-se o passo mínimo calculado (0,5% da carga, ou 30 MW) de forma a garantir tempo hábil para acionamento dos controles mais lentos (*LTC*).

O carregamento de 6711 MW é o valor máximo obtido com o passo mínimo considerado para a garantia de utilização do recurso mais lento. Este valor é muito próximo do valor de máximo atendimento da área (6743 MW, na Figura 13). A margem adicional de cerca de 30 MW (desconsiderada), foi conseguida através do artifício da redução progressiva do passo de incremento de carga, como recurso para convergência do fluxo de potência nas vizinhanças do limite de máximo carregamento da área, atestando a robustez do método mesmo sem o auxílio da parametrização no método da continuação.

Tabela 5 – Utilização dos Recursos Discretos de Controle de Tensão da Área Rio de Janeiro / Espírito Santo

Passo (MW)	Shunt		LTC											
	R	C	2	5	7	16	18	10	21	24	50	30	28	32
4781														
5000	D				A									
5101		L											A	
5178		L												
5308	D			A										
5388	D	L			A									A
5442		L												
5636		L		A										
5664								A						
5836		L												
5895				A										
5984		L												
6074	D		A	A										
6104						A								
6196						A					A			
6227				A										
6258						A								
6290				A	A						A			
6321						A								
6353				A					A	A	A			
6384		L												
6416					A	A								
6448			A	A	A	A	A	A	A	A				
6513										A				
6578		L								A				
6644										A				
6677									A	A				
6711			A		A							A		

As Figuras 14 a 16 mostram as curvas PV dos principais barramentos da transmissão da área, controlados pela lógica implementada. Nestas figuras, as linhas tracejadas em preto destacam que os limites superiores de tensão considerados são respeitados durante a utilização dos recursos chaveados,

preservando a integridade dos equipamentos do sistema. As linhas pontilhadas na cor de cada curva PV demarcam os valores inferiores da faixa de tensão para a lógica do chaveamento dos recursos de controle, referenciados na Figura 12.

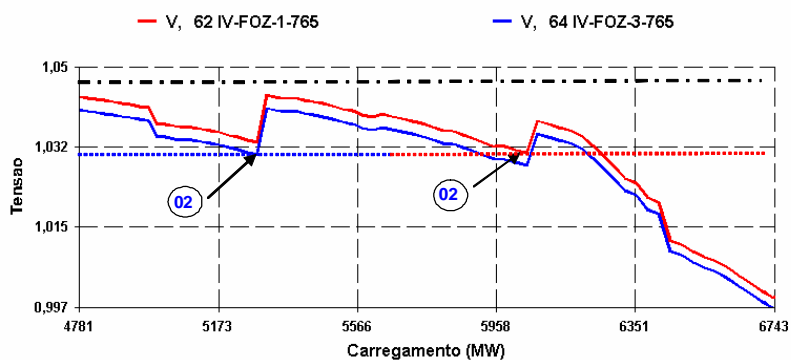


Figura 14 – Curvas PV das Barras dos Capacitores Série das LT 765 kV Foz de Iguaçu (FI)-Ivaiporã (IV)

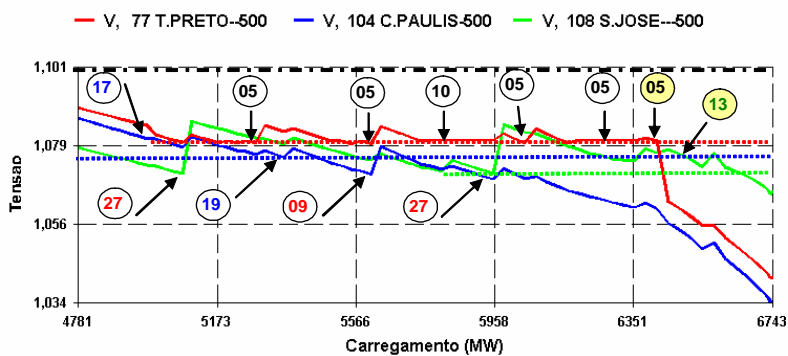


Figura 15 – Curvas PV das Barras 500 kV de T. Preto (TP), C. Paulista (CP) e S. José (SJ)

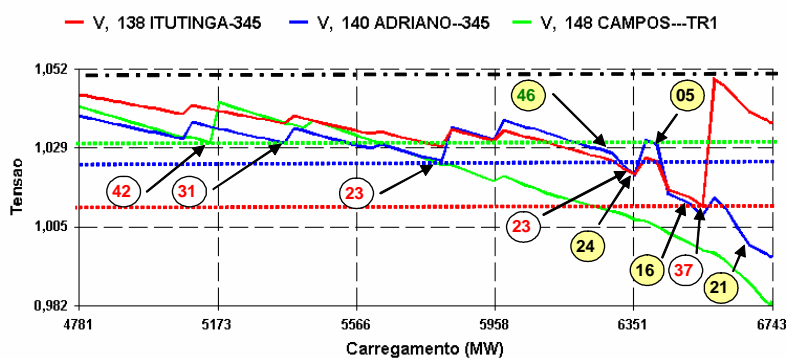


Figura 16 – Curvas PV das Barras 345 kV de Itutinga (IT), Adrianópolis (AD) e Campos (CM)

Nas Figuras 15 e 16 estão destacados, em fundo amarelo, os patamares onde há o esgotamento de *LTC* ou da geração de potência reativa dos geradores/compensadores síncronos (controles na cor preta e verde, respectivamente), durante o processo de carregamento da área.

Tendo como base os controles assinalados na Figura 12, nota-se, na Figura 16, que o esgotamento dos recursos de controle de tensão da área inicia-se pelo alcance do limite da geração de potência reativa do compensador síncrono de Vitória (controle 46). A queda de tensão no tronco de 345 kV a partir de Adrianópolis, provocada pelo esgotamento de recursos em Vitória, força a entrada do último banco de capacitores de 162,5 Mvar de Adrianópolis (controle 23) e a atuação do *LTC*, até o esgotamento, das transformações 765/500 kV de Tijuco Preto e 500/345 kV de Campinas (controles 05 e 16, respectivamente), como recursos remotos para manutenção do perfil de 500 kV da área.

A partir deste momento (passo 6448 MW, da Tabela 5), há o esgotamento da geração de potência reativa da usina de Angra (controle 13) e a solicitação de atuação de vários *LTC* no sentido de recuperar o perfil de suprimento em 500 kV da área, com a conseqüente repercussão destas atuações no setor de

345 kV, até o valor de chaveamento do banco de capacitores de 200 Mvar de Itutinga (controle 37). É importante notar na Figura 16 que o valor de referência de tensão em 1,010 pu, para chaveamento do banco de capacitores de Itutinga, foi escolhido de forma a respeitar, após sua inserção, o limite superior de tensão no setor de 345 kV (1,050 pu) e preservar equipamentos associados nesta subestação.

O processo de atuação dos controles finaliza com o esgotamento do *LTC* da transformação 500/345 kV de Adrianópolis (21) e na solicitação, pela primeira vez, do *LTC* 500/138 KV de Grajaú (controle 30) no passo 6711 MW da Tabela 5. A influência da atuação do *LTC* de Grajaú na margem de carregamento da área já havia sido identificada como potencialmente nociva ao desempenho do sistema em determinadas condições de carga e tensão [Ferreira, 2000].

O aumento da geração de potência reativa nas principais máquinas durante o carregamento da área é apresentado na Figura 17. Vale observar que, a lógica adotada para utilização dos demais recursos de controle de tensão, privilegiou a reserva de potência nestas máquinas, de forma que seus limites fossem preferencialmente atingidos nas proximidades do valor de máximo carregamento.

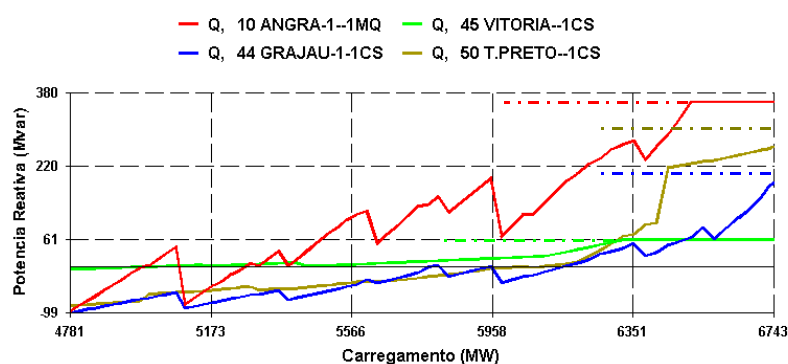


Figura 17 – Potência Reativa Gerada em Angra (13), Grajaú (29), Vitória (46) e T. Preto (08)



A Figura 18 apresenta, para as principais barras de transmissão da área, a evolução da margem de potência reativa em função do carregamento da área. Estas margens foram obtidas através do levantamento das curvas QV para os pontos de operação nos últimos incrementos de carga.

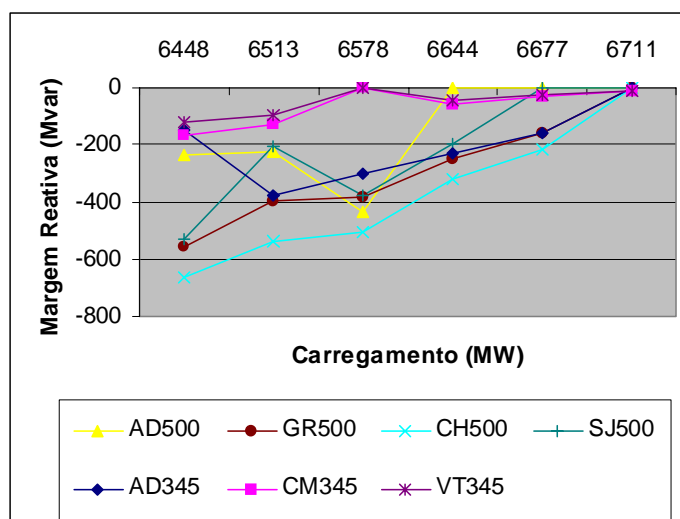


Figura 18 – Margem Reativa das Principais Barras de Transmissão da Área Rio de Janeiro / Espírito Santo

Para o carregamento máximo de 6711 MW, obtido com o último incremento de passo mínimo calculado (0,5%), verifica-se que as margens de potência reativa nas principais barras de transmissão da área estão muito próximas de zero. A partir deste ponto, o pequeno acréscimo de carga (30 MW) provoca esgotamento da margem de potência reativa das barras do sistema de extra-alta tensão, até comprometer o tronco em 750 kV, a partir de Itaipu (IU).

A Figura 19 mostra a evolução do esgotamento da potência reativa nas barras de transmissão da área, a partir do passo do último *shunt* chaveado (passo 6578 MW, da Tabela 5). Nesta figura é possível observar, no incremento de carga seguinte (passo 6644 MW), o esgotamento da margem de potência reativa na barra de Adrianópolis 500 kV (AD, na cor verde), seguido (passo 6677 MW)

pelo esgotamento em São José (SJ, em amarelo). Vale notar, ainda nesta figura, a expansão do fenômeno para outras barras importantes no controle de tensão da Área Rio de Janeiro/Espírito Santo (em vermelho) no ponto de máximo carregamento obtido, considerando-se o incremento mínimo de carga para a atuação de controles lentos (6711 MW). Este resultado é muito próximo ao máximo carregamento alcançado, à custa da redução do passo de incremento de carga, onde se verifica o esgotamento da margem de potência reativa de praticamente todas as barras da área, envolvendo, inclusive, áreas vizinhas, comprovando-se a robustez do método proposto, mesmo em condições críticas.

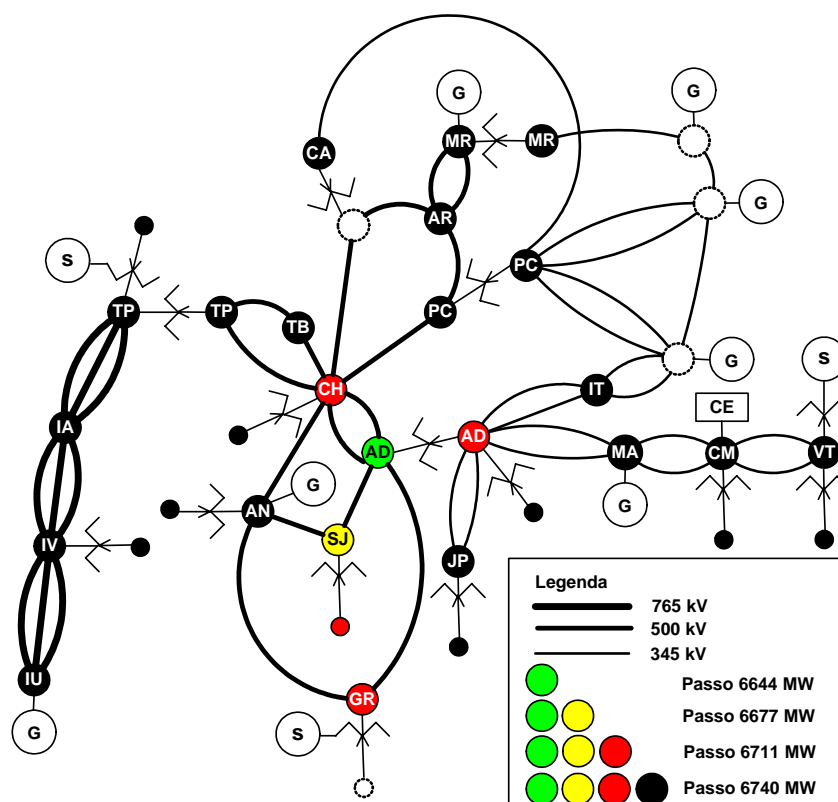


Figura 19 – Evolução do Esgotamento da Margem de Potência Reativa das Barras do Sistema de Transmissão da Área Rio de Janeiro / Espírito Santo

Margens de carregamento mais precisas, casos de fluxo de potência automaticamente ajustados, capacidade para sugerir ajustes de recursos do

---

sistema de acordo com uma estratégia operativa em um ponto futuro de operação, ganho com hierarquização de recursos, indicação dos mecanismos de interação de dispositivos lentos e identificação de controles nocivos, são alguns dos potenciais benefícios do método apresentado, com amplo emprego nos ambientes de planejamento e de sua operação em tempo real.

### **IV.3 - Representação da Curva de Carga**

Uma das desvantagens apontadas [Cañizares, 2002] no uso da margem de carregamento como índice de colapso de tensão baseia-se no fato deste cálculo requerer a assunção de uma direção de crescimento de carga e na indisponibilidade ou dificuldade da representação desta informação.

Neste trabalho é proposta a adoção de uma modificação adicional no programa de fluxo de potência, de forma a permitir a obtenção automática da solução do fluxo de potência em cada patamar de carregamento, de acordo com uma dada curva real de carga de uma área de interesse [Passos, 2004; Passos, 2005]. O fluxograma da Figura 20 mostra a estrutura básica do algoritmo desenvolvido.

A convergência do método de Newton-Raphson é fortemente dependente das condições iniciais fornecidas para o problema. Por este motivo, as seguintes condições iniciais são sucessivamente utilizadas na busca de solução de cada patamar de carregamento, antes de se considerar a não existência de solução para um dado ponto da curva de carga:

1. Considera-se a inclusão individual de dispositivos de controle e limites;
2. São usados pontos intermediários de solução entre o caso em análise e o caso convergido imediatamente anterior da curva de carga;

3. Consideram-se como condições iniciais de tensão, os valores obtidos do caso anterior convergido da curva de carga. Para os ângulos são usados os valores obtidos na solução do fluxo de potência linear, visando uma melhor condição inicial antes da solução completa do método Newton-Raphson;
4. Restaura-se o caso base fornecido, considerando-o como condição inicial;
5. Restaura-se o caso base fornecido, considerando-o como condição inicial para os valores de tensão e adota-se a solução do fluxo de potência linear como valores iniciais dos ângulos das barras.

Caso nenhuma das opções implementadas para a definição das condições iniciais permita a obtenção de uma solução para um dado carregamento, este caso é automaticamente excluído, sendo registrado em arquivo específico para casos não convergentes, continuando-se com a solução a partir do próximo patamar de carga.

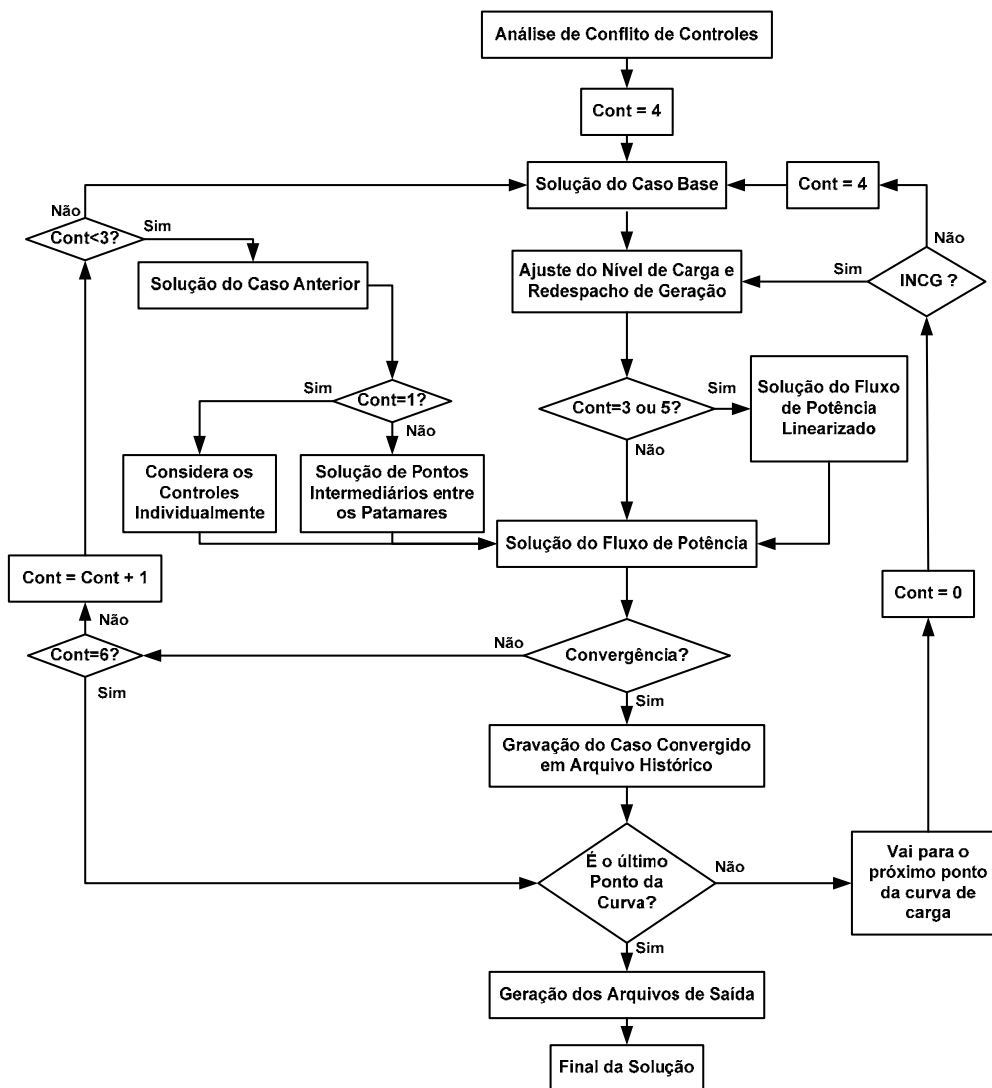


Figura 20 - Estrutura Básica do Algoritmo de Solução da Curva de Carga<sup>9</sup>

<sup>9</sup> Fonte: Adaptado de PASSOS FILHO, J. A. “Representação e Avaliação do Desempenho de Dispositivos de Controle no Problema de Fluxo de Potência”, Tese D.Sc. apresentada a COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2005, p. 38.

---

### ***IV.3.1 - Aplicação a um Sistema Real de Grande Porte***

A eficiência e robustez do método proposto, considerando uma melhor representação da atuação em dispositivos de controle durante o processo de solução automática da curva de carga de uma semana, foram testadas [Passos, 2004] na área Rio de Janeiro / Espírito Santo (Figura 12).

O caso base e banco de dados foram os mesmos considerados no estudo para a representação dos equipamentos de controle de tensão, detalhado no item anterior.

A carga ativa e reativa da área em estudo foi considerada como sendo do tipo potência constante, mantendo-se fixo o fator de potência durante toda a semana de simulação. O balanço entre carga e geração foi realizado segundo um fator de participação adequado, obtido a partir do despacho do caso base, para as principais usinas ligadas ao sistema de transmissão em 500 kV e 345 kV da área estudada.

A Figura 21 apresenta uma curva de carga real da área, fornecida pelo ONS, utilizada como dado de entrada em valores percentuais do carregamento máximo do sistema. A curva é composta por 336 pontos (casos base) que representam os valores de carregamento do sistema em intervalos de 30 minutos. Ela representa o perfil de carregamento de uma semana típica do mês de abril de 2003, com início em uma sexta-feira.

As Tabelas 6 e 7 listam os limites de tensão, sistêmicos e específicos (estabelecidos em instruções de operação), considerados para as principais barras do sistema estudado.

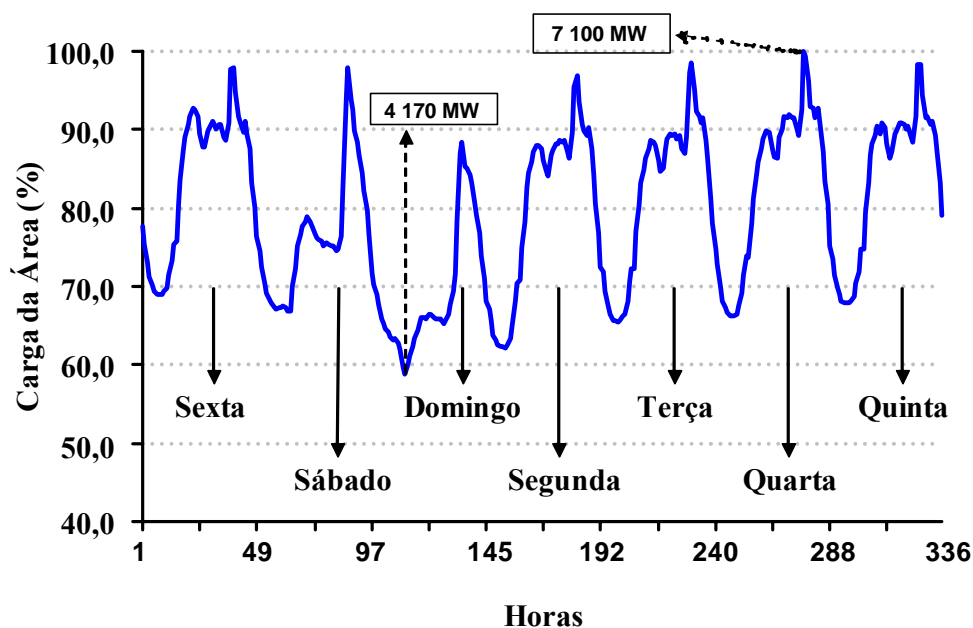


Figura 21 - Curva de Carga Típica da Área Rio de Janeiro / Espírito Santo<sup>10</sup>

Tabela 6 – Limites de Tensão Sistêmicos

Nível de Tensão	Faixa de Tensão (pu)	
	Mínima	Máxima
≤ 230 kV	0,950	1,050
345 kV	0,950	1,050
500 kV	0,950	1,100
765 kV	0,960	1,046

<sup>10</sup> Fonte: PASSOS FILHO, J. A. “Representação e Avaliação do Desempenho de Dispositivos de Controle no Problema de Fluxo de Potência”, Tese D.Sc. apresentada a COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2005, p. 69.

Tabela 7 – Faixas de Tensão Específicas das Principais Barras

Nome da Barra	Faixa de Tensão (pu)	
	Mínima	Máxima
Ivaiporã 500 kV	1,000	1,050
T. Preto 345 kV	1,000	1,050
São José 138 kV	0,974	1,030
Adriano 138 kV	1,020	1,050
Campos 138 kV	1,014	1,050
Vitória 138 kV	1,007	1,043
Jacaré 138 kV	0,990	1,010
Angra 138 kV	1,007	1,043
C. Paulista 138 kV	1,029	1,050
Barras de carga	0,980	1,050

As Figuras 22 a 25 apresentam o perfil das tensões de algumas barras representativas da área Rio de Janeiro / Espírito Santo, obtido através da incorporação da representação da curva de carga e da representação do chaveamento automático e discreto dos recursos de controle de tensão no programa de análise de redes do CEPEL – ANAREDE.

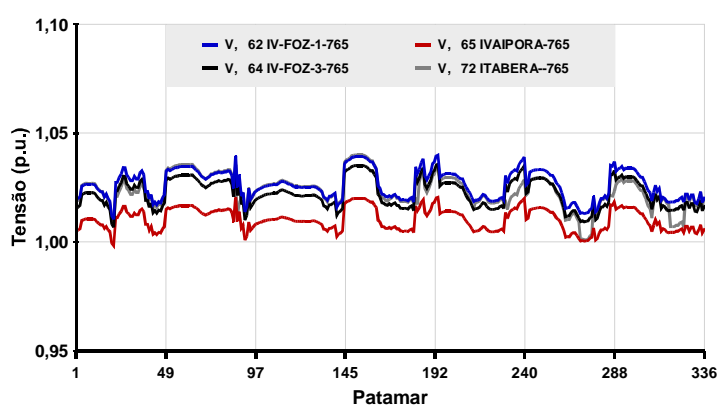


Figura 22 - Perfil de Tensão do Sistema de 765 kV



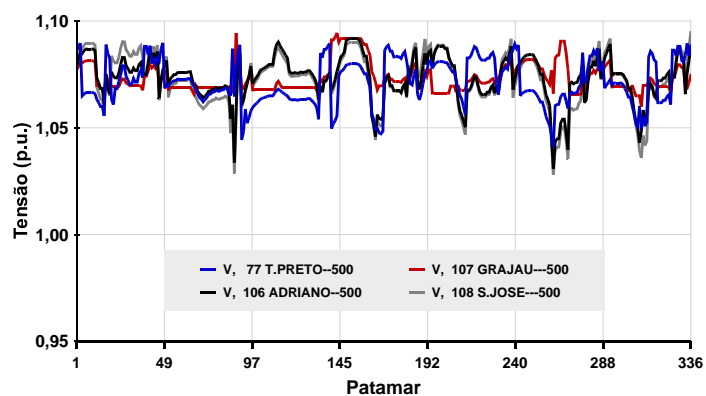


Figura 23 - Perfil de Tensão do Sistema de 500 kV da Área Rio de Janeiro / E. Santo

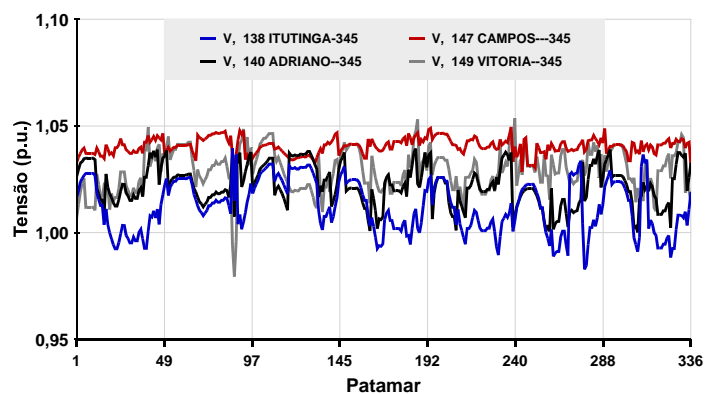


Figura 24 - Perfil de Tensão do Sistema de 345 kV da Área Rio de Janeiro / E. Santo

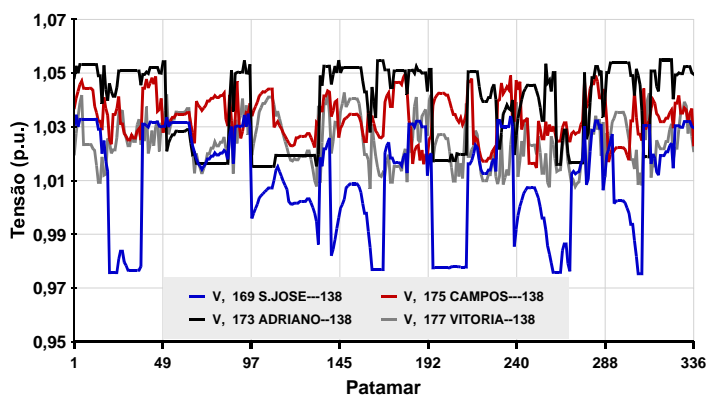


Figura 25 - Perfil de Tensão do Sistema de 138 kV da Área Rio de Janeiro / E. Santo

As Figuras 26 a 28 mostram a evolução do chaveamento dos principais bancos de capacitores/reatores para o controle de tensão da Área Rio de Janeiro / Espírito Santo.

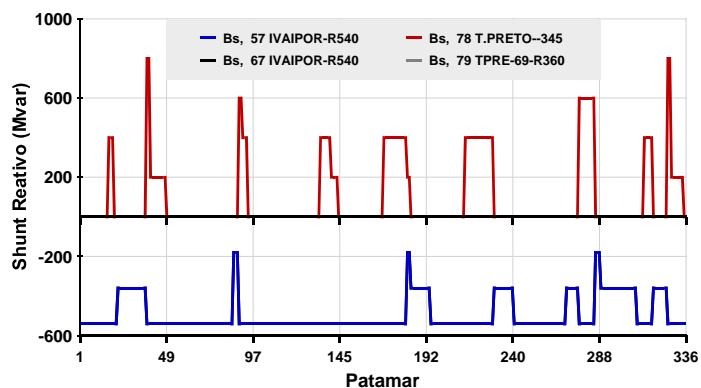


Figura 26 - Evolução do Chaveamento de Bancos Shunt para o Controle de Tensão do sistema de 765 kV

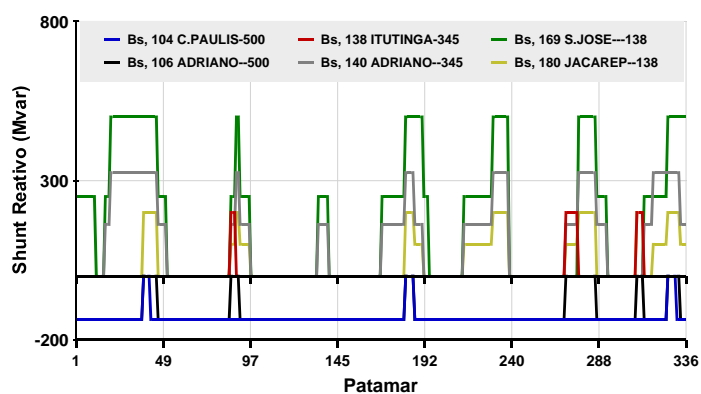


Figura 27 - Evolução do Chaveamento de Bancos Shunt para o Controle de Tensão da Área Rio de Janeiro

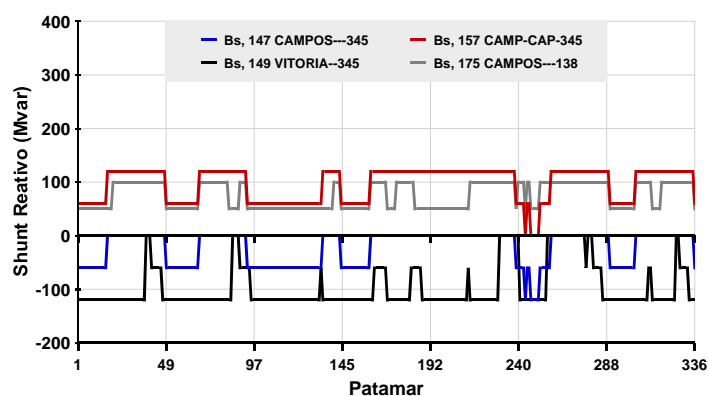


Figura 28 - Evolução do Chaveamento de Bancos Shunt para Controle de Tensão da Área Espírito Santo

A solução proposta para a incorporação da curva de carga mostrou que todos os limites de tensão foram respeitados, mesmo considerando o chaveamento discreto de bancos de compensação de até 250 Mvar (Figura 27) e variações de carga da ordem de até 40% na curva semanal (Figura 21).

A robustez do método, considerando o chaveamento de grandes blocos de compensação *shunt* e a atuação em *LTC* sistêmicos, dentro do grupo de 99 controles importantes para a área (Figura 12), foi atestada pela taxa de 100% de convergência, obtida para os 336 casos de fluxo de potência, representando todos os patamares da curva de carga simulada.

## IV.4 - Representação de Motores de Indução

A seção anterior mostrou como a representação incompleta dos recursos discretos de controle de tensão pode produzir resultados conservativos da margem de carregamento de um sistema. Por outro lado, a não representação das cargas do tipo motor de indução pode provocar impacto contrário nesta margem, além do risco de informações distorcidas com relação à interação

---

entre os dispositivos de controle de tensão [Ferreira, 2004]. Assim, o método proposto neste trabalho também prevê a representação estática e agregada deste tipo de carga [Henriques, 2002a; Henriques, 2002b], principalmente para regiões industriais ou grandes regiões comerciais/residenciais submetidas a temperaturas elevadas e com expressiva carga de refrigeração.

Em verões passados, foram verificadas ocorrências de afundamento da tensão na área Rio de Janeiro/Espírito Santo, com a carga ativa desta área bem abaixo dos valores críticos estudados no ambiente de planejamento da operação e com todos os recursos de controle de tensão disponíveis. Todavia, durante estes eventos, medições em tempo real nos principais pontos de interligação com as empresas de distribuição mostraram valores da carga reativa superiores aos esperados. A diferença entre as condições estudadas e as observadas aumenta para condições de temperatura elevada na área, fato que pode ser atribuído a não representação dos motores de indução, presentes principalmente nas cargas de refrigeração.

Motores de indução são cargas que apresentam alto consumo de potência reativa durante as condições em que há queda de tensão e, portanto, merecem cuidadosa consideração nos estudos de segurança de tensão. Entretanto, a obtenção dos dados deste tipo de carga, para sua correta representação, não é tarefa simples. As dificuldades de acesso aos dados de grandes consumidores industriais e informações imprecisas sobre estas cargas, agregadas em grupos residenciais e comerciais, apontam para a busca de uma solução satisfatória, através do agrupamento considerando parâmetros típicos [Nozari, 1984; Kundur, 1994; Cutsem, 1998] (Tabela 8), de forma a garantir uma resposta coerente nas simulações de crescimento da parcela deste tipo de carga nos estudos de segurança de tensão.

A modelagem sugerida para a representação dos motores de indução no método inclui tanto a implementação do modelo destas cargas no problema de fluxo de potência, utilizando-se o método de Newton-Raphson, aplicado às

equações de potência em coordenadas polares, como também sua representação em modelos agregados para a simulação no programa de fluxo de potência continuado [Henriques, 2002a].

Tabela 8 – Agrupamento de Motores de Indução Considerando Parâmetros Típicos

Tipo de Motor	Características
1	Industrial Pequeno
2	Industrial Grande
3	Valor médio de motores de 11 kVA
4	Industrial Pequeno II
5	Comercial + Alimentador
6	Residencial
7	Monofásico

Um modelo de circuito elétrico amplamente utilizado para representar motores de indução é o que contém 3 barras, como mostrado na Figura 29.

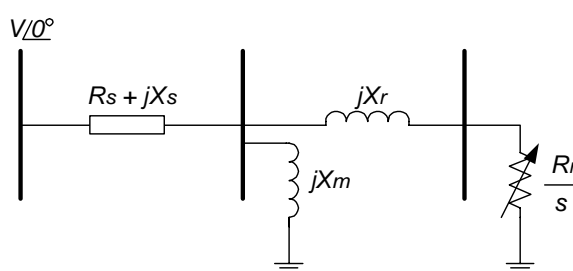


Figura 29 - Modelo para Representação de Motores de Indução

Na Figura 29:

$s$  Escorregamento do rotor;

$R_s$	Resistência do estator;
$X_s$	Reatância de dispersão do estator;
$X_m$	Reatância de magnetização;
$X_r$	Reatância de dispersão do rotor;
$R_r$	Resistência do rotor.

Contudo, o modelo de duas barras mostrado na Figura 30 é mais adequado para a implementação em um programa de fluxo de potência [IEEE, 1995].

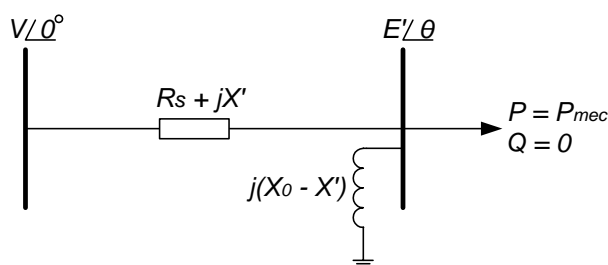


Figura 30 - Modelo de Regime Permanente de 2 barras para Motores de Indução

Onde,

$P_{mec}$	Potência Mecânica
$X_0 = X_s + X_m$	Reatância de Circuito Aberto
$X' = X_s + \frac{X_r X_m}{X_r + X_m}$	Reatância Transitória

O valor em regime permanente para a tensão interna  $E'$  é calculado através da corrente  $I_1$ , que flui através dos dois ramos que estão em paralelo na Figura 31: um ramo puramente indutivo; outro, puramente resistivo [Henriques, 2002b].

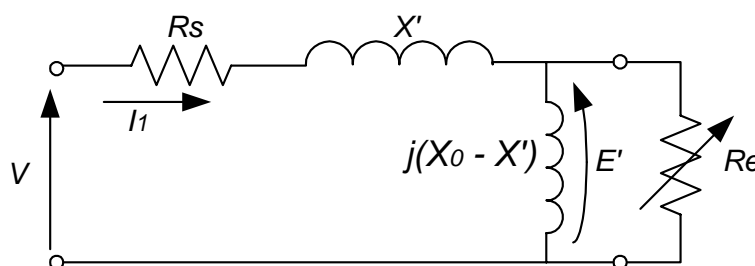


Figura 31 - Modelo de Regime Permanente do Motor de Indução

Os valores para a resistência equivalente do rotor e para  $P_{mec}$  (Figura 30) são calculados:

$$R_e = \frac{(X_0 - X')}{s\omega_0 T'_0} \quad (4.12)$$

$$P_{mec} = \frac{(E')^2}{R_e} \quad (4.13)$$

Onde,

$T'_0$       Constante de Tempo Transitória de Circuito Aberto

$R_e$       Resistência Equivalente do Rotor

O modelo de motor com dois nós da Figura 30, pode ser utilizado de forma direta em programas de fluxo de potência, se a potência mecânica entregue à carga e os parâmetros do motor de indução são considerados independentes da velocidade do rotor [Bompard, 1994]. Nesta figura vale notar que a rede elétrica é aumentada de uma barra PQ ( $P = P_{mec}$ ;  $Q = \text{zero}$ ) para cada motor que é individualmente modelado, com um elemento em derivação adicional acoplado, sendo esta barra PQ conectada à barra terminal do motor via uma

impedância adicional  $R_s + j.X'$ . Portanto, para um sistema com  $m$  motores,  $m$  barras PQ adicionais serão criadas, juntamente com  $m$  ramos em derivação adicionais e outros  $m$  ramos série. Uma vez obtida a solução do fluxo de potência, o escorregamento  $s$  do rotor, para cada motor, pode ser calculado através das equações (4.12) e (4.13).

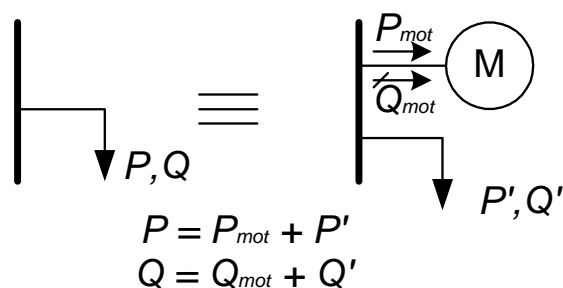


Figura 32 - Condição Inicial das Barras com Carga do Tipo Motor de Indução

A representação agrupada facilita a representação dos motores de indução por parte das empresas de distribuição, bastando destas, uma estimativa do percentual da carga total a ser representada como deste tipo de carga. O programa de fluxo de potência calcula ambos os consumos de potência ativa e reativa do motor de indução. A tensão  $E'$  da barra interna e seu ângulo  $\theta$ , juntamente com o escorregamento  $s$  do rotor, são também calculados. O restante da carga original na barra, definidos pelas variáveis  $P'$  e  $Q'$  na Figura 32, é representado pelo modelo ZIP convencional.

Nos estudos feitos com o fluxo de potência continuado, a carga tipo motor de indução é elevada pelo aumento apropriado da base MVA do motor. Através deste artifício, é simulado o aumento do número de motores conectados a uma dada barra ou área do sistema [Henriques, 2002a].



#### IV.4.1 - Aplicação em um Sistema Real de Grande Porte

O modelo matemático proposto foi também incorporado no programa de análise de redes – ANAREDE, do CEPEL, e testado no sistema de suprimento à área Rio de Janeiro / Espírito Santo (Figura 12) [Ferreira, 2004]. Esta área foi escolhida para teste não só por ter seu desempenho fortemente influenciado pela coordenação entre os diversos recursos de controle, internos e externos à área, mas, ainda, devido a sua característica de grande centro de carga, sujeito a temperaturas elevadas nos dias de verão, em que a parcela de potência reativa da carga é muito dependente das cargas de refrigeração.

A área Rio de Janeiro / Espírito Santo possui 370 barras. Deste grupo, 273 barras são de carga e 134 delas possuem grandes motores de indução, distribuídas nas três principais empresas de distribuição. As áreas comercial e residencial somam outras 66 barras de carga, perfazendo um total de 200 barras, representadas com diferentes percentuais de participação de motores na área.

*Tabela 9 – Percentuais da Carga Tipo Motor de Indução na Área Rio de Janeiro / Espírito Santo*

Motor de Indução		Barras de Carga (%)			Média
		LIGHT	CERJ	ESCELSA	
Principais Barramentos (Figura 12)		SJ GR JP	AD CM	VT	
% da Carga Total da Empresa		74	38	41	62
Tipo	Res/Com	65	53	49	62
	Industrial	35	47	51	38

---

A Tabela 9 apresenta a distribuição dos tipos de motor de indução e o percentual de participação deste tipo de motor na carga nos principais barramentos de carga da área. Estima-se que cerca de 60% da carga da área Rio de Janeiro / Espírito Santo é do tipo motor de indução, com uma relação de distribuição de 60% do tipo residencial/comercial e 40% industrial.

Utilizando o módulo de fluxo de potência continuado do programa ANAREDE, a parcela da carga do tipo motor de indução de cada barra de carga, é elevada através do aumento da base MVA do motor, com o restante da carga de cada barra modelado como MVA constante.

O caso base e banco de dados foram os mesmos considerados no estudo para a representação dos equipamentos de controle de tensão, detalhados na seção anterior.

O aumento de geração necessário para fazer frente ao aumento de carga e perdas foi concentrado nas usinas geradoras localizadas na área São Paulo (condição mais crítica), conectadas à área estudada através dos troncos de 765 e 500 kV.

As barras de carga do tipo industrial não participam da rampa de carga, mantendo-se constante seu carregamento durante o processo. Outra consideração inclui a modelagem de cargas de áreas residenciais de grande porte como carga de motor do Tipo 5 (Comercial + Alimentador), conforme Tabela 8.

A Figura 33 compara resultados das curvas PV de uma barra importante da área, com e sem a modelagem da carga do tipo motor de indução, obtidas para níveis crescentes de utilização dos recursos de controle de tensão da área estudada. Nesta figura, são mostradas as margens de carregamento para modelagem da carga considerando-se a presença de motores de indução, considerando-se a representação da carga como MVA constante e, ainda, a margem de carga quando da representação de suas parcelas totais de potência

ativa e reativa, como corrente e impedância constantes, respectivamente [Kundur, 1994].

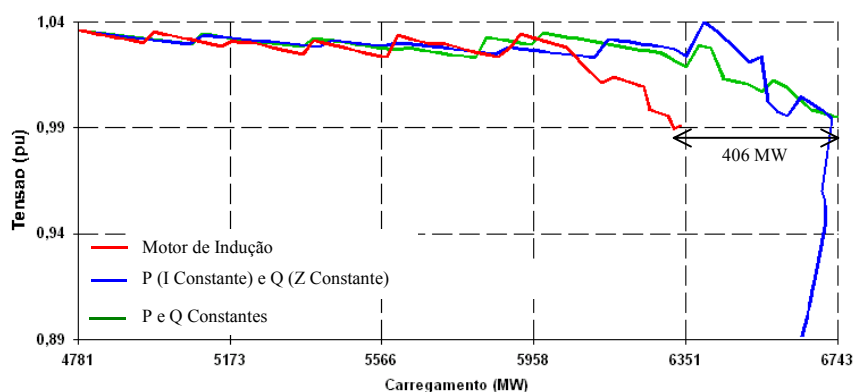


Figura 33 – Influência da Representação da Carga de Motor de Indução na Curva PV da Barra de Adrianópolis(AD) 345 kV

A Figura 33 mostra que a não representação da carga do tipo motor de indução pode apresentar um erro de 6,5% (406 MW) na margem máxima de carregamento da área Rio de Janeiro / Espírito Santo, tornando otimista a avaliação da segurança nos estudos de estabilidade de tensão.

O aumento da geração de potência reativa nas principais máquinas durante o carregamento da área é apresentado na Figura 34. Vale observar que, para a representação ou não da carga do tipo motor de indução, a lógica de controle adotada para o chaveamento automático dos bancos de capacitores/reatores e LTC, através de faixas de tensão, manteve a estratégia de privilégio da reserva de potência reativa nestas máquinas, de forma que seus limites fossem preferencialmente atingidos nas proximidades do valor de máximo carregamento.

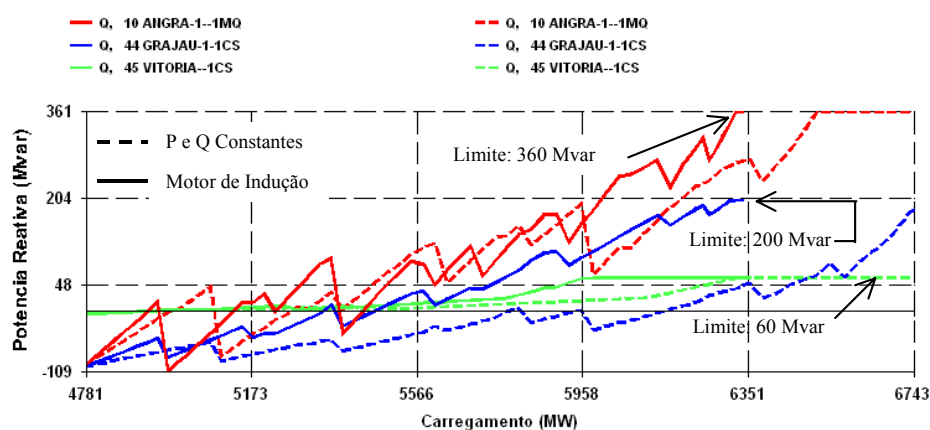


Figura 34 – Influência da Representação da Carga de Motor de Indução na Potência Reativa Gerada em Angra (13), Grajaú (29), Vitória (46)

A Figura 35 apresenta, para as principais barras de transmissão da área, a evolução da margem de potência reativa em função do seu carregamento. Estas margens foram obtidas através do levantamento das curvas QV para os últimos incrementos de carga, considerando a representação dos motores de indução.

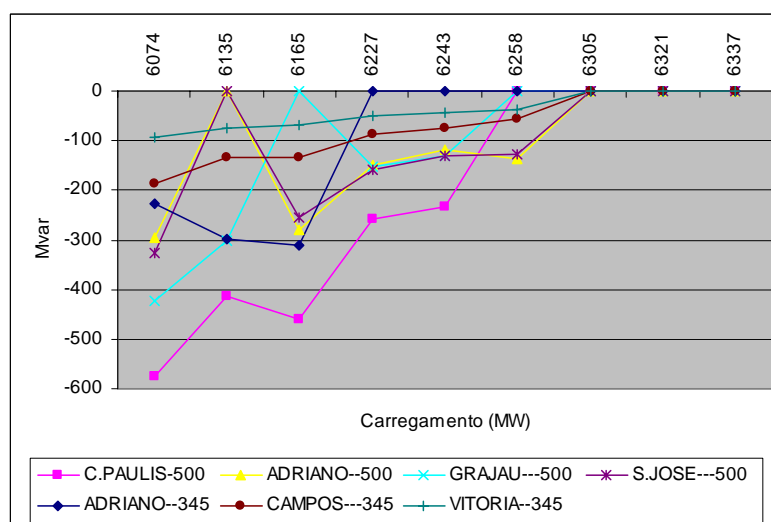
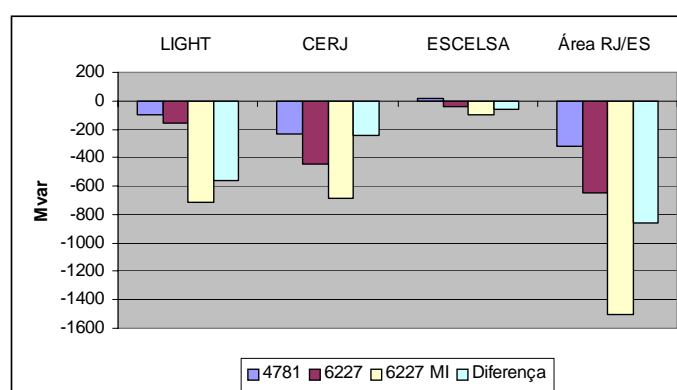


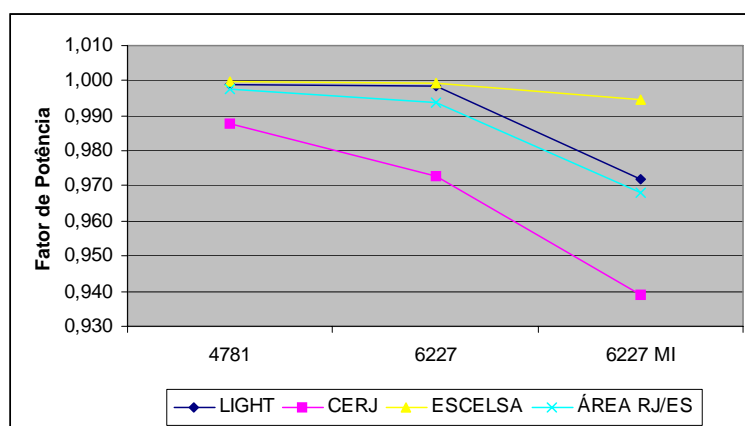
Figura 35 – Margem Reativa das Principais Barras C. Paulista (CP) 500 kV, Adrianópolis (AD) 500 e 345 kV, Grajaú (GR) 500 kV, S. José (SJ) 500 kV, Campos (CM) 345 kV e Vitória (VT) 345 kV

Na Figura 35 observa-se que as barras de transmissão de Adrianópolis, São José e Grajaú, todas em 500 kV, apresentam margem zero de potência reativa em instantes anteriores ao de máximo carregamento, situações onde as ações em LTC ou outros dispositivos de controle que possam provocar redução na tensão destas barras, devem ser evitadas, considerando-se o risco de impacto contrário ao desejado para a manobra e de perda do controle de tensão do sistema [Ferreira, 2000; Vournas, 2001; Prada, 2002; Lopes, 2003; Santos, 2003; Prada, 2006].

As Figuras 36 e 37 comparam a influência da carga do tipo motor de indução no intercâmbio de potência reativa e no fator de potência das três principais empresas de distribuição da Área Rio de Janeiro / Espírito Santo. O passo de carregamento de 6227 MW, quando a primeira barra de transmissão (Adrianópolis 345 kV, na Figura 35) apresenta e sustenta margem zero de potência reativa, foi escolhido para a comparação da influência da modelagem proposta da carga. Desta maneira, a partir de um caso inicial (4781 MW), as Figuras 36 e 37 comparam as diferenças entre as simulações com a modelagem da carga com P e Q constantes (6227) e como motor de indução (6227 MI), em um mesmo instante, durante o processo de carregamento da área.



