

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**CONFIABILIDADE NODAL EM
SISTEMAS DE POTÊNCIA**

Davi Sixel Arentz

D36/01 – Outubro/2001

DAVI SIXEL ARENTZ

CONFIABILIDADE NODAL
EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Computação Aplicada e Automação da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a obtenção do Grau de Mestre. Área de Concentração: Computação em Potência.

Orientadores: Prof. Marcus Theodor Schilling, D. Sc.

Prof. Milton Brown Do Coutto Filho, D. Sc.

Niterói, RJ – Brasil

2001

621.3191	Arentz, Davi Sixel
A681	Confiabilidade Nodal em Sistemas de Potência /
2001	Davi Sixel Arentz. – Niterói: UFF/CAA, 2001
	p. 274
	Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal Fluminense, 2001
	1. Sistema de Energia Elétrica. 2. Confiabilidade. 3. Subestações. I. Título.

DAVI SIXEL ARENTZ

CONFIABILIDADE NODAL EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Computação Aplicada e Automação da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre. Área de concentração: Computação em Potência.

Aprovada em 08 de OUTUBRO de 2001.

BANCA EXAMINADORA



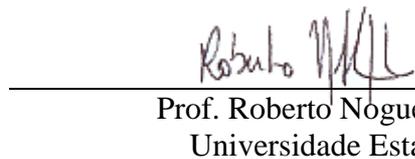
Prof. Marcus Theodor Schilling, D. Sc. – Orientador
Universidade Federal Fluminense



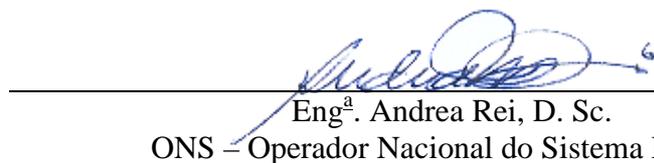
Prof. Milton Brown Do Coutto Filho, D. Sc. – Orientador
Universidade Federal Fluminense



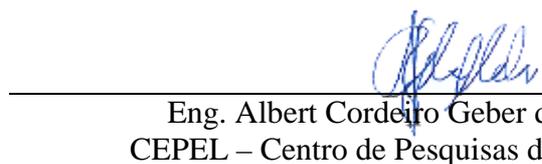
Prof. Julio Cesar Stacchini de Souza, D. Sc.
Universidade Federal Fluminense



Prof. Roberto Nogueira Fontoura Filho, D.Sc.
Universidade Estadual do Rio de Janeiro



Eng.^a. Andrea Rei, D. Sc.
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico



Eng. Albert Cordeiro Geber de Melo, D. Sc.
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Esta obra é dedicada a vocês, meus avós **Virgínia** (*in memoriam*) e **Antenor** e meus pais **Neyde** e **Carlos**.

Sem o apoio que sempre recebi de vocês, jamais haveria eu atingido minha atual posição.

AGRADECIMENTOS

Ao mentor e amigo Marcus Theodor Schilling, cuja valiosa orientação, dedicação e paciência demonstradas em vários momentos permitiram a elaboração desta Dissertação.

Ao Prof. Milton Brown do Coutto Filho, cujo apoio desde minha época de Graduação fez-se perceber.

À Albert Cordeiro Geber de Melo, cujas sugestões e objetividade foram de vital relevância para o término deste trabalho.

À amiga Andrea Rei, por sempre se ter colocado à disposição para debates e pela sua louvada atitude em acrescentar preciosos comentários às rotinas de um famoso programa para análise de confiabilidade composta.

Ao amigo Carlos Rubens Rafael Dornellas, quem primeiro guiou-me nos caminhos do programa computacional NH2.

À Flávia Menezes Fernandes de Oliveira, pelo incentivo dado durante a elaboração deste trabalho.

À Eng^a. Maria Alzira Noli Silveira (FURNAS Centrais Elétricas S.A.) cuja presteza em fornecer dados permitiu a elaboração de parte de um capítulo com exemplos reais do sistema elétrico brasileiro.

A todos os colegas da Área de Conhecimento de Sistemas (ACSI) do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) que, de forma direta ou indireta, contribuíram com o desenvolvimento deste projeto.

Ao Prof. Roy Billinton, cuja presteza e solicitude no envio de artigos previamente publicados sempre aceleraram o desenvolvimento do trabalho.

À Diretoria do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica por proporcionar condições e prover alguns dos recursos necessários ao desenvolvimento deste trabalho, através da cessão de equipamentos e instalações.

A elaboração desta Dissertação foi parcialmente apoiada pelo CNPq (projeto #522849/96-2), projeto FINEP/RECOPE (#0626/96 SAGE) e pela FAPERJ (projeto E-26/171.384/2001).

Resumo da Dissertação apresentada ao CAA/UFF como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Grau de Mestre em Ciências (M.Sc.).

CONFIABILIDADE NODAL EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Davi Sixel Arentz

Outubro / 2001

Orientadores: Prof. Marcus Theodor Schilling, D. Sc.
Prof. Milton Brown do Coutto Filho, D. Sc.

Um dos principais problemas na área da análise de confiabilidade composta é a dimensão do espaço de estados: se todos os estados representativos de um sistema de potência fossem analisados, a avaliação completa da confiabilidade composta envolveria esforços computacionais proibitivos. Em vista disso, nos algoritmos e técnicas disponíveis para a execução de tais estudos, várias simplificações são inseridas, de modo a reduzir as exigências que seriam, de outra forma, demandadas. Naturalmente, tais simplificações exigem um profundo conhecimento do comportamento dos sistemas e devem ser cuidadosamente administradas, de maneira que se evitem suposições incorretas que possam levar a resultados não realistas da avaliação da confiabilidade do sistema.

Dentre as simplificações comumente adotadas destaca-se a representação de subestações por nós do sistema elétrico, sem que suas topologias internas sejam consideradas. Como consequência, falhas originadas em subestações – podendo causar um significativo impacto no sistema elétrico – são negligenciadas.

Esta Dissertação apresenta uma nova metodologia que subsidia a avaliação do efeito de falhas em componentes de subestações sobre o sistema elétrico como um todo, através de um conjunto de índices nodais de confiabilidade. Essa metodologia está baseada na determinação de quais elementos conectados ao nó representativo da subestação na modelagem tradicional, tornar-se-ão indisponíveis quando da ocorrência de uma falha na subestação.

A metodologia aqui descrita compreende 3 etapas fundamentais: modelagem dos principais elementos de uma subestação, sob a forma de espaço de estados simplificado; determinação de um modelo estocástico equivalente para a subestação (*neste modelo, cada estado representa o isolamento de um ou mais dos elementos conectados à subestação*); cálculo de indicadores nodais.

Diversas aplicações da metodologia descrita são apresentadas, tanto em subestações fictícias de sistemas-testes quanto em arranjos reais do sistema elétrico brasileiro.

Palavras-chave: *sistemas de energia elétrica, confiabilidade, subestações, frequência, duração.*

Abstract of Dissertation presented to CAA/UFF as partial fulfillment of the requirements for the Degree of Master of Science (M.Sc.).

NODAL RELIABILITY IN POWER SYSTEMS

Davi Sixel Arentz

October / 2001

Supervisors: Prof. Marcus Theodor Schilling, D. Sc.
Prof. Milton Brown do Coutto Filho, D. Sc.

One of the main problems in the composite reliability analysis area is the space state dimension: if all power system states were analyzed, the complete evaluation would involve prohibitive computational efforts. Therefore, the available algorithms and techniques for the execution of such studies should be simplified, aiming to reduce the computational efforts. Such simplifications require a deep knowledge of the systems behavior and should be carefully selected, so that incorrect assumptions are avoided.

One commonly adopted simplification refers to substation topology representation. Usually it is disregarded and the substation is represented as a simple fictitious electrical node. As a consequence, substation originated failures – which may cause significant impacts on the electric system – are neglected.

This Dissertation presents a new methodology that tackles substation originated failures evaluation. This methodology is based on the determination of which terminal elements will become unavailable as a result of each substation component failure occurrence.

The methodology comprises 3 fundamental phases: substation elements modeling, in form of simplified state spaces; determination of a equivalent stochastic model for each substation (*in this model, each state represents one or more isolated elements connected at the substation*); nodal indices calculations.

Several applications of the described methodology are presented, including examples using fictitious test-systems and actual stations from the Brazilian power system.

Keywords: *power systems, reliability, stations, frequency, duration.*

ÍNDICE

Agradecimentos	vi
Resumo	vii
<i>Abstract</i>	viii
Lista de Figuras	xii
Lista de Tabelas	xv
Lista de Abreviaturas e Símbolos	xvii
Capítulo I. Introdução	1
I.1. Considerações Preliminares	1
I.2. Objetivo da Dissertação	3
I.3. Estrutura da Dissertação	4
Capítulo II. Estado-da-Arte	7
II.1. Introdução	7
II.2. Revisão Bibliográfica	7
II.3. Diagnóstico	20
II.4 Sumário	24
Capítulo III. Confiabilidade Nodal: Modelos e Algoritmos	25
III.1. Introdução	25
III.2. Modelos Estocásticos	25
III.2.1. Modelagem de Barramentos e Terminais	26
III.2.2. Modelagem de Disjuntores e Chaves Seccionadoras	28
III.2.3. Dados a Serem Utilizados com os Modelos	30
III.3. Protótipo Computacional	32
III.3.1. Proposição Conceitual	32
III.3.2. Obstáculos Práticos	32
<i>III.3.2.1. Representação das Subestações</i>	33
<i>III.3.2.2. Escolha das Contingências a Serem Analisadas</i>	34
<i>III.3.2.3. Elementos Operando Normalmente Abertos</i>	37
<i>III.3.2.4. A Natureza Combinatorial do Espaço de Estados</i>	37
III.3.3. Estrutura do Protótipo	39
III.3.4. Análise de Contingências Nodais	43
III.4. Desempenho Computacional	46

III.5. Exemplo Completo	55
III.6. Sumário	75
Capítulo IV. Metodologia para Determinação das Taxas de Transição do Modelo Equivalente de uma Subestação	77
IV.1. Introdução	77
IV.2. Metodologia	77
IV.3. Sumário	89
Capítulo V. Indicadores de Risco Nodal	91
V.1. Introdução	91
V.2. Fundamentos Conceituais	91
V.2.1. Natureza de Espaços e Distribuições de Estados Nodais	92
V.2.2. Equações de Probabilidade e Frequência	95
V.2.3. Categorias de Índices Nodais	97
V.2.3.1. <i>Confiabilidade Nodal</i>	97
V.2.3.2. <i>Confiabilidade Global</i>	99
V.2.4. Influência do Estado Agregado	100
V.3. Estabelecimento de Índices Nodais	112
V.4. Exemplo	119
V.5. Sumário	125
Capítulo VI. Aplicações	127
VI.1. Introdução	127
VI.2. Análise de Subestações do Sistema Elétrico Brasileiro	127
VI.3. Influência de Modelos e Parâmetros sobre Indicadores Nodais	144
VI.4. Avaliação de Possibilidades de Expansão de Uma Subestação Empregando Índices Nodais	160
VI.5. Composição Aproximada: Confiabilidade Nodal + Avaliação Sistêmica Via NH2	165
VI.6. Obtenção de Parâmetros Equivalentes para Estudos de Confiabilidade Composta	170
VI.7. Sumário	172
Capítulo VII. Conclusões e Recomendações	173
VII.1. Retrospectiva	173
VII.2. Principais Contribuições	174
VII.3. Recomendações	175
VII.3.1. Quanto aos Aspectos Conceituais	175
VII.3.2. Quanto à Coleta de Dados Nodais Determinísticos e Probabilísticos	176

VII.3.3. Quanto à Modelagem de Componentes e Fenômenos	176
VII.3.4. Quanto aos Critérios e Procedimentos de Simulação	176
VII.4. Sugestões de Temas de Pesquisa e Desenvolvimentos Futuros	177
Anexo A. Representação de Subestações	179
Anexo B. Modelos Estocásticos para Elementos de Subestações: Determinação das Probabilidades dos Estados	189
B.1. Modelo para Barramentos e Terminais	189
B.2. Modelo para Disjuntores e Chaves Seccionadoras	192
Anexo C. Manual de Utilização do Programa <i>ConfNod</i> (Confiabilidade Nodal)	195
C.1. Manual de Utilização	195
C.1.1. Capacidade do Programa	196
C.1.2. Dados de Entrada	196
<i>C.1.2.1. Dados de Modelos Estocásticos</i>	197
<i>C.1.2.2. Dados de Subestações</i>	198
<i>C.1.2.3. Linhas de Comentários</i>	201
<i>C.1.2.4. Encerramento dos Arquivos de Dados</i>	202
C.1.3. Execução do Programa	202
C.1.4. Arquivos de Saída	203
<i>C.1.4.1. Identificação Binária de um Estado no Modelo Equivalente</i>	209
C.2. Exemplos de Arquivos de Dados	210
C.2.1. Arquivo com Dados de Modelos Estocásticos	210
C.2.2. Arquivo com Dados de Subestações	213
Anexo D. Representação das Subestações no Programa <i>ConfNod</i> : Exemplos Adicionais	219
D.1. Subestações do Sistema RTS-79	220
D.2. Subestações Referentes à Seção VI.2	244
Anexo E. Metodologia para Busca de Terminais Isolados	257
Anexo F. Exemplos Complementares	267
Referências Bibliográficas	271

LISTA DE FIGURAS

Figura I.1	– Níveis Hierárquicos no Âmbito da Confiabilidade	2
Figura III.1	– Modelo de Markov para Barramentos e Terminais	27
Figura III.2	– Modelo de Markov para Disjuntores e Chaves Seccionadoras	29
Figura III.3	– Arranjo em Barramento Duplo	33
Figura III.4	– Arranjo em Anel	33
Figura III.5	– Arranjo em Disjuntor e Meio	34
Figura III.6	– Espaço de Estados Generalizado	34
Figura III.7	– Diagrama Unifilar para Análise da Natureza Combinatorial do Espaço de Estados	38
Figura III.8	– Fluxograma Simplificado do Protótipo	40
Figura III.9	– Fluxograma Detalhado da Análise de Contingências do Protótipo	42
Figura III.10	– Barramento de 500 kV da Subestação de Poços de Caldas	47
Figura III.11	– Barramento de 230 kV da SE de <i>Squaw Rapids</i> (Arranjo em Anel Simples)	50
Figura III.12	– Diagramas Unifilares das Subestações do Sistema RTS-79	52
Figura III.13	– Visão Detalhada da Subestação 01 do Sistema RTS-79	55
Figura III.14	– Modelo Estocástico e Subestação com Elementos Identificados	56
Figura III.15	– Espaço de Estados Completo ($3^3 = 27$ Estados) Representando Contingências de Elementos	58
Figura III.16	– Espaço de Estados de Contingências dos Elementos da Subestação	68
Figura III.17	– Espaço de Estados de Conectividade de Terminais da Subestação	69
Figura III.18	– Determinação de Taxas a Partir do Estado Agregado para Demais Estados	72
Figura IV.1	– Matriz de Contingências para Determinação de Taxas de Transição	78
Figura IV.2	– Categorias Presentes em Cada Campo da Matriz	79
Figura IV.3	– Transições Possíveis a Partir do Estado I_{D,J_R}	79
Figura IV.4	– Transições Possíveis a Partir do Estado I_M	80
Figura IV.5	– Diagrama de Estados das Contingências Analisadas da Seção III.5	81
Figura IV.6	– Caso-Base na Matriz de Contingências	81
Figura IV.7	– Contingências Simples Acrescentadas à Matriz de Contingências	82
Figura IV.8	– Contingências Duplas Acrescentadas à Matriz de Contingências	83
Figura IV.9	– Taxas de Transição Envolvendo o Caso-Base	84
Figura IV.10	– Regiões de Possível Transição de uma Contingência Simples	85
Figura IV.11	– Taxas de Transição a Partir de um dos Casos de Contingência Simples	87
Figura IV.12	– Regiões de Possível Transição de uma Contingência Dupla	88
Figura IV.13	– Taxas de Transição a Partir de um dos Casos de Contingência Dupla	88
Figura V.1	– Espaços e Distribuições de Estados Nodais	92
Figura V.2	– Representação de Nó com 4 Terminais	93
Figura V.3	– Distribuição do Máximo Prejuízo	94
Figura V.4	– Distribuição da Robustez Topológica	95
Figura V.5	– Diagrama Hipotético de Estados	97
Figura V.6	– Representação da Influência Nodal sobre um Elemento do Sistema Elétrico	99
Figura V.7	– Detalhes do Exemplo Encontrado à Seção 5 do Capítulo III	101
Figura V.8	– Modelo Nodal Equivalente Real	102
Figura V.9	– Modelo Nodal Equivalente de Contingências de Até Segunda Ordem	104
Figura V.10	– Modelo Nodal Equivalente: Contingências de Ordem Superior à 2ª Pertencendo ao Estado Agregado	107
Figura V.11	– Representação Simbólica de Subestações com 6 e 8 Terminais	117
Figura V.12	– Barramento 14 do Sistema RTS-79	119
Figura V.13	– Espaço de Estados para o Modelo Equivalente da Barra 14 do Sistema RTS-79	119
Figura VI.1	– Esquema Unifilar Simplificado do Barramento de 500 kV da Subestação de Araraquara	130
Figura VI.2	– Esquema Unifilar Simplificado do Barramento de 500 kV da Subestação de Xingó	131
Figura VI.3	– Esquema Unifilar Simplificado do Barramento de 230 kV da Subestação de Eunápolis	132
Figura VI.4	– Esquema Unifilar Simplificado do Barramento de 500 kV da Subestação de Cachoeira Paulista	133
Figura VI.5	– Esquema Unifilar Simplificado do Barramento de 500 kV da Subestação de Angra dos Reis	134
Figura VI.6	– Esquema Unifilar Simplificado do Barramento de 765 kV da Subestação de Tijuco Preto	135

Figura VI.7	– Esquema Unifilar Simplificado do Barramento de 765 kV da Subestação de Foz do Iguaçu	136
Figura VI.8	– Esquema Unifilar Simplificado do Barramento de 765 kV da Subestação de Ivaiporã	137
Figura VI.9	– Esquema Unifilar Simplificado do Barramento de 525 kV da Subestação de Gravataf	138
Figura VI.10	– Esquema Unifilar Simplificado do Barramento de 440 kV da Subestação de Bauru	140
Figura VI.11	– Esquema Unifilar Simplificado do Barramento de 525 kV da Subestação de Foz de Areia	142
Figura VI.12	– Gráficos Obtidos na Análise por Tipos de Modelos	146
Figura VI.13	– Gráficos Obtidos na Aplicação do Modelo Completo a Diferentes Equipamentos	148
Figura VI.14	– Análise de Sensibilidade: Variação de λ do Modelo de Disjuntores	149
Figura VI.15	– Análise de Sensibilidade: Variação de λ_m do Modelo de Disjuntores	150
Figura VI.16	– Análise de Sensibilidade: Variação de λ_p do Modelo de Disjuntores	151
Figura VI.17	– Análise de Sensibilidade: Variação de r_r do Modelo de Disjuntores	153
Figura VI.18	– Análise de Sensibilidade: Variação de r_m do Modelo de Disjuntores	154
Figura VI.19	– Análise de Sensibilidade: Variação de λ do Modelo de Chaves Seccionadoras	156
Figura VI.20	– Análise de Sensibilidade: Variação de λ_m do Modelo de Chaves Seccionadoras	157
Figura VI.21	– Análise de Sensibilidade: Variação de λ_p do Modelo de Chaves Seccionadoras	158
Figura VI.22	– Análise de Sensibilidade: Variação de r_m do Modelo de Chaves Seccionadoras	159
Figura VI.23	– Alternativas de Expansão para o Barramento de 500 kV da Subestação de Cachoeira Paulista	161
Figura VI.24	– Visão Esquemática do Sistema-Teste #1	165
Figura VI.25	– Diagrama Unifilar da Subestação do Sistema-Teste #1	166
Figura VI.26	– Diagrama Unifilar Detalhado do Sistema RBTS	167
Figura VI.27	– Representação Tradicional do Sistema RBTS	168
Figura VI.28	– Representação Aproximada do Sistema RBTS com Terminais Indicados	169
Figura VI.29	– Modelo Estocástico NH2 para Representação de Contingências Múltiplas	171
Figura A.1	– Barramento Simples, Disjuntor Simples sem <i>By-Pass</i>	180
Figura A.2	– Barramento Simples, Disjuntor Simples com <i>By-Pass</i>	180
Figura A.3	– Barramento Simples com Chave Seccionadora de Barra, Disjuntor Simples sem <i>By-Pass</i>	180
Figura A.4	– Barramento Simples com Disjuntor Seccionador de Barra, Disjuntor Simples sem <i>By-Pass</i>	181
Figura A.5	– Barramento Simples com Disjuntor Seccionador de Barra, Disjuntor Simples com <i>By-Pass</i>	181
Figura A.6	– Barramento Duplo Principal, Disjuntor e Meio	181
Figura A.7	– Barramento Duplo Principal, Disjuntor e um Terço	182
Figura A.8	– Barramento em Anel Simples	182
Figura A.9	– Barramento Simples Principal + Barramento de Transferência, Disjuntor Simples	182
Figura A.10	– Barramento Duplo Principal, Disjuntor Simples sem <i>By-Pass</i>	183
Figura A.11	– Barramento Duplo Principal, Disjuntor Simples a 4 Chaves	183
Figura A.12	– Barramento Duplo Principal Seccionado, Disjuntor Simples sem <i>By-Pass</i>	183
Figura A.13	– Barramento Duplo Principal Seccionado, Disjuntor Simples a 4 Chaves	184
Figura A.14	– Barramento Duplo Principal + Barramento de Transferência, Disjuntor de Transferência + Disjuntor de Acoplamento	184
Figura A.15	– Barramento Duplo Principal + Barramento de Transferência, Disjuntor Único para Transferência / Acoplamento	185
Figura A.16	– Barramento Triplo Principal, Disjuntor sem <i>By-Pass</i>	185
Figura A.17	– Barramento Duplo Principal, Disjuntor Duplo	186
Figura A.18	– Barramento em Anel Múltiplo	186
Figura C.1	– Modelo Equivalente de Subestação	209
Figura C.2	– Modelos Estocásticos de Disjuntores	210
Figura C.3	– Modelos Estocásticos de Chaves Seccionadoras	210
Figura C.4	– Modelos Estocásticos de Barramentos	211
Figura C.5	– Modelos Estocásticos de Terminais	211
Figura C.6	– Subestação em Anel Múltiplo com 9 Terminais	215
Figura C.7	– Visão Externa da Subestação Enfocada	216
Figura D.1	– Barramento 1 do Sistema RTS-79	220
Figura D.2	– Barramento 2 do Sistema RTS-79	221
Figura D.3	– Barramento 3 do Sistema RTS-79	223
Figura D.4	– Barramento 4 do Sistema RTS-79	224
Figura D.5	– Barramento 5 do Sistema RTS-79	225
Figura D.6	– Barramento 6 do Sistema RTS-79	226

Figura D.7	– Barramento 7 do Sistema RTS-79	227
Figura D.8	– Barramento 8 do Sistema RTS-79	228
Figura D.9	– Barramento 9 do Sistema RTS-79	229
Figura D.10	– Barramento 10 do Sistema RTS-79	230
Figura D.11	– Barramento 11 do Sistema RTS-79	231
Figura D.12	– Barramento 12 do Sistema RTS-79	232
Figura D.13	– Barramento 13 do Sistema RTS-79	233
Figura D.14	– Barramento 14 do Sistema RTS-79	234
Figura D.15	– Barramento 15 do Sistema RTS-79	235
Figura D.16	– Barramento 16 do Sistema RTS-79	236
Figura D.17	– Barramento 17 do Sistema RTS-79	237
Figura D.18	– Barramento 18 do Sistema RTS-79	238
Figura D.19	– Barramento 19 do Sistema RTS-79	239
Figura D.20	– Barramento 20 do Sistema RTS-79	240
Figura D.21	– Barramento 21 do Sistema RTS-79	241
Figura D.22	– Barramento 22 do Sistema RTS-79	242
Figura D.23	– Barramento 23 do Sistema RTS-79	243
Figura D.24	– Barramento 24 do Sistema RTS-79	244
Figura E.1	– Representação de Subestação sem Elementos NA para Busca de Caminhos	257
Figura E.2	– Representação de Subestação sem Elementos NA para Busca de Caminhos, Contingência no Elemento 9	260
Figura E.3	– Representação de Subestação com Elemento NA entre Elementos 11 e 13	262
Figura E.4	– Representação de Subestação com Elemento NA para Busca de Caminhos, Contingência no Elemento 9	262
Figura F.1	– Barramento de 500 kV da subestação de Poços de Caldas	267

LISTA DE TABELAS

Tabela II.1	– Aspectos de Interesse na Análise de Confiabilidade de Subestações	21
Tabela III.1	– Intervalos Típicos de Taxas de Falha e Tempos Médios de Residência	31
Tabela III.2	– Contingências de Segunda Ordem	35
Tabela III.3	– Contingências de Segunda Ordem Não Envolvendo Manutenção	35
Tabela III.4	– Combinações Considerando-se ou Não Falhas Nodais	38
Tabela III.5	– Resultados para SE de Poços de Caldas 500 kV – Modelos Completos	47
Tabela III.6	– Resultados para SE de Poços de Caldas 500 kV – Modelos sem Manutenção	48
Tabela III.7	– Resultados para SE de Poços de Caldas 500 kV – Modelo sem Manutenção e sem Possibilidade de Emperramento	48
Tabela III.8	– Resultados para SE de Poços de Caldas 500 kV – Modelo 2 Estados	48
Tabela III.9	– Resultados Gerais para SE de Poços de Caldas 500 kV	48
Tabela III.10	– Resultados Obtidos para Subestação em Anel Simples	50
Tabela III.11	– Resultados para Subestação 01 do Sistema RTS-79	53
Tabela III.12	– Desempenho Computacional (em Segundos)	54
Tabela III.13	– Tabela de Roteamento para o Estado de Pós-Defeito do Barramento B1	59
Tabela III.14	– Tabela de Roteamento para o Estado de Reparo do Barramento B1	60
Tabela III.15	– Tabela de Roteamento para o Estado de Pós-Defeito do Barramento B2	61
Tabela III.16	– Tabela de Roteamento para o Estado de Reparo do Barramento B1	62
Tabela V.1	– Categorias de Índices Nodais	98
Tabela V.2	– Valores Reais de Probabilidade e Frequência para o Diagrama da Figura V.7	103
Tabela V.3	– Valores de Probabilidade e Frequência para o Diagrama da Figura V.8	105
Tabela V.4	– Valores de Probabilidade e Frequência para o Diagrama “Corrigido” da Figura V.8	106
Tabela V.5	– Valores de Probabilidade e Frequência para o Diagrama da Figura V.9, Estado Agregado Externo a Todos os Conjuntos	108
Tabela V.6	– Valores de Probabilidade e Frequência para o Diagrama da Figura V.9, Estado Agregado Interno a Todos os Conjuntos	109
Tabela V.7	– Comparação de Probabilidades	110
Tabela V.8	– Comparação de Frequências	111
Tabela V.9	– Índices Nodais	114
Tabela V.10	– Probabilidades e Taxas de Transição Obtidos com o Programa ConfNod para a Subestação 14 do Sistema-Teste RTS-79	120
Tabela VI.1	– Taxas de Falha e Tempos Médios de Residência Tomados como Exemplo	128
Tabela VI.2	– Elementos Nodais Analisados	128
Tabela VI.3	– Índices Nodais para o Barramento de 500 kV da Subestação de Araraquara	130
Tabela VI.4	– Índices Nodais para o Barramento de 500 kV da Subestação de Xingó	131
Tabela VI.5	– Índices Nodais para o Barramento de 230 kV da Subestação de Eunápolis	132
Tabela VI.6	– Índices Nodais para o Barramento de 500 kV da Subestação de Cachoeira Paulista	133
Tabela VI.7	– Índices Nodais para o Barramento de 500 kV da Subestação de Angra dos Reis	134
Tabela VI.8	– Índices Nodais para o Barramento de 765 kV da Subestação de Tijuco Preto	135
Tabela VI.9	– Índices Nodais para o Barramento de 765 kV da Subestação de Foz do Iguaçu	136
Tabela VI.10	– Índices Nodais para o Barramento de 765 kV da Subestação de Ivaiporã	137
Tabela VI.11	– Índices Nodais para o Barramento de 525 kV da Subestação de Gravataí	139
Tabela VI.12	– Índices Nodais para o Barramento de 440 kV da Subestação de Bauru	141
Tabela VI.13	– Índices Nodais para o Barramento de 525 kV da Subestação de Foz de Areia	143
Tabela VI.14	– Número de Elementos no Arranjo Atual e nas Quatro Alternativas de Expansão	162
Tabela VI.15	– Comparação de Desempenho das Alternativas – Probabilidade	164
Tabela VI.16	– Comparação de Desempenho das Alternativas – Duração Média	164
Tabela VI.17	– Comparação de Índices Globais para o Sistema-Teste #1	166
Tabela VI.18	– Comparação de Índices Globais para o Sistema RBTS	170
Tabela A.1	– Espaço de Estados para os Arranjos Apresentados	186
Tabela C.1	– Capacidade Atual do Programa ConfNod	196
Tabela C.2	– Formato da Linha de Identificação dos Modelos Estocásticos	198

Tabela C.3	– Formato da Linha com Dados de Transição para Cada Estado do Modelo	198
Tabela C.4	– Formato de Linha Típica para Dados de Elementos de Subestações	200
Tabela C.5	– Formato de Linha Típica para Dados de Conexões Elétricas	201
Tabela C.6	– Formato da Linha com Dados Gerais do Modelo Equivalente	206
Tabela C.7	– Formato de Linha Típica de Dados de Terminais	206
Tabela C.8	– Formato de Linha Típica de Dados de Transições entre Estados	207
Tabela C.9	– Ilustração da Identificação Binária de Terminais para o Exemplo	208
Tabela C.10	– Dados das Linhas de Transmissão Conectadas à Subestação da Figura C.6	214
Tabela C.11	– Dados das Usinas Conectadas à Subestação da Figura C.6	214
Tabela C.12	– Dados dos Shunts Conectados à Subestação da Figura C.6	214
Tabela C.13	– Dados da Carga Conectada à Subestação da Figura C.6	214
Tabela E.1	– Tabela de Roteamento Correspondente à Figura E.1	258
Tabela E.2	– Tabela de Roteamento Correspondente à Figura E.2	261
Tabela E.3	– Tabela de Roteamento Correspondente à Figura E.4	263
Tabela F.1	– Reprodução de Parte da Tabela III.5	267
Tabela F.2	– Contingências Simples de Manutenção Levando ao Isolamento de LT1	268
Tabela F.3	– Contingências Simples de Reparo Levando ao Isolamento de LT1	268
Tabela F.4	– Contingências Simples de Defeito Levando ao Isolamento de LT1	268
Tabela F.5	– Contingências Duplas de Manutenção Seguida de Reparo Levando ao Isolamento de LT1	269
Tabela F.6	– Contingências Duplas de Reparo Seguido de Outro Reparo Levando ao Isolamento de LT1	269
Tabela F.7	– Contingências Duplas de Reparo Seguido de Emperramento Levando ao Isolamento de LT1	269
Tabela F.8	– Contingências Duplas de Manutenção Seguida de Emperramento Levando ao Isolamento de LT1	269
Tabela F.9	– Contingências Duplas de Defeito Seguido de Emperramento Levando ao Isolamento de LT1	269
Tabela F.10	– Contingências Duplas de Manutenção Seguida de Defeito Levando ao Isolamento de LT1	270
Tabela F.11	– Contingências Duplas de Reparo Seguido de Defeito Levando ao Isolamento de LT1	270

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

λ_{ij}	= Taxa de transição do estado i para o estado j
n_{ij}	= Número de vezes que ocorre a transição do estado i para o estado j
λ	= Taxa de falha para defeitos ativos
λ_p	= Taxa de transição para o estado de reparo devido a falha passiva
λ_m	= Taxa de transição para manutenção
λ_e	= Taxa de transição para o estado emperrado
μ_m	= Taxa de transição do estado em manutenção para operação
μ	= Taxa de transição do estado de reparo para operação
μ_e	= Taxa de transição do estado emperrado para o estado normal
μ_r	= Taxa de transição do estado pós-defeito para reparo
r_m	= Tempo médio de residência no estado manutenção
r_e	= Tempo médio de residência no estado de emperramento
r_r	= Tempo médio de residência no estado reparo
r_d	= Tempo médio de residência no estado pós-defeito
N_d	= Número de vezes que o elemento transita para o estado de reparo após um defeito
N_p	= Número de vezes que o elemento sofre falha passiva
N_m	= Número de vezes que o elemento transita para manutenção
N_e	= Número de vezes que se detecta o elemento estar emperrado
t_{ex}	= Tempo de exposição quando determinado evento pode ocorrer
t_e	= Tempo total em que o elemento permanece emperrado
t_m	= Tempo total em que o elemento permanece em manutenção
t_n	= Tempo total em que o elemento permanece em operação
t_d	= Tempo total em que o elemento permanece no estado pós-defeito, antes de ser considerado em reparo
p_0	= Probabilidade do estado em que nenhum terminal do nó está isolado
p_T	= Probabilidade do estado em que todos os terminais do nó estão isolados
p_i	= Probabilidade de ocorrência do estado i
q_i	= Probabilidade de não-ocorrência do estado i (complemento de p_i)
f_i	= Freqüência de encontro do estado i
t_i	= Tempo médio de residência no estado i
P_Γ	= Probabilidade de ocorrência do conjunto Γ de estados
F_Γ	= Freqüência de encontro do conjunto Γ de estados
T_Γ	= Tempo médio de residência em algum dos estados do conjunto Γ
Ψ	= Conjunto de elementos de uma subestação qualquer
δ	= Conjunto de estados do modelo equivalente nos quais exatamente 2 terminais quaisquer estão isolados
γ	= Conjunto de estados do modelo equivalente nos quais pelo menos um circuito está isolado
η	= Conjunto de estados do modelo equivalente nos quais pelo menos um gerador está isolado
θ	= Conjunto de estados do modelo equivalente nos quais pelo menos metade dos terminais nodais estão isolados
ρ	= Conjunto de estados do modelo equivalente nos quais pelo menos uma carga está isolada
σ	= Conjunto de estados do modelo equivalente nos quais pelo menos um elemento <i>shunt</i> está isolado
τ	= Conjunto de estados do modelo equivalente nos quais pelo menos um terminal específico está isolado
υ	= Conjunto de estados do modelo equivalente nos quais somente 1 terminal qualquer está isolados
ε	= Conjunto de estados do modelo equivalente nos quais pelo menos um terminal emissor está isolado
φ	= Conjunto de estados do modelo equivalente nos quais pelo menos um terminal receptor está isolado
ζ	= Arborescência nodal
N	= Estado normal de operação de um equipamento qualquer
M	= Estado de manutenção de um equipamento qualquer
D	= Estado de pós-defeito de um equipamento qualquer

R	= Estado de reparo de um equipamento qualquer
E	= Estado de emperramento de um equipamento qualquer
LOLP	= <i>Loss of Load Probability</i> (probabilidade de perda de carga)
LOLE	= <i>Loss of Load Expectation</i> (número de horas esperadas de perda de carga)
LOLF	= <i>Loss of Load Frequency</i> (frequência média de perda de carga)
EPNS	= <i>Expected Power Not Supplied</i> (valor esperado de potência não suprida)
EENS	= <i>Expected Energy Not Supplied</i> (valor esperado de energia não suprida)
LOLD	= <i>Loss of Load Duration</i> (duração média de perda de carga)
Ψ	= Conjunto de elementos de determinada subestação
P_{1T}	= Probabilidade de Terminal Único
F_{1T}	= Frequência de Terminal Único
P_{2T}	= Probabilidade de Terminal Duplo
F_{2T}	= Frequência de Terminal Duplo
P_{circ}	= Probabilidade de Terminal de Circuito
F_{circ}	= Frequência de Terminal de Circuito
P_{ger}	= Probabilidade de Terminal de Geração
F_{ger}	= Frequência de Terminal de Geração
P_{sht}	= Probabilidade de Terminal de <i>Shunt</i>
F_{sht}	= Frequência de Terminal de <i>Shunt</i>
P_{car}	= Probabilidade de Terminal de Carga
F_{car}	= Frequência de Terminal de Carga
P_{emi}	= Probabilidade de Terminal Emissor
F_{emi}	= Frequência de Terminal Emissor
P_{rec}	= Probabilidade de Terminal Receptor
F_{rec}	= Frequência de Terminal Receptor
P_{op}	= Probabilidade de Continuidade de Operação Plena
F_{op}	= Frequência de Continuidade de Operação Plena
P_{tot}	= Probabilidade de Perda Total
F_{tot}	= Frequência de Perda Total
$P_{tot/2}$	= Probabilidade de Metade da Arborescência Nodal
$F_{tot/2}$	= Frequência de Metade da Arborescência Nodal
ECntN	= Expectância de Continuidade Nodal
ECTvN	= Expectância de Conectividade Nodal
ISN	= Indisponibilidade de Serviço Nodal
\tilde{F}	= Matriz de transição de probabilidades
p_{ctgm}	= Probabilidade de sucesso em modelo estocástico para representação de contingência múltipla (NH2)
q_{ctgm}	= Probabilidade de falha em modelo estocástico para representação de contingência múltipla (NH2)
λ_{eq}	= Taxa de falha equivalente em modelo estocástico para representação de contingência múltipla (NH2)
μ_{eq}	= Taxa de reparo equivalente em modelo estocástico para representação de contingência múltipla (NH2)
r_{eq}	= Tempo médio de reparo equivalente em modelo estocástico para representação de contingência múltipla (NH2)

Introdução

I.1. Considerações Preliminares

O objetivo precípua de um sistema de potência é fornecer energia elétrica a todos os consumidores, da maneira mais econômica e confiável quanto possível, respeitando certos padrões de qualidade. Nestes termos, é desejado que tal suprimento de energia esteja continuamente disponível sempre que houver demanda. Infelizmente, isso não é fisicamente e economicamente viável, devido ao conjunto de incertezas e aleatoriedades presentes no sistema elétrico, em geral fora do controle dos engenheiros responsáveis pela operação deste. A probabilidade de consumidores encontrarem-se sem seu suprimento de energia pode ser reduzida com o investimento de recursos no sistema, durante a fase de operação, planejamento ou ambas. Entretanto, sobreinvestimentos podem levar a custos operacionais excessivos, refletindo-se negativamente na estrutura tarifária, embora possam tornar mais robusto o sistema. Por outro lado, subinvestimentos levam à situação oposta, na qual as tarifas podem ser baixas porém a qualidade e a confiabilidade da energia são inadequadas. É evidente portanto que as restrições econômicas e qualitativas são competitivas e uma situação de equilíbrio é sempre buscada.

Há muito tais questões são reconhecidas e compreendidas. Critérios e técnicas de planejamento e operação vêm sendo desenvolvidas nas últimas décadas na tentativa de alcançar o equilíbrio desejado entre as restrições mencionadas. Inicialmente, as técnicas e critérios empregadas eram essencialmente determinísticas, não levando em consideração a natureza probabilística e estocástica do comportamento do sistema, das demandas dos consumidores ou das falhas dos equipamentos.

A necessidade de avaliações probabilísticas vem sendo reconhecida desde o final da década de 1930. Pode-se então questionar porque tais métodos não tenham sido amplamente

empregados no passado. Dentre as principais razões destacam-se a carência de dados, a limitação de recursos computacionais, a falta de técnicas realistas de confiabilidade, aversão ao uso de técnicas probabilísticas e a má compreensão da importância e significado de critérios probabilísticos e índices de risco. Nenhuma dessas razões justifica-se nos dias atuais. As concessionárias de energia dispõem (ou, pelo menos, poderiam dispor) de bancos de dados de confiabilidade. A Informática experimentou enormes avanços, tanto do ponto de vista tecnológico como do ponto de vista econômico, com uma brutal redução de custos no setor. As técnicas e compreensão da avaliação confiabilística estão há muito melhoradas e consolidadas.

Um sistema de potência moderno é um organismo complexo, altamente integrado e bastante vasto. Mesmo grandes instalações computacionais não são poderosas o suficiente para serem capazes de analisar, de maneira completamente realista, o sistema de potência como uma única entidade. Entretanto, isso não se constitui um problema, uma vez que o sistema pode ser dividido em subsistemas apropriados que podem ser analisados separadamente. De fato, é improvável que algum dia seja necessário, ou mesmo desejável, tentar analisá-lo como um todo; não somente o esforço computacional seria excessivo, senão proibitivo, mas também o volume de resultados assim obtidos seria tão elevado que sua interpretação seria extremamente intrincada.

Os sistemas de potência são geralmente subdivididos em três segmentos denominados zonas funcionais: geração, transmissão (normalmente subdividida na rede de transmissão propriamente dita e em subestações) e distribuição. No âmbito da confiabilidade, estas zonas podem ser combinadas resultando em níveis hierárquicos, como ilustrado na Figura I.1.

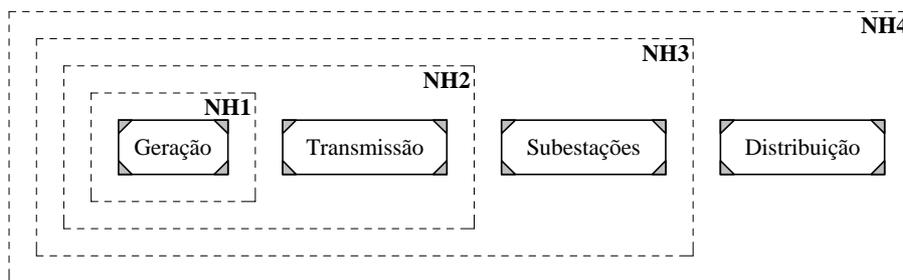


Figura I.1 – Níveis Hierárquicos no Âmbito da Confiabilidade

A seleção do nível hierárquico apropriado à análise de determinado problema depende usualmente da própria formulação do problema. A análise da confiabilidade de sistemas de potência quase sempre envolve a avaliação de méritos relativos dos vários reforços do sistema, e

o nível de análise não precisa ser mais complexo que aquele que permite a avaliação destes méritos relativos.

No nível hierárquico 1 (NH1) a geração total do sistema é examinada, e a capacidade geradora do sistema em relação à carga do mesmo é analisada. Nesse nível, também são possíveis estudos de intercâmbio de energia entre áreas.

No estudo do nível hierárquico 2 (NH2) o modelo carga/geração do NH1 é expandido com a representação da rede de transmissão do sistema. A análise da adequação deste nível hierárquico é habitualmente referida como avaliação da confiabilidade composta (ou global) de sistemas. Usualmente os índices do sistema são desagregados a nível de barras (pontos de carga).

Ocasionalmente, é requerida uma representação mais detalhada da estrutura das subestações, ao invés dos simples nós empregados nos estudos realizados ao nível da confiabilidade composta, de modo a considerar mais precisamente as falhas originadas nas mesmas. É neste ambiente que se estrutura o presente trabalho.

Uma das simplificações comumente adotadas nos estudos realizados junto ao segundo nível hierárquico é a representação de subestações por nós do sistema elétrico, sem que suas topologias internas sejam consideradas. Como consequência, falhas originadas em subestações – podendo estas causar um significativo impacto no sistema elétrico – são negligenciadas nesse contexto.

Embora a simplificação de se representar subestações por nós robustos tenha sido amplamente utilizada no passado, trabalhos recentes [1-2, 5-10, 12-13, 26-33, 35, 37-38, 44-45] mostram a importância de falhas originadas em subestações e demonstram a necessidade de se modelar e avaliar tais eventos em estudos de confiabilidade composta. Basta lembrar, por exemplo, o blecaute de 11 de março de 1999, no qual um defeito interno à subestação de Bauru deixou grandes áreas do país sem seu suprimento de energia elétrica por diversas horas, causando grandes transtornos à população e vultosos prejuízos ao país e à sociedade.

I.2. Objetivo da Dissertação

No modelo tradicional de estudos de confiabilidade de sistemas elétricos, subestações são representadas apenas como nós do sistema, no qual estão alocados cargas, geradores e /ou elementos *shunts*. Nesse modelo, cada nó é totalmente robusto, incapaz de sofrer falhas.

O estudo do impacto de falhas originadas em subestações no contexto confiabilístico teve seu início ao final da década de 60. Uma das principais linhas de abordagem do assunto está

baseada na teoria dos *cortes mínimos*. Um dos entraves desta abordagem reside no fato dela exigir o conhecimento *a priori* dos pontos de entrada e saída das subestações, ou seja, é uma técnica aplicável particularmente a subestações terminais, sejam elas geradoras ou consumidoras.

Os conceitos e efeitos de falhas originadas em subestações têm sido objeto de estudo em inúmeras publicações recentes. Entretanto, em sua grande maioria, tais publicações tratam do problema apenas do ponto de vista da subestação em si, como se fosse um sistema isolado, isto é, observam o efeito que uma falha originada na subestação terá sobre a carga da própria subestação.

O que se pretende com esta Dissertação é apresentar uma metodologia que subsidie a avaliação do efeito de falhas em componentes de subestações sobre o sistema elétrico como um todo, através de um conjunto de índices de confiabilidade. Essa metodologia está baseada na determinação de quais elementos conectados ao nó representativo da subestação na modelagem tradicional, tornar-se-ão indisponíveis quando da ocorrência de uma falha na subestação.

A metodologia aqui descrita pode ser dividida em 3 etapas:

- modelagem dos principais elementos de uma subestação sob a forma de espaço de estados simplificado;
- baseando-se em análises de contingências internas às subestações, determinação de um modelo estocástico equivalente para as mesmas, em que cada estado deste modelo represente o isolamento de um ou mais dos elementos conectados à subestação;
- cálculo de indicadores que refletem a robustez nodal e subsequente uso de alguns desses indicadores num programa computacional para análise de confiabilidade composta.

I.3. Estrutura da Dissertação

Este trabalho está dividido em sete capítulos e é complementado por seis anexos.

O Capítulo I dá uma introdução ao tema, fornecendo comentários gerais sobre o contexto no qual o mesmo se insere e o caracteriza.

No Capítulo II é apresentada uma revisão histórica do que vem sendo feito e proposto na área ou em áreas afins.

O Capítulo III aborda temas tais como modelos para a representação de elementos de subestações, algoritmos para análise de contingências numa subestação e para a determinação de um modelo estocástico equivalente para subestações.

O Capítulo IV mostra detalhes da metodologia desenvolvida para a determinação das taxas de transição do modelo estocástico equivalente mencionado.

A proposição de índices que reflitam o risco oriundo das subestações do sistema é o assunto focado no Capítulo V. São discutidos nesse capítulo fundamentos conceituais, categorias de índices nodais, a determinação dos mesmos e técnicas que permitam a inclusão de tais índices, ainda que de maneira aproximada, num modelo para análise de confiabilidade composta.

No Capítulo VI são apresentadas diversas aplicações, desenvolvidas com base nos índices nodais discutidos.

O Capítulo VII apresenta as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

Os anexos existentes ao final do trabalho complementam diversos tópicos discutidos e referenciados ao longo do texto.

Cabe ainda ressaltar que foi desenvolvido um protótipo computacional, cujo manual de utilização é apresentado no Anexo C.

O desenvolvimento desta Dissertação também ensejou a publicação da referência [44].

Estado-da-Arte

II.1. Introdução

Com o objetivo de fundamentar o que será apresentado nesta Dissertação, este capítulo apresenta uma visão panorâmica do que vem sendo proposto na área ligada à confiabilidade de subestações durante as últimas décadas, tanto no Brasil como em outros países.

Na elaboração do arcabouço teórico desta Dissertação, diversos trabalhos publicados foram consultados. A seguir apresenta-se uma síntese dos temas enfocados em cada um desses trabalhos.

II.2. Revisão Bibliográfica

Os primeiros trabalhos na área de confiabilidade de subestações ou em áreas afins datam do final da década de 1960 [26], [27]. Por exemplo, Mallard & Thomas [26] apresentam uma metodologia para o cálculo da confiabilidade de circuitos alimentadores de uma subestação, baseada na construção de diagramas de confiabilidade de falhas forçadas e no emprego de técnicas série/paralelo. A metodologia descrita apresenta algumas deficiências, tais como a dificuldade de se transformá-la num algoritmo computacional e o fato de considerar que todos os circuitos conectados a uma subestação são alimentadores da mesma, ou seja, seria uma metodologia mais adequada a subestações terminais.

Ainda na década de 60, Ringlee & Goode [27] apresentam uma metodologia para a avaliação da confiabilidade de sistemas complexos utilizando modelos baseados em processos de renovação independentes. Tais processos caracterizam-se pelo fato de que cada componente do sistema possui um ciclo “Operação – Falha – Reparo” independente dos demais. Neste trabalho os componentes são modelados a dois estados e o objetivo é determinar índices de frequência e duração para os pontos das interrupções no suprimento de energia para cada subestação modelada. Novamente, a metodologia é adequada à análise de subestações dos sistemas de subtransmissão e distribuição, uma vez que o conhecimento prévio dos terminais de carga e suprimento da subestação são necessários.

Em 1971 Endrenyi [4] apresenta um modelo de 3 estados para sistemas de componentes reparáveis nos quais a falha de um componente pode gerar uma cadeia de eventos tal como a retirada de operação – e posterior restauração – de elementos sãos e finalmente o reparo e restauração do componente falhado. Esse modelo seria então composto dos seguintes estados: normal, defeito pré-chaveamento e defeito pós-chaveamento, entendendo-se aqui o termo “chaveamento” como a operação necessária à restauração de elementos sãos ao sistema. Como o autor sugere, pode-se perceber que o modelo 3 estados é mais adequado a equipamentos realmente chaveáveis, tais como disjuntores e chaves seccionadoras, enquanto que outros equipamentos podem ser ainda modelados como possuindo 2 estados apenas, a saber, normal e defeito. *Como ver-se-á adiante, este modelo de 3 estados será de grande influência neste trabalho.*

No mesmo artigo, o autor tece comentários quanto à inclusão de um modelo para a representação da manutenção. O modelo sugerido consiste num processo de 2 estados independente dos ciclos de falha do componente. Outros autores adotarão essa mesma solução, como ver-se-á adiante.

Finalmente, o autor discute métodos de avaliação para sistemas compreendendo parte dos componentes modelados a 2 estados e parte modelados a 3 estados. Baseado no fato de que contingências de ordem igual ou superior a 3 apresentam probabilidades de ocorrência negligenciáveis quando comparadas àquelas de contingências simples ou duplas, o autor conclui que a investigação de sistemas complexos podem se restringir a esses dois últimos tipos de contingências, sem perda de qualidade na análise.

No Brasil, um dos trabalhos pioneiros publicados na área de confiabilidade nodal foi publicado por Peixoto & Kastrup Filho em 1972 [47].

Dois anos depois, o mesmo Endrenyi publica um artigo – juntamente com Maenhaut e Payne [9] – descrevendo um programa computacional para a avaliação confiabilística de sistemas com possibilidade de chaveamentos. Nesse programa foi utilizado o modelo de 3 estados descrito anteriormente por Endrenyi, como já mencionado. O programa foi concebido fundamentando-se no conceito de *cortes mínimos*¹, adotando como critério de falha a perda de continuidade entre os nós geradores e um ou mais pontos de carga. Algumas simplificações foram assumidas na elaboração do programa:

- os tempos de chaveamento devem ser muito menores que os tempos de reparo;
- os componentes do sistema apresentam alta probabilidade de encontrarem-se em seu estado normal;
- as taxas de transição envolvidas são independentes de condições climáticas ou sazonais;
- o sistema de proteção é completamente confiável (significando que não existe a possibilidade de um disjuntor ou chave seccionadora encontrar-se emperrado, nem a possibilidade de uma falha passiva – abertura indevida – de qualquer componente);
- não existe a possibilidade de sobrecarga de qualquer componente de uma subestação;
- disjuntores e chaves seccionadoras operam sempre fechados, não havendo a possibilidade de representar elementos que operem normalmente abertos.

Grover e Billinton [1] publicam em 1974 a descrição de um programa computacional que complementa o modelo descrito por Endrenyi, Maenhaut & Payne [9], no sentido em que permite uma representação mais detalhada e realista de subestações: é possível representar efeitos de condições climáticas, modos de falhas de diferentes componentes, falhas no sistema de proteção e elementos que operem normalmente abertos. O programa computacional proposto, à semelhança de seu predecessor, também baseia-se na teoria dos conjuntos de cortes mínimos para a determinação dos índices de frequência e duração, adotando como critério de falha a perda de continuidade entre as fontes e os pontos de carga. O programa *SANDREA*, desenvolvido pela *Hydro-Québec*, Canadá, fundamenta-se essencialmente nos conceitos expostos em Grover & Billinton [1] e Guertin & Lamarre [35].

¹ Um **corte mínimo** é definido como o conjunto de um ou mais componentes do sistema que, se falhados, provocam a falha do sistema e, quando qualquer um dos componentes do conjunto é reparado, o sistema volta a operar com sucesso.

Apesar de ser um modelo bem mais completo que o anterior, ainda apresenta algumas limitações, tais como a necessidade de conhecimento prévio dos terminais alimentadores e consumidores de uma subestação (significando que é um modelo mais adequado à análise de subestações dos sistemas de subtransmissão ou distribuição) e a impossibilidade de associar-se modelos de falhas aos elementos que operam normalmente abertos, ou seja, tais componentes são considerados totalmente confiáveis.

Ainda que não ligado diretamente ao tópico de confiabilidade de subestações, em 1975 Singh [25] publica um artigo referente a cálculos confiabilísticos de sistemas de grande porte. Nesse trabalho são tratadas matematicamente as questões concernentes à fusão de estados, truncagem do espaço de estados e truncagem sequencial. São abordadas também as condições necessárias e suficientes para que se possa aplicar cada uma dessas técnicas. Essa referência está aqui citada devido ao fato que a fusão de estados será aplicada no desenvolvimento deste trabalho, como constatar-se-á oportunamente.

Em 1975, Guertin & Lamarre [35] publicam um artigo descrevendo outro programa computacional para a avaliação de confiabilidade de subestações. Este programa tem por ênfase a modelagem de operações de chaveamento. Para tal, os elementos de subestações são classificados e modelados como estáticos ou dinâmicos. Assim, os componentes dinâmicos – chaves seccionadoras, chaves corta-corrente² e disjuntores – são responsáveis por operações de chaveamento que alteram a topologia da subestação, enquanto que os componentes estáticos – demais elementos de uma subestação – apresentam como função conduzir potência de um ponto para outro ou ajustar/controlar tensões. É interessante destacar que os autores consideram que elementos estáticos podem ser modelados a 3 estados (normal, manutenção e reparo) e elementos dinâmicos podem ser modelados a 5 estados (normal, manutenção, defeito ativo, defeito passivo e emperrado). Como ver-se-á no Capítulo III deste trabalho, os modelos estocásticos desenvolvidos para representar os elementos de subestações apresentam quase que exatamente a mesma estrutura.

Complementando, a principal contribuição do programa desenvolvido reside, no caso de uma interrupção temporária, na indicação do tipo de operação de chaveamento realizada para o

² A diferença entre chaves seccionadoras e chaves corta-corrente repousa no fato de que as primeiras são capazes de interromper apenas correntes de magnetização, enquanto que as últimas são capazes de interromper correntes de carga [17]. Por simplificação, neste trabalho não se faz distinção entre essas duas categorias de dispositivos, sendo as mesmas denominadas de *chaves seccionadoras* ou, simplesmente, *chaves*.

restabelecimento do suprimento a um ponto de carga. Novamente, a necessidade de conhecimento *a priori* dos pontos de carga da subestação torna o programa mais adequado à análise de sistemas de subtransmissão e distribuição.

Em 1976, Allan, Billinton & Oliveira [36] contribuem com um algoritmo para a determinação dos cortes mínimos de cada ponto de carga. Naturalmente, outros algoritmos já haviam sido propostos anteriormente, porém este foi o primeiro a considerar a possibilidade de existência de componentes unidirecionais e bidirecionais e efetivamente diferenciá-los. O algoritmo é proposto baseando-se na teoria dos conjuntos e em álgebra booleana.

No mesmo ano, outro artigo é publicado pelos mesmos Allan, Billinton & Oliveira [10]. Este trabalho trata da aplicação da metodologia dos cortes mínimos à comparação da confiabilidade de diversos arranjos de subestações. A maior contribuição do trabalho reside na possibilidade de avaliação da confiabilidade global de sistemas com mais de um ponto de carga, na medida em que o método apresentado determina índices de confiabilidade para cada um dos pontos de carga.

No ano seguinte, 1977, os mesmos Allan, Billinton & Oliveira [2] publicam um artigo versando sobre o efeito da capacidade de geração sobre a confiabilidade e a disponibilidade a longo prazo de sistemas de potência. O enfoque do trabalho baseia-se na perspectiva da influência de sistemas elétricos auxiliares sobre a disponibilidade de unidades geradoras.

Utilizando resultados de trabalhos anteriores, os autores traçam um paralelo entre tais sistemas elétricos auxiliares e uma grande subestação, afirmando que ambos diferem apenas em proporções, não diferindo grandemente em estrutura.

O método proposto também baseia-se na aplicação da teoria dos cortes mínimos, empregando para os componentes de subestações os mesmos modos de falha discutidos por Grover & Billinton [1], sendo considerados na análise eventos de até terceira ordem.

No início da década de 80, em 1981, o primeiro trabalho publicado na área de subestações coube a Billinton & Medicherla [7]. Foi talvez o primeiro trabalho realmente buscando integrar a análise de confiabilidade de subestações à análise de confiabilidade composta geração/transmissão.

Os autores principiam o artigo descrevendo as quatro categorias em que as saídas forçadas podem ser classificadas, a saber, saídas independentes, saídas dependentes, saídas de modo comum e saídas originadas em subestações. Uma vez que o objetivo do artigo está voltado à área de subestações, os autores concentram-se na última categoria, apresentando modelos que reúnam os resultados dos modos de falhas em subestações e análise dos efeitos dessas falhas, combinando saídas de modo comum com saídas originadas em subestações, gerando modelos híbridos adequados à análise composta de confiabilidade. Os modelos apresentados são, entretanto, adequados à consideração de saídas forçadas de apenas dois terminais, embora os autores afirmem que os modelos possam ser estendidos a um número maior de terminais.

A conclusão final a que chegam os autores é que análise de confiabilidade composta de sistemas de potência deve incluir a análise de falhas originadas em subestações, afirmando a relevância das mesmas sobre os resultados obtidos.

Em 1982, Allan & Adraktas [5] discutem a importância de falhas originadas em subestações, considerando-se a possibilidade de falhas no sistema de proteção. Os autores discutem um modelagem desses sistemas que, segundo os mesmos, é mais próxima da realidade. Por essa modelagem, os equipamentos de proteção de uma subestação podem apresentar elementos comuns, tais como bobinas de acionamento, relés, sistemas de detecção e bancos de baterias. Esse “compartilhamento” de elementos pode levar a situações que, segundo outras modelagens, teriam uma probabilidade de ocorrência extremamente baixa, como por exemplo dois ou mais disjuntores encontrando-se emperrados no mesmo instante.

Empregando o método da árvore de eventos, os autores descrevem como índices de confiabilidade para sistemas de proteção que possuam elementos compartilhados, redundância e diversidade podem ser avaliadas. As conclusões obtidas vêm fortalecer a importância da análise de falhas originadas em subestações, demonstrando ainda que, modelando-se sistemas de proteção de maneira mais realista, os efeitos dessas falhas podem ser ainda mais severos do que se supunha.

Em 1985, Billinton, Vohra & Kumar [3] apresentam uma extensão do IEEE-RTS (sistema teste para confiabilidade) [19] de 1979, incluindo a visão interna do arranjo de cada uma das subestações pertinentes ao sistema.

Neste trabalho, os autores divulgam uma estatística interessante a respeito da ocorrência de falhas originadas em subestações. De acordo com os mesmos, no sistema de 345 kV da *Commonwealth Edison Company*, mais de 40% das saídas múltiplas de circuitos de transmissão devem-se a esse tipo de falhas. Tal cifra é bastante expressiva e, segundo os autores, em análises de confiabilidade não seria prático considerar-se saídas independentes de ordem elevada, ao mesmo tempo em que os efeitos de falhas originadas em subestações não são considerados.

Os autores prosseguem na abordagem dada pelo próprio Billinton e por Medicherla, em [7], acrescentado que eventos de falha numa subestação que resultam no mesmo efeito sobre o sistema podem ser considerados eventos independentes e mutuamente exclusivos, de modo que as probabilidades e frequências de falhas associadas a esses eventos podem ser somados, para o propósito da avaliação da confiabilidade composta de sistemas.

Em 1987, o Cigré publica um Guia para Aplicação de Análises de Confiabilidade em Sistemas de Potência [20]. Nesta obra, um dos tópicos cobertos é a modelagem de subestações. Esse tópico foi desenvolvido por uma força-tarefa composta por Scalcino, Endrenyi & Ringlee, com a colaboração de Billinton, MacRae & Naggar.

Os autores fazem uma inspeção do que vem sendo publicado na área, discutindo algumas das definições dos termos habitualmente empregados nessa área, citando quais eventos deveriam ser levados em conta numa análise de falhas originadas em subestações, comentando acerca de suposições e restrições aplicáveis a uma tal análise e, finalmente, mencionando e discutindo os modelos existentes para a representação de equipamentos e dados necessários a uma análise dessa natureza.

Também em 1987, Billinton & Vohra [45] publicam um trabalho no qual discutem a modelagem estocástica de alguns equipamentos de uma subestação terminal e desenvolvem expressões para o cálculo de probabilidade e frequência para diversos estados de falha na subestação. Subseqüentemente, tais expressões são empregadas na avaliação da confiabilidade de um sistema-teste de 6 barras.

No início de 1988, Allan & Ochoa [36] divulgam um trabalho enfocando uma área não coberta por obras anteriores. Até o momento, os trabalhos versando sobre confiabilidade de subestações haviam se concentrado nos conceitos e efeitos de falhas originadas nas mesmas e

não em métodos para identificá-las. Assim, empregando princípios de confiabilidade de redes, de modos de falhas e de análise de efeitos, os autores estendem as técnicas disponíveis descrevendo um conjunto de algoritmos que simulam alguns modos de falhas de elementos de subestações, deduzem os efeitos e respectivos índices de confiabilidade das contingências resultando em saídas de circuitos e/ou geradores e agrupam contingências idênticas, acumulando seus índices de confiabilidade.

Em meados do mesmo ano, Allan [6] publica um artigo relativo a modos de falha em sistemas de proteção e o impacto que essas falhas podem causar no sistema de potência. Na verdade, o trabalho é uma extensão de seu trabalho com Ochoa [36], já comentando anteriormente.

Em 1991, Dortolina, Porta & Nadira [13] publicam um artigo enfocando a modelagem de sistemas de proteção no contexto da confiabilidade de subestações. Os autores comentam as vantagens da prática habitual de agregar a representação dos equipamentos de proteção à representação de seu equipamento de alta tensão associado, mas alertam quanto à situações em que é necessária a modelagem explícita dos equipamentos de proteção, como por exemplo quando se deseja proceder a uma avaliação dos efeitos de determinado esquema de proteção sobre o arranjo de uma subestação ou quando se deseja avaliar o efeito de redundâncias no esquema de proteção.

Apesar do tema não estar ligado diretamente com o objetivo desta Dissertação, neste artigo os autores sugerem possíveis modelos estocásticos para a representação dos equipamentos de uma subestação, tais como barramentos, transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras e terminais. Nitidamente, percebe-se que os modelos são uma adaptação dos modelos apresentados anteriormente por Guertin & Lamarre [35]. Como ver-se-á no Capítulo III, alguns destes modelos foram aproveitados – fazendo-se algumas modificações – no desenvolvimento desta obra.

Fica claro que os autores deram especial atenção à modelagem de disjuntores, permitindo a representação de subsistemas (bancos de baterias, relés, equipamentos de medição, bobinas de acionamento, pára-raios) redundantes, não-redundantes ou parcialmente redundantes.

No SNPTEE desse ano, Reis & Tahan [40] apresentam o conceito de *índice de mérito operativo*, sugerido para medição e monitoração de aspectos relacionados com a qualidade de serviços em grandes subestações. Esse índice está relacionado com o impacto da confiabilidade dos equipamentos e da eficiência operativa e de manutenção sobre a qualidade de serviço da subestação, do ponto de vista da própria subestação, sendo calculado com base no risco de perda da capacidade de transmissão da subestação para as várias configurações que a subestação pode assumir.

Ao final do mesmo ano, Parker, Chow, Sabiston & Locke [34] publicam um artigo no qual descrevem uma metodologia para o planejamento do arranjo de uma subestação, tomando como diretriz o impacto que falhas na subestação exercerão sobre o sistema elétrico. A metodologia apresentada é baseada na análise de sobrecargas térmicas porventura existentes em estados pós-contingência, utilizando fluxos de potência linearizados.

Em 1992, Mendes [12] conclui sua Dissertação de Mestrado, apresentando na mesma metodologia para modelar e avaliar os efeitos de falhas originadas em subestações na análise de confiabilidade de sistemas de subtransmissão. A avaliação de confiabilidade é efetuada em duas etapas. Na primeira, o autor emprega o método do conjunto de cortes mínimos para calcular a confiabilidade de cada um dos pontos de entrega de energia da subestação, e a partir destes resultados, propõe um método para a obtenção de um equivalente probabilístico da subestação, caracterizado pela distribuição de probabilidade da indisponibilidade dos seus pontos de entrega, considerando-se os aspectos de dependência no processo de indisponibilidades destes pontos. Na segunda etapa, o autor representa os equivalentes probabilísticos obtidos nos modelos tradicionais de confiabilidade de subtransmissão através de um modelo de saídas dependentes. Em seguida, são realizadas análises de confiabilidade do sistema de subtransmissão, condicionadas a cada estado do equivalente probabilístico. Os índices globais de confiabilidade são obtidos empregando o teorema de Bayes.

Os resultados obtidos pelo autor mostram que o efeito de falhas originadas em subestações podem ser preponderantes, devendo ser considerados na análise de confiabilidade composta.

Alguns pontos foram sugeridos como possíveis extensões desta obra. Em primeiro lugar, a metodologia apresentada é *adequada apenas à subestações nas quais a direção do fluxo de*

carga é bem conhecida, ou seja, subestações consumidoras ou subestações diretamente ligadas a parques geradores. Outra questão a ser avaliada é quanto ao efeito das falhas originadas em subestações sobre os *índices de frequência e duração*, sendo necessário para isso a obtenção do diagrama de transição de todos os estados possíveis dos pontos de carga da subestação. Finalmente, o último ponto considerado como possível extensão pelo autor é a inclusão de uma metodologia que permita a avaliação de sobrecargas de elementos internos às subestações.

Versões resumidas de [12] foram apresentadas no 9^o CBA – Congresso Brasileiro de Automática (1992) e no XII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (1993). O primeiro, publicado por Mendes, Melo, Pereira, Morozowski & Oliveira [28] e o segundo por Mendes, Melo & Pereira [29].

Também em 1993, Medicherla, Chau, Zigmund & Chan [33] publicam um artigo descrevendo o programa computacional *STAR* (desenvolvido pela AEPSC – *American Electric Power Service Corporation*) para análise de confiabilidade de subestações.

Os autores descrevem os modelos adotados para a representação de componentes, destacando que o programa é especialmente adequado à representação de chaves seccionadoras motorizadas e seu principal objetivo é a comparação de alternativas de arranjos para subestações pertinentes ao sistema de EAT (extra-alta tensão).

Em 1994, Fontoura [23] apresenta sua Tese de Doutorado, voltada para o desenvolvimento de equivalentes probabilísticos para sistemas de potência. Como ver-se-á no Capítulo III, a metodologia para fusão numérica de estados de sistemas de grande porte foi empregada no desenvolvimento da corrente obra.

No XIII SNPTEE, em 1995, são apresentados dois artigos envolvendo a determinação de componentes críticos de uma subestação: Mendes, Melo & Pereira [30] e Coelho, Gehrke & Michels [31]. Ambos os trabalhos baseiam-se no método do conjunto de cortes mínimos para atingirem seus objetivos.

O primeiro fundamenta-se numa metodologia para a determinação das sensibilidades dos índices de confiabilidade de subestações com relação às variações nas taxas de saída forçada, falha e reparo de seus equipamentos. Estas sensibilidades permitem ordenar os equipamentos em

função do impacto dos seus parâmetros estatísticos de falha nos índices de confiabilidade do sistema.

O segundo artigo tem por objetivo a identificação dos melhores locais para a alocação de reforços em subestações, procurando avaliar a ordem de importância e vulnerabilidade dos componentes das mesmas e analisando custos de redundâncias a partir do valor de incremento da confiabilidade.

Também em 1995, Billinton & Satish [11] abordam o efeito de falhas originadas em subestações tanto sobre os índices de confiabilidade quanto sobre as implicações econômicas relacionadas às cargas das diversas barras do sistema elétrico. Os autores apresentam uma metodologia para buscar o melhor arranjo de uma subestação, procurando minimizar os custos de capital, de manutenção e de falhas. Assim, o modelo de minimização proposto – baseado em técnicas de programação linear – empenha-se em incorporar custos de interrupção de atendimento a consumidores devidos a falhas originadas em subestações e em reconhecer os diferentes arranjos de subestações nas diversas barras de cargas do sistema de potência.

Ainda no ano de 1995, no *Summer Meeting* do IEEE, a força-tarefa de confiabilidade em sistemas de potência de grande porte do IEEE publica um artigo enfocando a confiabilidade de pontos de entrega de energia [41].

Os autores fazem uma revisão da terminologia habitualmente empregada nessa área e discutem os tipos de subestações existentes, do ponto de vista da entrega de energia. Além disso, são apresentados vários diversos conjuntos de índices para avaliar a confiabilidade do ponto de entrega, tanto pela perspectiva da subestação como do sistema como um todo.

Em 1996, Anders, Wang & Finch [32] apresentam os resultados de um estudo do CEA (*Canadian Electrical Association*) ligado à avaliação da confiabilidade dos principais arranjos de subestações. Embora os autores não desenvolvam novas técnicas ou estratégias para a abordagem da análise de falhas originadas em subestações, o mérito dos autores reside na ampla pesquisa que realizam nos principais programas computacionais disponíveis na América do Norte destinados a esse fim: *SANDREA*, *AREP*, *STAR* e *FAILURE / COMPUTE*. Os autores descrevem então os modos de falhas, técnicas empregadas, dados necessários, detalhes de modelagem e resultados obtidos com cada um desses programas, dando uma boa perspectiva do que há comercialmente disponível na área.

Em 1999, Goel & Ren [24] publicam um artigo no qual apresentam uma aplicação da técnica da Simulação Monte Carlo à confiabilidade de subestações elevadoras e subestações de chaveamento. Na abordagem proposta são modelados apenas disjuntores, transformadores e barramentos, sendo que para os dois primeiros um modelo de quatro estados é adotado (operando, chaveado, reparo e manutenção), enquanto que os últimos são modelados a dois estados (operando e falhado).

Nos anos de 1999 e 2000 são emitidos os relatórios da *Força Tarefa de Avaliação da Segurança do Sistema Interligado Brasileiro* [15], [42], [43], como parte das providências tomadas no intuito de identificar as ações de curto, médio e longo prazos visando evitar ou reduzir os reflexos de contingências que pudessem resultar em perturbações de grande porte no sistema elétrico brasileiro.

O primeiro destes relatórios [15] buscou classificar as subestações da malha principal do sistema, no tocante à sua importância sobre a questão da segurança. Através do estudo dos arranjos das subestações, foram avaliadas as condições de segurança intrínseca associadas a essas instalações. Posteriormente, uma análise de transitórios eletromecânicos associados à perda completa de cada uma dessas subestações levou à determinação de suas implicações sistêmicas com base no desempenho pós-contingência múltipla. A combinação dos critérios de avaliação intrínseca e sistêmica permitiu uma priorização das subestações a serem submetidas a uma análise mais detalhada visando identificar possíveis alterações topológicas e/ou o projeto de esquemas de controle de segurança, com benefícios sobre o grau de risco total ao qual o sistema estaria exposto. Essa investigação detalhada é tema do segundo relatório da Comissão Mista [42]. Finalmente, em [43], foi apresentada uma metodologia visando sistematizar o processo de identificação do grau de criticidade nodal sistêmica das subestações, com base na avaliação dos efeitos decorrentes de contingências múltiplas. A metodologia proposta agrega informações relativa à continuidade e adequação operativa, no ponto de equilíbrio estático obtido após uma dada contingência múltipla. O índice assim determinado é capaz de quantificar o grau de risco ao qual o sistema encontra-se exposto como resultado de múltiplos desligamentos na subestação analisada.

Em 2000, é emitida por Energy Choice Engenharia e Representações uma Nota Técnica versando sobre configurações de barras de subestações. Esse trabalho contém um conjunto básico de informações, conceitos e recomendações sobre fatores que devem ser considerados

quando do desenvolvimento ou avaliação de estudos de planejamento, tanto normativos quanto específicos, visando definir configurações de barras a serem adotadas em subestações pertencentes à rede básica do sistema elétrico brasileiro.

Ainda em 2000, Silveira, Oliveira, Schilling, Dornellas, Melo & Mello [8] publicam um artigo cujo propósito é demonstrar que um problema real relativo à detalhada interação de uma planta nuclear com o sistema elétrico em sua vizinhança poderia ser avaliado empregando-se um programa computacional para análise de confiabilidade composta (NH2), desde que certos artifícios fossem adaptados.

O artigo apresenta então uma descrição de um estudo de confiabilidade envolvendo a planta nuclear, o sistema ancilar de distribuição associado à mesma, uma subestação de 500 kV na qual a potência gerada pela referida planta acabará por ser injetada e o sistema de potência no qual o conjunto se insere.

Neste trabalho, os autores sugerem que certos estudos na área de confiabilidade de subestações podem ser executados empregando-se alguns artifícios simples, tais como a modelagem de falhas de chaves e disjuntores pela inclusão de linhas fictícias com reatâncias muito pequenas, resistências nulas e taxas de falha e reparo adequadas e a modelagem da situação de disjuntores emperrados pela inclusão de uma lista de alterações vinculadas de falhas de linhas e geradores para cada disjuntor simulado.

Cumpre ainda notar que no Brasil foram desenvolvidos pelo menos dois programas computacionais, semi-comerciais, voltados à análise de subestações. O primeiro denomina-se *CST* e foi elaborado na antiga *ELETROSUL* por Corssen [38]. Esse programa chegou a ser usado por diversas empresas no Brasil, dispondo-se da versão original para “*mainframe*” e uma versão posterior adaptada para microcomputadores. O outro programa denomina-se *CONFSE* e foi desenvolvido na *COPEL*³. Não há registro de seu uso fora do âmbito da *COPEL*.

³ O programa está documentado em Dissertação de Mestrado da EFEL, orientada pelo Prof. Dr. Renato de Aquino Faria Nunes, e de autoria do Eng. Rubens Blaszczyk (na época da *COPEL*), participando do Subgrupo de Confiabilidade (SGC).

II.3. Diagnóstico

Com base no levantamento feito, a Tabela II.1 sintetiza alguns aspectos de interesse, podendo-se fazer as seguintes observações sobre a estrutura da mesma:

- Na coluna **Equipamentos Modelados**, o número entre parênteses indica quantos estados foram adotados para o componente em questão;
- Nas colunas de **Efeitos Observados**, a seguinte notação foi adotada:
 - M = Manutenção
 - C = Efeitos climáticos ou sazonais
 - L = Limites térmicos e/ou de corrente
 - E = Emperramento
- Na coluna **Rest.** (Restrições) a seguinte notação foi adotada:
 - A = Impossibilidade de representar-se equipamentos operando normalmente abertos
 - I = Necessidade de conhecimento dos pontos de entrada e saída da subestação
- Na coluna mais à esquerda registra-se a referência bibliográfica correspondente.

Tabela II.1 – Aspectos de Interesse na Análise de Confiabilidade de Subestações

	Equipamentos Modelados	Efeitos Observados				Rest.		Metodologia(s)	Índices de Confiabilidade	SEs Aplicáveis	Adequação à Confiabilidade Composta	Outros Aspectos ou Observações
		M	C	L	E	A	I					
1	barramentos (3), disjuntores (5), chaves (5), transformadores (3)	•	•		•		•	Cortes mínimos	Frequência e duração para terminais e/ou conjunto de terminais	terminais	não discutida	
2	barramentos (3), disjuntores (5), chaves (5), transformadores (3)	•			•		•	Cortes mínimos	Taxas de falha e reparo para modelos de geradores múltiplos estados	terminais	não discutida	Influência de sistemas elétricos auxiliares sobre unidades geradoras
3	não mencionado especificamente	•			•			Análise de contingências	F&D para terminais e/ou conjunto de terminais	todas	não discutida	Expansão do sistema-teste para confiabilidade
4	chaveáveis (3), não-chaveáveis (2)	•						Análise de contingências	Frequência e duração para terminais e/ou conjunto de terminais	todas	não discutida	
5	disjuntores, incluindo sistemas de proteção	•			•			Árvore de eventos	Taxas de falha e reparo para terminais e/ou conjunto de terminais	todas	Necessário agrupar estados; índices de F&D p/ o sistema não podem ser obtidos	Permite avaliação de redundâncias e diversidade no sistema de proteção
6	barramentos (3), disjuntores (4), transformadores(3)				•		•	Análise de contingências	Probabilidade e frequência para terminais e/ou conjunto de terminais	todas	não discutida	
7	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	Até 2 terminais falhados	Discute técnicas de como adequar resultados obtidos à confiabilidade global
8	chaves e disjuntores modelados usando artifícios de “tie-lines” fictícios			•	•		•	Análise de contingências	Globais	todas	total	São necessários mais estudos para avaliar a técnica
9	chaveáveis (3), não-chaveáveis (3)	•					•	Cortes mínimos	Probabilidade para terminais e/ou conjunto de terminais	terminais	não discutida	
10	barramentos (3), disjuntores (5), transformadores(4)	•			•		•	Cortes mínimos	Taxas de falha e reparo para terminais e/ou conjunto de terminais	terminais	não discutida	
11	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	Abordagem p/ identificação de arranjos p/ uma SE, baseando-se em minimização de custos

Tabela II.1 (Continuação)

	Equipamentos Modelados	Efeitos Observados				Rest.		Metodologia(s)	Índices de Confiabilidade	SEs Aplicáveis	Adequação à Confiabilidade Composta	Outros Aspectos ou Observações
		M	C	L	E	A	I					
12	barramentos (3), disjuntores (4), chaves (4), transformadores(3)	•						Cortes mínimos; equivalentes probabilísticos; teorema de Bayes	LOLP, EPNS, LOLE, EENS para terminais e/ou conjunto de terminais	terminais	índices de F&D requerem diagrama de transições dos pontos de carga	
13	barramentos (4), disjuntores (6), chaves (4), transformadores(4)	•			•		•	Cortes mínimos	Taxas de falha e reparo para 1 ou 2 terminais	terminais	não discutida	Modelagem detalhada de disjuntores
20	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	Discussão de termos, técnicas e modelos
23	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	Apresentação de modelos matemáticos
24	barramentos (2), disjuntores (4), transformadores (4)	•						Monte Carlo; cortes mínimos	Taxas de falha e reparo para terminais e/ou conjunto de terminais	elevadoras e chaveamento	não discutida	
25	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	Apresentação de modelos matemáticos
26	disjuntores, barramentos, transformadores, reatores	•	•	•				Diagramas de falhas forçadas e de saídas preventivas; técnicas série / paralelo	Frequência e taxas de falha e reparo para terminais alimentadores	terminais	adição de fatores a taxas de falha independentes	
27	barramentos (2), disjuntores (2), transformadores(2)	•			•		•	Análise de contingências	F&D para terminais alimentadores	terminais	não discutida	
28	barramentos (3), disjuntores (4), chaves (4), transformadores (3)	•						Cortes mínimos; equivalentes probabilísticos	LOLP, EPNS, LOLE, EENS para terminais e/ou conjunto de terminais	terminais	índices de F&D requerem diagrama de transições dos pontos de carga	
29	barramentos (3), disjuntores (4), chaves (4), transformadores (3)	•						Cortes mínimos; equivalentes probabilísticos	LOLP, EPNS, LOLE, EENS para terminais e/ou conjunto de terminais	terminais	índices de F&D requerem diagrama de transições dos pontos de carga	
30	barramentos (3), disjuntores (4), chaves (4), transformadores (3)	•						Cortes mínimos; equivalentes probabilísticos	sensibilidade dos índices de confiabilidade	terminais	–	

Tabela II.1 (Continuação)

	Equipamentos Modelados	Efeitos Observados				Rest.		Metodologia(s)	Índices de Confiabilidade	SEs Aplicáveis	Adequação à Confiabilidade Composta	Outros Aspectos ou Observações
		M	C	L	E	A	I					
31	barramentos (2), disjuntores (2), transformadores (2)					•	•	Cortes mínimos	associados à falibilidade de arranjos de SEs	terminais	não discutida	
32	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	Revisão de técnicas e programas computacionais
33	chaveáveis NA (3), chaveáveis NF (7), não-chaveáveis (5)	•				•		Análise de contingências	F&D para terminais e/ou conjunto de terminais	todas	não discutida	
34	barramentos, disjuntores, transformadores			•	•			Análise de estados pós-falha	–	todas	–	Planejamento de SEs
35	chaveáveis (5), não-chaveáveis (3)	•					•	Cortes mínimos	F&D para terminais e/ou conjunto de terminais	terminais	não discutida	
36	não mencionado especificamente, porém apresenta modelo 3 estados	•					•	Cortes mínimos; álgebra booleana; teoria de conjuntos	Taxas de falha e reparo para terminais e/ou conjunto de terminais	terminais	não discutida	Algoritmo considerando componentes uni ou bidirecionais
37	barramentos (3), disjuntores (3), transformadores(3)						•	Análise de contingências	Probabilidade e frequência para terminais e/ou conjunto de terminais	todas	não discutida	Metodologia para identificar efeitos de falhas originadas em subestações
40	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	Apresentação do conceito de índice de mérito operativo
41	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	Índices de confiabilidade para pontos de entrega, dos pontos de vista da subestação e do sistema
45	barramentos (3), disjuntores (4), transformadores(4)	•						Expressões Matemáticas para Eventos de Falha	Probabilidade e frequência para terminais e/ou conjunto de terminais	todas	discutida superficialmente	

II.4 Sumário

Este capítulo apresentou uma visão geral do que vem sendo feito ou sugerido nas áreas ligadas à confiabilidade e à modelagem de falhas originadas em subestações.

Como foi enfatizado na Tabela II.1, pode-se constatar que a literatura técnica aborda diversas estratégias de tratamento do problema de avaliação de risco nodal de subestações, mas *em nenhum caso é apresentada uma metodologia capaz de tratar todos os tipos de subestações (e não apenas as terminais) e que seja também capaz de determinar os índices de frequência e duração para o sistema, quando falhas originadas em subestações são contempladas na análise confiabilística.*

Fica então claramente justificado o propósito desta Dissertação, voltada à obtenção de modelos e técnicas que permitam a avaliação de falhas originadas em qualquer classe de subestações, considerando também sua respectiva influência sobre a confiabilidade global, inclusive no âmbito de índices de frequência e duração.

Capítulo

III

“C'est des traits des années que la physionomie des siècles est composée.”
(É das feições dos anos que se compõe a fisionomia dos séculos.)
(Victor Hugo, “Les Misérables”)

Confiabilidade Nodal: Modelos e Algoritmos

III.1. Introdução

Foi desenvolvido neste capítulo um protótipo computacional com o intuito de avaliar a fiabilidade de subestações, considerando a indisponibilidade de elementos da própria subestação, tais como chaves seccionadoras, disjuntores, barramentos, elementos em derivação (shunts), cargas, etc.

Este capítulo está estruturado de maneira a dar um seqüenciamento lógico à exposição, de modo que a seção III.2 trata da modelagem proposta aos elementos da subestação. A seção III.3 trata especificamente do protótipo, enfocando problemas encontrados no desenvolvimento, soluções adotadas e metodologias propostas. Na seção III.4 são apresentados alguns dados obtidos quanto ao desempenho do programa em várias plataformas computacionais e quanto aos resultados propriamente ditos para diversos arranjos de subestações. Na seção III.5 é apresentado um exemplo simples das etapas seguidas pelo protótipo.

III.2. Modelos Estocásticos

Uma subestação, por menor que seja, possui uma quantidade enorme de elementos, tanto do ponto de vista numérico quanto da variedade. São elementos associados a manobras, transformação, geração, filtragem, proteção e compensação de reativos, além de terminais de circuitos para outras subestações.

A variedade e quantidade de elementos modeláveis é tão vasta que torna impraticável a modelagem de todos para fins de análises de confiabilidade. Logo, a primeira etapa a ser vencida foi a determinação de quais elementos deveriam ser efetivamente tratados. Além disso, cada um dos elementos poderia ser modelado atendo-se a diversos níveis de detalhamento, de modo que também foi necessário estabelecer limites à complexidade dos modelos.

Baseados em sua importância, os elementos selecionados para serem modelados foram *disjuntores*, *chaves seccionadoras*, *barramentos* e o que se chamou genericamente de *terminais* (conexões para circuitos, transformadores, máquinas geradoras ou compensadoras, elementos *shunts* e cargas). Note-se que a categoria “terminais” foi instituída para representar elementos semelhantes, de modo a poderem compartilhar da mesma estrutura de modelos estocásticos, diferindo apenas no teor quantitativo do mesmo (taxas de transição entre os estados). Em suma, o termo terminal aqui refere-se a um conjunto de equipamentos não modelados especificamente tais como pára-raios, bobinas de bloqueio, transformadores elevadores ou abaixadores, buchas, equipamentos de medição e/ou decisão, etc.

Já para a determinação do nível de detalhamento a ser adotado, foram levados em conta três fatores: representatividade do modelo, esforço computacional requerido para a análise do modelo e facilidade em obtenção de dados estocásticos para o mesmo.

Claramente, o primeiro fator é conflitante com os demais, na medida em que uma representação mais detalhada do elemento acarreta numa necessidade maior de processamento computacional, além de requerer maior volume de dados.

A seguir são apresentados os modelos desenvolvidos para os elementos citados. Tais modelos foram baseados em Dortolina, Porta & Nadira [13] e em Goel & Ren [24], ainda que se tenha feito algumas alterações, para melhor adaptá-los às necessidades aqui vigentes.

É importante mencionar que, nos modelos apresentados neste trabalho, supõe-se que *os tempos de residência em cada um dos estados obedecem a uma lei exponencial de distribuição*, o que acarreta que as taxas de transições entre estados sejam invariantes no tempo. Assim, tais modelos passam a representar processos estacionários de Markov, contínuos no tempo.

III.2.1. Modelagem de Barramentos e Terminais

Para a modelagem de barramentos e terminais foi adotado um modelo Markoviano de quatro estados, a saber: normal, pós-defeito, reparo e manutenção, conforme mostrado na Figura III.1.

De acordo com esse modelo, se o componente encontra-se disponível, diz-se que está no estado normal. Uma transição entre esse estado e o estado Pós-Defeito pode acontecer em função de uma falha ativa, isto é, um defeito que leve à operação de disjuntores e chaves seccionadoras, isolando o componente do sistema e, em geral, também retirando de serviço outros componentes, ainda que estejam em seu estado normal. Posteriormente, somente o equipamento que sofreu o defeito é mantido isolado (estado de Reparo), enquanto que alguns dos componentes são que haviam sido isolados retornam à condição normal devido a novos chaveamentos na subestação. Adicionalmente, de acordo com o modelo, o componente pode ser retirado de serviço para a execução de manutenção.

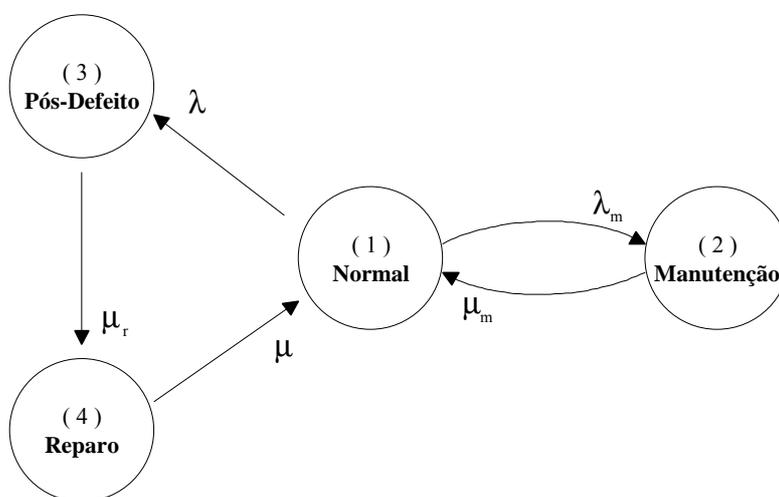


Figura III.1 – Modelo de Markov para Barramentos e Terminais

É importante ressaltar aqui que, do ponto de vista do componente, só existem dois estados possíveis: operação e falha. Entretanto, do ponto de vista do sistema, existem todas as transições apresentadas na Figura III.1, advindo daí a necessidade de empregar um modelo mais complexo para o elemento. Ainda sob esse ponto de vista, um componente em reparo ou em manutenção causa o mesmo impacto, porém optou-se por separar estes estados uma vez que o tempo de residência de cada um deles não é necessariamente o mesmo.

Em suma, *em algumas situações o número de elementos tornados indisponíveis devido à contingência é muito maior no estado Pós-Defeito do que no estado Reparo*. Assim, o estado Pós-Defeito caracteriza-se como a situação logo após a eliminação de uma falha ativa, quando grande número de elementos são tiveram de ser retirados de serviço. Em contrapartida, o estado Reparo caracteriza a situação após a restauração do sistema, quando apenas o elemento que sofreu o defeito e alguns outros elementos em sua vizinhança elétrica estão fora de serviço.

Uma questão que resta ser mencionada é com relação à obtenção das taxas de falha e reparo do modelo.

A taxa de ocorrência de determinado evento pode ser calculada [20] conforme apresentado na equação 3.1.

$$\lambda_{ij} = \frac{n_{ij}}{t_{ex}} \quad (3.1)$$

onde:

λ_{ij} = taxa de ocorrência do evento

n_{ij} = número de vezes que ocorre o evento

t_{ex} = tempo de exposição quando o evento pode ocorrer (= tempo gasto no estado inicial)

Assim, os parâmetros de manutenção λ_m e μ_m podem ser obtidos conforme as equações 3.2 e 3.3, respectivamente.

$$\lambda_m = \frac{N_m}{t_n} \quad (3.2)$$

$$\mu_m = \frac{N_m}{t_m} \quad (3.3)$$

onde:

λ_m = taxa de transição para manutenção

μ_m = taxa de transição do estado em manutenção para operação

N_m = número de vezes que o elemento transita para manutenção

t_m = tempo total em que o elemento permanece em manutenção

t_n = tempo total em que o elemento permanece exposto à possibilidade de manutenção

III.2.2. Modelagem de Disjuntores e Chaves Seccionadoras

De todos os elementos de uma subestação, disjuntores e chaves seccionadoras são aqueles que exigem a modelagem mais complexa, devido ao seu comportamento dinâmico e aos vários subsistemas que os compõem: comunicação, acionamento e auxiliares (Allan & Adraktas [5] , d'Ajus & outros [17] e Flurscheim [18]).

Entretanto, pelas razões já mencionadas anteriormente, o modelo adotado é bastante semelhante ao de barramentos e terminais, como pode ser visto na Figura III.2, apenas fazendo-

se algumas alterações e acréscimos.

Primeiramente, foi adicionada uma transição direta entre o estado Normal e o estado de Reparo, caracterizando o que se denomina uma falha passiva, isto é, uma operação indevida do elemento.

Além dessa alteração, adicionou-se um estado para representar a possibilidade do elemento encontrar-se emperrado. Note-se novamente que, embora os estados Reparo e Manutenção exerçam a mesma influência sobre o sistema, os mesmos foram individualizados devido ao tempo de residência de cada um deles não ser necessariamente igual.

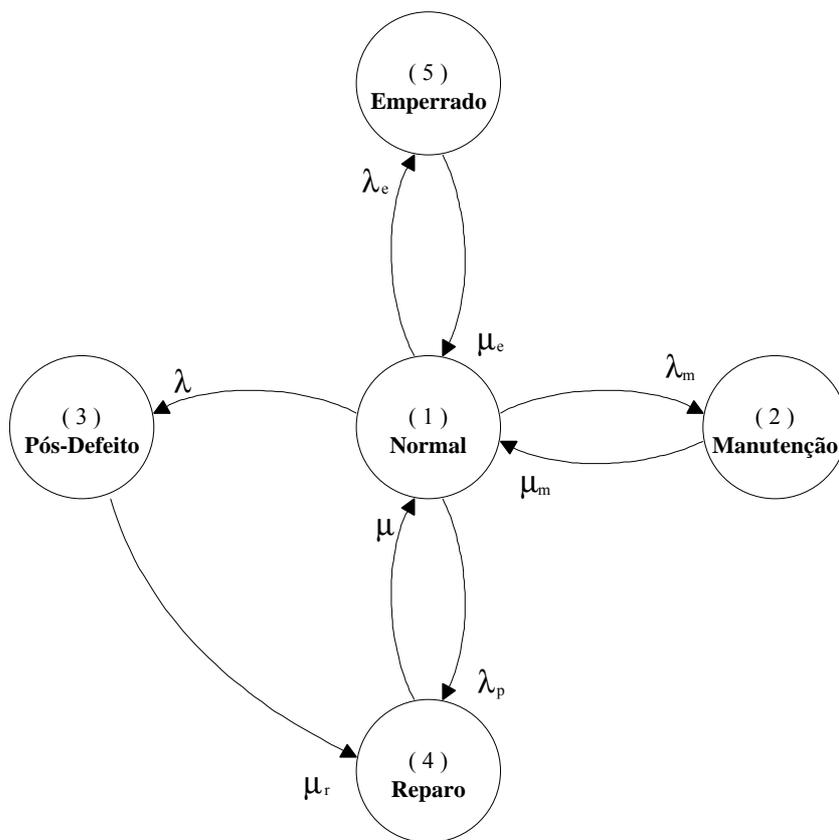


Figura III.2 – Modelo de Markov para Disjuntores e Chaves Seccionadoras

Em relação às taxas de transição do modelo, seguindo-se do exposto na seção anterior e utilizando a equação 3.1, pode-se escrever:

$$\lambda_e = \frac{N_e}{t_n} \quad (3.4)$$

$$\mu_e = \frac{N_e}{t_e} \quad (3.5)$$

$$\mu_r = \frac{N_d}{t_d} \quad (3.6)$$

$$\lambda_p = \frac{N_p}{t_n} \quad (3.7)$$

onde:

λ_e = taxa de transição para o estado emperrado

λ_p = taxa de transição para o estado de reparo devido a falha passiva

μ_e = taxa de transição do estado emperrado para o estado normal

μ_r = taxa de transição do estado pós-defeito para reparo

N_e = número de vezes que detecta-se o elemento estar emperrado

N_d = número de vezes que o elemento transita para o estado de reparo após um defeito

N_p = número de vezes que o elemento sofre falha passiva

t_e = tempo total em que o elemento permanece emperrado

t_d = tempo total em que o elemento permanece no estado pós-defeito, antes de ser considerado em reparo

t_n = tempo total em que o elemento permanece em operação

III.2.3. Dados a Serem Utilizados com os Modelos

Um aspecto essencial a ser considerado é quanto aos valores das taxas de transição a serem utilizados junto aos modelos estocásticos apresentados.

Claramente, pode-se perceber que é ideal que se disponha de dados reais para cada equipamento, de modo a se ter os resultados obtidos os mais realistas possíveis. Entretanto, nem sempre isso é factível, uma vez que não existem bancos de dados estocásticos completos relativos a cada equipamento do sistema elétrico e de suas subestações.

Logo, a solução para o problema da indisponibilidade de dados reais é a utilização de dados médios ou dados típicos, amplamente encontrados na literatura técnica.

A Tabela III.1 a seguir apresenta uma compilação dos intervalos de variação mais comuns desses dados, retirados de: Grover & Billinton [1], Allan, Billinton & Oliveira [2], Billinton, Vohra & Kumar [3], Endrenyi [4], Allan [6], Endrenyi, Maenhaut & Payne [9], Allan, Billinton & Oliveira [10], Dortolina, Porta & Nadira [13] e Reis & Tahan [40]. As *taxas de falha estão apresentadas em **ocorrências/ano** e o tempo médio de residência em **horas**.*

Tabela III.1 – Intervalos Típicos de Taxas de Falha e Tempos Médios de Residência

	λ (o/ano)	r_r (h)	λ_m (o/ano)	r_m (h)	r_d (h)	λ_e (o/ano)	r_e (h)	λ_p (o/ano)
Barramentos	0.005	3.0	0.20	8.0	0.1	–	–	–
	a	a	a	a	a			
Chaves Seccionadoras	0.10	144.0	2.00	24.0	1.0			
	0.002	2.0	0.20	3.0				0.00
Disjuntores	a	a	a	a	$\cong 1.0$	$\cong 0.005$	$\cong 1.0$	a
	0.02	168.0	0.30	24.0				0.02
Terminais	0.005	12.0	0.20	8.0	1.0	0.05		0.0005
	a	a	a	a	a	a	$\cong 1.0$	a
Terminais	0.10	720.0	3.00	108.0	2.0	0.50		0.1000
	0.01	4.0	0.5	4.0	0.1			
Terminais	a	a	a	a	a	–	–	–
	0.70	168.0	1.0	72.0	1.0			

Nessa tabela, a seguinte notação foi adotada:

λ = taxa de falha para defeitos ativos

r_r = tempo médio de residência no estado reparo $\left(= \frac{1}{\mu} \right)$

λ_m = taxa de transição para manutenção

r_m = tempo médio de residência no estado manutenção $\left(= \frac{1}{\mu_m} \right)$

r_d = tempo médio de residência no estado pós-defeito $\left(= \frac{1}{\mu_r} \right)$

λ_e = taxa de transição para emperramento

r_e = tempo médio de residência no estado de emperramento $\left(= \frac{1}{\mu_e} \right)$

λ_p = taxa de falha para defeitos passivos

Cumpra observar que, uma vez que o tempo médio de residência nos estados está apresentado em *horas* na Tabela III.1 e todas as taxas de transição estão em *ocorrências por ano*, o uso dos dados de tempo médio de residência junto ao protótipo computacional desenvolvido neste capítulo requer uma multiplicação por 8760 (número de horas anuais, considerando-se o ano com 365 dias). O **Anexo C** (Figuras C.2 a C.5) apresenta alguns modelos estocásticos construídos com esses dados, onde será possível observar o efeito dessa multiplicação.

É importante ressaltar que os valores da tabela são apenas valores típicos, podendo haver grandes variações nos mesmos, como se pode observar, principalmente no caso de disjuntores e chaves seccionadoras, devido à grande variedade de partes componentes possíveis para esses equipamentos (unidade de comando, sistema de acionamento, unidades interruptoras, componentes auxiliares) e no caso de terminais, uma vez que, conforme exposto no início desta seção, o termo ‘terminal’ pode ser usado para designar vários tipos de elementos.

III.3. Protótipo Computacional

Nesta seção são discutidos aspectos gerais, as principais dificuldades encontradas durante o desenvolvimento do protótipo computacional no que concerne à análise nodal propriamente dita, a estrutura do mesmo e seu desempenho computacional e um exemplo completo, visando demonstrar como é realizada a avaliação pretendida.

III.3.1. Proposição Conceitual

O protótipo, desenvolvido em Fortran (*Visual Fortran Professional Edition 6.1 A*), recebeu o nome de *ConfNod*, numa referência a seu propósito, ou seja, a investigação e modelagem de falhas originadas em subestações – representadas habitualmente como nós do sistema elétrico – no âmbito da confiabilidade.

De forma resumida, pode-se dizer que a idéia central enfocada pelo mesmo é a seguinte: dada uma subestação (ou, em outras palavras, dados seus elementos e as conexões entre os mesmos), para cada contingência ocorrida em um de seus elementos, estabelece-se quais outros de seus elementos tornam-se indisponíveis e, a partir desse ponto, *determina-se quais terminais daquela subestação ficam isolados*, permitindo então avaliar o impacto daquela contingência sobre o sistema elétrico externo.

III.3.2. Obstáculos Práticos

Diversos obstáculos houveram de ser superados durante o desenvolvimento do protótipo de análise nodal. Os mais significativos são abordados nesta seção.

III.3.2.1. Representação das Subestações

A primeira questão surgida na elaboração do programa foi como representar os elementos da subestação e suas conexões. A solução encontrada, traçando-se um claro paralelo com a representação de sistemas de potência, foi tratar os componentes da subestação como elementos concentrados e suas conexões como ligações elétricas. Para melhor compreensão do conceito, o *Anexo A* contém uma lista de como seriam representados os principais arranjos de subestações – obtidos de [15, 16, 39, 42] – seguindo a metodologia proposta. As Figuras III.3 a III.5 apresentam 3 exemplos dessa operação, retirados desse anexo. O índice (a) denota o diagrama unifilar original de uma subestação, enquanto que o índice (b) denota o modelo adotado para a representação da subestação.

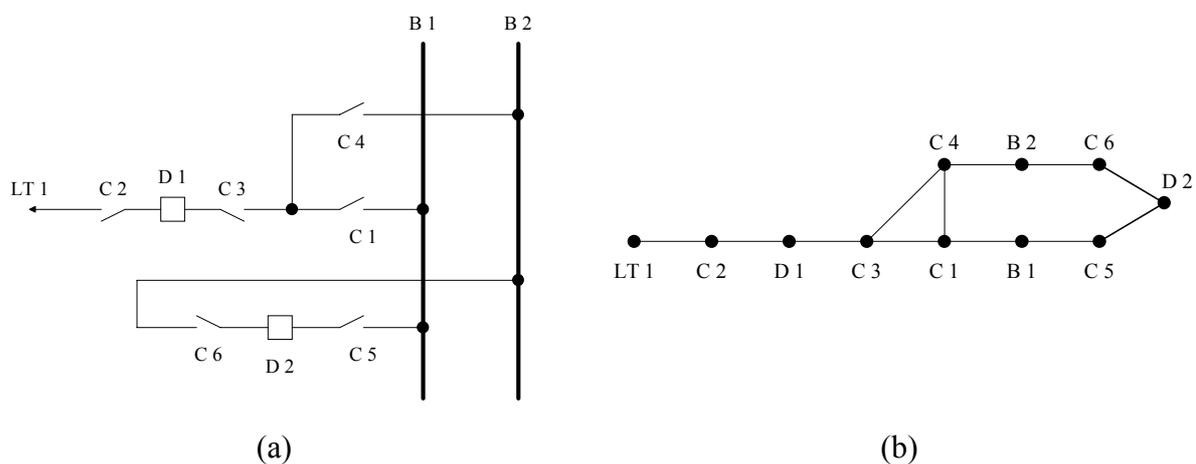


Figura III.3 – Arranjo em Barramento Duplo

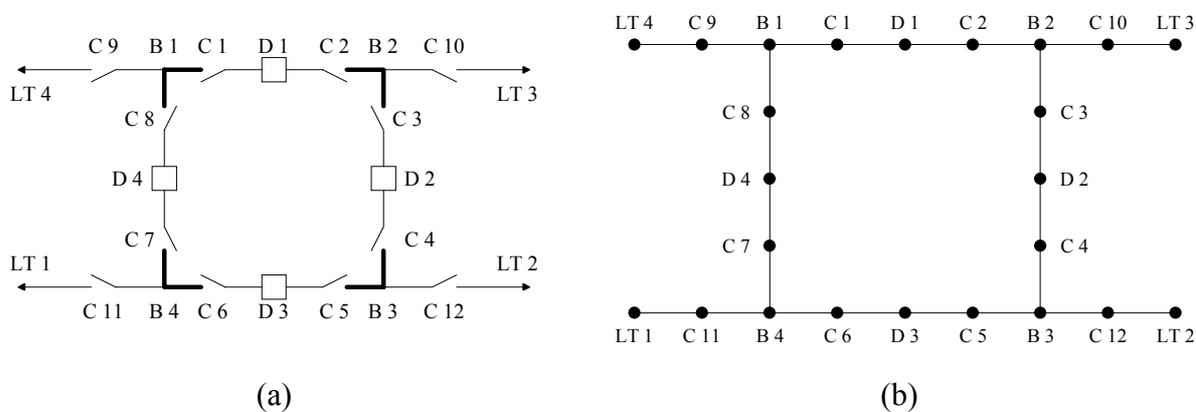


Figura III.4 – Arranjo em Anel

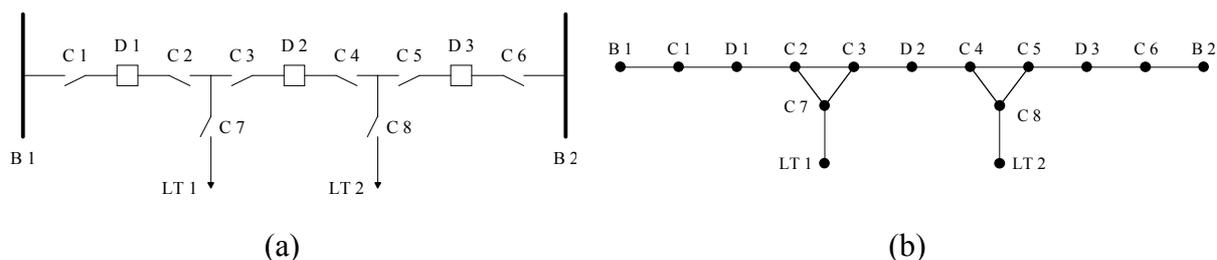


Figura III.5 – Arranjo em Disjuntor e Meio

III.3.2.2. Escolha das Contingências a Serem Analisadas

Outro ponto importante a ser definido foi quanto à profundidade da análise de contingências, ou seja, contingências de até qual ordem seriam analisadas.

Para tal, é necessário destacar a diferença entre o *número de estados* e *probabilidade de ocorrência dos mesmos* num espaço de estados. Assim, considere-se a Figura III.6 na qual é apresentado o espaço de estados para um sistema generalizado.