*Figura 36 – Influência da Carga de Motor de Indução no Intercâmbio de Potência Reativa das Empresas de Distribuição da Área Rio de Janeiro / Espírito Santo*



*Figura 37 – Influência da Carga de Motor de Indução no Fator de Potência das Empresas de Distribuição da Área Rio de Janeiro / Espírito Santo*

A Figura 36 mostra que adotar, nos estudos de segurança de tensão, o modelo de carga como P e Q constante pode significar a não consideração de um intercâmbio líquido adicional de potência reativa de cerca de 860 Mvar com as empresas de distribuição da área. Este valor equivale a 80% de toda compensação de potência reativa presente na distribuição e mais da metade da carga total deste mesmo tipo de potência no caso base considerado.

A comparação da distribuição detalhada do intercâmbio de potência reativa nas interligações das empresas de distribuição com o sistema de transmissão é mostrada nas Figuras 38 a 40. Estas figuras mostram que as maiores diferenças de intercâmbio de potência reativa ocorrem nas SE em 138 kV, São José (SJ), Grajaú (GR), Adrianópolis (AD), Campos (CM) e Vitória (VT), com aquelas duas primeiras subestações, respondendo por quase o dobro da soma do intercâmbio de potência reativa das demais. Estes resultados estão de acordo com as diferenças de intercâmbios de potência reativa verificadas entre os casos de estudo e as medições em tempo real, nos dias de temperatura elevada na área.

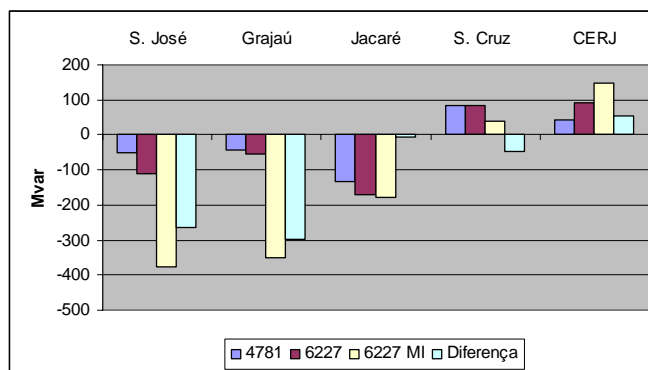


Figura 38 – Influência da Carga de Motor de Indução na Distribuição do Intercâmbio Interno de Potência Reativa da LIGHT

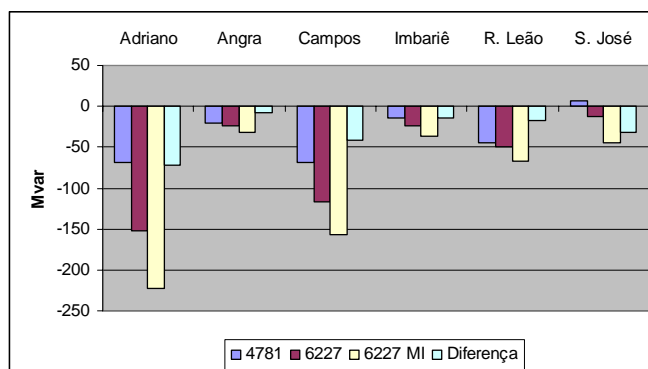


Figura 39 – Influência da Carga de Motor de Indução na Distribuição do Intercâmbio Interno de Potência Reativa da CERJ

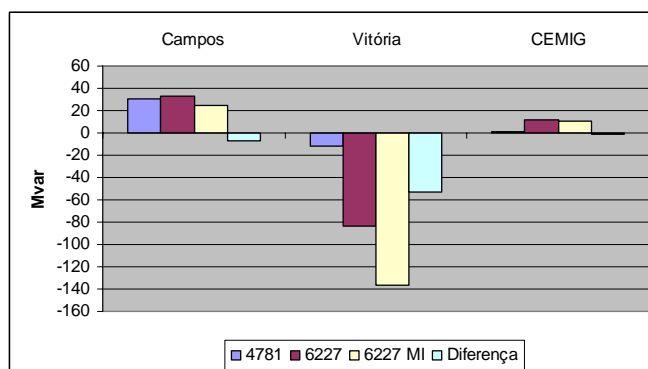


Figura 40 – Influência da Carga de Motor de Indução na Distribuição do Intercâmbio Interno de Potência Reativa da ESCELSA

---

Estima-se que, juntas, as *SE* Grajaú e São José atendam a uma carga do tipo de motor de indução na composição de 75% do Tipo Comercial/Residencial e 25% do Tipo Industrial. Esta composição da carga também ratifica o período do dia (parte da tarde, carga média) onde se costuma verificar as maiores diferenças de intercâmbio de potência reativa com as empresas de distribuição, principalmente pelo acréscimo das cargas de ar condicionado de consumidores do tipo residencial e comercial.

#### ***IV.4.2 - Validação da Modelagem Proposta***

Uma ocorrência relacionada a um esgotamento dos recursos de controle de tensão na área Rio de Janeiro / Espírito Santo é utilizada com o objetivo de aferir o método proposto. No dia 20 de Outubro de 2000, um dia de uma semana atípica onde foram registradas altas temperaturas na cidade do Rio de Janeiro (mais de 40°), a área experimentou um carregamento não previsto para o mês nos estudos de planejamento da operação.

A Figura 41 mostra a diferença entre os valores do somatório dos fluxos de potência do sistema de transmissão responsável pelo suprimento à área (FRJ), registrando uma diferença de 750 MW (15%) com relação ao valor máximo previsto para este dia (5000 MW), no ambiente de planejamento de curto prazo.



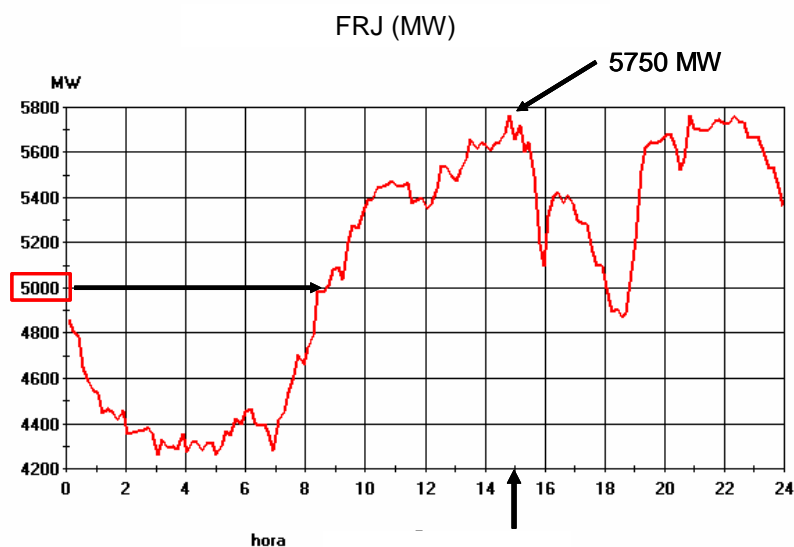


Figura 41 – Ocorrência de 20 de Outubro de 2000 - Fluxo de Atendimento à Área Rio de Janeiro / Espírito Santo (FRJ)

É importante notar a relação dos horários de ponta de carga com a carga do tipo motor de indução nos períodos de 14-16 horas (ar condicionado comercial, no período mais quente do dia) e entre 20 e 22 horas (ar condicionado residencial).

Entre 14h00m e 14h30m a área Rio de Janeiro / Espírito Santo experimentou níveis baixos de tensão e um esgotamento não previsto dos seus recursos de controle, para um carregamento (FRJ, em MW) muito abaixo do comumente verificado em dias anteriores. As Figuras 42 a 47 mostram os registros de tempo real de alguns dos principais pontos de monitoração da área.

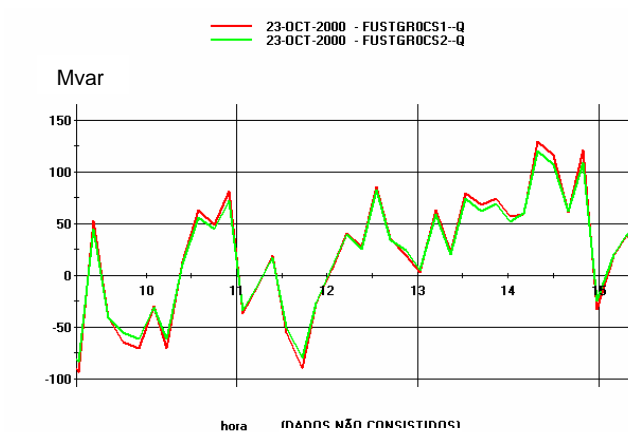


Figura 42 – Ocorrência de 20 de Outubro de 2000 – Geração C. Síncronos de Grajaú

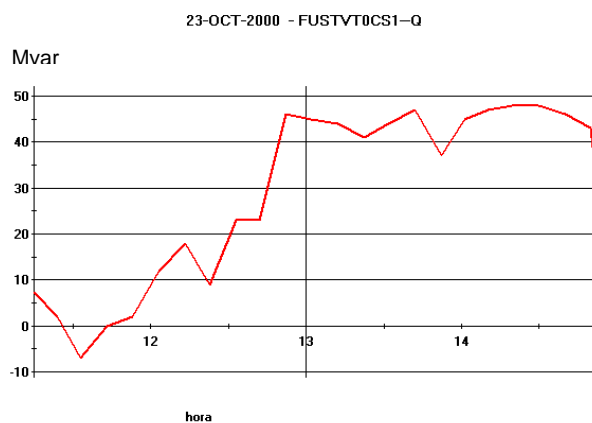


Figura 43 – Ocorrência de 20 de Outubro de 2000 – Geração C. Síncrono de Vitória

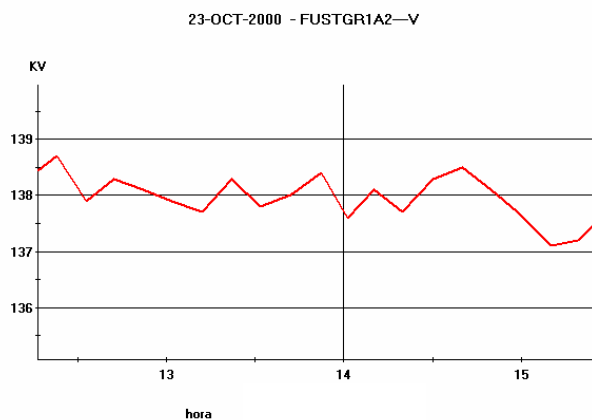


Figura 44 – Ocorrência de 20 de Outubro de 2000 – Tensão Grajaú (GR) 138 kV

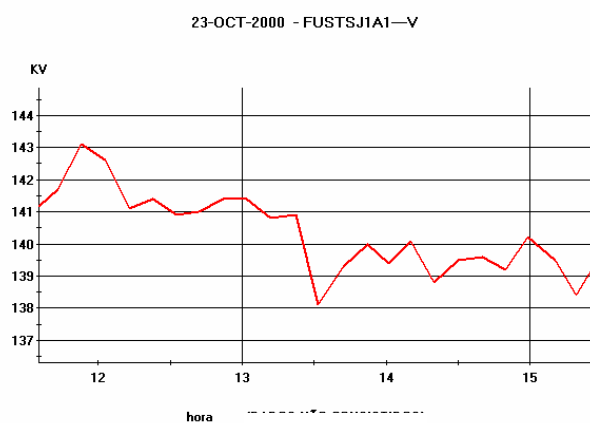


Figura 45 – Ocorrência de 20 de Outubro de 2000 – Tensão S José (SJ) 138 kV

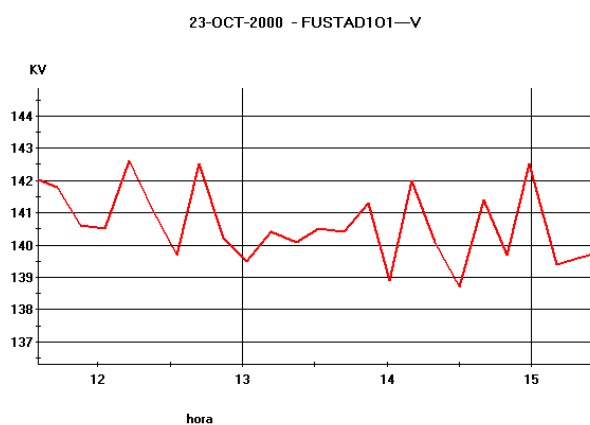


Figura 46 – Ocorrência de 20 de Outubro de 2000 – Tensão Adrianópolis (AD)  
138 kV

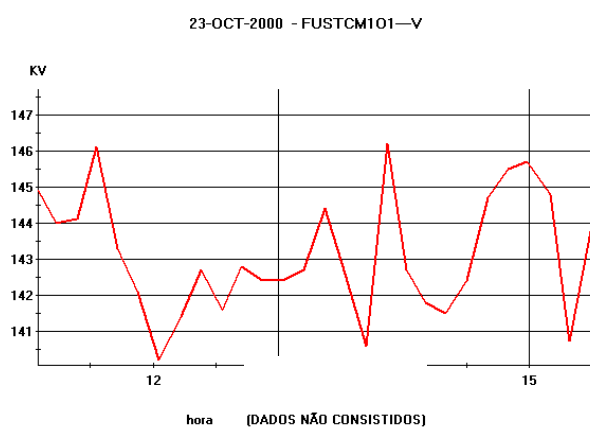
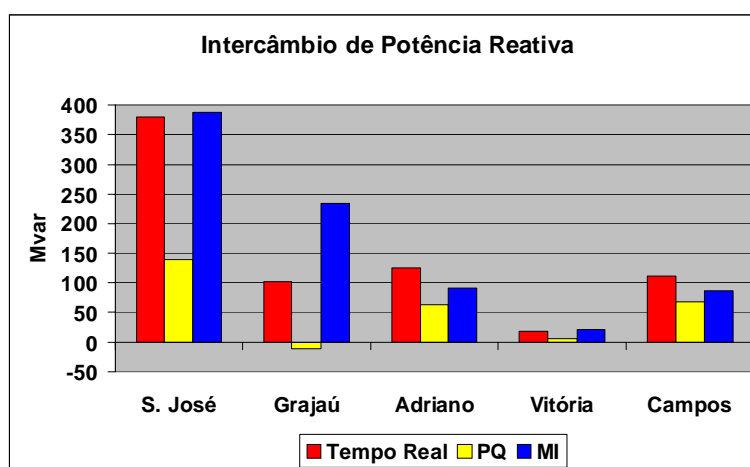


Figura 47 – Ocorrência de 20 de Outubro de 2000 – Tensão Campos (CM) 138 kV

A Figura 48 compara o intercâmbio de potência reativa, verificado em tempo real no dia, com os simulados, utilizando uma modelagem de potência constante (PQ) e a proposta para a representação dos motores de indução (MI). Na condição de carregamento verificada como crítica (FRJ de 5750 MW), o método proposto para a representação de motores de indução mostrou ser capaz de prever o intercâmbio de potência reativa na maioria dos principais barramentos de carga da área.



*Figura 48 – Ocorrência de 20 de Outubro de 2000 – Comparação do Intercâmbio de Potência Reativa Verificado nas Principais Barras de Carga da Área Rio de Janeiro / Espírito Santo*

No dia da ocorrência, a representação da carga como potência constante impossibilitaria a representação de cerca de 460 Mvar da carga na área (um erro de mais de 60% da carga total deste mesmo tipo de potência, para o período considerado), comparado com um erro de 84 Mvar (11% acima da carga reativa total), para a representação pelo método proposto, mas que possibilitaria evitar o problema, através do cancelamento de manutenções programadas, próximas do horário crítico, em equipamentos importantes para o controle de tensão, ou através do despacho prévio de geração térmica interna à área Rio de Janeiro / Espírito Santo.

Desta maneira, por acreditar que a modelagem da carga proposta para as cargas do tipo motor de indução, através de modelos típicos agregados e de sua representação direta na matriz Jacobiana, seja atraente por sua robustez e flexibilidade, permitindo a fácil simulação do crescimento da parcela deste tipo de carga, nos estudos de segurança de tensão, o método proposto neste trabalho prevê sua representação em áreas e períodos de carregamento sempre que se fizer necessária esta representação – nas áreas submetidas a temperaturas elevadas, com expressiva carga de refrigeração ou com grandes motores industriais.

## IV.5 - Cálculo da Margem de Carregamento

Até aqui o método proposto procurou enfrentar as dificuldades para uma melhor representação de pontos de operação mais próximos da realidade.

Através de um programa de fluxo de potência modificado de forma a incorporar uma melhor representação da carga e das ações manuais em recursos lentos e discretos de controle de tensão, o método mostrou a importância da correta representação da evolução dos pontos de operação durante o processo de crescimento de carga.

Técnicas lineares de análise, baseadas em programas de fluxo de potência, são úteis para estudar o sistema até a fronteira da instabilidade de tensão. O emprego da teoria da bifurcação, apoiado pelo método da continuação permite o cálculo de margens de carregamento mesmo em situações limites, como os alcançados por uma bifurcação Sela-Nó, onde o Jacobiano do fluxo de potência é singular.

Técnicas baseadas em curvas PV são úteis e muitas vezes suficientes para a análise da instabilidade de tensão do tipo “congestionamento”, discutida no

---

capítulo anterior, e com forte associação com bifurcações Sela-Nó de modelos não lineares do sistema de potência [Miller, 2002].

Contudo, curvas PV, sozinhas, nem sempre são diagramas de bifurcação. A curva “nariz” de uma tensão de uma dada barra contra sua potência ativa é um diagrama de bifurcação se a potência ativa da barra de carga é um parâmetro do modelo analisado. Neste caso, a bifurcação do tipo Sela-Nó pode até ocorrer, mas em qualquer ponto, não necessariamente no carregamento assinalado no nariz da curva [Dobson, 2002; Cañizares, 2007].

Apesar de o máximo carregamento estar muitas vezes associado a uma bifurcação Sela-Nó, um ponto tipicamente relacionado com uma solução para uma matriz Jacobiana do fluxo de potência singular e onde não há mais solução para valores superiores de carregamento, este nem sempre é o caso quando se considera as não-linearidades associadas às bifurcações induzidas por limites, introduzidas pela representação de limites de geração de potência reativa de geradores, provocando instabilidades do tipo “perda de controle de tensão” e uma redução significativa da margem de carga do sistema [Miller, 2002].

Tanto a instabilidade provocada pela “perda do controle de tensão” como a do tipo “congestionamento” estão relacionadas à falta do suprimento de potência reativa para uma região.

Esta parte do método defenderá que a confiança em somente uma das análises baseadas em curvas PV ou QV, não é suficiente para a avaliação segura da estabilidade de tensão, sendo cada tipo de análise importante e necessária para complementar uma o resultado da outra.

Nesta proposta, a margem de carregamento inicial é obtida com auxílio da curva PV e da representação correta da atuação em dispositivos de controle, durante o processo de solução automática da curva de carga do sistema. O método da continuação, modificado de forma a incorporar o chaveamento automático e discreto de grandes bancos de capacitores / reatores e a atuação

manual de *LTC* sistêmicos por parte dos operadores do sistema, é utilizado na determinação desta curva. A incorporação destes dispositivos de controle de tensão permite garantir que os pontos de operação, durante o processo de crescimento de carga, representem de forma mais próxima da realidade os prováveis ajustes praticados pelos operadores em tempo real, garantindo margens e interações de controle mais precisas.

Dado um ponto real de operação, curvas QV podem facilmente identificar barras ou regiões onde há esgotamento de potência reativa, por sua relação direta entre este tipo de potência e a tensão, simulando de maneira mais fiel o estresse do sistema submetido a uma instabilidade provocada por perda de controle de tensão, como a encontrada em uma bifurcação induzida por limites.

É sabido que o fenômeno de instabilidade de tensão começa de forma localizada e tende a se expandir para o resto do sistema. Desta maneira, a monitoração, utilizando curvas QV, de barras consideradas como fundamentais para a manutenção do perfil de tensão de uma área, pode constituir-se em uma boa estratégia, de maneira a evitar-se a atuação contrária a desejada, quando da atuação nestes dispositivos de controle e a perda do controle de tensão em um nível sistêmico que justifique de forma clara, para as empresas de distribuição, uma ação drástica como o corte de carga [Ferreira, 2000; Vournas, 2001; Prada 2002; Lopes, 2003, Santos, 2003; Prada 2006; Ferreira, 2007].

O acompanhamento da sensibilidade  $\partial V/\partial Q$  de todas as barras PQ de uma área de interesse, indicando aquelas que apresentem mudança de sinal, pode representar uma adequada estratégia automática de monitoração de barras para análise da curva QV, completando a relação das barras prévia e manualmente selecionadas.

O método sugerido mostrará que, através da curva QV, o acompanhamento do comportamento da margem de potência reativa de barras estratégicas do tipo PQ durante o processo de carregamento, permitirá complementar as análises

utilizando curvas PV com auxílio do método da continuação e sinalizar, de forma mais segura para os operadores do sistema, a real necessidade e conveniência de tomada de ações corretivas, com o objetivo de se evitar a perda do controle de tensão (Figura 49).

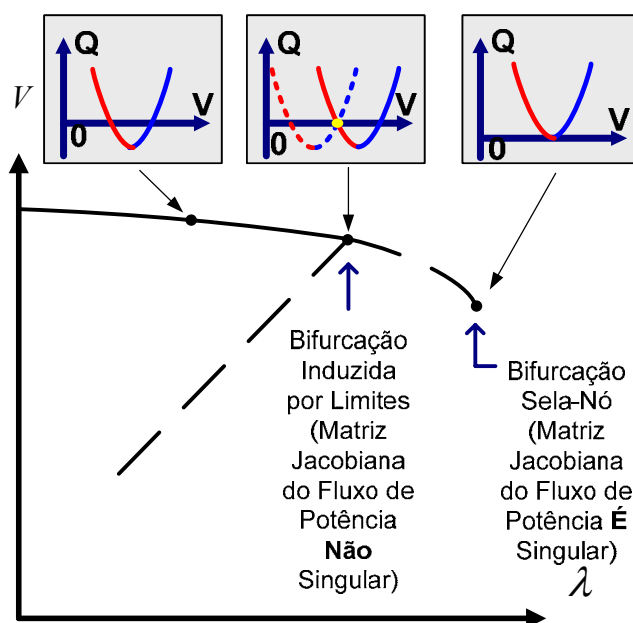


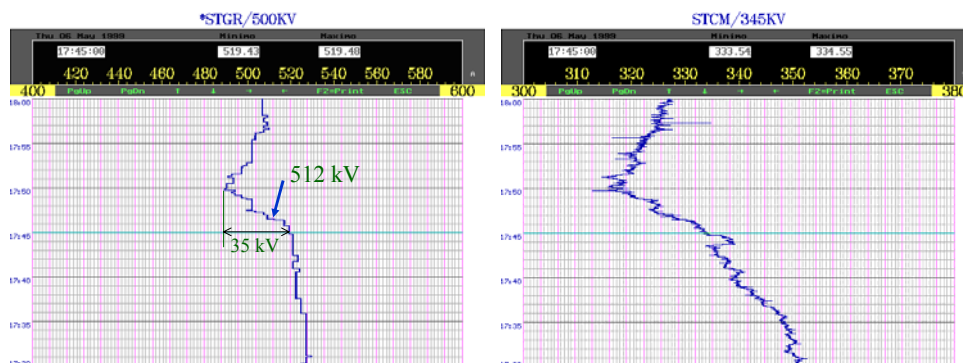
Figura 49 – Método Proposto para Cálculo da Margem de Carregamento

Vale observar na Figura 49 que, apesar do Jacobiano do fluxo de potência não ser singular neste ponto de operação, a bifurcação induzida por limites antecipa a margem de carregamento, a partir do qual o sistema é instável através da perda do controle de tensão.

Uma ocorrência em maio de 1999 na área Rio de Janeiro / Espírito Santo ilustra a importância da avaliação da atuação adversa de dispositivos de controle de tensão, apontando para a existência de um ponto operativo onde as manobras de tap nos transformadores 138/500 kV da SE Grajaú (controle 30, na Figura 12), levaram a perda de controle de tensão na área (Figura 50) [Ferreira, 2000], pelo alcance de uma bifurcação induzida por limites. As condições de carga ativa e reativa neste dia foram semelhantes as do dia



anterior, sem registro de qualquer problema de controle de tensão, apontando a manobra na transformação da *SE* Grajaú como suspeita.



*Figura 50 – Ocorrência de Maio de 1999 na Área Rio de Janeiro / Espírito Santo – Gráficos de Tempo Real das Tensões de Grajaú (GR) 500 kV e Campos (CM) 345 kV*

A curva QV do barramento de 500 kV da *SE* Grajaú (Figura 51) mostra que, nas condições de carregamento do dia da ocorrência (5400 MW, destacado nesta figura), o valor mínimo de tensão para este barramento, de forma a situar este ponto operativo na região estável da curva, deveria ser de 1,024 pu (512 kV), a despeito da existência de uma margem superior a 7% (5850 MW), calculada como limite para a área, caso o carregamento máximo fosse estabelecido somente através da curva PV.

A análise conjunta da Figura 50 (gráficos de tempo real) e da Figura 51 (método proposto) mostram que o início da perda de controle de tensão na área coincidiu com o instante em que a tensão de Grajaú 500 kV violou o valor mínimo de 512 kV, através das sucessivas elevações do tape da transformação 138/500 kV daquela *SE*.

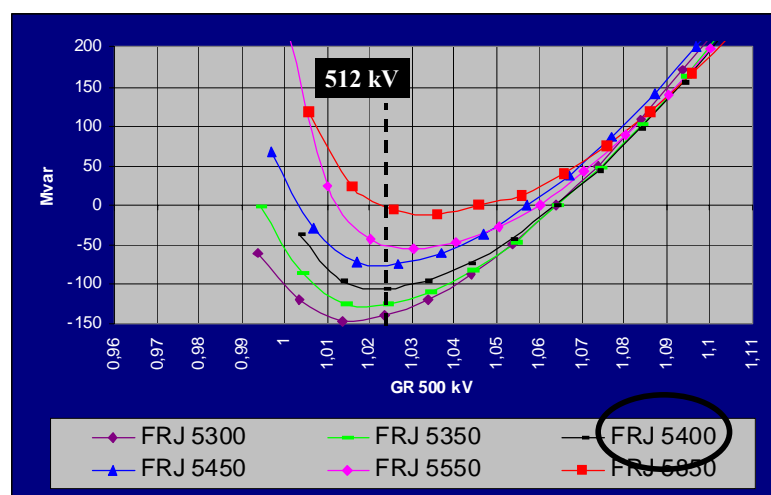


Figura 51 – Ocorrência de Maio de 1999 na Área Rio de Janeiro / Espírito Santo – Simulação das Curvas QV do Barramento de Grajaú 500 kV

Este exemplo mostra a importância do estudo do estado de cada ponto operativo e da identificação de dispositivos de controle que possam influenciar a margem de segurança de tensão. Naquela ocorrência, as manobras de tapes nos transformadores de Grajaú, com o objetivo de reduzir a geração nos síncronos desta estação, eram rotineiras e recomendadas, face à influência, na época, destes equipamentos no desempenho dinâmico da área e para a decisão de despacho em usinas térmicas para controle daqueles limites. Entretanto, esta manobra, sem observar o estado do ponto operativo, acabou por reduzir em 7% (cerca 400 MW) a margem de carga da área ao remetê-la para um ponto de operação instável.

#### IV.5.1 - Aplicação em um Sistema Real de Grande Porte

Nesta seção, o método proposto é aplicado na região central do estado de Minas Gerais (Figura 52).

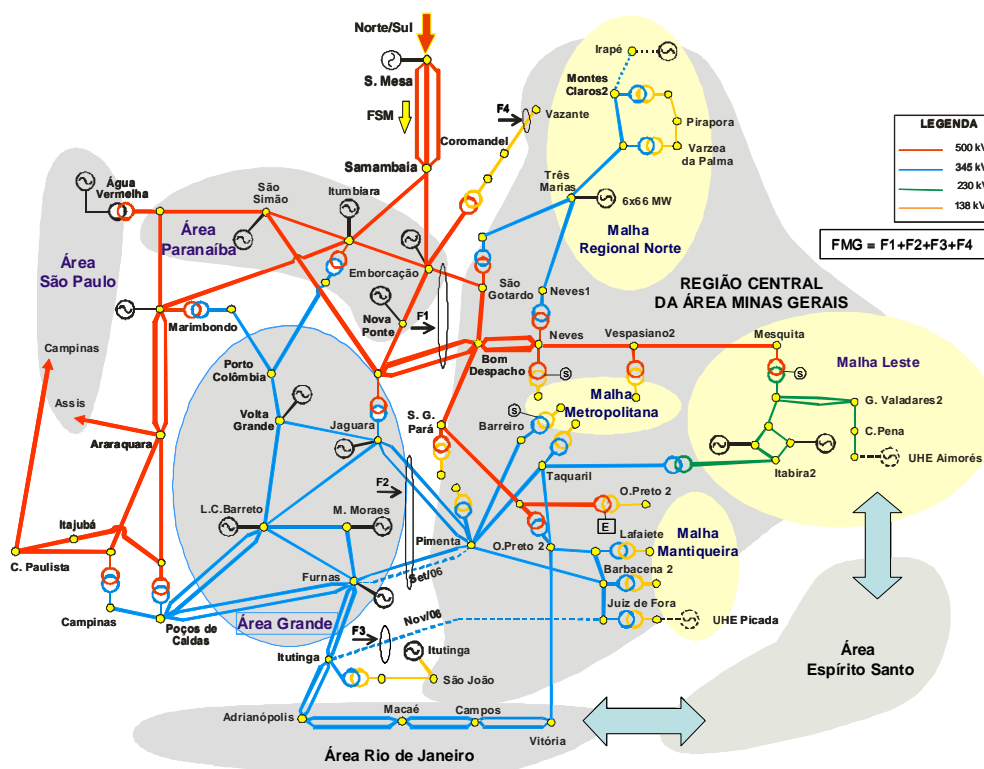


Figura 52 – Diagrama Simplificado do Sistema de Suprimento a Área Minas Gerais

O atendimento de cerca de 80% do mercado de energia elétrica da área Minas Gerais é proveniente das usinas existentes nas bacias dos rios Grande e Paranaíba, localizadas próximas às divisas do estado de Minas Gerais com os estados de São Paulo e Goiás, respectivamente.

O sistema de transmissão associado às usinas dessas bacias está interligado com todas as áreas do estado através de uma rede de transmissão principal em 500 kV e de uma malha em 345 kV.

O sistema de transmissão de 500 kV derivado das usinas da bacia do rio Paranaíba, além de desempenhar importante papel no intercâmbio entre as regiões Norte, Sudeste, Centro Oeste e Nordeste do Brasil, é de fundamental importância, aliado ao sistema de transmissão em 345 kV ligado às usinas do rio Grande, para o atendimento à região central de Minas Gerais, onde se

localiza a capital do estado e também se concentra a maior parte da demanda total da área.

A Região Central do estado de Minas Gerais é ainda subdividida em nove subsistemas regionais (quatro destes, destacados na Figura 52 – malhas Norte, Leste, Mantiqueira e Metropolitana).

Para o adequado atendimento à área foi necessário definir primeiro uma região segura de operação (nomograma), garantindo o seu desempenho quando da ocorrência da pior contingência para a área Minas Gerais (perda da LT 500 kV Emborcação – São Gotardo). Para a definição da região operativa de segurança (área verde da Figura 53) foram determinados limites para o carregamento da área (LMG), através da exploração de vários cenários energéticos, associados aos diferentes valores de carregamento da área Minas Gerais (FMG, na Figura 52).

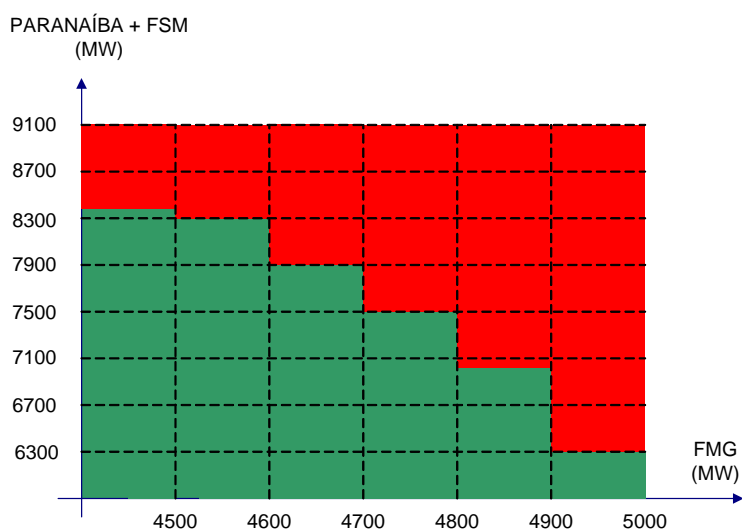


Figura 53 – Nomograma para Atendimento Seguro à Área Minas Gerais

Para o atendimento destes limites, foram adotadas, desde a fase de planejamento da operação, medidas operativas preventivas, como a exploração máxima da geração das usinas hidrelétricas internas à área, o remanejamento, quando possível, da geração entre as usinas das principais bacias da área –

Paranaíba e Grande – e, persistindo a violação, aumento da geração das usinas térmicas da região.

Entretanto, condições atípicas de carga, impedimentos forçados de elementos da rede, aliadas a restrições de geração ou de seu remanejamento, podem levar o sistema para uma região insegura (área vermelha da Figura 53), onde o seu bom desempenho, frente a uma contingência simples, pode não ser garantido. Nesta condição – e foco de aplicação do método proposto – o sistema corre um risco adicional de perda do controle de tensão se os seus limites máximos de carregamento e de respeito a tensões mínimas em barras estratégicas de referência não são bem definidos, para fazer frente a pequenas e inevitáveis perturbações, como as rampas de cargas.

O cálculo da margem de carregamento da área Minas Gerais considerou a solução das curvas de cargas típicas dos 9 subsistemas da área (Figura 54) e a representação realista da atuação em dispositivos de controle de tensão. Quatro destes subsistemas estão destacados na Figura 52.

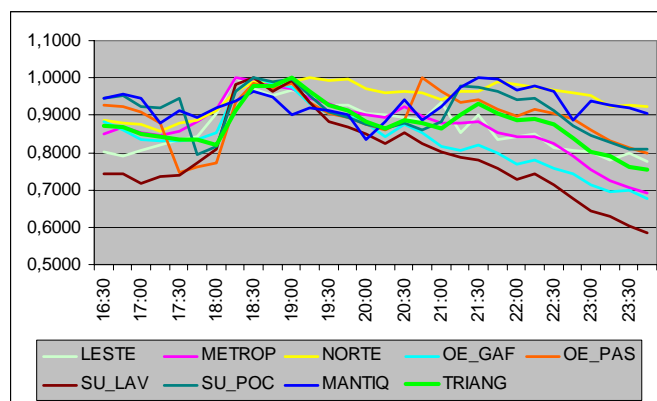
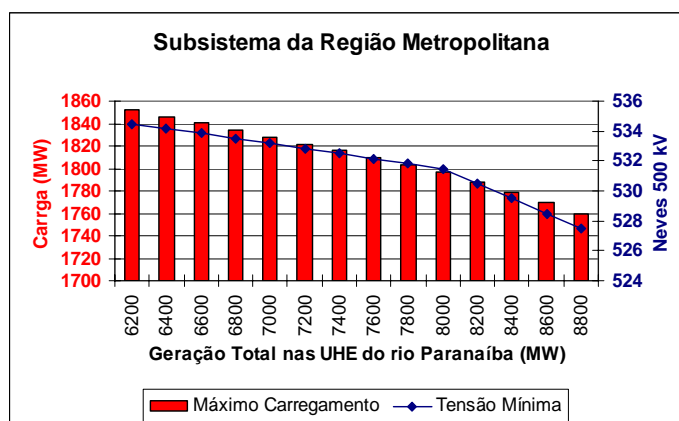


Figura 54 – Trechos Normalizados das Curvas de Cargas Típicas dos Subsistemas da Área Minas Gerais

Os resultados obtidos através da análise com a curva QV, durante a evolução dos pontos de operação em curvas PV, com auxílio do fluxo de potência continuado incorporado no ANAREDE (modificado de forma a representar o

chaveamento automático e discreto de dispositivos de controle de tensão e da curva de carga dos subsistemas da área Minas Gerais), indicaram que o monitoramento dos subsistemas regionais Norte, Metropolitana e Mantiqueira, são os primeiros a apresentar esgotamento da margem de potência reativa em barras estratégicas no nível de tensão de transmissão. Os mesmos subsistemas se mantêm também como críticos em estudos de sensibilidade que consideram diferentes direções de crescimento de carga e cenários de geração, candidatando-os como importantes ao monitoramento do fenômeno. Para este fim, foram propostas telas no sistema de supervisão e controle de tempo real (Figuras 55 a 57), indicando os carregamentos máximos (gráfico em barras, utilizando análise através da curva PV) e tensões mínimas associadas (gráfico em linha, utilizando análise através da curva QV) em barras estratégicas de referência, para os diversos cenários de geração (eixo das abscissas) nas usinas da bacia do rio Paranaíba.



*Figura 55 – Telas para Monitoramento da Margem de Estabilidade de Tensão em Estado de Alerta na Área Minas Gerais – Região Metropolitana*

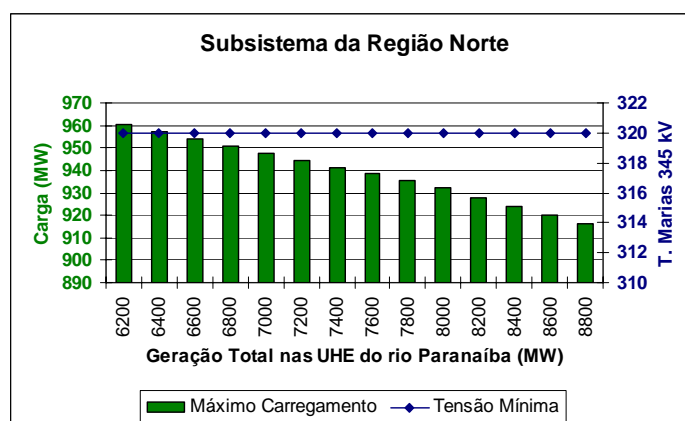


Figura 56 – Telas para Monitoramento da Margem de Estabilidade de Tensão em Estado de Alerta na Área Minas Gerais – Região Norte

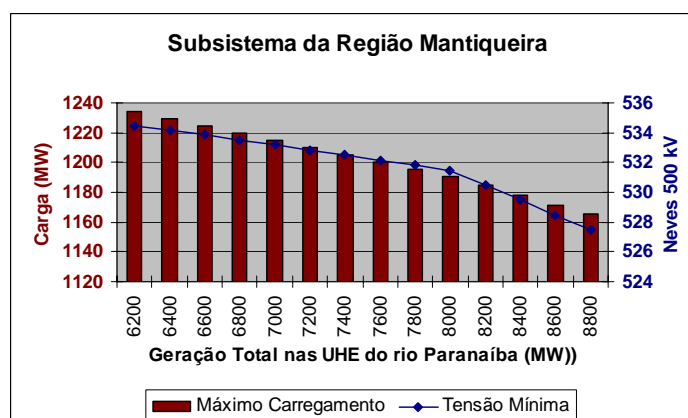


Figura 57 – Telas para Monitoramento da Margem de Estabilidade de Tensão em Estado de Alerta na Área Minas Gerais – Região Mantiqueira

Por intermédio das telas de supervisão exemplificadas nas Figuras 55 a 57, ocorrendo a violação do carregamento máximo e da tensão do barramento de referência de um subsistema monitorado, após o esgotamento de todas as medidas de remanejamento de geração e de utilização dos recursos de controle de tensão, são autorizadas medidas de corte de carga na região violada, de forma a afastar o risco de perda de controle de tensão.

## IV.6 - Validação do Método Proposto

Um caso montado a partir de dados de tempo real, retratando uma ocorrência em 2005, quando se observou uma perda do controle de tensão após a entrada de uma rampa de carga na área Minas Gerais, é utilizado para testar o método proposto, através da comparação dos seus resultados com os registros históricos coletados no ambiente de pós-operação [Ticom, 2006].

Com a retomada da economia do país a capacidade do setor industrial do estado de Minas Gerais passou a ter uma maior utilização, provocando um crescimento da demanda de energia elétrica acima do previsto. Este aspecto, conjugado com o atraso de obras, implicou em uma maior dificuldade no atendimento à carga desta área.

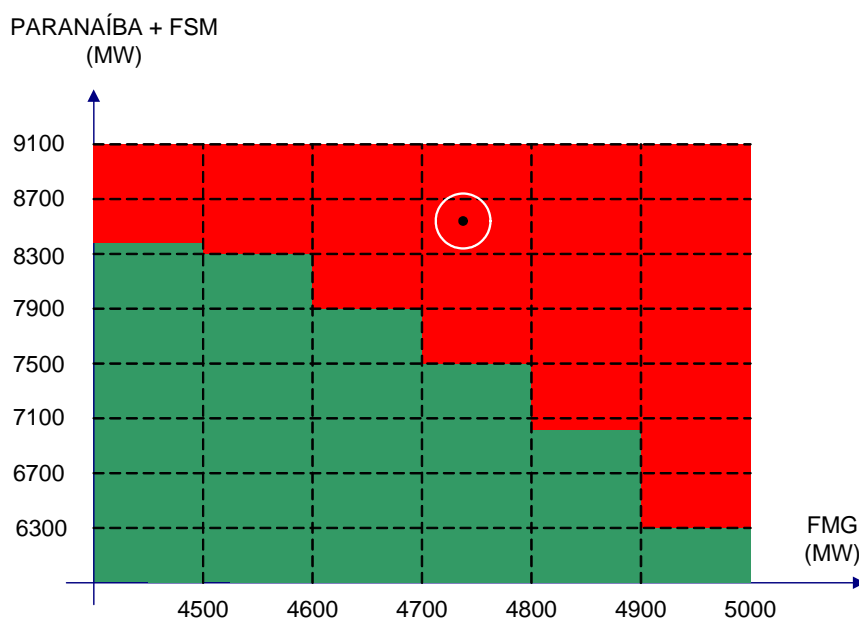
A entrada em operação da LT 345 kV Vitória – Ouro Preto (ver Figura 52) trouxe uma melhoria para a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), através da interligação das áreas Minas Gerais e Espírito Santo, elevando a confiabilidade do atendimento ao Espírito Santo. Porém, também contribuiu para o aumento do carregamento do sistema de transmissão da área Minas Gerais. A elevação do carregamento das linhas de transmissão de 500 kV e 345 kV da área provocou uma redução no perfil de tensão do sistema da região central do estado, onde alguns subsistemas já vinham operando com valores de tensão em seus barramentos próximos aos limites inferiores das faixas de tensões recomendadas, levando à necessidade de utilização da geração térmica nessa região e elevando os Encargos de Serviços do Sistema (ESS).

Também contribuíram para prejudicar o atendimento à área Minas Gerais a necessidade de se praticar cenários energéticos específicos com o objetivo de atender regiões do país com condições hidrológicas desfavoráveis, como os de exploração dos excedentes de geração da Região Norte e da geração das usinas



dos rios Paranaíba e Grande, visando à prática de valores mais elevados de recebimento pelas regiões Sul (na época com risco de racionamento), Sudeste e Centro-Oeste.

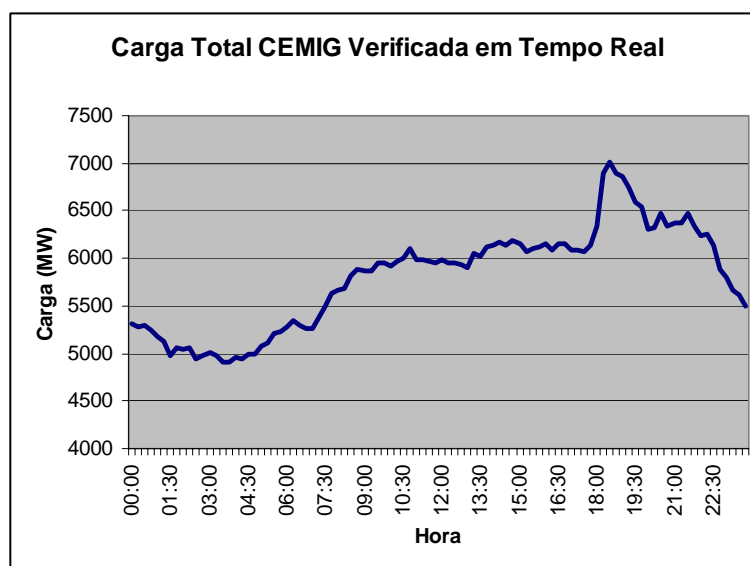
Assim, a ocorrência em tela está associada a um estado de operação em alerta quando condições de alto carregamento, aliadas a restrições de geração no resto do SIN levaram à necessidade de maximização da geração das usinas do rio Paranaíba, remetendo a área para uma região insegura (ponto de operação ressaltado na Figura 58), onde o bom desempenho do sistema, frente a mais crítica contingência simples, já não mais podia ser garantido.



*Figura 58 – Ocorrência de 12 de Abril de 2005 – Condições Operativas da Área Minas Gerais em Estado de Alerta*

O programa ANAREDE, modificado para incorporar as representações propostas pelo método, foi utilizado para a simulação, partindo de um caso de referência de 17h00m, de maneira a simular e comparar, com base nas condições verificadas em tempo real, a perda de controle de tensão ocorrida a partir da rampa de carga iniciada à 18h00m (Figura 59). Vale notar a acentuada

rampa de carga na transição para o período carga pesada, demandando a necessidade de representação da utilização prévia e coordenada dos recursos de controle de tensão, de forma a se privilegiar a reserva de potência reativa nas máquinas da área.



*Figura 59 – Ocorrência de 12 de Abril de 2005 - Curva de Carregamento (Carga + Perdas) da Área Minas Gerais*

As Figuras 60 e 61 mostram dois exemplos de curvas PV e QV utilizados para a determinação dos limites para a condição operativa verificada. É importante notar que o máximo carregamento é antecipado para a condição de carregamento (6570 MW) onde há o esgotamento da margem de potência reativa, calculada através do método da curva QV, de uma barra estratégica para o controle de tensão da área – Neves 500 kV.

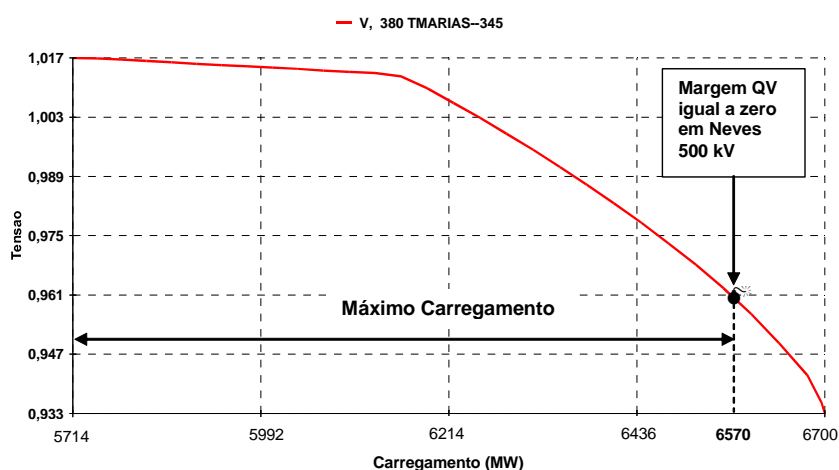


Figura 60 – Ocorrência de 12 de Abril de 2005 - Curva PV de T. Marias 345 kV<sup>11</sup>

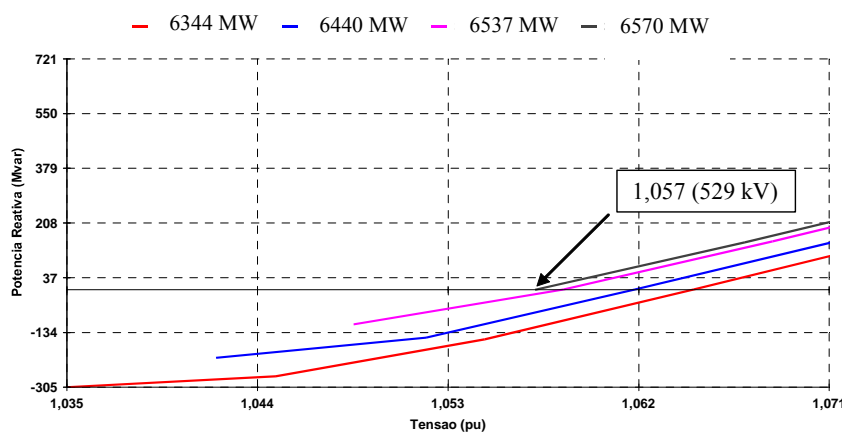


Figura 61 – Ocorrência de 12 de Abril de 2005 - Curva QV da Barra de Neves 500 kV

As Figuras 62 e 63 apresentam uma comparação dos limites de carregamento máximo e tensão mínima, calculados pelo método (Figuras 55 e 56) para os subsistemas das regiões Norte e Metropolitana, nas condições de operação do dia da ocorrência (8500 MW de geração total nas usinas da bacia rio

<sup>11</sup> O máximo carregamento indicado de 6700 MW não considera as perdas da área Minas Gerais.

Paranaíba). Os limites fornecidos pelas Figuras 55 e 56 para esta geração total (320 kV e 920 MW para o subsistema Norte; 529 kV e 1770 MW, para o subsistema Metropolitano), estão sobrepostos, nas Figuras 62 e 63, às curvas de carga e de tensões verificadas em tempo real em cada subsistema.

Através das Figuras 62 e 63 observa-se que para o subsistema regional Norte, não houve violação da tensão mínima ou do carregamento máximo calculado pelo método proposto, situação já não observada para a malha regional Metropolitana. Neste caso, as condições para tomada de ações corretivas já estariam estabelecidas desde as 18h04m (respeitada a margem de segurança estabelecida nos procedimentos de redes [ONS, 2007]), tanto pela existência de margem de carga muito reduzida (cerca de 1%), calculada pelo método da curva PV, como pela violação da tensão mínima calculada pelo método da curva QV.

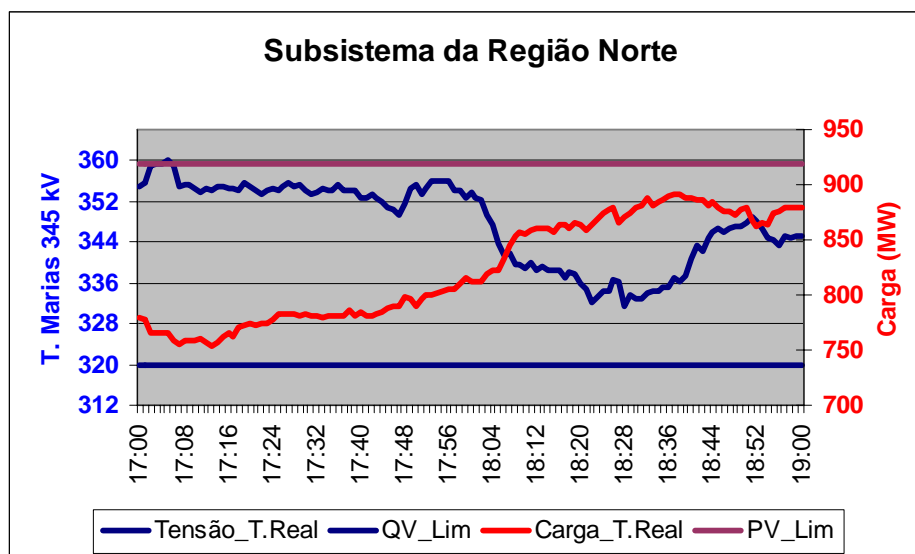


Figura 62 – Ocorrência de 12 de Abril de 2005 - Comparação entre Carregamentos (Carga + Perdas) e Tensões Calculados e Verificados na Região Norte

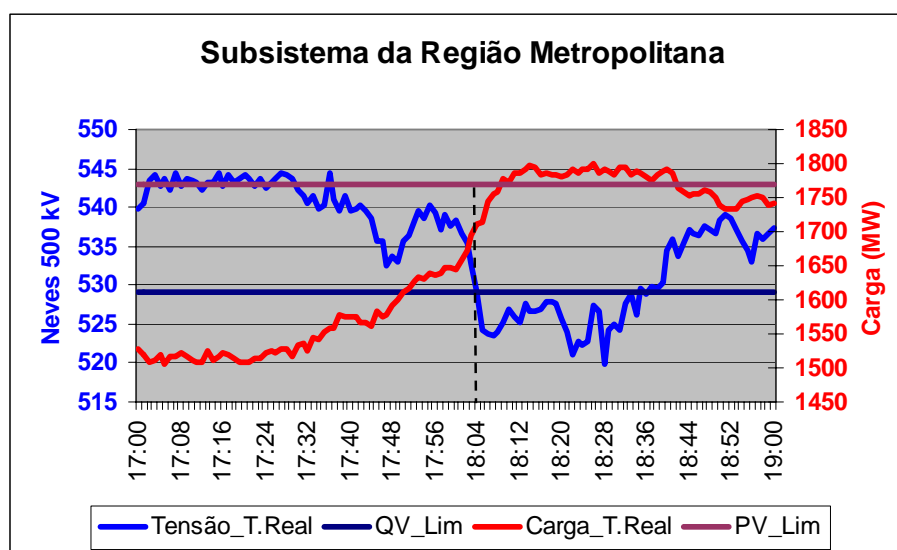


Figura 63 – Ocorrência de 12 de Abril de 2005 - Comparação entre Carregamentos (Carga + Perdas) e Tensões Calculados e Verificados na Região Metropolitana

As Figuras 64 e 65 mostram que o método proposto também seria capaz de identificar corretamente o subsistema da região Metropolitana como candidato a um corte de carga racional, evidenciando os ganhos significativos nas tensões de 500 kV da área Minas Gerais, caso um corte de carga de apenas 2% (39 MW) fosse efetuado nesta região.