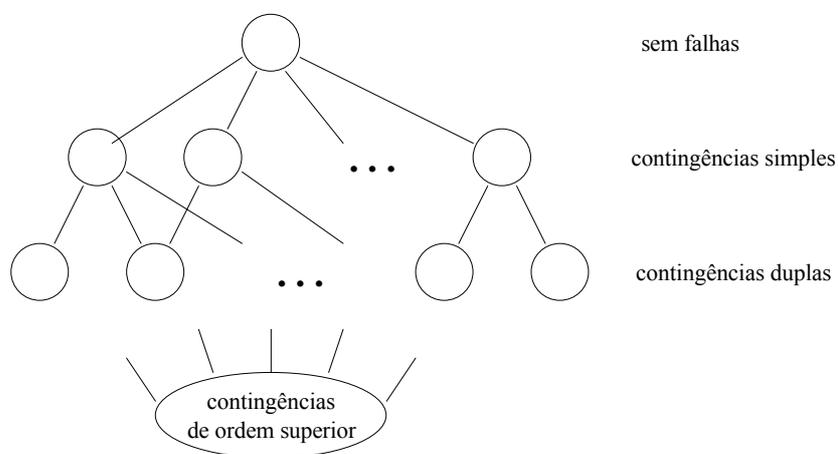


Figura III.6 – Espaço de Estados Generalizado

Devido à natureza combinatorial do espaço de estados, o número de estados passíveis de ocorrerem numa subestação pode ser considerável, conforme será demonstrado na seção III.3.2.4. Entretanto, à medida que o nível de contingências consideradas aumenta, a probabilidade de ocorrência de cada estado decresce, de modo que o ganho percentual por analisar-se contingências de ordem elevadas é desprezível perante o universo considerado por meio das contingências de menor ordem.

Assim sendo, considerou-se que a análise de contingências de primeira ordem, ainda que bastante rápida não cobriria suficientemente o espaço de estados, de maneira que foi decidido que a análise estender-se-ia *até contingências de segunda ordem*, para todos os estados de todos os elementos, com algumas exceções:

- *A primeira contingência não poderá ser associada a um elemento emperrado, uma vez que essa é uma contingência passiva e só é detectável quando for necessário manobrar o equipamento;*
- *A segunda contingência não poderá ser uma manutenção, uma vez que não é admissível que uma atividade passível de ser desempenhada em outro momento venha por deteriorar ainda mais a condição deficitária na qual a subestação já se encontra após a primeira contingência. Essa hipótese pressupõe que o sistema é coerente.*

Assim, a Tabela III.2 mostra todas as combinações possíveis de contingências de segunda ordem e expõe quais são analisadas pelo programa. Adicionalmente, a Tabela III.3 representa a mesma idéia para situações em que a possibilidade de manutenção não é levada em conta (isto é, os modelos estocásticos dos equipamentos foram construídos sem a presença do estado representativo de manutenção), como em grande parte dos estudos de Confiabilidade.

Tabela III.2 – Contingências de Segunda Ordem

		Segunda Contingência			
		Manutenção	Pós-Defeito	Reparo	Emperramento
Primeira Contingência	Manutenção	Viola	ANÁLISE		
	Pós-Defeito	Segunda			
	Reparo	Condição			
	Emperramento	Viola			

Tabela III.3 – Contingências de Segunda Ordem Não Envolvendo Manutenção

		Segunda Contingência		
		Pós-Defeito	Reparo	Emperramento
Primeira Contingência	Pós-Defeito	ANÁLISE		
	Reparo			
	Emperramento			

Para ilustrar a questão do espaço de estados, suponha-se que uma subestação apresente 3 elementos modelados estocasticamente e, por simplificação, suponha-se também que esses elementos sejam idênticos e sigam um modelo semelhante ao de um terminal sem a possibilidade de manutenção (3 estados, conforme apresentado na seção III.2.1), apresentado uma probabilidade de encontrar-se em operação de 99.0 % (p) e probabilidade de encontrar-se em qualquer outro estado de 0.5 % (q). Neste exemplo, as letras N, R e D indicarão os estados Normal, Reparo e Pós-Defeito, respectivamente.

Assim a probabilidade de encontrar-se essa subestação com todos os elementos operando (P_{UP}), isto é, encontrar-se no estado NNN, pode ser calculada conforme a equação 3.8.

$$P_{UP} = p^n = 0.99^3 = 0.97030 \quad (3.8)$$

Conforme exposto na primeira restrição, as contingências de ordem simples para esse caso poderão ser de 2 tipos, ou seja, cada elemento da subestação pode gerar 2 contingências de primeira ordem. Assim, as contingências de primeira ordem poderão ser: NNR, NND, NRN, NDN, RNN e DNN. Logo, e lembrando que cada um desses estados apresenta probabilidade de ocorrência idêntica, a probabilidade total dessas contingências (P_{ctg1}) pode ser obtida de acordo com a equação 3.9.

$$P_{ctg1} = 6 \cdot q \cdot p^{n-1} = 6 \cdot 0.005 \cdot 0.99^2 = 0.02940 \quad (3.9)$$

Por sua vez, cada contingência de primeira ordem pode gerar 2 contingências de segunda ordem, levando a 12 possibilidades de contingências duplas, a saber: NDR, DNR, NDD, DND, NRD, DRN, DDN, RND, RDN, RNR, RRN e NRR. Logo, a probabilidade total de contingências de ordem 2 (P_{ctg2}) pode ser calculada como na equação 3.10.

$$P_{ctg2} = 12 \cdot q^2 \cdot p^{n-2} = 12 \cdot (0.005)^2 \cdot 0.99 = 2.97 \cdot 10^{-4} \quad (3.10)$$

Então, a percentagem de casos analisados será o somatório dos valores encontrados nas equações 3.8 a 3.10. No caso, 99.9997 %, deixando de ser analisados 0.0003 % do espaço de estados, correspondendo às 8 contingências triplas (DDR, DRR, RDR, DDD, RDD, DRD, RRD e RRR).

Note-se que, para este caso, a probabilidade de contingências de segunda ordem é bastante baixa, porém dependendo dos valores das probabilidades individuais de cada estado no modelo dos equipamentos, podem haver situações em que este valor não seja negligenciável.

III.3.2.3. Elementos Operando Normalmente Abertos

Uma etapa que ofereceu grande desafio foi a análise de elementos que operam normalmente abertos, uma vez que *estes elementos só são vulneráveis a contingências de segunda ordem* e, mesmo assim, somente se após a primeira contingência a manobra dos mesmos for necessária. A solução adotada para resolver essa questão passa por duas etapas:

- a primeira etapa é implementada logo após a primeira contingência, determinando quais dos elementos que estavam operando normalmente abertos deverão ser fechados para melhorar o desempenho global da subestação, permitindo que terminais que haviam se tornado isolados voltem a fazer parte do sistema interconectado.
- a segunda etapa determina – a partir do conjunto de elementos normalmente fechados ainda disponíveis mais os elementos normalmente abertos que tenham sido fechados na primeira etapa – quais elementos tornar-se-ão indisponíveis e, em seguida, quais terminais ficarão realmente isolados, de modo a avaliar o impacto no restante do sistema.

III.3.2.4. A Natureza Combinatorial do Espaço de Estados

Outra questão que teve de ser abordada refere-se à natureza combinatorial do espaço de estados, ou seja, a enorme quantidade de estados a serem avaliados por subestação. Para se ter uma idéia da dimensão do problema, considere-se o diagrama unifilar extremamente elementar da Figura III.7, no qual a subestação elevadora está mostrada em destaque no detalhe. A seguinte notação foi adotada no diagrama:

G = Usina geradora (2 estados);

LT = Linha de Transmissão (2 estados);

Cg = Carga (2 patamares);

D1, D2 = Disjuntores (4 estados);

B = Barramento (3 estados);

T_{LT} = Terminal da Linha de Transmissão (3 estados);

C1, C2 = Chaves Seccionadoras (4 estados cada).

Então, caso não sejam consideradas contingências nodais, os únicos elementos passíveis de falhas são G e LT. Em contrapartida, no caso de contingências nodais estarem sendo consideradas, outros elementos serão também passíveis de falha e o número de contingências aumenta de maneira significativa. A Tabela III.4 mostra esse aumento, considerando-se que os elementos G, LT e Cg são modelados a dois estados e os demais conforme apresentado na seção III.2, porém desconsiderando-se a possibilidade de manutenção.

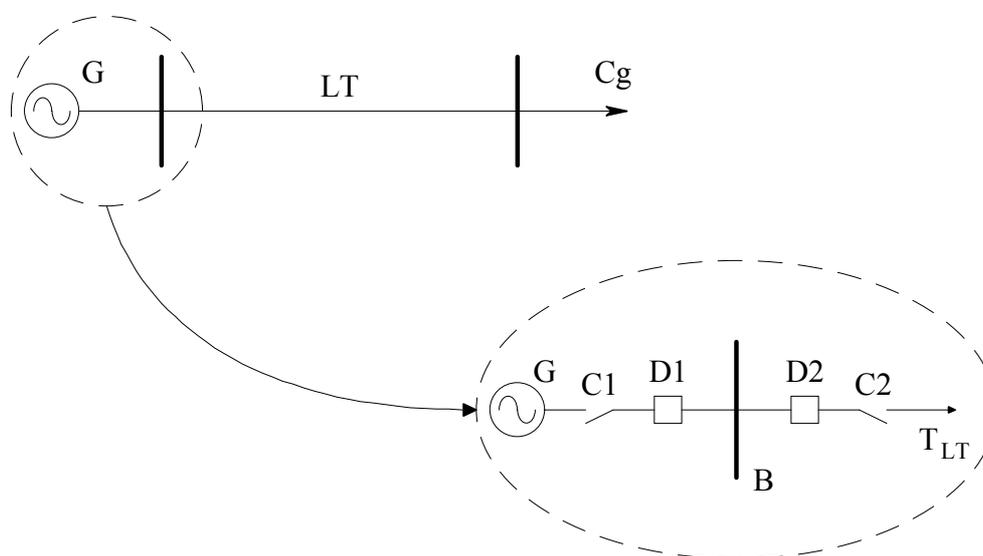


Figura III.7 – Diagrama Unifilar para Análise da Natureza Combinatorial do Espaço de Estados

Tabela III.4 – Combinações Considerando-se ou Não Falhas Nodais

Falhas Nodais	Elementos 2 Estados	Elementos 3 Estados	Elementos 4 Estados	Combinações
Não	3 (G, LT, Cg)	–	–	$2^3 = 8$
Sim	3 (G, LT, Cg)	2 (B, T_{LT})	4 (C1, D1, C2, D2)	$2^3 \cdot 3^2 \cdot 4^4 = 18432$

A Tabela A.1 do *Anexo A* ilustra melhor o problema, apresentando o número de contingências internas numa subestação considerando-se todos os arranjos dispostos naquele anexo.

A solução adotada para o manuseio de tal quantidade de estados foi, como mencionado na Seção III.3.2.2, a limitação da ordem das contingências a serem analisadas. Para os estados não analisados (contingências de terceira ordem e superior), duas estratégias podem ser adotadas:

- *a primeira é simplesmente ignorá-los, uma vez que a porcentagem do espaço de estados analisada deve ser suficientemente grande para que tais estados não exerçam influência significativa sobre os resultados;*
- *a segunda é agregar os estados não analisados num único estado adicional, utilizando-se a metodologia apresentada por Fontoura [23].*

III.3.3. Estrutura do Protótipo

A Figura III.8 apresenta um fluxograma simplificado do programa, enfocando as principais etapas. Os números que aparecem ao lado de cada bloco do fluxograma são apenas identificadores para referenciar os respectivos blocos no decorrer do texto.

Em relação aos arquivos de dados, a estratégia adotada foi a de se trabalhar com dois arquivos: o primeiro contendo os modelos estocásticos de todos os elementos, associando um número identificador a cada modelo, sendo que os modelos são comuns a todas as subestações; o segundo contendo os dados de todas as subestações que deverão ser analisadas, ou seja, todos os elementos (seu tipo e número de modelo estocástico associado) e ligações entre eles. Os *Anexos C e D* contêm alguns exemplos de tal procedimento (mais adiante comentar-se-á mais sobre estes anexos). Os blocos 1 e 2 representam a verificação de existência, leitura e validação de dados desses arquivos, respectivamente.

Não é obrigatório que cada elemento representado da subestação esteja associado a um modelo estocástico. Quando isso não acontece, isto é, se não existem dados estocásticos para determinado componente, o programa considera que o elemento não pode falhar. Assim, para facilitar a implementação do programa, internamente ao mesmo são criados modelos de falha fictícios para esses elementos, no qual a probabilidade do elementos estar no estado normal é de 100% e as taxas de transição entre os estados são nulas.

Como já mencionado, o bloco 2 representa a leitura de cada um dos conjuntos de dados de subestações, isto é, descrição, tolerância mínima para truncagem (valor de probabilidade abaixo do qual as contingências não serão analisadas), dados dos elementos e dados das conexões entre os mesmos. Nessa etapa também é realizada a validação de todos esses dados

apontando, na medida do possível, erros que hajam sido cometidos nos conjuntos de dados (números ou valores inválidos, etc.).

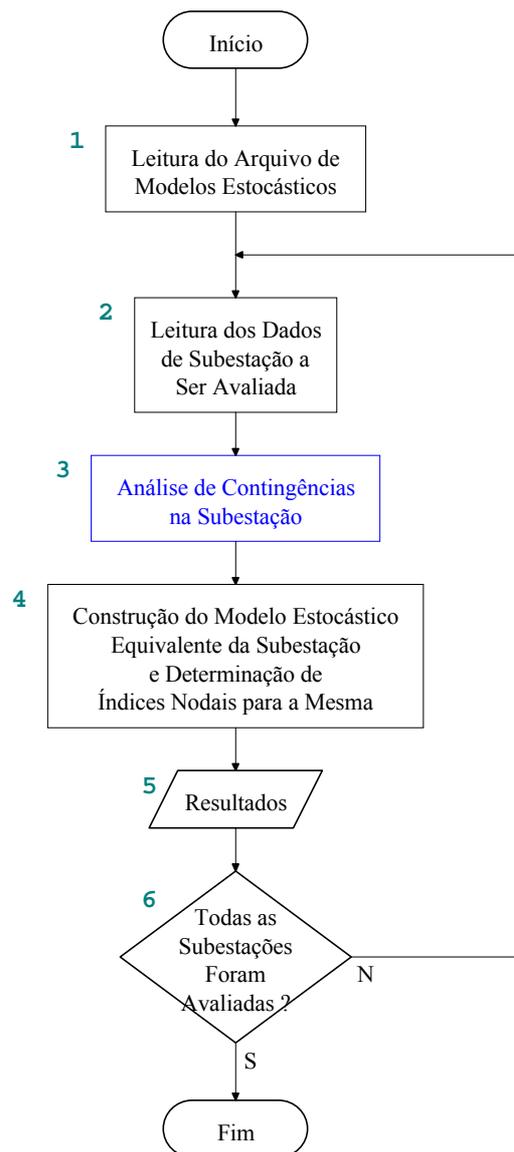


Figura III.8 – Fluxograma Simplificado do Protótipo

Os dados de elementos compreendem um número de identificação, identificação alfanumérica, tipo, modelo estocástico associado, estado operativo (aberto ou fechado) quando o elemento for um disjuntor ou uma chave seccionadora e, quando for um terminal, parâmetros adicionais indicando exatamente o que há no terminal em questão (linha de transmissão, gerador, transformador, carga ou elemento *shunt*). O *Anexo C* contém o manual de utilização do programa, juntamente com exemplos didáticos para a construção dos arquivos de dados. O *Anexo D* apresenta ainda outros exemplos adicionais (todas as 24 subestações do sistema RTS-79).

Uma vez que se considera que *todas as conexões dentro da subestação têm capacidade de condução de corrente infinita*, os dados de conexões compreendem apenas as conexões elétricas, informadas sob a forma de pares de número de elementos, conforme definidos anteriormente.

No diagrama, o bloco representando a etapa de análise (bloco 3) foi destacado em outra cor por ser o mesmo o cerne do protótipo, merecendo especial atenção. Desta feita, a Figura III.9 mostra um fluxograma detalhado da etapa de análise. Mais adiante serão tecidos maiores comentários sobre esse diagrama.

O bloco 4 representa a construção do modelo estocástico equivalente da subestação, que é útil para um programa computacional de análise de confiabilidade composta e o cálculo de índices de risco nodais para a mesma. Maiores detalhes sobre a construção do modelo equivalente podem ser encontrados na seção 5 deste capítulo, na qual um exemplo é apresentado, enquanto que a determinação de índices nodais é explorada no Capítulo V.

O bloco 5 corresponde à impressão dos resultados obtidos em arquivo, ou seja, para cada subestação é impresso (em arquivo especificado por usuário) uma lista com os conjuntos de terminais isolados, o número de vezes que cada conjunto se repete, a probabilidade total de cada um dos eventos e o total de contingências analisadas. Para fins de comparação de desempenho do programa são impressos também os tempos inicial, final e total da simulação. Adicionalmente, é impresso em outro arquivo (também especificado pelo usuário) o modelo estocástico equivalente da subestação.

Finalmente, o bloco 6 é apenas indicativo da verificação se a análise nodal já foi efetuada para todas as subestações do arquivo de dados ou se um novo conjunto de dados deve ser processado.

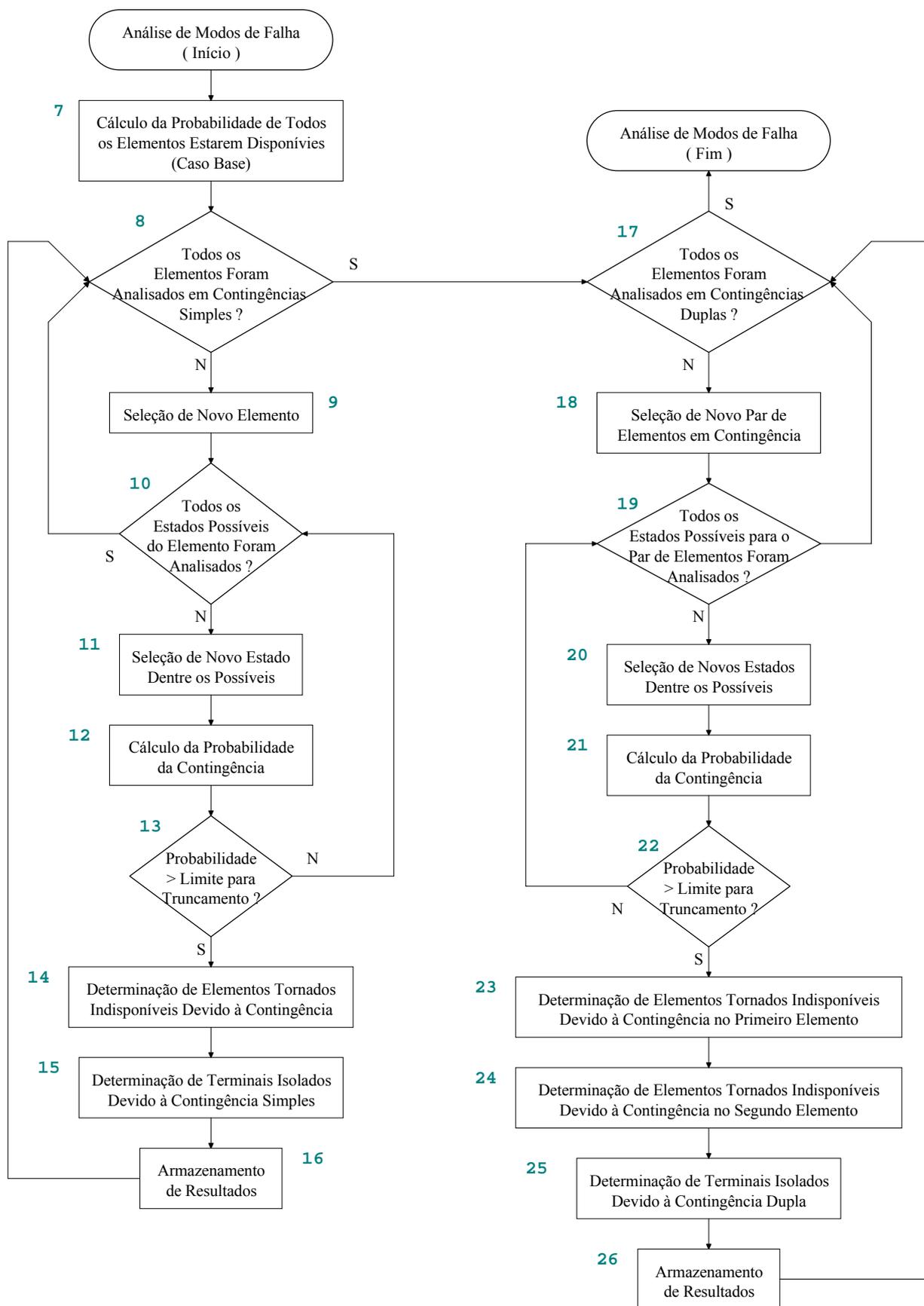


Figura III.9 – Fluxograma Detalhado da Análise de Contingências do Protótipo

III.3.4. Análise de Contingências Nodais

Conforme mencionado, a etapa da análise das contingências nos elementos das subestações é a parte mais importante do programa (Vide bloco 3 da Figura III.8).

Primeiramente, é calculada a probabilidade do *caso base*, isto é, a probabilidade de todos os elementos da subestação estarem disponíveis. Essa probabilidade (bloco 7 da Figura III.9) é calculada como o produtório das probabilidades de cada elemento encontrar-se no estado normal, conforme disposto na equação 3.11.

$$p_{base} = \prod_{i \in \Psi} p_{normal}(i) \quad (3.11)$$

onde:

p_{base} = probabilidade do caso base

p_{normal} = probabilidade do estado normal do i -ésimo elemento

i = elemento de subestação

Ψ = conjunto de elementos da subestação a ser analisada

As probabilidades do elemento encontrar-se em determinado estado são calculadas fazendo-se uso da matriz de transição de probabilidades, como exposto no **Anexo B**.

Os blocos compreendidos no intervalo de 8 a 16 representam as etapas empregadas para a avaliação de *contingências simples*, enquanto que os blocos de 17 a 26 são os empregados para a avaliação de *contingências duplas*.

Os blocos 8 a 11 estabelecem que a análise das contingências será feita elemento por elemento, analisando-se todos os estados de um elemento até passar ao elemento seguinte.

A primeira etapa da análise é o cálculo da probabilidade da contingência (bloco 12), calculada como o produto da probabilidade do estado do elemento em análise pelo produtório das probabilidades dos demais elementos estarem no estado normal, conforme a equação 3.12.

$$p_{ctg} = p_{estado}(j) \cdot \prod_{\substack{i \in \Psi \\ i \neq j}} p_{normal}(i) \quad (3.12)$$

onde:

p_{ctg} = probabilidade da contingência

i = elemento no estado normal

j = elemento em contingência

Ψ = conjunto de elementos da subestação

A fim de economizar tempo computacional, contingências com uma probabilidade muito pequena de ocorrência não são analisadas. Essa verificação está representada pelo bloco 13. Note-se que a definição do quão pequena será essa tolerância pode ser estabelecida para cada subestação nos dados de entrada (vide *Anexo C – Seção C.1.2.2*), conforme já mencionado.

Dos blocos exibidos na figura, aqueles que exigiram maior quantidade de raciocínio para sua obtenção são aqueles relacionados à determinação dos elementos que se tornam indisponíveis a cada contingência e à determinação dos terminais isolados (blocos 14 e 15, respectivamente). São esses blocos também aqueles que exigem maior tempo de processamento computacional.

A determinação da disponibilidade ou não de um elemento – bloco 14 – é feita a cada contingência, seguindo-se as seguintes etapas:

- *Atribui-se um estado inicial de disponibilidade a cada elemento, baseando-se nas seguintes regras:*
 - *elementos estáticos (barramentos e terminais): disponível;*
 - *elementos dinâmicos (chaves e disjuntores) operando normalmente fechados: disponível;*
 - *elementos dinâmicos (chaves e disjuntores) operando normalmente abertos: indisponível.*
- *Altera-se o estado de disponibilidade do elemento em contingência, de disponível para indisponível.*
- *Percorre-se os elementos da subestação, buscando aqueles existentes na vizinhança elétrica do elemento em contingência. Tais elementos também passam a ser considerados indisponíveis, imitando o comportamento do sistema de proteção, ou seja, retirando elementos sãos da subestação de modo a isolar o elemento em contingência.*

A determinação de quais terminais ficaram ou não isolados em cada contingência – bloco 15 – baseia-se numa busca através das conexões elétricas da subestação, isto é, para cada terminal busca-se a existência de pelo menos um “caminho elétrico” para alcançar os demais terminais. Aqueles que não podem ser alcançados são considerados como isolados e, conseqüentemente, fora de serviço. A idéia básica de como desenvolver um algoritmo para a busca desses caminhos elétricos originou-se de uma publicação relativa a métodos computacionais aplicados a circuitos eletrônicos (Chua & Lin [14]), na qual discute-se um algoritmo computacional para buscas direcionais em grafos, para a avaliação de determinadas

funções de rede. A partir daí, adaptou-se aquela metodologia às necessidades da busca de caminhos em subestações. O *Anexo E* apresenta maiores detalhes deste processo, juntamente com um exemplo prático da aplicação do mesmo.

O bloco 16 representa apenas o acúmulo e armazenagem dos resultados obtidos naquela contingência, utilizados para posterior montagem do modelo estocástico equivalente da subestação e impressão em arquivo.

A análise de contingências duplas segue basicamente a mesma metodologia que as contingências simples, com apenas algumas diferenças.

Assim, os blocos 17 a 20 estabelecem que a análise das contingências será feita tomando-se um par de elementos de cada vez, analisando-se os estados dos elementos passíveis de ocorrerem simultaneamente, respeitando as exceções descritas no início desta seção.

O cálculo da probabilidade da contingência é desempenhado no bloco 21. Esse cálculo segue os mesmos moldes que o caso de contingência simples, sendo determinado como o produto das probabilidades dos estados dos elementos em análise pelo produtório das probabilidades dos demais elementos estarem no estado normal, conforme a equação 3.13.

$$P_{ctg} = P_{estado}(j) \cdot P_{estado}(k) \cdot \prod_{\substack{i \in \Psi \\ i \neq j \\ i \neq k}} P_{normal}(i) \quad (3.13)$$

onde:

p_{ctg} = probabilidade da contingência

j = 1º elemento em contingência

k = 2º elemento em contingência

i = elemento no estado normal

Ψ = conjunto de elementos da subestação

O bloco 22 é equivalente ao bloco 13, não necessitando de maiores explicações.

Os blocos 23 e 24 são equivalentes ao bloco 14, determinado quais elementos estão ou não disponíveis na subestação após as contingências. *Uma observação importante a se fazer aqui é quanto à existência de elementos operando normalmente abertos na subestação. Caso não existam tais elementos, isto é, no caso base todos os elementos estão disponíveis, a análise desses dois blocos pode ser realizada de uma só vez, economizando tempo computacional. Em contrapartida, a existência daqueles elementos adiciona um fator complicador adicional, conforme mencionado anteriormente, que é a necessidade de se descobrir quais elementos*

originalmente indisponíveis foram tornados disponíveis após a primeira contingência. Assim, nesse caso, existe a necessidade de realizar as análises dos blocos 23 e 24 separadamente.

O blocos 25 e 26 são equivalentes aos blocos 15 e 16, podendo-se fazer as mesmas observações ora então apresentadas.

III.4. Desempenho Computacional

Diversas análises foram efetuadas com o protótipo, a fim de testar seu desempenho, tanto do ponto de vista de resultados como do tempo de execução.

Uma vez que o objetivo aqui é mostrar a análise das contingências, em todos os exemplos aqui efetuados, utilizou-se uma tolerância extremamente pequena (1.0×10^{-20}), de modo que nenhuma das contingências deixasse de ser avaliada. Isso pode ser garantido na medida em que, em geral, uma contingência dupla terá uma probabilidade de ocorrência da ordem de não menos do que 10^{-12} , conforme os dados dos modelos estocásticos utilizados.

Do ponto de vista de número de terminais, a subestação mais simples passível de ser analisada seria uma de dois terminais. Todavia, pelo fato de uma subestação com essa característica oferecer resultados bastante elementares (todos os terminais disponíveis ou todos isolados), a primeira subestação a ser analisada apresenta arranjo em anel simples, com apenas 3 terminais. O arranjo corresponde ao do barramento de 500 kV da subestação de Poços de Caldas (Furnas Centrais Elétricas S.A.), conforme obtido de [15]. O diagrama unifilar da subestação pode ser visto na Figura III.10. Nesta, os termos LT1, LT2 e TR1 referem-se, respectivamente à LT Poços de Caldas – Araraquara, à LT Poços de Caldas – Cachoeira Paulista e ao transformador 500/345 kV da subestação.

Para essa subestação foram realizadas análises com quatro tipos de modelos estocásticos (adotados para todos os equipamentos):

- *modelo completo* (4 estados para barramentos e terminais e 5 estados para disjuntores e chaves seccionadoras);
- *modelo sem a possibilidade de manutenção* (3 estados para barramentos e terminais e 4 estados para disjuntores e chaves seccionadoras);
- *modelo sem possibilidade de manutenção ou emperramento* (3 estados para barramentos, terminais, disjuntores e chaves seccionadoras);
- *modelo com apenas estados normal e reparo* (2 estados para barramentos, terminais, disjuntores e chaves seccionadoras).

As Tabelas III.5 a III.8 apresentam, em detalhes, os resultados obtidos para contingências simples e contingências duplas, referentes às quatro situações de modelos estocásticos avaliados. *Cumprе esclarecer que esses resultados foram validados manualmente, isto é, todas as possibilidades de contingências e suas conseqüências foram analisadas uma a uma.* A Tabela III.9 apresenta alguns detalhes quanto ao número de contingências avaliadas e percentagem do espaço de estados analisado. Nas tabelas, a seguinte notação foi adotada:

M = Manutenção (todos os elementos)

R = Reparo (todos os elementos)

D = Pós-Defeito (todos os elementos)

E = Emperramento (elementos dinâmicos)

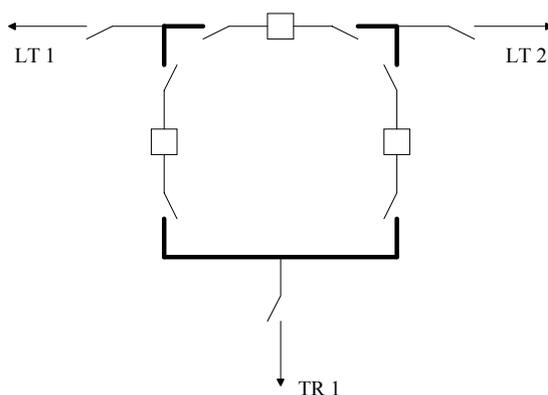


Figura III.10 – Barramento de 500 kV da Subestação de Poços de Caldas

Tabela III.5 – Resultados para SE de Poços de Caldas 500 kV – Modelos Completos

Terminais Isolados	Contingências Simples			Contingências Duplas									Total
	M	R	D	M R	R R	R E	M E	D E	M D	R D	D D	D R	
LT1	5	5	5	26	13	59	59	47	14	14	–	–	247
LT2	5	5	5	26	13	59	59	47	14	14	–	–	247
TR1	5	5	5	26	13	59	59	47	14	14	–	–	247
Todos	–	–	3	174	87	–	–	63	210	120	90	90	837

Tabela III.6 – Resultados para SE de Poços de Caldas 500 kV – Modelos sem Manutenção

Terminais Isolados	Contingências Simples			Contingências Duplas									Total
	M	R	D	M R	R R	R E	M E	D E	M D	R D	D D	D R	
LT1	–	5	5	–	13	59	–	47	–	14	–	–	143
LT2	–	5	5	–	13	59	–	47	–	14	–	–	143
TR1	–	5	5	–	13	59	–	47	–	14	–	–	143
Todos	–	–	3	–	87	–	–	63	–	120	90	90	453

Tabela III.7 – Resultados para SE de Poços de Caldas 500 kV – Modelo sem Manutenção e sem Possibilidade de Emperramento

Terminais Isolados	Contingências Simples			Contingências Duplas									Total
	M	R	D	M R	R R	R E	M E	D E	M D	R D	D D	D R	
LT1	–	5	5	–	13	–	–	–	–	14	–	–	37
LT2	–	5	5	–	13	–	–	–	–	14	–	–	37
TR1	–	5	5	–	13	–	–	–	–	14	–	–	37
Todos	–	–	3	–	87	–	–	–	–	120	90	180	390

Tabela III.8 – Resultados para SE de Poços de Caldas 500 kV – Modelo 2 Estados

Terminais Isolados	Contingências Simples			Contingências Duplas									Total
	M	R	D	M R	R R	R E	M E	D E	M D	R D	D D	D R	
LT1	–	5	–	–	13	–	–	–	–	–	–	–	18
LT2	–	5	–	–	13	–	–	–	–	–	–	–	18
TR1	–	5	–	–	13	–	–	–	–	–	–	–	18
Todos	–	–	–	–	87	–	–	–	–	–	–	–	87

Tabela III.9 – Resultados Gerais para SE de Poços de Caldas 500 kV

Modelo Estocástico	Número de Contingências Analisadas		Porcentagem do Espaço de Estados Analisada
	Sem Terminais Isolados	Com Terminais Isolados	
Completo	60	1578	98.0886
Sem Manutenção	30	882	98.2380
Sem Manutenção ou Emperramento	3	501	99.9971
Dois Estados	3	141	99.9986

Interpretando esses resultados, tome-se por exemplo o campo definido pela coluna M|R na linha LT1 da Tabela III.5. O valor lá encontrado, 26, representa o número de contingências duplas (do tipo em que a primeira é a manutenção de um elemento e a segunda um reparo de outro elemento da subestação) em que a linha Poços de Caldas – Araraquara torna-se isolada do sistema. Como exemplo dessa situação pode-se citar a manutenção do barramento de LT1 juntamente com o reparo de um dos disjuntores vizinhos ao barramento (vide Tabela F.5). Como outro exemplo, o campo definido pela linha “Todos” e pela coluna D da mesma tabela (valor 3) representa o número de defeitos simples ocasionando o isolamento de todos os terminais da subestação (por exemplo, falha ativa em qualquer um dos disjuntores). O *Anexo F* apresenta mais alguns exemplos complementares.

Uma observação que se pode fazer das tabelas é quão grande é o número de contingências que causam o isolamento de todos os terminais da subestação. Como se pode observar, não existe nenhuma possibilidade de que se tenha apenas dois elementos isolados pois, possuindo a subestação 3 terminais, o isolamento de dois dos mesmos automaticamente implica no isolamento do remanescente. Esse fato explica a razão de um número tão elevado de contingências em que todos os terminais são isolados. O próximo exemplo mostrará que, para uma subestação com um número maior de terminais, esse número será sensivelmente reduzido. Assim, de maneira geral, para uma subestação com T terminais, o número de terminais isolados após uma contingência simples ou dupla poderá ser $0, 1, 2, \dots, T-3, T-2, T$. Convém enfatizar que não existe a possibilidade de $T-1$ terminais isolados pois, como já mencionado, tal situação recairia automaticamente no caso em que todos os terminais estão isolados.

Outra subestação a ser analisada foi uma subestação com arranjo de barramento também em anel simples, apresentando 6 terminais, conforme mostrado na Figura III.11. O arranjo da subestação corresponde ao barramento de 230 kV da subestação de Squaw Rapids (Saskatchewan Power Co.), conforme Billinton & Medicherla [7].

A Tabela III.10 contém, em detalhes, os resultados obtidos, utilizando-se modelos completos para todos os elementos. *Tais resultados foram validados qualitativamente com o próprio artigo de onde extraiu-se o arranjo. Quantitativamente, os resultados foram validados manualmente, analisando-se todas as contingências e seus efeitos.*

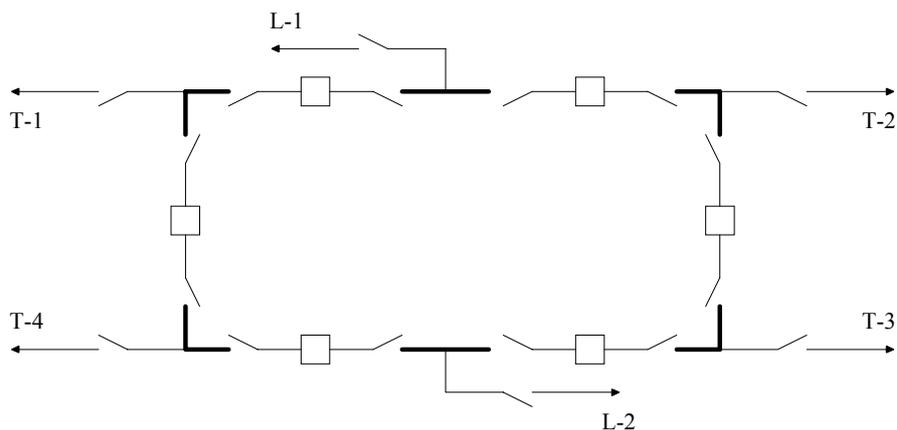


Figura III.11 – Barramento de 230 kV da SE de *Squaw Rapids* (Arranjo em Anel Simples)

Tabela III.10 – Resultados Obtidos para Subestação em Anel Simples

Terminais Isolados	Contingências Simples			Contingências Duplas									Total
	M	R	D	M R	R R	R E	M E	D E	M D	R D	D D	D R	
T1	5	5	5	48	24	119	119	107	24	22		2	480
T2	5	5	5	48	24	119	119	107	24	22		2	480
T3	5	5	5	48	24	119	119	107	24	22		2	480
T4	5	5	5	48	24	119	119	107	24	22		2	480
L1	5	5	5	32	16	119	119	107	14	14		2	436
L2	5	5	5	32	16	119	119	107	14	14		2	436
T4L1				18	9				10	1		9	47
T3L1				18	9				10	1		9	47
T3T4				18	9				10	1		9	47
T2L2				18	9				10	1		9	47
T1L2				18	9				10	1		9	47
T1T2				18	9				10	1		9	47
T1T3				50	25				50	25	25	25	200
T2T4				50	25				50	25	25	25	200
T2T3			1	68	34			31	71	44	25	27	301
T1T4			1	68	34			31	71	44	25	27	301
T2L1			1	66	33			31	70	43	25	27	296
T3L2			1	66	33			31	70	43	25	27	296
T4L2			1	66	33			31	70	43	25	27	296
T1L1			1	66	33			31	70	43	25	27	296
T1T2L1				32	16			2	52	27	35	25	189
T3T4L2				32	16			2	52	27	35	25	189
T2T3L1				40	20			2	57	31	35	26	211
T1T4L2				40	20			2	57	31	35	26	211
T1T4L1				40	20			2	57	31	35	26	211

Tabela III.10 (Continuação)

Terminais Isolados	Contingências Simples			Contingências Duplas									Total
	M	R	D	M R	R R	R E	M E	D E	M D	R D	D D	D R	
T2T3L2				40	20			2	57	31	35	26	211
T1T2T3									1			1	2
T1T2T4									1			1	2
T1T3T4									1			1	2
T2T3T4									1			1	2
T1T3L1									1			1	2
T2T4L1									1			1	2
T1T3L2									1			1	2
T2T4L2									1			1	2
T1T2T3L1									9	2	11	7	29
T1T3T4L2									9	2	11	7	29
T2T3T4L2									9	2	11	7	29
T1T2T4L1									9	2	11	7	29
Todos				50	25				70	29	50	41	265

Outra análise efetuada foi a partir do sistema RTS-79 ([3] e [19]). Observando-se essas duas referências, vê-se que existem algumas discrepâncias entre o modelo detalhado e o simplificado (ausência de elementos *shunt* e presença de transformadores abaixadores para as cargas), de modo que os arranjos de algumas subestações foram levemente alterados, de maneira que o produto final seja fiel ao sistema simplificado original. A Figura III.12 mostra esse sistema, com as subestações vistas detalhadamente.

A Tabela III.11 mostra um exemplo de resultado obtido para a subestação 01 desse sistema. Uma visão esquemática mais detalhada da mesma pode ser encontrada na Figura III.13.

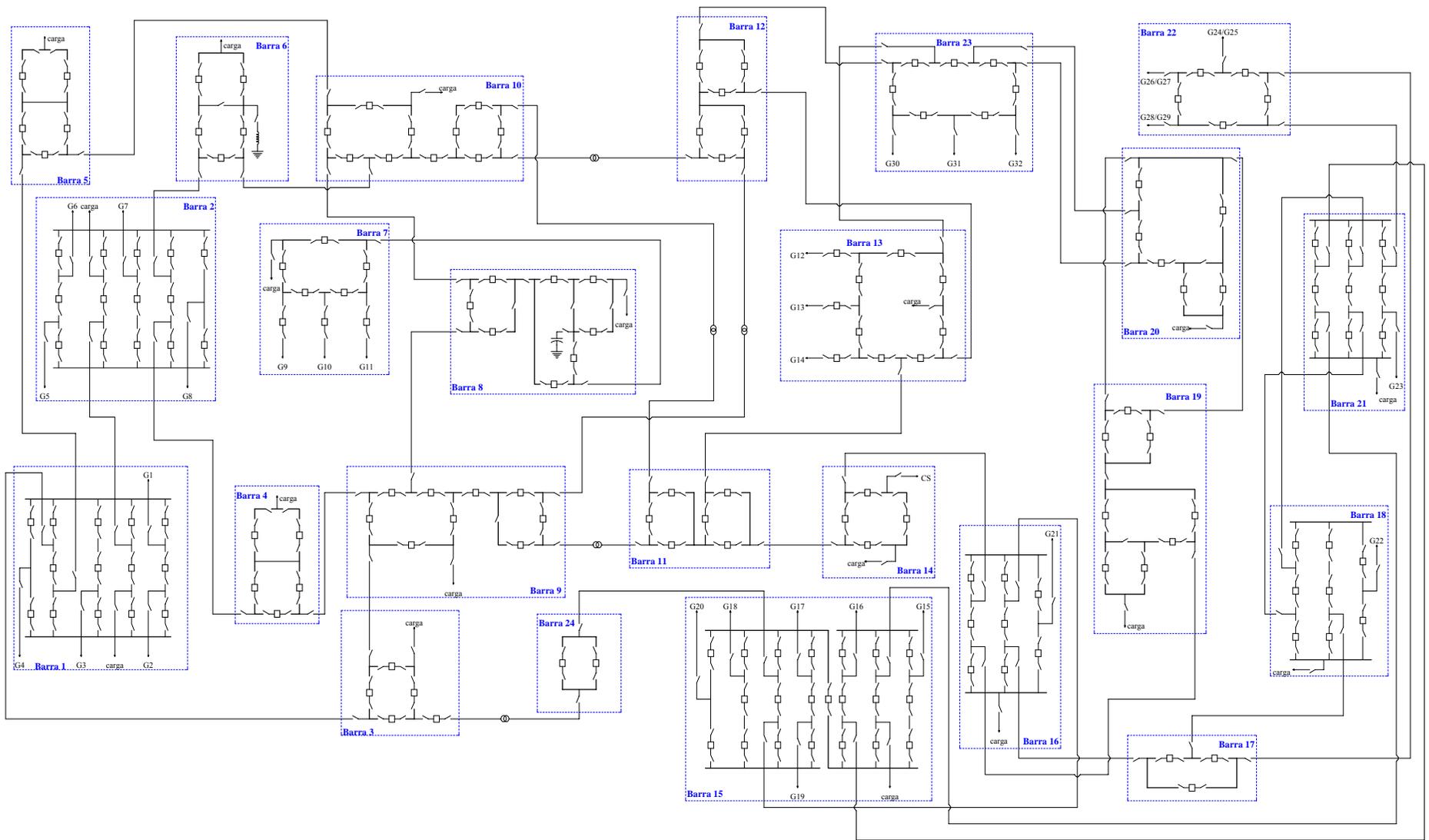


Figura III.12 – Diagramas Unifilares das Subestações do Sistema RTS-79 [3]

Tabela III.11 – Resultados para Subestação 01 do Sistema RTS-79

Terminais Isolados	Total	Terminais Isolados	Total	Terminais Isolados	Total
G2	1272	G1	730	G2	158
G3	1768	G2		carga	
G4	1588	LT 01-02	23	LT 01-02	23
LT 01-05	1270	carga		LT 01-05	
LT 01-02	1292	G4	160	LT 01-03	23
carga	1270	carga		LT 01-05	
LT 01-03	1292	G2	132	carga	
G3	194	LT 01-03			LT 01-02
G4		LT 01-03	132	LT 01-03	
G1	157	carga		LT 01-05	
G3					
G1	160	LT 01-02	132	G3	24
G4		LT 01-05		LT 01-03	
G2	160	LT 01-03	665	LT 01-05	
G4		LT 01-05			
G1	158	G3	179	G1	25
LT 01-02		carga			
G2	132	G1	25	LT 01-03	
LT 01-02		G2			G1
G4	160	LT 01-05		LT 01-02	
LT 01-03					carga
G3	179	G1	23	G1	26
LT 01-05		LT 01-03			
G1	132	LT 01-05		G3	
LT 01-05					
G2	158	G1	38	G1	1
LT 01-05		G2			
G3	157	G2	25	LT 01-02	
LT 01-03		G4			carga
LT 01-02	665	G1	25	G1	1
carga		G2			
G1	158	LT 01-02		LT 01-03	
LT 01-03		G4	34	LT 01-05	
G4	160	carga			G1
LT 01-02		G4		G2	
G3	157	LT 01-03	34	G3	
LT 01-02		LT 01-05			G4
G1	132	G1	25	LT 01-03	43
carga		G2			
LT 01-02	158	carga		G1	
LT 01-03		LT 01-02	23	G2	
G2	179	LT 01-03			G3
G3			carga		G4
LT 01-05	158	G3	24	LT 01-02	
carga		LT 01-02			carga
G4	160	carga		Todos	3
LT 01-05					

Um aspecto importante considerado foi o desempenho computacional do protótipo. Para realizar essa avaliação, foi efetuada uma análise em todas as subestações do sistema RTS-79, sob várias plataformas computacionais. Os tempos de execução necessários a essa análise encontram-se na Tabela III.12, juntamente com o número de elementos de cada subestação, o

número de terminais de cada subestação (valor entre chaves na segunda coluna) e o total de contingências simuladas (por subestação).

Tabela III.12 – Desempenho Computacional (em Segundos)

Subestação	Número de Elementos e Terminais	Contingências Simuladas	Pentium MMX 200 MHz (80 Mbytes)	Pentium II 333 MHz (128 Mbytes)	Pentium II 400 MHz (128 Mbytes)	AMD K6-II 400 MHz (128 Mbytes)	Pentium III 600 MHz (128 Mbytes)
01	60 {8}	22317	271.73	118.45	94.91	104.81	67.34
02	60 {8}	22317	259.06	114.91	92.77	102.68	62.89
03	26 {4}	3675	8.89	7.90	5.11	4.46	4.12
04	29 {3}	4443	8.42	7.13	4.89	4.21	3.86
05	29 {3}	4443	8.22	7.19	5.00	4.29	4.01
06	28 {4}	4184	9.42	7.80	5.33	4.57	4.28
07	36 {5}	7407	16.71	11.43	8.18	7.26	6.48
08	46 {4}	11989	22.71	13.96	10.11	9.26	8.02
09	49 {6}	13743	39.09	20.93	15.76	14.72	12.31
10	51 {6}	15036	44.12	22.73	17.14	16.04	13.34
11	31 {4}	5323	10.83	8.73	6.04	5.35	4.78
12	31 {4}	5323	10.86	8.50	5.93	5.25	4.77
13	48 {7}	13323	41.18	21.39	16.87	15.43	13.19
14	26 {4}	3581	8.75	7.47	5.05	4.05	4.06
15	89 {11}	49903	2220.27	965.25	799.44	900.17	516.96
16	38 {6}	8565	29.49	17.37	12.52	12.33	9.50
17	18 {3}	1638	5.91	5.84	3.90	2.98	3.19
18	36 {5}	7720	19.82	12.79	9.23	8.70	7.19
19	42 {4}	10035	18.67	12.17	8.84	8.05	7.03
20	35 {5}	6761	15.46	10.82	7.69	6.97	6.15
21	43 {7}	11077	50.87	26.54	20.38	20.90	15.05
22	30 {5}	4890	12.05	9.19	6.43	5.58	5.11
23	42 {7}	9870	30.85	17.45	12.85	11.59	10.16
24	12 {2}	661	5.20	5.31	3.51	3.69	2.86
Total			3168.57	1461.25	1177.88	1283.32	796.65

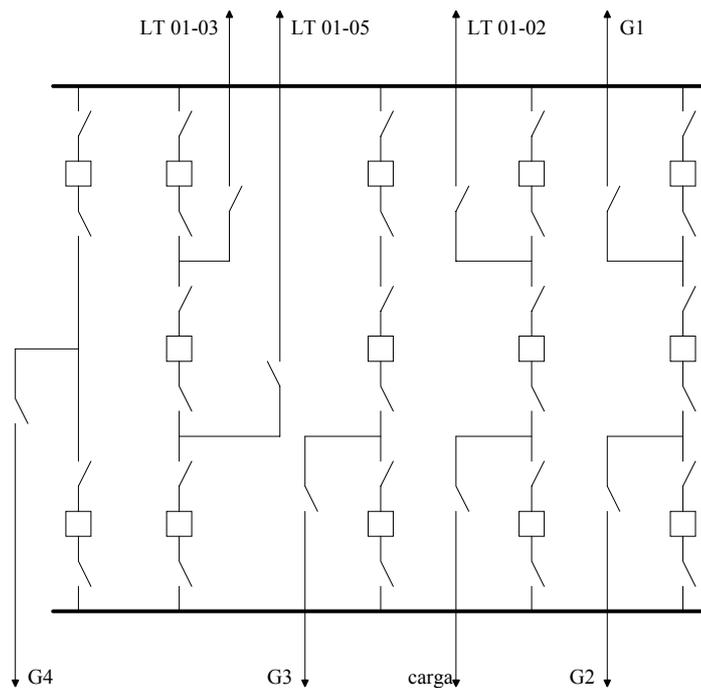


Figura III.13 – Visão Detalhada da Subestação 01 do Sistema RTS-79

III.5. Exemplo Completo

Nesta seção, apresenta-se um exemplo de como operam as diversas etapas do programa desenvolvido. Logo, para que seja possível acompanhar todos os passos, é necessário que o exemplo seja bastante simples, ainda que deixe de ser realista.

Assim, o exemplo será baseado no barramento de 500 kV da subestação de Araraquara, reproduzido na Figura III.14 com seus elementos identificados, adotando-se como premissa que *somente os trechos de barramento B1, B2 e B3 estejam modelados estocasticamente (por simplificação, considera-se um modelo sem manutenção, ou seja, um modelo de 3 estados), isto é, os demais elementos da subestação estarão sempre disponíveis.* (Note-se que os valores empregados neste exemplo são fictícios, não guardando qualquer relação com a subestação real. Foram adotados puramente para facilitar o entendimento).

Por conveniência, a Figura III.14 apresenta o espaço de estados para o modelo estocástico de barramentos (a), conforme a Figura III.1, modificado de modo a adequar-se às premissas mencionadas, a subestação com seus elementos identificados (b) e a representação esquemática da subestação para o programa *ConfNod*, já com os elementos numerados (c).

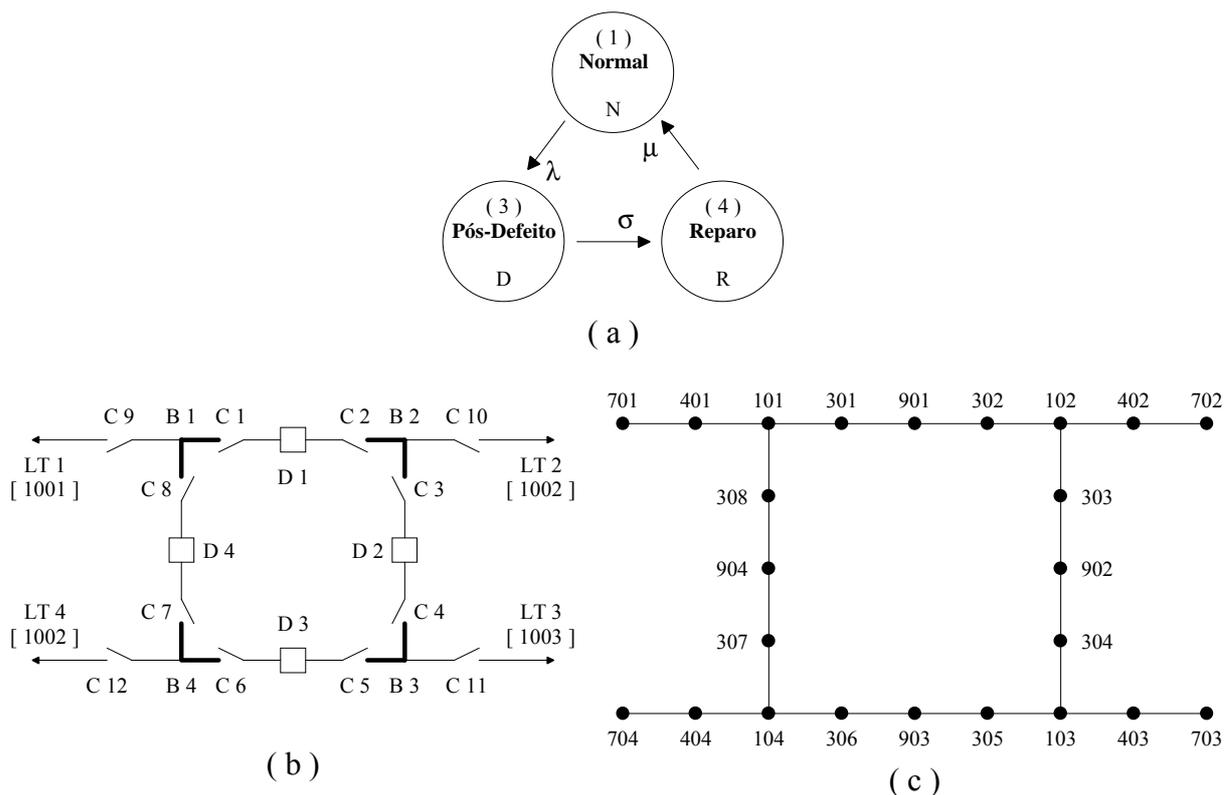


Figura III.14 – Modelo Estocástico e Subestação com Elementos Identificados

Adotando-se o número 1000 para a subestação e os números 1001 a 1003 para as subestações às quais a mesma se conecta (existe um circuito duplo para 1002) e seguindo a formatação exibida no Anexo C, os arquivos de entrada a serem fornecidos teriam o aspecto mostrado a seguir.