A alta sensibilidade do tronco de alta tensão para um corte de carga mínimo colabora para a confirmação acertada da indicação do subsistema apontado como crítico pelo método proposto.

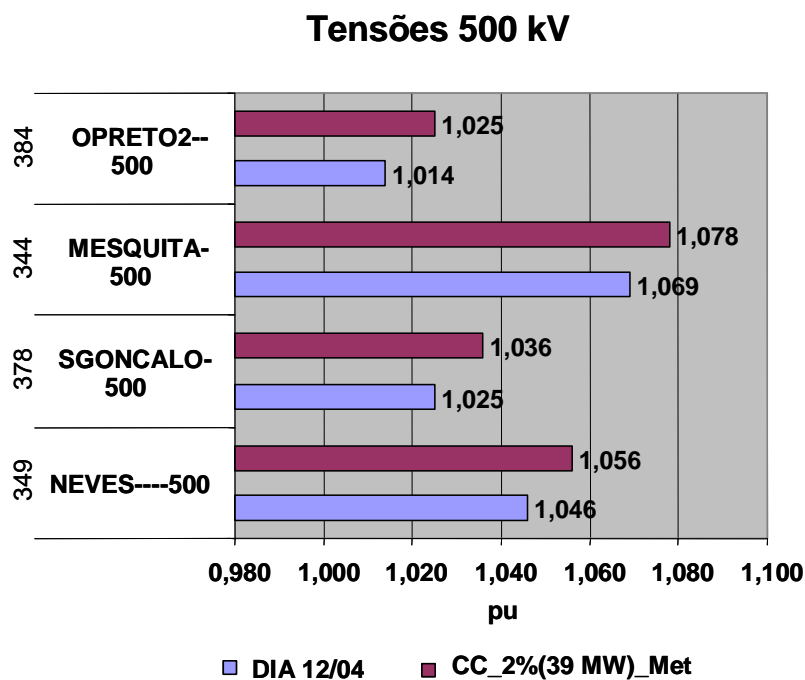


Figura 64 – Ocorrência de 12 de Abril de 2005 - Impacto no Perfil de Tensão do Sistema de 500 kV Considerando Corte de Carga de 39 MW na Região Metropolitana

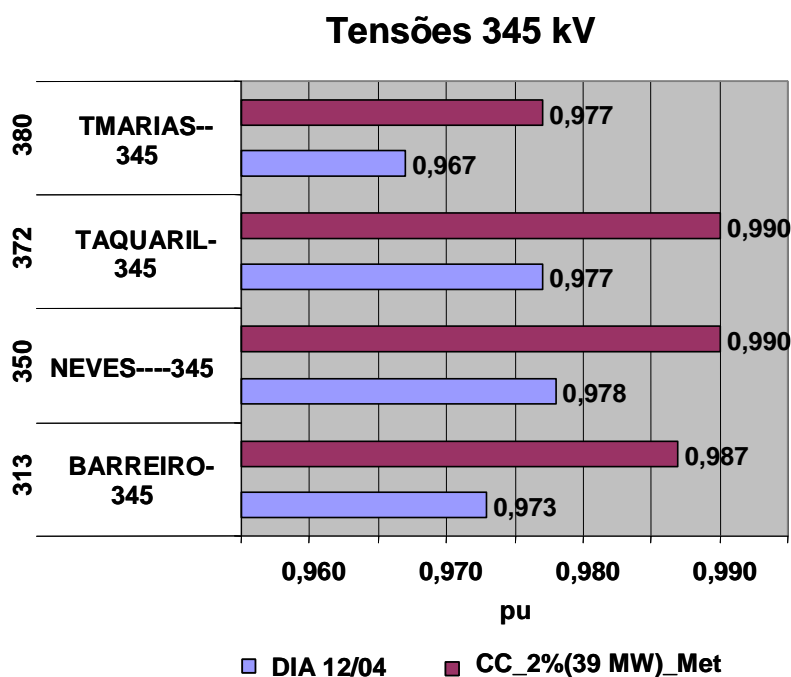


Figura 65 – Ocorrência de 12 de Abril de 2005 - Impacto no Perfil de Tensão do Sistema de 345 kV Considerando Corte de Carga de 39 MW na Região Metropolitana

Assim, considera-se que esta ocorrência comprova por si mesma, o risco adicional que um sistema de potência corre se o seu limite máximo de carregamento não é bem definido para fazer frente a pequenas perturbações, como também a operação é penalizada se não são precisamente estabelecidas a localização e o montante de um corte de carga mínimo, dentro do elenco de medidas preventivas para o controle do problema.

# CAPÍTULO V - SISTEMA ESPECIALISTA FUZZY

## V.1 - Introdução

A representação da atuação lenta de *LTC* sistêmicos e do chaveamento automático e discreto de bancos de capacitores/reatores em um programa de fluxo de potência, através de uma lógica estruturada de controle por faixas de tensão, mostrou ser efetiva, robusta e relevante. A lógica implementada para a atuação nos recursos de controle foi baseada em uma estratégia pré-definida, ancorada na experiência operativa, traduzida através da escolha de faixas de tensão em barras controladas, diferenciando-se das lógicas baseadas em um valor específico de tensão, como normalmente são representados aqueles dispositivos na formulação tradicional do problema.

Apesar do avanço, a incorporação anteriormente proposta mostrou-se não trivial nem desprovida de conflito, considerando-se a inerente necessidade da determinação prévia de uma lógica única que pudesse atender diferentes direções de crescimento de carga, configurações da rede e impedimento de recursos.

Este problema pode começar a ser entendido pela constatação de que mesmo considerando-se o uso de faixas de tensão para a atuação em um determinado recurso de controle como sendo de importância fundamental para estruturar uma estratégia de ação, este uso, por si só, não retrata plenamente a lógica considerada nas ações manuais por parte dos operadores em tempo real.



---

Valores superiores de faixas de tensão costumam ser bem definidos, em função da suportabilidade de equipamentos, mas valores inferiores destas faixas, excetuando-se os de mínimo atendimento em barras de fronteira entre áreas ou de carga do sistema são, em sua maioria, difusos. A determinação dos limites inferiores de tensão não é trivial, a despeito de estes limites terem a mesma importância dos valores superiores das faixas de tensão, na interação de controles discretos e de servirem também como referência para desligar reatores, ligar capacitores ou manobrar *LTC* de transformadores sistêmicos.

Em tempo real, a decisão pela utilização de um determinado recurso de controle de tensão também não passa pelo monitoramento simples de uma faixa de tensão em uma determinada barra de referência. O raciocínio do operador está baseado tanto na ponderação de outras referências de tensão, como também de outras condicionantes, muitas vezes conflitivas ou aproximadas, envolvendo o estado e disponibilidade de dispositivos *shunts* na vizinhança, tensões de referência e geração de potência reativa de unidades geradoras próximas, compensadores síncronos e estáticos (próximos ou não de seus limites), monitoramento dos tapes de transformadores (esgotados ou não), condição de carregamento do sistema (início ou fim de uma rampa de carga), entre outras, apontando para a conveniência de modelagens baseadas em regras do tipo *se-então*, utilizando variáveis lingüísticas contidas nos sistemas especialistas *fuzzy*<sup>12</sup>.

Conjuntos e lógica *fuzzy* foram desenvolvidos para representação e utilização de informações incertas, como também para prover um caminho para a manipulação de imprecisões (inerentes ao conhecimento, experiência e intuição de profissionais) contidas em aplicações como a do processo de decisão aqui pretendido.

---

<sup>12</sup> Significado do termo “*fuzzy*”: vago, indistinto, incerto, nebuloso, difuso.

Por possuírem características interessantes para a representação do processo de tomada de decisões operativas em tempo real, este capítulo tratará do aperfeiçoamento do método até aqui apresentado, através da proposição de um sistema especialista *fuzzy* capaz de melhor representar o raciocínio do operador quando da atuação em dispositivos de controle.

Inicialmente são abordados os problemas de representação do conhecimento, comparando-se a utilização das técnicas convencionais com as inteligentes contidas nos Sistemas Baseados em Conhecimento, dos quais fazem parte os sistemas especialistas convencionais e os sistemas especialistas *fuzzy*.

As vantagens da divisão entre a base de conhecimento e a máquina de inferência nos sistemas especialistas, com suas heurísticas baseadas primariamente em experiências do mundo real, são abordadas na segunda parte deste capítulo.

Na seção seguinte, é visto como o tratamento bivalente para o processamento das regras heurísticas, com o intuito de aproximar o raciocínio humano, acaba por limitar fortemente o tipo de raciocínio obtido nos sistemas especialistas convencionais. Também é visto como a teoria de conjuntos *fuzzy* oferece um meio fácil e adequado para a representação de incertezas não-aleatórias (imprecisas, vagas ou difusas) nos processos físicos, contornando esta deficiência dos sistemas especialistas convencionais.

No Anexo B, ligado a este capítulo, os conceitos da teoria dos conjuntos *fuzzy* são apresentados a partir de elementos da teoria clássica de conjuntos. São mostradas as técnicas mais usadas de representação e o processamento de conhecimento por meio de sistemas *fuzzy*, quando são introduzidas as idéias de variáveis lingüísticas e de modelos de inferência *fuzzy*. Também são apresentados os modelos de Mamdani e de Takagi-Sugeno úteis para o entendimento do processamento das regras de produção *fuzzy*.

As aplicações de sistemas *fuzzy* em sistemas de potência que guardam relações relevantes com a proposta apresentada neste trabalho são comentadas em uma seção seguinte.

Finalmente, são mostrados os resultados de aplicação de um sistema especialista *fuzzy* no sistema elétrico brasileiro, complementando o método proposto, em substituição a modelagem até aqui empregada para a representação da atuação em dispositivos lentos de controle na análise da estabilidade de tensão a longo-termo.

## **V.2 - Sistemas Baseados em Conhecimento**

Em um processo de decisão configura-se o uso explícito de um conhecimento, representado como uma combinação adequada de estruturas de dados e de procedimentos interpretativos, capazes de levar a um comportamento conhecido. O tipo de conhecimento necessário à solução de um problema determina quais fontes de informação, e suas disponibilidades, serão utilizadas pelo tomador da decisão, que pode estar apoiada em uma análise lógica ou em dados heurísticos ou intuitivos.

A habilidade para usar o conhecimento no desempenho de tarefas ou na resolução de problemas e a capacidade para aproveitar associações e inferências para trabalhar com problemas complexos são os pontos-chave dos sistemas inteligentes [Rezende, 2005]. Nestes sistemas também se observa uma habilidade para armazenar e recuperar eficientemente grande quantidade de informação para tomar decisões e para conectar nossos pensamentos e nossas idéias de maneira não-linear, ou de modo associativo.

A complexidade geralmente origina-se na incerteza, na forma de ambigüidade. É uma característica do modo de pensamento humano tratar os problemas envolvendo complexidade e ambigüidade de uma maneira subjetiva e

generalizada. Considerando um sistema complexo, o raciocínio humano procura um raciocínio aproximado e genérico para percepção do problema. Conforme vamos aprendendo mais e mais sobre um sistema, sua complexidade diminui e o entendimento aumenta. O princípio da incompatibilidade [Zadeh, 1973] explica, em essência, que com o aumento da complexidade dos sistemas, nossa habilidade de sermos mais precisos e ainda de declararmos o comportamento destes sistemas, diminui até um limiar onde a precisão ou a relevância começam a possuir características mutuamente exclusivas. Isto sugere que a complexidade e a ambigüidade (imprecisão) estão correlacionadas. Com a diminuição da complexidade, expressões matemáticas bem definidas, junto com a precisão proporcionada pelos métodos computacionais, começam a ser mais úteis para a modelagem dos sistemas.

Medsker [Medsker, 1995] propôs um diagrama (Figura 66) útil para nortear a escolha da aplicação de uma tecnologia adequada ao tipo de informação e ambiente envolvidos.

Desde o final dos anos 1970 tem havido um grande interesse no uso de métodos que derivam da lógica matemática na pesquisa em Inteligência Artificial (IA) [Kowalski, 1987], contrapondo o uso de métodos mais intuitivos e heurísticos. Diferentemente de linguagens naturais, nas quais as regras gramaticais são imprecisas, nas linguagens formais (como a da lógica matemática) sempre se pode dizer se uma seqüência de símbolos está de acordo com as regras para a construção de expressões (fórmulas) de linguagem. Existem vários tipos de lógicas usadas para a realização de dedução automática <sup>13</sup>. O cálculo proposicional é o mais simples deles porque se baseia

---

<sup>13</sup> O termo dedução automática refere-se ao comportamento de qualquer programa de computador que realiza inferências dedutivas a partir de leis da lógica matemática.

apenas na existência de constantes e no uso de operadores lógicos. Contudo o cálculo proposicional apresenta várias limitações [Rezende, 2005].

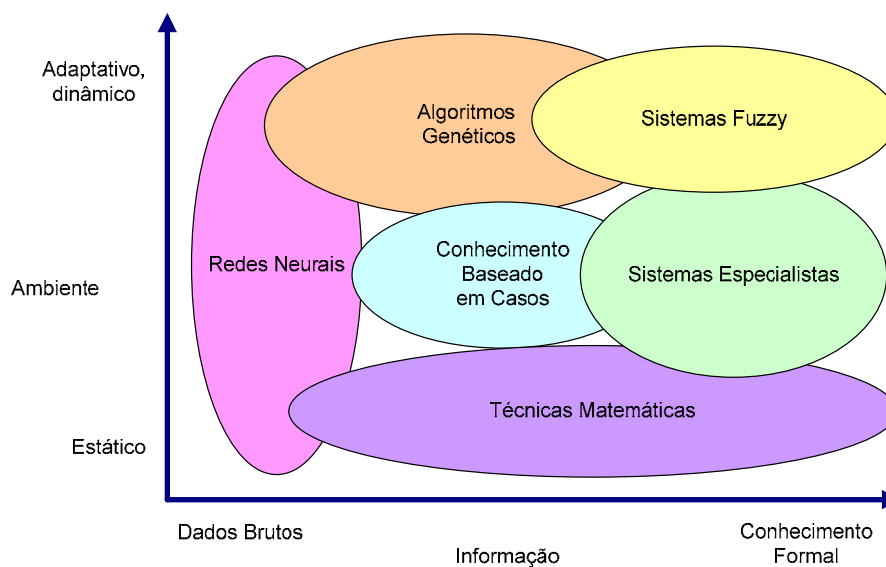


Figura 66 – Visão Geral da Aplicação de Tecnologias Convencionais e Inteligentes <sup>14</sup>

O raciocínio baseado em casos é a melhor técnica quando a especificação formal do conhecimento é difícil e a informação é abundante na experiência passada. Em situações dinâmicas, capazes de requerer um sistema adaptativo, se a informação histórica é disponível em dados brutos (por exemplo, através de sensores, ou base de dados), as redes neurais e algoritmos genéticos podem ser mais apropriados.

Redes Neurais, Algoritmos Genéticos e Sistemas *Fuzzy* são considerados como blocos construtores da inteligência computacional [El-Hawari, 1998].

<sup>14</sup> Fonte: MEDSKER, L. R. *Hybrid Intelligent Systems*, Boston, Kluwer Academic Publishers, 1995, p. 224.

Sistemas especialistas (convencionais ou *fuzzy*) são Sistemas Baseados em Conhecimento (SBC). Estes sistemas têm sido utilizados tanto na área acadêmica quanto comercial por mais de 20 anos, principalmente quando a formulação genérica do problema a ser resolvido computacionalmente é complexa (tipicamente combinatória) e quando existe uma grande quantidade de conhecimento sobre como resolvê-lo [Rezende, 2005].

O conhecimento sobre como resolver o problema, integrado com o conhecimento sobre o mesmo, junto com a estratégia de raciocínio, constituem o extrato fundamental para um SBC atuar de maneira inteligente.

Os primeiros SBC foram sistemas baseados em regras [Buchanan, 1984]. Estes sistemas se inspiraram na idéia de que o processo de tomada de decisão humano poderia ser modelado por meio de regras do tipo “*se [condições] então [conclusões e ações]*”, capazes de expressar relacionamentos lógicos e equivalências de definições na simulação deste raciocínio [Araribóia, 1987; Hayes-Roth, 1987].

Os problemas resolvidos por SBC são aqueles sobre os quais não é conhecido um método analítico que garanta uma resolução efetiva (em termos de limitações de tempo e recursos). Tipicamente, esses sistemas usam um conhecimento específico para contornar a complexidade da formulação genérica do problema [Rezende, 2005].

SBC diferem dos sistemas convencionais na forma como são organizados, na maneira como incorporam e processam o conhecimento e a impressão que causam aos usuários com os quais interagem. Uma síntese dessas diferenças pode ser observada na Tabela 10 [Rezende, 2005].

*Tabela 10 – Diferença entre Sistemas Convencionais e Sistemas Baseados em Conhecimento*

Sistemas Convencionais	Sistemas Baseados em Conhecimento
Estrutura de Dados	Representação do Conhecimento
Dados e Relações entre Dados	Conceitos, Relações entre Conceitos e Regras
Tipicamente usa algoritmos determinísticos	Busca Heurística
Conhecimento embutido no código do programa	Conhecimento representado explicitamente e separado do programa que o manipula e o interpreta
Explicitação do raciocínio é difícil	Podem e devem explicar seu raciocínio

Algumas classes de tarefas nos quais os SBC têm sido utilizados são:

- **Interpretação:** consiste na análise de dados para determinação de seu significado (processamento de imagens, reconhecimento de fala e análise de circuitos elétricos).
- **Classificação:** consiste no processo de determinação de falhas em um sistema, dado um conjunto de sintomas (diagnóstico de doenças e determinação de falhas em máquinas).
- **Monitoramento:** consiste no processo de observação contínua do comportamento de um sistema a fim de realizar ações quando alguma situação específica acontece (centrais de energia nuclear, tráfego aéreo, eventos clínicos em pacientes submetidos à cirurgia).
- **Planejamento:** consiste no processo de determinação da seqüência de ações que devem ser realizadas para atingir uma dada meta (planejamento da operação de robôs, de experimentos em genética molecular, de ações militares).

- **Projeto:** consiste no desenvolvimento das especificações de um objeto, de maneira a satisfazer um dado conjunto de requisitos (layout de circuitos, de computadores e de estruturas de engenharia).

Newell [Newell, 1982] sugeriu que o desenvolvimento de um SBC deveria conter a descrição do sistema sob duas perspectivas distintas: a do conhecimento, processável pelo homem e a simbólica, processável pelo computador. Com esta distinção, Newell enfatizou a importância de separar a análise e modelagem do método de resolução do problema e a atividade de representar este método em um formalismo que seja computacionalmente eficiente.

Motta [Motta, 1998] defende que tudo que se sabe sobre o problema deve estar explicitamente representado na base de conhecimento dos SBC e que a base de conhecimento deve ser usada por um agente capaz de interpretá-la (para possuir significado). Na terminologia de SBC, esse agente é conhecido como o mecanismo de inferência. Assim, a base de conhecimento (onde se podem construir sentenças em uma linguagem de representação, modelando o problema que se deseja resolver) e um mecanismo de raciocínio capaz de realizar inferências sobre esta base e obter conclusões a partir deste conhecimento, são as principais características de um SBC.

A base de conhecimento inclui asserções sobre o domínio de conhecimento, regras que descrevem relações nesse domínio e, em alguns casos, heurísticas e métodos de resolução de problemas. Informalmente, ela é um conjunto de representações de ações ou de sentenças expressas em uma linguagem específica [Russel, 2004].

Bases de conhecimento podem ser compostas por até dezenas de milhares de sentenças [Heisserman, 2000]. A maioria das sentenças descreve relações de causa e efeito no domínio. Outras sentenças descrevem conhecimento sobre



como guiar a busca por uma solução. Esse tipo de conhecimento é chamado de metachecimento (conhecimento sobre o conhecimento).

Embora desejável, nem sempre o conhecimento expresso nas bases é completamente consistente e preciso (pode haver conhecimento que gere conclusões alternativas conflitantes). Nesse caso, é necessário existir um meio de analisar as evidências de cada conclusão e escolher qual deve ser a resposta do SBC. Outras vezes, o conhecimento não é completo. O SBC deve ter meios de contornar essa falta de conhecimento e chegar a uma resposta razoável [Rezende, 2005]. Desta maneira, a representação do conhecimento é um dos problemas cruciais nos sistemas baseados em Inteligência Artificial, pois não existe uma teoria geral para sua representação [Araribóia, 1987]. Entretanto, algumas técnicas de representação do conhecimento costumam ser usadas. Exemplos destas técnicas são [Rezende, 2005]: o Método Bayesiano [Heckerman, 1995], a Teoria da Evidência de Demster-Shafer e a Teoria da Certeza [Shortlife, 1976], e a Lógica *Fuzzy* [Zadeh, 1965].

### **V.3 - Sistemas Especialistas**

Atualmente, a maioria das aplicações em IA empregam sistemas especialistas [Momoh, 2000]. A proposta destes sistemas não é o de substituir o especialista, mas tornar o seu conhecimento e experiência disponíveis, permitindo que outros usuários possam aumentar sua produtividade, melhorar a qualidade de suas decisões ou simplesmente resolver problemas quando um especialista não está disponível [Momoh, 2000; Rezende, 2005].

Sistemas Baseados em Conhecimento são muitas vezes chamados de sistemas especialistas por motivos históricos. Os primeiros SBC tinham como meta representar o conhecimento de um ser humano com capacidade para resolver problemas dentro de uma área bastante especializada. Contudo, essa meta

mostrou-se ambiciosa pela dificuldade em se obter e representar todo o conhecimento de um determinado domínio.

Com suas heurísticas baseadas primariamente em experiências do mundo real, sistemas especialistas são tipos especiais de SBC [Momoh, 2000], capazes de resolver problemas ordinariamente solucionados por um especialista humano, requerendo, desta forma, o conhecimento sobre a habilidade, a experiência e as heurísticas usadas pelo mesmo [Rezende, 2005]. Assim, SBC podem ser classificados como sistemas especialistas quando o seu desenvolvimento é voltado para aplicações nas quais o conhecimento a ser manipulado restringe-se a um domínio específico, bem delimitado, e conta com um alto grau de especialização.

Sistemas especialistas são ideais quando existe a necessidade de seleção de uma melhor alternativa dentro de uma longa lista de escolhas [Momoh, 2000] e para aplicações em sistemas fechados com entradas literais e precisas conduzindo a saídas lógicas [Medsker, 1995]. Para aplicações estáveis com regras bem definidas, sistemas práticos deste tipo podem ser rapidamente produzidos e oferecer excelente desempenho. Entretanto, a limitação destes sistemas cresce com o nosso fraco entendimento do processo cognitivo e sobre a forma como os especialistas desempenham suas tarefas.

A divisão entre a base de conhecimento e a máquina de inferência é uma característica crucial dos sistemas especialistas. Esta arquitetura torna possível a modificação da base de conhecimento (através de um editor de texto), na medida em que novas regras e fatos vão sendo conhecidos, usando-se expressões do dia-a-dia e sem o uso de programação tradicional.

O conhecimento é tipicamente expressado na forma de regras de alto nível, contendo heurísticas e regras estratégicas de procedimentos, incorporando também, inerentemente, imprecisões e incertezas.

Os primeiros sistemas especialistas da década de 1970 ignoravam a incerteza e usavam o raciocínio lógico estrito [Russel, 2004]. Sistemas especialistas

---

convencionais processavam procedimentos seqüenciais em um método de tentativa-e-erro, buscando uma coincidência no conjunto de regras para um dado estado do sistema, a fim de selecionar um meio correspondente de operação [Namura, 1991; Yokoyama, 1993]. Para iniciar o uso das regras, era necessária uma completa coincidência das condições pré-determinadas para uma dada entrada, resultando em operações muitas vezes inefetivas em situações práticas. Ao mesmo tempo, uma descrição detalhada do conhecimento normalmente resulta em uma formalização excessiva, dando origem a problemas relacionados à utilização flexível e consistência do conhecimento que se quer representar [Junges, 2000].

A geração seguinte de sistemas especialistas empregava técnicas probabilísticas [Russel, 2004]. Uma visão comum é que a teoria da probabilidade é essencialmente numérica, enquanto o raciocínio sensato do ser humano é mais “qualitativo”.

As abordagens baseadas em regras para a incerteza também foram experimentadas. Tais abordagens esperavam usar como fundamento o sucesso de sistemas baseados em regras lógicas, mas acrescentavam uma espécie de “fator de improvisação” a cada regra para acomodar a incerteza.

Para El-Hawary [El-Hawary, 1998], as incertezas nas informações podem ter muitas diferentes formas. Existem as incertezas que crescem de acordo com a complexidade, com a ignorância, com o risco, com a imprecisão, com a inabilidade para garantir adequadas medidas, com o fraco conhecimento ou com a vaga imprecisão da linguagem natural.

Momoh [Momoh, 2000] dividiu estas incertezas em dois grupos: o primeiro grupo reúne as incertezas lingüísticas; o segundo agrupa as incertezas evidenciais, aquelas que ocorrem quando não existe certeza na relação entre a observação e conclusão.

Muitos métodos foram propostos para a representação das incertezas em sistemas especialistas [Shapiro, 1992]. Os métodos chamados de Probabilidade

Subjetiva, Fatores de Certeza e de Medidas *Fuzzy* são geralmente usados para o tratamento das incertezas evidenciais, enquanto que a teoria dos conjuntos *fuzzy* é usada para incorporar as incertezas lingüísticas [Momoh, 2000].

Com maior freqüência, a incerteza surge como conseqüência da ignorância. Ela é inevitável em mundos complexos, dinâmicos ou inacessíveis. A incerteza significa que muitas das simplificações que são possíveis no caso da inferência dedutiva não são mais válidas. Além disso, alguns fatores de incerteza são intrinsecamente de natureza *fuzzy* e difíceis de serem tratados apropriadamente através da teoria da probabilidade [Momoh, 1995].

As probabilidades expressam a inabilidade do agente para alcançar uma decisão definida com relação à verdade de uma sentença. Elas resumem as crenças de um agente. A sentença propriamente dita é de fato verdadeira ou falsa. Desse modo, a teoria da probabilidade assume o mesmo compromisso ontológico da lógica: que os eventos são verdadeiros ou falsos no mundo, ainda que o agente esteja inseguro sobre qual seja o caso. O grau de verdade, em oposição ao grau de crença, é o assunto da lógica *fuzzy* [Russel, 2004].

A teoria dos conjuntos, a lógica e a metodologia para a construção de sistemas de controle *fuzzy* são assuntos do próximo item deste trabalho.

## **V.4 - Sistemas *Fuzzy***

Nos sistemas especialistas convencionais, o tratamento bivalente para o processamento das regras heurísticas com o intuito de aproximar o raciocínio humano, limitou o tipo de raciocínio obtido [Rezende, 2005].

A teoria de conjuntos *fuzzy*, foi concebida por L. A. Zadeh [Zadeh, 1965] com o objetivo de fornecer, através de um ferramental matemático, um meio para a representação de incertezas e tratamento de informações de caráter impreciso ou vago, atendendo a deficiência dos sistemas especialistas convencionais.

A teoria da probabilidade é uma ferramenta para a representação das incertezas em modelos matemáticos. Como resultado, todas as incertezas são assumidas como acompanhando as características de incertezas aleatórias. Contudo, sabe-se que algumas formas de incerteza são não-aleatórias e, portanto, não passíveis de tratamento ou modelagem através da teoria probabilística [El-Hawary, 1998].

A fundamental diferença entre eventos difusos e eventos probabilísticos é que os primeiros lidam com a plausibilidade determinística, enquanto aqueles últimos referem-se às probabilidades não-determinísticas, aos eventos estocásticos. O difuso é um aspecto da incerteza. Ele é a ambigüidade muitas vezes encontrada na definição de um conceito ou significado de um termo. A incerteza da probabilidade geralmente está relacionada com a ocorrência do fenômeno, como o simbolizado pela experiência aleatória. Eventos probabilísticos têm relação com a probabilidade, com o grau de certeza ou com resultados claramente definidos, mas ocorrendo aleatoriamente. Portanto, eventos difusos e eventos aleatórios diferem em natureza: isto é, eles são diferentes aspectos da incerteza [El-Hawari, 1998].

Do ponto de vista da modelagem, modelos *fuzzy* e modelos estatísticos também possuem filosoficamente diferentes tipos de informação: a pertinência *fuzzy* representa as similaridades dos objetos para as propriedades imprecisamente definidas, enquanto a probabilidade comunica informações com relação à frequência. A busca de um método para quantificar incertezas não-aleatórias (imprecisas, vagas ou difusas) nos processos físicos é a premissa básica da teoria dos conjuntos *fuzzy*, para entender a incerteza de um sistema através do entendimento do próprio sistema. Como o entendimento aumenta, a fidelidade na modelagem também aumenta [El-Hawari, 1998].

A tradução da informação imprecisa utilizando a teoria convencional de controle é inviabilizada em razão da complexidade matemática que poderia resultar. Entretanto, a teoria de conjuntos *fuzzy* proporciona grande facilidade

para descrever e processar esse tipo de informação, por meio de variáveis lingüísticas e de regras de produção *fuzzy*.

Para muitos sistemas complexos onde poucos dados numéricos existem e onde somente informações imprecisas ou ambíguas estão disponíveis, o raciocínio *fuzzy* oferece um caminho para o entendimento do comportamento do sistema através da interpolação aproximada entre os dados de entrada e situações de saída [El-Hawari, 1998, Couto 2007].

Algumas das capacidades e características mais úteis de modelagem da abordagem através dos conjuntos *fuzzy* são [Tomsovic, 2000]:

- Adequação para a representação das declarações das linguagens naturais;
- Capacidade para modelar incertezas onde estatísticas estão indisponíveis ou são imprecisas;
- Capacidade para modelar informações de declarações subjetivas (medição de crença e possibilidade);
- Capacidade para modelar a qualidade das declarações subjetivas (medição da imprecisão e confusão);
- Possibilidade de integração de métodos numéricos e lógicos;
- Facilidade para modelar restrições mais flexíveis (*soft constraints*);
- Possibilidade para modelar objetivos múltiplos e conflitantes;
- Oferecer fundamentação matemática para a manipulação das representações citadas.

Sempre que a necessidade de precisão for evidente, algoritmos tradicionais são mais indicados que os sistemas *fuzzy* por estes últimos serem menos eficientes

para o fornecimento de um melhor entendimento do problema. Assim, ao considerar o uso de lógica *fuzzy* na solução de um dado problema, é recomendável [El-Hawari, 1998] ponderar a necessidade de sua tolerância à imprecisão, sendo apropriadas para aplicação de sistemas *fuzzy* as seguintes situações:

1. Nos processos envolvendo interação humana;
2. Quando um especialista está disponível para especificar regras subjacentes ao comportamento do sistema e aos conjuntos *fuzzy* que representam as características de cada variável;
3. Quando não existe o modelo matemático do processo, ou existe, porém ele é muito difícil de ser codificado, ou muito complexo para ser usado em aplicações de tempo real;
4. Nos processos ligados a fenômenos contínuos (com uma ou mais variáveis de controle contínuas) não facilmente divididos em segmentos discretos;
5. Quando o nível de ruído do ambiente é alto e é importante o uso de sensores econômicos e/ou micro-controladores com baixo nível de precisão.

A primeira implementação de um controlador *fuzzy* foi relatada por [Mamdani, 1974]. Desde então, o projeto de controladores baseados na transformação de expressões lingüísticas em modelos *fuzzy* tornou-se a principal área de aplicação da teoria dos conjuntos *fuzzy* na engenharia, sendo aplicada em outras áreas como a de reconhecimento de padrões (imagem, áudio, processamento de sinais), análise quantitativa (pesquisa operacional, gerenciamento), inferência (sistemas especialistas para diagnóstico, planejamento e predição; processamento de linguagem; interface inteligente;

robótica inteligente; engenharia de software) e recuperação de informação (arquivo de dados) [El-Hawari, 1998].

Apesar das primeiras aplicações bem sucedidas de sistemas *fuzzy* situarem-se na área de controle, desde então, tem-se verificado uma utilização crescente destes sistemas em outras áreas, como, por exemplo, classificação, previsão de séries, mineração de dados, planejamento e otimização [Schwartz, 1994; Medsker, 1995; Liao, 2005]. O uso conjunto da lógica *fuzzy* e de outros sistemas classificados como inteligentes – redes neurais e programação evolutiva, por exemplo – tem propiciado a construção de sistemas híbridos [Medsker, 1995], cuja capacidade de aprendizado tem ampliado o campo de aplicações.

No Anexo B é apresentado um resumo dos conceitos fundamentais da teoria dos sistemas *fuzzy*. Também são apresentadas algumas definições e operações que permitem abordar os mecanismos de inferência que servem de base para o que se convencionou chamar de raciocínio aproximado. Os conceitos da teoria dos conjuntos *fuzzy* são apresentados a partir de elementos da teoria clássica de conjuntos. São mostradas as técnicas mais usadas de representação e o processamento de conhecimento por meio de sistemas *fuzzy*, quando então são introduzidas as idéias de variáveis lingüísticas e de modelos de inferência *fuzzy*, considerando os modelos de Mamdani e de Takagi-Sugeno para a definição e o processamento de regras de produção *fuzzy*.

Maiores detalhes sobre a teoria dos sistemas *fuzzy* podem ser encontrados na ampla bibliografia existente sobre o assunto [Dubois, 1980; Klir, 1988; Kosko, 1992; Cox, 1994; Terano, 1994; Mendel, 1995; Ross, 1995; Lin, 1996; Zimmermann, 1996; Rezende, 2005; Tanscheit, 2008].



## V.5 - Aplicação em Sistemas Elétricos de Potência

Sistemas especialistas *fuzzy* surgiram inicialmente com o objetivo de solucionar uma ampla gama de problemas de tomada de decisão nos sistemas de potência [Dhar, 1979] e complementar os métodos matemáticos no tratamento das muitas incertezas nestes sistemas [Momoh, 1995; El-Hawary, 1998], modeladas historicamente com base na aleatoriedade, através de modelos estocásticos, como os utilizados para tratar as variações da carga, ruídos em medidas para a estimação de estados e de flutuação dos parâmetros de modelos [Tomsovic, 2000].

Na prática, as incertezas surgem com um melhor conhecimento do desempenho do sistema e das metas de operação dos sistemas de potência [Tomsovic, 2000]. Frequentemente, os objetivos da maioria dos problemas de decisão neste tipo de aplicação são subjetivos, como, por exemplo, a importância relativa do custo versus confiabilidade do sistema.

A Tabela 11 lista os principais objetivos da maioria das aplicações de sistemas *fuzzy* na área de sistemas de potência [Hiyama, 1999]. Para tratar as incertezas com os objetivos listados nesta tabela, existem essencialmente três grupos de aplicação da teoria *fuzzy*: os sistemas baseados em regras utilizando lógica *fuzzy*, controladores lógicos *fuzzy* e os sistemas de otimização e decisão *fuzzy* [Tomsovic, 2000].

*Tabela 11 – Principais Objetivos da Aplicação de Sistemas Fuzzy nos Sistemas de Potência*

Áreas	Principais Objetivos
Controle	Melhorar desempenho e robustez Representação das não-linearidades Representação da experiência de especialistas Coordenação de múltiplos objetivos

Áreas	Principais Objetivos
Operação	Representar incertezas Representação da experiência baseada em regras Representação de probabilidades Redução do tempo computacional
Previsão de Carga	Melhorar a precisão

A referência [Tomsovic, 2000] separa as incertezas que surgem nos sistemas de potência em dois grupos: medição e modelagem do sistema; e restrições e objetivos ligados ao processo de decisão. A Tabela 12 lista exemplos de incertezas nestes grupos.

*Tabela 12 – Exemplos de Incertezas em Sistemas de Potência*

Medição e Modelagem	Restrições e Objetivos
Contingências	Limites de equipamentos
Modos de falha em equipamentos	Limites de tensão
Aproximações lineares	Limites de estabilidade
Medições de ruído	Risco aceitável de segurança
Modelagem de erros	Objetivos de segurança
Tempo de ocorrência em eventos	Objetivos econômicos
Parâmetros de modelos reduzidos	Objetivos derivados do ambiente
Predição da demanda	Objetivos da qualidade de medidas
Dinâmica do sistema	Avaliação da satisfação do consumidor

---

Momoh [Momoh, 1995] apresentou uma revisão na literatura da aplicação da teoria dos conjuntos *fuzzy* nos sistemas de potência. Bansai [Bansai, 2003] atualizou esta pesquisa classificando-a de acordo com a área de interesse, mostrando que os problemas relacionados ao controle de tensão/potência reativa, estabilidade, previsão de carga, diagnóstico de falhas e de proteção, têm sido o principal foco de aplicação desta teoria.

Os sistemas baseados em regras *fuzzy* são as formas mais comuns de aplicação das técnicas baseadas em conjuntos *fuzzy*. Nestes sistemas, as incertezas estão embutidas nas regras que formam a base de conhecimento. Geralmente, um sistema especialista convencional, baseado em regras para um sistema de potência de grande porte, necessita de várias centenas de regras, consumindo tempo no processo de inferência para encontrar uma regra adequada à situação. Por outro lado, sistemas especialistas baseados em conjuntos *fuzzy* tendem a ser muito mais rápidos porque um pequeno número de regras é usado durante o processo de inferência, sendo a maioria das regras substituída durante o cálculo das funções de pertinência às mesmas [Momoh, 2000].

Na área de controle, a teoria de controle ótimo tem sido frequentemente aplicada para o projeto de controladores com o objetivo de melhorar a estabilidade dos sistemas de potência [El-Hawary, 1998]. Gad [Gad, 2004] listou mais de cem referências com aplicação de lógica *fuzzy*, sendo a maioria dos controladores empregados na área de controle de excitação, especialmente nos estabilizadores de potência (PSS) [Malik, 2000]. Os problemas de dependência do modelo, de adaptabilidade e de robustez dos controladores dos sistemas de potência, levaram ao desenvolvimento de controladores adaptativos e robustos baseados em lógica *fuzzy*. Nestes controladores as regras gerais de controle, muitas vezes baseadas na experiência, são diretamente introduzidas, com a análise e considerações de modelagem sendo efetuadas mais tarde [Tomsovic, 2000].

A maior parte dos problemas de planejamento e de operação de sistemas de potência requer decisão e otimização. Componentes de sistemas de potência

têm os seus limites físicos e operacionais descritos usualmente na forma de restrições de desigualdades na formulação matemática. Neste campo os problemas surgem com a redução da informação e qualidade dos resultados, provocados pela dificuldade de modelagem real, em modelos rígidos, de restrições e objetivos, mesmo naqueles disponíveis em sofisticados algoritmos de otimização. A necessidade de eliminar violações destas restrições, por menores que sejam, pode levar a um aumento do esforço computacional e comprometer a obtenção de uma solução viável, sendo este problema tratado tradicionalmente através da modificação da função objetivo ou do processo interativo subjacente. Representando as incertezas através de modelos *fuzzy*, os sistemas de otimização e decisão *fuzzy* surgiram como alternativa para simplificar e modelar a subjetividade dos objetivos e restrições mais flexíveis, tais como aqueles encontrados nas situações práticas vivenciadas nos sistemas de potência.

No planejamento e operação de sistemas de potência o problema está relacionado aos frequentes conflitos de objetivos. Economia e segurança, máximo suprimento de carga com um mínimo custo de geração são exemplos de objetivos conflitivos. Também para esta aplicação, a teoria dos conjuntos *fuzzy* surgiu como proposta para oferecer um melhor compromisso entre os interesses [Dhar, 1979; Torres, 1992; Saraiva, 1993; Zimmermann, 1996; Ekel, 1998a; Oliveira, 1998; Ekel, 1999; Junges, 2000; Ekel, 2001] e para a obtenção de soluções que não poderiam ser facilmente encontradas através do método tradicionalmente utilizado da ponderação dos pesos das funções-objetivo, tais como [Momoh, 1995]:

1. Fornecimento de alternativas para muitos dos atributos dos objetivos selecionados;
2. Resolução de objetivos conflitivos através de um projeto de pesos apropriado para um objetivo selecionado;

3. Capacidade para manusear ambigüidades expressadas em processos de diagnóstico que envolva sintomas e causas;
4. Desenvolvimento de controles tratando as informações do processo a ser controlado como relações *fuzzy*;
5. Melhoria dos modelos de confiabilidade humana, nas situações onde muitas pessoas desempenham múltiplas tarefas.

### **V.5.1 - Aplicações ao Controle de Tensão**

Existem muitas aplicações de lógica *fuzzy* para o tratamento da relação não-linear entre a tensão e a potência reativa dos sistemas elétricos de potência [Momoh, 1995; Bansai, 2001]. Ao mesmo tempo, relativamente a outras aplicações de sistemas *fuzzy* em sistemas de potência o número de trabalhos associados com o problema de controle de tensão e potência reativa é relativamente pequeno (estimado em 10% [Zhang Z., 1989], percentual mantido na mais recente pesquisa sobre o assunto [Bansai, 2001]). Nesta seção serão destacadas as aplicações que possam guardar alguma semelhança com os objetivos da proposta contida neste trabalho.

As referências Namura [Namura, 1991] e Yokoyama [Yokoyama, 1993] introduziram uma importante e promissora proposta de uso de um raciocínio aproximado para o controle de tensão e da potência reativa, baseado na teoria de conjuntos *fuzzy*. Entretanto, sua aplicação prática ficou comprometida pela impossibilidade de utilização de todas as vantagens e capacidades proporcionadas pela lógica *fuzzy*, além de estar limitada pelas principais considerações técnicas [Ekel, 1998a; Oliveira, 1998; Ekel, 1999; Junges, 2000; Ekel, 2001]:

- A abordagem não considerou o objetivo econômico (minimização das perdas) e nem as restrições de capacidade de potência dos elementos das redes <sup>15</sup>;
- As regras incluídas na base do conhecimento foram de caráter geral, não sendo consideradas e discutidas as questões de incorporação de regras específicas [Exposito, 1993], necessárias e com influência fundamental na validação das ações de controle de um real sistema de potência de grande porte;
- O uso prático da abordagem é prejudicado pela impossibilidade da representação da atuação discreta dos dispositivos de controle de tensão;
- Não foi considerada a questão da qualidade do modelo proposto e dos seus ajustes. Esta etapa é uma importante componente na modelagem de sistemas de controle *fuzzy*, permitindo a verificação e melhoria na eficiência do controle;
- A abordagem proposta foi baseada no uso de coeficientes de sensibilidade para avaliação da influência e da eficiência dos dispositivos de controle de tensão, com base nos resultados de [Hako, 1969]. Entretanto, a técnica para a definição dos coeficientes de sensibilidade incorpora desvantagens que podem levar a erros consideráveis;

---

<sup>15</sup> A referência [Junges, 2000] ressalta a necessidade de indicar que esta desvantagem é típica em todos os trabalhos associados com o uso de sistemas especialistas, sendo exceções o trabalho de Yutian [Yutian, 1991] e o contido, até a data, em sua proposta.

- 
- Uma solução abrangente do problema requereria também coeficientes de sensibilidade de potência ativa e reativa, permitindo a estimação do incremento das perdas elétricas.

Ekel [Ekel, 1998b; Ekel, 2001] mostra que o uso da técnica de planejamento de experimentos [Hicks, 1973; Box, 1978] permite a construção de modelos lineares muito mais adequados para a solução do problema, possibilitando a diminuição significativa do erro na estimação de ações de controle propostas em [Namura, 1991; Yokoyama, 1993], permitindo ainda [Junges, 2000]:

- A desconsideração formal das ações de controle de dispositivos que não possuam influência significativa na variação da tensão da barra controlada;
- A verificação da adequação das equações baseadas na matriz de sensibilidade e a mudança dos intervalos de variação dos parâmetros, visando à obtenção de modelos mais adequados, quando necessário;
- A obtenção dos coeficientes de sensibilidade de potência ativa e reativa, e a estimação do incremento das perdas elétricas no sistema.

Existem também algumas propostas de uso da teoria dos conjuntos *fuzzy* para a melhoria da estabilidade de tensão através do controle da potência reativa dos sistemas de potência. Na abordagem de Udupa [Udupa, 1999] os índices de estabilidade de tensão e as variáveis de controle são transformados em conjuntos *fuzzy* para formular a relação entre a estabilidade e a habilidade dos dispositivos de controle de tensão. [Thukaram, 2006] incluiu a minimização dos desvios de valores pré-determinados de tensão para todas as barras de carga, usando índices de sensibilidade relacionados às variáveis de controle de potência reativa, dentro de um controle lógico *fuzzy*. A referência [Su, 2001] propôs uma solução de melhoria da segurança de tensão através da redução de perdas no sistema de potência, aperfeiçoando uma proposta anteriormente feita

---

[Su, 1996], de uso de operações *fuzzy* para a garantia do controle do perfil de tensão. Utilizando o sistema teste de 39 barras do IEEE, Zhang [Zhang J., 2006] propôs um método para identificação da proximidade e das áreas críticas para instabilidade de tensão.

Estratégias de controle para manter o perfil de tensão dentro de limites de operação seguros, ao mesmo tempo em que uma reserva dinâmica de potência reativa é mantida para diferentes condições de carregamento do sistema, requerem uma eficiente coordenação do uso dos recursos de controle de tensão. Starret [Starret, 1999] e Taylor [Taylor, 2000] propuseram um sistema *fuzzy*, em circuito fechado, para controle da tensão e da potência reativa em tempo real. A referência [Marques, 2005] mostrou mais claramente o potencial desta aplicação para um objetivo semelhante, apesar de não mostrar os resultados na coordenação de todos os diferentes recursos de controle de tensão. As estratégias de atuação em parte dos dispositivos de controle de tensão da área, foram baseadas na experiência de operadores e em estudos *off-line*, transformadas em regras para um sistema de inferência *fuzzy* composto de dois níveis hierárquicos: o de mais alto nível como responsável pela atualização dos valores de referência para os reguladores de tensão de três unidades geradoras; outro responsável pelo chaveamento de dispositivos *shunts* de controle de tensão em duas subestações da área. Considerando a prioridade dada para a atualização dos valores de referência de tensão para as unidades geradoras controladas, os recursos discretos de controle de tensão (banco de capacitores e reatores, sem incluir os taps dos transformadores) só são utilizados após esgotamento da potência reativa daquelas unidades ou quando do alcance dos limites de tensão do tronco associado à geração. Entretanto, mesmo com a adoção desta estratégia, verificou-se, em algumas situações, a violação de limites de tensão em barras intermediárias ao longo do tronco de transmissão associado às unidades geradoras.

Concordando com a assertiva da referência [Marques, 2005] de que o uso de métodos convencionais de controle coordenado de tensão é bastante dificultado



pela relação não-linear entre tensão e potência reativa e a existência de equipamentos discretos de controle de tensão, este trabalho procurará, além de representar o impacto do chaveamento de grandes bancos de capacitores e reatores associados à transmissão de um sistema elétrico de grande porte, preencher as seguintes lacunas importantes para o tratamento do problema:

1. Respeito a todas as restrições;
2. Eliminação das violações de limites sempre que houver recursos (mesmo que em localização remota);
3. Verificação prévia da disponibilidade de um recurso de controle efetivo (importante para agilização da tomada de decisão em aplicações *on-line*, onde a disponibilidade pode estar afetada por serviços de manutenção em algum recurso);
4. Minimização da circulação da potência reativa entre dispositivos de controle próximos e transformadores operando em paralelo;
5. Minimização das mudanças nas ações de controle;
6. Maximização da reserva de potência reativa;
7. Garantia da robustez da representação da atuação nos dispositivos de controle, traduzida através da convergência dos casos de fluxo de potência, obtidos para diferentes direções e taxas de crescimento de carga de um sistema de grande porte.

É importante notar que o atendimento das considerações listadas envolve a necessidade de representação fiel de todos os recursos de controle de tensão importantes para a solução do problema, a despeito de seus impactos ou da dificuldade de suas representações.

## V.6 - Aplicação no Sistema Elétrico Brasileiro

A idéia de aplicação de um sistema especialista *fuzzy* a um problema de controle de tensão do sistema elétrico brasileiro tem como principal objetivo melhorar a representação do raciocínio do operador quando da atuação em dispositivos de controle, durante a análise da estabilidade a longo-termo da tensão.

A aplicação aqui proposta pretende, em primeiro lugar, representar o conhecimento e a experiência operativa sobre o processo de controle de tensão, utilizando para tal, regras de decisão *fuzzy*. A partir da entrada de dados sobre os estados atuais de certas grandezas, é mostrado o potencial do modelo proposto para indicar ajustes reais nos recursos discretos de controle de tensão, durante a evolução do carregamento de um sistema elétrico de grande porte.

Para atingir este objetivo, primeiramente serão identificadas as variáveis que influenciam a tomada de decisões por parte dos operadores. Em seguida é buscada uma representação *fuzzy* adequada para estas variáveis e são estabelecidas regras de decisão que possam traduzir, de uma maneira mais fiel, o seu raciocínio frente a diferentes situações operativas. Por fim, o sistema especialista *fuzzy* construído é integrado no método proposto, considerando a evolução real do carregamento de um sistema de grande porte.

O sistema de transmissão em 750 kV, responsável pelo escoamento de 6300 MW da UHE de Itaipú, interligando três grandes centros de carga (as áreas São Paulo, Rio de Janeiro / Espírito Santo e a Região Sul do país), é utilizado para testar a proposta (Figura 67). A diversidade e a interdependência dos dispositivos de controle, em conjunto com a magnitude do impacto provocado quando da atuação nestes recursos, motivaram a escolha deste sistema.

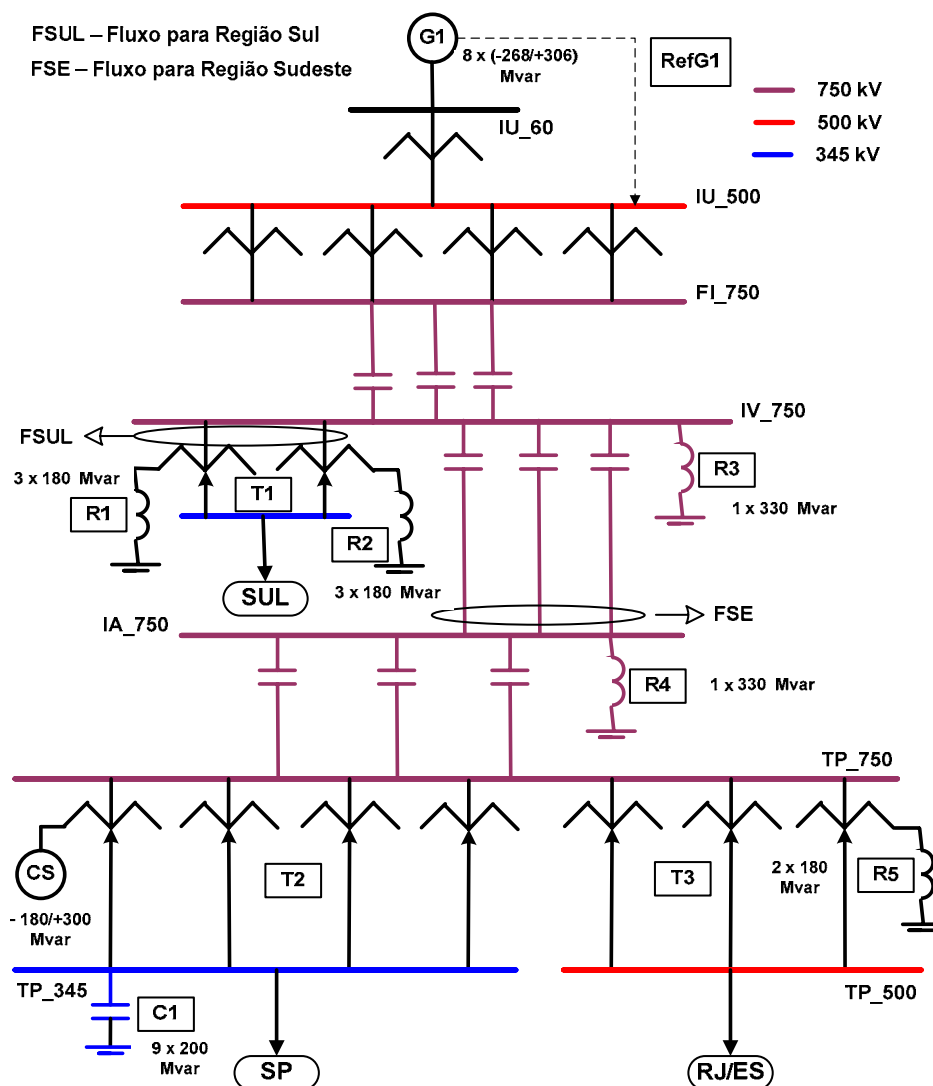


Figura 67 – Diagrama Simplificado do Tronco de Transmissão da UHE Itaipú 60 Hz

Além do perfil e dos níveis de tensões, as variáveis que podem ainda influenciar a tomada de decisão por parte dos operadores, sobre a utilização de um ou outro recurso de controle de tensão, são: o estado (ligados ou desligados) e a disponibilidade (esgotados ou não) dos dispositivos, o nível de geração de potência reativa em equipamentos estratégicos (compensadores estáticos, síncronos e unidades geradoras importantes para o controle de tensão), o nível de carregamento de troncos de suprimento e a minimização da circulação de potência reativa entre transformadores operando em paralelo. Com base nestas variáveis de entrada (que podem facilmente ser aquisitadas ou

calculadas em tempo real, através de um sistema de supervisão e controle), o sistema de inferência proposto deverá ser capaz de fornecer os ajustes necessários nos recursos de controle de tensão (ligar/desligar bancos de capacitores/reatores, atuar em *LTC*, alterar referências para controle automático de tensão), de forma a atender uma estratégia esperada, inclusive considerando a natureza discreta da atuação e interação destes dispositivos.

A Figura 68 mostra o sistema de inferência *fuzzy* projetado para atuação nos dispositivos de controle de tensão do sistema escolhido para teste (Figura 67), considerando as variáveis de entrada e saída, detalhadas nas Tabelas 13 e 14.

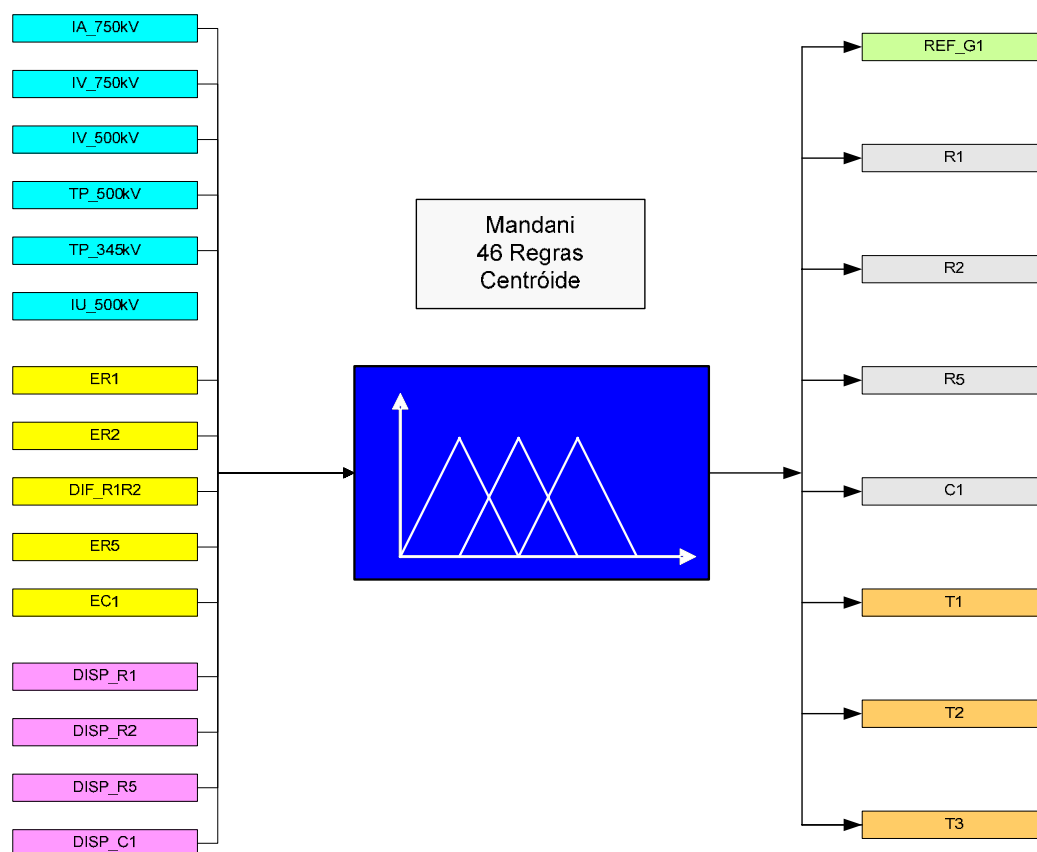


Figura 68 – Sistema Fuzzy para Atuação em Dispositivos de Controle de Tensão

Tabela 13 – Descrição das Variáveis de Entrada do Sistema Fuzzy Proposto

Nome	Descrição
IA_750 kV	Tensão da barra de 750 kV de Itaberá (em pu)
IV_750 kV	Tensão da barra de 750 kV de Ivaiporã (em pu)
IV_500 kV	Tensão da barra de 500 kV de Ivaiporã (em pu)
TP_500 kV	Tensão da barra de 500 kV de Tijuco Preto (em pu)
TP_345 kV	Tensão da barra de 345 kV de Tijuco Preto (em pu)
IU_500 kV	Tensão da barra de 500 kV de Itaipú (em pu)
ER1 e ER2	Estado dos reatores de terciário dos transformadores 500 / 750 kV de Ivaiporã (ligado para pelo menos 1 dos 3 reatores disponíveis em cada transformador)
DIF_R1R2	Diferença entre o número de reatores ligados no terciário dos transformadores 500 / 750 kV e Ivaiporã (positiva para um número maior de reatores ligados no terciário do transformador 1)
ER5	Estado dos reatores de terciário da transformação 500 / 750 kV de Tijuco Preto (ligado para pelo menos 1 dos 2 reatores disponíveis na transformação)
EC1	Estado dos capacitores da barra de 345 kV de Tijuco Preto (ligado para pelo menos 1 dos 9 capacitores disponíveis na barra)
DISP_R1 e DISP_R2	Disponibilidade para utilização dos reatores de terciário dos transformadores 500 / 750 kV de Ivaiporã (não-zero, se houver disponibilidade para ligar pelo menos 1 dos 3 reatores disponíveis em cada transformador)
DISP_R5	Disponibilidade para utilização dos reatores de terciário da transformação 500 / 750 kV de Tijuco Preto (não zero se houver disponibilidade para ligar pelo menos 1 dos 2 reatores disponíveis)
DISP_C1	Disponibilidade para utilização dos capacitores da barra de 345 kV de Tijuco Preto (não zero se houver disponibilidade para ligar pelo menos 1 dos 9 capacitores disponíveis)

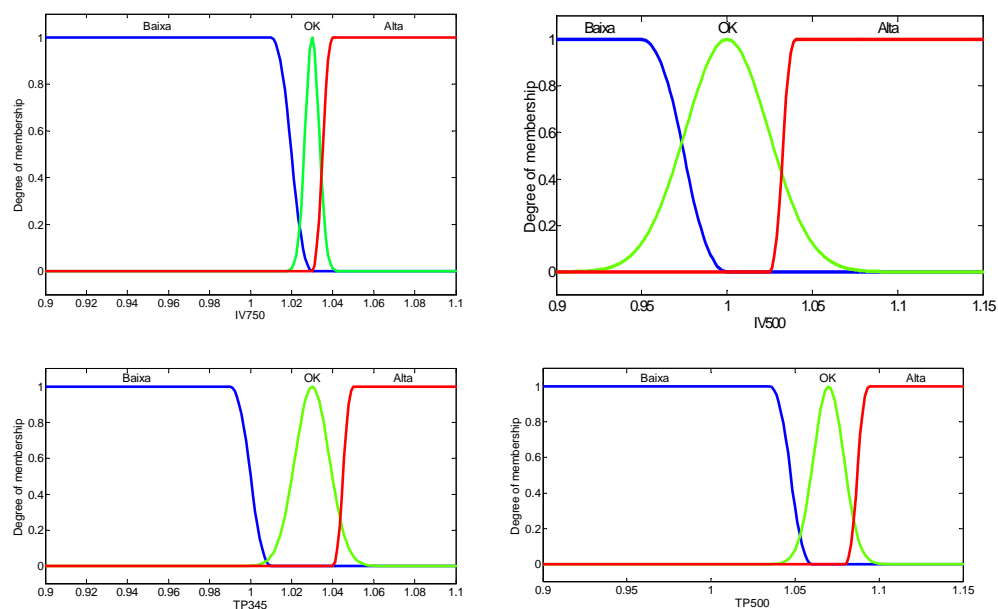
Tabela 14 – Descrição das Variáveis de Saída do Sistema Fuzzy Proposto

Nome	Descrição
REF_G1	Atuação na referência de tensão (barra de 500 kV) do regulador de tensão das unidades geradoras de Itaipu (aumentar, diminuir ou manter referência)
R1 e R2	Manobra dos reatores de terciário dos transformadores 500 / 750 kV de Ivaiporã (manter, ligar ou desligar bancos)
R5	Manobra dos reatores de terciário dos transformadores 500 / 750 kV de Tijuco Preto (manter, ligar ou desligar bancos)
C1	Manobra dos capacitores da barra de 345 kV de Tijuco Preto (manter, ligar ou desligar bancos)
T1	Manobra dos tapes dos transformadores 500 / 750 kV de Ivaiporã (manter, aumentar ou diminuir tapes)
T2	Manobra dos tapes dos transformadores 345 / 500 kV de Tijuco Preto (manter, aumentar ou diminuir tapes)
T3	Manobra dos tapes dos transformadores 345 / 500 kV de Tijuco Preto (manter, aumentar ou diminuir tapes)

As funções de pertinência nas formas mais comumente utilizadas (triangular, curvas tipo “Z”, sigmoidal, gaussiana), mostraram-se suficientes para modelar as variáveis de entrada e de interesse para o sistema *fuzzy* proposto. As figuras 69 a 72, mostram alguns exemplos de funções de pertinência destas variáveis de interesse.

Os valores superiores de tensão, definidos para o grau máximo de pertinência do termo primário “Alta” para as variáveis de tensão, foram estabelecidos em

função dos limites de suportabilidade dos equipamentos, de acordo com suas classes de tensão (1,046 pu, 1,100 pu e 1,050 pu, para 750 kV, 500 kV e 345 kV, respectivamente) <sup>16</sup>.



*Figura 69 – Exemplos de Funções de Pertinência - Tensões*

<sup>16</sup> A tensão base do sistema em 750 kV é de 765 kV; a tensão base do sistema de 500 kV de Ivaiporã é de 525 kV e seu limite superior 1,050 pu.

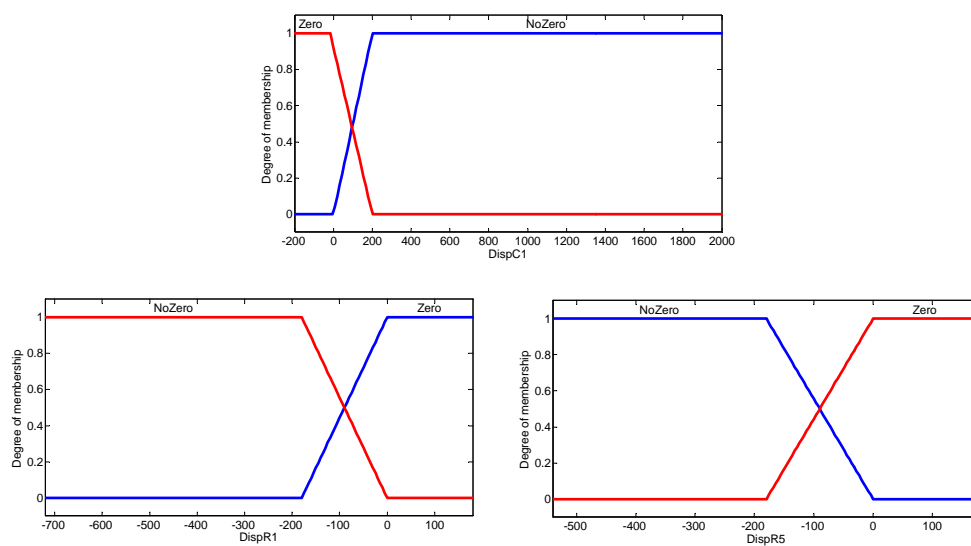


Figura 70 – Exemplos de Funções de Pertinência - Disponibilidade

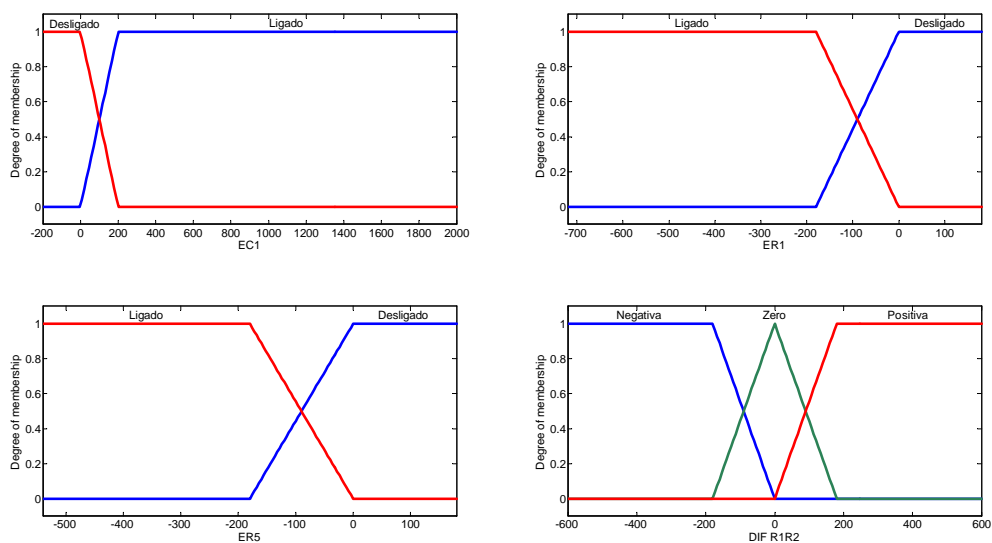


Figura 71 – Exemplos de Funções de Pertinência - Estados



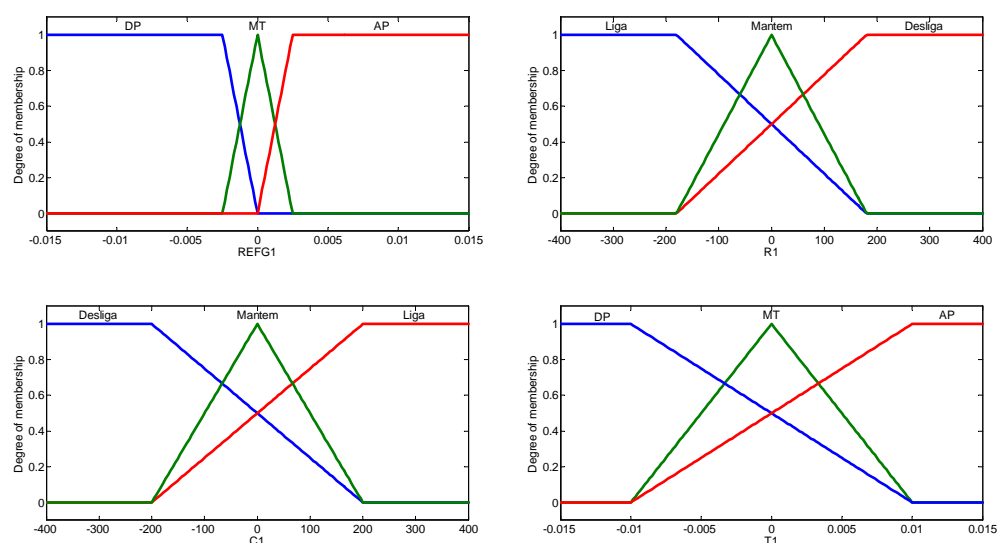


Figura 72 – Exemplos de Funções de Pertinência - Saídas

A base de regras implementada procurou representar da maneira mais próxima da realidade o raciocínio do operador no processo de decisão pela atuação em dispositivos de controle de tensão. As Tabelas 15 a 22 mostram as 46 regras usadas no processo de inferência Mamdani. As sentenças usadas para a formação da base de regras estão listadas no Apêndice I. Ilustra-se, como primeiro exemplo, a sentença para a Regra 1 (Tabela 18) para desligar um capacitor de 345 kV em Tijuco Preto:

*Se* (IA750 é Alta) *e* (TP500 é Alta) *e* (EC1 é Ligado) *então* (C1 é Desliga)

Embutido nas regras há o respeito à hierarquia da atuação nos recursos de controle de tensão. Como na prática, é garantida a utilização dos recursos mais próximos das grandezas controladas, buscando-se, quando da verificação de tensões altas, somente ligar reatores após o desligamento prévio de capacitores

---

próximos <sup>17</sup> ou, uma estratégia inversa <sup>18</sup> (desligar previamente reatores, antes de se ligar capacitores próximos), quando de verificação de baixas tensões nas barras controladas, evitando-se a circulação de potência reativa entre estes recursos. Exemplos de sentenças contendo este cuidado são as regras 1 e 2 das Tabelas 17 e 18, respectivamente:

*Se* (IA750 é Alta) *e* (TP500 é Alta) *e* (EC1 é Desligado) *e* (DispR5 é Não-Zero) **então** (R5 é Liga)

e

*Se* (IV750 é não-Alta) *e* (IA750 é Baixa) *e* (IV500 é não-Alta) *e* (TP500 é Baixa) *e* (TP345 é não-Alta) *e* (DispC1 é Não-Zero) *e* (ER5 é Desligado) **então** (C1 é Liga)

Pode ser observado com os exemplos dados que antes da decisão para a utilização de um controle *shunt* de tensão, o sistema de inferência também checa previamente a disponibilidade do recurso (disponibilidade “não-zero”, para ligar; estado “ligado” para desligar). Esta inferência é particularmente importante para aplicações em tempo real, onde a disponibilidade total dos dispositivos pode estar afetada por manutenções, agilizando a decisão pela utilização de um recurso remoto de controle, no caso da constatação de um

---

<sup>17</sup> Como exemplos, verificar exigência de condição, nas regras 1 e 3 da Tabela 17, do estado “desligado” dos bancos de capacitores de 200 Mvar de Tijuco Preto (C1), para ligar os bancos de reatores de 180 Mvar de Tijuco Preto (R5).

<sup>18</sup> Como exemplos, verificar exigência de condição, nas regras 2 e 4 da Tabela 18, do estado “desligado” dos bancos de reatores de 180 Mvar de Tijuco Preto (R5), para ligar os bancos de capacitores de 200 Mvar de Tijuco Preto (C1).

---

esgotamento da potência reativa local<sup>19</sup>. Um exemplo de sentença para uso dos capacitores de 345 kV de Tijuco Preto (C1), como recurso remoto (devido indisponibilidade, ou esgotamento, dos reatores R1 e R2 do terciário da transformação de Ivaiporã para o controle da tensão local), é a regra 5 da Tabela 18:

*Se (IV750 é Alta) e (IV500 é Alta) e (EC1 é Ligado) e (DispR1 é Zero) e (DispR2 é Zero) então (C1 é Desliga)*

A hierarquia embutida nas regras também considera a necessidade de minimização das manobras nos recursos de controle *shunt* de tensão (bancos de capacitores ou reatores), evitando o desgaste destes equipamentos. Estes recursos somente são utilizados quando da violação simultânea da tensão de duas barras localmente controladas, deixando para os *LTC*, sempre que possível, as manobras para correção das violações que não se enquadrem neste critério. Por sua vez, para as manobras em *LTC*, é necessária a verificação conjunta da violação da tensão controlada pelo *tape* e da não violação da tensão do lado oposto da transformação contendo o recurso. Entretanto, com base na mesma estratégia de auxílio remoto de recursos *shunts*, os *LTC* são também utilizados para auxiliar o controle em barras mais distantes, cujos recursos locais estejam esgotados, caso esta manobra não viole as tensões locais controladas por este dispositivo<sup>20</sup>.

---

<sup>19</sup> Como exemplo, verificar exigência de condição, na regra 3 da Tabela 15, de um eventual estado de disponibilidade “zero” dos reatores de 180 Mvar de Tijuco Preto (R5), para ligar os bancos de reatores de 180 Mvar de Ivaiporã (R1), como recurso de controle remoto das tensões em Tijuco Preto.

<sup>20</sup> Como exemplos, verificar exigência de condição, nas regras 6 e 8 da Tabela 19, de uma eventual indisponibilidade (disponibilidade “zero” dos bancos de capacitores de 200 Mvar de Tijuco Preto (C1)),

A inferência proposta também permite representar de forma mais adequada uma importante ação de controle: a ordem, por parte dos operadores, da mudança da tensão de referência de uma barra remotamente controlada por reguladores automáticos de tensão. Estas ordens são normalmente motivadas quando há alteração no perfil de tensão de um tronco de transmissão controlado por estes dispositivos. Esta estratégia é de difícil representação na modelagem tradicional, capaz de permitir a monitoração de somente uma barra de referência, mesmo que seja substituído o valor fixo de referência para o controle remoto, por outro valor, considerando uma faixa de tensão.

As regras da Tabela 22, estabelecidas para atuação na referência do regulador automático de tensão da UHE Itaipú 60 Hz (RefG1, na Figura 67), evidenciam a estratégia de controle do perfil de tensão do sistema responsável para o escoamento da geração desta usina, através da monitoração simultânea das faixas de tensão de várias barras ao longo do tronco de 750 kV.

---

para variar o LTC da transformação de 765/500 kV de Ivaiporã, como recurso remoto para a elevação das tensões de Tijuco Preto (sentenças 30 e 32 do Apêndice I).

A correta representação da atuação deste recurso é importante para a garantia de melhores margens de carregamento nas análises de estabilidade de tensão, garantindo uma reserva dinâmica de potência reativa, mas, ao mesmo tempo, evitando o aumento desnecessário de perdas nos grandes troncos de transmissão, como os normalmente associados ao suprimento a grandes áreas do sistema elétrico brasileiro [Ferreira, 1999a].

Tabela 15 – Regras para Manobras do Primeiro Grupo de Bancos de Reatores de Terciário da Transformação de Ivaiporã – R1 (3 x 180 Mvar)

REGRA	IV		IA	TP		IU	C1		R5		R1		R2		DIF	MAN	ORIG BACK
	750	500	750	500	345	500	DISP	E	DISP	E	DISP	E	DISP	E	R1-R2		
1	AT	AT										~ZERO			~POS	L	
2	BX	BX	~AT	~AT	~AT								LIG		POS	D	
3	~BX	~BX	AT	AT	~BX			DESL	ZERO			~ZERO			~POS	L	R5 (1)
4	~BX	~BX	AT	~BX	AT			DESL	ZERO			~ZERO			~POS	L	R5 (3)
5	~AT	~AT	BX	BX	~AT			ZERO			DESL		LIG		POS	D	C1 (2)
6	~AT	~AT	BX	~AT	BX			ZERO			DESL		LIG		POS	D	C1 (4)

**Legenda:**

<b>DISP</b>	Disponibilidade do equipamento	<b>BX</b>	Baixa	<b>LIG</b>	Ligado	<b>L</b>	Liga	<b>DIF</b>	Diferença entre os reatores ligados nos terciários da transformação de Ivaiporã
<b>E</b>	Estado do equipamento	~	Não	<b>DESL</b>	Desligado	<b>D</b>	Desliga	<b>MAN</b>	Ação de manobra
<b>AT</b>	Alta	<b>POS</b>	Positiva	<b>AP</b>	Aumenta Pouco	<b>DP</b>	Diminui Pouco	<b>ORIG BACK</b>	Regra (entre parênteses) do equipamento que pode originar, pela impossibilidade de atuação, a regra de manobra neste recurso como <i>backup</i>

Tabela 16 – Regras para Manobras do Segundo Grupo de Bancos de Reatores de Terciário da Transformação de Ivaiporã – R2 (3 x 180 Mvar)

REGRA	IV		IA	TP		IU	C1		R5		R1		R2		DIF	MAN	ORIG BACK
	750	500	750	500	345	500	DISP	E	DISP	E	DISP	E	DISP	E	R1-R2		
1	AT	AT											~ZERO		POS	L	
2	BX	BX	~AT	~AT	~AT									LIG	~POS	D	
3	~BX	~BX	AT	AT	~BX			DESL	ZERO				~ZERO		POS	L	R5 (1)
4	~BX	~BX	AT	~BX	AT			DESL	ZERO				~ZERO		POS	L	R5 (3)
5	~AT	~AT	BX	BX	~AT		ZERO			DESL				LIG	~POS	D	C1 (2)
6	~AT	~AT	BX	~AT	BX		ZERO			DESL				LIG	~POS	D	C1 (4)

**Legenda:**

<b>DISP</b>	Disponibilidade do equipamento	<b>BX</b>	Baixa	<b>LIG</b>	Ligado	<b>L</b>	Liga	<b>DIF</b>	Diferença entre os reatores ligados nos terciários da transformação de Ivaiporã
<b>E</b>	Estado do equipamento	~	Não	<b>DESL</b>	Desligado	<b>D</b>	Desliga	<b>MAN</b>	Ação de manobra
<b>AT</b>	Alta	<b>POS</b>	Positiva	<b>AP</b>	Aumenta Pouco	<b>DP</b>	Diminui Pouco	<b>ORIG BACK</b>	Regra (entre parênteses) do equipamento que pode originar, pela impossibilidade de atuação, a regra de manobra neste recurso como <i>backup</i>

Tabela 17 – Regras para Manobras do Banco de Reatores de Terciário da Transformação 765/500 kV de Tijuco Preto – R5 (2 x 180 Mvar)

REGRA	IV		IA	TP		IU	C1		R5		R1		R2		DIF	MAN	ORIG BACK
	750	500	750	500	345	500	DISP	E	DISP	E	DISP	E	DISP	E	R1-R2		
1			AT	AT					DESL	~ZERO						L	C1 (1)
2	~AT	~AT	BX	BX	~AT						LIG					D	
3			AT		AT				DESL	~ZERO						L	C1 (3)
4	~AT	~AT	BX	~AT	BX						LIG					D	
5	BX	BX	~AT	~AT	~AT						LIG		DESL		DESL	D	R12 (2)
6	AT	AT		~BX	~BX				DESL	~ZERO		ZERO		ZERO		L	C1 (5)

**Legenda:**

<b>DISP</b>	Disponibilidade do equipamento	<b>BX</b>	Baixa	<b>LIG</b>	Ligado	<b>L</b>	Liga	<b>DIF</b>	Diferença entre os reatores ligados nos terciários da transformação de Ivaiporã
<b>E</b>	Estado do equipamento	~	Não	<b>DESL</b>	Desligado	<b>D</b>	Desliga	<b>MAN</b>	Ação de manobra
<b>AT</b>	Alta	<b>POS</b>	Positiva	<b>AP</b>	Aumenta Pouco	<b>DP</b>	Diminui Pouco	<b>ORIG BACK</b>	Regra (entre parênteses) do equipamento que pode originar, pela impossibilidade de atuação, a regra de manobra neste recurso como <i>backup</i>



Tabela 18 – Regras para Manobras do Banco de Capacitores de Tijuco Preto 345 kV – C1 (9 x 200 Mvar)

REGRA	IV		IA	TP		IU	C1		R5		R1		R2		DIF	MAN	ORIG BACK
	750	500	750	500	345	500	DISP	E	DISP	E	DISP	E	DISP	E	R1-R2		
1			AT	AT				LIG								D	
2	~AT	~AT	BX	BX	~AT		~ZERO			DESL						L	R5 (2)
3			AT		AT			LIG								D	
4	~AT	~AT	BX	~AT	BX		~ZERO			DESL						L	R5 (4)
5	AT	AT						LIG			ZERO		ZERO			D	R12 (1)
6	BX	BX	~AT	~AT	~AT		~ZERO			DESL		DESL		DESL		L	R5 (5)

**Legenda:**

<b>DISP</b>	Disponibilidade do equipamento	<b>BX</b>	Baixa	<b>LIG</b>	Ligado	<b>L</b>	Liga	<b>DIF</b>	Diferença entre os reatores ligados nos terciários da transformação de Ivaiporã
<b>E</b>	Estado do equipamento	~	Não	<b>DESL</b>	Desligado	<b>D</b>	Desliga	<b>MAN</b>	Ação de manobra
<b>AT</b>	Alta	<b>POS</b>	Positiva	<b>AP</b>	Aumenta Pouco	<b>DP</b>	Diminui Pouco	<b>ORIG BACK</b>	Regra (entre parênteses) do equipamento que pode originar, pela impossibilidade de atuação, a regra de manobra neste recurso como <i>backup</i>

Tabela 19 – Regras para Manobras no LTC da Transformação de Ivaiporã –T1 ( $\pm 1\%$ )

REGRA	IV		IA	TP		IU	C1		R5		R1		R2		DIF	MAN	ORIG BACK
	750	500	750	500	345	500	DISP	E	DISP	E	DISP	E	DISP	E	R1-R2		
1	AT	~AT														AP	
2	~AT	AT														DP	
3	BX	~BX														DP	
4	~BX	BX														AP	
5	~BX	~AT	AT	AT				DESL	ZERO		ZERO		ZERO			AP	R12 (3)
6	~AT	~BX	BX	BX			ZERO			DESL		DESL		DESL		DP	R12 (5)
7	~BX	~AT	AT		AT			DESL	ZERO		ZERO		ZERO			AP	R12 (4)
8	~AT	~BX	BX	~AT	BX		ZERO			DESL		DESL		DESL		DP	R12 (6)

**Legenda:**

<b>DISP</b>	Disponibilidade do equipamento	<b>BX</b>	Baixa	<b>LIG</b>	Ligado	<b>L</b>	Liga	<b>DIF</b>	Diferença entre os reatores ligados nos terciários da transformação de Ivaiporã
<b>E</b>	Estado do equipamento	~	Não	<b>DESL</b>	Desligado	<b>D</b>	Desliga	<b>MAN</b>	Ação de manobra
<b>AT</b>	Alta	<b>POS</b>	Positiva	<b>AP</b>	Aumenta Pouco	<b>DP</b>	Diminui Pouco	<b>ORIG BACK</b>	Regra (entre parênteses) do equipamento que pode originar, pela impossibilidade de atuação, a regra de manobra neste recurso como <i>backup</i>

Tabela 20 – Regras para Manobras no LTC da Transformação 765/345 kV de Tijuco Preto – T2 ( $\pm 1\%$ )

REGRA	IV		IA	TP		IU	C1		R5		R1		R2		DIF	MAN	ORIG BACK
	750	500	750	500	345	500	DISP	E	DISP	E	DISP	E	DISP	E	R1-R2		
1			~AT		AT											DP	
2			AT		~AT											AP	
3			~BX		BX											AP	
4			BX	~AT	~BX											DP	
5	AT	AT		~BX	~AT			DESL	ZERO		ZERO		ZERO			AP	R5 (6)
6	BX	BX	~AT	~AT	~BX		ZERO			DESL		DESL		DESL		DP	C1 (6)

**Legenda:**

<b>DISP</b>	Disponibilidade do equipamento	<b>BX</b>	Baixa	<b>LIG</b>	Ligado	<b>L</b>	Liga	<b>DIF</b>	Diferença entre os reatores ligados nos terciários da transformação de Ivaiporã
<b>E</b>	Estado do equipamento	~	Não	<b>DESL</b>	Desligado	<b>D</b>	Desliga	<b>MAN</b>	Ação de manobra
<b>AT</b>	Alta	<b>POS</b>	Positiva	<b>AP</b>	Aumenta Pouco	<b>DP</b>	Diminui Pouco	<b>ORIG BACK</b>	Regra (entre parênteses) do equipamento que pode originar, pela impossibilidade de atuação, a regra de manobra neste recurso como <i>backup</i>

Tabela 21 – Regras para Manobras no LTC da Transformação 765/500 kV de Tijuco Preto – T3 ( $\pm 1\%$ )

REGRA	IV		IA	TP		IU	C1		R5		R1		R2		DIF	MAN	ORIG BACK
	750	500	750	500	345	500	DISP	E	DISP	E	DISP	E	DISP	E	R1-R2		
1			~AT	AT												DP	
2			AT	~AT												AP	
3			~BX	BX												AP	
4			BX	~BX	~AT											DP	
5	AT	AT		~AT	~BX			DESL	ZERO		ZERO		ZERO			AP	R5 (6)
6	BX	BX	~AT	~BX	~AT		ZERO			DESL		DESL		DESL		DP	C1 (6)

**Legenda:**

<b>DISP</b>	Disponibilidade do equipamento	<b>BX</b>	Baixa	<b>LIG</b>	Ligado	<b>L</b>	Liga	<b>DIF</b>	Diferença entre os reatores ligados nos terciários da transformação de Ivaiporã
<b>E</b>	Estado do equipamento	~	Não	<b>DESL</b>	Desligado	<b>D</b>	Desliga	<b>MAN</b>	Ação de manobra
<b>AT</b>	Alta	<b>POS</b>	Positiva	<b>AP</b>	Aumenta Pouco	<b>DP</b>	Diminui Pouco	<b>ORIG BACK</b>	Regra (entre parênteses) do equipamento que pode originar, pela impossibilidade de atuação, a regra de manobra neste recurso como <i>backup</i>

Tabela 22 – Regras para Atuação na Referência do Regulador Automático de Tensão da UHE Itaipú 60 Hz – Ref G1 ( $\pm 0,5\%$ )

REGRA	IV		IA	TP		IU	C1		R5		R1		R2		DIF	MAN	ORIG BACK
	750	500	750	500	345	500	DISP	E	DISP	E	DISP	E	DISP	E	R1-R2		
1	AT	~BX	AT	~BX	~BX	~BX										DP	
2	BX	~AT	BX	~AT	~AT	~AT										AP	

**Legenda:**

<b>DISP</b>	Disponibilidade do equipamento	<b>BX</b>	Baixa	<b>LIG</b>	Ligado	<b>L</b>	Liga	<b>DIF</b>	Diferença entre os reatores ligados nos terciários da transformação de Ivaiporã
<b>E</b>	Estado do equipamento	~	Não	<b>DESL</b>	Desligado	<b>D</b>	Desliga	<b>MAN</b>	Ação de manobra
<b>AT</b>	Alta	<b>POS</b>	Positiva	<b>AP</b>	Aumenta Pouco	<b>DP</b>	Diminui Pouco	<b>ORIG BACK</b>	Regra (entre parênteses) do equipamento que pode originar, pela impossibilidade de atuação, a regra de manobra neste recurso como <i>backup</i>

### V.6.1 - Resultados

A proposta da modificação de um programa de fluxo de potência, de maneira a permitir a obtenção automática da solução do problema em cada patamar de carregamento, de acordo com uma dada curva de carga de uma área de interesse [Passos, 2004; Passos, 2005] é aqui utilizada de forma a incorporar o sistema especialista *fuzzy* proposto. Desta forma, busca-se aperfeiçoar a técnica anteriormente apresentada neste trabalho para simular a atuação dos operadores nos recursos lentos, durante a análise a longo-termo da estabilidade de tensão. O fluxograma da Figura 73 mostra a estrutura básica do algoritmo de solução da curva de carga, implementado no programa de fluxo de potência, também modificado de forma a interagir com o sistema especialista *fuzzy*, construído com auxílio da *Toolbox* do MATLAB – V. 7.1 [Mathworks, 2008] (Apêndice I).

As variáveis de entrada (tensões, além do estado e disponibilidade dos dispositivos *shunts* de controle de tensão) são lidas para cada caso convergido de fluxo de potência, considerando os incrementos previstos na curva de carga e redespachos de geração necessários. O sistema especialista *fuzzy* ajusta (considerando fielmente a natureza discreta dos dispositivos) os recursos de controle de tensão (tapes, capacitores, reatores e referências para os reguladores de tensão). O programa de fluxo de potência lê os ajustes propostos e tenta a convergência do caso. Caso não haja convergência, é utilizada a heurística apresentada na Seção IV.3 para a convergência dos pontos da curva de carga. Após a aplicação da heurística, o caso é gravado em arquivo histórico e o sistema especialista *fuzzy* busca novos ajustes nos recursos de controle de tensão para o próximo ponto de operação, até que o último incremento da curva de carga seja atingido.

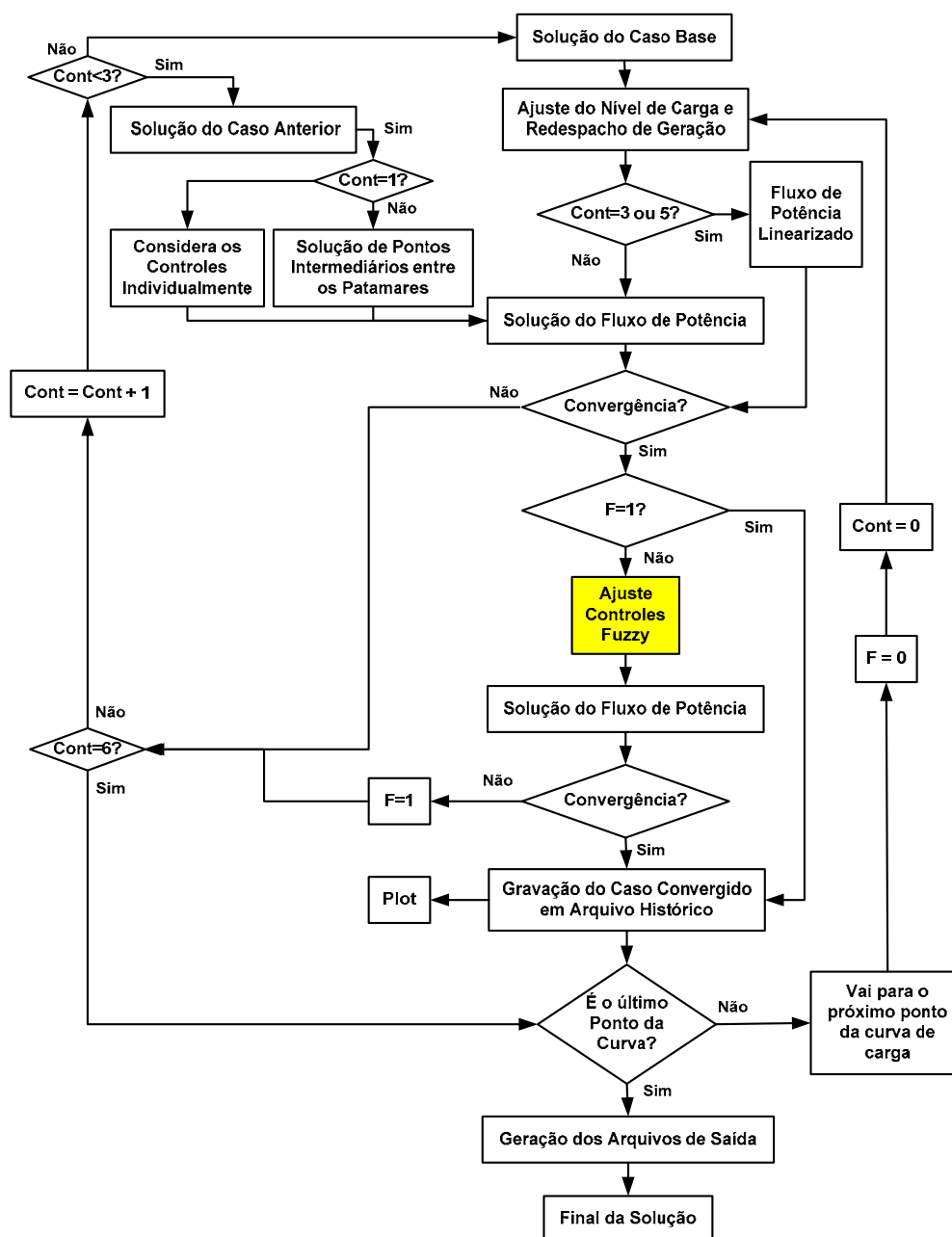


Figura 73 – Algoritmo de Solução da Curva de Carga Incorporando um Sistema Especialista Fuzzy

Um caso real de 2485 barras e 4627 circuitos do Sistema Interligado Nacional – SIN é utilizado para testar o sistema especialista proposto.

A eficiência e robustez do sistema especialista *fuzzy* foi testada considerando a atuação discreta nos recursos de controle de tensão do sistema de transmissão

---

de Itaipú (Figura 67) para os pontos de uma curva de carga real de uma semana típica na área Rio de Janeiro / Espírito Santo.

A carga ativa e reativa da área em estudo foi considerada como sendo do tipo potência constante, mantendo-se fixo o fator de potência durante toda a semana de simulação. Ainda com o objetivo de testar a robustez do método, considerou-se um maior fator de participação para a geração na usina de Itaipú e dos geradores da região Sul, no atendimento do balanço entre carga e geração durante a simulação.

A curva de carga da área Rio de Janeiro / Espírito, utilizada como dado de entrada em valores percentuais do carregamento do caso base, é a mesma apresentada no Capítulo IV (Figura 21). Vale lembrar que esta curva é composta por 336 pontos, representando valores médios de carregamento, em intervalos de 30 minutos, de uma semana típica do mês de abril de 2003, com início em uma sexta-feira.

Os limites de tensão, tanto sistêmicos como os específicos (estabelecidos em instruções de operação), considerados para as principais barras do sistema estudado, são os mesmos considerados no Capítulo IV e representados nas Tabelas 6 e 7.

As Figuras 74 a 79 mostram as variáveis de saída do sistema especialista *fuzzy*, responsáveis pela atuação nos dispositivos de controle do tronco de transmissão de Itaipú, escolhido para teste. É importante observar a manutenção da natureza discreta da atuação nestes dispositivos a cada atuação. Apesar da atuação discreta e muitas vezes simultânea nestes recursos, do grande impacto destas manobras e das significativas variações de carga e geração entre os patamares da curva de carga simulada, houve convergência de 100% dos 336 patamares de carga (ver Apêndice II), atestando a robustez do método, com a heurística para a convergência sendo utilizada como recurso somente em três patamares (51, 52 e 171).



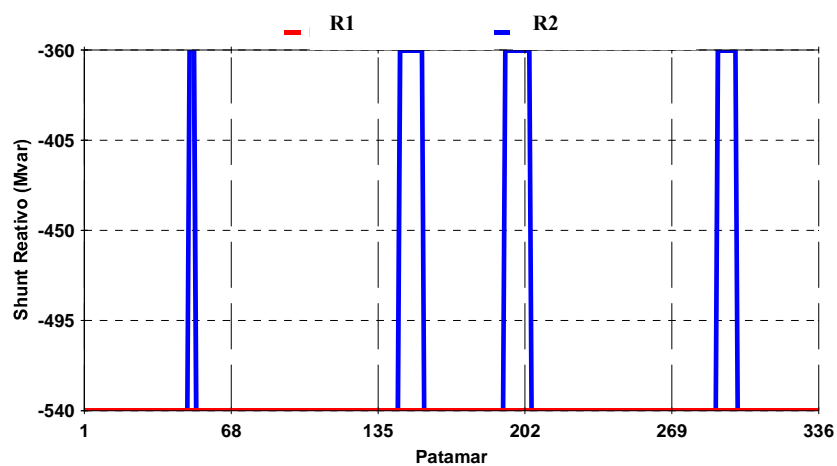


Figura 74 – Atuação nos Reatores de Ivaiporã (R1 e R2)

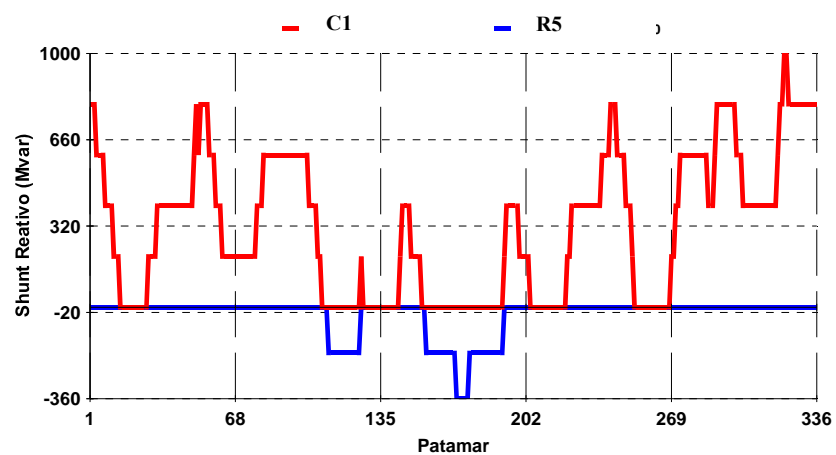


Figura 75 – Atuação nos Reatores e Capacitores de T. Preto (R5 e C1)

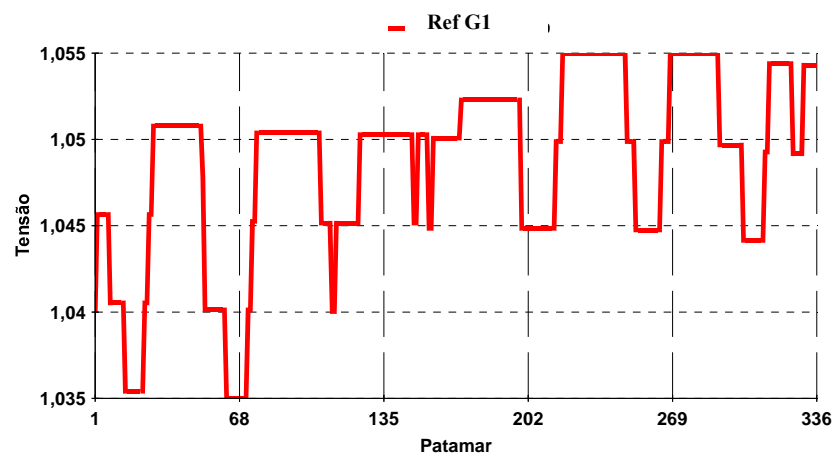


Figura 76 – Atuação na Referência do Regulador de Tensão de Itaipú (Ref G1)

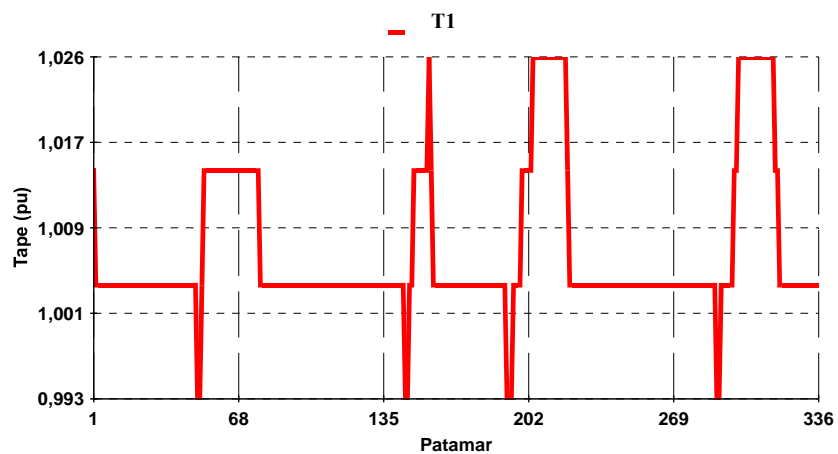


Figura 77 – Atuação nos LTC 500/750 kV de Ivaiporã (T1)

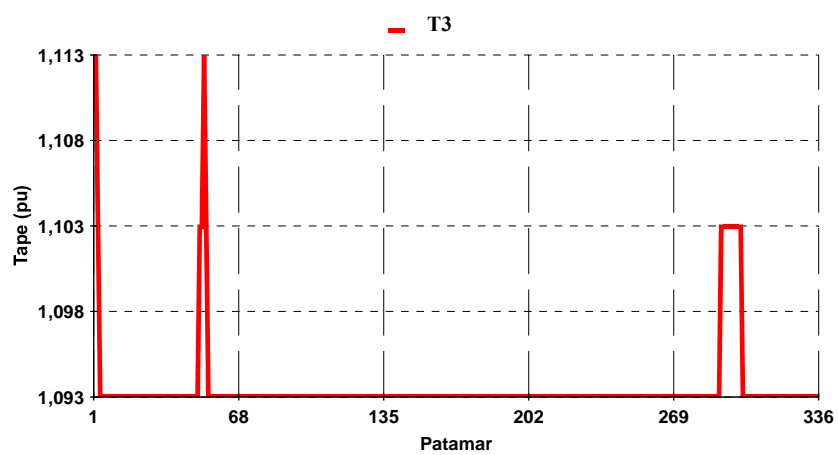


Figura 78 – Atuação nos LTC de T. Preto 500/750 kV (T3)

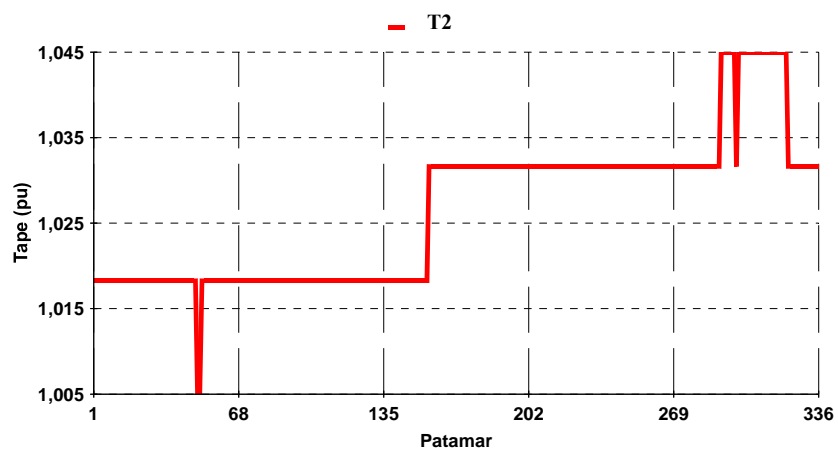


Figura 79 – Atuação nos LTC de T. Preto 345/750 kV (T2)

Também vale notar na Figura 75, a coerência e a hierarquia das atuações nos bancos de reatores e de capacitores de Tijuco Preto, evitando a indesejada operação simultânea de ambos dispositivos e a circulação de potência reativa na estação.

O resultado da atuação do sistema especialista *fuzzy* proposto é mostrado (Figuras 80 a 85) através da monitoração das principais grandezas do sistema teste. Cabe ressaltar o respeito aos limites de tensão e de potência reativa e constatar que as maiores variações contíguas – exigindo um menor tempo para atuação nos controles (intervalos de 30 minutos), ficaram limitadas aos horários de mudança entre patamares de carga mais díspares (patamares 144 e 155, das rampas de carga de sábado e domingo, ver Figura 86), impondo naturalmente um maior rearranjo da utilização dos recursos de controle de tensão nestas situações, conforme prática verificada na operação em tempo real.