Nesse exemplo, os valores das taxas de transição adotados no modelo estocástico foram os seguintes:

- (1 para 3) ⇒ $\lambda = 0.1$ ocorrências por ano
- (3 para 4) ⇒ $\sigma = 8760$ ocorrências por ano, ou seja, $r_d = 8760/8760 = 1$ hora
- (4 para 1) ⇒ $\mu = 365$ ocorrências por ano, ou seja, $r_r = 8760/365 = 24$ horas

• Arquivo de Modelos Estocásticos:

```
(N DDDDDDDDDDDDD NE
( NN EE TTTTT EE TTTTT EE TTTTT EE TTTTT EE TTTTT
DMBA
1 Mod.3Estados 3
1 3 0.1
3 4 8760
4 1 365
9999
(
FIM
```

- Arquivo de Dados da Subestação

```

DGSE
EXEMPLO SECAO III.5 - 500 kV DA SUBESTACAO DE ARARAQUARA
1000
1E-10
(
( DADOS DO BARRAMENTO E DE ELEMENTOS LIGADOS PROXIMAMENTE
(
(NN T MO IIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIII BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS      C      E
DRES
101 B  1 B1 - AR-Campinas
102 B  1 B2 - AR-Marimbondo 1
103 B  1 B3 - AR-Pocos Caldas
104 B   B4 - AR-Marimbondo 2
901 D   D1 - DISJ-01
902 D   D2 - DISJ-02
903 D   D3 - DISJ-03
904 D   D4 - DISJ-04
301 C   C1 - CHAVE-1A
302 C   C2 - CHAVE-1B
303 C   C3 - CHAVE-2A
304 C   C4 - CHAVE-2B
305 C   C5 - CHAVE-3A
306 C   C6 - CHAVE-3B
307 C   C7 - CHAVE-4A
308 C   C8 - CHAVE-4B
401 C   C9 - CAMPINAS
402 C   C10 - MARIMBONDO 1
403 C   C11 - POCOS
404 C   C12 - MARIMBONDO 2
(NN T MO IIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIII BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS      C      E
701 T  LT1 - AR-CAMPINAS      1001 1
702 T  LT2 - AR-MARIMBOND1    1002 1
703 T  LT3 - AR-POCOS         1003 1
704 T  LT4 - AR-MARIMBOND2    1002 2
9999
(
( DADOS DE CONEXOES ELETRICAS
(
(DD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP
DCON
101 301   301 901   901 302   302 102   102 303   303 902   902 304
304 103   103 305   305 903   903 306   306 104   104 307   307 904
904 308   308 101
101 401   401 701
102 402   402 702
103 403   403 703
104 404   404 704
9999
(
FIM

```

Observando-se o fluxograma da Figura III.8, vê-se que os blocos 1 e 2 são os responsáveis pela leitura dos dados listados. Convém lembrar que, após a leitura do arquivo de modelos estocásticos, são calculadas as probabilidades de ocorrências de todos os estados dos modelos, de acordo com o exposto no *Anexo B*. Assim, para o modelo apresentado, as seguintes probabilidades seriam encontradas:

P_N = probabilidade de estado normal = $9.997147 \cdot 10^1$ %

P_D = probabilidade do estado pós-defeito = $1.141227 \cdot 10^{-3}$ %

P_R = probabilidade do estado pós-defeito/reparo = $2.738944 \cdot 10^{-2}$ %

Em seguida, o bloco 3 (expandido no fluxograma da Figura III.9) deve ser processado. Assim, a primeira etapa do mesmo (bloco 7) corresponde ao cálculo da probabilidade do *caso-base* (P_{base}), como a seguir:

$$P_{base} = P_N^3 = 0.9997147^3 = 9.99144 \cdot 10^{-1} \quad (3.14)$$

Os blocos 8 a 16 correspondem à análise de *contingências simples*. Neste exemplo, são possíveis seis contingências dessa ordem, sendo duas para cada elemento (pós-defeito e reparo), como é ilustrado na Figura III.15. Logo depois são resumidos os procedimentos para cada uma delas.

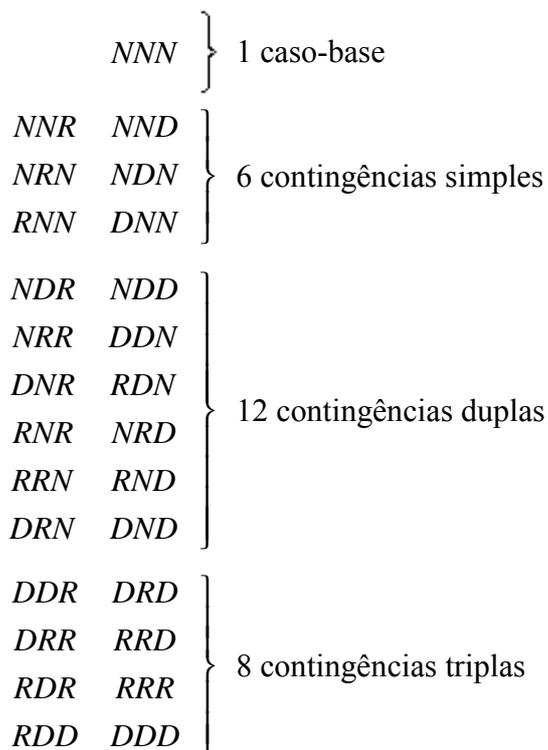


Figura III.15 – Espaço de Estados Completo ($3^3 = 27$ Estados)
Representando Contingências de Elementos

⇒ Pós-Defeito do Barramento 1 (**DNN**)

Probabilidade da contingência (P_{ctg}):

$$P_{ctg} = P_N^2 \cdot P_D = 0.9997147^2 \cdot 1.141227 \cdot 10^{-5} = 1.14058 \cdot 10^{-5} \quad (3.15)$$

Uma vez que o valor da probabilidade da contingência é superior ao valor limite para truncagem (10^{-10}), a contingência será analisada.

O efeito da contingência na subestação é tornar indisponíveis os elementos B1 (o próprio barramento que sofreu o defeito), C1, C8, C9, LT1, D1 e D4 (os dois últimos de modo a isolar o barramento do resto da subestação). Assim, a tabela de roteamento para essa contingência estará desprovida de tais elementos (101, 301, 308, 401, 701, 901, 904), como pode ser visto na Tabela III.13 (a técnica para construção da tabela de roteamento pode ser encontrada no *Anexo E*).

Utilizando-se o método descrito no *Anexo E* chega-se à conclusão de que essa contingência implica no isolamento do terminal LT1 da subestação, como também é fácil perceber-se a partir da Figura III.14 e da própria tabela de roteamento.

Tabela III.13 – Tabela de Roteamento para o Estado de Pós-Defeito do Barramento B1

Elemento	Número	Elementos Conectados
B2	102	402 303 302
B3	103	403 305 304
B4	104	404 307 306
D2	902	304 303
D3	903	306 305
C2	302	102
C3	303	902 102
C4	304	902 103
C5	305	903 103
C6	306	903 104
C7	307	104
C10	402	702 102
C11	403	703 103
C12	404	704 104
LT2	702	402
LT3	703	403
LT4	704	404

⇒ Reparo do Barramento 1 (**RNN**)

Probabilidade da contingência (P_{ctg}):

$$P_{ctg} = P_N^2 \cdot P_R = 0.9997147^2 \cdot 2.73894 \cdot 10^{-4} = 2.73738 \cdot 10^{-4} \quad (3.16)$$

Uma vez que o valor da probabilidade da contingência é superior ao valor limite para truncagem (10^{-10}), a contingência será analisada.

O efeito da contingência na subestação é tornar indisponíveis os elementos B1 (o próprio barramento sob reparo), C1, C8, C9, (os três últimos de modo a manter isolado o barramento do resto da subestação). Assim, a tabela de roteamento para essa contingência estará desprovida de tais elementos (101, 301, 308, 401), como pode ser visto na Tabela III.14.

Utilizando-se o método descrito no *Anexo E* chega-se à conclusão de que essa contingência implica no isolamento do terminal LT1 da subestação, como também é fácil perceber-se a partir da Figura III.14 e da própria tabela de roteamento.

Tabela III.14 – Tabela de Roteamento para o Estado de Reparo do Barramento B1

Elemento	Número	Elementos Conectados
B2	102	402 303 302
B3	103	403 305 304
B4	104	404 307 306
D1	901	302
D2	902	304 303
D3	903	306 305
D4	904	307
C2	302	901 102
C3	303	902 102
C4	304	902 103
C5	305	903 103
C6	306	903 104
C7	307	904 104
C10	402	702 102
C11	403	703 103
C12	404	704 104
LT1	701	401
LT2	702	402
LT3	703	403
LT4	704	404

⇒ Pós-Defeito do Barramento 2 (**NDN**)

Uma vez que todos os barramentos apresentam modelos estocásticos idênticos, a probabilidade desta contingência é idêntica à do estado de pós- defeito do barramento 1.

O efeito dessa contingência na subestação é tornar indisponíveis os elementos B2 (o próprio barramento que sofreu o defeito), as chaves seccionadoras C2, C3 e C10, o terminal LT2 e os disjuntores D1 e D2, de modo a isolar o barramento do resto da subestação. Assim, a tabela de roteamento para essa contingência pode ser vista na Tabela III.15.

Novamente utilizando-se o método descrito no *Anexo E* chega-se à conclusão de que essa contingência implica no isolamento apenas do terminal LT2 da subestação, também sendo fácil perceber-se a partir da Figura III.14.

Tabela III.15 – Tabela de Roteamento para o Estado de Pós-Defeito do Barramento B2

Elemento	Número	Elementos Conectados
B1	101	401 308 301
B3	103	403 305 304
B4	104	404 307 306
D3	903	306 305
D4	904	308 307
C1	301	101
C4	304	103
C5	305	903 103
C6	306	903 104
C7	307	904 104
C8	308	904 101
C9	401	701 101
C11	403	703 103
C12	404	704 104
LT1	701	401
LT3	703	403
LT4	704	404

⇒ Reparo do Barramento 2 (**NRN**)

Uma vez que todos os barramentos apresentam modelos estocásticos idênticos, a probabilidade desta contingência é idêntica à do estado de reparo do barramento 1.

O efeito da contingência na subestação é tornar indisponíveis os elementos B2 (o próprio barramento sob reparo), C2, C3, C10, (os três últimos de modo a manter isolado o barramento do

resto da subestação). Assim, a tabela de roteamento para essa contingência estará desprovida de tais elementos, como pode ser visto na Tabela III.16.

Utilizando-se o método descrito no *Anexo E* chega-se à conclusão de que essa contingência implica no isolamento do terminal LT2 da subestação, como também é fácil perceber-se a partir da Figura III.14 e da própria tabela de roteamento.

Tabela III.16 – Tabela de Roteamento para o Estado de Reparo do Barramento B2

Elemento	Número	Elementos Conectados
B1	101	401 308 301
B3	103	403 305 304
B4	104	404 307 306
D1	901	301
D2	902	304
D3	903	306 305
D4	904	308 307
C1	301	901 101
C4	304	902 103
C5	305	903 103
C6	306	903 104
C7	307	904 104
C8	308	904 101
C9	401	701 101
C11	403	703 103
C12	404	704 104
LT1	701	401
LT2	702	
LT3	703	403
LT4	704	404

⇒ Pós-Defeito do Barramento 3 (NND)

O efeito dessa contingência – de probabilidade igual às de pós-defeito dos barramentos B1 ou B2 – na subestação é tornar indisponíveis os elementos B3 (o próprio barramento que sofreu o defeito), as chaves seccionadoras C4, C5 e C11, o terminal LT3 e os disjuntores D2 e D3, de modo a isolar o barramento do resto da subestação.

Novamente utilizando-se o método descrito no *Anexo E* chega-se à conclusão de que essa contingência implica no isolamento apenas do terminal LT3 da subestação, também sendo fácil perceber-se a partir da Figura III.14.

⇒ Reparo do Barramento 3 (**NNR**)

O efeito da contingência – cuja probabilidade é idêntica às probabilidades das contingências de reparo dos barramentos B1 ou B2 – na subestação é tornar indisponíveis os elementos B3 (o próprio barramento sob reparo), C4, C5, C11, (os três últimos de modo a manter isolado o barramento do resto da subestação).

Utilizando-se o método descrito no *Anexo E* chega-se à conclusão de que essa contingência implica no isolamento do terminal LT3 da subestação, como também é fácil perceber-se a partir da Figura III.14.

Seguindo-se o fluxograma da Figura III.9, os blocos 17 a 26 representam a análise de *contingências duplas*. No presente exemplo, são possíveis 12 contingências dessa ordem (Vide Figuras III.15 e III.16):

DRN ⇒ Pós-Defeito do Barramento 1 + Reparo do Barramento 2

DNR ⇒ Pós-Defeito do Barramento 1 + Reparo do Barramento 3

RDN ⇒ Pós-Defeito do Barramento 2 + Reparo do Barramento 1

NDR ⇒ Pós-Defeito do Barramento 2 + Reparo do Barramento 3

RND ⇒ Pós-Defeito do Barramento 3 + Reparo do Barramento 1

NRD ⇒ Pós-Defeito do Barramento 3 + Reparo do Barramento 2

RRN ⇒ Reparo do Barramento 1 + Reparo do Barramento 2

RNR ⇒ Reparo do Barramento 1 + Reparo do Barramento 3

NRR ⇒ Reparo do Barramento 2 + Reparo do Barramento 3

DDN ⇒ Pós-Defeito do Barramento 1 + Pós-Defeito do Barramento 2

DND ⇒ Pós-Defeito do Barramento 1 + Pós-Defeito do Barramento 3

NDD ⇒ Pós-Defeito do Barramento 2 + Pós-Defeito do Barramento 3

As contingências dessa lista envolvendo um elemento no estado normal, um no estado pós-defeito e um em reparo apresentam a seguinte probabilidade de ocorrência:

$$P_{ctg} = P_N \cdot P_D \cdot P_R = 0.9997147 \cdot 1.14123 \cdot 10^{-5} \cdot 2.73894 \cdot 10^{-4} = 3.12487 \cdot 10^{-9} \quad (3.17)$$

as contingências envolvendo dois elementos em reparo e um no estado normal:

$$P_{ctg} = P_N \cdot P_R^2 = 0.9997147 \cdot (2.73894 \cdot 10^{-4})^2 = 7.49965 \cdot 10^{-8} \quad (3.18)$$

e, as contingências envolvendo dois elementos no estado pós-defeito e um no normal:

$$P_{ctg} = P_N \cdot P_D^2 = 0.9997147 \cdot (1.14123 \cdot 10^{-5})^2 = 1.30203 \cdot 10^{-10} \quad (3.19)$$

Uma vez que o valor da probabilidade das contingências é superior ao valor limite para truncagem (10^{-10}), todas as contingências serão analisadas.

Não se vai reproduzir aqui os resultados individuais para cada uma, pois o processo é o mesmo das contingências avaliadas até agora. Basta dizer que em 4 dessas contingências os terminais LT1 e LT2 ficam isolados, em outras 4 os terminais LT2 e LT3 ficam isolados e nas 4 restantes todos os terminais ficam isolados.

Os blocos 16 e 26 do fluxograma indicam o armazenamento de resultados. Tais resultados incluem a probabilidade de cada contingência associada ao efeito sobre os terminais da subestação. Assim, recapitulando, foram analisadas 6 contingências de primeira ordem e 12 de segunda ordem. Das contingências de primeira ordem, duas provocaram o isolamento do terminal LT1, duas do terminal LT2 e duas do terminal LT3. Das 12 contingências de segunda ordem, 4 provocaram o isolamento dos terminais LT1 e LT2, 4 dos terminais LT2 e LT3 e 4 o isolamento de todos os terminais. *Em suma, o que o programa armazena são contadores que serão impressos no arquivo de saída e as probabilidades totais.*

Assim, para este exemplo, as seguintes probabilidades são armazenadas:

- Probabilidade de contingências não isolarem qualquer terminal (P_0):

$$P_0 = P_{base} = (0.9997147)^3 = 9.99144 \cdot 10^{-1} \quad (3.20)$$

- Probabilidade de contingências isolarem somente o terminal LT1 (P_{LT1}):

$$P_{LT1} = P_N^2 \cdot P_D + P_N^2 \cdot P_R = 2.85144 \cdot 10^{-4} \quad (3.21)$$

- Probabilidade de contingências isolarem somente o terminal LT2 (P_{LT2}):

$$P_{LT2} = P_N^2 \cdot P_D + P_N^2 \cdot P_R = 2.85144 \cdot 10^{-4} \quad (3.22)$$

- Probabilidade de contingências isolarem somente o terminal LT3 (P_{LT3}):

$$P_{LT3} = P_N^2 \cdot P_D + P_N^2 \cdot P_R = 2.85144 \cdot 10^{-4} \quad (3.23)$$

- Probabilidade de contingências isolarem somente os terminais LT1 e LT2 ($P_{LTs1/2}$):

$$P_{LTs1/2} = 2 \cdot P_N \cdot P_R \cdot P_D + P_N \cdot P_D^2 + P_N \cdot P_R^2 = 8.13767 \cdot 10^{-8} \quad (3.24)$$

- Probabilidade de contingências isolarem somente os terminais LT2 e LT3 ($P_{LTs2/3}$):

$$P_{LTs2/3} = 2 \cdot P_N \cdot P_R \cdot P_D + P_N \cdot P_D^2 + P_N \cdot P_R^2 = 8.13767 \cdot 10^{-8} \quad (3.25)$$

- Probabilidade de contingências isolarem todos os terminais (P_T):

$$P_T = 2 \cdot P_N \cdot P_R \cdot P_D + P_N \cdot P_D^2 + P_N \cdot P_R^2 = 8.13767 \cdot 10^{-8} \quad (3.26)$$

Voltando ao fluxograma da Figura III.8, a execução do bloco 4 é a etapa seguinte a ser analisada. *Seu objetivo é construir um espaço de estados de conectividade de terminais representativo da subestação.* Tal diagrama é constituído de agregações indicativas de estados estocásticos e taxas de transição entre os mesmos.

Um estado, em tal diagrama, refere-se a uma situação em que determinados terminais estão isolados. No presente exemplo, como visto, são sete os possíveis estados:

- nenhum terminal isolado;
- somente terminal LT1 isolado;

- somente terminal LT2 isolado;
- somente terminal LT3 isolado;
- somente terminais LT1 e LT2 isolados;
- somente terminais LT2 e LT3 isolados;
- todos os terminais isolados.

Adicionalmente, existe um oitavo estado – doravante denominado *estado agregado* – representando o resultado de todas as contingências não avaliadas. É de se esperar que este estado apresente uma probabilidade de ocorrência bastante pequena. Neste exemplo, ela seria igual a $3.2387 \cdot 10^{-7} (1.0 - P_0 - P_{LT1} - P_{LT2} - P_{LT3} - P_{LT1/LT2} - P_{LT2/LT3} - P_T)$.

Assim, o que se deseja obter agora são as taxas de transição indicadas no diagrama de estados da Figura III.17.

Nesse ponto é interessante ressaltar que o espaço de estados da Figura III.16 está associado às contingências de elementos da subestação, enquanto o espaço de estados da Figura III.17 focaliza o aspecto de conectividade de terminais.

É interessante fazer aqui uma observação relativa ao número de estados presentes em cada um dos espaços de estados citados acima. O espaço de estados associado a contingências de elementos é determinístico, no sentido em que seu número total de estados pode ser facilmente calculado, conforme equação 3.27. O espaço de estados de conectividade de terminais, por outro lado, não é determinístico, uma vez que seu número de estados depende da topologia da subestação. Entretanto, o número máximo de estados nesse espaço pode ser calculado (equação 3.28), embora se espere que o número real de estados deva ser bem inferior ao máximo determinado, principalmente no caso de subestações com grande número de terminais.

$$N_{EE} = \prod n^N \quad (3.27)$$

$$N_{EE} \leq 1 - \zeta + 2^\zeta \quad (3.28)$$

onde:

- N_{EE} = total de estados no espaço de estados
- N = número de elementos modelados a n estados na subestação
- n = número de estados em modelo estocástico
- ζ = número de terminais da subestação (arborescência)

Para se obter as taxas do espaço de estados de conectividade de terminais manualmente, ter-se-ia de construir o espaço de estados dos componentes, conforme indicado na Figura III.16,

observando-se que apenas os elementos modelados estocasticamente estão lá representados. Assim, neste diagrama o elemento 1 representa o barramento B1 (terminal LT1), o elemento 2 o barramento B2 (terminal LT2) e o elemento 3 o barramento B3 (terminal LT3). O pequeno retângulo ao lado de cada estado indica quais terminais apresentam-se isolados na respectiva contingência (note-se que as contingências de terceira ordem não apresentam tal informação devido ao fato de não haverem sido avaliadas).

Esse diagrama é útil para ilustrar as sutilezas do problema tratado, esclarecendo como as taxas de transição relacionam os estados. *Entretanto, para sistemas reais o número de estados é por demasiado grande, impossibilitando a construção desse tipo de diagrama. Visando a solução desse problema, o Capítulo IV apresenta uma metodologia prática que viabiliza a obtenção das taxas computacionalmente.*

As taxas de transição indicadas na Figura III.16 são as mesmas da Figura III.14 (a), acrescentando-se que não se fez uma diferença entre as taxas de cada um dos elementos pelo fato de modelos estocásticos idênticos estarem associados a cada um deles. Assim, tem-se:

λ = taxa de transição do estado Normal para o estado Pós-Defeito

σ ($= \mu_r$) = taxa de transição do estado Pós-Defeito para o estado Reparo

μ = taxa de transição do estado Reparo para o estado Normal

Efetuando-se os cálculos numa *base horária* tem-se que:

$$\lambda = \frac{0.1}{8760} = 1.14155 \cdot 10^{-5} \text{ ocorrências/hora}$$

$$\sigma = \frac{8760}{8760} = 1.0 \text{ ocorrências/hora}$$

$$\mu = \frac{365}{8760} = 4.16667 \cdot 10^{-2} \text{ ocorrências/hora}$$

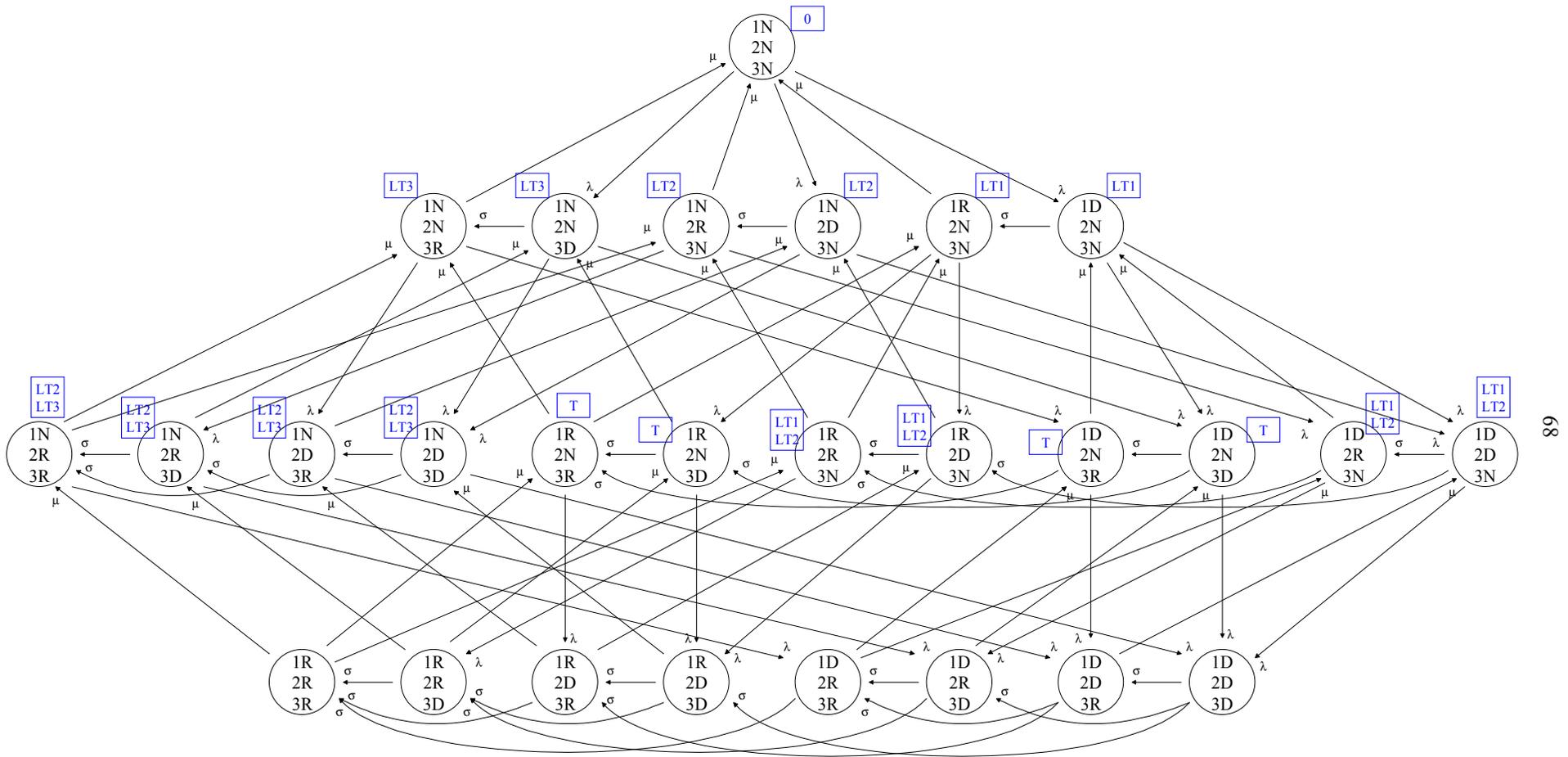


Figura III.16 – Espaço de Estados de *Contingências dos Elementos* da Subestação

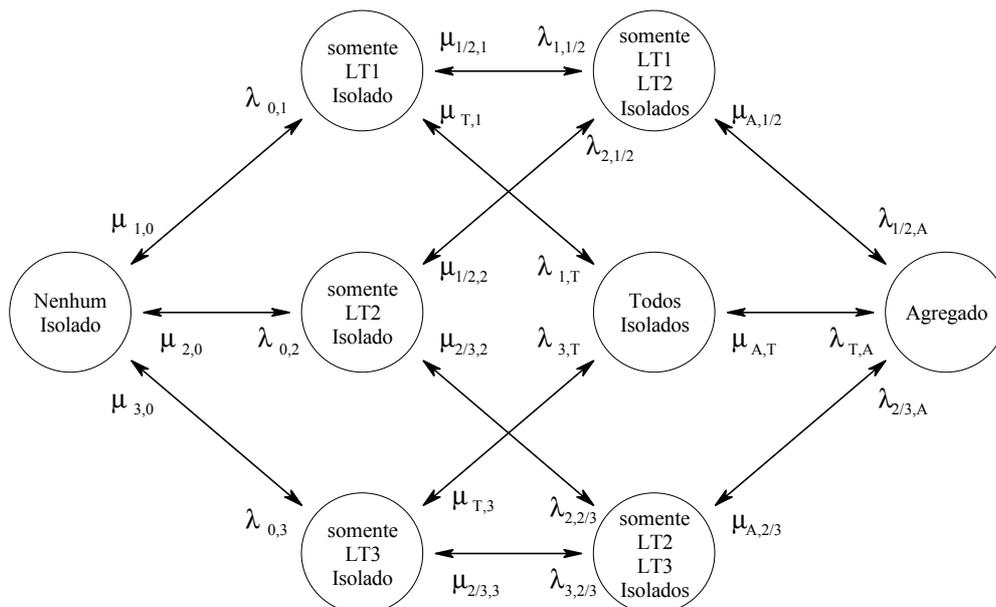


Figura III.17 – Espaço de Estados de *Conectividade de Terminais* da Subestação

A partir do diagrama da Figura III.16, as taxas de transição entre os estados para o diagrama da Figura III.17 podem ser encontradas somando-se as taxas de situações semelhantes, isto é, situações que partem de um mesmo estado x para um mesmo estado y .

Assim, existem as seguintes possibilidades de transição entre estados:

- estado 0 (nenhum terminal isolado) para o estado 1 (somente terminal LT1 isolado)
- estado 0 (nenhum terminal isolado) para o estado 2 (somente terminal LT2 isolado)
- estado 0 (nenhum terminal isolado) para o estado 3 (somente terminal LT3 isolado)

Apenas uma possibilidade para cada, com taxa de transição λ

$$\lambda_{0,1} = \lambda_{0,2} = \lambda_{0,3} = \lambda = 1.14155 \cdot 10^{-5} \quad (3.29)$$

- estado 1 para o estado 0
- estado 2 para o estado 0
- estado 3 para o estado 0

Uma possibilidade para cada, com taxa de transição μ

$$\mu_{1,0} = \mu_{2,0} = \mu_{3,0} = \mu = 4.16667 \cdot 10^{-2} \quad (3.30)$$

- estado 1 para o estado T (todos os terminais isolados)
- estado 3 para o estado T
- estado 2 para o estado 1/2 (somente terminais 1 e 2 isolados)
- estado 1 para o estado 1/2
- estado 2 para o estado 2/3 (somente terminais 2 e 3 isolados)
- estado 3 para o estado 2/3

Duas possibilidades para cada, sendo todas com taxa de transição λ

$$\lambda_{1,T} = \lambda_{3,T} = \lambda_{2,1/2} = \lambda_{1,1/2} = \lambda_{2,2/3} = \lambda_{3,2/3} = 2 \cdot \lambda = 2.28310 \cdot 10^{-5} \quad (3.31)$$

- estado 2/3 para o estado 2
- estado 2/3 para o estado 3
- estado 1/2 para o estado 1
- estado 1/2 para o estado 2
- estado T para o estado 1
- estado T para o estado 3

Duas possibilidades para cada, sendo todas com taxa de transição μ

$$\mu_{T,1} = \mu_{2/3,2} = \mu_{T,3} = \mu_{2/3,3} = \mu_{1/2,1} = \mu_{1/2,2} = 2 \cdot \mu = 8.33333 \cdot 10^{-2} \quad (3.32)$$

Naturalmente, o programa desenvolvido não utiliza a metodologia de construir o diagrama do espaço de estados pois, para uma subestação com um número maior de terminais, é provável que o espaço de estados seja da ordem de milhares de estados. Ao invés disso, são empregadas estruturas matriciais para compor essas taxas de transição, relacionando, para cada estado analisado, seus efeitos sobre os terminais da subestação e os estados que podem ser atingidos a partir do mesmo. O Capítulo IV explora esse conceito, procurando prover maior entendimento sobre o processo.

Resta então determinar as taxas de transição entre o estado agregado e os demais estados. Para isso, é empregado o método descrito por Fontoura [23], baseado no balanço de probabilidade e frequência do espaço de estados.

No presente exemplo, o estado agregado corresponde às contingências de terceira ordem, representadas pelo último nível da Figura III.16 (num caso maior, corresponderia também às contingências de ordem mais elevada).

É importante observar que as transições entre os estados que compõem o estado agregado não são relevantes, como demonstra Fontoura. Advém dessa observação a conclusão de que, para obter as taxas de transição envolvendo o estado agregado no modelo equivalente da subestação, só terão importância as transições existentes entre contingências de segunda e terceira ordem. Isto é de extrema importância, pois apresenta como consequência o fato de que, para se obter as taxas do modelo equivalente, somente se necessita, além das referidas taxas de transição entre contingências de segunda e terceira ordens, das probabilidades das contingências de terceira ordem, como ver-se-á adiante.

Retornando-se ao exemplo, uma vez que as contingências de segunda ordem podem causar três conjuntos de efeitos sobre a subestação (LT1 e LT2 isolados, LT2 e LT3 isolados ou todos os terminais isolados), o estado agregado só transita para esses estados e, da mesma maneira, só pode ser alcançado a partir desses estados. Isso explica a configuração do diagrama de estados da Figura III.17. Fontoura demonstra que as taxas de transição para o estado agregado podem ser obtidas simplesmente somando-se as taxas dos estados “não-agregados” para os estados componentes do estado agregado (ou seja, dos estados representando contingências de segunda ordem para estados representando contingências de terceira ordem). Então, pode-se escrever a equação 3.33 para a obtenção de $\lambda_{T,A}$, $\lambda_{1/2,A}$ e $\lambda_{2/3,A}$, considerando-se que são 4 os estados de cada tipo que transitam para algum dos estados que compõem o estado agregado (A):

$$\lambda_{T,A} = \lambda_{1/2,A} = \lambda_{2/3,A} = 4 \cdot \lambda = 4 \cdot 1.14155 \cdot 10^{-5} = 4.56621 \cdot 10^{-5} \quad (3.33)$$

Finalmente, é necessário determinar o valor das taxas $\mu_{A,T}$, $\mu_{A,1/2}$ e $\mu_{A,2/3}$. Isso será feito utilizando o conceito de balanço de frequência, conforme exposto por Fontoura [23]. Assim, tome-se como exemplo o estado NDD (isto é, barramento 1 no estado normal e barramentos 2 e 3 no estado pós-defeito). A frequência de se encontrar tal estado, a partir de uma transição de algum dos estados que compõem o estado A, é expressa por:

$$F_{NDD} = F_{RDD,NDD} = P_{RDD} \cdot \mu_{RDD,NDD} \quad (3.34)$$

onde:

F_{NDD} = frequência de encontro do estado NDD

$F_{RDD,NDD}$ = frequência de encontro do estado NDD a partir do estado RDD

P_{RDD} = probabilidade de ocorrência do estado RDD

$\mu_{RDD,NDD}$ = taxa de transição do estado RDD para o estado NDD (= μ)

Assumindo-se a taxa de transição do estado A para o estado NDD como μ_{NDD}^A , tem-se:

$$F_{NDD} = P_A \cdot \mu_{NDD}^A \quad (3.35)$$

onde:

P_A = probabilidade de ocorrência do estado agregado

A Figura III.18 representa uma parcela da Figura III.16, procurando dar uma idéia do procedimento em questão.

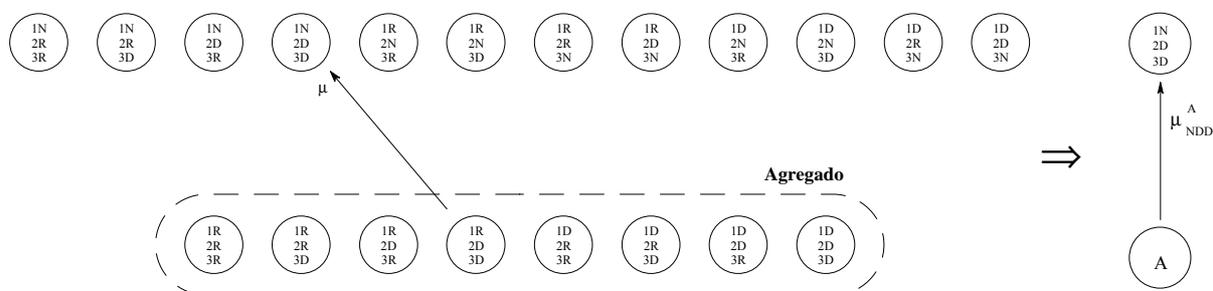


Figura III.18 – Determinação de Taxas a Partir do Estado Agregado para Demais Estados

Combinando-se então as equações 3.34 e 3.35, obtém-se:

$$P_A \cdot \mu_{NDD}^A = P_{RDD} \cdot \mu_{RDD,NDD} \quad (3.36)$$

Em termos das taxas de transições do modelo, a equação 3.36 pode ser rearrumada e reescrita como:

$$\mu_{NDD}^A = \frac{P_{RDD} \cdot \mu}{P_A} \quad (3.37)$$

Adotando-se a mesma metodologia para os demais 11 estados representando contingências de segunda ordem, chega-se às equações 3.38 a 3.48, como indicado a seguir.

$$\mu_{NRR}^A = \frac{P_{RRR} \cdot \mu}{P_A} \quad (3.38)$$

$$\mu_{NRD}^A = \frac{P_{RRD} \cdot \mu}{P_A} \quad (3.39)$$

$$\mu_{NDR}^A = \frac{P_{RDR} \cdot \mu}{P_A} \quad (3.40)$$

$$\mu_{RNR}^A = \frac{P_{RRR} \cdot \mu}{P_A} \quad (3.41)$$

$$\mu_{RND}^A = \frac{P_{RRD} \cdot \mu}{P_A} \quad (3.42)$$

$$\mu_{RRN}^A = \frac{P_{RRR} \cdot \mu}{P_A} \quad (3.43)$$

$$\mu_{RDN}^A = \frac{P_{RDR} \cdot \mu}{P_A} \quad (3.44)$$

$$\mu_{DNR}^A = \frac{P_{DRR} \cdot \mu}{P_A} \quad (3.45)$$

$$\mu_{DND}^A = \frac{P_{DRD} \cdot \mu}{P_A} \quad (3.46)$$

$$\mu_{DRN}^A = \frac{P_{DRR} \cdot \mu}{P_A} \quad (3.47)$$

$$\mu_{DDN}^A = \frac{P_{DDR} \cdot \mu}{P_A} \quad (3.48)$$

Então, finalmente pode-se agrupar as taxas obtidas na taxa de transição do estado agregado (A) para os estados desejados, conforme indicam as equações 3.49 a 3.51.

$$\mu_{A,T} = \mu_{RND}^A + \mu_{DND}^A + \mu_{DNR}^A + \mu_{RNR}^A \quad (3.49)$$

$$\mu_{A,1/2} = \mu_{DRN}^A + \mu_{DDN}^A + \mu_{RDN}^A + \mu_{RRN}^A \quad (3.50)$$

$$\mu_{A,2/3} = \mu_{NDD}^A + \mu_{NRD}^A + \mu_{NDR}^A + \mu_{NRR}^A \quad (3.51)$$

E assim, substituindo as equações 3.37 a 3.48 nas três equações acima e reagrupando-se, chega-se às equações 3.52 a 3.54.

$$\mu_{A,T} = \frac{\mu \cdot (P_{RRD} + P_{DRD} + P_{DRR} + P_{RRR})}{P_A} = \frac{\mu \cdot P_R \cdot (P_R + P_D)^2}{P_A} \quad (3.52)$$

$$\mu_{A,1/2} = \frac{\mu \cdot (P_{DRR} + P_{DDR} + P_{RDR} + P_{RRR})}{P_A} = \frac{\mu \cdot P_R \cdot (P_R + P_D)^2}{P_A} \quad (3.53)$$

$$\mu_{A,2/3} = \frac{\mu \cdot (P_{RDD} + P_{RRD} + P_{RDR} + P_{RRR})}{P_A} = \frac{\mu \cdot P_R \cdot (P_R + P_D)^2}{P_A} \quad (3.54)$$

E, finalmente, substituindo valores nas equações acima, obtém-se:

$$\mu_{A,T} = \mu_{A,1/2} = \mu_{A,2/3} = \frac{4.16667 \cdot 10^{-2} \cdot 2.738944 \cdot 10^{-4} (2.738944 \cdot 10^{-4} + 1.141227 \cdot 10^{-5})^2}{3.23870 \cdot 10^{-7}} \quad (3.55)$$

$$\mu_{A,T} = \mu_{A,1/2} = \mu_{A,2/3} = 2.86831 \cdot 10^{-6}$$

Assim, todas as taxas de transição do modelo equivalente da Figura III.17 foram determinadas, como era o objetivo.

III.6. Sumário

Este Capítulo apresentou as seguintes contribuições:

i) Modelagem estocástica de equipamentos

Foram relacionados modelos estocásticos para os principais equipamentos elétricos de uma subestação, considerando-se os possíveis estados operativos nos quais um equipamento pode encontrar-se ao longo do tempo, inclusive reconhecendo a possibilidade de *manutenção*. A viabilidade prática de obtenção de dados para os modelos propostos e seus respectivos desempenhos computacionais também foram preocupações constantes quando da proposição dos mesmos.

ii) Coleta de dados típicos

Uma revisão na literatura técnica disponível na área permitiu a elaboração da *Tabela III.1*, na qual compilaram-se conjuntos de dados estocásticos típicos adequados aos modelos estocásticos de equipamentos também apresentados neste capítulo. Tais dados podem ser de grande importância, uma vez que nem sempre os dados reais de um determinado equipamento estão disponíveis ou são conhecidos.

iii) Protótipo computacional para análise de falhas originadas em subestações

Todas as etapas do desenvolvimento de um protótipo computacional para a análise de falhas originadas em subestações foram apresentadas neste capítulo, destacando-se as seguintes:

- a* – Desenvolvimento de uma metodologia computacional prática para a representação topológica de uma subestação, isto é, a maneira mais adequada para levar em conta os elementos de uma subestação e as conexões elétricas entre eles;
- b* – Avaliação de qual grau de contingências deveria ser levado em conta na análise de uma subestação, de modo que o espaço de estados fosse suficientemente coberto do ponto de vista percentual e não exigisse um esforço computacional por demais excessivo;
- c* – Elaboração de uma metodologia que pudesse considerar a presença de elementos operando normalmente abertos numa subestação;
- d* – Construção de um modelo estocástico equivalente representativo da subestação, procurando incluir neste modelo até mesmo os estados não tratados durante a análise de contingências;
- e* – Detalhamento e adaptação de uma metodologia computacional para a busca de terminais isolados numa subestação (vide *Anexo E*);
- f* – Elaboração de um programa utilitário (*ConfNod*) concatenando todos os artifícios, modelos e etapas necessárias para o cálculo da confiabilidade nodal (vide *Anexo C*).

iv) Exemplos

Diversos exemplos foram apresentados neste capítulo, procurando ilustrar, de forma simples, todos os pontos aqui abordados (vide *Anexos C e D*).

v) Representação de Subestações

Visando ilustrar a composição do espaço de estados associado às subestações foi elaborado o *Anexo A*, contendo uma coleção abrangente dos arranjos mais usuais.

Metodologia para Determinação das Taxas de Transição do Modelo Equivalente de uma Subestação

IV.1. Introdução

Conforme discutido no Capítulo III, a obtenção do diagrama completo dos estados de contingências de elementos não é factível, devido a problemas práticos.

Para contornar essa questão, objetiva-se construir um modelo nodal estocástico equivalente, sendo para isso necessário determinar as taxas de transição entre os estados desse modelo.

Caso se dispusesse do diagrama de estados completo, tal construção seria trivial. Infelizmente, esse não é o caso, tornando obrigatório o emprego de outros artifícios.

Assim, neste capítulo explora-se uma metodologia computacionalmente aplicável para a obtenção das taxas de transição do modelo equivalente, quando não se dispõe do diagrama completo de estados.

IV.2. Metodologia

A determinação das taxas de transição do modelo estocástico equivalente de uma subestação baseia-se na construção de uma estrutura matricial que relaciona, para cada estado analisado, seus efeitos sobre os terminais da subestação e os estados que podem ser atingidos a partir do mesmo.

Neste capítulo, utiliza-se a mesma notação para o significado dos estados que vem sendo empregada até aqui, isto é:

N = Normal

M = Manutenção

R = Reparo

D = Pós-Defeito

E = Emperramento

Considerando-se que *são analisadas contingências de até segunda ordem*, a estrutura matricial construída – doravante denominada *Matriz de Contingências* – é bidimensional. A Figura IV.1 mostra essa entidade, destacando uma contingência envolvendo os elementos **I** e **J**. Como se pode ver no detalhe, cada célula da matriz é composta de células menores, representando todos os estados possíveis que os elementos podem assumir. Para fins de identificação, a partir deste ponto cada célula da Matriz de Contingências passa a ser denominada **campo**, enquanto que as células menores continuam com a denominação de **célula**.

Assim, em cada um dos campos pode-se distinguir três categorias de células (conforme indicado na Figura IV.2), ou seja, aquela representativa do **estado normal** (todos os elementos operando), aquelas representativas de **contingências simples** e aquelas representativas de **contingências duplas**.

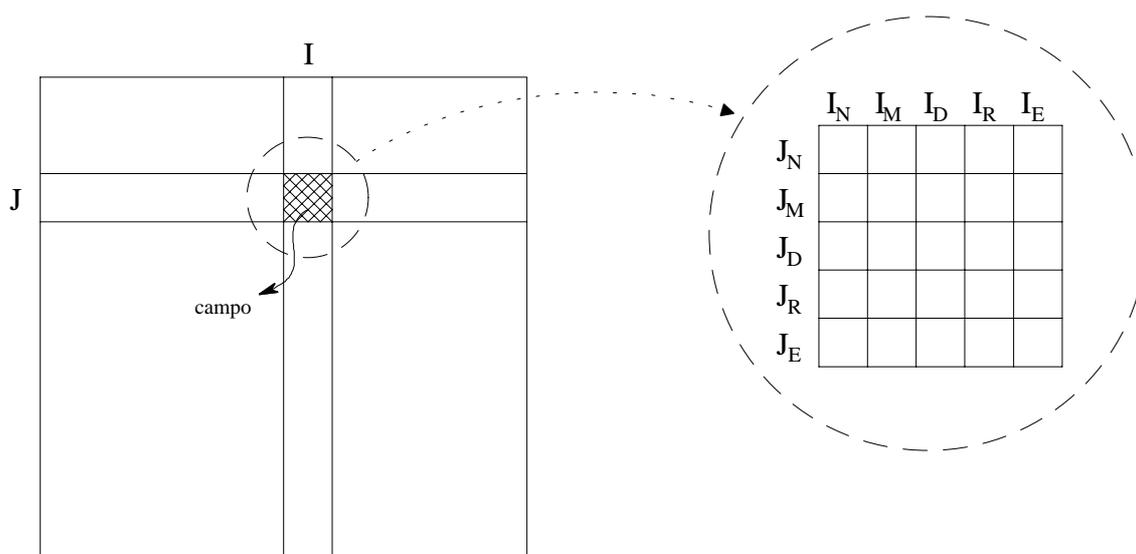


Figura IV.1 – Matriz de Contingências para Determinação de Taxas de Transição

Em relação a seu conteúdo, cada uma das células recebe o valor binário representativo

do efeito da contingência sobre os terminais da subestação (Ver Anexo C, seção C.1.4.1 para maiores esclarecimentos). Assim, tais células vão sendo preenchidas durante a análise de contingências e, somente após a conclusão da mesma, as taxas de falha entre os estados poderão ser determinadas.

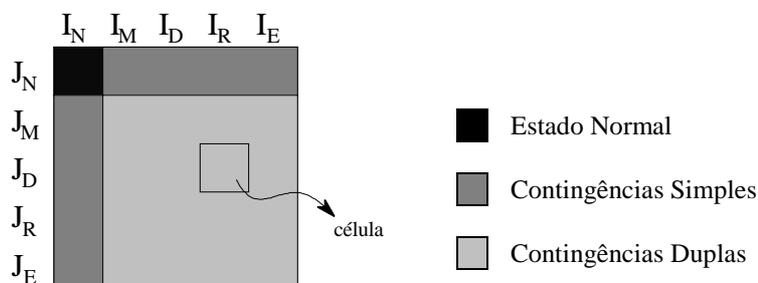


Figura IV.2 – Categorias Presentes em Cada Campo da Matriz

Essa determinação é feita com base nos modelos estocásticos dos elementos e nas possibilidades de transição entre estados. Observando-se a estrutura da Matriz de Contingências pode-se perceber que *cada estado (célula) de contingência dupla só pode transitar para outro estado que se encontre no mesmo campo do estado original*.

Por exemplo, supondo-se uma contingência dupla envolvendo o elemento **I** (defeito ativo) e o elemento **J** (reparo). Esse estado só poderia transitar para o estado em que o elemento **I** passa para o estado de reparo ou para o estado em que o elemento **J** volta a operar normalmente, conforme mostrado na Figura IV.3 e conforme os modelos estocásticos apresentados no Capítulo III, seção 2.

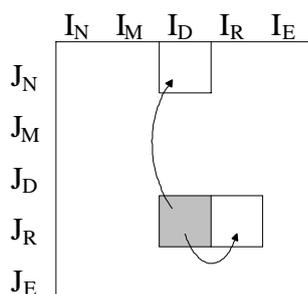


Figura IV.3 – Transições Possíveis a Partir do Estado $I_D J_R$

Outro exemplo: uma contingência simples em que o elemento **I** esteja em manutenção pode transitar para os estados em que **I** é retornado ao estado normal e para estados em que qualquer outro elemento sofre uma contingência, levando a uma contingência dupla. A Figura IV.4 mostra as possibilidades de transição envolvendo um elemento **J** quando sofre uma

contingência. Note-se que, nesse último exemplo, transições envolvendo um outro elemento qualquer ao invés de **J** (**K**, por exemplo) serão computadas em outro campo da Matriz de Contingências.

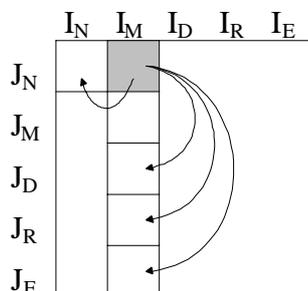


Figura IV.4 – Transições Possíveis a Partir do Estado I_M

É importante acrescentar um comentário sobre a necessidade da informação binária de cada célula, isto é, o valor que identifica os efeitos que a contingência representada na célula exerce sobre os terminais da subestação. *Uma vez que se busca taxas de transição entre estados do modelo equivalente, as taxas observadas na Matriz de Contingências interligando células cujo valor binário seja o mesmo podem ser ignoradas, pois seriam taxas internas a um mesmo estado equivalente.*

Abaixo apresenta-se um exemplo completo, baseado naquele desenvolvido na seção III.5 do Capítulo III.

Por conveniência, reproduz-se na Figura IV.5 parte do diagrama de estados completo da Figura III.16. Nesta reprodução só estão expostos os estados analisados, isto é, estados envolvendo contingências de até segunda ordem. Os índices em algumas transições foram incluídos para efeito de esclarecimento posterior.

Para facilitar o entendimento, a construção da Matriz de Contingências será mostrada em etapas. E, uma vez que os elementos passíveis de sofrerem contingências foram modelados a três estados nesse exemplo, essa Matriz será apresentada com um número reduzido de células por campo. Além disso, em cada célula da matriz acrescentar-se-á a informação de qual estado gera aquele efeito.

A **análise do caso-base** (todos os elementos disponíveis no estado normal) revela que nenhum terminal torna-se isolado nesta condição. A Matriz de Contingências pode então ser preenchida com essa informação como mostra a Figura IV.6, isto é, todas as células de situação NNN recebem essa informação.

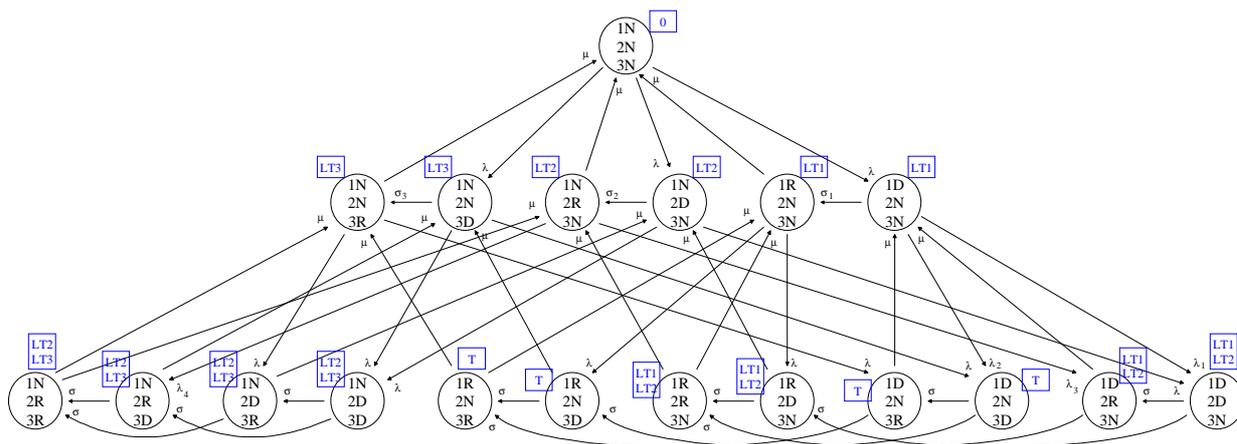


Figura IV.5 – Diagrama de Estados das Contingências Analisadas da Seção III.5

		B1			B2			B3		
		N	D	R	N	D	R	N	D	R
B1	N	(NNN) nenhum			(NNN) nenhum			(NNN) nenhum		
	D									
	R									
B2	N	(NNN) nenhum			(NNN) nenhum			(NNN) nenhum		
	D									
	R									
B3	N	(NNN) nenhum			(NNN) nenhum			(NNN) nenhum		
	D									
	R									

Figura IV.6 – Caso-Base na Matriz de Contingências

Em seguida, são analisadas as *contingências simples*. Relembrando do Capítulo III (Ver Figuras III.16 e IV.5), são 6 as combinações possíveis, levando às seguintes conseqüências:

- Somente terminal LT1 isolado (estados RNN e DNN);
- Somente terminal LT2 isolado (estados NRN e NDN);
- Somente terminal LT3 isolado (estados NNR e NND);

Tais informações são passadas à Matriz de Contingências, preenchendo-as em todas as linhas e colunas cabíveis, como mostra a Figura IV.7.