A Figura 84 atesta, através da pequena variação da geração de potência reativa observada nas unidades geradoras de Itaipú, que o gerenciamento dos recursos de controle de tensão por parte do sistema especialista *fuzzy* foi efetivo. Mesmo considerando a simulação de uma semana inteira da carga da área (envolvendo variações de até 40 % entre patamares), a reserva girante de potência reativa da principal fonte deste recurso para o tronco de transmissão estudado manteve-se praticamente inalterada, colaborando para um melhor desempenho do sistema frente a perturbações e minimizando perdas no tronco associado.

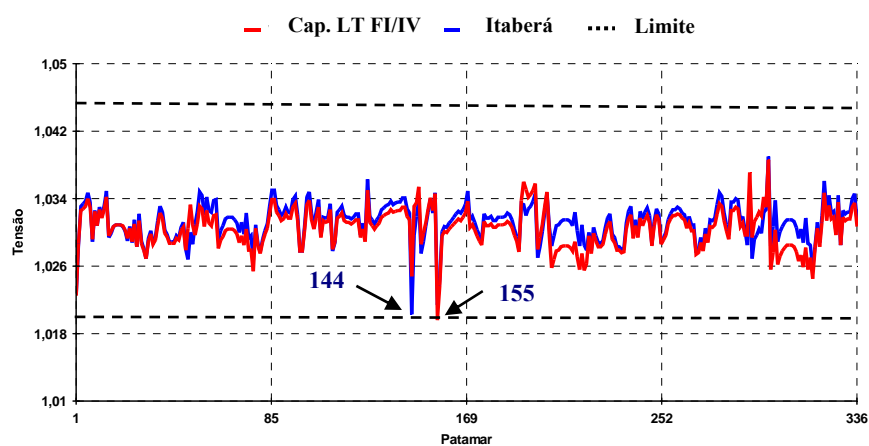


Figura 80 – Tensões Cap. Série da LT Ivaiporã / Itaberá e na Barra Itaberá 750 kV

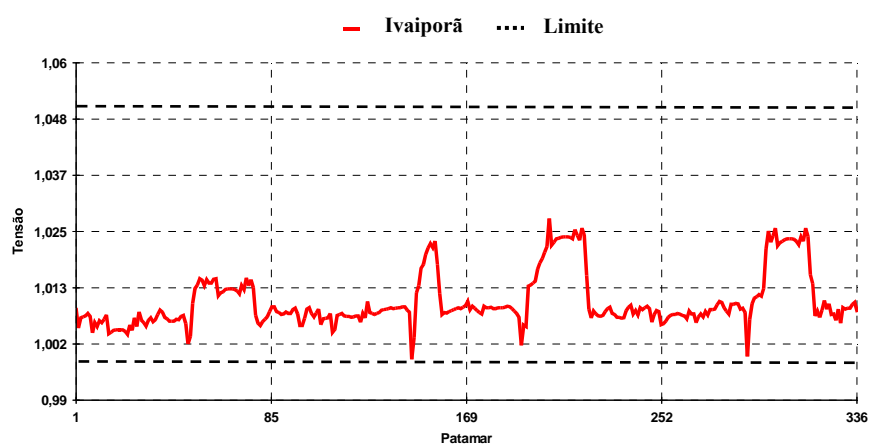


Figura 81 – Tensão da Barra de Ivaiporã 500 kV

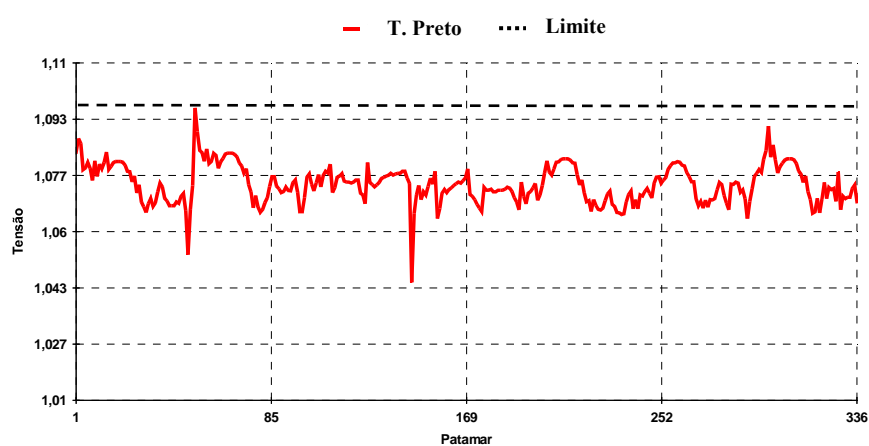


Figura 82 – Tensão da Barra de Tijuco Preto 500 kV

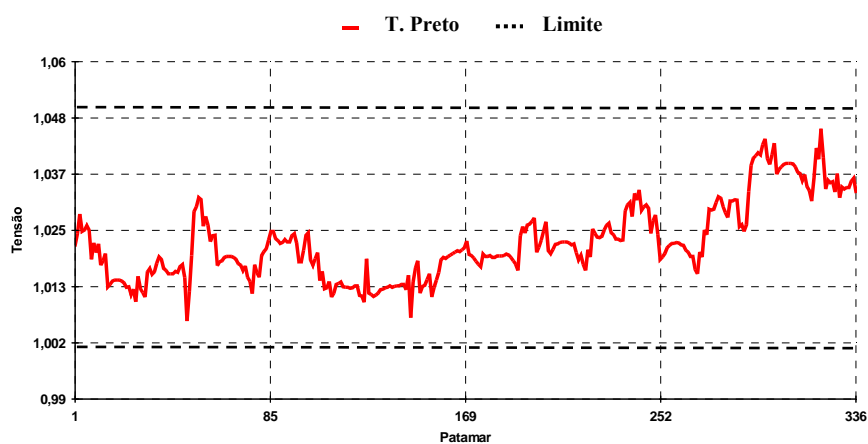


Figura 83 – Tensão da Barra de Tijuco Preto 345 kV

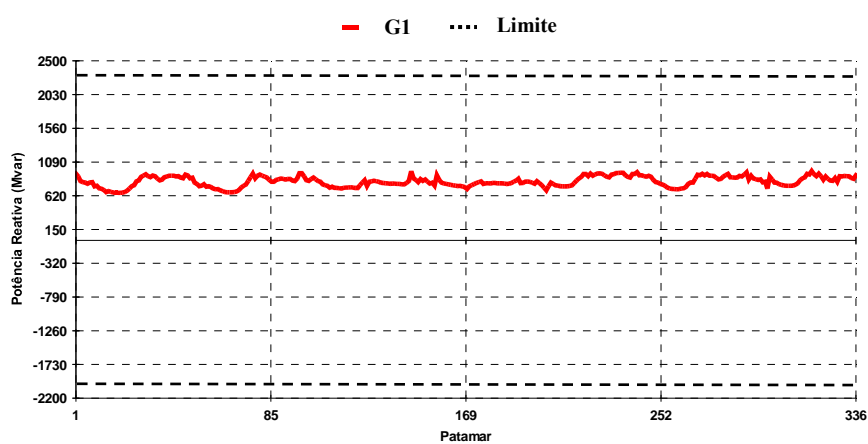


Figura 84 – Geração de Potência Reativa na Usina Itaipú (G1)

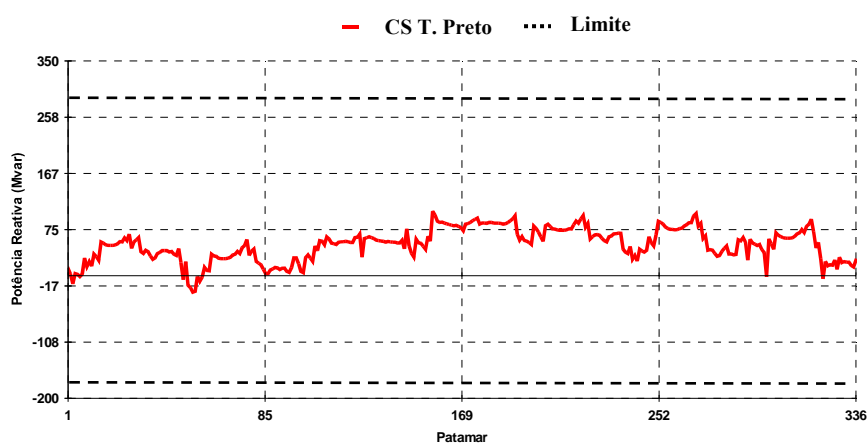


Figura 85 – Geração de Potência Reativa no C. Síncrono de T. Preto

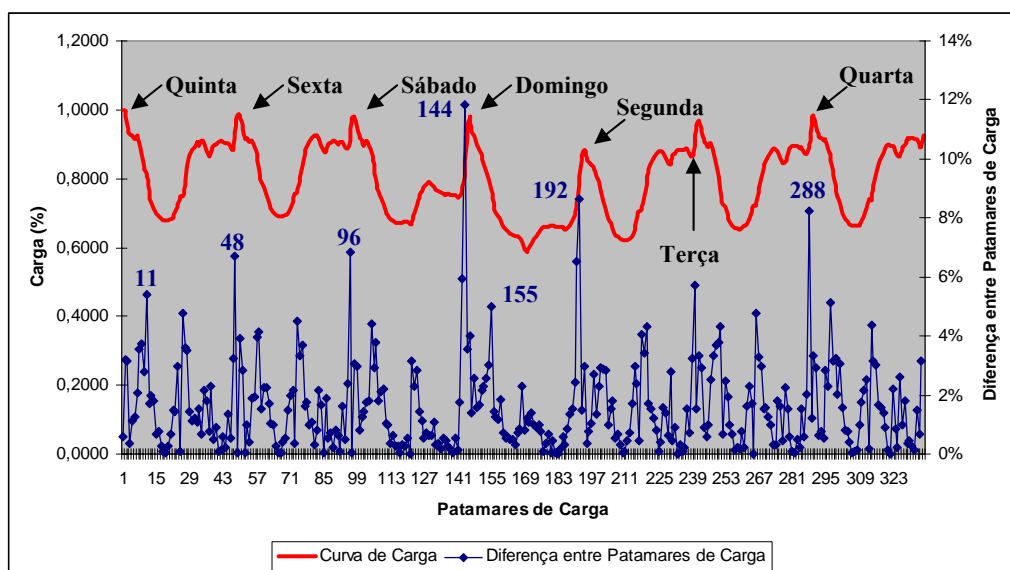


Figura 86 – Diferença Percentual entre Patamares da Curva de Carga

## **CAPÍTULO VI -**

# **CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS**

Com base em ocorrências reais de um sistema elétrico de grande porte, este trabalho comprovou que as técnicas de análise estática para o estudo da instabilidade de tensão são sensíveis ao ponto de operação estudado, demandando a necessidade de uma adequada representação do sistema, para uma correta previsão do seu comportamento em pontos de operação futuros.

Utilizando um programa de fluxo de potência, modificado de forma a incorporar eficientemente a representação da carga e da atuação dos dispositivos de controle nas análises estáticas a longo-termo da estabilidade de tensão, o método proposto neste trabalho mostrou sua capacidade para indicar as áreas envolvidas e candidatas para ações de controle, de forma a evitar, com segurança, instabilidades de tensão.

Ao mesmo tempo em que foi mostrado que a representação incompleta dos recursos discretos de controle de tensão pode fornecer resultados conservativos da margem de carregamento de um sistema, também ficou evidente, por outro lado, que a não representação das cargas do tipo motor de indução pode provocar impacto contrário na obtenção desta margem, além do risco de se obter informações distorcidas com relação à interação entre os dispositivos de controle de tensão. Desta maneira, o método proposto neste trabalho recomendou a representação das cargas do tipo motor de indução diretamente na matriz Jacobiana [Henriques, 2002a; Ferreira, 2004], através de modelos típicos agregados, sempre que se fizer necessária esta modelagem – principalmente nas áreas submetidas a temperaturas elevadas, com expressiva carga de refrigeração ou com grandes motores industriais. Esta representação

se mostrou atraente por sua robustez e flexibilidade, permitindo a fácil simulação do crescimento da parcela deste tipo de carga, nos estudos de segurança de tensão.

O método proposto também defendeu que a confiança isolada em técnicas de análise baseadas somente em curvas PV ou QV, não é suficiente para a avaliação da estabilidade de tensão, sendo as informações contidas em ambas as curvas importantes, necessárias e complementares. Nesta abordagem, a margem de carregamento inicial foi obtida com auxílio da curva PV e da correta representação da atuação em dispositivos de controle, durante o processo de solução automática da curva de carga do sistema. O método da continuação, modificado de forma a incorporar o chaveamento automático e discreto de grandes bancos de capacitores / reatores e a atuação manual de *LTC* sistêmicos por parte dos operadores do sistema, foi utilizado na determinação de pontos reais desta curva. Garantida a representação real, o método mostrou que os resultados obtidos quando da consideração conjunta de curvas QV e PV podem convencer, de forma mais clara para as empresas de distribuição, a necessidade de corte de carga como uma ação urgente e derradeira para evitar a perda do controle de tensão em um nível sistêmico.

A representação da atuação lenta de *LTC* sistêmicos e do chaveamento automático e discreto de bancos de capacitores/reatores em um programa de fluxo de potência, através de uma lógica estruturada de controle por faixas de tensão, mostrou ser efetiva, robusta e relevante. Apesar do avanço, a incorporação proposta não se mostrou trivial nem desprovida de conflito, considerando-se a inerente necessidade de determinação prévia de uma lógica única que pudesse atender diferentes direções de crescimento de carga, configurações da rede e impedimento de recursos. Para enfrentar este problema, este trabalho propôs o aperfeiçoamento do método de representação dos dispositivos de controle por faixa de tensão, através da utilização de um sistema especialista *fuzzy* capaz de melhor representar o raciocínio do operador quando da atuação nestes dispositivos.



Diferenciando-se das aplicações prospectadas na literatura, o sistema especialista *fuzzy* proposto considerou aspectos importantes para o tratamento do problema, como o respeito a todas as restrições do sistema, o tratamento das violações utilizando-se todos os dispositivos de controle de tensão (inclusive o auxílio de remoto), a verificação prévia da disponibilidade de um recurso (importante principalmente para aplicações *on-line* onde a disponibilidade pode estar afetada por serviços de manutenção em um recurso), a existência de regras evitando a circulação de potência reativa entre dispositivos de controle próximos e transformadores operando em paralelo, a minimização de mudanças nas ações de controle, a maximização da reserva de potência reativa e a garantia da robustez da representação da atuação de todos os dispositivos (independentemente do seu tipo ou porte), traduzida através da convergência de 100% dos 336 patamares de uma curva de carga real de uma grande área do sistema elétrico brasileiro.

A implementação do sistema especialista *fuzzy* também permitiu representar de forma mais adequada uma importante e difícil ação de controle – a ordem, por parte dos operadores, da mudança da tensão de referência de uma barra remotamente controlada por reguladores automáticos de tensão. A correta representação da estratégia de atuação neste recurso é importante para a garantia de melhores margens de carregamento nas análises de estabilidade de tensão, garantindo uma reserva dinâmica de potência reativa e evitando o aumento desnecessário de perdas nos grandes troncos de transmissão, como os normalmente associados ao suprimento a grandes áreas do sistema elétrico brasileiro.

Apesar do sistema especialista *fuzzy* proposto neste trabalho ter sido concebido visando sua integração em um programa de fluxo de potência no ambiente de estudos, acredita-se no seu potencial para aplicações em ferramentas de auxílio à operação em tempo real, como também em simuladores de treinamento de operadores.

Ferramentas de avaliação de segurança dinâmica em tempo real podem ter nomogramas mais precisos e o sistema especialista proposto pode facilitar a representação da atuação dos dispositivos de controle nas diversas condições operativas calculadas, embasando melhor as decisões tomadas para o controle da segurança em tempo real.

## VI.1 - Sugestões para Estudos Futuros

Como proposta de desenvolvimentos futuros, sugere-se o desenvolvimento de um processo automático para elaboração da base de conhecimento do sistema especialista, incluindo informações das ferramentas de análise estática na formação das regras de atuação nos dispositivos de controle.

É sabido que o conhecimento humano se ajusta durante a resolução do problema, durante um processo que se convencionou chamar de cognição situada, não sendo possível antecipar completamente todo o conhecimento necessário para a resolução dos problemas. A utilização da lógica *fuzzy* em módulos de apoio à decisão que possam ser configurados pelo usuário parece ser um bom caminho para enfrentar o problema. Estes módulos poderiam ser capazes de compartilhar dados de entrada e saída com outros módulos similares, possibilitando que uma decisão seja apoiada por diagnósticos gerados simultaneamente por um conjunto de ferramentas de processamento distintas, funcionando cooperativamente. Exemplo destas aplicações são os sistemas especialistas híbridos de última geração, incorporando várias ferramentas de apoio à decisão (não só sistemas *fuzzy*, mas também Redes Neurais, Redes Bayesianas, Algoritmos Genéticos e outras), permitindo ao usuário a configuração de um modelo de otimização multi-critério, segundo suas necessidades. Técnicas automáticas de aquisição de conhecimento como o Aprendizado de Máquina, Indução de Regras, Árvores de Decisão,

---

Planejamento de Experimentos e Mineração de Dados vêm mostrando seu potencial para preencher esta lacuna e merecem atenção em futuros estudos.

## VI.2 - Publicações Decorrentes do Estudo

- “MÉTODO ESTÁTICO PARA ANÁLISE A LONGO-TERMO DA SEGURANÇA DE TENSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE GRANDE PORTE”, *XIX SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SNPTEE*, RIO DE JANEIRO, OUTUBRO 2007.
- “MITIGAÇÃO DE RISCOS E CUSTOS ATRAVÉS DE MEDIDAS OPERATIVAS DE CURTO PRAZO”, IN: *PROCEEDINGS OF THE X SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING – SEPOPE*, FLORIANÓPOLIS, MAIO 2006.
- “MÉTODO PARA UMA FERRAMENTA DE AUXÍLIO À RECOMPOSIÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA”, *XVIII SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SNPTEE*, CURITIBA, OUTUBRO 2005.
- “INFLUÊNCIA DA REPRESENTAÇÃO DE MOTORES DE INDUÇÃO E DE DISPOSITIVOS DE CONTROLE AUTOMÁTICOS E DISCRETOS EM ESTUDOS DE SEGURANÇA DE TENSÃO”, IN: *PROCEEDINGS OF THE VII SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING – SEPOPE*, RIO DE JANEIRO, MAIO 2004.
- “SIMULAÇÃO DA CURVA DE CARGA SEMANAL E DE DISPOSITIVOS DISCRETOS PARA AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE CONTROLE DE TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE GRANDE PORTE”, IN: *PROCEEDINGS OF THE IX SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING – SEPOPE*, RIO DE JANEIRO, MAIO 2004.

- “ÍNDICES E MARGENS PARA AVALIAÇÃO DA SEGURANÇA DE TENSÃO NA OPERAÇÃO EM TEMPO REAL”, IN: *5TH LATIN-AMERICAN CONGRESS: ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION*, SÃO PEDRO, NOVEMBER 2003.
- “BENEFÍCIOS DA REPRESENTAÇÃO DO CONTROLE AUTOMÁTICO E DISCRETO DE BANCOS DE CAPACITORES / REATORES E DE *LTC* SISTÊMICOS EM ESTUDOS DE SEGURANÇA DE TENSÃO”, *ARTIGO PREMIADO COMO MELHOR TRABALHO DO GRUPO DE ANÁLISE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA – GAT, XVII SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SNPTEE*, UBERLÂNDIA, OUTUBRO 2003.

---

# APÊNDICE I - CÓDIGO DE PROGRAMAÇÃO DO SISTEMA ESPECIALISTA FUZZY NO MATLAB E PARA INTERFACE COM O ANAREDE

## I.1 - Código MATLAB (Toolbox Fuzzy)

```
[System]
Name='IPU765V4'
Type='mamdani'
Version=2.0
NumInputs=17
NumOutputs=8
NumRules=46
AndMethod='min'
OrMethod='max'
ImpMethod='min'
AggMethod='max'
DefuzzMethod='centroid'

[Input1]
Name='IV750'
Range=[0.9 1.1]
NumMFs=3
MF1='Baixa':'zmf',[1.02 1.03]
MF2='OK':'gausmf',[0.00336292157917509 1.03]
MF3='Alta':'smf',[1.03 1.04]

[Input2]
Name='IA750'
Range=[0.9 1.1]
NumMFs=3
MF1='Baixa':'zmf',[1.01 1.03]
MF2='OK':'gausmf',[0.003363 1.03]
MF3='Alta':'smf',[1.035 1.04]

[Input3]
Name='IV500'
```

```
Range=[0.9 1.15]
NumMFs=3
MF1='Baixa':'zmf',[0.95 1]
MF2='OK':'gausmf',[0.02446 1]
MF3='Alta':'smf',[1.025 1.04]

[Input4]
Name='TP500'
Range=[0.9 1.15]
NumMFs=3
MF1='Baixa':'zmf',[1.05 1.065]
MF2='OK':'gausmf',[0.00891 1.075]
MF3='Alta':'smf',[1.075 1.1]

[Input5]
Name='IUvar'
Range=[-270 300]
NumMFs=3
MF1='Indutivo':'trapmf],[-270 -270 -102 0]
MF2='Zerado':'trapmf],[-100 -50 50 150.498554913295]
MF3='Capacitivo':'trapmf',[0 149.674855491329 300 300]

[Input6]
Name='TP345'
Range=[0.9 1.1]
NumMFs=3
MF1='Baixa':'zmf',[0.99 1.01]
MF2='OK':'gausmf',[0.01231 1.025]
MF3='Alta':'smf',[1.04 1.05]

[Input7]
Name='DispC1'
Range=[-200 2000]
NumMFs=2
MF1='NoZero':'trapmf',[0 200 2000 2000]
MF2='Zero':'trapmf],[-300 -200 -16.67 200]

[Input8]
Name='EC1'
Range=[-200 2000]
NumMFs=2
MF1='Ligado':'trapmf',[0 200 2000 2000]
MF2='Desligado':'trapmf],[-300 -200 0 200]

[Input9]
Name='IU500'
Range=[0.9 1.15]
NumMFs=3
MF1='Baixa':'zmf',[1 1.01]
MF2='OK':'gausmf',[0.009892 1.025]
MF3='Alta':'smf',[1.035 1.05]

[Input10]
Name='DispR1'
Range=[-720 180]
NumMFs=2
MF1='Zero':'trapmf],[-180 0 180 224]
```

---

```
MF2='NoZero':'trapmf',[-805 -804.5 -180 0]
```

```
[Input11]
```

```
Name='DispR2'
```

```
Range=[-720 180]
```

```
NumMFs=2
```

```
MF1='Zero':'trapmf',[-180 0 180 224]
```

```
MF2='NoZero':'trapmf',[-805 -804.5 -180 0]
```

```
[Input12]
```

```
Name='ER1'
```

```
Range=[-720 180]
```

```
NumMFs=2
```

```
MF1='Desligado':'trapmf',[-180 0 180 224]
```

```
MF2='Ligado':'trapmf',[-805 -804.5 -180 0]
```

```
[Input13]
```

```
Name='ER2'
```

```
Range=[-720 180]
```

```
NumMFs=2
```

```
MF1='Desligado':'trapmf',[-180 0 180 224]
```

```
MF2='Ligado':'trapmf',[-805 -804.5 -180 0]
```

```
[Input14]
```

```
Name='ER5'
```

```
Range=[-540 180]
```

```
NumMFs=2
```

```
MF1='Desligado':'trapmf',[-180 0 180 224]
```

```
MF2='Ligado':'trapmf',[-805 -804.5 -180 0]
```

```
[Input15]
```

```
Name='DispR5'
```

```
Range=[-540 180]
```

```
NumMFs=2
```

```
MF1='NoZero':'trapmf',[-805 -804.5 -180 0]
```

```
MF2='Zero':'trapmf',[-180 0 180 224]
```

```
[Input16]
```

```
Name='FSE'
```

```
Range=[0 8000]
```

```
NumMFs=3
```

```
MF1='Baixo':'trapmf',[-100 0 3500 4700]
```

```
MF2='Medio':'trimf',[3500 4700 5500]
```

```
MF3='Alto':'trapmf',[4700 5500 8020 9180]
```

```
[Input17]
```

```
Name='DIF_R1R2'
```

```
Range=[-600 600]
```

```
NumMFs=3
```

```
MF1='Negativa':'trapmf',[-600 -600 -180 0]
```

```
MF2='Zero':'trimf',[-180 0 180]
```

```
MF3='Positiva':'trapmf',[0 180 600 600]
```

```
[Output1]
```

```
Name='REFG1'
```

```
Range=[-0.005 0.005]
```

```
NumMFs=3
```

```
MF1='DP':'trapmf',[-0.008 -0.008 -0.002 0]
MF2='MT':'trimf',[-0.002 0 0.002]
MF3='AP':'trapmf',[0 0.002 0.008 0.008]

[Output2]
Name='R1'
Range=[-400 400]
NumMFs=3
MF1='Liga':'trapmf',[-400 -400 -180 180]
MF2='Desliga':'trapmf',[-180 180 400 400]
MF3='Mantem':'trimf',[-180 0 180]

[Output3]
Name='R2'
Range=[-400 400]
NumMFs=3
MF1='Liga':'trapmf',[-400 -400 -180 180]
MF2='Desliga':'trapmf',[-180 180 400 400]
MF3='Mantem':'trimf',[-180 0 180]

[Output4]
Name='R5'
Range=[-400 400]
NumMFs=3
MF1='Liga':'trapmf',[-400 -400 -180 180]
MF2='Desliga':'trapmf',[-180 180 400 400]
MF3='Mantem':'trimf',[-180 0 180]

[Output5]
Name='C1'
Range=[-400 400]
NumMFs=3
MF1='Desliga':'trapmf',[-400 -400 -200 200]
MF2='Liga':'trapmf',[-200 200 400 400]
MF3='Mantem':'trimf',[-200 0 200]

[Output6]
Name='T1'
Range=[-0.015 0.015]
NumMFs=3
MF1='Manter':'trimf',[-0.01 0 0.01]
MF2='Diminui_Pouco':'trapmf',[-0.02778 -0.02778 -0.01 0.01]
MF3='Aumenta_Pouco':'trapmf',[-0.01 0.01 0.02778 0.02778]

[Output7]
Name='T2'
Range=[-0.02 0.02]
NumMFs=3
MF1='Aumenta_Pouco':'trapmf',[-0.013 0.013 0.02778 0.02778]
MF2='Manter':'trimf',[-0.013 0 0.013]
MF3='Diminui_Pouco':'trapmf',[-0.02778 -0.02778 -0.013 0.013]

[Output8]
Name='T3'
Range=[-0.015 0.015]
NumMFs=3
MF1='Diminui_Pouco':'trapmf',[-0.02778 -0.02778 -0.01 0.01]
```



```
MF2='Aumenta_Pouco':'trapmf',[-0.01 0.01 0.02778 0.02778]
MF3='Manter':'trimf',[-0.01 0 0.01]
```

```
[Rules]
```

```
3 0 3 0 0 0 0 0 0 2 0 0 0 0 0 0 -3, 0 1 0 0 0 0 0 0 0 (1) : 1
1 -3 1 -3 0 -3 0 0 0 0 0 2 0 0 0 0 3, 0 2 0 0 0 0 0 0 0 (1) : 1
-1 3 -1 3 0 -1 0 2 0 2 0 0 0 0 2 0 -3, 0 1 0 0 0 0 0 0 0 (1) : 1
-1 3 -1 -1 0 3 0 2 0 2 0 0 0 0 2 0 -3, 0 1 0 0 0 0 0 0 0 (1) : 1
-3 1 -3 1 0 -3 2 0 0 0 0 2 0 1 0 0 3, 0 2 0 0 0 0 0 0 0 (1) : 1
-3 1 -3 -3 0 1 2 0 0 0 0 2 0 1 0 0 3, 0 2 0 0 0 0 0 0 0 (1) : 1
3 0 3 0 0 0 0 0 0 0 2 0 0 0 0 0 3, 0 0 1 0 0 0 0 0 0 (1) : 1
1 -3 1 -3 0 -3 0 0 0 0 0 0 2 0 0 0 -3, 0 0 2 0 0 0 0 0 0 (1) : 1
-1 3 -1 3 0 -1 0 2 0 0 2 0 0 0 2 0 3, 0 0 1 0 0 0 0 0 0 (1) : 1
-1 3 -1 -1 0 3 0 2 0 0 2 0 0 0 2 0 3, 0 0 1 0 0 0 0 0 0 (1) : 1
-3 1 -3 1 0 -3 2 0 0 0 0 0 2 1 0 0 -3, 0 0 2 0 0 0 0 0 0 (1) : 1
-3 1 -3 -3 0 1 2 0 0 0 0 0 2 1 0 0 -3, 0 0 2 0 0 0 0 0 0 (1) : 1
0 3 0 3 0 0 0 2 0 0 0 0 0 0 1 0 0, 0 0 0 1 0 0 0 0 0 (1) : 1
-3 1 -3 1 0 -3 0 0 0 0 0 0 0 0 2 0 0 0, 0 0 0 2 0 0 0 0 0 (1) : 1
1 -3 1 -3 0 -3 0 0 0 0 0 1 1 2 0 0 0, 0 0 0 2 0 0 0 0 0 (1) : 1
3 0 3 -1 0 -1 0 2 0 1 1 0 0 0 1 0 0, 0 0 0 1 0 0 0 0 0 (1) : 1
0 3 0 3 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0, 0 0 0 0 1 0 0 0 0 (1) : 1
-3 1 -3 1 0 -3 1 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0, 0 0 0 0 2 0 0 0 0 (1) : 1
0 3 0 0 0 3 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0, 0 0 0 0 1 0 0 0 0 (1) : 1
-3 1 -3 -3 0 1 1 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0, 0 0 0 0 2 0 0 0 0 (1) : 1
3 0 3 0 0 0 0 1 0 1 1 0 0 0 0 0 0, 0 0 0 0 1 0 0 0 0 (1) : 1
1 -3 1 -3 0 -3 1 0 0 0 0 1 1 1 0 0 0, 0 0 0 0 2 0 0 0 0 (1) : 1
3 0 -3 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0, 0 0 0 0 0 3 0 0 0 (1) : 1
-3 0 3 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0, 0 0 0 0 0 2 0 0 0 (1) : 1
1 0 -1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0, 0 0 0 0 0 2 0 0 0 (1) : 1
-1 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0, 0 0 0 0 0 3 0 0 0 (1) : 1
-1 3 -3 3 0 0 0 2 0 1 1 0 0 0 2 0 0, 0 0 0 0 0 3 0 0 0 (1) : 1
-3 1 -1 1 0 0 0 2 0 0 0 0 1 1 1 0 0 0, 0 0 0 0 0 2 0 0 0 (1) : 1
-1 3 -3 0 0 3 0 2 0 1 1 0 0 0 2 0 0, 0 0 0 0 0 3 0 0 0 (1) : 1
-3 1 -1 -3 0 1 2 0 0 0 0 1 1 1 0 0 0, 0 0 0 0 0 2 0 0 0 (1) : 1
0 -3 0 0 0 3 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0, 0 0 0 0 0 3 0 0 0 (1) : 1
0 3 0 0 0 -3 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0, 0 0 0 0 0 1 0 0 0 (1) : 1
0 -1 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0, 0 0 0 0 0 1 0 0 0 (1) : 1
0 1 0 -3 0 -1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0, 0 0 0 0 0 3 0 0 0 (1) : 1
3 0 3 -1 0 -3 0 2 0 1 1 0 0 0 2 0 0, 0 0 0 0 0 1 0 0 0 (1) : 1
1 -3 1 -3 0 -1 2 0 0 0 0 1 1 1 0 0 0, 0 0 0 0 0 3 0 0 0 (1) : 1
0 -3 0 3 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0, 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 (1) : 1
0 3 0 -3 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0, 0 0 0 0 0 0 2 0 0 0 (1) : 1
0 -1 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0, 0 0 0 0 0 0 2 0 0 0 (1) : 1
0 1 0 -1 0 -3 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0, 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 (1) : 1
3 0 3 -3 0 -1 0 2 0 1 1 0 0 0 2 0 0, 0 0 0 0 0 0 2 0 0 0 (1) : 1
1 -3 1 -1 0 -3 2 0 0 0 0 1 1 1 0 0 0, 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 (1) : 1
3 3 -1 -1 0 -1 0 0 -1 0 0 0 0 0 0 0 0, 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 (1) : 1
1 1 -3 -3 0 -3 0 0 -3 0 0 0 0 0 0 0 0, 3 0 0 0 0 0 0 0 0 0 (1) : 1
```

---

## I.2 - Sentenças da Base de Regras

1. *Se* (IV750 é Alta) *e* (IV500 é Alta) *e* (DispR1 é Não-Zero) *e* (DIF\_R1R2 é não-Positiva) *então* (R1 é Liga)
2. *Se* (IV750 é Baixa) *e* (IA750 é não-Alta) *e* (IV500 é Baixa) *e* (TP500 é não-Alta) *e* (TP345 é não-Alta) *e* (ER1 é Ligado) *e* (DIF\_R1R2 é Positiva) *então* (R1 é Desliga)
3. *Se* (IV750 é não-Baixa) *e* (IA750 é Alta) *e* (IV500 é não-Baixa) *e* (TP500 é Alta) *e* (TP345 é não-Baixa) *e* (EC1 é Desligado) *e* (DispR1 é Não-Zero) *e* (DispR5 é Zero) *e* (DIF\_R1R2 é não-Positiva) *então* (R1 é Liga)
4. *Se* (IV750 é não-Baixa) *e* (IA750 é Alta) *e* (IV500 é não-Baixa) *e* (TP500 é não-Baixa) *e* (TP345 é Alta) *e* (EC1 é Desligado) *e* (DispR1 é Não-Zero) *e* (DispR5 é Zero) *e* (DIF\_R1R2 é não-Positiva) *então* (R1 é Liga)
5. *Se* (IV750 é não-Alta) *e* (IA750 é Baixa) *e* (IV500 é não-Alta) *e* (TP500 é Baixa) *e* (TP345 é não-Alta) *e* (DispC1 é Zero) *e* (ER1 é Ligado) *e* (ER5 é Desligado) *e* (DIF\_R1R2 é Positiva) *então* (R1 é Desliga)
6. *Se* (IV750 é não-Alta) *e* (IA750 é Baixa) *e* (IV500 é não-Alta) *e* (TP500 é não-Alta) *e* (TP345 é Baixa) *e* (DispC1 é Zero) *e* (ER1 é Ligado) *e* (ER5 é Desligado) *e* (DIF\_R1R2 é Positiva) *então* (R1 é Desliga)
7. *Se* (IV750 é Alta) *e* (IV500 é Alta) *e* (DispR2 é Não-Zero) *e* (DIF\_R1R2 é Positiva) *então* (R2 é Liga)
8. *Se* (IV750 é Baixa) *e* (IA750 é não-Alta) *e* (IV500 é Baixa) *e* (TP500 é não-Alta) *e* (TP345 é não-Alta) *e* (ER2 é Ligado) *e* (DIF\_R1R2 é não-Positiva) *então* (R2 é Desliga)

- 
9. *Se* (IV750 é não-Baixa) *e* (IA750 é Alta) *e* (IV500 é não-Baixa) *e* (TP500 é Alta) *e* (TP345 é não-Baixa) *e* (EC1 é Desligado) *e* (DispR2 é Não-Zero) *e* (DispR5 é Zero) *e* (DIF\_R1R2 é Positiva) **então** (R2 é Liga)
  10. *Se* (IV750 é não-Baixa) *e* (IA750 é Alta) *e* (IV500 é não-Baixa) *e* (TP500 é não-Baixa) *e* (TP345 é Alta) *e* (EC1 é Desligado) *e* (DispR2 é Não-Zero) *e* (DispR5 é Zero) *e* (DIF\_R1R2 é Positiva) **então** (R2 é Liga)
  11. *Se* (IV750 é não-Alta) *e* (IA750 é Baixa) *e* (IV500 é não-Alta) *e* (TP500 é Baixa) *e* (TP345 é não-Alta) *e* (DispC1 é Zero) *e* (ER2 é Ligado) *e* (ER5 é Desligado) *e* (DIF\_R1R2 é não-Positiva) **então** (R2 é Desliga)
  12. *Se* (IV750 é não-Alta) *e* (IA750 é Baixa) *e* (IV500 é não-Alta) *e* (TP500 é não-Alta) *e* (TP345 é Baixa) *e* (DispC1 é Zero) *e* (ER2 é Ligado) *e* (ER5 é Desligado) *e* (DIF\_R1R2 é não-Positiva) **então** (R2 é Desliga)
  13. *Se* (IA750 é Alta) *e* (TP500 é Alta) *e* (EC1 é Desligado) *e* (DispR5 é Não-Zero) **então** (R5 é Liga)
  14. *Se* (IV750 é não-Alta) *e* (IA750 é Baixa) *e* (IV500 é não-Alta) *e* (TP500 é Baixa) *e* (TP345 é não-Alta) *e* (ER5 é Ligado) **então** (R5 é Desliga)
  15. *Se* (IA750 é Alta) *e* (TP345 é Alta) *e* (EC1 é Desligado) *e* (DispR5 é Não-Zero) **então** (R5 é Liga)
  16. *Se* (IV750 é não-Alta) *e* (IA750 é Baixa) *e* (IV500 é não-Alta) *e* (TP500 é não-Alta) *e* (TP345 é Baixa) *e* (ER5 é Ligado) **então** (R5 é Desliga)
  17. *Se* (IV750 é Baixa) *e* (IA750 é não-Alta) *e* (IV500 é Baixa) *e* (TP500 é não-Alta) *e* (TP345 é não-Alta) *e* (ER1 é Desligado) *e* (ER2 é Desligado) *e* (ER5 é Ligado) **então** (R5 é Desliga)
  18. *Se* (IV750 é Alta) *e* (IV500 é Alta) *e* (TP500 é não-Baixa) *e* (TP345 é não-Baixa) *e* (EC1 é Desligado) *e* (DispR1 é Zero) *e* (DispR2 é Zero) *e* (DispR5 é Não-Zero) **então** (R5 é Liga)

- 
19. *Se* (IA750 é Alta) *e* (TP500 é Alta) *e* (EC1 é Ligado) **então** (C1 é Desliga)
  20. *Se* (IV750 é não-Alta) *e* (IA750 é Baixa) *e* (IV500 é não-Alta) *e* (TP500 é Baixa) *e* (TP345 é não-Alta) *e* (DispC1 é Não-Zero) *e* (ER5 é Desligado) **então** (C1 é Liga)
  21. *Se* (IA750 é Alta) *e* (TP345 é Alta) *e* (EC1 é Ligado) **então** (C1 é Desliga)
  22. *Se* (IV750 é não-Alta) *e* (IA750 é Baixa) *e* (IV500 é não-Alta) *e* (TP500 é não-Alta) *e* (TP345 é Baixa) *e* (DispC1 é Não-Zero) *e* (ER5 é Desligado) **então** (C1 é Liga)
  23. *Se* (IV750 é Alta) *e* (IV500 é Alta) *e* (EC1 é Ligado) *e* (DispR1 é Zero) *e* (DispR2 é Zero) **então** (C1 é Desliga)
  24. *Se* (IV750 é Baixa) *e* (IA750 é não-Alta) *e* (IV500 é Baixa) *e* (TP500 é não-Alta) *e* (TP345 é não-Alta) *e* (DispC1 é Não-Zero) *e* (ER1 é Desligado) *e* (ER2 é Desligado) *e* (ER5 é Desligado) **então** (C1 é Liga)
  25. *Se* (IV750 é Alta) *e* (IV500 é não-Alta) **então** (T1 é Aumenta\_Pouco)
  26. *Se* (IV750 é não-Alta) *e* (IV500 é Alta) **então** (T1 é Diminui\_Pouco)
  27. *Se* (IV750 é Baixa) *e* (IV500 é não-Baixa) **então** (T1 é Diminui\_Pouco)
  28. *Se* (IV750 é não-Baixa) *e* (IV500 é Baixa) **então** (T1 é Aumenta\_Pouco)
  29. *Se* (IV750 é não-Baixa) *e* (IA750 é Alta) *e* (IV500 é não-Alta) *e* (TP500 é Alta) *e* (EC1 é Desligado) *e* (DispR1 é Zero) *e* (DispR2 é Zero) *e* (DispR5 é Zero) **então** (T1 é Aumenta\_Pouco)
  30. *Se* (IV750 é não-Alta) *e* (IA750 é Baixa) *e* (IV500 é não-Baixa) *e* (TP500 é Baixa) *e* (DispC1 é Zero) *e* (ER1 é Desligado) *e* (ER2 é Desligado) *e* (ER5 é Desligado) **então** (T1 é Diminui\_Pouco)
  31. *Se* (IV750 é não-Baixa) *e* (IA750 é Alta) *e* (IV500 é não-Alta) *e* (TP345 é Alta) **então** (T1 é Aumenta\_Pouco)

- 
32. *Se* (IV750 é não-Alta) *e* (IA750 é Baixa) *e* (IV500 é não-Baixa) *e* (TP500 é não-Alta) *e* (TP345 é Baixa) *e* (DispC1 é Zero) *e* (ER1 é Desligado) *e* (ER2 é Desligado) *e* (ER5 é Desligado) *então* (T1 é Diminui\_Pouco)
33. *Se* (IA750 é não-Alta) *e* (TP345 é Alta) *então* (T2 é Diminui\_Pouco)
34. *Se* (IA750 é Alta) *e* (TP345 é não-Alta) *então* (T2 é Aumenta\_Pouco)
35. *Se* (IA750 é não-Baixa) *e* (TP345 é Baixa) *então* (T2 é Aumenta\_Pouco)
36. *Se* (IA750 é Baixa) *e* (TP500 é não-Alta) *e* (TP345 é não-Baixa) *então* (T2 é Diminui\_Pouco)
37. *Se* (IV750 é Alta) *e* (IV500 é Alta) *e* (TP500 é não-Baixa) *e* (TP345 é não-Alta) *e* (EC1 é Desligado) *e* (DispR1 é Zero) *e* (DispR2 é Zero) *e* (DispR5 é Zero) *então* (T2 é Aumenta\_Pouco)
38. *Se* (IV750 é Baixa) *e* (IA750 é não-Alta) *e* (IV500 é Baixa) *e* (TP500 é não-Alta) *e* (TP345 é não-Baixa) *e* (DispC1 é Zero) *e* (ER1 é Desligado) *e* (ER2 é Desligado) *e* (ER5 é Desligado) *então* (T2 é Diminui\_Pouco)
39. *Se* (IA750 é não-Alta) *e* (TP500 é Alta) *então* (T3 é Diminui\_Pouco)
40. *Se* (IA750 é Alta) *e* (TP500 é não-Alta) *então* (T3 é Aumenta\_Pouco)
41. *Se* (IA750 é não-Baixa) *e* (TP500 é Baixa) *então* (T3 é Aumenta\_Pouco)
42. *Se* (IA750 é Baixa) *e* (TP500 é não-Baixa) *e* (TP345 é não-Alta) *então* (T3 é Diminui\_Pouco)
43. *Se* (IV750 é Alta) *e* (IV500 é Alta) *e* (TP500 é não-Alta) *e* (TP345 é não-Baixa) *e* (EC1 é Desligado) *e* (DispR1 é Zero) *e* (DispR2 é Zero) *e* (DispR5 é Zero) *então* (T3 é Aumenta\_Pouco)

- 
44. *Se* (IV750 é Baixa) *e* (IA750 é não-Alta) *e* (IV500 é Baixa) *e* (TP500 é não-Baixa) *e* (TP345 é não-Alta) *e* (DispC1 é Zero) *e* (ER1 é Desligado) *e* (ER2 é Desligado) *e* (ER5 é Desligado) *então* (T3 é Diminui\_Pouco)
45. *Se* (IV750 é Alta) *e* (IA750 é não-Baixa) *e* (IV500 é Alta) *e* (TP500 é não-Baixa) *e* (TP345 é não-Baixa) *e* (IU500 é não-Baixa) *então* (REFG1 é DP)
46. *Se* (IV750 é Baixa) *e* (IA750 é Baixa) *e* (IV500 é não-Alta) *e* (TP500 é não-Alta) *e* (TP345 é não-Alta) *e* (IU500 é não-Alta) *então* (REFG1 é AP)

### I.3 - Código Interface ANAREDE

```

function avartens
%
finp = fopen('INPUT.BIN','w');
fout = fopen('OUTPUT.BIN','r');
%
% Entradas
%
icont = fread(fout, 1, 'int16');
%
t1 = 'INPUT_';
np = icont;
t2 = sprintf('%03d', np);
t3 = '.TXT';
nome_out = strcat(t1, t2);
nome_out = strcat(nome_out, t3);
%
t1 = 'OUTPUT_';
np = icont;
t2 = sprintf('%03d', np);
t3 = '.TXT';
nome_inp = strcat(t1, t2);
nome_inp = strcat(nome_inp, t3);
%
finpt = fopen(nome_inp,'w');
fouutt = fopen(nome_out,'w');
%
V62 = fread(fout, 1, 'double');
fprintf(fouutt,'%s %12.8f\n', 'V62', V62);
V66 = fread(fout, 1, 'double');
fprintf(fouutt,'%s %12.8f\n', 'V66', V66);
V72 = fread(fout, 1, 'double');
fprintf(fouutt,'%s %12.8f\n', 'V72', V72);
V77 = fread(fout, 1, 'double');
fprintf(fouutt,'%s %12.8f\n', 'V77', V77);
V78 = fread(fout, 1, 'double');
fprintf(fouutt,'%s %12.8f\n', 'V78', V78);
V1106 = fread(fout, 1, 'double');
fprintf(fouutt,'%s %12.8f\n', 'V1106', V1106);
%
B57MVAR = fread(fout, 1, 'double');
fprintf(fouutt,'%s %12.8f\n', 'B57MVAR', B57MVAR);
B67MVAR = fread(fout, 1, 'double');
fprintf(fouutt,'%s %12.8f\n', 'B67MVAR', B67MVAR);
B78MVAR = fread(fout, 1, 'double');
fprintf(fouutt,'%s %12.8f\n', 'B78MVAR', B78MVAR);
B79MVAR = fread(fout, 1, 'double');
fprintf(fouutt,'%s %12.8f\n', 'B79MVAR', B79MVAR);
%
QG1107 = fread(fout, 1, 'double'); % Mvar
fprintf(fouutt,'%s %12.8f\n', 'QG1107', QG1107);

```

```

%
SFSE = fread(fout, 1, 'double'); % MW
fprintf(foutt, '%s %12.8f\n', 'SFSE', SFSE);
%
% Ajustes dos parametros de entrada do .fis
%
IV750    = V62;
IA750    = V72;
IV500    = V66;
TP500    = V77;
IUvar    = QG1107/8;
TP345    = V78;
DispC1   = 1800-B78MVAR;
EC1      = B78MVAR;
IU500    = V1106;
DispR1   = -540.0-B57MVAR;
DispR2   = -540.0-B67MVAR;
ER1      = B57MVAR;
ER2      = B67MVAR;
ER5      = B79MVAR;
DispR5   = -360.0-B79MVAR;
FSE      = SFSE;
DIF_R1R2 = -B57MVAR+B67MVAR;
%
% Execucao fis
%
for i = 1 : 8
    var(i) = 0.0d0;
end
%
var = 0
b = readfis('IPU765V4');
%
% Saidas
%
REFG1 = var(1);
R1     = var(2);
R2     = var(3);
R5     = var(4);
C1     = var(5);
T1     = var(6);
T2     = var(7);
T3     = var(8);
%
% Grava Arquivo de saida
%
fwrite(finp, REFG1, 'double');
fprintf(finpt, '%s %12.8f\n', 'REFG1', REFG1);
fwrite(finp, R1, 'double');
fprintf(finpt, '%s %12.8f\n', 'R1', R1);
fwrite(finp, R2, 'double');
fprintf(finpt, '%s %12.8f\n', 'R2', R2);
fwrite(finp, R5, 'double');
fprintf(finpt, '%s %12.8f\n', 'R5', R5);
fwrite(finp, C1, 'double');
fprintf(finpt, '%s %12.8f\n', 'C1', C1);
fwrite(finp, T1, 'double');

```



```
fprintf(finpt, '%s %12.8f\n', 'T1', T1);  
fwrite(finp, T2, 'double');  
fprintf(finpt, '%s %12.8f\n', 'T2', T2);  
fwrite(finp, T3, 'double');  
fprintf(finpt, '%s %12.8f\n', 'T3', T3);  
%  
fclose('all');
```

# APÊNDICE II -

## RELATÓRIO DE CONVERGÊNCIA DO SISTEMA

### ESPECIALISTA *FUZZY* DURANTE EXECUÇÃO DA

### SIMULAÇÃO DA CURVA DE CARGA

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Eletrica - ANAREDE V-DESENV

ONS - 1Q2003 - ABRIL PESADA - FSE=5200 MW  
RELATORIO DE EXECUCAO DA SIMULACAO DA CURVA DE CARGA

Opcoes Ativadas: QLIM CREM CTAP STEP BPSI NEWT TAPD CELO CSCA

X-----X-----X---X-----X-----X-----X-----X						
CONVERGENCIA			PATAMAR MAX.		PATAMAR MIN.	
PTO	STATUS	P/Q	ATIVO	REATIVO	ATIVO	REATIVO
X---X-----X---X-----X-----X-----X-----X						
0001	Convergente	1	1.000	1.000	1.000	1.000
0002	Convergente	1	1.000	1.000	0.994	0.994
0003	Convergente	1	1.000	1.000	0.962	0.962
0004	Convergente	1	1.000	1.000	0.930	0.930
0005	Convergente	0	1.000	1.000	0.927	0.927
0006	Convergente	0	1.000	1.000	0.915	0.915
0007	Convergente	0	1.000	1.000	0.928	0.928
0008	Convergente	4	1.000	1.000	0.907	0.907
0009	Convergente	0	1.000	1.000	0.871	0.871
0010	Convergente	0	1.000	1.000	0.834	0.834
0011	Convergente	0	1.000	1.000	0.806	0.806
0012	Convergente	1	1.000	1.000	0.752	0.752
0013	Convergente	0	1.000	1.000	0.735	0.735
0014	Convergente	0	1.000	1.000	0.715	0.715
0015	Convergente	2	1.000	1.000	0.697	0.697
0016	Convergente	0	1.000	1.000	0.690	0.690
0017	Convergente	0	1.000	1.000	0.682	0.682
0018	Convergente	0	1.000	1.000	0.680	0.680
0019	Convergente	0	1.000	1.000	0.679	0.679
0020	Convergente	0	1.000	1.000	0.679	0.679
0021	Convergente	0	1.000	1.000	0.682	0.682
0022	Convergente	0	1.000	1.000	0.689	0.689
0023	Convergente	0	1.000	1.000	0.703	0.703
0024	Convergente	9	1.000	1.000	0.718	0.718
0025	Convergente	0	1.000	1.000	0.748	0.748
0026	Convergente	1	1.000	1.000	0.748	0.748
0027	Convergente	0	1.000	1.000	0.796	0.796