		B1			B2			B3		
		N	D	R	N	D	R	N	D	R
B1	N	(NNN) nenhum	(DNN) LT1	(RNN) LT1	(NNN) nenhum	(NDN) LT2	(NRN) LT2	(NNN) nenhum	(NND) LT3	(NNR) LT3
	D	(DNN) LT1		σ_1	(DNN) LT1			(DNN) LT1		
	R	(RNN) LT1			(RNN) LT1			(RNN) LT1		
B2	N	(NNN) nenhum	(DNN) LT1	(RNN) LT1	(NNN) nenhum	(NDN) LT2	(NRN) LT2	(NNN) nenhum	(NND) LT3	(NNR) LT3
	D	(NDN) LT2			(NDN) LT2		σ_2	(NDN) LT2		
	R	(NRN) LT2			(NRN) LT2			(NRN) LT2		
B3	N	(NNN) nenhum	(DNN) LT1	(RNN) LT1	(NNN) nenhum	(NDN) LT2	(NRN) LT2	(NNN) nenhum	(NND) LT3	(NNR) LT3
	D	(NND) LT3			(NND) LT3			(NND) LT3		σ_3
	R	(NNR) LT3			(NNR) LT3			(NNR) LT3		

Figura IV.7 – Contingências Simples Acrescentadas à Matriz de Contingências

Finalmente, procede-se à inclusão das contingências de segunda ordem. De novo relembando o Capítulo III e as Figuras III.16 e IV.5, são 12 os possíveis estados (NRD, DRN, NDD, DDN, RND, RDN, DND, NDR, DNR, NRR, RRN e RNR), levando às conseqüências:

- Somente terminais LT1 e LT2 isolados (estados RRN, RDN, DRN e DDN);
- Somente terminais LT2 e LT3 isolados (estados NRR, NRD, NDR e NDD);
- Todos os Terminais isolados (estados RNR, RND, DNR e DND);

Um cuidado especial que se deve ter no caso de contingências duplas é com o fato de que contingências em que dois elementos quaisquer encontrem-se em estados similares (NDD, DDN, DND, NRR, RRN e RNR) poderiam ser inseridas em duas células distintas da matriz. (A Figura IV.8 mostra – com o símbolo \otimes – a posição alternativa na qual a situação NDD também poderia ser inserida). A regra que deve ser seguida nesse caso é: não importa em qual das duas células insira-se a informação, desde que seja apenas em uma delas. Isso é necessário de modo a

garantir que não haja dupla contagem. Neste exemplo, as informações de contingências duplas foram todas inseridas na região triangular superior da matriz.

Assim, a Figura IV.8 apresenta a Matriz de Contingências após a inserção das informações de contingências duplas, isto é, a forma final desta Matriz.

		B1			B2			B3		
		N	D	R	N	D	R	N	D	R
B1	N	(NNN) nenhum	(DNN) LT1	(RNN) LT1	(NNN) nenhum	(NDN) LT2	(NRN) LT2	(NNN) nenhum	(NND) LT3	(NNR) LT3
	D	(DNN) LT1		λ_2	(DNN) LT1	(DDN) LT1/LT2	(DRN) LT1/LT2	(DNN) LT1	(DND) todos	(DNR) todos
	R	(RNN) LT1		λ_1	(RNN) LT1	(RDN) LT1/LT2	(RRN) LT1/LT2	(RNN) LT1	(RND) todos	(RNR) todos
B2	N	(NNN) nenhum	(DNN) LT1	(RNN) LT1	(NNN) nenhum	(NDN) LT2	(NRN) LT2	(NNN) nenhum	(NND) LT3	(NNR) LT3
	D	(NDN) LT2			(NDN) LT2			(NDN) LT2	(NDD) LT2/LT3	(NDR) LT2/LT3
	R	(NRN) LT2			(NRN) LT2			(NRN) LT2	(NRD) LT2/LT3	(NRR) LT2/LT3
B3	N	(NNN) nenhum	(DNN) LT1	(RNN) LT1	(NNN) nenhum	(NDN) LT2	(NRN) LT2	(NNN) nenhum	(NND) LT3	(NNR) LT3
	D	(NND) LT3			(NND) LT3	⊗		(NND) LT3		
	R	(NNR) LT3			(NNR) LT3			(NNR) LT3		

Figura IV.8 – Contingências Duplas Acrescentadas à Matriz de Contingências

Resta agora então mostrar como chegar ao objetivo deste capítulo, ou seja, determinar as taxas de transição entre os estados equivalentes.

Uma vez que são três as categorias de células existentes na Matriz de Contingências (caso-base, contingências simples e contingências duplas), ver-se-á a seguir que são também três os conjuntos de regras adotados para a determinação das taxas de transição.

Convém recordar que a seguinte notação está sendo adotada (vide Figura III.14):

λ = taxa de transição do estado Normal para o estado Pós-Defeito

σ = taxa de transição do estado Pós-Defeito para o estado Reparo

μ = taxa de transição do estado Reparo para o estado Normal

➤ Taxas de Transição Envolvendo o Caso-Base

As taxas de transição do caso-base para outros estados – e dos mesmos para o caso-base – devem ser determinadas a partir de uma única linha qualquer da Matriz, naturalmente desde que na mesma esteja presente a célula representativa do caso-base.

A metodologia adotada é a seguinte: percorre-se todas as células da linha selecionada. Para cada célula alcançada, compara-se sua consequência (em termos de conectividade de terminais, observando a notação binária) com a do caso-base⁴. Caso sejam diferentes, verifica-se qual elemento sofreu a contingência e, desde que a transição seja possível, toma-se a taxa de transição correspondente de seu modelo e incrementa-se esse valor à taxa de transição entre os estados que representam os efeitos do caso-base e da célula em questão.

Assim, a Figura IV.9 mostra uma linha tomada da Matriz, já indicando quais são as taxas de transição computadas (vide Equações 3.27 e 3.28).

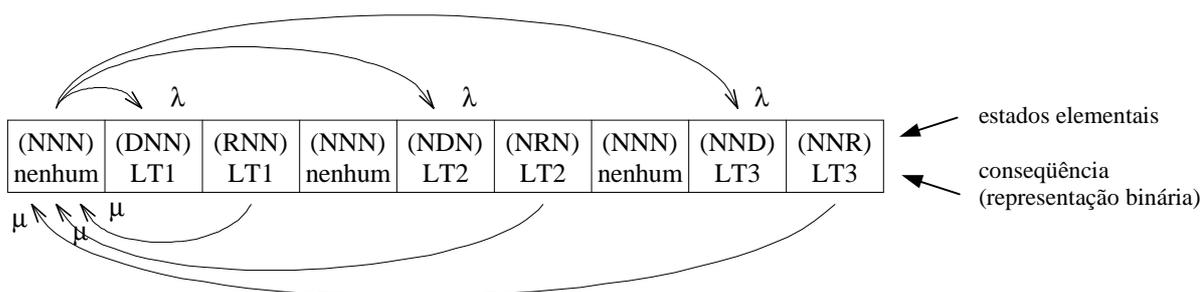


Figura IV.9 – Taxas de Transição Envolvendo o Caso-Base

➤ Taxas de Transição a Partir de Contingências Simples para Outras Contingências Simples e para Contingências Duplas

Para cada estado de contingência simples, as taxas de transição a partir do mesmo para outros estados devem ser determinadas a partir do campo da Matriz no qual estejam presentes *duas* células representativas daquele estado. Isso é necessário devido ao fato de que, durante a construção da Matriz, os valores de contingências simples foram repetitivamente inseridos em várias células distintas. Assim, a escolha do campo com duas células representando a contingência simples é efetuada de modo a evitar múltiplas contagens de uma mesma transição

⁴ Nesse ponto é fundamental lembrar o conceito já discutido na seção III.5, que diferencia estados elementais de estados associados a terminais.

(tal campo é único e sempre pode ser encontrado na diagonal principal de campos da Matriz de Contingências).

Num caso geral (vide Figura IV.5), um estado de contingência simples pode transitar para um estado sem contingências (já discutido), para outro estado de contingência simples e para um estado de contingência dupla. Como ver-se-á a seguir, para a determinação das taxas de transição, as regras adotadas mudam a cada tipo de caso.

Para facilitar a compreensão das regras expostas abaixo, a Figura IV.10 ilustra as regiões para as quais uma contingência simples pode transitar. Na figura, as seguintes regiões podem ser identificadas:

- Contingência simples de origem
- Contingências simples que podem ser alcançadas a partir da origem
- Contingências duplas que podem ser alcançadas a partir da origem

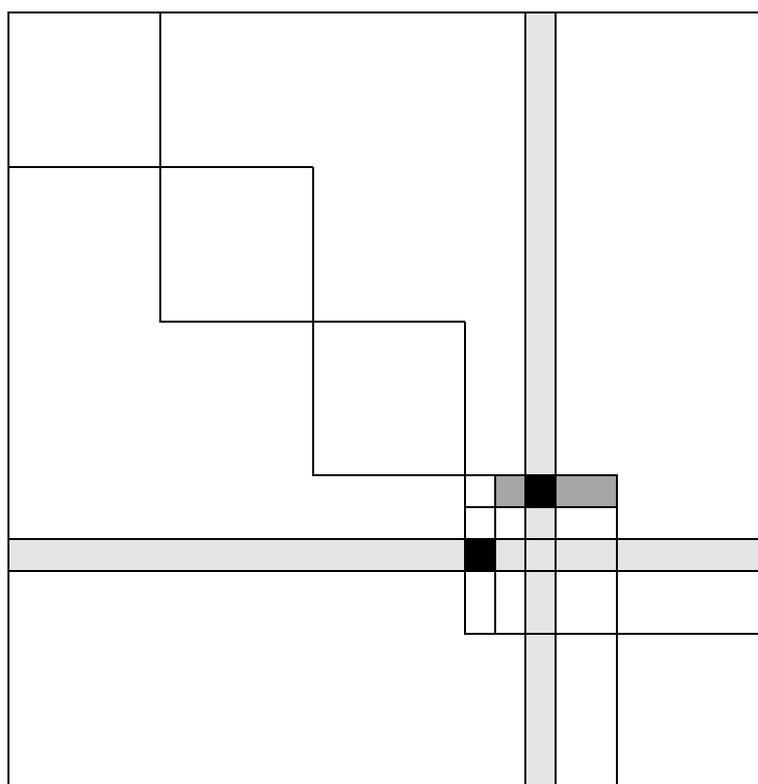


Figura IV.10 – Regiões de Possível Transição de uma Contingência Simples

Na *transição de uma contingência simples para outra contingência simples*, a metodologia adotada é a seguinte: seleciona-se a célula da contingência no campo já mencionado da diagonal (numa linha de contingências simples). Percorre-se todas demais células da linha selecionada dentro do próprio campo. Para cada célula alcançada, compara-se sua consequência

(vide indicador binário) com a do estado da célula inicial. Caso sejam diferentes, verifica-se qual elemento sofreu a transição e, desde que a transição seja possível, toma-se a taxa de transição correspondente de seu modelo estocástico e incrementa-se esse valor à taxa de transição entre os estados que representam os efeitos da célula inicial e da célula alcançada. A Figura IV.7 mostra as transições σ_1 , σ_2 e σ_3 ressaltadas na Figura IV.5.

Na *transição de uma contingência simples para uma contingência dupla*, a metodologia adotada é a seguinte: para cada célula da contingência no campo já mencionado da diagonal, percorre-se a linha e a coluna que passam pela célula (inclusive fora do próprio campo). Para cada célula de contingência dupla alcançada, compara-se sua consequência (vide indicador binário) com a do estado da célula inicial. Caso sejam diferentes, verifica-se qual elemento sofreu a transição e, desde que seja uma transição possível, toma-se a taxa de transição correspondente de seu modelo estocástico e incrementa-se esse valor à taxa de transição entre os estados que representam os efeitos da célula inicial e da célula alcançada.

É interessante fazer um comentário adicional sobre a Figura IV.10. Na região identificada como “contingências duplas que podem ser alcançadas a partir da origem” (cinza claro), também podem ser encontradas células representativas de contingências simples. Embora isso seja um aparente obstáculo, tais contingências são sempre iguais à da célula origem, conseqüentemente não exercendo qualquer influência indesejável sobre as taxas de transição do modelo equivalente.

Para o exemplo em questão (vide Figura IV.5), a Figura IV.11 mostra para a contingência simples NRN (destacada no campo especificado com células sombreadas) as situações de transições possíveis λ_3 e λ_4 (setas tracejadas) para todos os casos, observando-se que não há transições para outras contingências simples. Também na Figura IV.8 são mostradas as transições λ_1 e λ_2 ressaltadas na Figura IV.5.

➤ Taxas de Transição a Partir de Contingências Duplas

As taxas de transição de casos de contingências duplas para outros estados devem ser determinadas a partir da célula representativa de cada contingência, dentro de seu próprio campo na Matriz de Contingências (*uma vez que contingências de terceira ordem ou superior não são consideradas, contingências de segunda ordem só podem transitar para contingências de primeira ordem ou para outra contingência de segunda ordem*).

		B1			B2			B3		
		N	D	R	N	D	R	N	D	R
B1	N	(NNN) nenhum	(DNN) LT1	(RNN) LT1	(NNN) nenhum	(NDN) LT2	(NRN) LT2	(NNN) nenhum	(NND) LT3	(NNR) LT3
	D	(DNN) LT1			(DNN) LT1	(DDN) LT1/LT2	(DRN) LT1/LT2	(DNN) LT1	(DND) todos	(DNR) todos
	R	(RNN) LT1			(RNN) LT1	(RDN) LT1/LT2	(RRN) LT1/LT2	(RNN) LT1	(RND) todos	(RNR) todos
B2	N	(NNN) nenhum	(DNN) LT1	(RNN) LT1	(NNN) nenhum	(NDN) LT2	(NRN) LT2	(NNN) nenhum	(NND) LT3	(NNR) LT3
	D	(NDN) LT2			(NDN) LT2			(NDN) LT2	(NDD) LT2/LT3	(NDR) LT2/LT3
	R	(NRN) LT2			(NRN) LT2			(NRN) LT2	(NRD) LT2/LT3	(NRR) LT2/LT3
B3	N	(NNN) nenhum	(DNN) LT1	(RNN) LT1	(NNN) nenhum	(NDN) LT2	(NRN) LT2	(NNN) nenhum	(NND) LT3	(NNR) LT3
	D	(NND) LT3			(NND) LT3			(NND) LT3		
	R	(NNR) LT3			(NNR) LT3			(NNR) LT3		

Figura IV.11 – Taxas de Transição a Partir de um dos Casos de Contingência Simples

Para facilitar a compreensão da regra exposta a seguir, a Figura IV.12 ilustra as regiões para as quais uma contingência dupla pode transitar. As seguintes regiões podem ser identificadas na figura:

- Contingência dupla de origem
- Contingências simples que podem ser alcançadas a partir da origem
- Contingências duplas que podem ser alcançadas a partir da origem

A metodologia adotada é a seguinte: para cada célula de contingência dupla, percorre-se ortogonalmente as demais células do campo da própria célula. Para cada célula alcançada, compara-se sua consequência com a da célula de origem. Caso sejam diferentes, verifica-se qual elemento sofreu a contingência, toma-se a taxa de transição correspondente de seu modelo estocástico e incrementa-se esse valor à taxa de transição entre os estados que representam os efeitos da célula de origem e da célula em questão.

Assim, a Figura IV.13 mostra para a contingência dupla NRD (destacada no campo especificado com células sombreadas) as situações de transições possíveis para contingências simples e contingências duplas, observando-se que a transição de dupla para dupla (seta

tracejada) foi apresentada apenas para fins ilustrativos pois, uma vez que os estados de origem e destino levam à mesma consequência (isto é, terminais LT2 e LT3 isolados), essa transição não é contabilizada para o modelo equivalente.

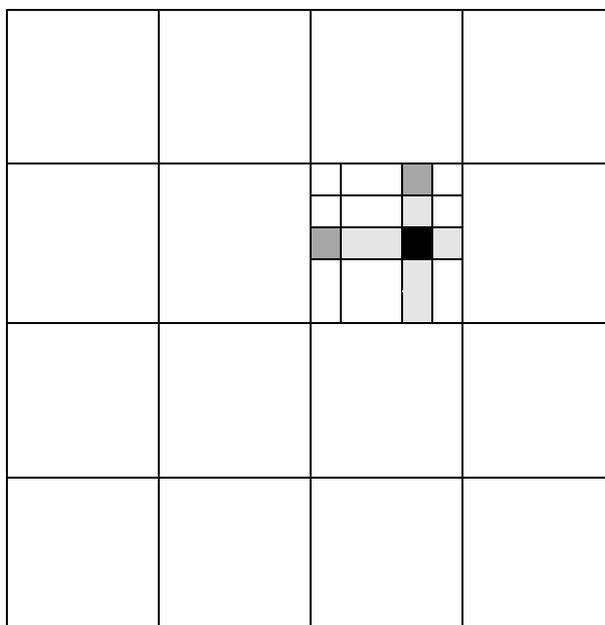


Figura IV.12 – Regiões de Possível Transição de uma Contingência Dupla

		B1			B2			B3		
		N	D	R	N	D	R	N	D	R
B1	N	(NNN) nenhum	(DNN) LT1	(RNN) LT1	(NNN) nenhum	(NDN) LT2	(NRN) LT2	(NNN) nenhum	(NND) LT3	(NNR) LT3
	D	(DNN) LT1			(DNN) LT1	(DDN) LT1/LT2	(DRN) LT1/LT2	(DNN) LT1	(DND) todos	(DNR) todos
	R	(RNN) LT1			(RNN) LT1	(RDN) LT1/LT2	(RRN) LT1/LT2	(RNN) LT1	(RND) todos	(RNR) todos
B2	N	(NNN) nenhum	(DNN) LT1	(RNN) LT1	(NNN) nenhum	(NDN) LT2	(NRN) LT2	(NNN) nenhum	(NND) LT3	(NNR) LT3
	D	(NDN) LT2			(NDN) LT2			(NDN) LT2	(NDD) LT2/LT3	(NDR) LT2/LT3
	R	(NRN) LT2			(NRN) LT2			(NRN) LT2	(NRD) LT2/LT3	(NRR) LT2/LT3
B3	N	(NNN) nenhum	(DNN) LT1	(RNN) LT1	(NNN) nenhum	(NDN) LT2	(NRN) LT2	(NNN) nenhum	(NND) LT3	(NNR) LT3
	D	(NND) LT3			(NND) LT3			(NND) LT3		
	R	(NNR) LT3			(NNR) LT3			(NNR) LT3		

Figura IV.13 – Taxas de Transição a Partir de um dos Casos de Contingência Dupla

Infelizmente não é possível apresentar todas as taxas de transição na Matriz de Contingências, pois a forma final dessa estrutura perderia totalmente sua legibilidade.

IV.3. Sumário

Este capítulo apresentou uma metodologia para a determinação das taxas de transição do espaço de estados equivalente representando as situações nas quais os terminais de uma subestação qualquer podem ser encontrados, no sentido de estarem ou não isolados.

Cumprе tecer um comentário relativo à dificuldade de implementação da metodologia proposta. Embora o método apresentado seja aparentemente complexo e o método de elaboração do diagrama de estados – conforme mostrado no Capítulo III – pareça mais simples a princípio, *sua construção para casos reais* (casos em que mais elementos sejam passíveis de sofrerem contingências) *é inviável, enquanto que a construção da Matriz de Contingências independe do número de componentes e é relativamente simples de ser codificada como um algoritmo computacional, podendo sua idéia ser estendida à processos que necessitem lidar com contingências de ordem superior a 2.* O único fator limitante desta técnica é o consumo de memória, embora tal restrição possivelmente possa ser reduzida com a adoção de técnicas para tratamento de esparsidade.



"Whatever one man is capable of conceiving, other men will be able to achieve."
(Jules Verne)

Indicadores de Risco Nodal

V.1. Introdução

Um enfoque importante na análise de confiabilidade nodal em sistemas de potência baseia-se na proposição de índices que reflitam o risco oriundo das subestações do sistema. A determinação de tais índices tem como propósito prover um meio de quantificar os efeitos de falhas originadas em subestações, assim permitindo análises diversas quanto à operação e expansão de subestações já existentes e quanto ao planejamento de novas subestações, buscando arranjos que minimizem o impacto das mencionadas falhas sobre o sistema elétrico.

Como será mostrado no presente capítulo, as técnicas e metodologias discutidas nos Capítulos III e IV permitem a proposição de uma variada gama de indicadores de confiabilidade nodal.

Este capítulo está estruturado da seguinte maneira: a seção V.2 aborda alguns fundamentos conceituais, discutindo a natureza de espaços e distribuições nodais, equações de probabilidade e frequência, categorias de índices nodais e a influência imposta pelo estado agregado. A seção V.3 explora a determinação de índices nodais do ponto de vista matemático. A seção V.4 apresenta um exemplo simples, mostrando de forma detalhada como são calculados tais índices.

V.2. Fundamentos Conceituais

Nesta seção pretende-se apresentar uma visão geral de alguns fundamentos conceituais

associados ao cálculo de índices nodais. Assim, serão discutidos a natureza dos espaços de estados nodais e a divisão de índices nodais por categorias. Encerrando a seção, será apresentada uma discussão quanto à influência do estado agregado sobre os índices nodais.

V.2.1. Natureza de Espaços e Distribuições de Estados Nodais

Estados nodais podem ser contemplados sob diversos pontos de vista, observando-se, por exemplo, suas origens e/ou seus efeitos. Assim, numa análise nodal os seguintes espaços e distribuições podem ser considerados:

- espaço de estados de contingências de elementos
- espaço de estados de isolamento específico de terminais
- espaço de estados de isolamento genérico de terminais (isto é, qualquer terminal)
- distribuição probabilística associada a um indicador de máximo prejuízo
- distribuição probabilística associada a um indicador de fragilidade topológica

A Figura V.1 ilustra a relação entre esses espaços e distribuições de estados.

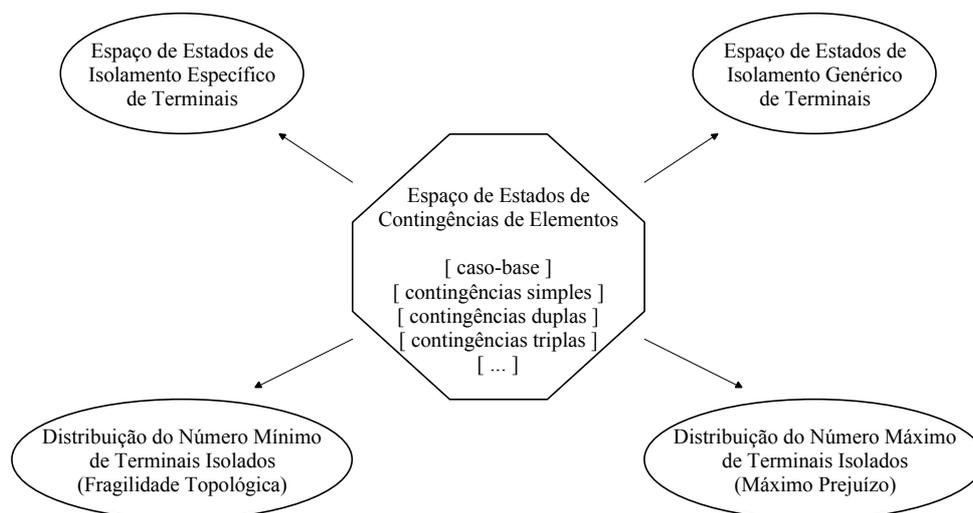


Figura V.1 – Espaços e Distribuições de Estados Nodais

Para esclarecer melhor o exposto, considere-se um nó do sistema elétrico ao qual estejam conectados 4 terminais – *A*, *B*, *C* e *D* – conforme ilustrado na Figura V.2.

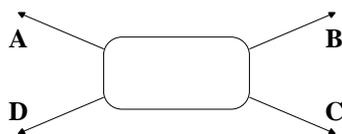


Figura V.2 – Representação de Nó com 4 Terminais

Nesse caso, a análise de contingências nodais pode gerar o seguinte *espaço de estados de isolamento específico*:

$A B C D$	nenhum terminal isolado
$\bar{A} B C D$	somente terminal A isolado
$A \bar{B} C D$	somente terminal B isolado
$A B \bar{C} D$	somente terminal C isolado
$A B C \bar{D}$	somente terminal D isolado
$\bar{A} \bar{B} C D$	somente terminais A e B isolados
$A \bar{B} \bar{C} \bar{D}$	somente terminais C e D isolados
$\bar{A} \bar{B} \bar{C} D$	somente terminais B e C isolados
$\bar{A} B \bar{C} \bar{D}$	somente terminais A e D isolados
$A \bar{B} \bar{C} \bar{D}$	somente terminais B e D isolados
$\bar{A} B C \bar{D}$	somente terminais A e C isolados
$A \bar{B} \bar{C} \bar{D}$	somente terminal A não isolado (equivalente a todos os terminais isolados)
$\bar{A} B C \bar{D}$	somente terminal B não isolado (equivalente a todos os terminais isolados)
$\bar{A} \bar{B} C \bar{D}$	somente terminal C não isolado (equivalente a todos os terminais isolados)
$\bar{A} \bar{B} \bar{C} \bar{D}$	somente terminal D não isolado (equivalente a todos os terminais isolados)
$\bar{A} \bar{B} \bar{C} \bar{D}$	todos os terminais isolados

Os estados acima podem ser dispostos em outro espaço de estados, levando em conta o *isolamento genérico de terminais*. Então, esse novo espaço de estados seria assim composto:

0 terminais isolados	$A B C D$
1 terminal qualquer isolado	$\bar{A} B C D \quad A \bar{B} C D \quad A B \bar{C} D \quad A B C \bar{D}$
2 terminais quaisquer isolados	$\bar{A} \bar{B} C D \quad A B \bar{C} \bar{D} \quad A \bar{B} \bar{C} D \quad \bar{A} B C \bar{D} \quad A \bar{B} C \bar{D} \quad \bar{A} \bar{B} \bar{C} D$
todos os terminais isolados	$A \bar{B} \bar{C} \bar{D} \quad \bar{A} B \bar{C} \bar{D} \quad \bar{A} \bar{B} C \bar{D} \quad \bar{A} \bar{B} \bar{C} \bar{D}$

Em termos de distribuições, os estados obtidos podem ser dispostos de modo a dar uma idéia do máximo prejuízo ou da fragilidade topológica do nó, como ver-se-á a seguir.

- Distribuição do Máximo Prejuízo

Para a construção de tal distribuição, os estados componentes do espaço nodal podem ser dispostos da seguinte maneira:

Número Máximo de Terminais Isolados	Estados
0	$A B C D$
1	$A B C D + \bar{A} B C D + A \bar{B} C D + A B \bar{C} D + A B C \bar{D}$
2	$A B C D + \bar{A} B C D + A \bar{B} C D + A B \bar{C} D + A B C \bar{D} + \bar{A} \bar{B} C D +$ $+ A B \bar{C} \bar{D} + A \bar{B} \bar{C} D + \bar{A} B C \bar{D} + A \bar{B} C \bar{D} + \bar{A} B C \bar{D}$
Todos	$A B C D + \bar{A} B C D + A \bar{B} C D + A B \bar{C} D + A B C \bar{D} + \bar{A} \bar{B} C D +$ $+ A B \bar{C} \bar{D} + A \bar{B} \bar{C} D + \bar{A} B C \bar{D} + A \bar{B} C \bar{D} + \bar{A} B C \bar{D} + A \bar{B} \bar{C} \bar{D} +$ $+ \bar{A} B \bar{C} \bar{D} + \bar{A} \bar{B} C \bar{D} + \bar{A} \bar{B} \bar{C} D + \bar{A} \bar{B} \bar{C} \bar{D}$

A Figura V.3 dá uma idéia do tipo de resultado obtido com essa distribuição.

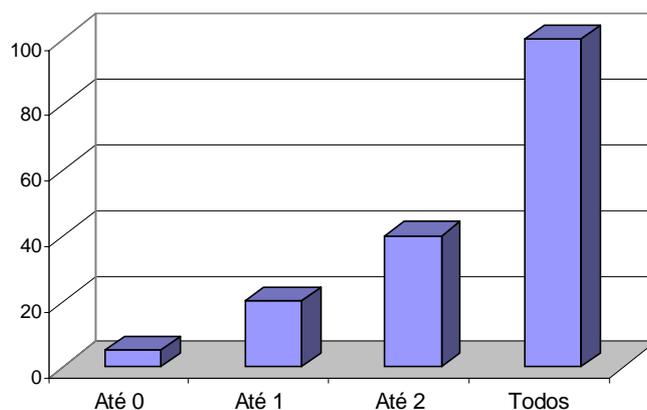


Figura V.3 – Distribuição do Máximo Prejuízo

- Distribuição da Fragilidade Topológica

Para a construção de tal distribuição, os estados componentes do espaço nodal podem ser dispostos da seguinte maneira:

Número Mínimo de Terminais Isolados	Estados
0	$ \begin{aligned} & ABCD + \bar{A}BCD + A\bar{B}CD + AB\bar{C}D + ABC\bar{D} + \bar{A}\bar{B}CD + \\ & + A\bar{B}\bar{C}\bar{D} + \bar{A}\bar{B}\bar{C}D + \bar{A}\bar{B}C\bar{D} + \bar{A}B\bar{C}\bar{D} + \bar{A}B\bar{C}D + \bar{A}B\bar{C}\bar{D} + \\ & + \bar{A}\bar{B}C\bar{D} + \bar{A}\bar{B}CD + \bar{A}\bar{B}\bar{C}D + \bar{A}\bar{B}\bar{C}\bar{D} \end{aligned} $
1	$ \begin{aligned} & \bar{A}BCD + \bar{A}\bar{B}CD + \bar{A}B\bar{C}D + \bar{A}B\bar{C}\bar{D} + \bar{A}\bar{B}C\bar{D} + \bar{A}\bar{B}C\bar{D} + \\ & + \bar{A}\bar{B}\bar{C}\bar{D} + \bar{A}B\bar{C}\bar{D} + \bar{A}\bar{B}C\bar{D} + \bar{A}\bar{B}\bar{C}\bar{D} + \bar{A}\bar{B}C\bar{D} + \bar{A}\bar{B}\bar{C}\bar{D} + \\ & + \bar{A}\bar{B}C\bar{D} + \bar{A}\bar{B}\bar{C}\bar{D} + \bar{A}\bar{B}\bar{C}\bar{D} \end{aligned} $
2	$ \begin{aligned} & \bar{A}\bar{B}CD + \bar{A}\bar{B}\bar{C}\bar{D} + \bar{A}\bar{B}C\bar{D} + \bar{A}\bar{B}C\bar{D} + \bar{A}\bar{B}C\bar{D} + \bar{A}\bar{B}\bar{C}\bar{D} + \\ & + \bar{A}\bar{B}\bar{C}\bar{D} + \bar{A}\bar{B}\bar{C}\bar{D} + \bar{A}\bar{B}C\bar{D} + \bar{A}\bar{B}\bar{C}\bar{D} + \bar{A}\bar{B}\bar{C}\bar{D} \end{aligned} $
Todos	$ \bar{A}\bar{B}\bar{C}\bar{D} + \bar{A}\bar{B}\bar{C}\bar{D} + \bar{A}\bar{B}\bar{C}\bar{D} + \bar{A}\bar{B}\bar{C}\bar{D} + \bar{A}\bar{B}\bar{C}\bar{D} $

A Figura V.4 dá uma idéia do tipo de resultado obtido com essa distribuição.

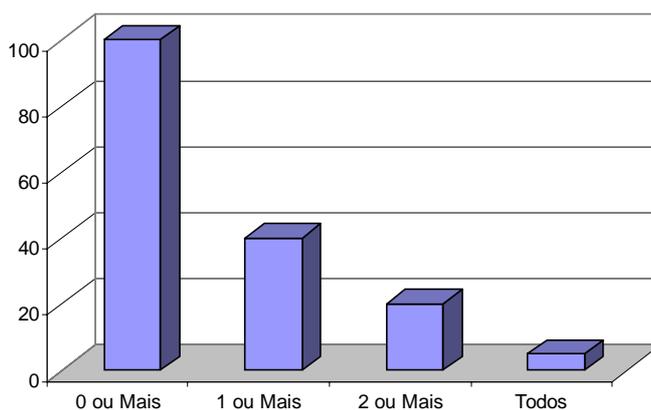


Figura V.4 – Distribuição da Fragilidade Topológica

V.2.2. Equações de Probabilidade e Frequência

Uma vez que os índices nodais pretendidos fundamentam-se em técnicas de probabilidade e frequência, apresentam-se nesta seção as equações básicas empregadas para esse fim. Posteriormente, tais equações voltarão a ser referenciadas.

Billinton & Allan [R-4] demonstram que a frequência de encontro de um estado i qualquer pode ser calculada conforme a equação 5.1, enquanto que o tempo médio de residência no estado pode ser calculado pela equação 5.2.

$$f_i = p_i \sum_{j \neq i} \lambda_{ij} \quad (5.1)$$

$$t_i = \frac{1}{\sum_{j \neq i} \lambda_{ij}} = \frac{p_i}{f_i} \quad (5.2)$$

onde:

- i = estado analisado
- j = estado qualquer podendo ser alcançado a partir de i
- p_i = probabilidade de ocorrência do estado i
- λ_{ij} = taxa de transição do estado i para o estado j
- f_i = frequência de encontro do estado i
- t_i = tempo médio de residência no estado i

As equações 5.1 e 5.2 podem facilmente ser adaptadas para determinar a frequência de encontro e o tempo médio de duração de um conjunto de estados. Assim supondo que se deseja calcular tais grandezas para um conjunto Γ de estados, ter-se-ia:

$$P_\Gamma = \sum_{i \in \Gamma} p_i \quad (5.3)$$

$$F_\Gamma = \sum_{i \in \Gamma} (p_i \sum_{j \notin \Gamma} \lambda_{ij}) \quad (5.4)$$

$$T_\Gamma = \frac{P_\Gamma}{F_\Gamma} \quad (5.5)$$

onde:

- Γ = conjunto de estados analisado
- i = estado contido em Γ
- j = estado qualquer podendo ser alcançado a partir de i, desde que externo à Γ
- p_i = probabilidade de ocorrência do estado i
- λ_{ij} = taxa de transição do estado i para o estado j
- P_Γ = probabilidade de ocorrência do conjunto Γ de estados
- F_Γ = frequência de encontro do conjunto Γ de estados
- T_Γ = tempo médio de residência em algum dos estados do conjunto Γ

Para exemplificar a aplicação das equações 5.1 a 5.5 a um espaço de estados, considere-se aquele ilustrado na Figura V.5.

Assim, aplicando-se as equações 5.1 e 5.2 ao estado 2 do diagrama, por exemplo, a frequência de encontro desse estado (f_2) e o tempo médio de residência nele (t_2) podem ser calculados como:

$$f_2 = p_2 \cdot (\lambda_{21} + \lambda_{23} + \lambda_{27})$$

$$t_2 = p_2 / f_2$$

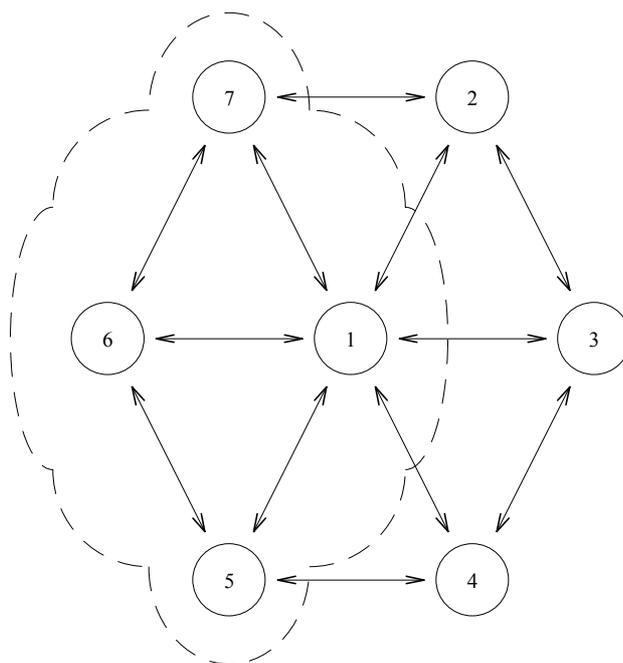


Figura V.5 – Diagrama Hipotético de Estados

Tomando-se novamente o diagrama da Figura V.5 como exemplo, o conjunto Γ (região delimitada pela linha tracejada, formado pelos estados 1, 5, 6 e 7) apresentaria o seguinte conjunto de parâmetros de confiabilidade, conforme equações 5.3 a 5.5:

$$P_{\Gamma} = p_1 + p_5 + p_6 + p_7$$

$$F_{\Gamma} = p_1 \cdot (\lambda_{12} + \lambda_{13} + \lambda_{14}) + p_5 \cdot (\lambda_{54}) + p_7 \cdot (\lambda_{72})$$

$$T_{\Gamma} = P_{\Gamma} / F_{\Gamma}$$

V.2.3. Categorias de Índices Nodais

Índices nodais podem ser empregados tanto para a avaliação da confiabilidade local (própria subestação) quanto para a confiabilidade sistêmica ou global.

V.2.3.1. Confiabilidade Nodal

Em relação aos modos de falhas, os mais adequados à avaliação nodal são aqueles associados à *continuidade* e aqueles associados à *capacidade de transporte* (potência, energia e

corrente elétrica). Neste trabalho, só serão considerados modos de falha baseados na *continuidade de serviço dos terminais*.

Os índices nodais pretendidos fundamentam-se em métodos de frequência e duração, conforme equações apresentadas na seção anterior, e estão associados aos eventos e categorias dispostos na Tabela V.1. Os índices propostos serão detalhadamente discutidos na seção V.3.

Tabela V.1 – Categorias de Índices Nodais

Categoria	Índices
Isolamento de Terminais Específicos (Modo Não-Disjunto)	<ul style="list-style-type: none"> • Probabilidade, frequência e duração para isolamento de cada terminal específico da subestação
Isolamento de Terminais Genéricos (Modos Não-Disjuntos)	<ul style="list-style-type: none"> • Probabilidade, frequência e duração para isolamento de um único terminal (qualquer) da subestação • Probabilidade, frequência e duração para isolamento de dois terminais quaisquer da subestação • Probabilidade, frequência e duração para isolamento de algum(ns) terminal(is) conectado(s) a circuito(s) • Probabilidade, frequência e duração para isolamento de algum(ns) terminal(is) conectado(s) a gerador(es) • Probabilidade, frequência e duração para isolamento de algum(ns) terminal(is) conectado(s) a elemento(s) shunt • Probabilidade, frequência e duração para isolamento de algum(ns) terminal(is) conectado(s) a carga(s) • Probabilidade, frequência e duração para isolamento de algum(ns) terminal(is) emissor(es) • Probabilidade, frequência e duração para isolamento de algum(ns) terminal(is) receptor(es)
Máximo Prejuízo e Fragilidade Topológica	<ul style="list-style-type: none"> • Probabilidade, frequência e duração para continuidade de operação plena da subestação (nenhum terminal isolado) – Modo Disjunto • Probabilidade, frequência e duração para isolamento de metade ou mais dos terminais conectados à subestação – Modo Não-Disjunto • Probabilidade, frequência e duração para isolamento de todos os terminais da subestação – Modo Disjunto • Expectância de continuidade nodal – Modo Disjunto • Expectância de conectividade nodal – Modo Disjunto • Indisponibilidade nodal – Modo Disjunto

Os termos “*modo disjunto*” e “*modo não-disjunto*” mencionados na Tabela V.1 estão associados ao modelo nodal estocástico equivalente. Assim, eventos disjuntos estão diretamente associados a estados individuais do modelo equivalente, enquanto que eventos não-disjuntos relacionam-se com conjuntos de estados do modelo equivalente. Essa característica é relevante para a forma de contabilização dos indicadores.

V.2.3.2. Confiabilidade Global

A inserção da confiabilidade nodal num contexto global não é tarefa simples. O grande número de vinculações presentes entre os terminais de qualquer subestação é o que torna complexa esse tipo de modelagem.

Duas são as soluções para o problema. A primeira, *exata*, exigiria a modificação ou criação de um programa computacional para análise de confiabilidade composta no sentido de incluir um modelo adicional, tal como o equivalente descrito no Capítulo III. Devido às dificuldades inerentes ao processo, este trabalho não segue esta linha de raciocínio.

A segunda solução, *aproximada*, não considera as vinculações, alterando os parâmetros de falha dos elementos conectados aos terminais de cada subestação em função dos índices nodais específicos determinados para cada terminal.

Exemplificando, considere-se o circuito exibido na Figura V.6 (a). Na análise tradicional de confiabilidade, as barras interligadas por esse circuito não estão sujeitas a falhas, sendo o circuito o único elemento associado a parâmetros de falha (λ). No método proposto, o circuito seria então composto por 3 elementos conectados em série: o terminal da primeira barra (parâmetro de falha λ_1), o circuito propriamente dito (parâmetro de falha λ) e o terminal da segunda barra (parâmetro de falha λ_2), conforme mostra o detalhe (b) da Figura V.6. Estando os elementos em série, seus parâmetros podem ser equivalentados, levando a uma representação idêntica ao esquema original, apenas estando o circuito com um novo parâmetro de falha λ^{eq} , como mostra o detalhe (c) da Figura V.6.

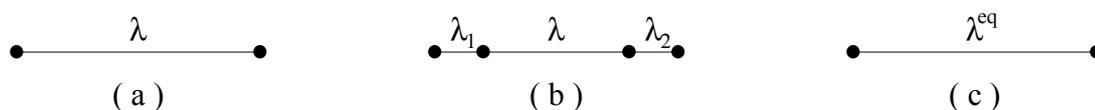


Figura V.6 – Representação da Influência Nodal sobre um Elemento do Sistema Elétrico

Adotando-se esta técnica para os nós do sistema elétrico obter-se-á um sistema com novos parâmetros estocásticos de falha, podendo-se então determinar os índices de confiabilidade global tradicionais (LOLP, EPNS, LOLF...) para este sistema resultante.

Dependendo da complexidade do modelo estocástico equivalente de cada nó, pode-se construir conjuntos de dados de saída de modo comum para pares de terminais, tentando assim reproduzir o efeito das vinculações, tornando o resultado final mais próximo do verdadeiro⁵.

V.2.4. Influência do Estado Agregado

É importante discutir aqui a influência do espaço de estados não analisado (vide Figura III.17) sobre os índices nodais. Como visto no Capítulo III, tal parcela representa o conjunto de contingências acima de segunda ordem e pode ser tratada de duas maneiras:

- simplesmente desprezá-la;
- agregar seus estados num único estado adicional (estado agregado).

Efetivamente, o estado agregado compreende situações já representadas por outros estados do modelo equivalente e possíveis situações ainda não observadas. Todavia, pelo que foi descrito, seu desmembramento não é factível, de modo que os índices nodais calculados com a presença deste estado conterão uma certa parcela de imprecisão.

Assim, pode-se sugerir quatro métodos distintos para o cálculo de índices nodais:

- i. ignorar a parcela não analisada do espaço de estados, de modo que o modelo nodal equivalente possuirá a característica de que o somatório das probabilidades de seus estados é inferior à 100%.*
- ii. “corrigir” o modelo nodal equivalente do item anterior (i), considerando-se que as taxas de transição daquele modelo são verdadeiras, e recalculando a probabilidade de cada estado do modelo, de modo que o somatório das probabilidades dos mesmos passe a ser igual a 100%. Esta seria uma maneira de distribuir os erros inerentes ao modelo original.*
- iii. considerar a parcela não analisada do espaço de estados como um estado adicional e, para o cálculo de índices nodais, tal estado será sempre externo ao conjunto de eventos analisado (estimativa de limite inferior).*

⁵ Vide, por exemplo, os códigos de execução DCTM (dados estocásticos de contingências múltiplas) e DSMC (dados estocásticos de saída de modo-comum) do programa computacional NH2, desenvolvido pelo CEPEL.

iv. considerar a parcela não analisada do espaço de estados como um estado adicional e, para o cálculo de índices nodais, tal estado será sempre interno ao conjunto de eventos analisado (estimativa de limite superior).

Assim, considere-se o exemplo apresentado na seção 5 do Capítulo III. Relembrando, trata-se de uma subestação com 4 terminais – Figura V.7 (a) – em que apenas os barramentos B1, B2 e B3 foram modelados estocasticamente, de acordo com o modelo da Figura V.7 (b). O detalhe (c) dessa figura mostra o espaço de estados completo para essa subestação nas condições apresentadas.

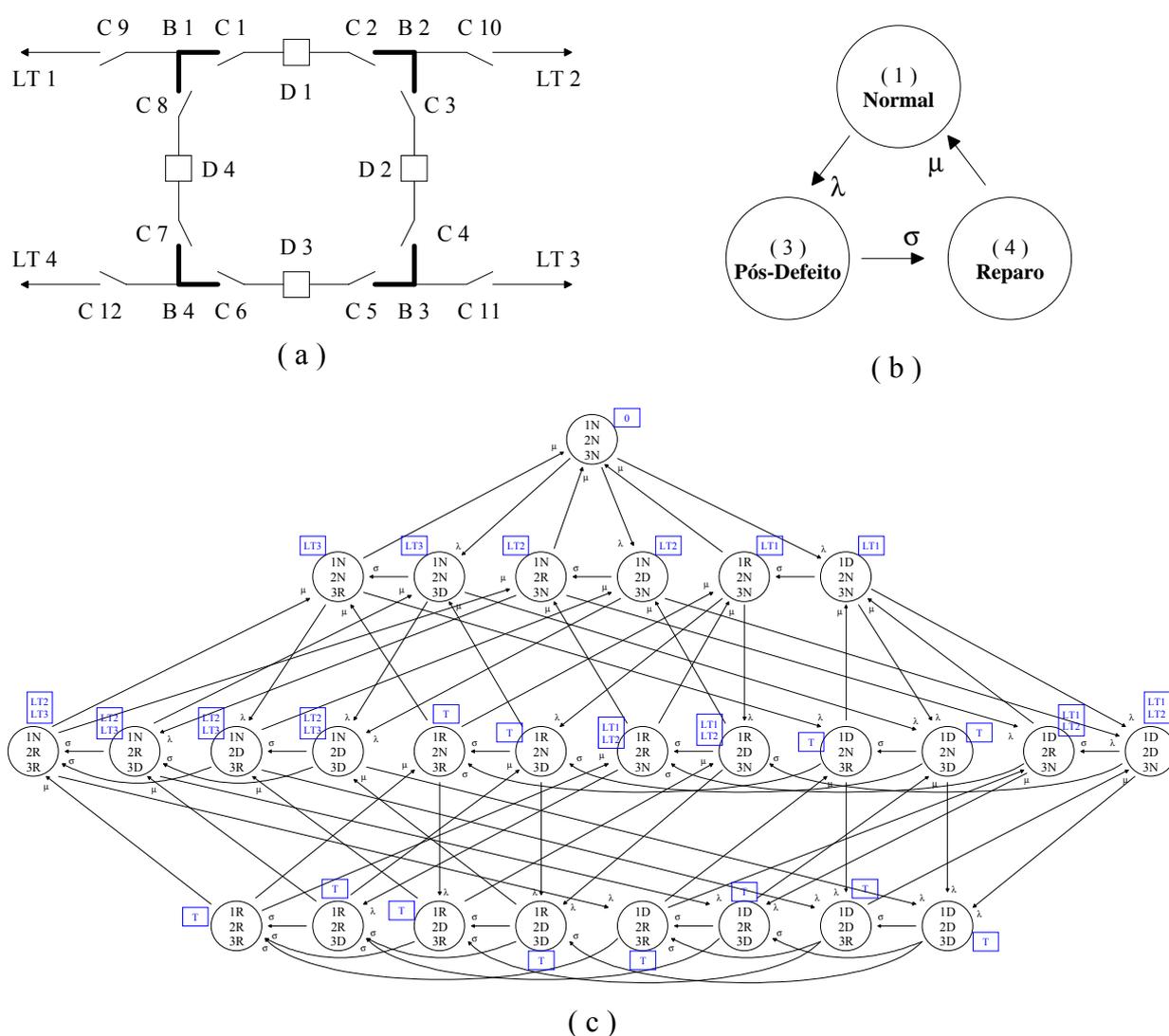


Figura V.7 – Detalhes do Exemplo Encontrado à Seção 5 do Capítulo III

Ainda relembrando, os valores das taxas de transição da Figura V.7 (b) são:

$$\lambda = 1.14155 \cdot 10^{-5} \text{ ocorrências/hora}$$

$\sigma = 1.0$ ocorrências/hora

$\mu = 4.16667 \cdot 10^{-2}$ ocorrências/hora

Empregando-se esses valores e as técnicas descritas no **Anexo B**, a probabilidade de cada estado do modelo foi obtida como:

$$P_N = \frac{\mu\sigma}{\mu\sigma + \lambda(\mu + \sigma)} = 9.99715 \cdot 10^{-1}$$

$$P_D = \frac{\mu\lambda}{\mu\sigma + \lambda(\mu + \sigma)} = 1.14123 \cdot 10^{-5}$$

$$P_R = \frac{\lambda\sigma}{\mu\sigma + \lambda(\mu + \sigma)} = 2.73894 \cdot 10^{-4}$$

Observando-se o detalhe (c) da Figura V.7, pode-se construir o modelo nodal equivalente **real** da subestação, mostrado na Figura V.8. Este modelo pode ser chamado de real devido ao fato de haver sido montado com o diagrama completo de estados, ou seja, todas as contingências possíveis, independentemente de sua ordem (*os 27 estados foram considerados*).

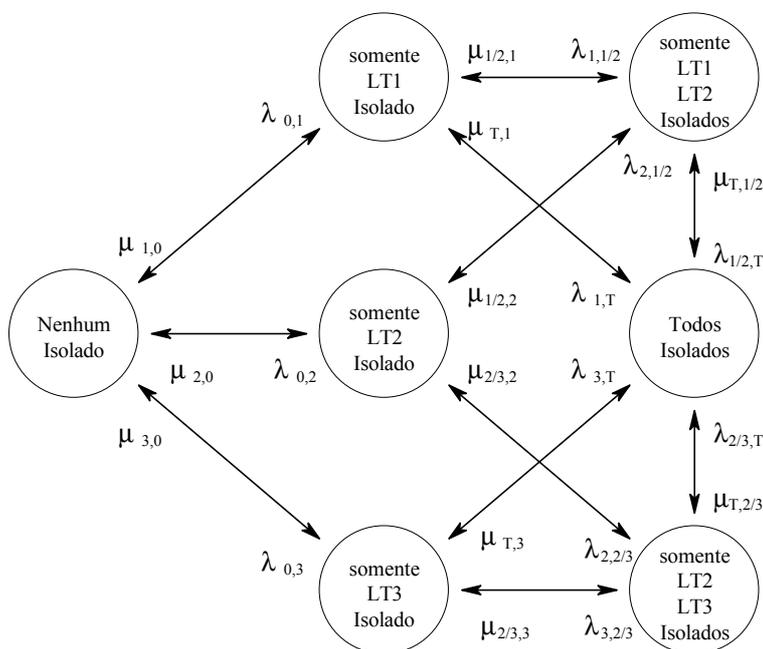


Figura V.8 – Modelo Nodal Equivalente **Real**

Para este diagrama, os seguintes valores de taxas de transição e probabilidades podem ser calculados:

$$P_0 = 0.999144$$

$$P_1 = P_2 = P_3 = 2.85144 \cdot 10^{-4}$$

$$P_{1/2} = P_{2/3} = 8.13767 \cdot 10^{-8}$$

$$P_T = 8.13999 \cdot 10^{-8}$$

$$\mu_{1,0} = \mu_{2,0} = \mu_{3,0} = \mu = 4.16667 \cdot 10^{-2}$$

$$\lambda_{0,1} = \lambda_{0,2} = \lambda_{0,3} = \lambda = 1.14155 \cdot 10^{-5}$$

$$\lambda_{1,1/2} = \lambda_{2,1/2} = \lambda_{1,T} = \lambda_{3,T} = \lambda_{2,2/3} = \lambda_{3,2/3} = 2\lambda = 2.28310 \cdot 10^{-5}$$

$$\mu_{1/2,1} = \mu_{1/2,2} = \mu_{T,1} = \mu_{T,3} = \mu_{2/3,2} = \mu_{2/3,3} = 2\mu = 8.33334 \cdot 10^{-2}$$

$$\mu_{T,1/2} = \mu_{T,2/3} = 4\mu = 1.66667 \cdot 10^{-1}$$

$$\lambda_{1/2,T} = \lambda_{2/3,T} = 4\lambda = 4.56620 \cdot 10^{-5}$$

Com esses valores, os parâmetros de probabilidade e frequência disjuntos e não-disjuntos da Tabela V.2 podem ser obtidos. (Tais valores são calculados com base nas equações dispostas na Tabela V.8, como ver-se-á em seção apropriada).

Tabela V.2 – Valores *Reais* de Probabilidade e Frequência para o Diagrama da Figura V.8

	Probabilidade	Frequência
Parâmetros de Probabilidade e Frequência Disjuntos		
Nenhum Isolado	$P_0 = 0.999144$	$P_0 (\lambda_{0,1} + \lambda_{0,2} + \lambda_{0,3}) = 3.42172 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT1}$	$P_1 = 2.85144 \cdot 10^{-4}$	$P_1 (\lambda_{1,T} + \lambda_{1,1/2} + \mu_{1,0}) = 1.18940 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT2}$	$P_2 = 2.85144 \cdot 10^{-4}$	$P_2 (\lambda_{2,1/2} + \lambda_{2,2/3} + \mu_{2,0}) = 1.18940 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT3}$	$P_3 = 2.85144 \cdot 10^{-4}$	$P_3 (\lambda_{3,T} + \lambda_{3,2/3} + \mu_{3,0}) = 1.18940 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT1}, \overline{LT2}$	$P_{1/2} = 8.13767 \cdot 10^{-8}$	$P_{1/2} (\lambda_{1/2,T} + \mu_{1/2,1} + \mu_{1/2,2}) = 1.35665 \cdot 10^{-8}$
$\overline{LT2}, \overline{LT3}$	$P_{2/3} = 8.13767 \cdot 10^{-8}$	$P_{2/3} (\lambda_{2/3,T} + \mu_{2/3,2} + \mu_{2/3,3}) = 1.35665 \cdot 10^{-8}$
Todos Isolados	$P_T = 8.13999 \cdot 10^{-8}$	$P_T (\mu_{T,1} + \mu_{T,3} + \mu_{T,1/2} + \mu_{T,2/3}) = 4.0700 \cdot 10^{-8}$
Parâmetros de Probabilidade e Frequência Não-Disjuntos		
$\overline{LT1}$	$P_1 + P_{1/2} + P_T = 2.85307 \cdot 10^{-4}$	$P_1 (\mu_{1,0}) + P_{1/2} (\mu_{1/2,2}) + P_T (\mu_{T,3} + \mu_{T,2/3}) = 1.19081 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT2}$	$P_2 + P_{1/2} + P_{2/3} + P_T = 2.85388 \cdot 10^{-4}$	$P_2 (\mu_{2,0}) + P_{1/2} (\mu_{1/2,1}) + P_{2/3} (\mu_{2/3,3}) + P_T (\mu_{T,1} + \mu_{T,3}) = 1.19081 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT3}$	$P_3 + P_{2/3} + P_T = 2.85307 \cdot 10^{-4}$	$P_3 (\mu_{3,0}) + P_{2/3} (\mu_{2/3,2}) + P_T (\mu_{T,1} + \mu_{T,1/2}) = 1.19081 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT4}$	$P_T = 8.13999 \cdot 10^{-8}$	$P_T (\mu_{T,1} + \mu_{T,3} + \mu_{T,1/2} + \mu_{T,2/3}) = 4.0700 \cdot 10^{-8}$

Adotando-se a metodologia descrita no Capítulo III, porém não considerando as contingências de ordem superior à segunda e não agrupando-as num estado adicional, o modelo nodal equivalente a ser obtido (*método i*) pode ser visto na Figura V.9. Comparando-se esta figura com a anterior (Figura V.8), percebe-se que houve uma perda de informação, no sentido em que as taxas de transição $\lambda_{1/2,T}$, $\mu_{T,1/2}$, $\lambda_{2/3,T}$ e $\mu_{T,2/3}$ não mais são observáveis.

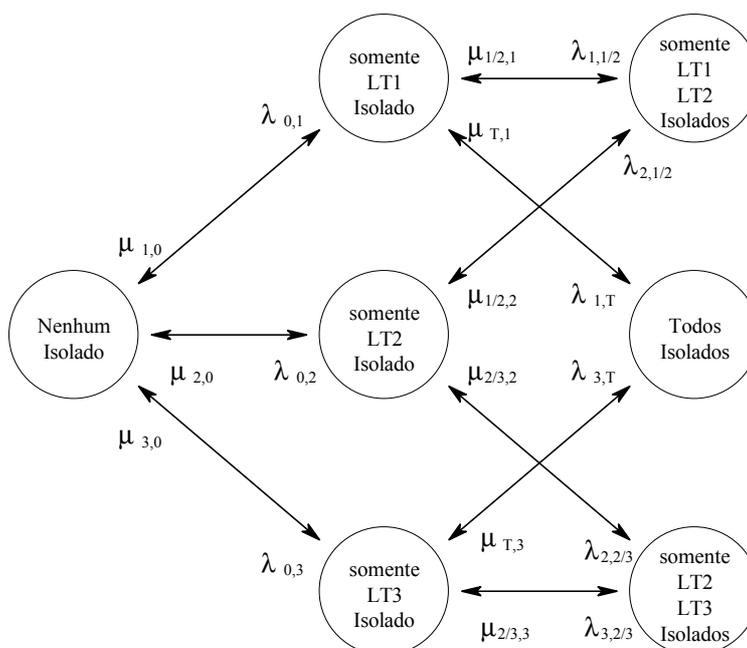


Figura V.9 – Modelo Nodal Equivalente de Contingências de Até Segunda Ordem

Assim, para este diagrama os seguintes valores de taxas de transição e probabilidades podem ser calculados, observando-se que, como mencionado, *o somatório das probabilidades dos estados é inferior a 100%*:

$$P_0 = 0.999144$$

$$P_1 = P_2 = P_3 = 2.85144 \cdot 10^{-4}$$

$$P_{1/2} = P_{2/3} = P_T = 8.13767 \cdot 10^{-8}$$

$$\mu_{1,0} = \mu_{2,0} = \mu_{3,0} = \mu = 4.16667 \cdot 10^{-2}$$

$$\lambda_{0,1} = \lambda_{0,2} = \lambda_{0,3} = \lambda = 1.14155 \cdot 10^{-5}$$

$$\lambda_{1,1/2} = \lambda_{2,1/2} = \lambda_{1,T} = \lambda_{3,T} = \lambda_{2,2/3} = \lambda_{3,2/3} = 2\lambda = 2.28310 \cdot 10^{-5}$$

$$\mu_{1/2,1} = \mu_{1/2,2} = \mu_{T,1} = \mu_{T,3} = \mu_{2/3,2} = \mu_{2/3,3} = 2\mu = 8.33334 \cdot 10^{-2}$$

Com esses valores, os parâmetros de probabilidade e frequência disjuntos e não-disjuntos

da Tabela V.3 podem ser obtidos.

Tabela V.3 – Valores de Probabilidade e Frequência para o Diagrama da Figura V.9

	Probabilidade	Frequência
Parâmetros de Probabilidade e Frequência Disjuntos		
Nenhum Isolado	$P_0 = 0.999144$	$P_0 (\lambda_{0,1} + \lambda_{0,2} + \lambda_{0,3}) = 3.42172 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT1}$	$P_1 = 2.85144 \cdot 10^{-4}$	$P_1 (\lambda_{1,T} + \lambda_{1,1/2} + \mu_{1,0}) = 1.18940 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT2}$	$P_2 = 2.85144 \cdot 10^{-4}$	$P_2 (\lambda_{2,1/2} + \lambda_{2,2/3} + \mu_{2,0}) = 1.18940 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT3}$	$P_3 = 2.85144 \cdot 10^{-4}$	$P_3 (\lambda_{3,T} + \lambda_{3,2/3} + \mu_{3,0}) = 1.18940 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT1}, \overline{LT2}$	$P_{1/2} = 8.13767 \cdot 10^{-8}$	$P_{1/2} (\mu_{1/2,1} + \mu_{1/2,2}) = 1.35628 \cdot 10^{-8}$
$\overline{LT2}, \overline{LT3}$	$P_{2/3} = 8.13767 \cdot 10^{-8}$	$P_{2/3} (\mu_{2/3,2} + \mu_{2/3,3}) = 1.35628 \cdot 10^{-8}$
Todos Isolados	$P_T = 8.13767 \cdot 10^{-8}$	$P_T (\mu_{T,1} + \mu_{T,3}) = 1.35628 \cdot 10^{-8}$
Parâmetros de Probabilidade e Frequência Não-Disjuntos		
$\overline{LT1}$	$P_1 + P_{1/2} + P_T = 2.85307 \cdot 10^{-4}$	$P_1 (\mu_{1,0}) + P_{1/2} (\mu_{1/2,2}) + P_T (\mu_{T,3}) = 1.18946 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT2}$	$P_2 + P_{1/2} + P_{2/3} + P_T = 2.85388 \cdot 10^{-4}$	$P_2 (\mu_{2,0}) + P_{1/2} (\mu_{1/2,1}) + P_{2/3} (\mu_{2/3,3}) + P_T (\mu_{T,1} + \mu_{T,3}) = 1.19081 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT3}$	$P_3 + P_{2/3} + P_T = 2.85307 \cdot 10^{-4}$	$P_3 (\mu_{3,0}) + P_{2/3} (\mu_{2/3,2}) + P_T (\mu_{T,1}) = 1.18946 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT4}$	$P_T = 8.13767 \cdot 10^{-8}$	$P_T (\mu_{T,1} + \mu_{T,3}) = 1.35628 \cdot 10^{-8}$

Como já enfatizado, o espaço de estados da Figura V.9 apresenta a particularidade de que seus estados apresentam uma probabilidade conjunta inferior a 100%.

É possível proceder-se a uma “correção” deste espaço de espaços, considerando-se que suas taxas de transição são verdadeiras e recalculando-se as probabilidades dos estados (método ii).

Assim, adotando-se a metodologia descrita no **Anexo B**, pode-se construir a matriz de transição de probabilidades \tilde{P} e, a partir dela compor um sistema de equações lineares e determinar os novos valores de probabilidades para os estados. O diagrama de estados obtido é topologicamente idêntico ao da Figura V.9, porém com os seguintes parâmetros:

$$P_0 = 0.999179$$

$$P_1 = P_2 = 2.73747 \cdot 10^{-4}$$

$$P_3 = 2.73597 \cdot 10^{-4}$$

$$P_{1/2} = 7.49989 \cdot 10^{-8}$$

$$P_{2/3} = P_T = 7.49784 \cdot 10^{-8}$$

$$\mu_{1,0} = \mu_{2,0} = \mu_{3,0} = \mu = 4.16667 \cdot 10^{-2}$$

$$\lambda_{0,1} = \lambda_{0,2} = \lambda_{0,3} = \lambda = 1.14155 \cdot 10^{-5}$$

$$\lambda_{1,1/2} = \lambda_{2,1/2} = \lambda_{1,T} = \lambda_{3,T} = \lambda_{2,2/3} = \lambda_{3,2/3} = 2\lambda = 2.28310 \cdot 10^{-5}$$

$$\mu_{1/2,1} = \mu_{1/2,2} = \mu_{T,1} = \mu_{T,3} = \mu_{2/3,2} = \mu_{2/3,3} = 2\mu = 8.33334 \cdot 10^{-2}$$

Com esses valores, pode-se obter os parâmetros de probabilidade e frequência disjuntos e não-disjuntos da Tabela V.4.

Tabela V.4 – Valores de Probabilidade e Frequência para o Diagrama “Corrigido” da Figura V.9

	Probabilidade	Frequência
Parâmetros de Probabilidade e Frequência Disjuntos		
Nenhum Isolado	$P_0 = 0.999179$	$P_0 (\lambda_{0,1} + \lambda_{0,2} + \lambda_{0,3}) = 3,42184 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT1}$	$P_1 = 2.73747 \cdot 10^{-4}$	$P_1 (\lambda_{1,T} + \lambda_{1,1/2} + \mu_{1,0}) = 1,14186 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT2}$	$P_2 = 2.73747 \cdot 10^{-4}$	$P_2 (\lambda_{2,1/2} + \lambda_{2,2/3} + \mu_{2,0}) = 1,14186 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT3}$	$P_3 = 2.73597 \cdot 10^{-4}$	$P_3 (\lambda_{3,T} + \lambda_{3,2/3} + \mu_{3,0}) = 1,14124 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT1}, \overline{LT2}$	$P_{1/2} = 7.49989 \cdot 10^{-8}$	$P_{1/2} (\mu_{1/2,1} + \mu_{1/2,2}) = 1,24998 \cdot 10^{-8}$
$\overline{LT2}, \overline{LT3}$	$P_{2/3} = 7.49784 \cdot 10^{-8}$	$P_{2/3} (\mu_{2/3,2} + \mu_{2/3,3}) = 1,24964 \cdot 10^{-8}$
Todos Isolados	$P_T = 7.49784 \cdot 10^{-8}$	$P_T (\mu_{T,1} + \mu_{T,3}) = 1,24964 \cdot 10^{-8}$
Parâmetros de Probabilidade e Frequência Não-Disjuntos		
$\overline{LT1}$	$P_1 + P_{1/2} + P_T = 2.73897 \cdot 10^{-4}$	$P_1 (\mu_{1,0}) + P_{1/2} (\mu_{1/2,2}) + P_T (\mu_{T,3}) = 1.14186 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT2}$	$P_2 + P_{1/2} + P_{2/3} + P_T = 2.73972 \cdot 10^{-4}$	$P_2 (\mu_{2,0}) + P_{1/2} (\mu_{1/2,1}) + P_{2/3} (\mu_{2/3,3}) + P_T (\mu_{T,1} + \mu_{T,3}) = 1.14311 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT3}$	$P_3 + P_{2/3} + P_T = 2.73747 \cdot 10^{-4}$	$P_3 (\mu_{3,0}) + P_{2/3} (\mu_{2/3,2}) + P_T (\mu_{T,1}) = 1.14186 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT4}$	$P_T = 7.49784 \cdot 10^{-8}$	$P_T (\mu_{T,1} + \mu_{T,3}) = 1.24964 \cdot 10^{-8}$

De acordo com a metodologia descrita no Capítulo III, agrupando-se as contingências de ordem superior à segunda num estado agregado, o modelo nodal equivalente obtido pode ser visto na Figura V.10, figura esta idêntica à Figura III.17.

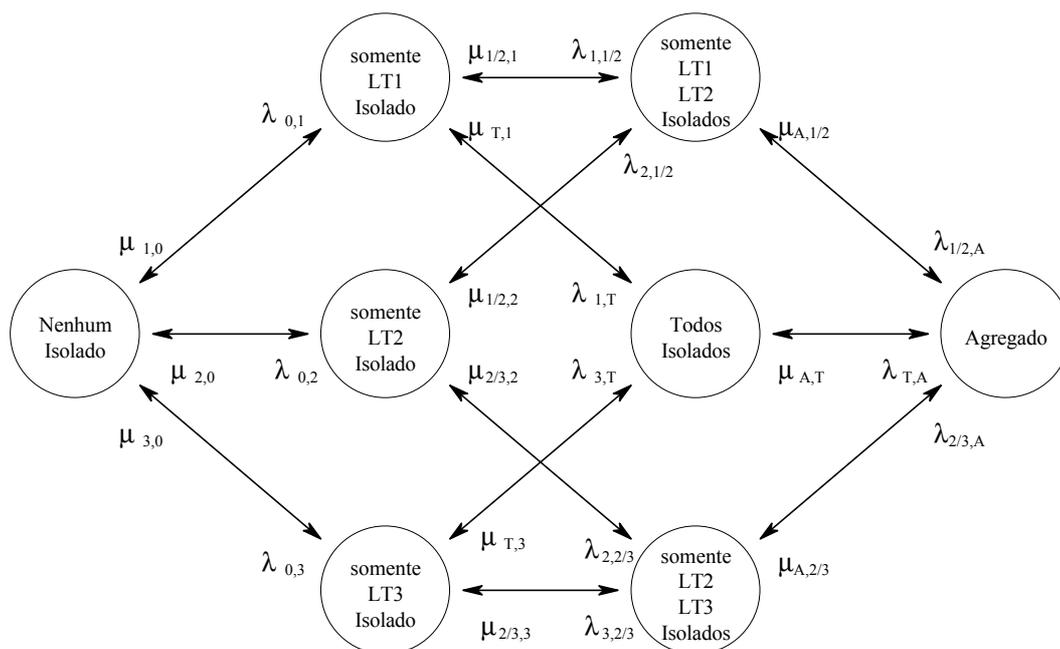


Figura V.10 – Modelo Nodal Equivalente:
Contingências de Ordem Superior à 2ª Pertencendo ao Estado Agregado

Para este diagrama os seguintes valores de taxas de transição e probabilidades já foram calculados no Capítulo III:

$$P_0 = 0.999144$$

$$P_1 = P_2 = P_3 = 2.85144 \cdot 10^{-4}$$

$$P_{1/2} = P_{2/3} = P_T = 8.13767 \cdot 10^{-8}$$

$$P_A = 1 - P_0 - P_1 - P_2 - P_3 - P_{1/2} - P_{2/3} - P_T = 3.23870 \cdot 10^{-7}$$

$$\mu_{1,0} = \mu_{2,0} = \mu_{3,0} = \mu = 4.16667 \cdot 10^{-2}$$

$$\lambda_{0,1} = \lambda_{0,2} = \lambda_{0,3} = \lambda = 1.14155 \cdot 10^{-5}$$

$$\lambda_{1,1/2} = \lambda_{2,1/2} = \lambda_{1,T} = \lambda_{3,T} = \lambda_{2,2/3} = \lambda_{3,2/3} = 2\lambda = 2.28310 \cdot 10^{-5}$$

$$\mu_{1/2,1} = \mu_{1/2,2} = \mu_{T,1} = \mu_{T,2} = \mu_{2/3,2} = \mu_{2/3,3} = 2\mu = 8.33333 \cdot 10^{-2}$$

$$\mu_{A,T} = \mu_{A,1/2} = \mu_{A,2/3} = (2\mu P_R^2 P_D + \mu P_D^2 P_R + \mu P_R^3) / P_A = 2.86831 \cdot 10^{-6}$$

$$\lambda_{1/2,A} = \lambda_{2/3,A} = \lambda_{T,A} = 4\lambda = 4.56621 \cdot 10^{-5}$$

Conforme discutido, duas maneiras podem ser empregadas para tratar esse diagrama, a primeira sempre considerando o estado agregado externo ao conjunto sob análise (*método iii*) e a segunda sempre considerando-o totalmente contido no conjunto sob análise (*método iv*).

Assim, e com os valores apresentados, os parâmetros de probabilidade e frequência disjuntos e não-disjuntos das Tabelas V.5 e V.6 podem ser obtidos. Na Tabela V.5 o estado agregado tendo sido considerado externo ao conjunto sob análise e na Tabela V.6 o estado agregado considerado pertencente a cada conjunto sob análise.

Tabela V.5 – Valores de Probabilidade e Frequência para o Diagrama da Figura V.10,
Estado Agregado *Externo* a Todos os Conjuntos

	Probabilidade	Frequência
Parâmetros de Probabilidade e Frequência Disjuntos		
Nenhum Isolado	$P_0 = 0.999144$	$P_0 (\lambda_{0,1} + \lambda_{0,2} + \lambda_{0,3}) = 3.42172 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT1}$	$P_1 = 2.85144 \cdot 10^{-4}$	$P_1 (\lambda_{1,T} + \lambda_{1,1/2} + \mu_{1,0}) = 1.18940 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT2}$	$P_2 = 2.85144 \cdot 10^{-4}$	$P_2 (\lambda_{2,1/2} + \lambda_{2,2/3} + \mu_{2,0}) = 1.18940 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT3}$	$P_3 = 2.85144 \cdot 10^{-4}$	$P_3 (\lambda_{3,T} + \lambda_{3,2/3} + \mu_{3,0}) = 1.18940 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT1}, \overline{LT2}$	$P_{1/2} = 8.13767 \cdot 10^{-8}$	$P_{1/2} (\mu_{1/2,1} + \mu_{1/2,2} + \lambda_{1/2,A}) = 1.35665 \cdot 10^{-8}$
$\overline{LT2}, \overline{LT3}$	$P_{2/3} = 8.13767 \cdot 10^{-8}$	$P_{2/3} (\mu_{2/3,2} + \mu_{2/3,3} + \lambda_{2/3,A}) = 1.35665 \cdot 10^{-8}$
Todos Isolados	$P_T = 8.13767 \cdot 10^{-8}$	$P_T (\mu_{T,1} + \mu_{T,3} + \lambda_{T,A}) = 1.35665 \cdot 10^{-8}$
Parâmetros de Probabilidade e Frequência Não-Disjuntos		
$\overline{LT1}$	$P_1 + P_{1/2} + P_T = 2.85307 \cdot 10^{-4}$	$P_1 (\mu_{1,0}) + P_{1/2} (\mu_{1/2,2} + \lambda_{1/2,A}) + P_T (\mu_{T,3} + \lambda_{T,A}) = 1.18946 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT2}$	$P_2 + P_{1/2} + P_{2/3} + P_T = 2.85388 \cdot 10^{-4}$	$P_2 (\mu_{2,0}) + P_{1/2} (\mu_{1/2,1} + \lambda_{1/2,A}) + P_{2/3} (\mu_{2/3,3} + \lambda_{2/3,A}) + P_T (\mu_{T,1} + \mu_{T,3} + \lambda_{T,A}) = 1.19081 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT3}$	$P_3 + P_{2/3} + P_T = 2.85307 \cdot 10^{-4}$	$P_3 (\mu_{3,0}) + P_{2/3} (\mu_{2/3,2} + \lambda_{2/3,A}) + P_T (\mu_{T,1} + \lambda_{T,A}) = 1.18946 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT4}$	$P_T = 8.13767 \cdot 10^{-8}$	$P_T (\mu_{T,1} + \mu_{T,3} + \lambda_{T,A}) = 1.35665 \cdot 10^{-8}$

Tabela V.6 – Valores de Probabilidade e Frequência para o Diagrama da Figura V.10,
Estado Agregado **Interno** a Todos os Conjuntos

	Probabilidade	Frequência
Parâmetros de Probabilidade e Frequência Disjuntos		
Nenhum Isolado	$P_0 + P_A = 9.99144 \cdot 10^{-1}$	$P_0 (\lambda_{0,1} + \lambda_{0,2} + \lambda_{0,3}) = 3.42172 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT1}$	$P_1 + P_A = 2.85468 \cdot 10^{-4}$	$P_1 (\lambda_{1,T} + \lambda_{1,1/2} + \mu_{1,0}) = 1.18940 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT2}$	$P_2 + P_A = 2.85468 \cdot 10^{-4}$	$P_2 (\lambda_{2,1/2} + \lambda_{2,2/3} + \mu_{2,0}) = 1.18940 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT3}$	$P_3 + P_A = 2.85468 \cdot 10^{-4}$	$P_3 (\lambda_{3,T} + \lambda_{3,2/3} + \mu_{3,0}) = 1.18940 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT1}, \overline{LT2}$	$P_{1/2} + P_A = 4.05247 \cdot 10^{-7}$	$P_{1/2} (\mu_{1/2,1} + \mu_{1/2,2}) + P_A (\mu_{A,T} + \mu_{A,2/3}) = 1.35647 \cdot 10^{-8}$
$\overline{LT2}, \overline{LT3}$	$P_{2/3} + P_A = 4.05247 \cdot 10^{-7}$	$P_{2/3} (\mu_{2/3,2} + \mu_{2/3,3}) + P_A (\mu_{A,T} + \mu_{A,1/2}) = 1.35647 \cdot 10^{-8}$
Todos Isolados	$P_T + P_A = 4.05247 \cdot 10^{-7}$	$P_T (\mu_{T,1} + \mu_{T,3}) + P_A (\mu_{A,1/2} + \mu_{A,2/3}) = 1.35647 \cdot 10^{-8}$
Parâmetros de Probabilidade e Frequência Não-Disjuntos		
$\overline{LT1}$	$P_1 + P_{1/2} + P_T + P_A = 2.85631 \cdot 10^{-4}$	$P_1 (\mu_{1,0}) + P_{1/2} (\mu_{1/2,2}) + P_T (\mu_{T,3}) + P_A (\mu_{A,2/3}) = 1.18946 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT2}$	$P_2 + P_{1/2} + P_{2/3} + P_T + P_A = 2.85712 \cdot 10^{-4}$	$P_2 (\mu_{2,0}) + P_{1/2} (\mu_{1/2,1}) + P_{2/3} (\mu_{2/3,3}) + P_T (\mu_{T,1} + \mu_{T,3}) = 1.19081 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT3}$	$P_3 + P_{2/3} + P_T + P_A = 2.85631 \cdot 10^{-4}$	$P_3 (\mu_{3,0}) + P_{2/3} (\mu_{2/3,2}) + P_T (\mu_{T,1}) + P_A (\mu_{A,1/2}) = 1.18946 \cdot 10^{-5}$
$\overline{LT4}$	$P_T + P_A = 4.05247 \cdot 10^{-7}$	$P_T (\mu_{T,1} + \mu_{T,3}) + P_A (\mu_{A,1/2} + \mu_{A,2/3}) = 1.35647 \cdot 10^{-8}$

De modo a concentrar os resultados obtidos e facilitar comparações, as tabelas V.7 e V.8 apresentam uma compilação resumida dos resultados presentes nas tabelas anteriores, para probabilidade e frequência, respectivamente. *Adicionalmente exibe-se o erro percentual (valor entre colchetes) para cada campo, em relação ao valor real de cada índice (segunda coluna).*

Tabela V.7 – Comparação de Probabilidades

	Valor Real (Tabela V.2)	Método <i>i</i> (Tabela V.3) descarte	Método <i>ii</i> (Tabela V.4) correção	Método <i>iii</i> (Tabela V.5) limite inferior	Método <i>iv</i> (Tabela V.6) limite superior
Parâmetros Disjuntos					
Nenhum Isolado	0.999144	0.999144 [0 %]	0.999179 [3.4714·10 ⁻³ %]	0.999144 [0 %]	9.99144·10 ⁻¹ [3.2415·10 ⁻⁵ %]
$\overline{LT1}$	2.85144·10 ⁻⁴	2.85144·10 ⁻⁴ [0 %]	2.73747·10 ⁻⁴ [3.9970 %]	2.85144·10 ⁻⁴ [0 %]	2.85468·10 ⁻⁴ [0.11358 %]
$\overline{LT2}$	2.85144·10 ⁻⁴	2.85144·10 ⁻⁴ [0 %]	2.73747·10 ⁻⁴ [3.9970 %]	2.85144·10 ⁻⁴ [0 %]	2.85468·10 ⁻⁴ [0.11358 %]
$\overline{LT3}$	2.85144·10 ⁻⁴	2.85144·10 ⁻⁴ [0 %]	2.73597·10 ⁻⁴ [4.0496 %]	2.85144·10 ⁻⁴ [0 %]	2.85468·10 ⁻⁴ [0.11358 %]
$\overline{LT1}, \overline{LT2}$	8.13767·10 ⁻⁸	8.13767·10 ⁻⁸ [0 %]	7.49989·10 ⁻⁸ [7.8374 %]	8.13767·10 ⁻⁸ [0 %]	4.05247·10 ⁻⁷ [397.99 %]
$\overline{LT2}, \overline{LT3}$	8.13767·10 ⁻⁸	8.13767·10 ⁻⁸ [0 %]	7.49784·10 ⁻⁸ [7.8626 %]	8.13767·10 ⁻⁸ [0 %]	4.05247·10 ⁻⁷ [397.99 %]
Todos Isolados	8.13999·10 ⁻⁸	8.13767·10 ⁻⁸ [0.0285 %]	7.49784·10 ⁻⁸ [7.8889 %]	8.13767·10 ⁻⁸ [0.0285 %]	4.05247·10 ⁻⁷ [397.85 %]
Parâmetros Não-Disjuntos					
$\overline{LT1}$	2.85307·10 ⁻⁴	2.85307·10 ⁻⁴ [8.1316·10 ⁻⁶ %]	2.73897·10 ⁻⁴ [3.9992 %]	2.85307·10 ⁻⁴ [8.1316·10 ⁻⁶ %]	2.85631·10 ⁻⁴ [0.1135 %]
$\overline{LT2}$	2.85388·10 ⁻⁴	2.85388·10 ⁻⁴ [8.1293·10 ⁻⁶ %]	2.73972·10 ⁻⁴ [4.0003 %]	2.85388·10 ⁻⁴ [8.1293·10 ⁻⁶ %]	2.85712·10 ⁻⁴ [0.1135 %]
$\overline{LT3}$	2.85307·10 ⁻⁴	2.85307·10 ⁻⁴ [8.1316·10 ⁻⁶ %]	2.73747·10 ⁻⁴ [4.0518 %]	2.85307·10 ⁻⁴ [8.1316·10 ⁻⁶ %]	2.85631·10 ⁻⁴ [0.1135 %]
$\overline{LT4}$	8.13999·10 ⁻⁸	8.13767·10 ⁻⁸ [0.0285 %]	7.49784·10 ⁻⁸ [7.8889 %]	8.13767·10 ⁻⁸ [0.0285 %]	4.05247·10 ⁻⁷ [397.85 %]

Observando-se a Tabela V.7, pode-se constatar que, em termos de probabilidade, as abordagens *i* e *iii* são as que apresentam melhores resultados, isto é, o erro do valor aproximado é percentualmente pequeno em relação ao valor real. A técnica *iv* é a que apresenta os piores resultados, chegando a atingir erros de quase 400 %. A metodologia *ii* apresenta resultados intermediários, ou seja, embora seja pior do que as alternativas *i* e *iii*, é melhor do que a alternativa *iv*, no sentido em que seus erros são mais uniformes, sempre inferiores a 10 %.

Tabela V.8 – Comparação de Frequências

	Valor Real (Tabela V.2)	Método <i>i</i> (Tabela V.3) descarte	Método <i>ii</i> (Tabela V.4) correção	Método <i>iii</i> (Tabela V.5) limite inferior	Método <i>iv</i> (Tabela V.6) limite superior
Parâmetros Disjuntos					
Nenhum Isolado	$3.42172 \cdot 10^{-5}$	$3.42172 \cdot 10^{-5}$ [0 %]	$3.42184 \cdot 10^{-5}$ [$3.4714 \cdot 10^{-3}$]	$3.42172 \cdot 10^{-5}$ [0 %]	$3.42172 \cdot 10^{-5}$ [0 %]
$\overline{LT1}$	$1.18940 \cdot 10^{-5}$	$1.18940 \cdot 10^{-5}$ [0 %]	$1.14186 \cdot 10^{-5}$ [3.9970 %]	$1.18940 \cdot 10^{-5}$ [0 %]	$1.18940 \cdot 10^{-5}$ [0 %]
$\overline{LT2}$	$1.18940 \cdot 10^{-5}$	$1.18940 \cdot 10^{-5}$ [0 %]	$1.14186 \cdot 10^{-5}$ [3.9970 %]	$1.18940 \cdot 10^{-5}$ [0 %]	$1.18940 \cdot 10^{-5}$ [0 %]
$\overline{LT3}$	$1.18940 \cdot 10^{-5}$	$1.18940 \cdot 10^{-5}$ [0 %]	$1.14124 \cdot 10^{-5}$ [4.0496 %]	$1.18940 \cdot 10^{-5}$ [0 %]	$1.18940 \cdot 10^{-5}$ [0 %]
$\overline{LT1}, \overline{LT2}$	$1.35665 \cdot 10^{-8}$	$1.35628 \cdot 10^{-8}$ [0.0274 %]	$1.24998 \cdot 10^{-8}$ [7.8626 %]	$1.35665 \cdot 10^{-8}$ [0 %]	$1.35647 \cdot 10^{-8}$ [0.0137 %]
$\overline{LT2}, \overline{LT3}$	$1.35665 \cdot 10^{-8}$	$1.35628 \cdot 10^{-8}$ [0.0274 %]	$1.24964 \cdot 10^{-8}$ [7.8879 %]	$1.35665 \cdot 10^{-8}$ [0 %]	$1.35647 \cdot 10^{-8}$ [0.0137 %]
Todos Isolados	$4.0700 \cdot 10^{-8}$	$1.35628 \cdot 10^{-8}$ [66.676 %]	$1.24964 \cdot 10^{-8}$ [69.2963 %]	$1.35665 \cdot 10^{-8}$ [66.667 %]	$1.35647 \cdot 10^{-8}$ [66.671 %]
Parâmetros Não-Disjuntos					
$\overline{LT1}$	$1.19081 \cdot 10^{-5}$	$1.18946 \cdot 10^{-5}$ [0.11394 %]	$1.14186 \cdot 10^{-5}$ [4.1108 %]	$1.18946 \cdot 10^{-5}$ [0.11388 %]	$1.18946 \cdot 10^{-5}$ [0.11394 %]
$\overline{LT2}$	$1.19081 \cdot 10^{-5}$	$1.19081 \cdot 10^{-5}$ [$3.2471 \cdot 10^{-5}$ %]	$1.14311 \cdot 10^{-5}$ [4.0058 %]	$1.19081 \cdot 10^{-5}$ [$6.1141 \cdot 10^{-5}$ %]	$1.19081 \cdot 10^{-5}$ [$3.2471 \cdot 10^{-5}$ %]
$\overline{LT3}$	$1.19081 \cdot 10^{-5}$	$1.18946 \cdot 10^{-5}$ [0.11394 %]	$1.14186 \cdot 10^{-5}$ [4.1108 %]	$1.18946 \cdot 10^{-5}$ [0.11388 %]	$1.18946 \cdot 10^{-5}$ [0.11394 %]
$\overline{LT4}$	$4.0700 \cdot 10^{-8}$	$1.35628 \cdot 10^{-8}$ [66.676 %]	$1.24964 \cdot 10^{-8}$ [69.2963 %]	$1.35665 \cdot 10^{-8}$ [66.667 %]	$1.35647 \cdot 10^{-8}$ [66.671 %]

A observação da Tabela V.8 permite a constatação de que, em termos de frequência de ocorrência de eventos, o método *iii* apresenta resultados levemente superiores ao método *i*, ainda que em um dos casos seu erro seja um pouco maior. O método *iv* continua sendo o pior, embora alguns de seus resultados sejam superiores ao método *ii*, no sentido de apresentarem erros percentuais menores.

É importante ressaltar aqui que, embora não se possa generalizar resultados com base em apenas um exemplo, os resultados aqui obtidos e a necessidade de dispor-se de uma regra

para o cálculo dos índices nodais levou à adoção da **metodologia iii** quando da elaboração e construção do programa **ConfNod**, ou seja, o programa determina o modelo estocástico equivalente considerando a presença do estado agregado e o utiliza para o cálculo dos índices nodais, mantendo-o sempre **externo** ao conjunto de eventos sob análise.

Complementando esta seção, deve-se ter em mente dois fatores:

- os erros advindos da adoção da metodologia de cálculos aproximados podem ser minimizados pela estratégia de se analisar a maior percentagem possível do espaço de estados, de modo que os estados restantes não exerçam impacto significativo sobre os índices nodais;
- os estados da parcela não analisada do espaço de estados não são uniformemente distribuídos, significando que não há uma maneira de se quantificar exatamente de quanto se desviará cada índice. Entretanto, considerando-se que tais estados advêm de contingências triplas e de ordem superior é de se supor que o número de contingências com maior impacto sobre os terminais seja grande, enquanto que o número de contingências de menor impacto sobre os terminais seja pequeno. Assim, é aceitável a afirmação de que *os índices nodais associados a estados em que poucos (ou nenhum) terminais estão isolados experimentarão desvios pequenos ou nulos, enquanto que os índices associados a estados com vários terminais isolados serão afligidos por desvios maiores.*

V.3. Estabelecimento de Índices Nodais

Conforme apresentado na Tabela V.1, diversos são os índices nodais pretendidos. Complementado aquela tabela, na Tabela V.9 expõe-se, para cada índice, a nomenclatura e abreviação adotada, a equação de cálculo e unidade, sua categoria e sua interpretação.

Na tabela, a seguinte notação foi adotada:

term = nome do terminal

i = estado qualquer de origem do modelo equivalente

j = estado qualquer de destino do modelo equivalente

δ = conjunto de estados do modelo equivalente nos quais exatamente 2 terminais quaisquer estão isolados

γ = conjunto de estados do modelo equivalente nos quais pelo menos um circuito está isolado

- η = conjunto de estados do modelo eqüivalente nos quais pelo menos um gerador está isolado
- λ_{ij} = taxa de transição a partir do estado i para o estado j no modelo eqüivalente
- θ = conjunto de estados do modelo eqüivalente nos quais pelo menos metade dos terminais nodais estão isolados
- ρ = conjunto de estados do modelo eqüivalente nos quais pelo menos uma carga está isolada
- σ = conjunto de estados do modelo eqüivalente nos quais pelo menos um elemento shunt está isolado
- τ = conjunto de estados do modelo eqüivalente nos quais pelo menos o terminal term está isolado
- υ = conjunto de estados do modelo eqüivalente nos quais somente 1 terminal qualquer está isolados
- ε = conjunto de estados do modelo eqüivalente nos quais pelo menos um terminal emissor está isolado
- φ = conjunto de estados do modelo eqüivalente nos quais pelo menos um terminal receptor está isolado
- ζ = arborescência nodal (número de terminais conectados ao nó)
- p_0 = probabilidade do estado em que nenhum terminal do nó está isolado
- p_T = probabilidade do estado em que todos os terminais do nó estão isolados
- k = constante qualquer, cuja função é facilitar a comparação de indisponibilidades nodais de subestações diferentes. Por exemplo, pode-se selecionar a maior arborescência do sistema (ζ_α) e adotar $k = 1 / \zeta_\alpha$. O valor *default* do programa **ConfNod** é $k = 100.000$

Tabela V.9 – Índices Nodais

Nomenclatura	Abreviação	Categoria	Unidade	Equação	Interpretação
Probabilidade de Terminal Específico	P_{term}	Isolamento de Terminais Específicos	%	$P_{term} = 100 \cdot \sum_{i \in \tau} p_i \quad (5.6)$	Probabilidade de encontro de estados em que o terminal específico da subestação esteja isolado
Frequência de Terminal Específico	F_{term}	Isolamento de Terminais Específicos	oc./ano	$F_{term} = 8760 \cdot \sum_{i \in \tau} (p_i \sum_{j \in \tau} \lambda_{ij}) \quad (5.7)$	Frequência de encontro de estados em que o terminal específico da subestação esteja isolado
Probabilidade de Terminal Único	P_{1T}	Isolamento de Terminais Genéricos	%	$P_{1T} = 100 \cdot \sum_{i \in v} p_i \quad (5.8)$	Probabilidade de encontro de estados em que um único terminal (qualquer) da subestação esteja isolado
Frequência de Terminal Único	F_{1T}	Isolamento de Terminais Genéricos	oc./ano	$F_{1T} = 8760 \cdot \sum_{i \in v} (p_i \sum_{j \in v} \lambda_{ij}) \quad (5.9)$	Frequência de encontro de estados em que um único terminal (qualquer) da subestação esteja isolado
Probabilidade de Terminal Duplo	P_{2T}	Isolamento de Terminais Genéricos	%	$P_{2T} = 100 \cdot \sum_{i \in \delta} p_i \quad (5.10)$	Probabilidade de encontro de estados em que dois terminais (quaisquer) da subestação estejam isolado
Frequência de Terminal Duplo	F_{2T}	Isolamento de Terminais Genéricos	oc./ano	$F_{2T} = 8760 \cdot \sum_{i \in \delta} (p_i \sum_{j \in \delta} \lambda_{ij}) \quad (5.11)$	Frequência de encontro de estados em que dois terminais (quaisquer) da subestação estejam isolado
Probabilidade de Terminal de Circuito	P_{circ}	Isolamento de Terminais Genéricos	%	$P_{circ} = 100 \cdot \sum_{i \in \gamma} p_i \quad (5.12)$	Probabilidade de encontro de estados em que pelo menos um terminal qualquer de circuito da subestação esteja isolado
Frequência de Terminal de Circuito	F_{circ}	Isolamento de Terminais Genéricos	oc./ano	$F_{circ} = 8760 \cdot \sum_{i \in \gamma} (p_i \sum_{j \in \gamma} \lambda_{ij}) \quad (5.13)$	Frequência de encontro de estados em que pelo menos um terminal qualquer de circuito da subestação esteja isolado
Probabilidade de Terminal de Geração	P_{ger}	Isolamento de Terminais Genéricos	%	$P_{ger} = 100 \cdot \sum_{i \in \eta} p_i \quad (5.14)$	Probabilidade de encontro de estados em que pelo menos um terminal qualquer de geração da subestação esteja isolado

Tabela V.9 (Continuação)

Nomenclatura	Abreviação	Categoria	Unidade	Equação	Interpretação
Frequência de Terminal de Geração	F_{ger}	Isolamento de Terminais Genéricos	oc./ano	$F_{ger} = 8760 \cdot \sum_{i \in \eta} (p_i \sum_{j \in \eta} \lambda_{ij}) \quad (5.15)$	Frequência de encontro de estados em que pelo menos um terminal qualquer de geração da subestação esteja isolado
Probabilidade de Terminal de <i>Shunt</i>	P_{sht}	Isolamento de Terminais Genéricos	%	$P_{sht} = 100 \cdot \sum_{i \in \sigma} p_i \quad (5.16)$	Probabilidade de encontro de estados em que pelo menos um terminal qualquer conectado a um elemento <i>shunt</i> esteja isolado
Frequência de Terminal de <i>Shunt</i>	F_{sht}	Isolamento de Terminais Genéricos	oc./ano	$F_{sht} = 8760 \cdot \sum_{i \in \sigma} (p_i \sum_{j \in \sigma} \lambda_{ij}) \quad (5.17)$	Frequência de encontro de estados em que pelo menos um terminal qualquer conectado a um elemento <i>shunt</i> esteja isolado
Probabilidade de Terminal de Carga	P_{car}	Isolamento de Terminais Genéricos	%	$P_{car} = 100 \cdot \sum_{i \in \rho} p_i \quad (5.18)$	Probabilidade de encontro de estados em que pelo menos um terminal qualquer conectado a uma carga esteja isolado
Frequência de Terminal de Carga	F_{car}	Isolamento de Terminais Genéricos	oc./ano	$F_{car} = 8760 \cdot \sum_{i \in \rho} (p_i \sum_{j \in \rho} \lambda_{ij}) \quad (5.19)$	Frequência de encontro de estados em que pelo menos um terminal qualquer conectado a uma carga esteja isolado
Probabilidade de Terminal Emissor	P_{emi}	Isolamento de Terminais Genéricos	%	$P_{emi} = 100 \cdot \sum_{i \in \varepsilon} p_i \quad (5.20)$	Probabilidade de encontro de estados em que pelo menos um terminal emissor qualquer da subestação esteja isolado
Frequência de Terminal Emissor	F_{emi}	Isolamento de Terminais Genéricos	oc./ano	$F_{emi} = 8760 \cdot \sum_{i \in \varepsilon} (p_i \sum_{j \in \varepsilon} \lambda_{ij}) \quad (5.21)$	Frequência de encontro de estados em que pelo menos um terminal emissor qualquer da subestação esteja isolado
Probabilidade de Terminal Receptor	P_{rec}	Isolamento de Terminais Genéricos	%	$P_{rec} = 100 \cdot \sum_{i \in \varphi} p_i \quad (5.22)$	Probabilidade de encontro de estados em que pelo menos um terminal receptor qualquer da subestação esteja isolado
Frequência de Terminal Receptor	F_{rec}	Isolamento de Terminais Genéricos	oc./ano	$F_{rec} = 8760 \cdot \sum_{i \in \varphi} (p_i \sum_{j \in \varphi} \lambda_{ij}) \quad (5.23)$	Frequência de encontro de estados em que pelo menos um terminal receptor qualquer da subestação esteja isolado

Tabela V.9 (Continuação)

Nomenclatura	Abreviação	Categoria	Unidade	Equação	Interpretação
Probabilidade de Continuidade de Operação Plena	P_{op}	Máximo Prejuízo e Fragilidade Topológica	%	$P_{op} = 100 \cdot p_0$ (5.24)	Probabilidade da continuidade de operação plena da subestação (nenhum terminal isolado)
Frequência de Continuidade de Operação Plena	F_{op}	Máximo Prejuízo e Fragilidade Topológica	oc./ano	$F_{op} = 8760 \cdot p_0 \cdot \sum_{j \neq i} \lambda_{ij}$ (5.25)	Frequência da continuidade de operação plena da subestação (nenhum terminal isolado)
Probabilidade de Perda Total	P_{tot}	Máximo Prejuízo e Fragilidade Topológica	%	$P_{tot} = 100 \cdot p_T$ (5.26)	Probabilidade do isolamento de todos os terminais da subestação
Frequência de Perda Total	F_{tot}	Máximo Prejuízo e Fragilidade Topológica	oc./ano	$F_{tot} = 8760 \cdot p_T \cdot \sum_{j \neq i} \lambda_{ij}$ (5.27)	Frequência do isolamento de todos os terminais da subestação
Probabilidade de Metade da Arborescência Nodal	$P_{tot/2}$	Máximo Prejuízo e Fragilidade Topológica	%	$P_{tot/2} = 100 \cdot \sum_{i \in \theta} p_i$ (5.28)	Probabilidade de encontro de estados em que pelo menos metade dos terminais conectados à subestação esteja isolado
Frequência de Metade da Arborescência Nodal	$F_{tot/2}$	Máximo Prejuízo e Fragilidade Topológica	oc./ano	$F_{tot/2} = 8760 \cdot \sum_{i \in \theta} (p_i \sum_{j \neq \theta} \lambda_{ij})$ (5.29)	Frequência de encontro de estados em que pelo menos metade dos terminais conectados à subestação esteja isolado
Expectância de Continuidade Nodal	$ECntN$	Máximo Prejuízo e Fragilidade Topológica	horas	$ECntN = 8760 \cdot p_0$ (5.30)	Número médio de horas anuais em que todos os terminais do nó estão disponíveis
Expectância de Conectividade Nodal	$ECtvN$	Máximo Prejuízo e Fragilidade Topológica	–	$ECtvN = p_0 \cdot \zeta$ (5.31)	Medida da importância do nó, calculada em função do número de terminais do mesmo e da continuidade de operação
Indisponibilidade de Serviço Nodal	ISN	Máximo Prejuízo e Fragilidade Topológica	–	$ISN = k \cdot p_T \cdot \zeta$ (5.32)	Medida do impacto da indisponibilidade nodal, calculado em função do número de terminais e da probabilidade de isolamento total

Observação:

Baseando-se na equação 5.5, os tempos médios de residência para cada um dos índices da tabela (salvo os 3 últimos, naturalmente) podem ser calculados, em horas, pela equação:

$$T_{\text{índice}} = \frac{8760}{100} \cdot \frac{P_{\text{índice}}}{F_{\text{índice}}} = 87.6 \cdot \frac{P_{\text{índice}}}{F_{\text{índice}}} \quad (5.33)$$

Resta ainda discutir a importância dos índices de expectativa. O desenvolvimento de tais índices adveio da necessidade de prover meio pelos quais fosse possível comparar arranjos de subestações diferentes, dando uma medida quantitativa do quão confiáveis são tais arranjos, permitindo assim uma ordenação dos mesmos.

A princípio, apenas o índice de *Expectância de Continuidade Nodal* (ECntN) foi criado. Esse índice é calculado como a percentagem de horas anuais nas quais todos os terminais da subestação estão disponíveis, conforme mostra a Tabela V.9.

Embora o uso desse índice forneça bons resultados em grande parte dos casos, existem situações nas quais melhores resultados seriam desejáveis. Por exemplo, suponha-se duas subestações A e B, a primeira contendo 6 terminais com uma disponibilidade de 80% e a segunda, com 8 terminais e uma disponibilidade de 70%, conforme representado simbolicamente na Figura V.11.



Figura V.11 – Representação Simbólica de Subestações com 6 e 8 Terminais

Para essas subestações, a expectativa de continuidade nodal seria calculada como:

$$ECntN_A = 8760 \cdot 0.8 = 7008 \text{ horas}$$

$$ECntN_B = 8760 \cdot 0.7 = 6132 \text{ horas}$$

Logo, de acordo com esses resultados, a subestação A seria mais confiável que a subestação B. Entretanto, essa análise não leva em conta a importância de cada subestação para o sistema elétrico. De certa forma, essa importância pode ser avaliada levando-se em conta a arborescência de cada subestação (número de terminais conectados à mesma), ou seja, seria

aceitável a suposição de que a subestação B tenha uma importância maior do que a subestação A.

Desta feita, houve então a necessidade de se criar outro índice de expectativa, englobando algum tipo de informação que permitisse avaliar também a importância da subestação. Assim, o índice criado – denominado *Expectância de Conectividade Nodal* (ECTvN) – é calculado como o produto da arborescência pela probabilidade de todos os terminais da subestação encontrarem-se disponíveis, conforme mostra a Tabela V.9.

No presente exemplo, este índice para as subestações A e B seriam então obtidos como:

$$ECncN_A = 6 \cdot 0.8 = 4.8$$

$$ECncN_B = 8 \cdot 0.7 = 5.6$$

evidenciando a maior importância da subestação B para o sistema elétrico, *sob o ponto de vista de conectividade. Esse índice enfatiza o benefício da operação saudável do nó.*

Adicionalmente, um terceiro índice de expectativa foi criado, de maneira a avaliar o impacto da indisponibilidade total da subestação sobre o sistema elétrico. Este índice, denominado *Indisponibilidade de Serviço Nodal*, é calculado como mostrado na Tabela V.9, ou seja, é o produto da arborescência pela indisponibilidade da subestação.

No presente exemplo, supondo que ambas as subestações tivessem uma indisponibilidade total de 1%, este índice seria calculado como:

$$ISN_A = 6 \cdot 0.01 = 0.06$$

$$ISN_B = 8 \cdot 0.01 = 0.08$$

sugerindo que o impacto sistêmico da subestação B é provavelmente superior ao da subestação A, quando do isolamento das mesmas.

Caso a indisponibilidade total de B fosse igual a 0.75 %, o índice correspondente seria:

$$ISN_B = 8 \cdot 0.0075 = 0.06$$

igualando portanto o impacto causado pela subestação A. *Assim, o foco deste indicador é o prejuízo potencial do colapso total do nó.*

Finalmente, lembrando que a comparação de espaços de estados distintos não é trivial, sugere-se que uma possível maneira de efetuar uma avaliação de resultados oriundos de configurações topológicas diversas poderia basear-se na Razão dos Estados Extremos (REX), ou seja, a continuidade plena (equação 5.24) e a perda total (equação 5.26):

$$REX = \frac{P_{op}}{P_{op} + P_{tot}} \quad (5.34)$$

V.4. Exemplo

Nesta seção apresenta-se um exemplo completo do cálculo de índices nodais. A subestação 14 do sistema-teste RTS-79 [3, 19] dispõe de quatro terminais, sendo dois circuitos, uma carga e um compensador síncrono, conforme a Figura V.12.

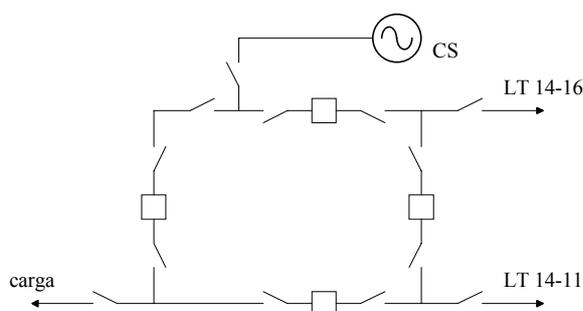


Figura V.12 – Barramento 14 do Sistema RTS-79

A Tabela V.10 apresenta os resultados de probabilidade de estados e taxas de transição entre os mesmos obtidos com o programa *ConfNod* para essa subestação, considerando-se que todos os elementos da subestação foram modelados estocasticamente, utilizando-se modelos semi-completos, sem se considerar a ocorrência de manutenção. A Figura V.13 mostra o espaço de estados construído com os dados da referida tabela, ainda que os valores das taxas de transição não tenham sido incluídos na mesma, de modo a não sobrecarregá-la. *Observa-se que várias taxas de transição da Tabela V.10 são úteis para a modelagem de contingências múltiplas e contingências de modo-comum em estudos de confiabilidade global*⁶.