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X						
CONVERGENCIA			PATAMAR MAX.		PATAMAR MIN.	
PTO	STATUS	P/Q	ATIVO	REATIVO	ATIVO	REATIVO
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X						
0028	Convergente	2	1.000	1.000	0.832	0.832
0029	Convergente	0	1.000	1.000	0.867	0.867
0030	Convergente	0	1.000	1.000	0.882	0.882
0031	Convergente	0	1.000	1.000	0.893	0.893
0032	Convergente	1	1.000	1.000	0.905	0.905
0033	Convergente	0	1.000	1.000	0.894	0.894
0034	Convergente	0	1.000	1.000	0.910	0.910
0035	Convergente	0	1.000	1.000	0.903	0.903
0036	Convergente	0	1.000	1.000	0.882	0.882
0037	Convergente	0	1.000	1.000	0.864	0.864
0038	Convergente	0	1.000	1.000	0.871	0.871
0039	Convergente	0	1.000	1.000	0.894	0.894
0040	Convergente	0	1.000	1.000	0.899	0.899
0041	Convergente	0	1.000	1.000	0.908	0.908
0042	Convergente	0	1.000	1.000	0.909	0.909
0043	Convergente	0	1.000	1.000	0.907	0.907
0044	Convergente	0	1.000	1.000	0.901	0.901
0045	Convergente	0	1.000	1.000	0.904	0.904
0046	Convergente	0	1.000	1.000	0.890	0.890
0047	Convergente	0	1.000	1.000	0.885	0.885
0048	Convergente	0	1.000	1.000	0.917	0.917
0049	Convergente	2	1.000	1.000	0.984	0.984
0050	Convergente	3	1.000	1.000	0.984	0.984
0051	Conv. Tent_1	2	1.000	1.000	0.945	0.945
0052	Conv. Tent_4	1	1.000	1.000	0.916	0.916
0053	Convergente	1	1.000	1.000	0.916	0.916
0054	Convergente	1	1.000	1.000	0.906	0.906
0055	Convergente	0	1.000	1.000	0.911	0.911
0056	Convergente	1	1.000	1.000	0.892	0.892
0057	Convergente	0	1.000	1.000	0.872	0.872
0058	Convergente	0	1.000	1.000	0.833	0.833
0059	Convergente	1	1.000	1.000	0.791	0.791
0060	Convergente	0	1.000	1.000	0.776	0.776
0061	Convergente	0	1.000	1.000	0.753	0.753
0062	Convergente	6	1.000	1.000	0.731	0.731
0063	Convergente	0	1.000	1.000	0.713	0.713
0064	Convergente	0	1.000	1.000	0.703	0.703
0065	Convergente	0	1.000	1.000	0.693	0.693
0066	Convergente	0	1.000	1.000	0.691	0.691
0067	Convergente	0	1.000	1.000	0.690	0.690
0068	Convergente	0	1.000	1.000	0.690	0.690
0069	Convergente	0	1.000	1.000	0.694	0.694
0070	Convergente	0	1.000	1.000	0.699	0.699
0071	Convergente	0	1.000	1.000	0.714	0.714
0072	Convergente	9	1.000	1.000	0.733	0.733
0073	Convergente	0	1.000	1.000	0.755	0.755
0074	Convergente	1	1.000	1.000	0.758	0.758
0075	Convergente	0	1.000	1.000	0.803	0.803
0076	Convergente	1	1.000	1.000	0.837	0.837
0077	Convergente	0	1.000	1.000	0.874	0.874
0078	Convergente	4	1.000	1.000	0.890	0.890
0079	Convergente	0	1.000	1.000	0.907	0.907
0080	Convergente	0	1.000	1.000	0.917	0.917

X-----X-----X--X-----X-----X-----X-----X						
CONVERGENCIA			PATAMAR MAX.		PATAMAR MIN.	
PTO	STATUS	P/Q	ATIVO	REATIVO	ATIVO	REATIVO
X---X-----X---X-----X-----X-----X-----X						
0081	Convergente	1	1.000	1.000	0.928	0.928
0082	Convergente	0	1.000	1.000	0.924	0.924
0083	Convergente	0	1.000	1.000	0.917	0.917
0084	Convergente	0	1.000	1.000	0.895	0.895
0085	Convergente	0	1.000	1.000	0.878	0.878
0086	Convergente	0	1.000	1.000	0.879	0.879
0087	Convergente	0	1.000	1.000	0.898	0.898
0088	Convergente	0	1.000	1.000	0.903	0.903
0089	Convergente	0	1.000	1.000	0.910	0.910
0090	Convergente	0	1.000	1.000	0.908	0.908
0091	Convergente	0	1.000	1.000	0.900	0.900
0092	Convergente	0	1.000	1.000	0.906	0.906
0093	Convergente	0	1.000	1.000	0.907	0.907
0094	Convergente	0	1.000	1.000	0.891	0.891
0095	Convergente	0	1.000	1.000	0.886	0.886
0096	Convergente	0	1.000	1.000	0.909	0.909
0097	Convergente	0	1.000	1.000	0.978	0.978
0098	Convergente	0	1.000	1.000	0.978	0.978
0099	Convergente	0	1.000	1.000	0.948	0.948
0100	Convergente	0	1.000	1.000	0.918	0.918
0101	Convergente	0	1.000	1.000	0.909	0.909
0102	Convergente	1	1.000	1.000	0.897	0.897
0103	Convergente	0	1.000	1.000	0.911	0.911
0104	Convergente	0	1.000	1.000	0.893	0.893
0105	Convergente	0	1.000	1.000	0.876	0.876
0106	Convergente	2	1.000	1.000	0.831	0.831
0107	Convergente	0	1.000	1.000	0.802	0.802
0108	Convergente	1	1.000	1.000	0.764	0.764
0109	Convergente	0	1.000	1.000	0.747	0.747
0110	Convergente	0	1.000	1.000	0.725	0.725
0111	Convergente	2	1.000	1.000	0.703	0.703
0112	Convergente	0	1.000	1.000	0.693	0.693
0113	Convergente	1	1.000	1.000	0.683	0.683
0114	Convergente	0	1.000	1.000	0.679	0.679
0115	Convergente	0	1.000	1.000	0.673	0.673
0116	Convergente	0	1.000	1.000	0.670	0.670
0117	Convergente	0	1.000	1.000	0.673	0.673
0118	Convergente	0	1.000	1.000	0.673	0.673
0119	Convergente	0	1.000	1.000	0.676	0.676
0120	Convergente	0	1.000	1.000	0.674	0.674
0121	Convergente	0	1.000	1.000	0.668	0.668
0122	Convergente	0	1.000	1.000	0.669	0.669
0123	Convergente	0	1.000	1.000	0.700	0.700
0124	Convergente	1	1.000	1.000	0.723	0.723
0125	Convergente	0	1.000	1.000	0.751	0.751
0126	Convergente	3	1.000	1.000	0.766	0.766
0127	Convergente	1	1.000	1.000	0.777	0.777
0128	Convergente	0	1.000	1.000	0.782	0.782
0129	Convergente	0	1.000	1.000	0.789	0.789
0130	Convergente	0	1.000	1.000	0.783	0.783
0131	Convergente	0	1.000	1.000	0.777	0.777
0132	Convergente	0	1.000	1.000	0.766	0.766
0133	Convergente	0	1.000	1.000	0.763	0.763

PTO	CONVERGENCIA STATUS	P/Q	PATAMAR ATIVO	MAX. REATIVO	PATAMAR ATIVO	MIN. REATIVO
0134	Convergente	0	1.000	1.000	0.759	0.759
0135	Convergente	0	1.000	1.000	0.758	0.758
0136	Convergente	0	1.000	1.000	0.752	0.752
0137	Convergente	0	1.000	1.000	0.757	0.757
0138	Convergente	0	1.000	1.000	0.754	0.754
0139	Convergente	0	1.000	1.000	0.752	0.752
0140	Convergente	0	1.000	1.000	0.752	0.752
0141	Convergente	0	1.000	1.000	0.746	0.746
0142	Convergente	0	1.000	1.000	0.747	0.747
0143	Convergente	1	1.000	1.000	0.765	0.765
0144	Convergente	1	1.000	1.000	0.824	0.824
0145	Convergente	8	1.000	1.000	0.943	0.943
0146	Convergente	0	1.000	1.000	0.979	0.979
0147	Convergente	1	1.000	1.000	0.939	0.939
0148	Convergente	0	1.000	1.000	0.925	0.925
0149	Convergente	2	1.000	1.000	0.899	0.899
0150	Convergente	0	1.000	1.000	0.883	0.883
0151	Convergente	1	1.000	1.000	0.867	0.867
0152	Convergente	0	1.000	1.000	0.845	0.845
0153	Convergente	0	1.000	1.000	0.822	0.822
0154	Convergente	1	1.000	1.000	0.797	0.797
0155	Convergente	0	1.000	1.000	0.766	0.766
0156	Convergente	2	1.000	1.000	0.717	0.717
0157	Convergente	1	1.000	1.000	0.702	0.702
0158	Convergente	1	1.000	1.000	0.690	0.690
0159	Convergente	0	1.000	1.000	0.678	0.678
0160	Convergente	0	1.000	1.000	0.659	0.659
0161	Convergente	0	1.000	1.000	0.652	0.652
0162	Convergente	0	1.000	1.000	0.647	0.647
0163	Convergente	0	1.000	1.000	0.641	0.641
0164	Convergente	0	1.000	1.000	0.636	0.636
0165	Convergente	0	1.000	1.000	0.631	0.631
0166	Convergente	0	1.000	1.000	0.634	0.634
0167	Convergente	0	1.000	1.000	0.627	0.627
0168	Convergente	0	1.000	1.000	0.619	0.619
0169	Convergente	0	1.000	1.000	0.596	0.596
0170	Convergente	2	1.000	1.000	0.588	0.588
0171	Conv. Tent_1	0	1.000	1.000	0.600	0.600
0172	Convergente	0	1.000	1.000	0.611	0.611
0173	Convergente	0	1.000	1.000	0.624	0.624
0174	Convergente	0	1.000	1.000	0.634	0.634
0175	Convergente	0	1.000	1.000	0.643	0.643
0176	Convergente	2	1.000	1.000	0.653	0.653
0177	Convergente	0	1.000	1.000	0.661	0.661
0178	Convergente	0	1.000	1.000	0.662	0.662
0179	Convergente	0	1.000	1.000	0.658	0.658
0180	Convergente	0	1.000	1.000	0.665	0.665
0181	Convergente	0	1.000	1.000	0.664	0.664
0182	Convergente	0	1.000	1.000	0.660	0.660
0183	Convergente	0	1.000	1.000	0.659	0.659
0184	Convergente	0	1.000	1.000	0.660	0.660
0185	Convergente	0	1.000	1.000	0.658	0.658
0186	Convergente	0	1.000	1.000	0.652	0.652

PTO	CONVERGENCIA STATUS	P/Q	PATAMAR ATIVO	MAX. REATIVO	PATAMAR ATIVO	MIN. REATIVO
0187	Convergente	0	1.000	1.000	0.656	0.656
0188	Convergente	0	1.000	1.000	0.664	0.664
0189	Convergente	0	1.000	1.000	0.677	0.677
0190	Convergente	0	1.000	1.000	0.693	0.693
0191	Convergente	0	1.000	1.000	0.717	0.717
0192	Convergente	2	1.000	1.000	0.782	0.782
0193	Convergente	8	1.000	1.000	0.869	0.869
0194	Convergente	0	1.000	1.000	0.884	0.884
0195	Convergente	1	1.000	1.000	0.854	0.854
0196	Convergente	0	1.000	1.000	0.850	0.850
0197	Convergente	0	1.000	1.000	0.843	0.843
0198	Convergente	0	1.000	1.000	0.832	0.832
0199	Convergente	4	1.000	1.000	0.805	0.805
0200	Convergente	0	1.000	1.000	0.791	0.791
0201	Convergente	0	1.000	1.000	0.768	0.768
0202	Convergente	0	1.000	1.000	0.739	0.739
0203	Convergente	0	1.000	1.000	0.710	0.710
0204	Convergente	1	1.000	1.000	0.682	0.682
0205	Convergente	2	1.000	1.000	0.672	0.672
0206	Convergente	0	1.000	1.000	0.656	0.656
0207	Convergente	0	1.000	1.000	0.638	0.638
0208	Convergente	0	1.000	1.000	0.632	0.632
0209	Convergente	0	1.000	1.000	0.626	0.626
0210	Convergente	0	1.000	1.000	0.623	0.623
0211	Convergente	0	1.000	1.000	0.623	0.623
0212	Convergente	0	1.000	1.000	0.622	0.622
0213	Convergente	0	1.000	1.000	0.626	0.626
0214	Convergente	0	1.000	1.000	0.634	0.634
0215	Convergente	1	1.000	1.000	0.651	0.651
0216	Convergente	0	1.000	1.000	0.681	0.681
0217	Convergente	0	1.000	1.000	0.705	0.705
0218	Convergente	1	1.000	1.000	0.709	0.709
0219	Convergente	0	1.000	1.000	0.750	0.750
0220	Convergente	1	1.000	1.000	0.784	0.784
0221	Convergente	7	1.000	1.000	0.827	0.827
0222	Convergente	0	1.000	1.000	0.844	0.844
0223	Convergente	1	1.000	1.000	0.859	0.859
0224	Convergente	0	1.000	1.000	0.871	0.871
0225	Convergente	0	1.000	1.000	0.879	0.879
0226	Convergente	0	1.000	1.000	0.880	0.880
0227	Convergente	0	1.000	1.000	0.877	0.877
0228	Convergente	0	1.000	1.000	0.861	0.861
0229	Convergente	0	1.000	1.000	0.847	0.847
0230	Convergente	0	1.000	1.000	0.841	0.841
0231	Convergente	0	1.000	1.000	0.869	0.869
0232	Convergente	0	1.000	1.000	0.873	0.873
0233	Convergente	0	1.000	1.000	0.882	0.882
0234	Convergente	0	1.000	1.000	0.882	0.882
0235	Convergente	0	1.000	1.000	0.885	0.885
0236	Convergente	0	1.000	1.000	0.884	0.884
0237	Convergente	1	1.000	1.000	0.887	0.887
0238	Convergente	0	1.000	1.000	0.872	0.872
0239	Convergente	0	1.000	1.000	0.864	0.864

PTO	CONVERGENCIA STATUS	P/Q	PATAMAR ATIVO	MAX. REATIVO	PATAMAR ATIVO	MIN. REATIVO
0240	Convergente	0	1.000	1.000	0.897	0.897
0241	Convergente	1	1.000	1.000	0.954	0.954
0242	Convergente	0	1.000	1.000	0.969	0.969
0243	Convergente	0	1.000	1.000	0.936	0.936
0244	Convergente	1	1.000	1.000	0.907	0.907
0245	Convergente	0	1.000	1.000	0.898	0.898
0246	Convergente	0	1.000	1.000	0.892	0.892
0247	Convergente	0	1.000	1.000	0.902	0.902
0248	Convergente	2	1.000	1.000	0.876	0.876
0249	Convergente	0	1.000	1.000	0.843	0.843
0250	Convergente	0	1.000	1.000	0.806	0.806
0251	Convergente	1	1.000	1.000	0.768	0.768
0252	Convergente	2	1.000	1.000	0.725	0.725
0253	Convergente	0	1.000	1.000	0.718	0.718
0254	Convergente	0	1.000	1.000	0.694	0.694
0255	Convergente	0	1.000	1.000	0.674	0.674
0256	Convergente	0	1.000	1.000	0.664	0.664
0257	Convergente	0	1.000	1.000	0.657	0.657
0258	Convergente	0	1.000	1.000	0.656	0.656
0259	Convergente	0	1.000	1.000	0.654	0.654
0260	Convergente	0	1.000	1.000	0.656	0.656
0261	Convergente	0	1.000	1.000	0.663	0.663
0262	Convergente	0	1.000	1.000	0.666	0.666
0263	Convergente	0	1.000	1.000	0.682	0.682
0264	Convergente	9	1.000	1.000	0.705	0.705
0265	Convergente	0	1.000	1.000	0.723	0.723
0266	Convergente	0	1.000	1.000	0.722	0.722
0267	Convergente	0	1.000	1.000	0.770	0.770
0268	Convergente	7	1.000	1.000	0.803	0.803
0269	Convergente	1	1.000	1.000	0.833	0.833
0270	Convergente	0	1.000	1.000	0.848	0.848
0271	Convergente	1	1.000	1.000	0.864	0.864
0272	Convergente	0	1.000	1.000	0.877	0.877
0273	Convergente	1	1.000	1.000	0.886	0.886
0274	Convergente	0	1.000	1.000	0.883	0.883
0275	Convergente	0	1.000	1.000	0.880	0.880
0276	Convergente	0	1.000	1.000	0.862	0.862
0277	Convergente	0	1.000	1.000	0.846	0.846
0278	Convergente	0	1.000	1.000	0.851	0.851
0279	Convergente	0	1.000	1.000	0.873	0.873
0280	Convergente	0	1.000	1.000	0.889	0.889
0281	Convergente	0	1.000	1.000	0.894	0.894
0282	Convergente	0	1.000	1.000	0.893	0.893
0283	Convergente	0	1.000	1.000	0.894	0.894
0284	Convergente	0	1.000	1.000	0.889	0.889
0285	Convergente	0	1.000	1.000	0.891	0.891
0286	Convergente	4	1.000	1.000	0.876	0.876
0287	Convergente	0	1.000	1.000	0.870	0.870
0288	Convergente	0	1.000	1.000	0.891	0.891
0289	Convergente	1	1.000	1.000	0.973	0.973
0290	Convergente	2	1.000	1.000	0.985	0.985
0291	Convergente	1	1.000	1.000	0.952	0.952
0292	Convergente	0	1.000	1.000	0.923	0.923

PTO	CONVERGENCIA STATUS	P/Q	PATAMAR ATIVO	MAX. REATIVO	PATAMAR ATIVO	MIN. REATIVO
0293	Convergente	0	1.000	1.000	0.917	0.917
0294	Convergente	0	1.000	1.000	0.909	0.909
0295	Convergente	0	1.000	1.000	0.915	0.915
0296	Convergente	0	1.000	1.000	0.886	0.886
0297	Convergente	1	1.000	1.000	0.863	0.863
0298	Convergente	1	1.000	1.000	0.812	0.812
0299	Convergente	2	1.000	1.000	0.781	0.781
0300	Convergente	0	1.000	1.000	0.748	0.748
0301	Convergente	1	1.000	1.000	0.728	0.728
0302	Convergente	2	1.000	1.000	0.698	0.698
0303	Convergente	0	1.000	1.000	0.682	0.682
0304	Convergente	0	1.000	1.000	0.674	0.674
0305	Convergente	0	1.000	1.000	0.666	0.666
0306	Convergente	0	1.000	1.000	0.662	0.662
0307	Convergente	0	1.000	1.000	0.662	0.662
0308	Convergente	0	1.000	1.000	0.663	0.663
0309	Convergente	0	1.000	1.000	0.665	0.665
0310	Convergente	0	1.000	1.000	0.675	0.675
0311	Convergente	0	1.000	1.000	0.692	0.692
0312	Convergente	4	1.000	1.000	0.714	0.714
0313	Convergente	0	1.000	1.000	0.739	0.739
0314	Convergente	1	1.000	1.000	0.737	0.737
0315	Convergente	0	1.000	1.000	0.781	0.781
0316	Convergente	1	1.000	1.000	0.812	0.812
0317	Convergente	0	1.000	1.000	0.842	0.842
0318	Convergente	1	1.000	1.000	0.859	0.859
0319	Convergente	1	1.000	1.000	0.875	0.875
0320	Convergente	0	1.000	1.000	0.889	0.889
0321	Convergente	4	1.000	1.000	0.898	0.898
0322	Convergente	1	1.000	1.000	0.897	0.897
0323	Convergente	4	1.000	1.000	0.897	0.897
0324	Convergente	0	1.000	1.000	0.875	0.875
0325	Convergente	1	1.000	1.000	0.866	0.866
0326	Convergente	0	1.000	1.000	0.864	0.864
0327	Convergente	0	1.000	1.000	0.890	0.890
0328	Convergente	0	1.000	1.000	0.900	0.900
0329	Convergente	0	1.000	1.000	0.918	0.918
0330	Convergente	7	1.000	1.000	0.914	0.914
0331	Convergente	0	1.000	1.000	0.919	0.919
0332	Convergente	0	1.000	1.000	0.916	0.916
0333	Convergente	0	1.000	1.000	0.915	0.915
0334	Convergente	0	1.000	1.000	0.900	0.900
0335	Convergente	0	1.000	1.000	0.893	0.893
0336	Convergente	0	1.000	1.000	0.924	0.924

-----  
 NÚMERO DE PATAMARES CONVERGIDOS: 336 (100.0%)  
 NÚMERO DE PATAMARES ESPECIFICADOS: 336  
 -----



# **ANEXO A - REPRESENTAÇÃO DISCRETA E AUTOMÁTICA PARA O CHAVEAMENTO DE ELEMENTOS SHUNT – FILOSOFIA DE CONTROLE**

Este anexo é parte de um estudo completo [Passos, 2005] sobre o assunto, reproduzido aqui com autorização do autor.

## **A.1 - Representação do Chaveamento Discreto de Bancos Shunt**

Para a representação do elemento *shunt* com chaveamento automático e discreto no problema de fluxo de potência, a referência [Passos, 2005] propõe uma modelagem onde a susceptância *shunt* do equipamento é considerada como uma variável de estado adicional ao problema. Adicionalmente insere-se uma nova equação que define a estratégia de controle adotada para o equipamento.

Com o objetivo de permitir a representação de esquemas de controle normalmente utilizados na prática, são adotadas quatro filosofias para o controle do chaveamento automático dos bancos *shunt*: (i) controle de faixas de tensão; (ii) controle de geração de potência reativa em barras de geração do tipo P; (iii) controle de injeção de potência reativa em barras do tipo PQ com

Compensador Estático (CE); (iv) controle da geração de potência reativa em barras de geração do tipo PV.

A variável de controle em todos os casos é definida como sendo a susceptância *shunt*, ou seja:

$$x = b^{sh} \quad (\text{A.1})$$

### A.1.1 - Controle de Faixa de Tensão

Considerando-se uma barra *m* cuja tensão é controlada através do chaveamento de dispositivos *shunts* localizados na barra *k*, tem-se a seguinte equação de controle:

$$V_m - V_m^{esp} = 0 \quad (\text{A.2})$$

A variável de controle é a susceptância *shunt* na barra *k*:

$$x = b_k^{sh} \quad (\text{A.3})$$

O erro da equação (A.2) é dado por:

$$\Delta y = \Delta V_m' = V_m^{esp} - V_m \quad (\text{A.4})$$

É importante destacar que normalmente neste tipo de dispositivo a tensão da barra controlada deve permanecer dentro de uma faixa de tensão e não em um valor fixo. Desta forma, a equação de controle do equipamento somente fará parte do processo de solução quando o valor de tensão da barra controlada estiver fora da faixa de controle especificada, durante todo o processo iterativo.

Neste caso, o valor especificado de tensão da barra controlada é usualmente definido como sendo o valor médio da faixa de tensão, ou por outra estratégia

de controle menos agressiva, adota-se a extremidade violada (mínima ou máxima) da faixa de tensão especificada.

A forma genérica do sistema de equações lineares que é resolvido a cada iteração do método de Newton-Raphson é mostrada em (A.5):

$$\begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta P_k \\ \Delta Q_k \\ \vdots \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_m \\ \vdots \\ \Delta y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \cdots & H_{kk} & N_{kk} & \cdots & H_{km} & N_{km} & \cdots & 0 & \vdots \\ \cdots & J_{kk} & L_{kk} & \cdots & J_{km} & L_{km} & \cdots & -V_k^2 & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \cdots & H_{mk} & N_{mk} & \cdots & H_{mm} & N_{mm} & \cdots & 0 & \vdots \\ \cdots & J_{mk} & L_{mk} & \cdots & J_{mm} & L_{mm} & \cdots & 0 & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \cdots & 0 & 0 & \cdots & 0 & 1 & \cdots & 0 & \vdots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta \theta_k \\ \Delta V_k \\ \vdots \\ \Delta \theta_m \\ \Delta V_m \\ \vdots \\ \Delta \theta_k^{sh} \end{bmatrix} \quad (\text{A.5})$$

Os termos H, N, J e L são dados por:

$$\begin{bmatrix} H_{ij} & N_{ij} \\ J_{ij} & L_{ij} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} & \frac{\partial P_i}{\partial V_j} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \end{bmatrix} \quad (\text{A.6})$$

Caso a tensão da barra controlada esteja dentro da faixa operativa desejada, a estrutura do controle é automaticamente retirada do processo de solução. Para isto, coloca-se o valor 1,0 na diagonal da equação de controle e os valores das derivadas de sua linha e coluna são feitos iguais a zero, bem como o valor do erro da equação. Esta avaliação é feita a cada iteração do método de Newton-Raphson.

Outro aspecto importante a ser destacado é que no modelo proposto a matriz Jacobiana  $J_{ca}$  é preservada. Este fato é de grande relevância na aplicação

prática deste método em programas já desenvolvidos de fluxo de potência, uma vez que aumenta a flexibilidade na implementação dos dispositivos de controle. Além disso, a retirada ou incorporação de equações de controle também é feita durante o processo iterativo, quando os mesmos atingem seus limites.

A variável de estado acrescida ao sistema original é atualizada, numa iteração genérica ( $h+1$ ), da forma descrita em (A.7):

$$b_k^{sh(h+1)} = b_k^{sh(h)} + \Delta b_k^{sh(h)} \quad (\text{A.7})$$

O método proposto em [Passos, 2005] é iniciado após um determinado número de iterações do processo de solução ou quando o resíduo máximo de potência reativa for inferior a um valor pré-especificado, conforme mostrado em [Stott, 1971]. Este procedimento tem por objetivo evitar a atuação indevida de dispositivos de controle e também prevenir o aparecimento de violações de seus limites de forma prematura [Passos, 2005]. Assim, inicia-se o processo de solução com as equações básicas de fluxo de potência e, em um momento posterior, insere-se a equação de controle, além da nova variável de estado. Este procedimento resulta numa melhora significativa do processo de convergência do algoritmo [Passos, 2005].

No método de Newton-Raphson aplicado ao problema de fluxo de potência, é usado, como critério de convergência do sistema de equações, os erros máximos de potência ativa e reativa nas barras do sistema. Com a inclusão do controle de tensão, a referência [Passos, 2005] utiliza-se um critério adicional para sua convergência, critério este, dado pela equação (A.4), ou seja, o valor  $|\Delta V'_m|$  deve ser menor que uma tolerância pré-especificada para barras de tensão controlada. De uma forma genérica, para  $nc$  equipamentos, a convergência das equações de controle é obtida quando a norma infinita do vetor de resíduos  $\|\Delta V'\|_\infty$  torna-se inferior à tolerância adotada.

### A.1.2 - Controle de Geração de Potência Reativa – Barra P

Considerando-se uma barra  $m$  como sendo do tipo P (barras de geração com controle remoto) e cuja geração de potência reativa é controlada através do chaveamento de bancos *shunt* localizados na barra  $k$ , tem-se a equação de controle de geração de potência reativa (A.8):

$$Q_{G_m} - Q_{G_m}^{esp} = 0 \quad (A.8)$$

Considera-se a barra  $i$  como barra PQV associada à  $m$ . As modelagens adotadas para estes controles são detalhadas em [Passos, 2000].

A variável de controle é mantida como sendo a susceptância *shunt* na barra  $k$ , conforme a equação (A.3).

O erro da equação de controle é dado por:

$$\Delta y = \Delta Q'_{G_m} = Q_{G_m}^{esp} - Q_{G_m} \quad (A.9)$$

Neste esquema de controle, a geração de potência reativa da barra  $k$  já é uma variável de estado adicional ao problema. Destaca-se também que o valor de potência reativa especificada,  $Q_{G_m}^{esp}$ , pode ser definido como zero para se obter a geração de potência reativa o mais próximo possível de zero ou pode-se ainda definir um valor percentual da capacidade de geração de potência reativa.

A equação (A.10) mostra a forma genérica do sistema de equações lineares a ser resolvido a cada iteração, considerando a estrutura de controle do equipamento *shunt* e a estrutura considerada para a barra do tipo P:

$$\begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta P_k \\ \Delta Q_k \\ \vdots \\ \Delta P_m \\ \Delta Q'_m \\ \Delta Q_i \\ \hline \Delta V'_i \\ \Delta Q'_{Gm} \\ \vdots \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \ddots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \ddots \\ \dots & H_{kk} & N_{kk} & \dots & H_{km} & N_{km} & N_{ki} & 0 & 0 & \dots \\ \dots & J_{kk} & L_{kk} & \dots & J_{km} & L_{km} & L_{ki} & 0 & C & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots \\ \dots & H_{mk} & N_{mk} & \dots & H_{mm} & N_{mm} & N_{mi} & 0 & 0 & \dots \\ \dots & J_{mk} & L_{mk} & \dots & J_{mm} & L_{mm} & L_{mi} & B & 0 & \dots \\ \dots & J_{ik} & L_{ik} & \dots & J_{im} & L_{im} & L_{ii} & 0 & 0 & \dots \\ \hline \dots & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & A & 0 & 0 & \dots \\ \dots & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & \dots & D & 0 & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta \theta_k \\ \Delta V_k \\ \vdots \\ \Delta \theta_m \\ \Delta V_m \\ \Delta V_i \\ \hline \Delta Q_{Gm} \\ \Delta b_k^{sh} \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (\text{A.10})$$

Onde,

$$A = \frac{\partial(V_i - V_i^{esp})}{\partial V_i} \quad (\text{A.11})$$

$$B = \frac{\partial(Q_m - Q_m^{esp})}{\partial Q_{Gm}} \quad (\text{A.12})$$

$$C = \frac{\partial Q_k}{\partial b_k^{sh}} \quad (\text{A.13})$$

$$D = \frac{\partial(Q_{Gm} - Q_{Gm}^{esp})}{\partial Q_{Gm}} \quad (\text{A.14})$$

### A.1.3 - Controle da Injeção de Potência Reativa – Barra PQ com Compensador Estático

Do ponto de vista operacional, o Compensador Estático (CE) pode ser visto como uma reatância *shunt* variável, gerando ou absorvendo potência reativa, que é ajustada automaticamente em resposta à variação das condições de operação do sistema.

A maioria dos programas de fluxo de potência não inclui um modelo especial para tal componente. O CE é normalmente modelado como sendo uma barra do tipo PV, com limites de geração de potência reativa. Este procedimento acarreta em erros consideráveis quando o equipamento está operando em seus limites e pode ter influência considerável em estudos de segurança de tensão. Informações detalhadas sobre a modelagem e a representação de CE no problema de fluxo de potência podem ser obtidas nas referências [Kundur, 1994; Taylor, 1994b; Alvarado, 1995; Löf, 1995b; Passos, 2005].

Para a representação do CE no problema de fluxo de potência, considera-se a potência reativa injetada na barra do CE como variável de estado adicional e uma equação de controle representando o comportamento deste dispositivo é adicionada ao sistema de equações. Esta equação é modificada durante o processo iterativo, sendo função do ponto de operação do equipamento bem como da modelagem de controle adotada (controle de potência reativa ou corrente injetada).

As curvas características,  $V/I$  e  $V/Q$ , do CE em estado permanente são mostradas nas Figuras 87 e 88.

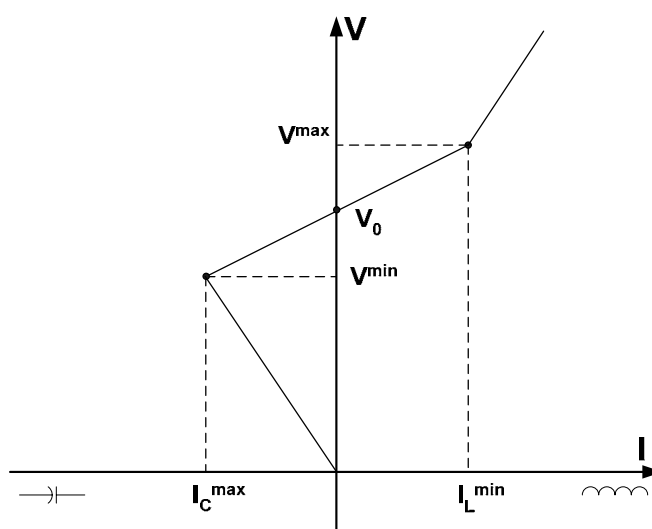


Figura 87 – Característica Tensão versus Corrente do CE

Da faixa linear na Figura 87 tem-se que:

$$V = V_0 + r.I \quad (\text{A.15})$$

$$r = \frac{V^{\min} - V^{\max}}{I_L^{\max} - I_C^{\max}} \quad (\text{A.16})$$

$$V_0 = \frac{V^{\max}.I_L^{\max} - V^{\min}.I_C^{\max}}{I_L^{\max} - I_C^{\max}} \quad (\text{A.17})$$

A faixa de controle linear é determinada pela susceptância máxima do indutor e pela susceptância total devido aos bancos de capacitores em serviço e à capacitância de filtragem.

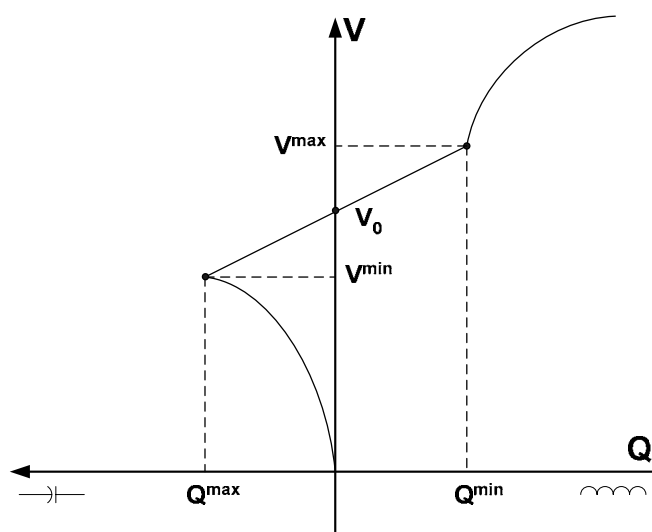


Figura 88 – Característica Tensão versus Potência Reativa do CE

Da faixa linear na Figura 88 tem-se que:

$$V = V_0 + r.Q \quad (\text{A.18})$$

$$r = \frac{V^{\min} - V^{\max}}{Q^{\max} - Q^{\min}} \quad (\text{A.19})$$



$$V_0 = \frac{V^{max} \cdot Q^{max} - V^{min} \cdot Q^{min}}{Q^{max} - Q^{min}} \quad (A.20)$$

Seja um CE localizado na barra  $k$ , controlando o módulo da tensão na barra  $m$ . A estrutura genérica do controle de tensão é a mostrada em (A.21).

$$\begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta P_k \\ \Delta Q'_k \\ \vdots \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_m \\ \vdots \\ \Delta y \\ \vdots \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \ddots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \ddots \\ \dots & H_{kk} & N_{kk} & \dots & H_{km} & N_{km} & \dots & 0 & \dots \\ \dots & J_{kk} & L_{kk} & \dots & J_{km} & L_{km} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial x} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \dots \\ \dots & H_{mk} & N_{mk} & \dots & H_{mm} & N_{mm} & \dots & 0 & \dots \\ \dots & j_{mk} & L_{mk} & \dots & J_{mm} & L_{mm} & \dots & 0 & \dots \\ \vdots & \vdots & \dots & \dots & \vdots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & 0 & \frac{\partial y}{\partial V_k} & \dots & 0 & \frac{\partial y}{\partial V_m} & \dots & \frac{\partial y}{\partial x} & \dots \\ \ddots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \ddots \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta \theta_k \\ \Delta V_k \\ \vdots \\ \Delta \theta_m \\ \Delta V_m \\ \vdots \\ \Delta x \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (A.21)$$

A nova variável de estado neste caso é então:

$$\Delta x = \Delta Q_{Gk} \quad (A.22)$$

Como pode ser visto nas Figuras 87 e 88, o CE apresenta três regiões definidas de operação, tanto para o controle de corrente quanto para o de potência reativa: (i) capacitiva, onde se comporta puramente como um capacitor. (ii) linear, onde sua potência reativa ou corrente injetada é função da tensão na barra controlada. (iii) indutiva, onde se comporta puramente como um indutor. A equação de controle, a ser adicionada ao problema, é função da faixa onde o CE está operando, sendo definida pelo valor da tensão da barra controlada, ou seja:

- Faixa Capacitiva:  $V_m < V_m^{min}$
- Faixa Linear:  $V_m^{max} \geq V_m \geq V_m^{min}$
- Faixa Indutiva:  $V_m > V_m^{max}$

Do ponto de vista prático, a inclinação da reta de controle  $r$ , a tensão de referência  $V_0$ , a reatância mínima  $B_{min}$  e a reatância máxima  $B_{max}$  são conhecidos. As tensões mínima e máxima são avaliadas a cada iteração da seguinte forma para o modo de controle de potência reativa:

$$V_m^{max} = V_0 + r \cdot B_{min} \cdot V_m^2 \quad (\text{A.23})$$

$$V_m^{min} = V_0 + r \cdot B_{max} \cdot V_m^2 \quad (\text{A.24})$$

Para o controle de corrente injetada, tem-se:

$$V_m^{max} = V_0 + r \cdot B_{min} \cdot V_m \quad (\text{A.25})$$

$$V_m^{min} = V_0 + r \cdot B_{max} \cdot V_m \quad (\text{A.26})$$

As mudanças no modo de operação do CE podem levar a alterações bruscas no método de Newton-Raphson durante o processo iterativo, e com isto gerar trajetórias de convergência oscilatórias, fazendo com que o sistema se torne não convergente ou até mesmo divergente. De modo a evitar este fato, as mudanças no ponto de operação do CE da faixa capacitiva para a indutiva e vice-versa são feitas obrigando o CE a passar pelo ponto da tensão de referência  $V_0$  na faixa linear [Passos, 2005].

A potência reativa injetada pelo compensador é atualizada a cada iteração por:

$$Q_{Gk}^{(h+1)} = Q_{Gk}^{(h)} + \Delta Q_{Gk}^{(h)} \quad (\text{A.27})$$

Na coluna adicional da equação (A.21) somente o elemento relativo a equação de  $\Delta Q'_k$  não é nulo. Na linha relativa à equação adicional, as derivadas relativas à  $V_k$ ,  $V_m$  e  $x$  não serão nulas. As derivadas desta linha dependem da equação associada à região de atuação do equipamento, considerando esta operação:

**a) Nas Regiões Capacitiva e Indutiva**

Para as regiões indutiva e capacitiva de operação, as equações de controle para as duas modelagens são idênticas, tendo em vista que o equipamento se comporta como uma reatância fixa localizada na barra, em ambos os casos. As equações de controle para as regiões indutiva e capacitiva são dadas pelas equações (A.21) e (A.22), respectivamente.

$$y = Q_{Gk} - B_{min} \cdot V_k^2 = 0 \quad (\text{A.28})$$

$$y = Q_{Gk} - B_{max} \cdot V_k^2 = 0 \quad (\text{A.29})$$

Os resíduos relativos às equações de controle são dados respectivamente por:

$$\Delta y = B_{min} \cdot V_k^2 - Q_{Gk} \quad (\text{A.30})$$

$$\Delta y = B_{max} \cdot V_k^2 - Q_{Gk} \quad (\text{A.31})$$

**b) Na Região Linear**

Para a região de operação linear em controle de corrente injetada, tem-se a seguinte equação de controle e resíduo, respectivamente:

$$y = V_m - V_0 - r \cdot I_k = 0 \quad (\text{A.32})$$

$$\Delta y = V_0 + r.I_k - V_m \quad (\text{A.33})$$

As equações para o controle de potência reativa injetada e o resíduo associado são dadas por:

$$y = V_m - V_0 - r.Q_{Gk} = 0 \quad (\text{A.34})$$

$$\Delta y = V_0 + r.Q_{Gk} - V_m \quad (\text{A.35})$$

Para o controle de potência reativa injetada por um CE, verifica-se através das equações (A.32) e (A.34), que modelam, respectivamente, o equipamento para controle de potência ou corrente na faixa de atuação linear, que quando a tensão da barra controlada é igual à tensão de referência  $V_0$ , a injeção de potência reativa é zero. Portanto, para se obter o controle da potência reativa injetada, basta controlar a tensão da barra de controle do equipamento em seu valor de referência.

Considerando-se um banco *shunt* localizado na barra  $k$  controlando a injeção de potência reativa do CE na barra  $m$ , cuja barra de referência de tensão é  $j$ , tem-se a seguinte equação de controle para o equipamento *shunt*:

$$V_j - V_0 = 0 \quad (\text{A.36})$$

A forma genérica do sistema de equações lineares a ser resolvido a cada iteração é a mesma mostrada em (A.5), adicionando-se a estrutura do CE, mostrada em (A.21), além de consideração da barra  $j$  como barra de tensão controlada.

### A.1.4 - Controle de Geração de Potência Reativa – Barra PV

Para as barras do tipo PV, altera-se a matriz Jacobiana incluindo no sistema as equações relativas à potência reativa associadas a estas barras. Adotando-se, por exemplo, uma barra  $m$  como sendo do tipo PV e cuja geração de potência reativa é regulada em um valor  $Q_m^{esp}$  através do chaveamento de bancos *shunt* localizados na barra  $k$ , tem-se a seguinte equação de controle:

$$V_m - V_m^{esp} = 0 \quad (\text{A.37})$$

O erro associado a esta equação é dado por:

$$\Delta y = \Delta V_m' = V_m^{esp} - V_m \quad (\text{A.38})$$

A barra PV com potência reativa especificada  $Q_m^{esp}$  e tensão controlada  $V_m^{esp}$  através de bancos *shunt* torna-se, portanto, uma barra do tipo PQV. O erro da equação de potência reativa associada a esta barra é:

$$\Delta Q = Q_m^{esp} - Q_m \quad (\text{A.39})$$

Neste caso, a forma genérica do sistema de equações lineares a ser resolvido a cada iteração do método de Newton-Raphson, considerando-se que  $Q_m^{esp} = 0$  é dada por (A.40) abaixo:

$$\begin{bmatrix} \vdots \\ \vdots \\ \Delta P_k \\ \Delta Q_k \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta P_m \\ -Q_m \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta V_m' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \cdots & H_{kk} & N_{kk} & \cdots & H_{km} & N_{km} & \cdots & 0 & \vdots \\ \cdots & J_{kk} & L_{kk} & \cdots & J_{km} & L_{km} & \cdots & -V_k^2 & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \cdots & H_{mk} & N_{mk} & \cdots & H_{mm} & N_{mm} & \cdots & 0 & \vdots \\ \cdots & J_{mk} & L_{mk} & \cdots & J_{mm} & L_{mm} & \cdots & 0 & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \cdots & 0 & 0 & \cdots & 0 & \frac{\partial(V_m - V_m^{esp})}{\partial V_m} & \cdots & 0 & \vdots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vdots \\ \vdots \\ \Delta \theta_k \\ \Delta V_k \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta \theta_m \\ \Delta V_m \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta b_k^{sh} \end{bmatrix} \quad (\text{A.40})$$

É importante observar nesta modelagem, que a equação (A.37) garante que a tensão da barra  $m$  continua a ser constante, em conformidade com a formulação tradicional de barras do tipo PV.

### A.1.5 - Método para Chaveamento Discreto

Para uma modelagem correta dos equipamentos *shunt* de controle de tensão, torna-se necessário considerar a natureza discreta dos bancos de capacitores e reatores. Contudo, o tratamento de variáveis discretas dificulta consideravelmente a solução do problema, pois introduz a este uma característica combinatória. Por outro lado, é desejável que o valor final da susceptância *shunt* seja um valor discreto, tal como em sistemas reais, onde são manobrados bancos de capacitores e reatores em valores fixos.

O método adotado neste trabalho é o estabelecido em [Passos, 2005], considerando sua robustez e aplicação prática em sistemas de grande porte.

Como no modelo matemático supõe-se uma variação contínua para o equipamento, após a convergência do processo iterativo há necessidade de se ajustar o tamanho do banco para um valor discreto. Este procedimento é feito

em [Passos, 2005] através de uma análise de sensibilidade de tensão simplificada, com o objetivo de preservar o perfil de tensão na barra controlada. Para isto, adota-se a heurística descrita na Tabela 23, levando-se em consideração tanto a natureza do equipamento (capacitor ou reator) quanto o valor da tensão na barra controlada.

Tabela 23 - Critério para Definição do Valor Discreto da Susceptância Shunt <sup>21</sup>

Tensão da Barra Controlada	Natureza do Banco Shunt	
	Capacitor	Reator
$V_m < V_m^{esp}$	<p><u>Se</u> <math>b_k^{sup} &gt; b_k^{sh} &gt; b_k^{inf} + b'</math> :</p> $b_k^{sh} = b_k^{sup}$ <p><u>Caso Contrário:</u></p> $b_k^{sh} = b_k^{inf}$	<p><u>Se</u> <math>b_k^{sup} - b' &gt; b_k^{sh} &gt; b_k^{inf}</math> :</p> $b_k^{sh} = b_k^{inf}$ <p><u>Caso Contrário:</u></p> $b_k^{sh} = b_k^{sup}$
$V_m > V_m^{esp}$	<p><u>Se</u> <math>b_k^{sup} - b' &gt; b_k^{sh} &gt; b_k^{inf}</math> :</p> $b_k^{sh} = b_k^{inf}$ <p><u>Caso Contrário:</u></p> $b_k^{sh} = b_k^{sup}$	<p><u>Se</u> <math>b_k^{sup} &gt; b_k^{sh} &gt; b_k^{inf} + b'</math> :</p> $b_k^{sh} = b_k^{sup}$ <p><u>Caso Contrário:</u></p> $b_k^{sh} = b_k^{inf}$
<p>Divisão da faixa onde se encontra a susceptância <i>shunt</i>:</p> $b' = \frac{b_k^{sup} - b_k^{inf}}{3}$		

Vale notar que a faixa definida pelos valores discretos, entre os quais se encontra a susceptância convergida com valor contínuo, é dividida em três partes para efeito de análise.

<sup>21</sup> Fonte: PASSOS FILHO, J. A. “Representação e Avaliação do Desempenho de Dispositivos de Controle no Problema de Fluxo de Potência”, Tese D.Sc. apresentada a COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2005, p. 35.

Em seguida, realiza-se novo processo de solução incluindo-se o valor discreto dos bancos *shunt*, sem a representação da equação de controle do equipamento. Este procedimento também pode eventualmente ocasionar valores finais de tensão na barra controlada ligeiramente fora da faixa de operação permitida para o controle de tensão, mas com resultados ainda bem satisfatórios [Passos, 2003; Passos, 2004; Ferreira, 2004; Passos, 2005; Ticom, 2006; Ferreira, 2007].

Para o caso do controle de geração de potência reativa, o procedimento de se adotar um valor discreto conveniente e retornar ao processo iterativo é o mesmo. No entanto, adota-se o valor discreto mais próximo do valor contínuo obtido com o objetivo de alterar minimamente o ponto de operação. Isto quer dizer que, na prática, a geração ou injeção de potência reativa ficará em torno de zero.

#### **A.1.6 - Tratamento de Limites Operacionais**

Durante o processo de solução, a susceptância requerida do equipamento *shunt* para manter a tensão dentro da faixa de operação pode estar acima da capacidade disponível, ocasionando a necessidade do algoritmo fazer o tratamento adequado para esta situação. Neste caso, a susceptância do equipamento é fixada em seu valor limite e a estrutura do controle é retirada do processo iterativo, permitindo-se desta forma a variação da tensão da barra controlada.

De forma análoga ao tratamento de limites de potência reativa em barras de geração, deve-se testar a cada iteração subsequente, a possibilidade deste controle retornar ao processo de solução [Monticelli, 1983]. Para isto, a tensão da barra controlada é avaliada durante o processo de convergência, de forma que se seu valor atualizado estiver acima do valor especificado e o equipamento estiver fornecendo potência reativa ou tiver disponibilidade de consumir potência reativa o controle é retomado. Por outro lado, se a tensão da



barra controlada estiver abaixo do valor especificado, raciocínio análogo ao anterior pode ser aplicado.

Entretanto, deve-se mencionar que este procedimento pode falhar em sistemas com carregamento elevado, onde algumas vezes observa-se uma inversão da sensibilidade  $\partial V/\partial b^{sh}$  durante o processo de solução. Este comportamento é descrito em [Klump, 2000] para o caso do tratamento de limites de barras PV. É mostrado nesta referência que se esta sensibilidade for ignorada, podem ocorrer problemas no processo de solução do fluxo de potência, que pode se tornar oscilatório e, portanto, não obtém solução. O mesmo raciocínio pode ser estendido para o tratamento de limites de bancos *shunt*, evitando que um equipamento retorne ao processo de solução indevidamente [Passos, 2005].

---

## ANEXO B -

# TEORIA DOS SISTEMAS *Fuzzy*

Este anexo é um resumo da bibliografia pesquisada sobre o assunto [Dubois, 1980; Klir, 1988; Kosko, 1992; Cox, 1994; Terano, 1994; Mendel, 1995; Ross, 1995; Lin, 1996; Zimmermann, 1996; Rezende, 2005; Tanscheit, 2008] e das notas de aula do curso de Sistemas *Fuzzy* na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC – RJ.

### B.1 - Teoria dos Conjuntos *Fuzzy*

A teoria clássica de conjuntos permite o tratamento de classes de objetos e suas inter-relações em um universo definido. Este universo de discurso pode ser discreto ou contínuo, dependendo da natureza dos objetos que o compõem. Os objetos de mesma classe ou que possuem características semelhantes são agrupados em conjuntos. Neste contexto, um conjunto consiste de uma coleção de objetos ou elementos do universo de discurso.

Existem três formas de se definir um conjunto na teoria clássica de conjuntos [Causey, 1994]: pela enumeração de seus elementos, como uma coleção de objetos ou elementos do universo de discurso que possuem uma relação bem definida entre si, por meio de sua função característica.

O teorema da separação relaciona a teoria clássica de conjuntos e a lógica clássica booleana através da expressão:

$$\chi_A(u) = \begin{cases} 0, & \text{se } x \notin A \\ 1, & \text{se } x \in A \end{cases} \quad (\text{B.1})$$

onde um conjunto é definido por um predicado da lógica clássica, caracterizando os elementos que pertencem ao conjunto. Desta maneira, se um elemento  $x$  do universo  $U$  de discurso pertence a um dado conjunto, então este elemento satisfaz um predicado associado a este conjunto.

Assim, na teoria clássica dos conjuntos, o conceito de pertinência de um elemento a um conjunto fica bem definido. Dado um conjunto  $A$  em um universo  $U$ , os elementos deste universo simplesmente pertencem ou não pertencem àquele conjunto (a pertinência de um elemento é *crisp*).

A teoria dos conjuntos *fuzzy* pode ser considerada como uma generalização da teoria clássica dos conjuntos, tratando os graus de pertinência intermediários entre a pertinência total e a não-pertinência de elementos de um universo de discurso com relação a um dado conjunto. Zadeh [Zadeh, 1965] introduziu o conceito de conjuntos *fuzzy* com o objetivo de formalizar matematicamente o tratamento das noções de imprecisão encontradas em quase todas as situações de tomada de decisão.

A definição da função de pertinência de um conjunto *fuzzy* depende do significado lingüístico definido para este conjunto e de sua interpretação no contexto do universo de discurso utilizado. Assim, na lógica *fuzzy*, o grau de pertinência de um elemento em relação a um conjunto é definido por uma função característica real, que assume como valor qualquer número pertencente ao intervalo real fechado  $[0, 1]$ . Algebricamente, ela é mapeada por:

$$\mu_A(x):U \rightarrow [0, 1] \quad (\text{B.2})$$

e o conjunto *fuzzy* é representado por um conjunto de pares ordenados apontados da seguinte forma:  $A = \{\mu_A(x)/x\} \quad x \in U$  (B.3)

Onde  $\mu_A$  indica o quanto  $x$  é compatível com o conjunto  $A$ .

Conjuntos *fuzzy* são extensões dos conjuntos *crisp* da mesma maneira que funções de pertinência são extensões das funções características [Terano, 1994]. Uma grande diferença entre conjuntos *crisp* e *fuzzy* é que os conjuntos *crisp* sempre possuem uma única função de pertinência, enquanto todo conjunto *fuzzy* têm um infinito número de funções de pertinência capazes de representá-lo [Tanscheit, 2008].

Um determinado elemento pode pertencer a mais de um conjunto *fuzzy*, com diferentes graus de pertinência. Isto permite que os sistemas *fuzzy* sejam ajustados para uma melhor utilização em uma dada situação.

Define-se como suporte de um conjunto *fuzzy*  $A$  o subconjunto de pontos de  $U$  para o qual  $\mu_A(x)$  é positivo.

Conjuntos *fuzzy* podem ser definidos em universos contínuos ou discretos. Se o universo  $U$  for discreto e finito, o conjunto *fuzzy*  $A$  é normalmente representado por um vetor contendo os graus de pertinência no conjunto  $A$  dos elementos correspondentes de  $U$ , ou por meio da notação <sup>22</sup>:

$$\sum_{i=1}^n \mu_A(x_i) / x_i \quad (\text{B.4})$$

Se o universo  $U$  for contínuo, emprega-se muitas vezes a notação <sup>23</sup> expressa como:

$$\int_x \mu_A(x) / x \quad (\text{B.5})$$

---

<sup>22</sup> Notação que não deve ser confundida com a notação de soma algébrica

---

### B.1.1 - Variáveis Lingüísticas

Quando resolvemos um problema complexo, primeiro tentamos estruturar o conhecimento sobre este problema em conceitos gerais, observando depois as relações essenciais entre estes conceitos. Este processo de modelagem *top-down* permite que convertamos relações essencialmente gerais e imprecisas, obtidas no primeiro momento, em algoritmos operacionais mais detalhados, numa segunda fase. Esta perspectiva essencialmente humana de encarar um problema geralmente não permite a definição precisa de uma solução, mas conduz a uma classificação ou agregação qualitativa em categorias gerais ou conjuntos de possíveis soluções. A capacidade de classificar de modo impreciso as variáveis de um problema, em termos de conceitos qualitativos em vez de quantitativos, traduz a idéia de uma variável lingüística [Rezende, 2005].