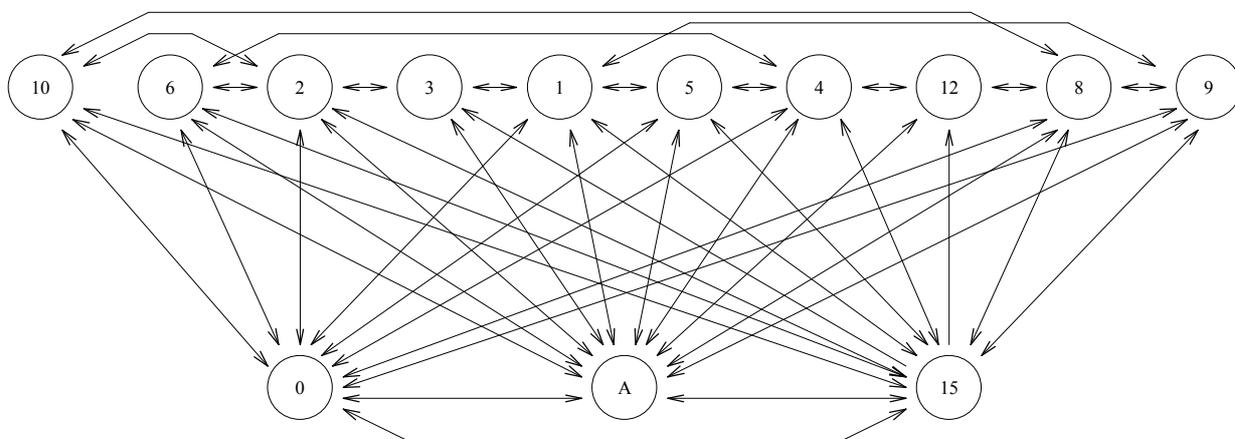


Figura V.13 – Espaço de Estados para o Modelo Equivalente da Barra 14 do Sistema RTS-79

⁶ Vide códigos de execução DCTM e DSMC do programa NH2

Tabela V.10 – Probabilidades e Taxas de Transição Obtidos com o Programa *ConfNod* para a Subestação 14 do Sistema-Teste RTS-79

Estado de Origem			Estados de Destino					
Estado	Elementos Isolados	Probabilidade	Estado	Taxas	Estado	Taxas	Estado	Taxas
0	NENHUM	$9.994923 \cdot 10^{-1}$	1	$1.643835 \cdot 10^{-5}$	2	$3.093607 \cdot 10^{-5}$	4	$1.643835 \cdot 10^{-5}$
			5	$1.107306 \cdot 10^{-5}$	6	$2.043379 \cdot 10^{-5}$	8	$3.344749 \cdot 10^{-5}$
			9	$2.180365 \cdot 10^{-5}$	10	$1.244292 \cdot 10^{-5}$	15	$1.027397 \cdot 10^{-5}$
			A	$1.97518 \cdot 10^{-2}$				
1	LT14-16	$6.596834 \cdot 10^{-5}$	0	3.083334	3	$2.968036 \cdot 10^{-6}$	5	$3.527397 \cdot 10^{-4}$
			9	$3.664383 \cdot 10^{-4}$	15	$6.095892 \cdot 10^{-5}$	A	$4.66079 \cdot 10^{-2}$
2	CARGA	$6.597325 \cdot 10^{-5}$	0	4.875000	3	$2.968036 \cdot 10^{-6}$	6	$3.527397 \cdot 10^{-4}$
			10	$4.203302 \cdot 10^{-2}$	15	$6.095892 \cdot 10^{-5}$	A	$5.20436 \cdot 10^{-2}$
3	LT14-16 CARGA	$2.861876 \cdot 10^{-9}$	1	$7.083334 \cdot 10^{-1}$	2	$7.083334 \cdot 10^{-1}$	A	$5.08161 \cdot 10^{-3}$
4	LT14-11	$6.596834 \cdot 10^{-5}$	0	3.083333	5	$3.527397 \cdot 10^{-4}$	6	$3.527397 \cdot 10^{-4}$
			12	$4.337900 \cdot 10^{-6}$	15	$7.328773 \cdot 10^{-5}$	A	$4.66079 \cdot 10^{-2}$
5	LT14-11 LT14-16	$1.725494 \cdot 10^{-6}$	0	13.58333	1	20.70834	4	20.70834
			15	$1.265982 \cdot 10^{-4}$	A	$3.73136 \cdot 10^{-2}$		
6	LT14-11 CARGA	$1.726707 \cdot 10^{-6}$	0	14.16667	2	22.70834	4	23.83335
			15	$1.265982 \cdot 10^{-4}$	A	$4.25432 \cdot 10^{-2}$		
8	C. SÍNCRONO	$6.734244 \cdot 10^{-5}$	0	34.79166	9	$4.796803 \cdot 10^{-4}$	10	$4.813925 \cdot 10^{-4}$
			12	$2.968036 \cdot 10^{-6}$	15	$7.374435 \cdot 10^{-5}$	A	$6.17858 \cdot 10^{-2}$
9	LT14-16 C. SÍNCRONO	$1.727044 \cdot 10^{-6}$	0	18.16667	1	25.83334	8	25.45834
			15	$1.252283 \cdot 10^{-4}$	A	$4.87201 \cdot 10^{-2}$		
10	C. SÍNCRONO CARGA	$1.725836 \cdot 10^{-6}$	0	16.58333	2	42.70831	8	23.45834
			15	$1.252283 \cdot 10^{-4}$	A	$4.36970 \cdot 10^{-2}$		
12	LT14-11 C. SÍNCRONO	$2.899367 \cdot 10^{-9}$	4	2.708333	8	$7.916667 \cdot 10^{-1}$	A	$5.61642 \cdot 10^{-3}$
15	TODOS	$5.616925 \cdot 10^{-9}$	0	14.00000	1	4.625000	2	4.625000
			3	18.00000	4	4.625000	5	20.83333
			6	40.70833	8	5.208335	9	22.70833
			10	22.70833	12	20.00000	A	$6.79605 \cdot 10^{-2}$
A	?	$2.354558 \cdot 10^{-4}$	0	$8.59278 \cdot 10^{-8}$	1	$4.44640 \cdot 10^{-8}$	2	$4.90743 \cdot 10^{-8}$
			3	$3.24886 \cdot 10^{-9}$	4	$4.44640 \cdot 10^{-8}$	5	$1.40711 \cdot 10^{-8}$
			6	$1.54352 \cdot 10^{-8}$	8	$4.97230 \cdot 10^{-8}$	9	$1.57539 \cdot 10^{-8}$
			10	$1.43939 \cdot 10^{-8}$	12	$3.29142 \cdot 10^{-9}$	15	$5.28243 \cdot 10^{-9}$

Utilizando os valores da Tabela V.10 junto às equações da Tabela V.9, os seguintes índices nodais podem ser calculados (probabilidades em valores percentuais, frequências em ocorrências/ano e durações médias em horas):

➤ **Isolamento de Terminais Genéricos (Modos Não-Disjuntos)**

• Terminal Único

$$P_{1T} = 100 \cdot \sum_{i \in v} p_i = 100 \cdot (p_1 + p_2 + p_4 + p_8) = 2.65252 \cdot 10^{-2}$$

$$F_{1T} = 8760 \cdot \sum_{i \in v} (p_i \sum_{j \notin v} \lambda_{ij}) = 8760 \cdot [p_1 \cdot (\lambda_{1,0} + \lambda_{1,3} + \lambda_{1,5} + \lambda_{1,9} + \lambda_{1,15} + \lambda_{1,A}) + p_2 \cdot (\lambda_{2,0} + \lambda_{2,3} + \lambda_{2,6} + \lambda_{2,10} + \lambda_{2,15} + \lambda_{2,A}) + p_4 \cdot (\lambda_{4,0} + \lambda_{4,5} + \lambda_{4,6} + \lambda_{4,12} + \lambda_{4,15} + \lambda_{4,A}) + p_8 \cdot (\lambda_{8,0} + \lambda_{8,9} + \lambda_{8,10} + \lambda_{8,12} + \lambda_{8,15} + \lambda_{8,A})] = 27.05173$$

$$T_{1T} = 87.6 \cdot \frac{P_{1T}}{F_{1T}} = 0.086$$

• Terminal Duplo

$$P_{2T} = 100 \cdot \sum_{i \in \delta} p_i = 100 \cdot (p_3 + p_5 + p_6 + p_9 + p_{10} + p_{12}) = 6.91084 \cdot 10^{-4}$$

$$F_{2T} = 8760 \cdot \sum_{i \in \delta} (p_i \sum_{j \notin \delta} \lambda_{ij}) = 8760 \cdot [p_3 \cdot (\lambda_{3,1} + \lambda_{3,2} + \lambda_{3,A}) + p_5 \cdot (\lambda_{5,0} + \lambda_{5,1} + \lambda_{5,4} + \lambda_{5,15} + \lambda_{5,A}) + p_6 \cdot (\lambda_{6,0} + \lambda_{6,2} + \lambda_{6,4} + \lambda_{6,15} + \lambda_{6,A}) + p_9 \cdot (\lambda_{9,0} + \lambda_{9,1} + \lambda_{9,8} + \lambda_{9,15} + \lambda_{9,A}) + p_{10} \cdot (\lambda_{10,0} + \lambda_{10,2} + \lambda_{10,8} + \lambda_{10,15} + \lambda_{10,A}) + p_{12} \cdot (\lambda_{12,4} + \lambda_{12,8} + \lambda_{12,A})] = 4.05422$$

$$T_{2T} = 87.6 \cdot \frac{P_{2T}}{F_{2T}} = 0.015$$

• Terminal de Circuito

$$P_{circ} = 100 \cdot \sum_{i \in \gamma} p_i = 100 \cdot (p_1 + p_3 + p_4 + p_5 + p_6 + p_9 + p_{12} + p_{15}) = 1.37127 \cdot 10^{-2}$$

$$F_{circ} = 8760 \cdot \sum_{i \in \gamma} (p_i \sum_{j \notin \gamma} \lambda_{ij}) = 8760 \cdot [p_1 \cdot (\lambda_{1,0} + \lambda_{1,A}) + p_3 \cdot (\lambda_{3,2} + \lambda_{3,A}) + p_4 \cdot (\lambda_{4,0} + \lambda_{4,A}) + p_5 \cdot (\lambda_{5,0} + \lambda_{5,A}) + p_6 \cdot (\lambda_{6,0} + \lambda_{6,2} + \lambda_{6,A}) + p_9 \cdot (\lambda_{9,0} + \lambda_{9,8} + \lambda_{9,A}) + p_{12} \cdot (\lambda_{12,8} + \lambda_{12,A}) + p_{15} \cdot (\lambda_{15,0} + \lambda_{15,2} + \lambda_{15,8} + \lambda_{15,A})] = 5.04372$$

$$T_{circ} = 87.6 \cdot \frac{P_{circ}}{F_{circ}} = 0.238$$

- Terminal de Máquina Geradora

$$P_{ger} = 100 \cdot \sum_{i \in \eta} p_i = 100 \cdot (p_8 + p_9 + p_{10} + p_{12} + p_{15}) = 7.08038 \cdot 10^{-3}$$

$$F_{ger} = 8760 \cdot \sum_{i \in \eta} (p_i \sum_{j \in \eta} \lambda_{ij}) = 8760 \cdot [p_8 \cdot (\lambda_{8,0} + \lambda_{8,A}) + p_9 \cdot (\lambda_{9,0} + \lambda_{9,1} + \lambda_{9,A}) + p_{10} \cdot (\lambda_{10,0} + \lambda_{10,2} + \lambda_{10,A}) + p_{12} \cdot (\lambda_{12,4} + \lambda_{12,A}) + p_{15} \cdot (\lambda_{15,0} + \lambda_{15,1} + \lambda_{15,2} + \lambda_{15,3} + \lambda_{15,4} + \lambda_{15,5} + \lambda_{15,6} + \lambda_{15,A})] = 22.12955$$

$$T_{ger} = 87.6 \cdot \frac{P_{ger}}{F_{ger}} = 0.028$$

- Terminal de Carga

$$P_{car} = 100 \cdot \sum_{i \in \rho} p_i = 100 \cdot (p_2 + p_3 + p_6 + p_{10} + p_{15}) = 6.94343 \cdot 10^{-3}$$

$$F_{car} = 8760 \cdot \sum_{i \in \rho} (p_i \sum_{j \in \rho} \lambda_{ij}) = 8760 \cdot [p_2 \cdot (\lambda_{2,0} + \lambda_{2,A}) + p_3 \cdot (\lambda_{3,1} + \lambda_{3,A}) + p_6 \cdot (\lambda_{6,0} + \lambda_{6,4} + \lambda_{6,A}) + p_{10} \cdot (\lambda_{10,0} + \lambda_{10,8} + \lambda_{10,A}) + p_{15} \cdot (\lambda_{15,0} + \lambda_{15,1} + \lambda_{15,4} + \lambda_{15,5} + \lambda_{15,8} + \lambda_{15,9} + \lambda_{15,12} + \lambda_{15,A})] = 4.03347$$

$$T_{car} = 87.6 \cdot \frac{P_{car}}{F_{car}} = 0.151$$

- Terminais Emissores, considerando o compensador síncrono e as duas LTs nessa categoria:

$$P_{emi} = 100 \cdot \sum_{i \in \varphi} p_i = 100 \cdot (p_1 + p_3 + p_4 + p_5 + p_6 + p_8 + p_9 + p_{10} + p_{12} + p_{15}) = 2.06196 \cdot 10^{-2}$$

$$F_{emi} = 8760 \cdot \sum_{i \in \varphi} (p_i \sum_{j \in \varphi} \lambda_{ij}) = 8760 \cdot [p_1 \cdot (\lambda_{1,0} + \lambda_{1,A}) + p_3 \cdot (\lambda_{3,2} + \lambda_{3,A}) + p_4 \cdot (\lambda_{4,0} + \lambda_{4,A}) + p_5 \cdot (\lambda_{5,0} + \lambda_{5,A}) + p_6 \cdot (\lambda_{6,0} + \lambda_{6,2} + \lambda_{6,A}) + p_8 \cdot (\lambda_{8,0} + \lambda_{8,A}) + p_9 \cdot (\lambda_{9,0} + \lambda_{9,A}) + p_{10} \cdot (\lambda_{10,0} + \lambda_{10,2} + \lambda_{10,A}) + p_{12} \cdot \lambda_{12,A} + p_{15} \cdot (\lambda_{15,0} + \lambda_{15,2} + \lambda_{15,A})] = 26.11608$$

$$T_{emi} = 87.6 \cdot \frac{P_{emi}}{F_{emi}} = 0.069$$

- Terminais Receptores, considerando apenas a carga nessa categoria (já calculado anteriormente: P_{car} , F_{car} , T_{car})

➤ **Isolamento de Terminais Específicos**

- Circuito 14 – 11 {14-11}:

$$P_{14-11} = 100 \cdot \sum_{i \in \tau} p_i = 100 \cdot (p_4 + p_5 + p_6 + p_{12} + p_{15}) = 6.94291 \cdot 10^{-3}$$

$$F_{14-11} = 8760 \cdot \sum_{i \in \tau} (p_i \sum_{j \in \tau} \lambda_{ij}) = 8760 \cdot [p_4 \cdot (\lambda_{4,0} + \lambda_{4,A}) + p_5 \cdot (\lambda_{5,0} + \lambda_{5,1} + \lambda_{5,A}) + p_6 \cdot (\lambda_{6,0} + \lambda_{6,2} + \lambda_{6,A}) + p_{12} \cdot (\lambda_{12,8} + \lambda_{12,A}) + p_{15} \cdot (\lambda_{15,0} + \lambda_{15,1} + \lambda_{15,2} + \lambda_{15,3} + \lambda_{15,8} + \lambda_{15,9} + \lambda_{15,10} + \lambda_{15,A})] = 2.8951$$

$$T_{14-11} = 87.6 \cdot \frac{P_{14-11}}{F_{14-11}} = 0.210$$

- Circuito 14 – 16:

$$P_{14-16} = 100 \cdot \sum_{i \in \tau} p_i = 100 \cdot (p_1 + p_3 + p_5 + p_9 + p_{15}) = 6.94294 \cdot 10^{-3}$$

$$F_{14-16} = 8760 \cdot \sum_{i \in \tau} (p_i \sum_{j \in \tau} \lambda_{ij}) = 8760 \cdot [p_1 \cdot (\lambda_{1,0} + \lambda_{1,A}) + p_3 \cdot (\lambda_{3,2} + \lambda_{3,A}) + p_5 \cdot (\lambda_{5,0} + \lambda_{5,4} + \lambda_{5,A}) + p_9 \cdot (\lambda_{9,0} + \lambda_{9,8} + \lambda_{9,A}) + p_{15} \cdot (\lambda_{15,0} + \lambda_{15,2} + \lambda_{15,4} + \lambda_{15,6} + \lambda_{15,8} + \lambda_{15,10} + \lambda_{15,12} + \lambda_{15,A})] = 2.99389$$

$$T_{14-16} = 87.6 \cdot \frac{P_{14-16}}{F_{14-16}} = 0.203$$

- Compensador Síncrono (já calculado anteriormente: P_{ger} , F_{ger} , T_{ger})
- Carga (já calculado anteriormente: P_{car} , F_{car} , T_{car})

➤ **Máximo Prejuízo e Fragilidade Topológica**

- Continuidade de Operação Plena

$$P_{op} = 100 \cdot p_0 = 99.94923$$

$$F_{op} = 8760 \cdot p_0 \cdot \sum_{j \neq i} \lambda_{ij} = 8760 \cdot p_0 \cdot (\lambda_{0,1} + \lambda_{0,2} + \lambda_{0,4} + \lambda_{0,5} + \lambda_{0,6} + \lambda_{0,8} + \lambda_{0,9} + \lambda_{0,10} + \lambda_{0,15}) = 1.51723$$

$$T_{op} = 87.6 \cdot \frac{P_{op}}{F_{op}} = 5770.75$$

- Metade ou Mais da Arborescência

$$P_{tot/2} = 100 \cdot \sum_{i \in \theta} p_i = 100 \cdot (p_3 + p_5 + p_6 + p_9 + p_{10} + p_{12} + p_{15}) = 6.91646 \cdot 10^{-4}$$

$$F_{tot/2} = 8760 \cdot \sum_{i \in \theta} (p_i \sum_{j \in \theta} \lambda_{ij}) = 8760 \cdot [p_3 \cdot (\lambda_{3,1} + \lambda_{3,2} + \lambda_{3,A}) + p_5 \cdot (\lambda_{5,0} + \lambda_{5,1} + \lambda_{5,4} + \lambda_{5,A}) + p_6 \cdot (\lambda_{6,0} + \lambda_{6,2} + \lambda_{6,4} + \lambda_{6,A}) + p_9 \cdot (\lambda_{9,0} + \lambda_{9,1} + \lambda_{9,8} + \lambda_{9,A}) + p_{10} \cdot (\lambda_{10,0} + \lambda_{10,2} + \lambda_{10,8} + \lambda_{10,A}) + p_{12} \cdot (\lambda_{12,4} + \lambda_{12,8} + \lambda_{12,A}) + p_{15} \cdot (\lambda_{15,0} + \lambda_{15,1} + \lambda_{15,2} + \lambda_{15,4} + \lambda_{15,8} + \lambda_{15,A})] = 4.05585$$

$$T_{tot/2} = 87.6 \cdot \frac{P_{tot/2}}{F_{tot/2}} = 0.015$$

- Perda Total

$$P_{tot} = 100 \cdot p_T = 5.61693 \cdot 10^{-7}$$

$$F_{tot} = 8760 \cdot p_T \cdot \sum_{j \neq i} \lambda_{ij} = 8760 \cdot p_{15} \cdot (\lambda_{15,0} + \lambda_{15,1} + \lambda_{15,2} + \lambda_{15,3} + \lambda_{15,4} + \lambda_{15,5} + \lambda_{15,6} + \lambda_{15,8} + \lambda_{15,9} + \lambda_{15,10} + \lambda_{15,12} + \lambda_{15,A}) = 0.00876$$

$$T_{tot} = 87.6 \cdot \frac{P_{tot}}{F_{tot}} = 0.006$$

- Expectância de Continuidade Nodal

$$ECntN = 8760 \cdot p_0 = 8755.56 \text{ horas}$$

- Expectância de Conectividade Nodal

$$ECtvN = p_0 \cdot \zeta = p_0 \cdot 4 = 3.99797$$

- Indisponibilidade de Serviço Nodal

$$ISN = k \cdot p_T \cdot \zeta = 1 \cdot p_{15} \cdot 4 = 2.24677 \cdot 10^{-8}$$

O Capítulo VI abordará exemplos reais do sistema elétrico brasileiro, explorando diversas utilidades dos índices nodais em vários tipos de análises.

V.5. Sumário

Este Capítulo apresentou uma metodologia para cálculo de uma vasta coleção de índices nodais baseada no modelo estocástico equivalente desenvolvido no Capítulo III e associados ao modo de falha de continuidade.

Mostrou-se como calcular índices de probabilidade, frequência e duração para terminais isolados ou conjuntos de terminais e índices de expectância nodal para uma subestação. Adicionalmente, os índices propostos foram divididos em categorias, tomando como base a natureza do espaço de estados.

A influência do modelo nodal equivalente sobre os índices nodais foi também discutida, via um exemplo numérico, avaliando-se quatro metodologias pelas quais poder-se-ia calcular tais índices. Comparando-se os resultados dessa avaliação, chegou-se à conclusão que, para esta situação, a metodologia que considera a presença do estado agregado no modelo, porém sempre mantendo-o externo ao conjunto de eventos sob análise, revelou-se a mais promissora. Embora não se possa generalizar resultados com base em apenas um exemplo, a necessidade de dispor-se de uma regra para o cálculo dos índices nodais levou à adoção deste método quando da elaboração e construção do programa *ConfNod*.

Um exemplo completo do cálculo desses índices foi apresentado, mostrando a aplicação práticas das equações apresentadas.

Aplicações*

VI.1. Introdução

Este capítulo apresenta uma série de exemplos práticos da aplicação, em subestações reais do sistema elétrico brasileiro, dos índices nodais propostos nesta Dissertação.

O capítulo está dividido em cinco seções, além da presente. A seção VI.2 apresenta diversos exemplos da aplicação direta dos indicadores sugeridos no capítulo anterior, além de comparar arranjos atuais e passados de algumas subestações. A seção VI.3 explora, com a ajuda de um exemplo, a influência de modelos e parâmetros sobre os indicadores, procurando identificar quais as influências mais significativas. Na seção VI.4 é apresentado um exemplo mostrando como índices nodais podem ser empregados para avaliar possibilidades de novos arranjos para a expansão de uma subestação. A seção VI.5 trata do problema da análise da confiabilidade composta levando em conta a influência de falhas originadas em subestações. Finalmente, na seção VI.6 traça-se comentários acerca das conclusões atingidas com o presente capítulo.

VI.2. Análise de Subestações do Sistema Elétrico Brasileiro

Como mencionado, nesta seção apresenta-se uma série de exemplos, baseados em subestações reais do sistema elétrico brasileiro.

Cumprе ressaltar que, por não se dispor de dados estocásticos dos equipamentos das

* Nota: Para fins de melhor visualização, sugere-se a consulta à edição em cores deste capítulo.

mesmas, foram adotados dados típicos (vide Tabela III.1) para os mesmos, conforme apresentado na Tabela VI.1. *Dessa forma, os resultados aqui mostrados são hipotéticos, não devendo ser encarados quantitativamente.*

Tabela VI.1 – Taxas de Falha e Tempos Médios de Residência Tomados como Exemplo

	λ (o/ano)	r_r (h)	λ_m (o/ano)	r_m (h)	r_d (h)	λ_e (o/ano)	r_e (h)	λ_p (o/ano)
Barramentos	0.05	72.0	1.00	24.0	–	–	–	–
Chaves Seccionadoras	0.02	108.0	0.30	24.0	1.0	0.005	1.0	–
Disjuntores	0.09	100.0	0.80	80.0	1.0	0.500	1.0	0.06
Terminais	0.68	168.0	0.8	48.0	–	–	–	–

A lista das subestações analisadas pode ser encontrada na Tabela VI.2, juntamente com a indicação da figura na qual se encontra o diagrama unifilar da subestação e da tabela na qual os resultados referentes à mesma podem ser encontrados.

Tabela VI.2 – Arranjos Analisados

Elemento Nodal	Diagrama Unifilar	Resultados
Araraquara 500 kV	Figura VI.1	Tabela VI.3
Xingó 500 kV	Figura VI.2	Tabela VI.4
Eunápolis 230 kV	Figura VI.3	Tabela VI.5
Cachoeira Paulista 500 kV	Figura VI.4	Tabela VI.6
Angra dos Reis 500 kV	Figura VI.5	Tabela VI.7
Tijuco Preto 765 kV	Figura VI.6	Tabela VI.8
Foz do Iguaçu 765 kV	Figura VI.7	Tabela VI.9
Ivaiporã 765 kV	Figura VI.8	Tabela VI.10
Gravataí 525 kV, situação 1	Figura VI.9 (a)	Tabela VI.11
Gravataí 525 kV, situação 2	Figura VI.9 (b)	Tabela VI.11
Bauru 440 kV, situação 1	Figura VI.10 (a)	Tabela VI.12
Bauru 440 kV, situação 2	Figura VI.10 (b)	Tabela VI.12
Foz de Areia 525 kV, situação 1	Figura VI.11 (a)	Tabela VI.13
Foz de Areia 525 kV, situação 2	Figura VI.11 (b)	Tabela VI.13

Com relação aos exemplos explorados, algumas observações devem ser feitas:

- Para algumas subestações duas possibilidades de arranjo foram analisadas. Nesses casos, os resultados foram dispostos numa única tabela, de modo a facilitar comparação dos resultados;
- Transformadores abaixadores foram sempre classificados como cargas (com fator de participação igualmente distribuído entre si, isto é, a carga total de cada subestação foi igualmente dividida entre os transformadores da mesma), e não como circuitos (exceto nos casos envolvendo barramentos de 765 kV);
- Nas tabelas, *o valor da probabilidade está apresentado em % e o valor da frequência em ocorrências/ano.*
- Junto de cada conjunto Figura/Tabela foram adicionados breves comentários sobre o exemplo, procurando elucidar pontos que pudessem suscitar dúvidas ou simplesmente enfatizando pontos merecedores de destaque.
- O **Anexo D** contém uma compilação dos arquivos de dados utilizados nesta seção.

Nas figuras a seguir, a seguinte notação foi adotada:

 Barramento	 Disjuntor (Normalmente Fechado)
 Máquina Geradora ou Usina	 Disjuntor (Normalmente Aberto)
 Terminal de LT ou Transformador	 Chave Seccionadora (Normalmente Fechada)
 Reator	 Chave Seccionadora (Normalmente Aberta)

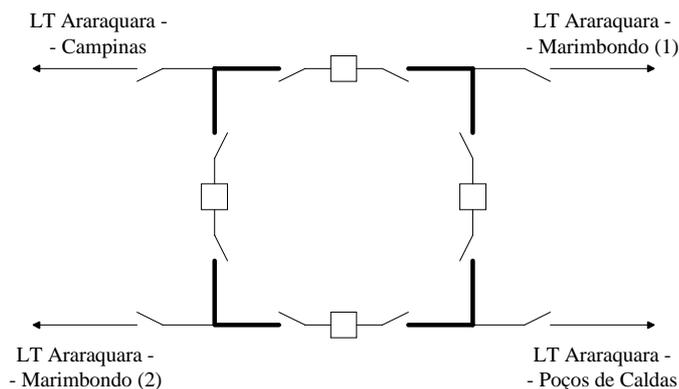


Figura VI.1 – Esquema Unifilar Simplificado do Barramento de 500 kV da SE Araraquara

Tabela VI.3 – Índices Nodais para o Barramento de 500 kV da SE Araraquara

Descrição	Probabilidade	Frequência
Nenhum Terminal	98.389	1139.73
Perda de Terminal Único	1.49610	838.26
Perda de Terminal Duplo	$1.51865 \cdot 10^{-2}$	92.99
Perda de Terminal de Circuito	1.53046	856.84
Perda de Metade da Arborescência	$1.61855 \cdot 10^{-2}$	96.94
Perda Total	$9.99040 \cdot 10^{-4}$	18.61
Perda LT Araraquara – Campinas	$3.82616 \cdot 10^{-1}$	247.78
Perda LT Araraquara – Poços de Caldas	$3.82616 \cdot 10^{-1}$	247.78
Perda LT Araraquara – Marimbondo 1	$3.82616 \cdot 10^{-1}$	247.78
Perda LT Araraquara – Marimbondo 2	$3.82616 \cdot 10^{-1}$	247.78
Índices de Expectância Nodal		
Continuidade (horas)	8618.87	
Conectividade	3.94000	
Indisponibilidade	3.99620	

- como pode-se observar, a simetria da subestação reflete-se nos índices nodais dos terminais da mesma;
- a baixa probabilidade de perda total da subestação mostra que um anel simples é razoavelmente confiável, mesmo para uma subestação com poucos terminais.

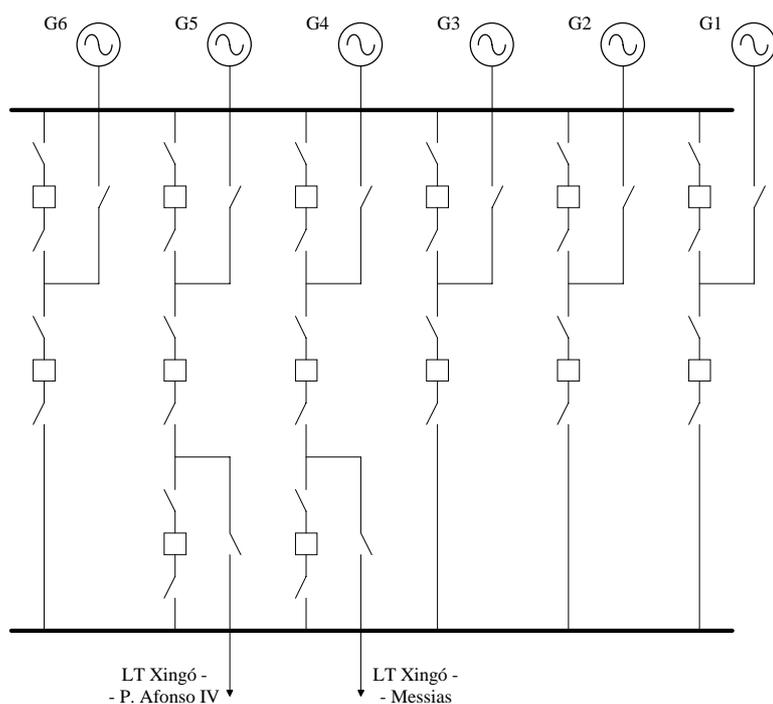


Figura VI.2 – Esquema Unifilar Simplificado do Barramento de 500 kV da SE Xingó

Tabela VI.4 – Índices Nodais para o Barramento de 500 kV da SE Xingó

Descrição	Probabilidade	Frequência
Nenhum Terminal	96.530	131376
Perda de Terminal Único	2.56794	33400.3
Perda de Terminal Duplo	$2.05300 \cdot 10^{-2}$	233.14
Perda de Terminal de Circuito	$6.52306 \cdot 10^{-1}$	5820.63
Perda de Terminal de Geração	1.96712	27865.8
Perda de Metade da Arborescência	$2.07840 \cdot 10^{-3}$	35.70
Perda Total	$4.48098 \cdot 10^{-4}$	3.66
Perda G1 500 MW	$3.28478 \cdot 10^{-1}$	5517.25
Perda G2 500 MW	$3.28478 \cdot 10^{-1}$	5517.25
Perda G3 500 MW	$3.28478 \cdot 10^{-1}$	5517.25
Perda G4 500 MW	$3.26603 \cdot 10^{-1}$	2969.84
Perda G5 500 MW	$3.26603 \cdot 10^{-1}$	2969.84
Perda G6 500 MW	$3.28478 \cdot 10^{-1}$	5517.25
Perda LT Xingó – Messias	$3.26153 \cdot 10^{-1}$	2912.16
Perda LT Xingó – Paulo Afonso 4	$3.26153 \cdot 10^{-1}$	2912.16
Índices de Expectância Nodal		
Continuidade (horas)	8456.00	
Conectividade	7.72000	
Indisponibilidade	3.58480	

- observa-se claramente que terminais dispostos em *bays* distintos (disjuntor duplo ou disjuntor e um terço) apresentam desempenhos diferentes, enquanto que terminais em *bays* do mesmo tipo apresentam comportamento semelhante;
- a probabilidade de perda total ou perda de metade ou mais dos terminais da subestação são razoavelmente altas, em virtude de que apenas 2 terminais do barramento são circuitos, isto é, cada vez que esses terminais são afetados considera-se um perda total pois a perda da capacidade de escoamento de potência torna a conectividade dos geradores restantes irrelevante.

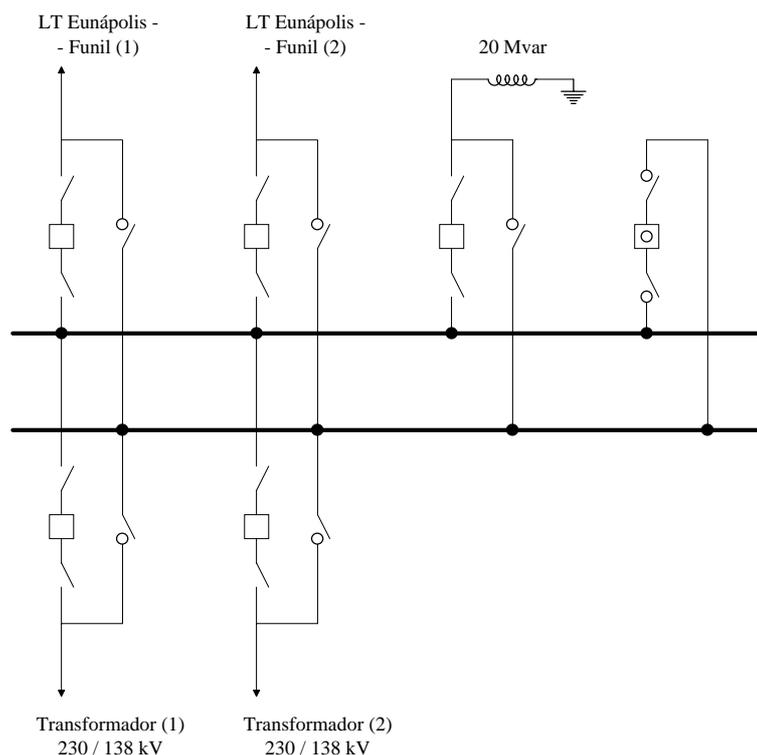


Figura VI.3 – Esquema Unifilar Simplificado do Barramento de 230 kV da SE Eunápolis

Tabela VI.5 – Índices Nodais para o Barramento de 230 kV da SE Eunápolis

Descrição	Probabilidade	Frequência
Nenhum Terminal	99.135	27028.9
Perda de Terminal Único	$6.78636 \cdot 10^{-1}$	3663.11
Perda de Terminal Duplo	$7.00468 \cdot 10^{-4}$	1.51
Perda de Terminal de Circuito	$2.73666 \cdot 10^{-1}$	1483.15
Perda de Terminal de Carga	$2.73822 \cdot 10^{-1}$	1483.67
Perda de Terminal de Shunt	$1.36911 \cdot 10^{-1}$	753.62
Perda de Metade da Arborescência	$8.72241 \cdot 10^{-4}$	22.01
Perda Total	$8.72241 \cdot 10^{-4}$	21.96
Perda Transformador 230/138 (1)	$1.36911 \cdot 10^{-1}$	752.83
Perda Transformador 230/138 (2)	$1.36911 \cdot 10^{-1}$	753.02
Perda LT Eunápolis – Funil 1	$1.36833 \cdot 10^{-1}$	752.48
Perda LT Eunápolis – Funil 2	$1.36833 \cdot 10^{-1}$	752.68
Perda Reator	$1.36911 \cdot 10^{-1}$	753.62
Índices de Expectância Nodal		
Continuidade (horas)	8684.24	
Conectividade	4.96000	
Indisponibilidade	4.36120	

- os índices nodais para perda de metade ou mais dos terminais confundem-se com os índices de perda total dos terminais devido ao fato de que nas contingências analisadas (até segunda ordem) não foram encontrados casos de perdas de exatamente 3 terminais quaisquer.

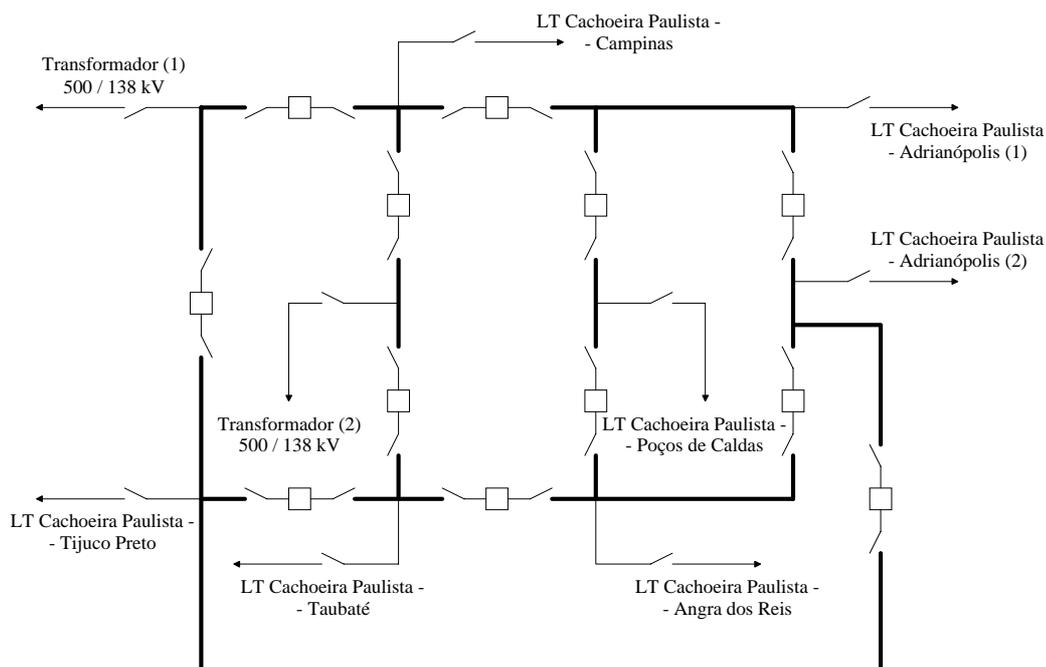


Figura VI.4 – Esquema Unifilar Simplificado do Barramento de 500 kV da SE Cachoeira Paulista

Tabela VI.6 – Índices Nodais para o Barramento de 500 kV da SE Cachoeira Paulista

Descrição	Probabilidade	Freqüência
Nenhum Terminal	95.545	36933.8
Perda de Terminal Único	3.70035	5526.94
Perda de Terminal Duplo	$4.21437 \cdot 10^{-2}$	312.322
Perda de Terminal de Circuito	3.07250	4785.53
Perda de Terminal de Carga	$7.20035 \cdot 10^{-1}$	1026.90
Perda de Metade da Arborescência	$4.17022 \cdot 10^{-6}$	7722.97
Perda LT Cach.Paulista – Adrianópolis 1	$4.52080 \cdot 10^{-1}$	744.628
Perda LT Cach.Paulista – Adrianópolis 2	$4.52080 \cdot 10^{-1}$	758.71
Perda LT Cach.Paulista – Poços Caldas	$3.60018 \cdot 10^{-1}$	514.33
Perda Transformador 500/138 (1)	$3.60018 \cdot 10^{-1}$	513.75
Perda LT Cach.Paulista – Tijuco Preto	$4.52080 \cdot 10^{-1}$	744.99
Perda LT Cach.Paulista – Taubaté	$4.52080 \cdot 10^{-1}$	744.63
Perda LT Cach.Paulista – Angra dos Reis	$4.52080 \cdot 10^{-1}$	744.99
Perda LT Cach.Paulista – Campinas	$4.52080 \cdot 10^{-1}$	730.26
Perda Transformador 500/138 (2)	$3.60018 \cdot 10^{-1}$	513.75
Índices de Expectância Nodal		
Continuidade (horas)	8369.77	
Conectividade	8.60000	
Indisponibilidade	0.00000	

- os índices nodais exibem o fato do arranjo em anel múltiplo ser bastante robusto (em contingências de até segunda ordem a perda de todos os terminais da subestação é impossível e a perda de metade ou mais dos terminais apresenta baixa probabilidade);
- uma vez que o arranjo não é completamente simétrico existem pequenas variações nos índices determinados para cada terminal.

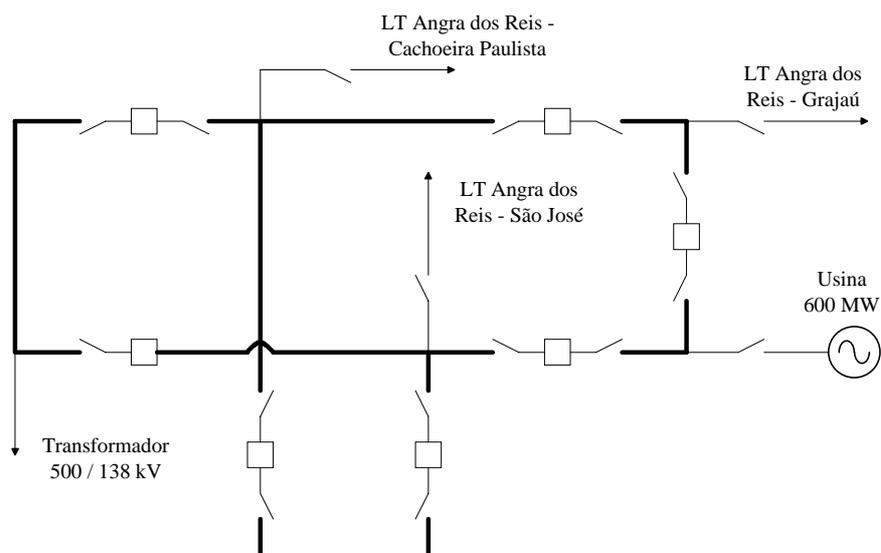


Figura VI.5 – Esquema Unifilar Simplificado do Barramento e 500 kV da SE Angra dos Reis

Tabela VI.7 – Índices Nodais para o Barramento de 500 kV da SE Angra dos Reis

Descrição	Probabilidade	Frequência
Nenhum Terminal	97.064	9734.80
Perda de Terminal Único	2.66080	8213.98
Perda de Terminal Duplo	$2.10837 \cdot 10^{-2}$	1775.70
Perda de Terminal de Circuito	2.06416	7709.06
Perda de Terminal de Geração	$3.78112 \cdot 10^{-1}$	454.95
Perda de Terminal de Carga	$2.73613 \cdot 10^{-1}$	273.79
Perda de Metade da Arborescência	$4.29090 \cdot 10^{-3}$	37.18
Perda Total	$2.29928 \cdot 10^{-5}$	$1.51770 \cdot 10^{-1}$
Perda Transformador 500/138	$2.73613 \cdot 10^{-1}$	273.79
Perda LT Angra – Cachoeira Paulista	$4.71163 \cdot 10^{-1}$	2193.82
Perda LT Angra – São José	1.21807	5137.80
Perda LT Angra – Grajaú	$3.74933 \cdot 10^{-1}$	434.52
Perda Usina 19 kV	$3.78112 \cdot 10^{-1}$	454.95
Índices de Expectância Nodal		
Continuidade Nodal (horas)	8502.84	
Conectividade Nodal	4.85000	
Indisponibilidade Nodal	0.11500	

- apesar de também empregar o arranjo de anel múltiplo, esta subestação é menos confiável que a de Cachoeira Paulista, por exemplo, devido a seu menor número de terminais;
- a assimetria do arranjo reflete-se nos índices nodais dos terminais, evidenciando algumas diferenças consideráveis.

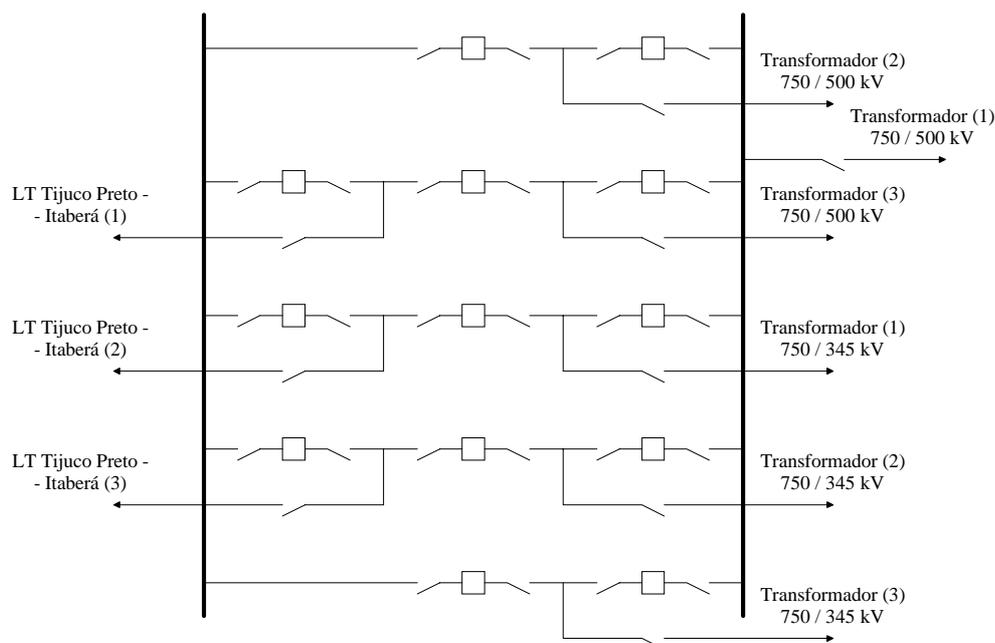


Figura VI.6 – Esquema Unifilar Simplificado do Barramento de 765 kV da SE Tijuco Preto

Tabela VI.8 – Índices Nodais para o Barramento de 765 kV da SE Tijuco Preto

Descrição	Probabilidade	Freqüência
Nenhum Terminal	95.992	74309.7
Perda de Terminal Único	3.17638	15945.8
Perda de Terminal Duplo	$4.12688 \cdot 10^{-2}$	375.50
Perda de Terminal de Circuito	3.27108	16115.8
Perda de Metade da Arborescência	$3.29489 \cdot 10^{-5}$	$1.50031 \cdot 10^{-1}$
Perda LT Tijuco Preto – Itaberá (1)	$3.27773 \cdot 10^{-1}$	2692.43
Perda LT Tijuco Preto – Itaberá (2)	$3.27773 \cdot 10^{-1}$	2692.43
Perda LT Tijuco Preto – Itaberá (3)	$3.27773 \cdot 10^{-1}$	2692.43
Perda Transformador 765/500 (1)	$6.44131 \cdot 10^{-1}$	1513.50
Perda Transformador 765/500 (2)	$3.29504 \cdot 10^{-1}$	2765.33
Perda Transformador 765/500 (3)	$3.28207 \cdot 10^{-1}$	474.33
Perda Transformador 765/345 (1)	$3.28207 \cdot 10^{-1}$	474.33
Perda Transformador 765/345 (2)	$3.28207 \cdot 10^{-1}$	474.33
Perda Transformador 765/345 (3)	$3.29504 \cdot 10^{-1}$	2765.34
Índices de Expectância Nodal		
Continuidade Nodal (horas)	8408.88	
Conectividade Nodal	8.64000	
Indisponibilidade Nodal	0.00000	

- este exemplo mostra bem a influência de vários tipos de conexões dos terminais e sua simetria, ou seja, terminais conectados via duplo disjuntor apresentam menores probabilidade e freqüência de falhas do que aqueles conectados via disjuntor e meio que, por sua vez, apresentam desempenho melhor do que o terminal conectado diretamente ao barramento.
- o fato de haver um terminal ligado diretamente ao barramento afeta consideravelmente a freqüência de falha dos terminais conectados via disjuntor e meio do mesmo lado do barramento.

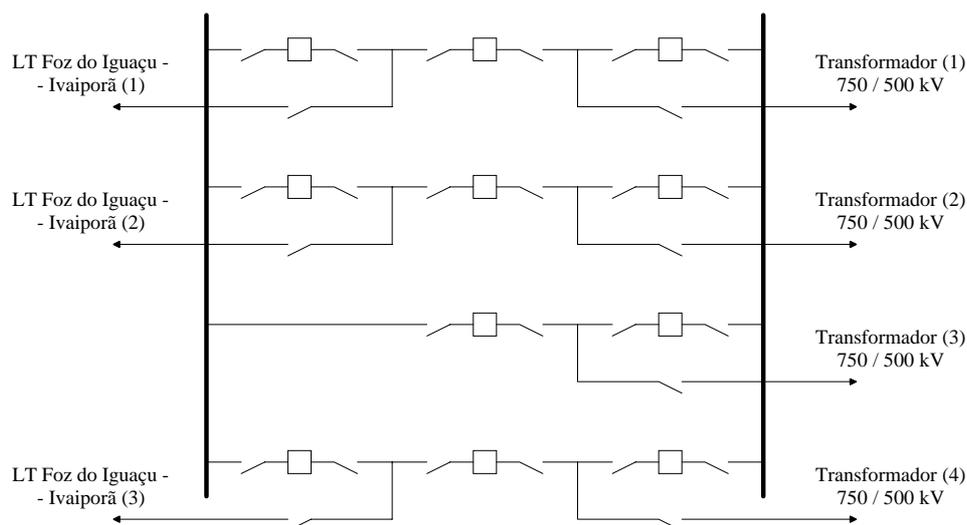


Figura VI.7 – Esquema Unifilar Simplificado do Barramento de 765 kV da SE Foz do Iguaçu

Tabela VI.9 – Índices Nodais para o Barramento de 765 kV da SE Foz do Iguaçu

Descrição	Probabilidade	Frequência
Nenhum Terminal	97.122	61979.4
Perda de Terminal Único	2.28653	18457.9
Perda de Terminal Duplo	$2.12342 \cdot 10^{-2}$	232.13
Perda de Terminal de Circuito	2.32937	18536.6
Perda de Metade da Arborescência	$8.31190 \cdot 10^{-8}$	$2.43062 \cdot 10^{-5}$
Perda LT Foz do Iguaçu – Ivaiporã (1)	$3.32678 \cdot 10^{-1}$	2347.00
Perda LT Foz do Iguaçu – Ivaiporã (2)	$3.32678 \cdot 10^{-1}$	2347.00
Perda LT Foz do Iguaçu – Ivaiporã (3)	$3.32678 \cdot 10^{-1}$	2347.00
Perda Transformador 765/500 (1)	$3.32678 \cdot 10^{-1}$	2347.00
Perda Transformador 765/500 (2)	$3.32678 \cdot 10^{-1}$	2347.00
Perda Transformador 765/500 (3)	$3.33307 \cdot 10^{-1}$	4687.69
Perda Transformador 765/500 (4)	$3.32678 \cdot 10^{-1}$	2347.00
Índices de Expectância Nodal		
Continuidade Nodal (horas)	8507.89	
Conectividade Nodal	6.80000	
Indisponibilidade Nodal	0.00000	

- este exemplo evidencia a melhor confiabilidade da conexão disjuntor duplo em relação a disjuntor e meio. Embora tal fato não seja patente à primeira vista (a frequência de falha do transformador 3 é superior às demais), a determinação da duração média dessa falha pode comprovar a superioridade desse arranjo, sendo cerca de 50% menor que as demais falhas.