Uma variável lingüística admite como valores apenas expressões lingüísticas, frequentemente chamadas de termos primários. Estes valores contrastam com os valores assumidos por uma variável numérica, que admite apenas valores precisos.

Um termo primário de uma dada variável lingüística pode ser representado por um conjunto *fuzzy* existente no universo de discurso no qual esta variável está definida. Assim, cada conjunto *fuzzy* definido neste universo é associado a um conceito lingüístico que classifica ou define um valor impreciso para a variável em questão. Os termos primários definidos para uma dada variável lingüística formam a sua estrutura de conhecimento, chamada de partição *fuzzy* desta variável [Rezende, 2005].

---

<sup>23</sup> Notação que não deve ser confundida com a notação de integral, mas devendo ser interpretada da mesma forma que a notação da soma, representada no caso de um universo discreto.

A principal função das variáveis lingüísticas é fornecer uma maneira sistemática para uma caracterização aproximada de fenômenos complexos ou mal definidos [Tanscheit, 2008]. Em essência, a utilização do tipo de descrição lingüística empregada por seres humanos, e não de variáveis quantificadas, permite o tratamento de sistemas que são muito complexos para serem analisados através de termos matemáticos convencionais.

### B.1.2 - Funções de Pertinência

A representação de conjuntos *fuzzy* depende basicamente da natureza e da dimensão do universo de discurso definido [Rezende, 2005]. A forma mais fácil de representação é o gráfico de sua função de pertinência, chamado de diagrama de Hassi-Euler (H-E), conforme Figura 89. Nesta figura estão representados três conjuntos *fuzzy* denominados “pequeno” (P), “médio” (M) e “grande” (G) em um universo de discurso real  $U : [0,5]$ .

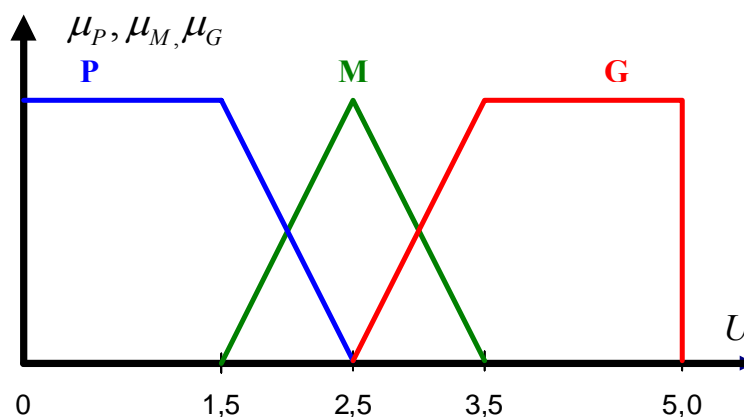


Figura 89 – Diagrama H-E dos conjuntos fuzzy “pequeno”, “médio” e “grande”

As funções de pertinência podem ter diferentes formas, dependendo do conceito que se deseja representar e do contexto em que serão utilizadas.

Funções de pertinência contínuas podem ser definidas por intermédio de funções analíticas. Funções de pertinência descontínuas são compostas de

segmentos contínuos lineares, resultando em formas triangulares ou trapezoidais. Funções de pertinência discretizadas consistem de conjuntos de valores discretos correspondendo a elementos discretos do universo.

O contexto é particularmente relevante quando da definição de funções de pertinência [Tanscheit, 2008]. Funções de pertinência podem ser definidas a partir da experiência e da perspectiva do usuário, mas é comum fazer-se uso de funções de pertinência padrão [Zimmermann, 1996], como, por exemplo, as de forma triangular, trapezoidal e Gaussiana. Em aplicações práticas as formas escolhidas inicialmente podem sofrer ajustes em função dos resultados observados.

### **B.1.3 - Definições e Operações com Conjuntos Fuzzy**

Existe uma série de definições e operações envolvendo conjuntos *fuzzy* [Zadeh, 1965; Dubois, 1980; Klir, 1988; Kosko, 1992; Mendel, 1995; Ross, 1995; Lin, 1996; Zimmermann, 1996]. Tanscheit [Tanscheit, 2008] reuniu aquelas mais relevantes e que, por serem o foco da aplicação neste trabalho, são aqui resumidas.

Um conjunto *fuzzy*  $A$  em  $U$  é vazio se e somente se sua função de pertinência é igual a zero sobre todo  $U$ :

$$A = \emptyset \text{ se e somente se } \mu_A(x) = 0 \quad \forall x \in U \quad (\text{B.6})$$

O complemento  $A'$  de um conjunto *fuzzy*  $A$  é normalmente dado por:

$$\mu_{A'}(x) = 1 - \mu_A(x) \quad \forall x \in U \quad (\text{B.7})$$

Dois conjuntos *fuzzy*  $A$  e  $B$  em  $U$  são iguais se suas funções de pertinência forem iguais sobre todo  $U$ :

$$A = B \text{ se e somente se } \mu_A(x) = \mu_B(x) \quad \forall x \in U \quad (\text{B.8})$$

Um conjunto *fuzzy*  $A$  é um subconjunto de  $B$  se sua função de pertinência for menor ou igual à de  $B$  sobre todo  $U$ :

$$A \subset B \text{ se } \mu_A(x) \leq \mu_B(x) \quad \forall x \in U \quad (\text{B.9})$$

No caso de conjuntos ordinários, a interseção de dois conjuntos  $A$  e  $B$  em um universo  $U$ , denotada por  $A \cap B$ , contém todos os elementos pertencentes a  $A$  e a  $B$ , isto é:

$$f_{A \cap B}(x) = 1 \text{ se } x \in A \text{ e } x \in B \quad (\text{B.10})$$

e

$$f_{A \cap B}(x) = 0 \text{ se } x \notin A \text{ e } x \notin B \quad (\text{B.11})$$

A união dos mesmos conjuntos, denotada por  $A \cup B$ , contém todos os elementos que pertencem a  $A$  ou a  $B$ . Fazendo-se uso dos operadores minimum (min ou  $\wedge$ ) e maximum (max ou  $\vee$ ), as funções características dos conjuntos resultantes (interseção e união) podem ser representadas das seguintes formas:

$$f_{A \cap B}(x) = f_A(x) \wedge f_B(x) \quad \forall x \in U \quad (\text{B.12})$$

$$f_{A \cup B}(x) = f_A(x) \vee f_B(x) \quad \forall x \in U \quad (\text{B.13})$$

Embora a união e a interseção possam ser descritas também por meio de outros operadores, Zadeh [Zadeh, 1965] estendeu as formas expressas em (5.12) e (5.13) para a representação de interseção e união *fuzzy*, de modo que:

$$\mu_{A \cap B}(x) = \mu_A(x) \wedge \mu_B(x) \quad \forall x \in U \quad (\text{B.14})$$

$$\mu_{A \cup B}(x) = \mu_A(x) \vee \mu_B(x) \quad \forall x \in U \quad (\text{B.15})$$



Zadeh também sugeriu a soma algébrica para a união *fuzzy*:

$$\mu_{A \cup B}(x) = \mu_A(x) + \mu_B(x) - \mu_A(x)\mu_B(x) \quad (\text{B.16})$$

e o produto algébrico para a interseção *fuzzy*:

$$\mu_{A \cap B}(x) = \mu_A(x)\mu_B(x) \quad (\text{B.17})$$

Posteriormente, com o objetivo de generalização, foram definidos operadores de base axiomática, baseados nos conceitos de norma triangular (*norma-t*) e co-norma triangular (*co-norma-t* ou *norma-s*) [Kandel, 1986; Gupta, 1990].

Uma *norma-t* é uma operação binária  $*$ :  $[0,1] \times [0,1] \rightarrow [0,1]$  tal que,  $\forall x, y, z, w \in [0,1]$ , as seguintes propriedades são satisfeitas:

- Comutatividade:  $x * y = y * x$ ; (B.18)

- Associatividade:  $(x * y) * z = x * (y * z)$ ; (B.19)

- Monotonicidade: se  $x \leq y$ ,  $w \leq z$ , então  $x * w \leq y * z$ ; (B.20)

- Condições de contorno:  $x * 0 = 0$  e  $x * 1 = x$ . (B.21)

Uma *co-norma-t*, ou *norma-s*, é uma operação binária  $\oplus$ :  $[0,1] \times [0,1] \rightarrow [0,1]$ , que satisfaz as seguintes propriedades:

- Comutatividade:  $x \oplus y = y \oplus x$  (B.22)

- Associatividade:  $(x \oplus y) \oplus z = x \oplus (y \oplus z)$  (B.23)

- Monotonicidade: se  $x \leq y$ ,  $w \leq z$ , então  $x \oplus w \leq y \oplus z$  (B.24)

- Condições de contorno:  $x \oplus 0 = x$  e  $x \oplus 1 = 1$  (B.25)

A bibliografia registra inúmeras *normas-t* e *co-normas-t*, mas em aplicações – principalmente em engenharia, têm sido utilizados preponderantemente os operadores *min* e produto algébrico para interseção e o operador *max* para a união [Tomsovic, 2000; Tanscheit, 2008].

### **B.1.4 - Composição de Relações Fuzzy**

A representação utilizando-se regras de produção *fuzzy* é a forma mais comum de armazenamento de informações em uma base de conhecimento *fuzzy*.

Basicamente, existem quatro métodos para a obtenção de regras *fuzzy* [Tomsovic, 2000]: 1) através do conhecimento e experiência de um especialista, 2) através da observação do comportamento humano, 3) através da modelagem *fuzzy* de um processo e 4) através de aprendizagem de máquina.

Uma regra de produção normalmente é formada por duas partes:

**se** < *antecedente* > **então** < *conseqüente* >

O antecedente é composto por um conjunto de condições que quando mesmo parcialmente satisfeitas, determinam o processamento do conseqüente da regra por um mecanismo de inferência *fuzzy*. Este processo descrito denomina-se “disparo” de uma regra.

Por sua vez, o conseqüente é composto de um conjunto de ações ou diagnósticos que serão gerados com o disparo da regra. Os conseqüentes das regras disparadas são processados em conjunto para gerar uma resposta determinística para cada variável de saída do sistema.

No caso de conjuntos ordinários, uma relação exprime a presença ou a ausência de uma associação entre elementos de dois ou mais conjuntos.

Formalmente, dados dois universos  $X$  e  $Y$ , a relação  $R$  definida em  $X \times Y$  é um subconjunto do produto cartesiano dos dois universos, de tal forma que  $R: X \times Y \rightarrow \{0,1\}$ . Ou seja, se algum  $x \in X$  e  $y \in Y$  estiverem relacionados,  $R(x,y) = 1$ ; caso contrário,  $R(x,y) = 0$ . Isto pode ser expresso pela seguinte função característica (ou função de pertinência bivalente):

$$f_R(x,y) = \begin{cases} 1 & \text{se e somente se } (x,y) \in R \\ 0 & \text{em caso contrário} \end{cases} \quad (\text{B.26})$$

Relações *fuzzy* generalizam o conceito de relações e representam o grau da associação entre elementos de dois ou mais conjuntos *fuzzy*. Formalmente, dados dois universos  $X$  e  $Y$ , a relação *fuzzy*  $R$  é um conjunto *fuzzy* em  $X \times Y$ , caracterizada por uma função de pertinência  $\mu_R(x,y) \in [0,1]$ , onde  $x \in X$  e  $y \in Y$ .

A interseção e a união de relações *fuzzy* são definidas de forma similar às mesmas operações com conjuntos *fuzzy*. Considerando-se duas relações *fuzzy*  $R$  e  $S$  definidas em um mesmo espaço  $X \times Y$ , as funções de pertinência resultantes são:

$$\mu_{R \cap S}(x,y) = \mu_R(x,y) * \mu_S(x,y) \quad (\text{B.27})$$

$$\mu_{R \cup S}(x,y) = \mu_R(x,y) \oplus \mu_S(x,y) \quad (\text{B.28})$$

A consideração inicial de duas relações *não-fuzzy*  $P(X,Y)$  e  $Q(Y,Z)$ , que têm um conjunto ( $Y$ ) em comum, pode ser útil para analisar a importância da composição de relações *fuzzy* nos sistemas de inferência. A composição dessas duas relações é definida como um subconjunto  $R(X,Z)$  de  $X \times Z$  tal que  $(x,z) \in R$  se e somente se existe pelo menos um  $y \in Y$  tal que  $(x,y) \in P$  e  $(y,z) \in Q$ , e é denotada por:

$$R(X, Z) = P(X, Y) \circ Q(Y, Z) \quad (\text{B.29})$$

A operação realizada para se obter  $R(X, Z)$  pode ser representada por qualquer uma (embora não somente) das seguintes expressões:

- Composição *max-min*:

$$f_R(x, z) = f_{P \circ Q}(x, z) = \{(x, z), \max_y[\min(f_p(x, y), f_q(y, z))]\} \quad (\text{B.30})$$

- Composição *max-produto*:

$$f_R(x, z) = f_{P \circ Q}(x, z) = \{(x, z), \max_y[(f_p(x, y) f_q(y, z))]\} \quad (\text{B.31})$$

A composição de relações *fuzzy* é definida de maneira análoga. A expressão para a função de pertinência resultante da composição de duas relações *fuzzy* com um conjunto *fuzzy* em comum é generalizada para:

$$\mu_R(x, z) = \mu_{P \circ Q}(x, z) = \sup_y [\mu_P(x, y) * \mu_Q(y, z)] \quad (\text{B.32})$$

Onde:

A *norma-t* (representada por  $*$ ) é normalmente o *min* ou o *produto*, embora seja permitido usar outras *normas-t*;

*Supremum* (*sup*) é o menor limite superior de um conjunto  $S$ , não necessariamente pertencente a este conjunto; um limite superior que pertence ao conjunto é chamado de *maximum* (*max*). No caso de universos finitos, a operação *sup* é o *maximum*.

Considerando-se um caso especial em que uma relação  $P$  é um conjunto *fuzzy* apenas, de forma, que, em vez de  $\mu_P(x, y)$ , tem-se  $\mu_P(x)$  (tornando-se

equivalente a se ter  $X = Y$ ), a composição torna-se somente uma função de  $z$ , denotada pela função de pertinência:

$$\mu_R(z) = \sup_x [\mu_P(x) * \mu_Q(x, z)] \quad (\text{B.33})$$

### B.1.5 - Proposições Fuzzy

Uma frase da forma  $\Pi \text{ é } A$ , onde  $\Pi$  é o nome de uma variável lingüística e  $A$  é um conjunto *fuzzy* definido no universo de discurso  $X$  de  $\Pi$ , é chamada de proposição *fuzzy*. No caso mais geral de uma proposição *fuzzy*  $n$ -ária, a representação se dá através do produto cartesiano das variáveis lingüísticas e da utilização de relações *fuzzy*.

Proposições *fuzzy* podem ser combinadas por meio de diferentes operadores, como, por exemplo, os conectivos lógicos e e ou, a negação não e o operador de implicação se ... então; as proposições *fuzzy* daí resultantes podem ser descritas em termos de relações *fuzzy*.

Em geral, o conectivo e é usado com variáveis em diferentes universos, enquanto que o conectivo ou conecta valores lingüísticos de uma mesma variável, os quais estão no mesmo universo. Quando o conectivo ou é empregado para conectar variáveis em uma sentença do tipo se ... então, ele pode ser usado com duas variáveis diferentes.

A operação não é considerada como semanticamente sinônima da negação em linguagem natural:

$$A = \{\mu_A(x) / x\} \Rightarrow \text{não } A = \{(1 - \mu_A(x)) / x\} \quad (\text{B.34})$$

Considerando-se:

- Variáveis lingüísticas de nomes  $x$  e  $y$  definidas nos universos  $X$  e  $Y$ , respectivamente;
- Conjuntos *fuzzy*  $A$  e  $B$  definidos nos universos  $X$  e  $Y$ , respectivamente;
- Proposições *fuzzy*:  $\begin{cases} x \text{ é } A \\ y \text{ é } B \end{cases}$

Conectando-se essas proposições através do conectivo ou, tem-se a proposição *fuzzy*  $(x \text{ é } A) \text{ ou } (y \text{ é } B)$ , que pode ser expressa por uma relação *fuzzy*  $R_{A \text{ ou } B}$ , cuja função de pertinência é dada por:

$$\mu_R(x, y) = \mu_A(x) \oplus \mu_B(y) \quad (\text{B.35})$$

Caso as proposições sejam conectadas por conectivos e, a função de pertinência da relação  $R_{A \text{ e } B}$  é dada por:

$$\mu_R(x, y) = \mu_A(x) * \mu_B(y) \quad (\text{B.36})$$

O operador usado para representar o conectivo ou é normalmente uma *co-norma-t*, enquanto que uma *norma-t* é utilizada na representação do conectivo e.

O operador se ... então é também conhecido como declaração condicional *fuzzy* e descreve a dependência do valor de uma variável lingüística em relação ao valor de outra. Em muitas aplicações essas declarações condicionais são simplesmente denominadas regras lingüísticas, constituindo-se em frases da forma *se  $x$  é  $A$  então  $y$  é  $B$* . Uma frase deste tipo é normalmente

denominada implicação e é representada por uma relação  $R_{A \rightarrow B}$ , expressa pela função de pertinência:

$$\mu_{A \rightarrow B}(x, y) = f_{\rightarrow}(\mu_A(x), \mu_B(y)) \quad (\text{B.37})$$

onde  $f_{\rightarrow}$  é o operador de implicação.

Quando uma declaração condicional apresenta mais do que uma variável antecedente  $x$  é  $A$ , as diversas variáveis são geralmente combinadas por meio do conectivo e:

$$\text{se } (x_1 \text{ é } A_1) \text{ e } (x_2 \text{ é } A_1) \text{ e } \dots \text{ e } (x_m \text{ é } A_m) \text{ então } (y \text{ é } B) \quad (\text{B.38})$$

A declaração (B.38) pode ser representada por uma relação expressa pela função de pertinência (B.39):

$$\mu_R(x_1, x_2, \dots, x_m, y) = f_{\rightarrow}(f_e(\mu_{A_1}(x_1), \mu_{A_2}(x_2), \dots, \mu_{A_m}(x_m)), \mu_B(y)) \quad (\text{B.39})$$

onde  $f_e$  é o operador (geralmente *min* ou *produto*) que representa o conectivo e.

Várias declarações também podem ser combinadas por meio do conectivo ou:

$$R^1 : \text{ se } (x \text{ é } A^1) \text{ então } (y \text{ é } B^1) \text{ ou}$$

$$R^2 : \text{ se } (x \text{ é } A^2) \text{ então } (y \text{ é } B^2) \text{ ou}$$

:

$$R^n : \text{ se } (x \text{ é } A^n) \text{ então } (y \text{ é } B^n)$$

A função de pertinência do conjunto  $R^N$  de declarações é:

$$\begin{aligned}\mu_{R^N}(x, y) &= f_{ou}[\mu_{R^1}(x, y), \mu_{R^2}(x, y), \dots, \mu_{R^n}(x, y)] \\ &= f_{ou}[f_{\rightarrow}(\mu_{A^1}(x), \mu_{B^1}(y)), f_{\rightarrow}(\mu_{A^2}(x), \mu_{B^2}(y)), \dots, f_{\rightarrow}(\mu_{A^n}(x), \mu_{B^n}(y))] \end{aligned}$$

(B.40)

## B.2 - Lógica *Fuzzy*

O conceito de implicação está relacionado a um ramo da matemática conhecido como lógica proposicional, que é isomórfica à teoria dos conjuntos, sendo que ambas são isomórficas à álgebra booleana [Tanscheit, 2008].

A lógica tradicional lida com proposições, que podem ser verdadeiras ou falsas. As combinações de proposições ( $p$  e  $q$ ), para formar novas proposições, são efetuadas a partir de três operações básicas:

- Conjunção ( $p \wedge q$ ): estabelece a verdade simultânea de duas proposições  $p$  e  $q$
- Disjunção ( $p \vee q$ ): serve para estabelecer a verdade de uma ou ambas proposições
- Implicação ( $p \rightarrow q$ ): regra *se...então*

As relações entre proposições são normalmente mostradas através de uma tabela verdade. As tabelas verdade para conjunção, disjunção, implicação, equivalência e negação, que constituem axiomas fundamentais da lógica proposicional, estão mostradas na Tabela 24, onde **V** significa verdadeiro e **F**, falso.



Tabela 24 – Tabelas Verdade para Cinco Operações Fundamentais de Lógica

$p$	$q$	$p \wedge q$	$p \vee q$	$p \rightarrow q$	$p \leftrightarrow q$	$\sim p$
V	V	V	V	V	V	F
V	F	F	V	F	F	F
F	V	F	V	V	F	V
F	F	F	F	V	V	V

Uma tautologia é uma proposição sempre verdadeira, formada a partir da combinação de outras proposições. As tautologias de maior interesse no âmbito deste trabalho são as assinaladas nas expressões (B.41) e (B.42), demonstradas na Tabela 25:

$$(p \rightarrow q) \leftrightarrow \sim [p \wedge (\sim q)] \quad (\text{B.41})$$

$$(p \rightarrow q) \leftrightarrow [(\sim p) \vee q] \quad (\text{B.42})$$

Tabela 25 – Prova das Equivalências de Proposições

$p$	$q$	$p \rightarrow q$	$\sim q$	$p \wedge (\sim q)$	$\sim [p \wedge (\sim q)]$	$\sim p$	$(\sim p) \vee q$
V	V	V	F	F	V	F	V
V	F	F	V	V	F	F	F
F	V	V	F	F	V	V	V
F	F	V	V	F	V	V	V

As funções características apresentadas em (B.43) e (B.44) são obtidas através da utilização das tautologias apresentadas em (B.41) e (B.42):

$$(p \rightarrow q) \leftrightarrow \sim [p \wedge (\sim q)]: \quad f_{p \rightarrow q}(x, y) = 1 - \min[f_p(x), 1 - f_q(y)] \quad (\text{B.43})$$

$$(p \rightarrow q) \leftrightarrow [(\sim p) \vee q]: \quad f_{p \rightarrow q}(x, y) = \max[1 - f_p(x), f_q(y)] \quad (\text{B.44})$$

A Tabela 3, construída com base na Tabela 26 demonstra as funções características (B.43) e (B.44), fazendo-se os lógicos V e F corresponderem aos booleanos 1 e 0:

Tabela 26 – Validação das Funções Características Obtidas por Tautologias

$f_p(x)$	$f_q(y)$	$1 - f_p(x)$	$1 - f_q(y)$	$\max[1 - f_p(x), f_q(y)]$	$1 - \min[f_p(x), 1 - f_q(y)]$
1	1	0	0	1	1
1	0	0	1	0	0
0	1	1	0	1	1
0	0	1	1	1	1

Na lógica proposicional há dois tipos importantes de mecanismos (ou regras) de inferência: *Modus Ponens* e *Modus Tollens*. O primeiro é o de maior emprego em engenharia [Tanscheit, 2008] e é apresentado a seguir:

Premissa 1:  $x$  é  $A$

Premissa 2: se  $(x$  é  $A)$  então  $(y$  é  $B)$

Conseqüência:  $y$  é  $B$

O *Modus Ponens* é associado à implicação  $A$  implica em  $B$  ( $A \rightarrow B$ ); usando-se as proposições  $p$  e  $q$ , podendo ser expresso como:

$$(p \wedge (p \rightarrow q)) \rightarrow q \quad (\text{B.45})$$

A extensão da lógica tradicional para a lógica *fuzzy* foi efetuada através da simples substituição das funções características (ou funções de pertinência bivalentes) da primeira por funções de pertinência *fuzzy*, à semelhança da extensão de conjuntos ordinários para conjuntos *fuzzy*. Assim, a declaração condicional se  $x$  é  $A$  então  $y$  é  $B$  tem uma função de pertinência  $\mu_{A \rightarrow B}(x, y)$  que mede o grau de verdade da relação de implicação entre  $x$  e  $y$ . Exemplos de  $\mu_{A \rightarrow B}(x, y)$ , obtidos pela simples extensão de funções de pertinência bivalentes da lógica proposicional para a lógica *fuzzy*, são:

$$\mu_{A \rightarrow B}(x, y) = 1 - \min[\mu_A(x), 1 - \mu_B(y)] \quad (\text{B.46})$$

$$\mu_{A \rightarrow B}(x, y) = \max[1 - \mu_A(x), \mu_B(y)] \quad (\text{B.47})$$

Quanto à inferência, o *Modus Ponens* é estendido para o *Modus Ponens* generalizado, descrito da seguinte forma:

Premissa 1:  $x$  é  $A^*$

Premissa 2: se  $(x$  é  $A)$  então  $(y$  é  $B)$

Conseqüência:  $y$  é  $B^*$

No *Modus Ponens* generalizado, o conjunto *fuzzy*  $A^*$  não é necessariamente o mesmo que  $A$  (antecedente da regra), assim como  $B^*$  não é necessariamente o mesmo que o conseqüente  $B$ .

Na lógica clássica, uma regra será disparada somente se a Premissa 1 for exatamente o antecedente da regra, e o resultado será exatamente o conseqüente dessa regra. Na lógica *fuzzy*, uma regra será disparada se houver um grau de similaridade diferente de zero entre a Premissa 1 e o antecedente da regra; o resultado será um conseqüente com grau de similaridade não-nulo em relação ao conseqüente da regra.

Formalmente, a função de pertinência do conseqüente,  $\mu_{B^*}(y)$ , é obtida a partir do conceito de regra de inferência composicional  $B^* = A^* \circ R$ , na qual a conexão entre as duas proposições é representada explicitamente por uma relação  $R$ . O *Modus Ponens* generalizado (onde a relação *fuzzy* é representada de modo implícito pela regra se... então) é um caso especial dessa regra. Ele pode ser visto como uma composição *fuzzy*, onde a primeira relação é meramente um conjunto *fuzzy*. Utilizando a expressão (B.33) já vista para a composição de um conjunto *fuzzy* com uma relação *fuzzy*, tem-se:

$$\mu_{B^*}(y) = \sup_{x \in A^*} [\mu_{A^*}(x) * \mu_R(x, y)] \quad (\text{B.48})$$

Como  $R$  é uma relação de implicação, a expressão (B.48) pode ser reescrita como:

$$\mu_{B^*}(y) = \sup_{x \in A^*} [\mu_{A^*}(x) * \mu_{A \rightarrow B}(x, y)] \quad (\text{B.49})$$

É muito comum, em aplicações, ter-se como “informação” dados (ou entradas) *não-fuzzy*, isto é:

$$\mu_{A^*}(x) = \begin{cases} 1 & \text{para } x = x' \\ 0 & \text{para todo outro } x \in X \end{cases} \quad (\text{B.50})$$

Na realidade, quando se tem uma entrada *não-fuzzy*, é possível efetuar uma simplificação na expressão para  $\mu_{B^*}(y)$ . Como  $x \neq 0$  apenas em um ponto  $x = x'$ , a operação *supremum* (*sup*) torna-se desnecessária e, em consequência:

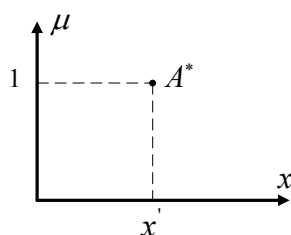
$$\mu_{B^*}(y) = [\mu_{A^*}(x') * \mu_{A \rightarrow B}(x', y)] = [1 * \mu_{A \rightarrow B}(x', y)] = \mu_{A \rightarrow B}(x', y) \quad (\text{B.51})$$

Considere-se, agora, a implicação (B.46) e conjuntos *fuzzy*  $A$  e  $B$ , representados por funções de pertinência triangulares, em universos contínuos. O conseqüente será dado pela função de pertinência:

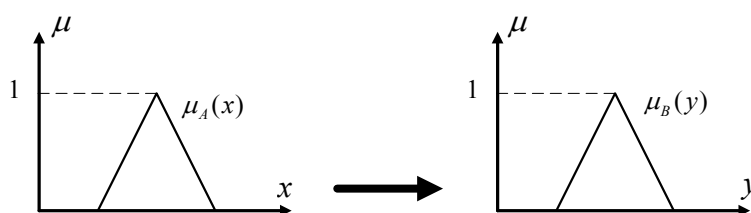
$$\mu_{B^*}(y) = 1 - \min[\mu_A(x'), 1 - \mu_B(y)] \quad (\text{B.52})$$

As operações da equação (B.52) podem ser representadas graficamente como:

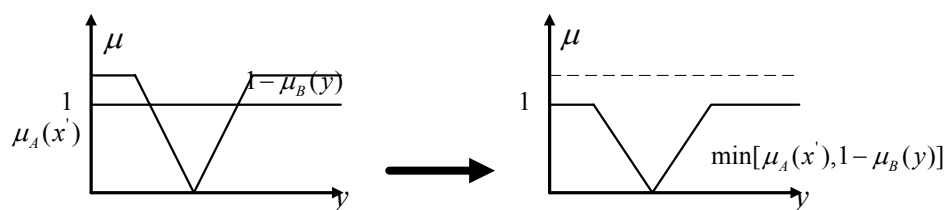
- Premissa 1 (informação ou entrada):



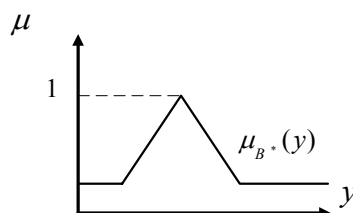
- Regra (implicação): *se A então B*



- Operações (passo a passo), observando que:



- Resultado final (conseqüente ou saída):



Para a implicação considerada, observa-se que o resultado de uma regra específica, cujo conseqüente é associado a um conjunto *fuzzy* com suporte finito, é um conjunto *fuzzy* com suporte infinito. Este comportamento, que é observado também para outras implicações, viola o senso comum, de importância em aplicações de engenharia [Tanscheit, 2008].

Assim, os primeiros problemas de aplicação de lógica *fuzzy* situaram-se na área de Controle, quando foram definidas as implicações *min* e *produto*, que têm sido, desde então, as mais usadas em engenharia [Tomsovic, 2000; Tanscheit, 2008]. A tabela verdade destas implicações, em lógica proposicional tradicional, mostra que a implicação é verdadeira somente quando ambos o antecedente e o conseqüente forem verdadeiros (como a tabela verdade de  $\underline{g}$ ). O uso da implicação *min* fornece como resultado:

$$\mu_{B^*}(y) = \mu_A(x') \wedge \mu_B(y) \quad (\text{B.53})$$

Considerando funções de pertinência triangulares, por exemplo, a função de pertinência  $\mu_{B^*}(y)$  terá uma forma trapezoidal, conforme pode ser visto na Figura 90. O uso da implicação *produto* fornece a função de pertinência

$\mu_{B^*}(y)$ , também mostrada na mesma figura. Com ambas as implicações,  $\mu_{B^*}(y)$  corresponde a um conjunto *fuzzy* associado exatamente com o conseqüente da regra e com suporte finito. Além disso, pode ser verificado que  $\mu_{B^*}(y) = 0$  para todo  $x = x'$ , o que é muito mais condizente com aplicações em engenharia.

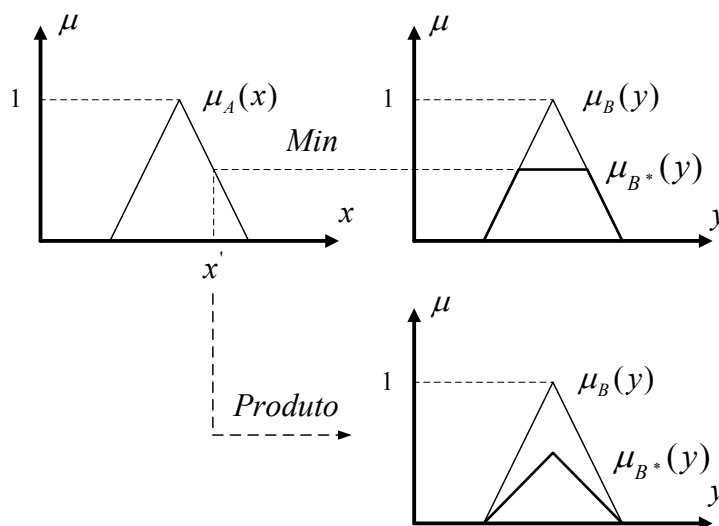


Figura 90 – Exemplo de Uso das Implicações Min e Produto

O grau de pertinência de  $x'$  em  $A$  estabelece o grau de ativação de uma determinada regra. Quanto mais a entrada for compatível com o antecedente da regra, mais peso terá o seu conseqüente no resultado final. Se  $\mu_A(x') = 1$ , indicando "compatibilidade total" de  $x'$  com  $A$ ,  $B^*$  será o próprio conjunto  $B$ .

Foi visto na seção anterior que vários antecedentes conectados por e, assim como sentenças lingüísticas (ou regras) conectadas por ou, podem ser traduzidas matematicamente por meio do ferramental de lógica *fuzzy* (faz-se uso dos operadores  $f_e$ ,  $f_{ou}$  e  $f_{\rightarrow}$ ).

Quanto ao operador de implicação, a extensão da lógica proposicional para a lógica *fuzzy* e as subseqüentes discussões sobre a necessidade de, em aplicações, preservarem-se a noção de causa e efeito, fornecem elementos

---

suficientes para se realizar uma boa escolha [Tanscheit, 2008]. Apesar de *min* e *produto* serem efetivamente as mais empregadas em aplicações, muitos outros operadores de implicação têm sido sugeridos na literatura de lógica *fuzzy* [Dubois, 1980; Klir, 1988; Lin, 1996].

De uma maneira geral utilizam-se *normas-t* em associação com a implicação. Quanto aos operadores  $f_e$  e  $f_{ou}$ , normalmente utilizam-se *normas-t* (particularmente *min*) em associação com o primeiro, e *co-normas-t* (particularmente *max*) em associação com o segundo. No *modus ponens* generalizado, a *norma-t* mais utilizada é *min*, dando origem à regra de inferência *max-min* (ou *sup-min*) [Tanscheit, 2008].

### B.3 - Modelos de Inferência *Fuzzy*

Modelos de inferência *fuzzy* específicos são utilizados de acordo com as propriedades sintáticas definidas. Assim, o modelo de processamento definido para o sistema de conhecimento depende da forma de armazenamento de informações escolhida [Rezende, 2005].

Mamdani [Mamdani, 1974] propôs um modelo de inferência *fuzzy* que foi por muitos anos um padrão para a utilização dos conceitos da lógica *fuzzy* em processamento de conhecimento [Rezende, 2005].

As regras de produção em um modelo de Mamdani possuem relações *fuzzy* tanto em seus antecedentes como em seus conseqüentes.

Outro sistema de inferência que se tornou extremamente bem sucedido foi concebido por H. Takagi e M. Sugeno [Takagi, 1985; Sugeno, 1988]. Esta estrutura é denominada de Sistema de Inferência de Sugeno, modelo de Inferência *Fuzzy* Paramétrico ou simplesmente modelo TSK. Os autores demonstram que estes modelos são bons aproximadores para sistemas que



podem ser completa ou satisfatoriamente representados apenas por meio de suas relações de entrada e saída.

Similarmente ao modelo de Mamdani, os modelos *fuzzy* TSK são também baseados na utilização de uma base de regras condicionais de inferência. Porém, no modelo TSK os conseqüentes das regras, em vez de serem formados por relações *fuzzy*, compõem-se de relações paramétricas relacionando as entradas e saídas do processo. Assim, este modelo difere do modelo de Mamdani na parte do conseqüente, como uma função linear das variáveis dos antecedentes da maneira mostrada por:

$$\text{Se } x_1 = A_i \text{ e } x_2 = A_j \text{ e } \dots \text{ e } x_p = A_m \text{ então } y_1 = f(x_1, x_2, \dots, x_p) \quad (\text{B.54})$$

A função  $f$  é, em geral, um polinômio e o sistema de inferência é geralmente referenciado em função do grau deste polinômio.

É comum a utilização de um modelo TSK em substituição a um modelo matemático convencional em um esquema de controle ou modelagem de sistemas reais. Por suas propriedades sintáticas, é bastante comum a utilização deste modelo para aproximação de funções não-lineares. A existência de funções paramétricas nos conseqüentes de suas regras e a facilidade de se ajustarem a partir de um conjunto de dados de entrada e saída faz com que eles sejam intrinsecamente relacionados com a tarefa de aproximação de funções em geral [Meza, 2001], embora modelos de Mamdani também possam ser utilizados com este objetivo [Rezende, 2005].

### **B.3.1 - Modelo de Inferência Mamdani**

O modelo de Mamdani inclui módulos de interface que transformam as variáveis de entrada em conjuntos *fuzzy* equivalentes e, posteriormente, as variáveis *fuzzy* geradas em variáveis numéricas proporcionais, adequadas para

os sistemas de atuação existentes. A Figura 91 mostra um diagrama típico de um sistema de processamento de conhecimento *fuzzy* que utiliza o modelo de inferência de Mamdani.

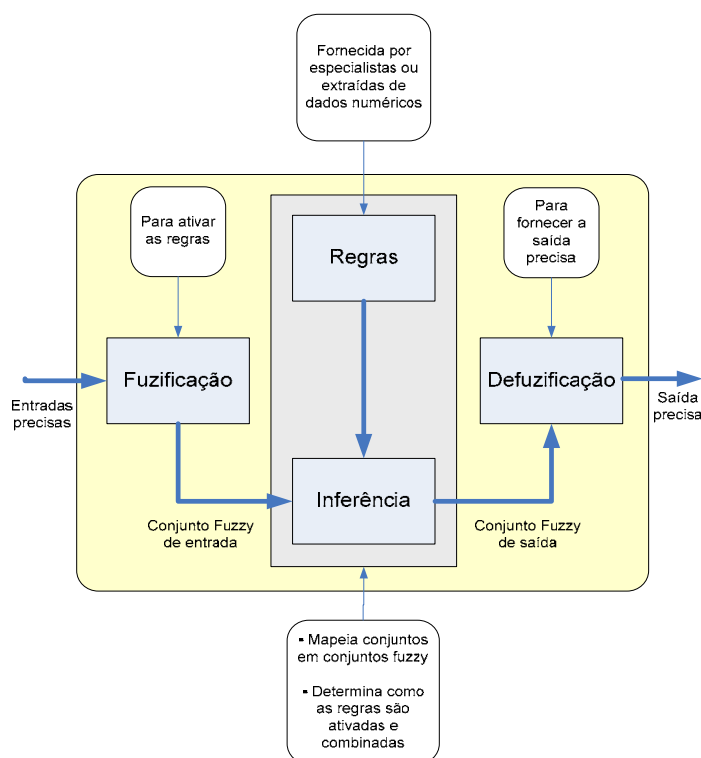


Figura 91 – Diagrama Típico de um Modelo de Inferência de Mamdani<sup>24</sup>

A Figura 91, mostra que o sistema de inferência considera entradas *não-fuzzy*, ou precisas – resultantes de sistemas convencionais de aquisição baseados em grandezas numéricas – como é o caso da grande maioria das aplicações práticas. O mapeamento dos dados precisos para os conjuntos *fuzzy* (de entrada) relevantes é realizado no estágio de *fuzificação*. Neste estágio ocorre também a ativação das regras relevantes para uma dada situação.

<sup>24</sup> Fonte: Adaptação de TANSCHKEIT, R. *Sistemas Fuzzy – Tutorial*, Instituto de Computação Aplicada – PUC/RJ, 2008.

---

As regras podem ser fornecidas por especialistas, em forma de sentenças lingüísticas, e se constituem em um aspecto fundamental no desempenho de um sistema de inferência *fuzzy*. Extrair regras de especialistas na forma de sentenças do tipo *se ... então* pode não ser uma tarefa fácil. Alternativamente ao uso de especialistas para a definição da base de regras, existem métodos de extração de regras de dados numéricos, sendo estes métodos particularmente úteis em problemas de classificação e previsão de séries temporais [Tanscheit, 2008].

No estágio de inferência ocorrem as operações com conjuntos *fuzzy* propriamente ditas: combinação dos antecedentes das regras, implicação e *modus ponens generalizado*. Os conjuntos *fuzzy* de entrada, relativos aos antecedentes das regras, e o de saída, referente ao conseqüente, podem ser definidos previamente ou, alternativamente, gerados automaticamente a partir dos dados.

No diagrama mostrado na Figura 91, a máquina de inferência recebe valores *fuzzy* proveniente do módulo de interface de entrada, processa as regras existentes na base de conhecimento e gera um conjunto *fuzzy* de saída para o módulo de interface correspondente, a partir da composição de todas as regras disparadas. Por uma regra disparada, entende-se uma regra cujo processamento do antecedente para as entradas atuais gerou graus de pertinência não-nulos, ou seja, a relação *fuzzy* entre as entradas e os termos primários do antecedente é maior do que zero.

A regra semântica tradicionalmente utilizada para o processamento de inferências com o modelo Mamdani é chamada de inferência *Max-Min*. Ela utiliza as operações de união e de interseção entre os conjuntos, por meio de operadores de máximo e de mínimo, respectivamente.

Para o detalhamento do método de inferência *Max-Min* proposto por Mamdani é útil considerar uma regra de produção *fuzzy* genérica como a mostrada em (B.55):

$$\text{Se } x_1 = A_i \text{ e } x_2 = A_j \text{ e } \dots x_p = A_m \text{ então } y_1 = B_i \text{ e } y_2 = B_m \quad (\text{B.55})$$

Durante o processo escalar – *fuzzy*, os antecedentes de cada regra são processados por meio da interseção *fuzzy* entre os graus de pertinência das entradas atuais nos termos primários definidos em cada uma. Este processo gera um grau de pertinência de disparo para cada regra de produção. Em outras palavras, é calculado para a  $k$ -ésima regra da base de conhecimento um coeficiente de disparo  $D^{(k)}$  através de:

$$D^{(k)} = \min[\mu_{A_1^k}(x_1), \mu_{A_2^k}(x_2), \dots, \mu_{A_p^k}(x_p)] \quad (\text{B.56})$$

onde os índices  $k$  nos conjuntos *fuzzy* denotam os termos primários que compõem a regra  $k$  na base de conhecimento. Este processamento transforma informações quantitativas em informações qualitativas, e é considerado um processo de generalização, ou de *fuzificação*.

Todas as regras para os quais os coeficientes de disparo forem maiores que zero, são ditas regras que disparam para as entradas atuais e que serão capazes de contribuir para o cálculo de saída correspondente do sistema de inferência. Os coeficientes de disparo, por sua vez, vão limitar os valores máximos dos conjuntos *fuzzy* de saída gerados por estas regras. Finalmente, uma operação global de união vai compor um conjunto *fuzzy* para cada variável de saída, contendo informações sobre todas as regras disparadas para as entradas atuais. A composição deste conjunto para o caso da saída  $y_2$  da regra genérica definida em (B.55) pode ser apresentada da seguinte forma:

$$\mu_{B_i(y)} = \max_{k=1 \dots n} [\min(D^{(k)}, \mu_{B_i}(y))], \quad \forall y \in U_{y_2} \quad (\text{B.57})$$

O universo de discurso desta variável de saída é composto pelos elementos  $y \in U_{y_2}$ .

O processo de especificação e de conversão *fuzzy* – escalar transforma informações qualitativas em uma informação quantitativa, sendo comumente chamado de *defuzificação*.

Uma vez obtido o conjunto *fuzzy* de saída através do processo de inferência (*modus ponens generalizado*), no estágio de *defuzificação* é efetuada uma interpretação dessa informação, por serem geralmente requeridas, em aplicações práticas, saídas precisas. Para a regra genérica de produção definida em (B.55), parte-se do conjunto *fuzzy* de saída  $\mu_{B_i}(y)$ , obtido pelo processo de inferência e chega-se a um valor escalar  $\hat{y}_2$  correspondente.

Existem vários métodos de *defuzificação* na literatura, porém a escolha do método pode impactar significativamente a velocidade e a precisão do controle *fuzzy* [Tsoukalas, 1997]. Os métodos *defuzificação* mais empregados são o centro de gravidade (ou centro de massa, centróide, centro de área) e a média dos máximos [Zimmermann, 1996; Pedrycz, 1998; Tomsovic, 2000; Tanscheit, 2008].

No método do centro de gravidade, a saída é o valor no universo que divide a área sob a curva da função de pertinência em duas partes iguais. Este método calcula, para um dado conjunto *fuzzy* de saída, proveniente de uma base de conhecimento processada, a abscissa (no universo de discurso definido para a variável em questão) do ponto de centro de massa correspondente, e a utiliza como valor escalar de saída. A expressão analítica da implementação deste método é

$$\hat{y}_2 = \frac{\sum_{y \in U_{y_2}} y \cdot \mu_{B_i}(y)}{\sum_{y \in U_{y_2}} \mu_{B_i}(y)} \quad (\text{B.58})$$

As desvantagens potenciais do método do centro de gravidade estão associadas com o favorecimento de valores “centrais” da variável de base, lentidão e a

produção de resultados sensíveis a todas as regras participantes do processo de inferência [Pedrycz, 1998].

No método da média dos máximos, o valor numérico da saída é o ponto do universo de discurso que corresponde à média dos pontos de máximo locais da função de pertinência do conjunto de saída, produzida pelo processo de inferência, que pode ser definido como:

$$\bar{y}_2 = \frac{\sum_{y \in U_{y_2}} \hat{y}_k \cdot \mu_{B_i}(\hat{y}_k)}{n_y} \quad (\text{B.59})$$

onde,

$$\hat{y} = \max_{y \in U', U' \subset U_{y_2}} [\mu_{B_i}(y)]$$

A questão da seleção do método de *defuzificação* é um problema de tomada de decisões multicritério e permanece em aberto, demandando pesquisas por métodos mais sofisticados como os associados com interpretações probabilísticas [Junges, 2000].

Para o ajuste de um controlador *fuzzy* baseado no modelo de Mamdani, podem-se utilizar os seguintes métodos [Rezende, 2005]:

- Modificação das regras de controle;
- Modificação dos universos de discurso (níveis de quantificação) das variáveis;
- Modificação na definição das partições *fuzzy* das variáveis.

Os dois últimos métodos possibilitam um ajuste mais fino, enquanto o primeiro, um ajuste mais amplo [Almeida, 1993].

---

Um aspecto importante e bem discutido na literatura [Dombi, 1990] é a questão da definição dos conjuntos *fuzzy* correspondentes às variáveis de entrada (antecedentes) e à(s) de saída (conseqüente(s)). Sabe-se que o desempenho do sistema de inferência depende do número de conjuntos e de sua forma [Medsker, 1995] porque quanto maior o número de conjuntos atribuídos aos antecedentes, maior o custo computacional e maior a dificuldade de se estabelecer uma base de regras consistente. Frequentemente uma forma linear é escolhida por razões computacionais [Tomsovic, 2000]. Independentemente do método escolhido para a representação deve-se ter em mente que a solução não deve ser muito sensível aos valores das funções de pertinência. Filosoficamente, se a precisão de uma função de pertinência é necessária para a obtenção de um resultado aceitável, então o problema provavelmente não foi definido apropriadamente ou não deve ser tratado com sistemas *fuzzy* [Tomsovic, 2000].

É comum empregarem-se métodos automáticos para a sintonia das funções de pertinência dos conjuntos. A integração entre sistemas de inferência *fuzzy* e redes neurais – originando os sistemas *neuro-fuzzy* [Lin, 1996; Souza, 2004] – ou algoritmos genéticos [Ishigami, 1994; Zeng, 1994] tem se mostrado adequada para este objetivo, assim como para a geração automática de regras [Medsker, 1995].

As formas adotadas para as funções de pertinência dos conjuntos *fuzzy* têm mais relevância quando o método de *defuzificação* é o do centro de gravidade, em contraposição ao da média dos máximos. Na escolha de um método ou outro, deve-se decidir se é importante considerar as contribuições de todas as regras ativadas ou se é desejável levar em consideração apenas aquelas com maior grau de ativação [Tanscheit, 2008].

Em resumo, o desempenho de um sistema de inferência *fuzzy* depende principalmente da escolha de uma base de regras adequada, do número e forma dos conjuntos atribuídos a cada variável, da escolha do operador de implicação e do método de *defuzificação*. Desta maneira, a implementação de um sistema

de controle *fuzzy* baseado no modelo de inferência de Mamdani deve observar as seguintes etapas [Rezende, 2005]:

1. Definição do universo de discurso das variáveis de entrada e saída do controlador (incluindo sua discretização, ou seja, os respectivos níveis de quantificação);
2. Partição dos universos de discurso definidos, ou seja, criação dos termos primários envolvidos e graus de pertinência dos conjuntos *fuzzy* que representam cada termo;
3. Determinação das regras que formam o algoritmo de controle (Base de Conhecimento);
4. Definição de parâmetros semânticos tais como: escolha das operações *fuzzy* adequadas, formas de conversão de variáveis de entrada e saída, tipo de atuação do controlador (tipicamente, posicional ou incremental), método de aprendizado, etc.



---

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [ABED, 1999] ABED, M. A. “WSCC Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology”, In: *Power Engineering Society Summer Meeting*, IEEE, Vol. 1, Edmonton, 18-22 July 1999, pp. 191-197.
- [ADIBI, 1994] ADIBI, M. M., MILANICZ, D. P. “Reactive Capability Limitation of Synchronous Machines”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, February 1994, pp. 29-35.
- [AGNEHOLM, 1996] AGNEHOLM, E. *The Restoration Process Following a Major Breakdown in a Power System*, Licentiate Thesis, Technical Report, No. 230L, Chalmers University of Technology, Gothenburg, 1996, 123 p.
- [AJJARAPU, 1992a] AJJARAPU, V., CHRISTY, C. “The continuation power flow: A Tool for a Steady State Voltage Stability Analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 4, November 1992.
- [AJJARAPU, 1992b] AJJARAPU, V., LEE, B. “Bifurcation Theory and its Application to Nonlinear Dynamic Phenomena in an Electric Power System”, *IEEE*

- 
- Transactions on Power Systems*, Vol. 7, 1992, pp. 424–431.
- [ALVARADO, 1994] ALVARADO, F. L., DOBSON, I. HU, Y. “Computation of Closest Bifurcations in Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 2, May 1994, pp. 918–928.
- [ALVARADO, 1995] ALVARADO, F. L., DEMARCO, C. L. “Computational Tools for Planning and Operation Involving FACTS Devices”, In: *Proceedings of Workshop on FACTS*, Rio de Janeiro, November 1995.
- [ARARIBÓIA, 1987] ARARIBÓIA, G. *Inteligência Artificial: Um Curso Prático*, Rio de Janeiro, Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda., 1987.
- [ARRILLAGA, 2001] ARRILLAGA, J., ARNOLD, C. P., HARKER, B. J. “*Computer Modelling of Electrical Power Systems*”, West Sussex, John Willey and Sons, Second Edition 2001, 363 p.
- [ASTIC, 1994] ASTIC, J. Y., BIHAIN, A., JEROSOLIMSKI, M. “The mixed Adams - BDF Variable Step Size Algorithm to Simulate Transient and Long Term Phenomena In Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 2, May 1994.
- [AUSTRIA, 1995] AUSTRIA, R. R., et al. “Integrate Approach to Transfer Limit Calculation”, *IEEE Computer Applications in Power*, January 1995, pp. 48-

---

52.

- [AVILA-ROSALES, 2004] AVILA-ROSALES, R., GIRI, J., LOPEZ, R. “Extending EMS Capabilities to Include Online Stability Assessment”, In: *IEEE PES – Power Systems Conference and Exposition*, Vol. 3, 10-13 October 2004, pp. 1671-1675.
- [BALU, 1992] BALU, N., et al. “On-Line Power System Security Analysis”, In: *Proceedings of the IEEE*, Vol. 80, No. 2, February 1992, pp. 262-280.
- [BANSAL, 2003] BANSAL, R. C. “Bibliography on the Fuzzy Set Theory Applications in Power Systems (1994-2001)”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 4, November 2003, pp. 1291-1299.
- [BERGOVIC, 1995] BERGOVIC, M., et al “Summary of System Protection and Voltage Stability”, Special Publication Prepared by the Protection Aids to Voltage Stability Working Group of the Substation Protection Subcommittee of the IEEE Power System Relaying Committee, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 10, No. 2, April 1995.
- [BOMPARD, 1994] BOMPARD, E., CARPANETO, E., CHICCO, G., NAPOLI, R. “Asynchronous Motor Models for Voltage Stability Analysis”, In: *ECC Inc. Proc. Bulk Power System Voltage Phenomena III — Voltage Stability and Security*, Davos, August 1994.

- 
- [BOX, 1978] BOX, G. E. P., HUNTER, W. G., HUNTER, J. S. *Statistics for Experiments – An Introduction to Design, Data Analysis and Model Building*, New York: John Wiley & Sons, 1978.
- [BUCHANAN, 1984] BUCHANAN, B. G., SHORTLIFE, E. H. *Rule-Based Expert Systems: The MYCIN Experiments of the Stanford Heuristic Programming Project*, Massachusetts, Addison-Wesley Publishing Company, 1984.
- [CAÑIZARES, 1991] CAÑIZARES, C. A., *Voltage Collapse and Transient Energy Function Analyses of AC/DC Systems*, PhD thesis, University of Wisconsin-Madison, 1991.
- [CAÑIZARES, 1992] CAÑIZARES, C. A., ALVARADO, F. L., DeMARCO, C. L., DOBSON, I., LONG, W. F. “Point of Collapse Methods Applied to AC/DC Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, 1992, pp. 673–683.
- [CAÑIZARES, 1993] CAÑIZARES, C. A., ALVARADO, F. L. “Point of Collapse and Continuation Methods for Large AC/DC systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No. 1, February 1993.
- [CAÑIZARES, 1995] CAÑIZARES, C. A. “Conditions for Saddle-Node Bifurcations in AC/DC Power Systems”, *International Journal of Electric Power & Energy Systems*, Vol. 17, No. 1, February 1995, pp. 61–68.

- 
- [CAÑIZARES, 2002] CAÑIZARES, C., et al. “Voltage Stability Indices”, In: Power System Stability Subcommittee, Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools, *IEEE/PES Special Publication*, August 2002.
- [CAÑIZARES, 2005] CAÑIZARES, C. A., POZZI, C. C. M., CORSI, S. “Comparing Secondary Voltage Regulation and Shunt Compensation for Improving Voltage Stability and Transfer Capability in the Italian Power System”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 73, Issue 1, January 2005, pp. 67-76.
- [CAÑIZARES, 2007] CAÑIZARES, C. A. *Power System Stability and Blackouts*, short course at Federal University of Itajubá, August 2007.
- [CANHA, 2007] CANHA, L., EKEL, P., QUEIROZ, J., SCHUFFNER NETO, F. “Models and Methods of Decision Making in Fuzzy Environment and their Applications to Power Engineering Problems”, *Numerical Linear Algebra with Applications*, Vol. 14, No. 3, 2007, pp 369-390.
- [CARPENTIER, 2001] CARPENTIER, J., MENNITI, D., SCORDINO, N., SORRENTINO, N. “Application of a New Security Concept in Optimal Power Flows to Congestion Management”, In: *Proceedings of the Sixth International Workshop on Electric Power System Control Centers*, Opio, June 10-13, 2001.

- 
- [CAUSEY, 1994] CAUSEY, R. L. *Logic, Sets and Recursion*, Boston, Jones and Bartllet Pub., 1994.
- [CHIANG, 1995] CHIANG, H. D. et al., “CPFLOW: A Pratical Tool for Tracing Power System Steady-State Stacionary Behavior due to Load and Generation Variations”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, May 1995, pp. 623-634.
- [CIGRÉ, 1987] CIGRÉ. “Planning Against Voltage Collapse”, CIGRÉ Task Force 38-01-03, In: *Electra*, No. 111, March 1987, pp. 55-75.
- [CIGRÉ, 1992] CIGRÉ. “Possibilities and Expectations for Improved Man Machine Interface in Power System Control”, In: *Proc. CIGRÉ, WG 39.02 (Control Center Performance)*, paper 35/39-03, 1992.
- [CIGRÉ, 1993] CIGRÉ. “Modelling of Voltage Collapse Including Dynamic Phenomena”, In: *Task Force 38-02-10*, Paris, CIGRÉ Publication, 1993.
- [CIGRÉ, 1994] CIGRÉ. “Indices Predicting Voltage Collapse Including Dynamic Phenomena”, In: *Technical Report TF 38-02-11*, Paris, CIGRÉ Publication, 1994.
- [CIGRÉ, 1995a] CIGRÉ. “Long Term Dynamics – Phase II”, In: *Final Report Task Force 38-02-08*, CIGRÉ Publication, Paris, 1995.

- 
- [CIGRÉ, 1995b] CIGRÉ. “Criteria and Countermeasures for Voltage Collapse”, Technical Brochure, Task Force 38.02.12, Taylor, C. W. (Convener), In: *Electra*, No. 162, October 1995, pp. 159-167.
- [CLARK, 1993] CLARK, H. “Voltage Stability: Criteria, Planning Tools, Load Modeling”, In: *Proceedings EPRI/NERC Forum on Voltage Stability*, EPRI Report TR-102222, May 1993, pp. 1-11 1-16.
- [CORSI, 1995] CORSI, S., MARANNINO, P., LOSIGNORE, N., MORESCHINI, G. PICCINI, G. “Coordination Between the Reactive Power Scheduling Function and the Hierarchical Voltage Control of the EHV ENEL System”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, May 1995, pp. 686-694.
- [CORSI, 2000] CORSI, S. “The Secondary Voltage Regulation in Italy”, In: *IEEE/PES Summer Meeting*, Panel Session on Secondary Voltage Control, Washington, 16-20 July 2000.
- [COSTA, 1997] COSTA, V. M. *Uma Formulação Alternativa para o Problema de Fluxo de Potência*, Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 1997.
- [COUTO, 2007] COUTO FILHO, M. B., SOUZA, J. C. Stacchini, SCHILLING, M. Th., “Sobre a Integração Generalizada de Dados”, In: *Revista Controle & Automação*, Vol. 18, 2007, pp. 24-43.

- 
- [COX, 1994] COX, E. *The Fuzzy Systems Handbook*, Academic Press, Inc., Massachusetts, 1994.
- [CUTSEM, 1995] CUTSEM, T. V. "An Approach to Corretive Control of Voltage Instability Using Simulation and Sensivity", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, May 1995, pp. 616-622.
- [CUTSEM, 1996] CUTSEM, T. V., VOURNAS, C. D. "Voltage Stability Analysis in Transient and Mid-Term Time Scales", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 1, February 1996, pp. 146-154.
- [CUTSEM, 1997] CUTSEM, T., MAILHOT, R. "Validation of a Fast Voltage Stability Analysis Method on the Hydro-Quebec System", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 1, February 1997, pp. 282-288.
- [CUTSEM, 1998] CUTSEM, T. V., VOURNAS, C. *Voltage Stability of Electric Power Systems*, Boston, Kluwer Academic Publishers, 1998, 378 p.
- [CUTSEM, 2000] CUTSEM, T. V. "Voltage Instability: Phenomena, Countermeasures, and Analysis Methods", In: *Proceedings of the IEEE*, Vol. 88, No. 2, February 2000, pp. 208-227.
- [DEBS, 1975] DEBS, A. S., BENSON, A. R. "Security Assessment of Power Systems", In: *Proceedings System Engineering for Power:*



---

*Status and Prospects*, Henniker, NH, Washington, DC, 1975.

- [DEUSE, 1997] DEUSE, J., DUBOIS, J., FANNA, R., HAMZA, I. “EWR Undervoltage Load Shedding Scheme”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 4, November 1997, pp. 1446-1454.
- [DHAR, 1979] DHAR, S. B. “Power System Long-Ranger Decision Analysis under Fuzzy Environment”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 98, No. 2, 1979.
- [DIU, 2002] DIU, A., WEHENKEL, L. “EXaMINE – Experimentation of a Monitoring and Control System for Managing Vulnerabilities of the European Infrastructure for Electrical Power Exchange”, *In: Proceedings IEEE/PES Summer Meeting*, 2002.
- [DOBSON, 1989] DOBSON, I., CHIANG, H. D. “Towards a Theory of Voltage Collapse in Electric Power Systems”, *Systems and Control Letters*, Vol. 13, 1989, pp.253-262.
- [DOBSON, 1993] DOBSON, I., LU, L. “New Methods for Computing a Closest Saddle Node Bifurcation and Worst Case Load Power Margin for Voltage Collapse”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No. 3, August 1993, pp. 905–913.

- 
- [DOBSON, 1994] DOBSON, I. “The Irrelevance of Load Dynamics for the Loading Margin to Voltage Collapse and its Sensitivities”, In: *ECC Inc. Proc. Bulk Power System Voltage Phenomena III — Voltage Stability and Security*, Davos, August 1994, pp. 509–518.
- [DOBSON, 2002] DOBSON, I., et al. “Basic Theoretical Concepts”, In: *Power System Stability Subcommittee, Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools, IEEE/PES Special Publication*, August 2002.
- [DOMBI, 1990] DOMBI, J. “Membership Function as an Evaluation”, *Fuzzy Sets and Systems*, No. 35, 1990, pp. 1-21.
- [DUBOIS, 1980] DUBOIS, D. and PRADE, H. *Fuzzy Sets and Systems: Theory and Applications*, Academic, San Diego, 1980.
- [DYLIACCO, 1968] DYLIACCO, T. E. "Control of Power Systems via the Multi-level Concept", In: *Case Western Reserve University System Research Center Report No. SRC-68-19*, June 1968.
- [EJEBE, 1998] EJEBE, G. C., et al. “Online Dynamic Security Assessment in an EMS”, *IEEE computer Applications in Power*, January 1998, pp 43-47.
- [EKEL, 1998a] EKEL, P. Ya., TERRA, L. D. B., JUNGES, M. F. D, POPOV, V. A. “Fuzzy Technology in the Design, Planning and Control of Power

- 
- Systems and Subsystems”, In: *Proceedings of the Sixth European Congress on Intelligent Techniques and Soft Computing*, Aachen, Vol. 2, 1998, pp. 1126-1130.
- [EKEL, 1998b] EKEL, P. Ya., COSTA JR., P. P., JUNGES, M. D. F., OLIVEIRA, A. M., POPOV, V. A. “Multicriteria Optimization of Network Configuration in Distribution Systems with Taking into Account a Feed System Reaction”, In: *Anais do III Congresso Latino Americano de Distribuição de Energia Elétrica*. São Paulo, 1998, pp. 597-601.
- [EKEL, 1999] EKEL, P. Ya., et al. “An Approach to Constructing Sensitivity Indices and Fuzzy Control of System Voltage and Reactive Power”, In: *Proceedings of the IEEE Transmission and Distribution Conference*, New Orleans, Vol. 2, 1999, pp. 759-764.
- [EKEL, 2001] EKEL, P. Ya., TERRA, L. D. B., JUNGES, M. F. D., OLIVEIRA, F. J. A., MELEK, A., TAGUTI, T. Y. “Fuzzy Logic in Voltage and Reactive Power Control in Regulated and Deregulated Environments”, In: *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Vol. 1, 28/10 – 02/11 2001, Atlanta, pp. 85-90.
- [EKEL, 2007] EKEL, P. Ya, MENEZES, M., SCHUFFNER NETO, F. “Decision Making in Fuzzy Environment and its Application to Power

- 
- Engineering Problems”, *Nonlinear Analysis: Hybrid Systems*, Vol. 1, No. 4, 2007, pp 527-536.
- [EL-HAWARY, 1998] EL-HAWARY, M. E. (editor). *Electric Power Applications of Fuzzy Systems*, New York, IEEE Press Series on Power Engineering, P. M. Anderson, Series Editor, 1998, 343 p.
- [EPRI, 1995] EPRI. “Assessment of Voltage Security Methods and Tools”, In: *B.C. Hydro, TR-105214 Final Report*, October 1995.
- [EXPOSITO, 1993] EXPOSITO, A. G., RAMOS, J. L. M., MACIAS, J. L. R., SALINAS, Y. C. “Sensitivity-Based Reactive Power Control for Voltage Profile Improvement” , *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No. 3, 1993, pp. 937-945.
- [FALCÃO, 1997] FALCÃO, D. M. “High Performance Computing in Power System Applications”, *Lecture Notes in Computer Science*, Springer-Verlag, Vol. 1215, pp 1-23, 1997.
- [FERREIRA, 1999a] FERREIRA, L. C. A., *Uma Avaliação da Estabilidade de Tensão Abordando Perdas Elétricas em Sistemas Elétricos de Potência*. Dissertação M.Sc. apresentada à UNIFEI, Itajubá, Março 1999.
- [FERREIRA, 1999b] FERREIRA, L. C. A., ZAMBRONI, A. C. S., GRANVILLE, S. “Medidas Operativas de Curto Prazo no Controle de Colapso de Tensão”, In:

---

*XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE*, Foz do Iguaçu, Outubro 1999.

- [FERREIRA, 2000] FERREIRA, L. C. A., ZAMBRONI, A. C. S. “Método Estático para Avaliação da Influência de Load Tap Changer na Estabilidade de Tensão”, In: *Proceedings of the VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning – SEPOPE*, Curitiba, May 2000.
- [FERREIRA, 2002] FERREIRA, L. C. A., ZAMBRONI, A. C. S., GRANVILLE, S., LIMA, J. W. “Interior Point Method Applied to Voltage Collapse Problems and Losses Reduction”, In: *IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 149, Issue 2, March 2002, pp. 165 – 170.
- [FERREIRA, 2004] FERREIRA, L. C. A., HENRIQUES, R. M., PASSOS FILHO, J. A., MARTINS, N., FALCÃO, D. “Influência da Representação de Motores de Indução e de Dispositivos de Controle Automáticos e Discretos em Estudos de Segurança de Tensão”, In: *Proceedings of the VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning – SEPOPE*, Rio de Janeiro, May 2004.
- [FERREIRA, 2005] FERREIRA, L. C. A., ZAMBRONI, A. C. S., MARTINS, N., OLIVEIRA, E. J., PEREIRA, J. L. R. “Método para uma Ferramenta de Auxílio à Recomposição de Sistemas Elétricos de

- 
- Potência”, In: *XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE*, Curitiba, Outubro 2005.
- [FERREIRA, 2007] FERREIRA, L. C. A., PASSOS FILHO, J. A., ZAMBRONI, A. C. S., STACCHINI, J. C. S. “Método Estático para Análise a Longo-Termo da Segurança de Tensão de Sistemas Elétricos de Grande Porte”, In: *XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE*, Rio de Janeiro, Outubro 2007.
- [GAD, 2003] GAD, A., FAROOQ, M. “An Overview of Fuzzy Logic in Power and Control Systems”, In: *Proceedings of the 46th IEEE International Midwest Symposium on Circuits and Systems – MWSCAS '03*, Vol. 3, December 27-30, 2003, pp. 1047-1050.
- [GAO, 1996] GAO, B., MORISON, G. K., KUNDUR, P. “Towards the Development of a Systematic Approach for Voltage Stability Assessment of Large-Scale Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 3, August 1996, pp. 1314–1324.
- [GRANVILLE, 1994] GRANVILLE, S. “Optimal Reactive Dispatch Through Interior Point Methods”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, February 1994.
- [GRANVILLE, 1996] GRANVILLE, S., MELLO, J. C. O., MELO, A. C. G. “Application of Interior Point Methods to

- 
- Power Flow Unsolvability”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 2, May 1996.
- [GREENE, 1997a] GREENE, S., DOBSON, I., ALVARADO, F. L. “Sensitivity of the Loading Margin to Voltage Collapse with respect to Arbitrary Parameters”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 1, February 1997, pp. 262–272.
- [GREENE, 1997b] GREENE, S., DOBSON, I., ALVARADO, F. L., “Contingency Ranking for Voltage Collapse via Sensitivities from a Single Nose Curve”, In: *IEEE/PES Summer Meeting*, Berlin, July 1997.
- [GRILO, 2005] GRILO, A. P. *Um Método Baseado em Lógica Nebulosa para Classificação de Contingências em Redes de Energia Elétrica*, Dissertação M.Sc. apresentada à UNICAMP, Campinas, Abril 2005.
- [GUPTA, 1990] GUPTA, M., QI, J. “Theory of T-Norms and Fuzzy Inference Method”, *Fuzzy Sets and Systems*, No. 40, 1990.
- [HAKO, 1969] HAKO, I., TAMURA, Y., NARITA, S., MATSUMOTO, K. “Real Time Control of System Voltage and Reactive Power”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 88, No. 10, 1969, pp. 1344-1359.
- [HAMADANIZADEH, 2002] HAMADANIZADEH, H., et al. “General Practices and Tools”, In: Power System Stability Subcommittee, Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools,

---

*IEEE/PES Special Publication*, August 2002.

- [HAMMAD, 1989] HAMMAD, A. E., EL-SADEK, M. Z. "Prevention of Transient Voltage Instabilities due to Induction Motor Loads by Static VAR Compensators", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 3, August 1989, pp. 1182-1190.
- [HARMAND, 1990] HARMAND, Y., et al. "Analysis of a Voltage Collapse Incident and Proposal for a Time-Based Hierarchical Containment Scheme", In: *CIGRÉ Proceedings*, 1990, Paper 38/39-02.
- [HAYASHI, 1969] HAYASHI, S. "Power System Security Assessing by Digital Computer Simulation - Basis Control", In: *Proceedings PICA Conference*, Denver, May 18-21, 1969.
- [HAYES-ROTH, 1987] HAYES-ROTH, F. *Rule-Based Systems*, John Willey & Sons, 1987.
- [HECKERMAN, 1995] HECKERMAN, D., GEIGER, D., CHICKERING, D. "Learning Bayesian Networks: The Combination of Knowledge and Statistical Data, *Machine Learning*, Vol. 20 (3), 1995, pp. 197-243.
- [HEISSERMAN, 2000] HEISSERMAN, J., CALLAHAN, S., MATTIKALI, R. "A Design Representation to Support Automated Design Generation, In: *Proceedings of the Sixth International Conference on Artificial Intelligence in Design*,



- 
- 2000, pp. 545-566.
- [HENRIQUES, 2002a] HENRIQUES, R. M. "*Influência de Cargas Tipo Motor de Indução nas Margens de Estabilidade de Tensão de Sistemas de Grande Porte*", Dissertação M.Sc. apresentada a COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2002.
- [HENRIQUES, 2002b] HENRIQUES, R. M., et al. "Impact of Induction Motors Loads into Voltage Stability Margins of Large Systems", In: *Proceedings of Power Systems Computation Conference*, Seville, June 2002.
- [HICKS, 1973] HICKS, C. R. *Fundamental Concepts in the Design of Experiments*. New York: Holt, Rinehart and Winston, 1973.
- [HILL, 1995] HILL, D. J. (editor). "Special Issue on Nonlinear Phenomena in Power Systems", In: *IEEE Proceedings*, 83, 1995.
- [HIYAMA, 1999] HIYAMA, T., TOMSOVIC, K. "Current Status of Fuzzy Application in Power Systems", In: *IEEE SMC '99 Conference Proceedings, International Conference on Systems, Man and Cybernetics*, Vol. 6, October 12-15, 1999, Tokyo, pp. 527-532.
- [IEEE, 1990] IEEE. "Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical Tools, and Industry Experience", In: *Working Group on Voltage Stability, publication 90TH0358-2 PWR*, New

- 
- York, IEEE/PES Special Publications, 1990.
- [IEEE, 1993] IEEE. “Suggested Techniques for Voltage Stability Analysis”, In: *IEEE/PES Technical Report 93TH0620-5PWR*, 1993.
- [IEEE, 1995] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance. “Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 3, August 1995.
- [IEEE, 1999] IEEE. “Techniques for Power System Stability Limit Search”, In: *Publication TP-138-0*, Special Publication, 1999.
- [ISHIGAMI, 1994] ISHIGAMI, H., HASEGAWA, T., FUKUDA, T., SHIBATA, T. “Automatic Generation of Hierarchical Structure of Fuzzy Inference by Genetic Algorithm”, In: *Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks*, Vol. III, IEEE World Congress on Computational Intelligence, Orlando, 1994, pp. 1566-1570.
- [JAMNICZKY, 1996] JAMNICZKY, L. “EMS Network Security Applications of the Future”, *IEEE Computer Applications in Power*, Vol. 9, Issue 2, April 1996, pp 42-46.
- [JARDIM, 2000] JARDIM, J. L. “Online Dynamic Security Assessment: Implementation Problems and Potential Use of Artificial Intelligence”, In: *Power Engineering Society Summer Meeting*,

- 
- IEEE, Vol. 1, 16-20 July 2000.
- [JARDIM, 2004] JARDIM, J. L. A., SILVA NETO, C., KWASNICKI, W. T. "Design Features of a Dynamics Security Assessment System". *Power Systems Conference and Exposition - PSCE*, IEEE PES, Vol. 1, New York, October 2004, pp. 446-452.
- [JARDIM, 2005] JARDIM, J. L., STOTT, B. "Synthetic Dynamics Power Flow", In: *IEEE General Meeting*, San Francisco, 12-16 June 2005.
- [JARDIM, 2006] JARDIM, J. L., SILVA NETO, C., SANTOS, M. G. "Brazilian System Operator Online Security Assessment System", In: *Power Systems Conference and Exposition - PSCE*, IEEE/PES, Atlanta, October 2006, pp. 7-12.
- [JUNGES, 2000] JUNGES, M. F. D. *Lógica Fuzzy em Controle de Tensão e Potência Reativa em Sistema de Potência*, Dissertação M.Sc. apresentada à Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais – PUC, 2000.
- [KANDEL, 1986] KANDEL, A. *Fuzzy Mathematical Techniques with Applications*, Addison-Wesley, Reading, MA, 1986.
- [KING, 1977] KING, P. J., MAMDANI, E. H. "The Application of Fuzzy Control System to Industrial Processes", *Automatica*, No. 13, 1977, pp. 235-242.

- 
- [KLIR, 1988] KLIR, G. and FOLGER, T. A. *Fuzzy Sets, Uncertainty and Information*, Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1988.
- [KLUMP, 2000] KLUMP, R. P., OVERBYE, T. J., “Techniques for Improving Power Flow Convergence”, In: *Proceedings of the Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol. 1, No. 1, July 2000, pp. 598-603.
- [KOSKO, 1992] KOSKO, B. *Neural Networks and Fuzzy Systems*, Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1992.
- [KOWALSKI, 1987] KOWALSKI, R. A., HOGGER, C. J. *Logic Programming*, John Willey & Sons, 1987.
- [KUNDUR, 1994] KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*, New York, McGraw-Hill, 1994, 1176 p.
- [KWATNY, 1986] KWATNY, H. G., PASRIJA, A. K., BAHAR, L. H. “Static Bifurcations in Electric Power Networks: Loss of Steady-State Stability and Voltage Collapse”, *IEEE Transactions Circuits Systems I*, Vol. 33, 1986, pp. 981–991.
- [LACH, 1985] LACH, W. R. “Insecure System Reactive Power Balance Analysis and Countermeasures”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, September 1985, pp. 2413–2419.
- [LAMBERT, 1991] LAMBERT, J. D. *Numerical Methods for Ordinary Differential Systems: The Initial Value*

- 
- Problem*", West Sussex, John Wiley & Sons Ltd., 1991.
- [LEE, 1996] LEE, B., AJJARAPU, V. "Invariant Subspace Parametric Sensitivity (ISPS) of Structure-Preserving Power Systems Models", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 2, May 1996, pp. 845–850.
- [LIAO, 2005] LIAO, S-H. "Expert System Methodologies and Applications – A Decade Review from 1995 to 2004", *Expert Systems with Applications*, No. 28, 2005, pp. 93-103.
- [LIMMER, 1966] LIMMER, H. D. "Security Applications of On-line Digital Computers", In: *Second Power Systems Computation Conference*, Stockholm, June 27, 1966.
- [LIN, 1996] LIN, C. T. and LEE, C. S. G. *Neural Fuzzy Systems*, Prentice Hall, New Jersey, 1996.
- [LIU, 1993] LIU, W. H. E., PAPALEXOPOULOS, A. D., BRIGHT, J. M. "Discrete Shunt Device Based Voltage Control in an Adjusted Power Flow Solution", In: *Proceedings of 11th Power Systems Computation Conference – PSCC*, Avignon, August 1993.
- [LO, 1999] LO, J. -C., CHEN, Y. -M. "Stability Issues on Takagi-Sugeno Fuzzy Model-parametric Approach", *IEEE Transactions on Fuzzy Systems*, Vol. 7, No.5, 1999, pp. 597-607.

- 
- [LÖF, 1995a] LÖF, P. A. *On Static Analysis of Long-Term Voltage Stability in Electric Power Systems*. Ph.D. Thesis, Kungl Tekniska Högskolan - Royal Institute of Technology, Stockholm, 1995.
- [LÖF, 1995b] LÖF, P-A., ANDERSON, G., HILL, D. J. “Voltage Dependent Reactive Power Limits for Voltage Stability Studies”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 1, February 1995, pp. 220–226.
- [LONG, 1999] LONG, B., AJJARAPU, V. “The Sparse Formulation of ISPS and its Application to Voltage Stability Margin Sensitivity and Estimation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 3, 1999, pp. 944–951.
- [LOPES, 2001] LOPES, B. I., de SOUZA, A. C. Z., MENDES, P. P. C. “Tangent Vector as a Tool for Voltage Collapse Analysis Considering a Dynamic System Model”, In: *IEEE Power Tech Conference Proceedings*, Vol. 2, Porto, 10-13 September 2001.
- [LOPES, 2003] LOPES, B. I., ZAMBRONI, A. C. S. “On Multiple Tap Blocking to Avoid Voltage Collapse”, *Electric Power Systems Research*, Volume 67, Issue 3, December 2003, pp. 225-231.
- [MAGHSOODLOU, 2004] MAGHSOODLOU, F., MASIELLO, R., RAY, T. “Energy Management Systems”, *IEEE Power*

- 
- and Energy Magazine*, Vol. 2, Issue 5, Sept.-Oct. 2004, pp. 49-57.
- [MALIK, 2000] MALIK, O. P., NIEBUR, D. HIYAMA, T. “Applications Control – Chapter 3”, In: *Tutorial on Fuzzy Logic Applications in Power Systems*, IEEE-PES Winter Meeting, edited by K. Tomsovic and M. Y. Chow, Singapore, January 2000.
- [MAMDANI, 1974] MAMDANI, E. H. “Application of Fuzzy Algorithms for Control of Simple Dynamic Plant,” In: *Proceedings of the IEE (Control and Science)*, Vol. 121, 1974, pp. 298-316.
- [MANSUR, 1989] MANSUR, Y. “Voltage Stability Limit: B. C. Hydro’s Practice”, In: *EPRI Report EL-6183, Proceedings: Bulk Power Systems Voltage Phenomena – Voltage Stability and Security*, January 1989, pp.2.9-2.25.
- [MANZONI, 2002] MANZONI, A., TARANTO, G. N., FALCÃO, D. M. “A Comparison of Power Flow, Full and Fast Dynamic Simulations”, In: *14th PSSC – Power Systems Computation Conference*, Sevilla, 24-28 June 2002.
- [MARQUES, 2005] MARQUES, A. B., TARANTO, G. N., FALCÃO, D. M., “A Knowledge-Based System for Supervision and Control of Regional Voltage Profile and Security”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 1, 2005, pp. 400-407.

- 
- [MASSAUD, 1994] MASSAUD, A. G., SCHILLING, M. T., HERNANDEZ, J. P. “Electricity Restriction Costs”, *IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 141, Issue 4, July 1994, pp. 299-304.
- [MATHWORKS, 2008] THE MATHWORKS. *Fuzzy Logic Toolbox for Use with MATLAB – User’s Guide*, Version 2, 2008, 323 p.
- [MEDSKER, 1995] MEDSKER, L. R. *Hybrid Intelligent Systems*, Boston, Kluwer Academic Publishers, 1995, 298 p.
- [MELLO, 1996] MELLO, F. P., FELTES, J. W. “Voltage Oscillatory Instability Caused by Induction Motor Loads”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, 1996, pp. 1279–1285.
- [MENDEL, 1995] MENDEL, J. M. “Fuzzy Logic Systems for Engineering: a Tutorial”. *Proceedings IEEE*, Vol. 83, 1995, pp. 345–377.
- [MENDES, 1999] MENDES, P. P. C. *Aplicação de Redes Neurais Artificiais na Análise em Tempo Real da Estabilidade de Tensão de Regime Permanente de Sistemas Elétricos de Potência*, Tese D.Sc. apresentada à COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Julho 1999.
- [MEZA, 2001] MEZA, E. M., SOUZA, J. C. Stacchini, COUTO FILHO, M. B., SCHILLING, M. Th., “Exploring Fuzzy Relations for Alarm



- 
- Processing in Power Systems”, In: *Proceedings IEEE Porto PowerTech*, Vol. III, 2001, pp. 1-6.
- [MILLER, 2002] MILLER, N., et al. “Practices for Off-Line Studies”, In: Power System Stability Subcommittee, Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools, *IEEE/PES Special Publication*, August 2002.
- [MOMOH, 1995] MOMOH, J. A., MA, X. W., TOMSOVIC, K. “Overview and Literature Survey of Fuzzy Set Theory in Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 3, 1995, pp. 1676-1690.
- [MOMOH, 2000] MOMOH, J., SRINIVASAN, D., TOMSOVIC, K., BAER, B. “Expert Systems Applications – Chapter 5”, In: *Tutorial on Fuzzy Logic Applications in Power Systems, IEEE-PES Winter Meeting*, edited by K. Tomsovic and M. Y. Chow, January 2000, Singapore.
- [MONTICELLI, 1983] MONTICELLI, A. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. 1 ed. São Paulo, Editora Edgard Blucher Ltda, 1983.
- [MONTICELLI, 1999] MONTICELLI, A. “*State Estimation in Electric Power System: A Generalized Approach*”, Kluwer International Series in Engineering and Computer Science, 1999, 416 p.
- [MOTTA, 1998] MOTTA, E. *Reusable Components for Knowledge Models*, Ph.D. Thesis, Knowledge

- 
- Media University – Open University, UK, 1998.
- [NAMURA, 1991] NAMURA, T., NAKANISHI, Y., YASUDA, K., YOKOGAMA, R. “Multi-Attribute Voltage-Reactive Power Control Based on Approximate Reasoning”, In: *Proceedings of the Third Symposium on Expert System Applications to Power Systems*, Tokyo-Kobe, 1991, pp. 462-469.
- [NEGREIROS, 2007] NEGREIROS, A. V., et al. “Avaliação do Risco Probabilístico da Rede Básica do SIN Utilizando Dados Estocásticos Realistas”, In: *XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE*, Rio de Janeiro, Outubro 2007.
- [NERC, 2006] NERC – North American Electric Reliability Council, Transmission Issues Subcommittee. “*Guidelines for Developing an Under Voltage Load Shedding (UVLS) Evaluation Program*”, September 13, 2006 – disponível em [www.nerc.com](http://www.nerc.com), acessado em Outubro de 2007.
- [NEWELL, 1982] NEWELL, A. “The Knowledge Level”, *Artificial Intelligent*, Vol. 18 (1), 1982, pp. 87-127.
- [NOZARI, 1984] NOZARI, G. J. R., MANNO, J., ALDEN, R.T.H., “An Aggregate Induction Motor Model for Industrial Plants”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. PAS-103, No. 4, April 1984.

- 
- [OLIVEIRA, 1998] OLIVEIRA, F. J. A., et al. “Construction of Sensitivity Indices and Fuzzy Control of System Voltage and Reactive Power”, In: *Proceedings of the VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning – SEPOPE*, Salvador, May 1998.
- [ONS, 2002] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. “Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos”, In: *Procedimentos de Rede, Módulo 23, Submódulo 23.3, Revisão 0, 2002*, disponível em [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br), acessado em abril de 2007.
- [ONS, 2003] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. “Recomposição da Rede Após Perturbação”, In: *Procedimentos de Rede, Módulo 10, Submódulo 10.11, Revisão 02, 2003*, disponível em [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br), acessado em agosto de 2007.
- [OVERBYE, 1994] OVERBYE, T. J., DOBSON, I. and DEMARCO, C. L. “Q-V Curve Interpretations of Energy Measures for Voltage Security”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, February 1994.
- [OVERBYE, 2005] OVERBYE, T., WIEGMANN, D. “Reducing the Risk of Major Blackouts Through Improved Power System Visualization”, In: *15th PSSC – Power Systems Computation Conference, 22-26 August 2005, Belgium*.
- [PAI, 1995] PAI, M. A., SAUER, P. W., LESIEUTRE, B. C. “Static and Dynamic Nonlinear Loads and

---

Structural Stability in Power Systems”, In: *Proceedings IEEE – Special Issue on Nonlinear Phenomena in Power Systems*, Vol. 83, 1995, pp. 1562–1572.

[PASSOS, 2000] PASSOS FILHO, J. A. “*Modelagem e Incorporação de Dispositivos de Controle no Problema do Fluxo de Potência*”, Tese de M.Sc., UFJF, Juiz de Fora, 2000.

[PASSOS, 2003] PASSOS FILHO, J. A., FERREIRA, L. C. A., MARTINS, N., ZAMBRONI, A. C. S. “Benefícios da Representação do Controle Automático e Discreto de Bancos de Capacitores / Reatores e de LTC Sistêmicos em Estudos de Segurança de Tensão”, In: *XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE*, Uberlândia, Outubro 2003.

[PASSOS, 2004] PASSOS FILHO, J. A., FERREIRA, L. C. A., MARTINS, N., FALCÃO, D., BARBOSA, A. A. “Simulação da Curva de Carga Semanal e de Dispositivos Discretos para Avaliação do Desempenho de Controle de Tensão em Sistemas Elétricos de Grande Porte”, In: *Proceedings of the IX Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning – SEPOPE*, Rio de Janeiro, May 2004.

[PASSOS, 2005] PASSOS FILHO, J. A. “*Representação e Avaliação do Desempenho de Dispositivos de Controle no Problema de Fluxo de Potência*”,

- 
- Tese D.Sc. apresentada a COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2005.
- [PAVELLA, 2000] PAVELLA, M., ERNST, D., RUIZ-VEJA, D. “*Transient Stability of Power Systems: A Unified Approach to Assessment and Control*”, Norwel, Kluwer Academic Publishers, 2000.
- [PETERSON, 1971] PETERSON, N. M., MEYER, W. S. “Automatic Adjustment of Transformer and Phase-Shifter Taps in the Newton Power Flow”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, January/February 1971, pp. 103-108.
- [PHADKE, 1993] PHADKE, A. G. “Synchronized Phasor Measurements in Power Systems”, *IEEE Computer Applications in Power*, Vol. 16, No. 2, 1993, pp. 10-15.
- [PINHEIRO, 1999] PINHEIRO, C. A. M., GOMIDE, F. A. C. “On the Equivalence Between Basic Fuzzy and Classical Controllers”, *8<sup>th</sup> International Fuzzy Systems Association World Congress - IFSA*, Vol. 2, Formosa, 1999, pp. 594-597.
- [PRADA, 1990] PRADA, R. B., CORY, B. J., NAVARRO-PEREZ, R. “Assessment of Steady State Voltage Collapse Critical Conditions”, In: *Proceedings of Power Systems Computation Conference – PSCC*, Graz, August 1990.
- [PRADA, 1992] PRADA, R. B., et al. “Voltage Stability: Phenomena Characterization Based on Reactive Control Effects and System Areas

- 
- Identification”, In: *Proceedings of the III Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning – SEPOPE*, Belo Horizonte, May 1992.
- [PRADA, 1999] PRADA, R. B., SANTOS, J. O. R. “Load Modelling in Static Voltage Stability Indices Calculation”, *European Transactions on Electrical Power*, Vol. 9, No. 2, 1999, pp. 305-308.
- [PRADA, 2002] PRADA, R. B., et al. “Voltage Stability Assessment for Real-Time Operation”, In: *IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 149, Issue 2, March 2002, pp. 175-181.
- [PRADA, 2006] PRADA, R. B., de SOUZA, L. J. “Voltage Control Actions Adequacy in Electrical Systems Aiming Voltage Security Conditions Reinforcement”, *Conference on Power Engineering – Large Engineering Systems*, 26-28 July 2006, pp. 107-111.
- [PEDRYCZ, 1998] PEDRYCZ, W., GOMIDE, F. *An Introduction to Fuzzy Sets: Analysis and Design*. Cambridge: MIT Press, 1998.
- [REPO, 2001] REPO, S. “On-line Voltage Stability Assessment of Power System – An Approach of Black-box Modelling”, *Tampere University of Technology*, 2001.

- 
- [REZENDE, 2005] REZENDE, S. O. (organização). *Sistemas Inteligentes: fundamentos e aplicações*, Barueri, Ed. Manole, 2005, 525 p.
- [ROSS, 1995] ROSS, T. J. *Fuzzy Logic with Engineering Applications*, McGraw-Hill, New York, 1995.
- [RUIZ-VEGA, 2002] RUIZ-VEGA, D. *Dynamic Security Assessment and Control: Transient and Small Signal Stability*, Phd Thesis, University of Liege, May 2002.
- [RUIZ-VEGA, 2003] RUIZ-VEGA, D., PAVELLA, M. “A Comprehensive Approach to Transient Stability Control. Part I: Near Optimal Preventive Control. Part II: Open Loop Emergency Control”, *IEEE Transactions on Power Systems*, November, 2003.
- [RUSSEL, 2004] RUSSEL, S., NORVIG, P. *Inteligência Artificial*, Rio de Janeiro, Ed. Elsevier, 2004, 1021 p.
- [SANDBERG, 1994] SANDBERG, L., ROUDEN, K., EKSTAM, L. “Security Assessment Against Voltage Collapse Based on Real-time Data Including Generator Reactive Power Capacity”, In: *Proc. CIGRÉ*, paper 39/11-03, 1994.
- [SANTOS, 2003] SANTOS, J. O. R., FRANÇA, R. F., PRADA, R. B., FERREIRA, L. C. A., BIANCO, A. “Índices e Margens para Avaliação da Segurança de Tensão na Operação em Tempo

- 
- Real”, In: *5th Latin-American Congress: Electricity Generation and Transmission*, São Pedro, November 2003.
- [SARAIVA, 1993] SARAIVA, J. T., MIRANDA, V., PINTO, L. “Impact on Some Planning Decisions from a Fuzzy Modeling of Power Systems”, In: *Proceedings of the 1993 PICA*, Scottsdale, May 4-7, 1993, pp. 327-333.
- [SASSON, 1971] SASSON, A. M., TREVIÑO, C., ABOYTES, F. “Improved Newton’s Load Flow Through a Minimization Technique”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1971, pp. 1974-1981.
- [SAUER, 1990] SAUER, P. W., PAI, M. A. “Power System Steady-State Stability and the Load Flow Jacobian”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, 1990, pp. 1374–1383.
- [SCHLUETER, 1996] SCHLUETER, R. A., LIU, S. “Intelligent Control for a Power System in a Deregulated Environment”, In: *Proc. NAPS, M.I.T.*, November 1996, pp. 81–88.
- [SCHLUETER, 1998] SCHLUETER, R. A. “A Voltage Stability Security Assessment Method”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 4, November 1998, pp. 1423–1438.
- [SCHWARTZ, 1994] SCHWARTZ, D. G., KLIR, G. J., LEWIS III, W., EZAWA, Y. “Application of Fuzzy Sets and Approximate Reasoning”, In: *IEEE*



---

*Proceedings*, Vol. 82, 1994, pp. 482-498.

- [SEKINE, 1990] SEKINE, Y., OHTSUKI, H. “Cascaded Voltage Collapse”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, No. 1, February 1990, pp. 250-256.
- [SEYDEL, 1988] SEYDEL, R. *From Equilibrium to Chaos: Practical Bifurcation and Stability Analysis*, North-Holland, Elsevier Science Publishers, 1988.
- [SHAPIRO, 1992] SHAPIRO, S. C. ed. *Encyclopedia of Artificial Intelligence*, Wiley, New York, 1992.
- [SHENG, 2003] SHENG, G., TU, G., LUO, Y. “A New Secondary Voltage Control Scheme Based on Multi-Agent Technology”, *International Journal of Power and Energy Systems*, Vol. 23, No. 2, 2003.
- [SHORTLIFE, 1976] SHORTLIFE, E. H. *Computer-Based Medical Consultation: MYCIN*, American Elsevier, 1976.
- [SMED, 1991] SMED, T., ANDERSSON, G., SHEBLÉ, G. B., GRIGSBY, L. L. “A New Approach To AC/DC Power Flow”, *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 6, No. 3, Aug 1991.
- [SOUZA, 2002] SOUZA, J. C. Stacchini, COUTO FILHO, M. B., SCHILLING, M. Th., “Fast Contingency Selection Through a Pattern Recognition Approach”, In: *Electric Power Systems*

---

*Research*, Vol. 62, No. 1, 2002, pp. 13-20.

- [SOUZA, 2004] SOUZA, J. C. Stacchini, MEZA, E. M., COUTO FILHO, M. B., SCHILLING, M. Th., “Alarm Processing in Electrical Power Systems through a Neuro-Fuzzy Approach”, In: *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 19, No. 2, 2004, pp. 537-544.
- [STARRET, 1999] STARRET, S. K., IBRAHIM, R. A., PRUST, B. P., TURNER, A. L. “An On-Line Fuzzy Logic System for Voltage/Var Control and Alarm Processing”, In: *Proceedings IEEE PES 1999 Winter Meeting*, January 1999, pp. 76-771.
- [STOTT, 1971] STOTT, B. *Load Flow for A.C. and Integrated A.C./D.C. Systems*, Ph.D. Dissertation, University of Manchester, 1971.
- [STOTT, 1974] STOTT, B. “Review of Load Flow Calculation Methods”, In: *Proceedings of IEEE*, No. 62, July 1974, pp. 916-929.
- [SU, 1996] SU, C-T., LIN C-T. “A New Fuzzy Control Approach to Voltage Profile Enhancement for Power Systems”, In: *IEEE Power Engineering Society 1996 Winter Power Meeting*, WM 299-8-PWRS, 1996.
- [SU, 2001] SU, C-T., LIN C-T. “Fuzzy Based Voltage/Reactive Power Scheduling for Voltage Security Improvement and Loss Reduction”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 16,

- 
- No.2, April 2001, pp 319-323.
- [SUGENO, 1988] SUGENO, M., KANG, G. T. “Structure Identification of a Fuzzy Model”, *Fuzzy and Sets and Systems*, Vol. 28, No.1, 1988, pp. 15-33.
- [TAKAGI, 1985] TAKAGI, T. and SUGENO, M. “Fuzzy Identification of Systems and its Applications to Modelling and Control”, *IEEE Transactions on Systems, Man & Cybernetics*, Vol. 15, 1985, pp. 116-132.
- [TANSCHKEIT, 2008] TANSCHKEIT, R. *Sistemas Fuzzy – Tutorial*, Instituto de Computação Aplicada – PUC/RJ, disponível em: <http://www.ica.ele.puc-rio.br/novo/disciplines>, acessado em Junho 2008.
- [TARANTO, 2000] TARANTO, G. N.; et al. “Benefits of Applying Secondary Voltage Control Schemes to the Brazilian System”, In: *Proceedings of the Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol. 2, 2000, pp. 937-942.
- [TARANTO, 2002] TARANTO, G. N., MARQUES, A. B., FALCÃO, D. M. “Coordinated Voltage Control Using Fuzzy Logic”, In: *Proceedings of the Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol. 3, Chicago, July 2002, pp. 1314-1317.
- [TAYLOR, 1992] TAYLOR, C. W. “Concepts of Undervoltage Load Shedding for Voltage Stability”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 7, No. 2,

---

April 1992, pp. 480-488.

- [TAYLOR, 1994a] TAYLOR, C. W. *Power System Voltage Stability*, New York, McGraw-Hill Inc., 1994.
- [TAYLOR, 1994b] TAYLOR, C. W. “Static Var Compensator Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 1:229-240, February 1994.
- [TAYLOR, 1998] TAYLOR, C., RAMANATHAN, R. “BPA Reactive Power Monitoring and Control Following the August 10, 1996 Power Failure”, In: *Proceedings of the VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning – SEPOPE*, Salvador, Brazil, May 1998.
- [TAYLOR, 2000] TAYLOR, C. W., CHEN, Y., VENKATASUBRAMANIAN, M. V. “Wide-Area Stability and Voltage Control”, In: *Proceedings of the VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning – SEPOPE*, Curitiba, May 2000.
- [TERANO, 1994] TERANO, T., ASAI, K., SUGENO, M. *Applied Fuzzy Systems*, Academic Press, Massachusetts, 1994.
- [THUKARAM, 2006] THUKARAM, D., YESURATNAM, G. “Fuzzy – Expert Approach for Voltage-Reactive Power Dispatch”, In: *IEEE Power India Conference*,

---

10-12 April 2006.

- [TICOM, 2006] TICOM, S. D., et al. “Mitigação de Riscos e Custos Através de Medidas Operativas de Curto Prazo”, In: *Proceedings of the X Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning – SEPOPE*, Florianópolis, May 2006.
- [TINNEY, 1967a] TINNEY, W. F., HART, C. E. “Power Flow Solution by Newton’s Method”, *IEEE Transactions on Power Systems*, PAS-86:1449-1456, November 1967.
- [TINNEY, 1967b] TINNEY, W. F., WALKER, J. W. “Direct Solutions of Sparse Network Equations by Optimally Ordered Triangular Factorizations”, In: *Proceedings of IEEE*, 55:1801-1809, November 1967.
- [TOMSOVIC, 2000] TOMSOVIC, K., TORRES, G. L. “Fuzzy Systems Applications to Power Systems Fundamentals”, In: *IEEE Power Engineering Society Tutorial: Fuzzy Applications to Power Systems*, 2000.
- [TORRES, 1992] TORRES, G. L., SILVA, L. E. B., MUKHEDKAR, D. “A Fuzzy Knowledge Based System for Bus Load Forecasting”, In: *IEEE International Conference on Fuzzy System*, March 8-12, 1992, San Diego, pp. 1211-1218.

- 
- [TSOUKALAS, 1997] TSOUKALAS, L. H., UHRIG, R. E. *Fuzzy and Neural Approaches in Engineering*. New York: John Wiley & Sons, 1997.
- [UDUPA, 1999] UDUPA, A. N., THUKARAM, D., PARTHASARATHY, K. “An Expert Fuzzy Control Approach to Voltage Stability Enhancement”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 21, 1999, pp 279-287.
- [VENKATASUBRAMANIAN, 1991] VENKATASUBRAMANIAN, V., SCHÄTTLER, H., ZABORSZKY, J. “A Taxonomy of the Dynamics of the Large Power System with Emphasis on its Voltage Stability”, In: *Bulk Power System Voltage Phenomena II—Voltage Stability and Security*, Deep Creek Lake, 1991, pp. 9–52.
- [VOURNAS, 1996] VOURNAS, C. D., SAUER, P. W., PAI, M. A. “Relationships Between Voltage and Angle Stability of Power Systems”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 18, No. 8, 1996, pp. 493-500.
- [VOURNAS, 1998] VOURNAS, C. D., MANOS, G. A. “Modeling of Stalling Motors During Voltage Stability Studies”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 3, August 1998, pp. 775-781.
- [VOURNAS, 2001] VOURNAS, C. D., MANOS, G. A. “Emergency Tap-Blocking to Prevent Voltage Collapse”, In: *IEEE Power Tech Conference*

- 
- Proceedings*, Vol. 2, Porto, 10-13 September 2001.
- [VU H., 1996] VU, H., PRUVOT, P., LAUNAY, C., HARMAND, Y. “An Improved Voltage Control on Large-Scale Power System”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 3, August 1996.
- [VU K., 1990] VU, K. T., LIU, C. C. “Dynamic Mechanisms of Voltage Collapse”, *Systems and Control Letters*, Vol. 15, 1990, pp. 329-338.
- [VU K., 1992] VU, K. T., LIU, C. C. “Shrinking Stability Regions and Voltage Collapse in Power Systems”, *IEEE Transactions on Circuits and Systems-I*, Vol. 39, No. 4, April 1992, pp. 271-289.
- [WEHENKEL, 1999] WEHENKEL, L. “Emergency Control and its Strategies”, In: *Proceedings of Power Systems Computation Conference – PSCC*, Vol. 1, Trondheim, June 28 – July 2, 1999.
- [WEHENKEL, 2006] WEHENKEL, L., PAVELLA, M. “Preventive vs. Emergency Control of Power Systems”, In: *Power Systems Conference and Exposition - PSCE*, IEEE/PES, Vol. 3, New York, 10-13 October 2006, pp. 1665-1670.
- [WILLIAMS, 1992] WILLIAMS, B. R., SCHMUS, W. R., DAWSON, D. C. “Transmission Voltage Recovery Delayed by Stalled Air Conditioner Compressors”, *IEEE Transactions on Power*

- 
- Systems*, Vol. 7, No. 3, August 1992, pp. 1173-1181.
- [XU, 1993] XU, W. MANSOUR, Y., HARRINGTON, P. G. "Planning Methodologies for Voltage Stability Limited Power Systems", *Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 15, No. 4, 1993.
- [XU, 1994] XU, W. MANSOUR, Y. "Voltage Stability Analysis' Using Generic Dynamic Load Models", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, February 1994, pp 479-493.
- [YOKOYAMA, 1993] YOKOYAMA, R., NAMURA, T., NAKANISHI, Y., "A Coordinated Control of Voltage and Reactive Power by Heuristic Modeling and Approximate Reasoning", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No. 2, 1993, pp. 636-645.
- [YUTIAN, 1991] YUTIAN, L., SEN, Z. "Research on Assisting Decision-Making of Reactive Power/Voltage Control by Expert System Technology", In: *Proceedings of the Third Symposium on Expert Systems Applications to Power Systems*, Tokyo-Kobe, 1991, pp. 40-43.
- [ZADEH, 1965] ZADEH, L. A. "Fuzzy Setts", *Information and Control*, Vol. 8, 1965, pp. 338-353.
- [ZADEH, 1973] ZADEH, L. A. "Outline of a New Approach to the Analysis of Complex Systems and Decision Processes", *IEEE Transaction on Systems, Man*



- 
- and Cybernetics*, Vol. SMC-1, 1973, pp. 28-44.
- [ZAMBRONI, 1996] SOUZA, A. C. Z., CAÑIZARES, C. A., QUINTANA, V. H., “Critical Bus and Point of Collapse Determination Using Tangent Vectors”, In: *28th North American Power Symposium*, Cambridge, 1996, pp. 329-333.
- [ZAMBRONI, 1997] SOUZA, A. C. Z., CAÑIZARES, C. A., QUINTANA, V. H., “New Techniques to Speed Up Voltage Collapse Computations Using Tangent Vectors”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.12, No.3, 1997, pp. 1380-1387.
- [ZAMBRONI, 2000] SOUZA, A. C. Z., STACCHINI, J. C. S., SILVA, A. M. L. “On-Line Voltage Stability Monitoring”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 4, November 2000, pp. 1300-1305.
- [ZAMBRONI, 2003] SOUZA, A. C. Z., LOPES, B. I. “An Approach for Under Voltage Load Shedding”, In: *IEEE Power Tech Conference Proceedings*, Vol. 1, Bologna, 23-26 June 2003.
- [ZAMBRONI, 2005] ZAMBRONI, A. C. S., LOPES, B. I. “Quasi-Dynamic Model and Strategy for Control Actions”, *Electric Power Components and Systems*, Vol. 33, No. 9, September 2005, pp. 1057-1070.
- [ZENG, 1994] ZENG, S., HE, Y. “Learning and Tuning Fuzzy Logic Controllers through Genetic Algorithms”, In: *Proceedings of the IEEE International*

---

*Conference on Neural Networks*, Vol. III, IEEE World Congress on Computational Intelligence, Orlando, 1994, pp. 1632-1637.

[ZHANG J., 2006]

ZHANG, J., GUO, Y-F., YANG, M-H. "Assessment of Voltage Stability for Real-Time Operation", In: *IEEE Power India Conference*, 10-12 April 2006.

[ZHANG Z., 1989]

ZHANG, Z. Z., HOPE, G. S., MALIK, O. P. "Expert Systems in Electric Power Systems – A Bibliographical Survey", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 4, 1989, pp. 1355-1361.

[ZIMMERMANN, 1996]

ZIMMERMANN, H. J. *Fuzzy Set Theory and Its Applications*, 3rd ed., Kluwer Academic Publishers, 1996.