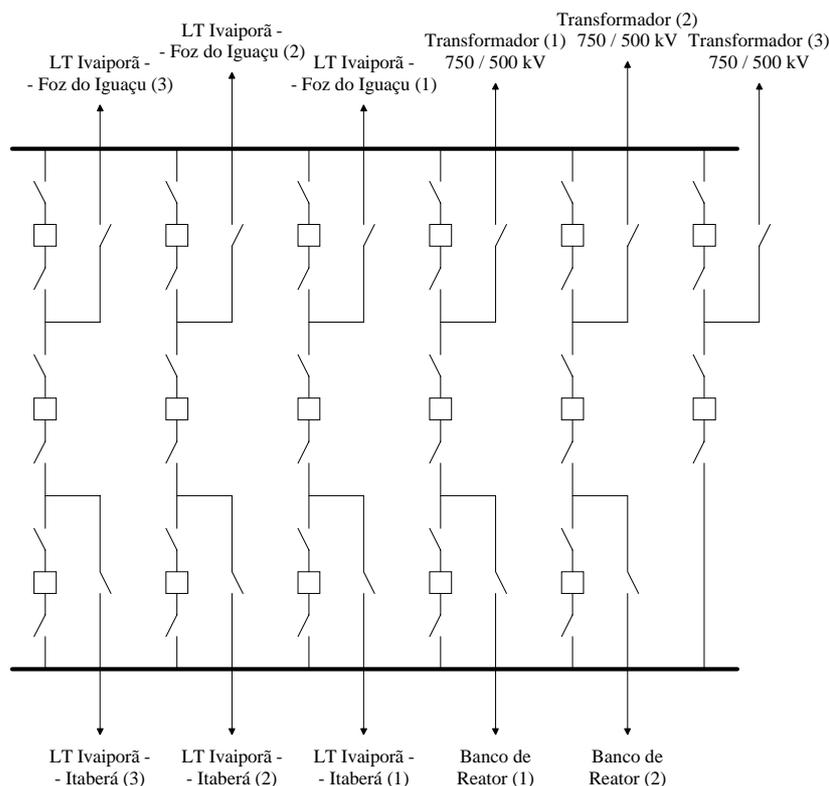
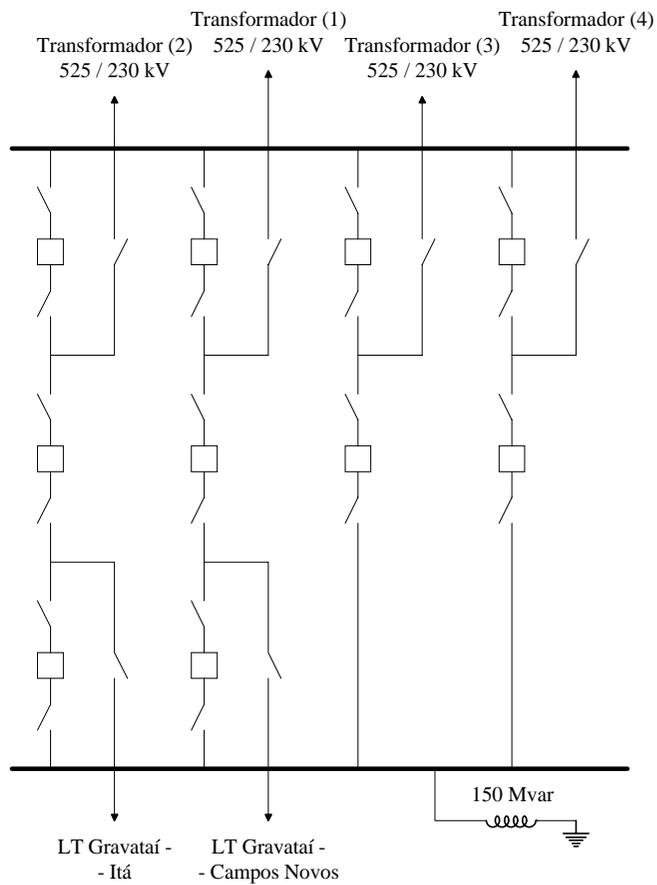


Figura VI.8 – Esquema Unifilar Simplificado do Barramento de 765 kV da SE Ivaiporã

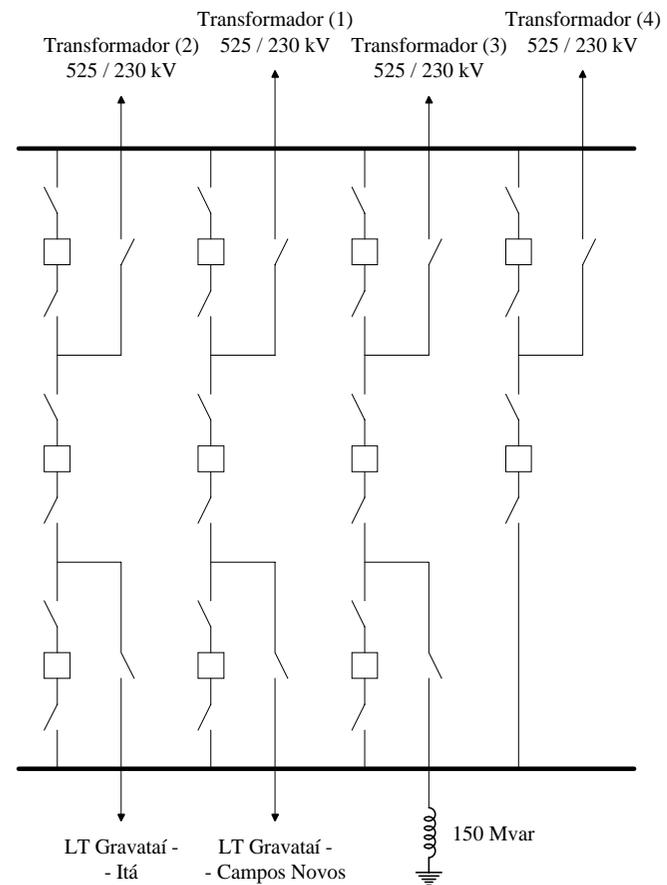
Tabela VI.10 – Índices Nodais para o Barramento de 765 kV da SE Ivaiporã

Descrição	Probabilidade	Frequência
Nenhum Terminal	95.262	221506
Perda de Terminal Único	3.41421	40931.8
Perda de Terminal Duplo	$4.36507 \cdot 10^{-2}$	545.16
Perda de Terminal de Circuito	2.86599	34417.4
Perda de Terminal de Shunt	$6.36490 \cdot 10^{-1}$	6941.21
Perda LT Ivaiporã – Itaberá (1)	$3.18245 \cdot 10^{-1}$	3471.34
Perda LT Ivaiporã – Itaberá (2)	$3.18245 \cdot 10^{-1}$	3471.34
Perda LT Ivaiporã – Itaberá (3)	$3.18245 \cdot 10^{-1}$	3471.34
Perda LT Ivaiporã – Foz do Iguaçu (1)	$3.18245 \cdot 10^{-1}$	3471.34
Perda LT Ivaiporã – Foz do Iguaçu (2)	$3.18245 \cdot 10^{-1}$	3471.34
Perda LT Ivaiporã – Foz do Iguaçu (3)	$3.18245 \cdot 10^{-1}$	3471.34
Perda Transformador 765/500 (1)	$3.18245 \cdot 10^{-1}$	3471.34
Perda Transformador 765/500 (2)	$3.18245 \cdot 10^{-1}$	3471.34
Perda Transformador 765/500 (3)	$3.20037 \cdot 10^{-1}$	6980.16
Perda Banco de Reatores (1)	$3.18245 \cdot 10^{-1}$	3471.34
Perda Banco de Reatores (2)	$3.18245 \cdot 10^{-1}$	3471.34
Índices de Expectância Nodal		
Continuidade Nodal (horas)	8344.93	
Conectividade Nodal	10.4800	
Indisponibilidade Nodal	0.00000	

- pode-se repetir aqui a mesma observação feita para o exemplo anterior no que concerne ao desempenho da conexão via disjuntor duplo versus disjuntor e meio, ou seja, embora a frequência de falha seja maior no primeiro caso, a sua duração média é consideravelmente menor;
- a robustez do arranjo aliada ao grande número de terminais faz com que nenhuma contingência de até segunda ordem seja capaz de ocasionar sequer o isolamento de 50% dos terminais.



(a) Situação 1



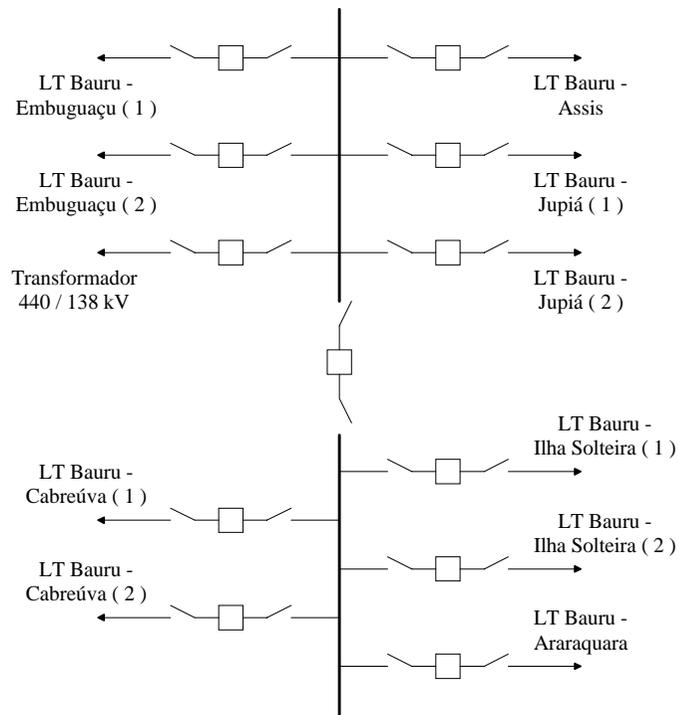
(b) Situação 2

Figura VI.9 – Esquema Unifilar Simplificado do Barramento de 525 kV da Subestação de Gravataí

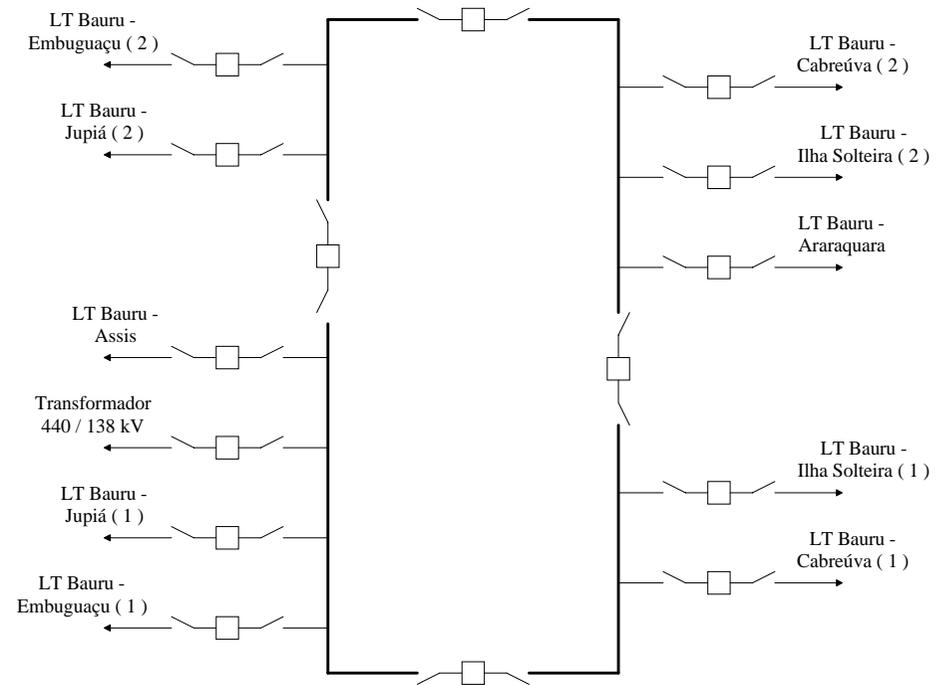
Tabela VI.11 – Índices Nodais para o Barramento de 525 kV da Subestação de Gravataí

Descrição	Situação 1		Situação 2	
	Probabilidade	Frequência	Probabilidade	Frequência
Nenhum Terminal	96.975	34366.0	97.117	60603.6
Perda de Terminal Único	2.51123	10034.2	2.28572	17671.5
Perda de Terminal Duplo	$2.68268 \cdot 10^{-2}$	219.35	$2.59221 \cdot 10^{-2}$	310.53
Perda de Terminal de Circuito	$6.71041 \cdot 10^{-1}$	777.32	$6.65356 \cdot 10^{-1}$	4463.99
Perda de Terminal de Carga	1.34447	8632.35	1.33918	11219.7
Perda de Terminal de Shunt	$5.60192 \cdot 10^{-1}$	949.21	$3.39108 \cdot 10^{-1}$	2409.59
Perda de Metade da Arborescência	$5.16231 \cdot 10^{-4}$	3.94	$4.96988 \cdot 10^{-4}$	3.86
Perda Total	$4.69264 \cdot 10^{-4}$	3.84	$4.64044 \cdot 10^{-4}$	3.79
Perda Transformador 525/230 (1)	$3.35541 \cdot 10^{-1}$	2132.44	$3.33144 \cdot 10^{-1}$	2292.85
Perda Transformador 525/230 (2)	$3.35541 \cdot 10^{-1}$	2132.44	$3.33144 \cdot 10^{-1}$	2292.85
Perda Transformador 525/230 (3)	$3.36696 \cdot 10^{-1}$	2200.12	$3.39108 \cdot 10^{-1}$	2409.59
Perda Transformador 525/230 (4)	$3.36696 \cdot 10^{-1}$	2200.12	$3.33787 \cdot 10^{-1}$	4253.70
Perda Reator	$5.60192 \cdot 10^{-1}$	949.21	$3.39108 \cdot 10^{-1}$	2409.59
Perda LT Gravataí – Campos Novos	$3.35520 \cdot 10^{-1}$	390.59	$3.32678 \cdot 10^{-1}$	2233.90
Perda LT Gravataí – Itá	$3.35520 \cdot 10^{-1}$	390.59	$3.32678 \cdot 10^{-1}$	2233.90
Índices de Expectância Nodal				
Continuidade Nodal (horas)	8494.99		8507.44	
Conectividade Nodal	6.79000		6.80000	
Indisponibilidade Nodal	3.28480		3.24830	

- a mudança do reator para um dos *bays* de disjuntor e meio ainda incompletos melhora o desempenho confiabilístico da subestação em todas as situações, como se pode observar. Em especial, destaca-se a probabilidade de perda do reator, reduzida quase à metade.



(a) Situação 1



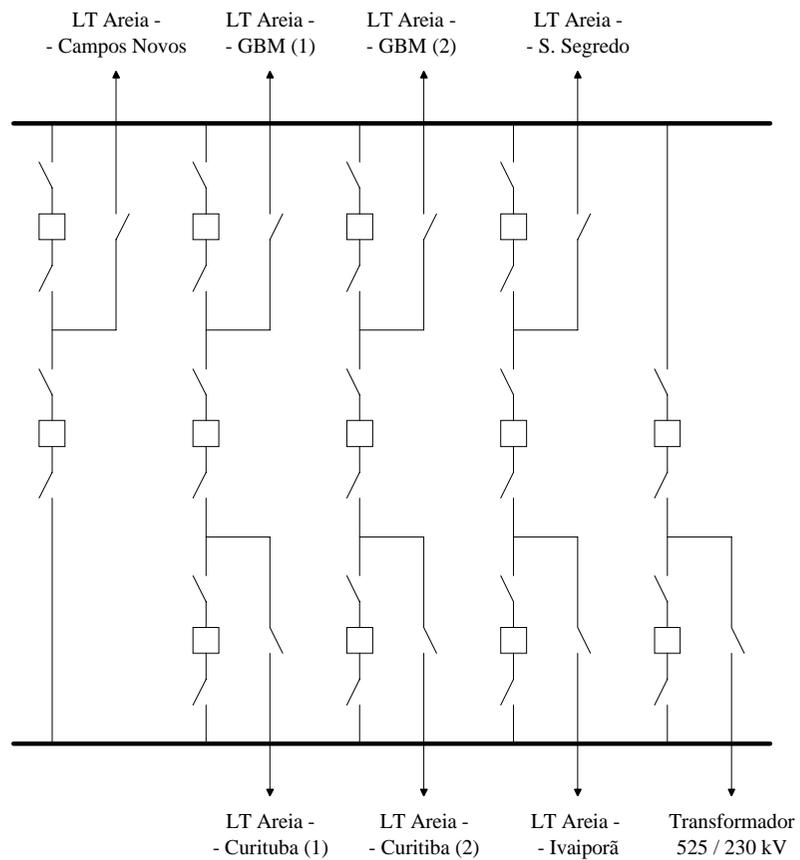
(b) Situação 2

Figura VI.10 – Esquema Unifilar Simplificado do Barramento de 440 kV da Subestação de Bauru

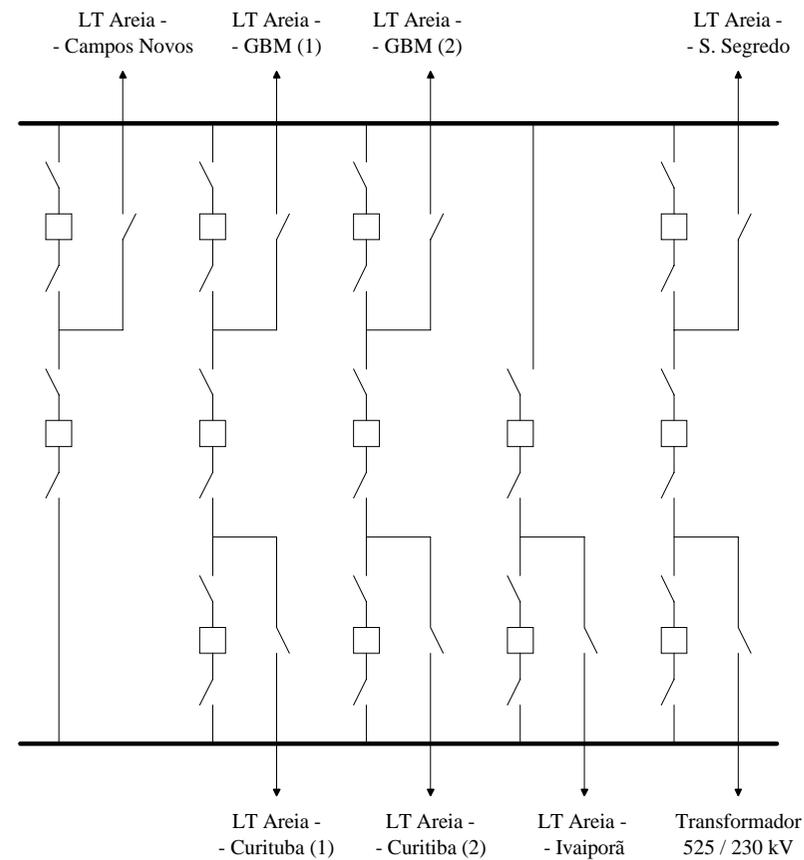
Tabela VI.12 – Índices Nodais para o Barramento de 440 kV da Subestação de Bauru

Descrição	Situação 1		Situação 2	
	Probabilidade	Frequência	Probabilidade	Frequência
Nenhum Terminal	87.840	1623.95	87.175	10706.9
Perda de Terminal Único	10.024	1252.74	9.77837	2543.42
Perda de Terminal Duplo	$1.79736 \cdot 10^{-1}$	46.38	$9.69579 \cdot 10^{-1}$	9418.39
Perda de Terminal de Circuito	16.181	5205.87	14.290	7502.23
Perda de Terminal de Carga	1.66705	25251.5	1.53454	12926.3
Perda de Metade da Arborescência	$7.34766 \cdot 10^{-1}$	32997.2	$5.60727 \cdot 10^{-3}$	122.33
Perda Total	$2.92683 \cdot 10^{-3}$	135.85	$1.77594 \cdot 10^{-8}$	$6.22288 \cdot 10^{-6}$
Perda LT Bauru – Assis	1.66705	25251.5	1.53454	12926.3
Perda LT Bauru – Jupiá 1	1.66705	25251.5	1.53454	12926.3
Perda LT Bauru – Ilha Solteira 1	1.56909	15698.1	1.34251	2831.00
Perda LT Bauru – Jupiá 2	1.66705	25251.5	1.34251	2831.00
Perda LT Bauru – Ilha Solteira 2	1.56909	15698.1	1.43857	6742.88
Perda LT Bauru – Araraquara	1.56909	15698.1	1.43857	6742.88
Perda LT Bauru – Cabreúva 2	1.56909	15698.1	1.43857	6742.88
Perda LT Bauru – Cabreúva 1	1.56909	15698.1	1.34251	2831.00
Perda Transformador 440/138	1.66705	25251.5	1.53454	12926.3
Perda LT Bauru – Embuguaçu 2	1.66705	25251.5	1.34251	2831.00
Perda LT Bauru – Embuguaçu 1	1.66705	25251.5	1.53454	12926.3
Índices de Expectância Nodal				
Continuidade (horas)	7694.76		7636.56	
Conectividade	9.66000		9.59000	
Indisponibilidade	2.19510		$2.000 \cdot 10^{-4}$	

- Como era de se esperar, o arranjo em anel é mais robusto que o arranjo com barramento seccionado. Em especial, destacam-se os fatos de que na situação 2 a perda total dos terminais e a perda de metade ou mais dos terminais passam a ter uma probabilidade de ocorrência sensivelmente reduzida, refletindo-se ainda na indisponibilidade nodal, cerca de 10000 vezes menor no segundo caso;
- A probabilidade de não se ter terminais isolados é maior para o arranjo original devido ao fato deste arranjo possuir menor quantidade de elementos, o que faz com que a probabilidade de ocorrência do caso-base aumente.



(a) Situação 1



(b) Situação 2

Figura VI.11 – Esquema Unifilar Simplificado do Barramento de 525 kV da Subestação de Foz de Areia

Tabela VI.13 – Índices Nodais para o Barramento de 525 kV da Subestação de Foz de Areia

Descrição	Situação 1		Situação 2	
	Probabilidade	Frequência	Probabilidade	Frequência
Nenhum Terminal	96.625	102947	96.625	102947
Perda de Terminal Único	2.57501	26279.9	2.57501	26279.9
Perda de Terminal Duplo	$2.57460 \cdot 10^{-2}$	301.71	$2.57460 \cdot 10^{-2}$	301.71
Perda de Terminal de Circuito	2.29772	21309.3	2.29893	23725.4
Perda de Terminal de Carga	$3.29280 \cdot 10^{-1}$	5104.77	$3.28073 \cdot 10^{-1}$	2745.75
Perda de Metade da Arborescência	$3.01997 \cdot 10^{-5}$	$1.24001 \cdot 10^{-1}$	$3.01997 \cdot 10^{-5}$	$1.24001 \cdot 10^{-1}$
Perda Transformador 525/230	$3.29280 \cdot 10^{-1}$	5104.77	$3.28073 \cdot 10^{-1}$	2745.75
Perda LT Foz de Areia – Ivaiporã	$3.28073 \cdot 10^{-1}$	2745.75	$3.29280 \cdot 10^{-1}$	5104.77
Perda LT Foz de Areia – Salto Segredo	$3.28073 \cdot 10^{-1}$	2745.75	$3.28073 \cdot 10^{-1}$	2745.75
Perda LT Foz de Areia – Curitiba 1	$3.28073 \cdot 10^{-1}$	2745.75	$3.28073 \cdot 10^{-1}$	2745.75
Perda LT Foz de Areia – GBM 1	$3.28073 \cdot 10^{-1}$	2745.75	$3.28073 \cdot 10^{-1}$	2745.75
Perda LT Foz de Areia – Curitiba 2	$3.28073 \cdot 10^{-1}$	2745.75	$3.28073 \cdot 10^{-1}$	2745.75
Perda LT Foz de Areia – GBM 2	$3.28073 \cdot 10^{-1}$	2745.75	$3.28073 \cdot 10^{-1}$	2745.75
Perda LT Foz de Areia – Campos Novos	$3.29280 \cdot 10^{-1}$	5104.77	$3.29280 \cdot 10^{-1}$	5104.77
Índices de Expectância Nodal				
Continuidade Nodal (horas)	8464.38		8464.38	
Conectividade Nodal	7.73000		7.73000	
Indisponibilidade Nodal	0.00000		0.00000	

- como poder-se-ia esperar, a troca de *bay* da LT Foz de Areia – Salto Segredo exerce impacto sobre os índices nodais da LT Foz de Areia – Ivaiporã e sobre o transformador 525/230 kV, isto é, os dois elementos cuja configuração de *bay* foi alterada.

VI.3. Influência de Modelos e Parâmetros sobre Indicadores Nodais

Nesta seção apresenta-se um estudo da influência dos modelos estocásticos e de seus parâmetros sobre os indicadores nodais. Tal estudo foi feito com base em três diagramas unifilares diferentes, procurando selecionar arranjos contendo configurações distintas, de modo a ser o mais abrangente possível na análise. Assim, os diagramas selecionados foram:

- barramento de 500 kV da subestação de Araraquara – anel simples (Figura VI.1)
- barramento de 230 kV da subestação de Eunápolis – barra principal + barra de transferência, disjuntor simples (Figura VI.3)
- barramento de 765 kV da subestação de Foz do Iguaçu – híbrido de disjuntor duplo e disjuntor e meio (Figura VI.7)

Antes de se prosseguir, convém esclarecer que, para as diversas análises efetuadas obteve-se sempre dois gráficos para cada subestação, sendo um de *probabilidade* e o outro de *duração média*, perfazendo um total de seis gráficos por conjunto. A cada um desses gráficos foi associada uma letra, de maneira a identificá-los. Assim, a seguinte convenção é adotada nas Figuras VI.12 a VI.22:

- (a) Araraquara 500 kV (probabilidade);
- (b) Araraquara 500 kV (duração média);
- (c) Eunápolis 230 kV (probabilidade);
- (d) Eunápolis 230 kV (duração média);
- (e) Foz do Iguaçu 765 kV (probabilidade);
- (f) Foz do Iguaçu 765 kV (duração média).

Basicamente, o objetivo desta seção é fornecer subsídios que permitam a obtenção de respostas às seguintes questões:

- *É necessário empregar modelos completos? Simplificações são viáveis?*
- *Todos os elementos devem ser modelados estocasticamente?*
- *Quais parâmetros mais influenciam os indicadores nodais?*
- *Como pode-se aumentar a confiabilidade de um dado nó?*
- *É possível fazer uma análise econômica?*

A primeira investigação efetuada foi com relação à *influência do tipo de modelo*

associado a cada equipamento. Nessa análise, 5 modelos foram empregados, a saber:

- Completo, com dados idênticos aos da Tabela VI.1;
- Sem manutenção, utilizando os dados cabíveis da Tabela VI.1;
- Sem emperramento, utilizando os dados cabíveis da Tabela VI.1;
- Intermediário (sem manutenção e sem emperramento), utilizando os dados cabíveis da Tabela VI.1;
- Simplificado (modelo de 2 estados, operando e não-operando), utilizando os dados cabíveis da Tabela VI.1.

A respeito das legendas nos gráficos desta seção, convém esclarecer os seguintes significados:

- T. anel: Terminal específico da SE Araraquara (sendo a subestação simétrica em relação aos terminais, apresentam todos, resultados idênticos) – arranjo em anel;
- T. bs+bt: Terminal específico da SE Eunápolis (sendo a subestação simétrica em relação aos terminais, apresentam todos, resultados idênticos) – arranjo em barramento simples + barramento de transferência;
- T. disj.meio: Terminal específico qualquer da SE Foz do Iguaçu, desde que conectado como disjuntor e meio – arranjo híbrido;
- T. disj.duplo: Terminal específico qualquer da SE Foz do Iguaçu, desde que conectado como disjuntor duplo – arranjo híbrido.

Os resultados obtidos, mostrados na Figura VI.12, indicam que, em termos de probabilidade, dois conjuntos se destacam com resultados semelhantes: o modelo completo e o modelo sem emperramento compondo o primeiro conjunto e os demais modelos compondo o segundo. Note-se entretanto que os resultados do segundo conjunto são consideravelmente diferentes do primeiro.

Observa-se ainda que, do ponto de vista de probabilidade, o modelo simplificado alcança bons resultados, compatíveis com os modelos sem manutenção e intermediário.

Por outro lado, em termos de duração média dos eventos, quanto mais simples o modelo adotado, mais os resultados afastam-se daqueles obtidos com o modelo completo.

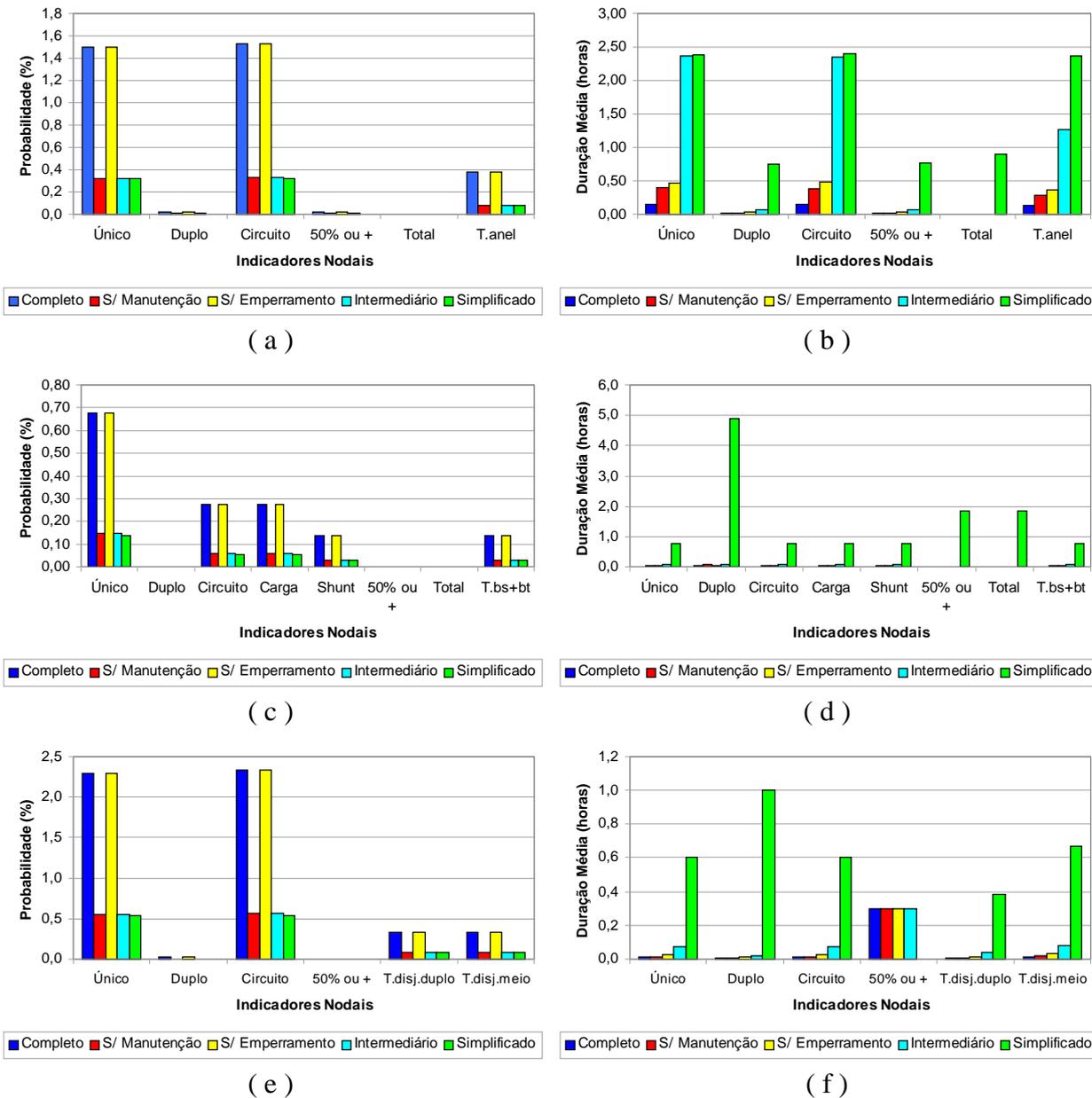


Figura VI.12 – Gráficos Obtidos na Análise por Tipos de Modelos

A análise seguinte foi implementada com o modelo completo, com dados da Tabela VI.1, associando-os a diferentes equipamentos de cada arranjo. Assim, as seguintes comparações foram feitas:

- Modelos associados a todos os equipamentos (ciano ■);
- Modelos associados apenas a barramentos (marrom ■);
- Modelos associados apenas a terminais (amarelo ■);
- Modelos associados apenas a disjuntores (magenta ■);

- Modelos associados apenas a chaves seccionadoras (verde ■);
- Modelos associados a disjuntores e chaves seccionadoras (vermelho ■);
- Modelos associados a disjuntores, chaves seccionadoras e barramentos (azul ■).

Os resultados obtidos na análise, dispostos na Figura VI.13, permitem tecer alguns comentários:

- sob o ponto de vista das probabilidades, a modelagem de elementos dinâmicos é mais importante que a modelagem de elementos estáticos, visto que as análises em que apenas elementos estáticos foram modelados estocasticamente são as que apresentam resultados mais díspares em relação ao caso em que todos os elementos foram modelados;
- em geral, a modelagem de chaves seccionadoras é mais importante que a de disjuntores, visto que o caso em que apenas disjuntores foram modelados estocasticamente apresenta resultados bem inferiores ao caso em que apenas chaves seccionadoras foram modeladas. Isso deve-se ao fato de que o número de chaves num arranjo é, normalmente, pelo menos duas vezes maior que o número de disjuntores, dado que é comum que cada disjuntor encontre-se inserido em meio a pelo menos duas chaves seccionadoras;
- observando-se os gráficos de probabilidade pode-se notar uma certa discrepância nos resultados, uma vez que o caso em que apenas chaves seccionadoras foram modeladas estocasticamente apresenta pior desempenho que o caso em que chaves e disjuntores foram modelados (todos os arranjos) e pior desempenho que o caso em que chaves, disjuntores e barramentos foram modelados (arranjos de Eunápolis e Foz do Iguaçu). *Essa discrepância pode ser explicada com base no fato de que o número de elementos associados a modelos de falha é diferente em cada caso (ou seja, os espaços de estados probabilísticos gerados são distintos), levando também a diferentes distribuições de probabilidades;*
- o elevado erro no isolamento de terminal único no caso em que apenas disjuntores foram modelados estocasticamente (marcado com o símbolo # no detalhe *b* da Figura VI.13) deve-se ao fato de que são poucas as situações em que um evento dessa natureza pode ocorrer numa subestação com arranjo em anel quando os demais equipamentos não estão sujeitos a falhas;
- os detalhes *d* e *f* da Figura VI.13 mostram um elevadíssimo erro na duração média para os casos em que apenas terminais foram modelados estocasticamente (barras amarelas). Isso pode ser explicado pela diferença no espaço de estados, além de que *todas* as contingências

na subestação levam ao isolamento de pelo menos um terminal;

- é interessante observar também que o valor da duração média quando todos os elementos são modelados estocasticamente praticamente desaparece dos gráficos, na medida em que este valor é bastante inferior quando das demais situações.

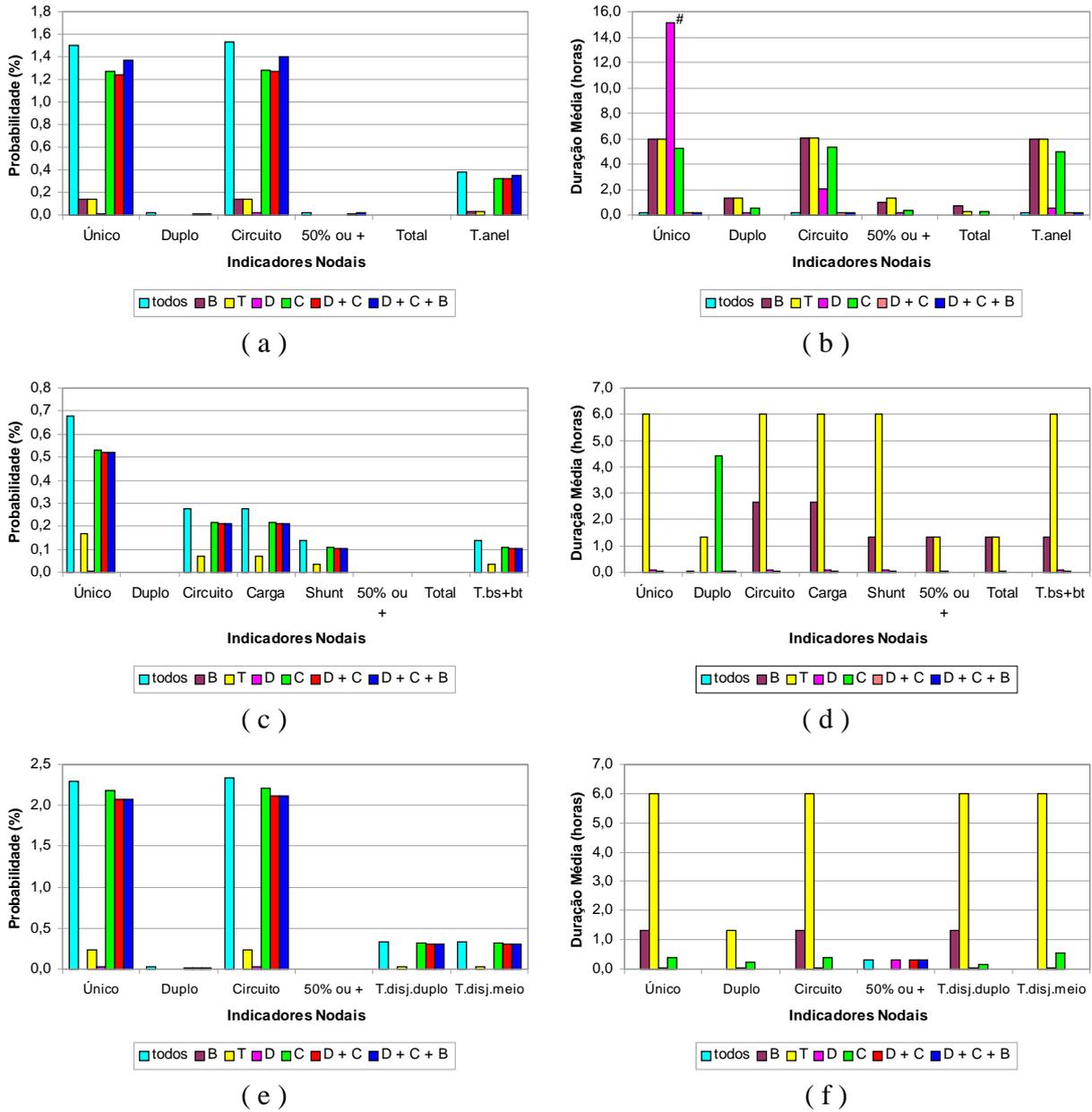


Figura VI.13 – Gráficos Obtidos na Aplicação do Modelo Completo a Diferentes Equipamentos

As análises seguintes referem-se à *influência dos parâmetros dos modelos estocásticos sobre os indicadores nodais*. Uma vez que, como já exposto, os elementos mais significativos numa análise nodal são os equipamentos dinâmicos, optou-se por manter os equipamentos

estáticos sempre associados a modelos completos, não avaliando a influência da variação de seus parâmetros.

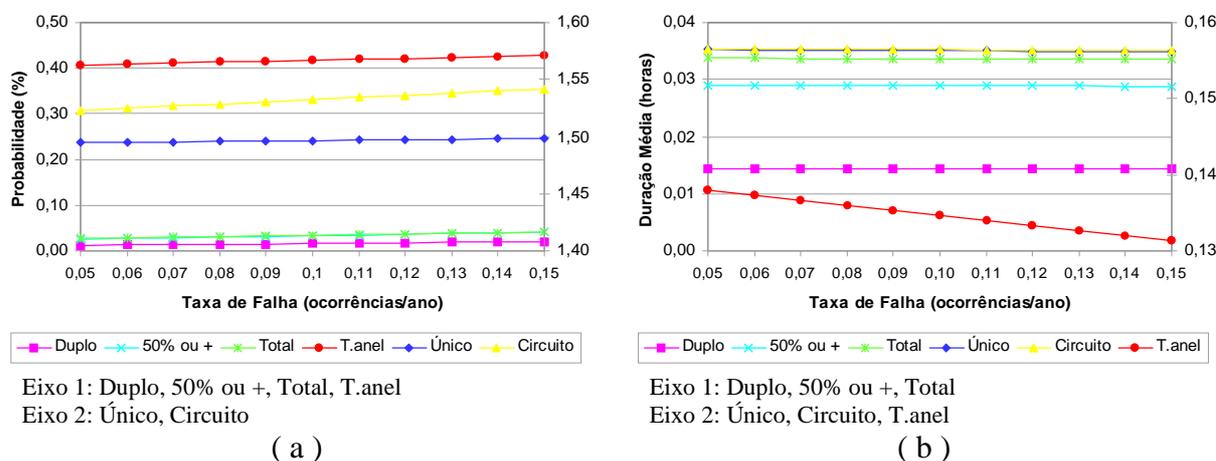
Assim sendo, a estratégia adotada foi manter todos os elementos com modelos baseados nos dados da Tabela VI.1, posto que apenas um parâmetro de um único modelo sofresse variações em cada análise.

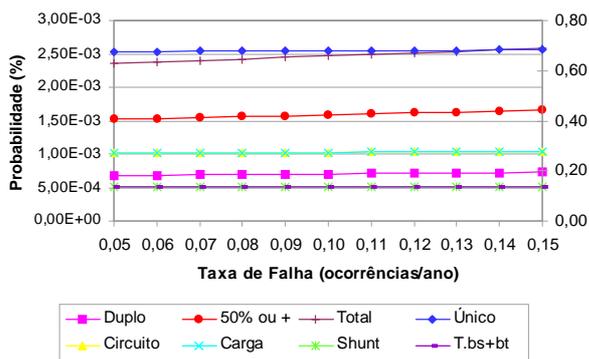
Convém mencionar que, em alguns dos gráficos a serem apresentados nas próximas figuras, foi adotada a estratégia de utilizar-se dois eixos verticais. Tal artifício deve-se ao fato de que algumas grandezas observadas apresentam faixas de variações distintas entre si, de modo que o emprego de apenas um eixo dificultaria a compreensão do gráfico. Quando for o caso, apresentar-se-á uma legenda explicativa adicional, indicando a qual eixo cada curva deverá ser referenciada.

O primeiro parâmetro a ser estudado foi a *taxa de falha ativa de disjuntores* (λ). As curvas relativas a essa análise podem ser encontradas na Figura VI.14. Para fins de análise, este parâmetro foi variado de 0.05 a 0.15 ocorrências/ano.

Conforme pode-se constatar, o comportamento nodal não é diferente do que poder-se-ia esperar com tal variação, ou seja, o aumento da taxa de falha leva a um aumento na probabilidade de ocorrência dos eventos avaliados pelos índices nodais e a uma diminuição na duração média de cada evento (a frequência de falha aumenta). Note-se que a variação é diferente para cada índice, dado que a influência desse parâmetro não é a mesma para cada evento perscrutado.

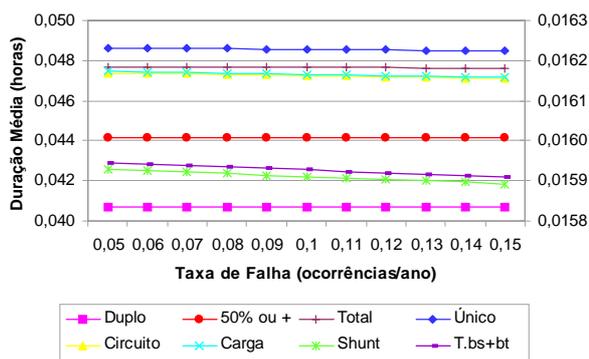
Cumprir notar que, embora a variação da probabilidade de isolamento de dois terminais da subestação de Foz do Iguaçu (detalhe *e*) aparente ser muito sensível à taxa de falhas de disjuntores, sua escala corresponde ao eixo esquerdo, desmentindo essa idéia.





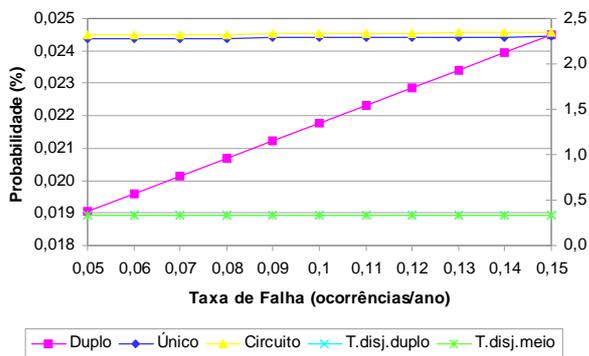
Eixo 1: Duplo, Total, 50% ou +
Eixo 2: Único, Circuito, Carga, Shunt, T.bs+bt

(c)



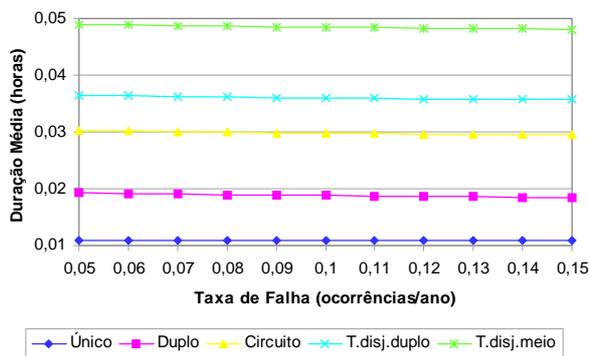
Eixo 1: Duplo, Total, 50% ou +
Eixo 2: Único, Circuito, Carga, Shunt, T.bs+bt

(d)



Eixo 1: Duplo
Eixo 2: Único, Circuito, T.disj.duplo, T.disj.meio

(e)

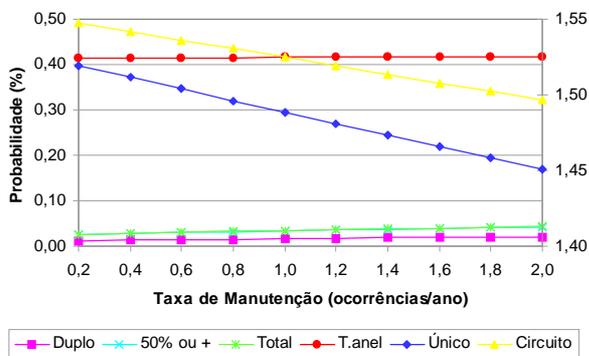


(f)

Figura VI.14 – Análise de Sensibilidade: Variação de λ do Modelo de Disjuntores

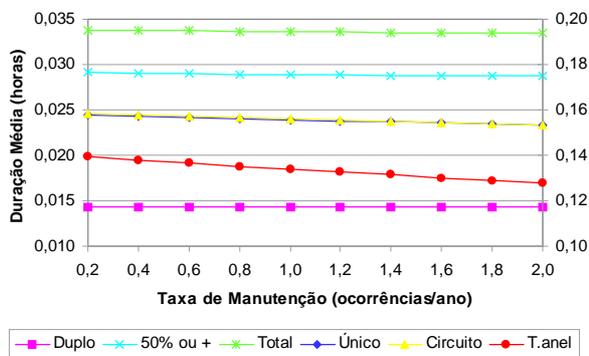
Em seguida procedeu-se à análise enfocando a taxa de manutenção de disjuntores (λ_m), variando este parâmetro de 0.2 a 2.0 ocorrências/ano. Os gráficos resultantes da análise podem ser encontrados na Figura VI.15.

Observa-se aqui que, conforme o evento sob análise, a influência deste parâmetro pode ser no sentido de aumentar ou diminuir tanto a probabilidade como a duração média do evento.



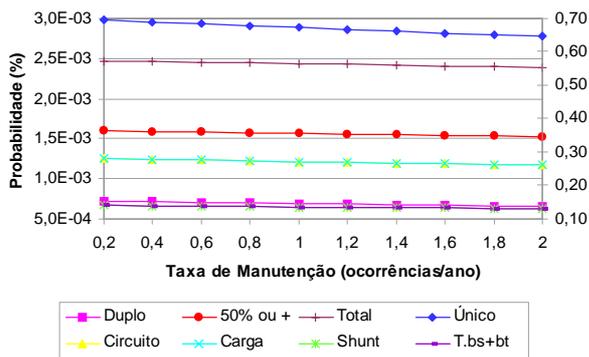
Eixo 1: Duplo, 50% ou +, Total, T.anel
Eixo 2: Único, Circuito

(a)



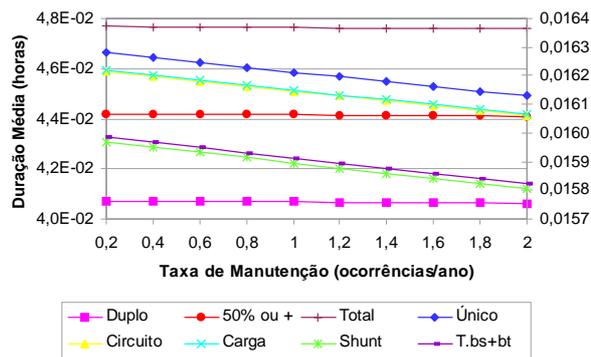
Eixo 1: Duplo, 50% ou +, Total
Eixo 2: Único, Circuito, T.anel

(b)



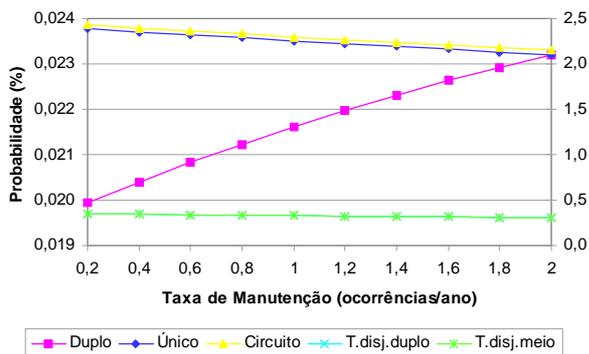
Eixo 1: Duplo, Total, 50% ou +
Eixo 2: Único, Circuito, Carga, Shunt, T.bs+bt

(c)



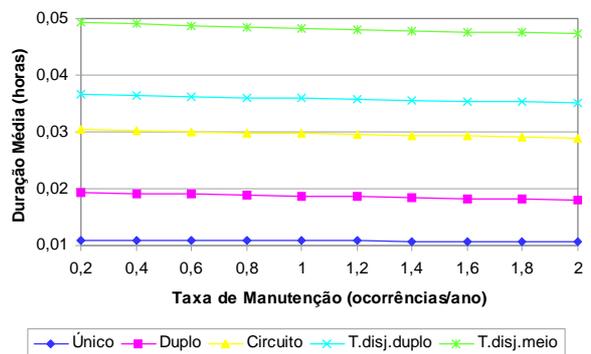
Eixo 1: Duplo, Total, 50% ou +
Eixo 2: Único, Circuito, Carga, Shunt, T.bs+bt

(d)



Eixo 1: Duplo
Eixo 2: Único, Circuito, T.disj.duplo, T.disj.meio

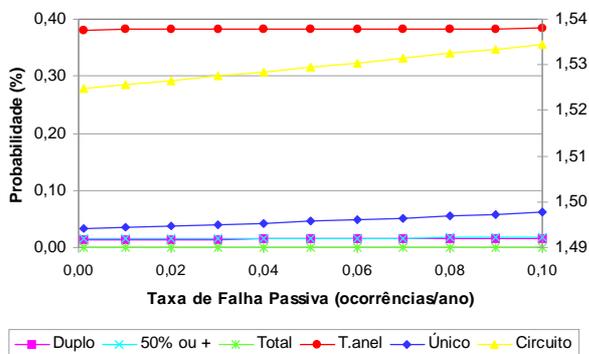
(e)



(f)

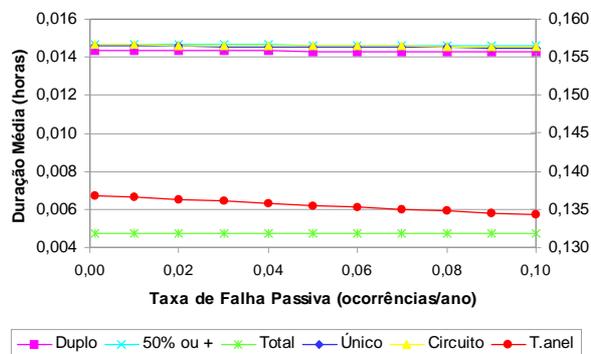
Figura VI.15 – Análise de Sensibilidade: Variação de λ_m do Modelo de Disjuntores

A taxa de falha passiva de disjuntores (λ_p) foi o parâmetro seguinte a ser avaliado. Variando-a de 0.001 a 0.100 ocorrências/ano chegou-se aos resultados dispostos na Figura VI.16.



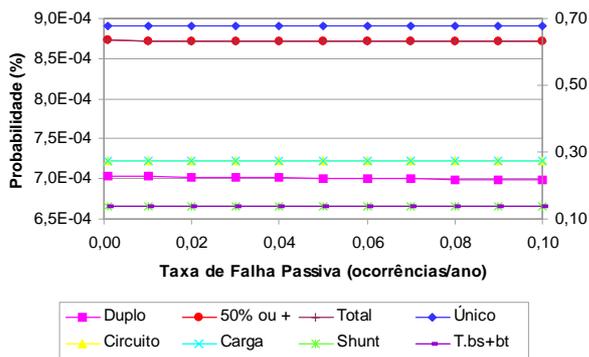
Eixo 1: Duplo, 50% ou +, Total, T.anel
Eixo 2: Único, Circuito

(a)

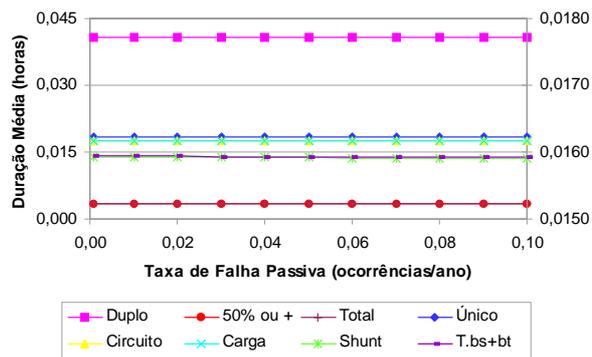


Eixo 1: Duplo, 50% ou +, Total
Eixo 2: Único, Circuito, T.anel

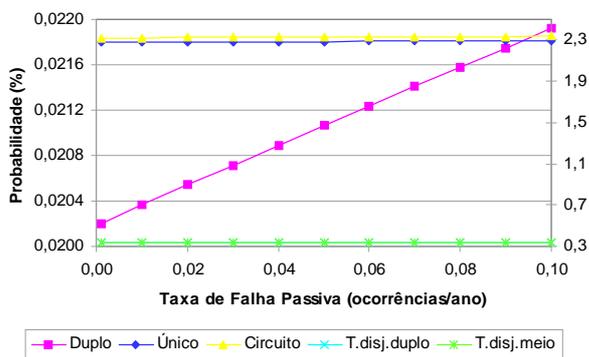
(b)



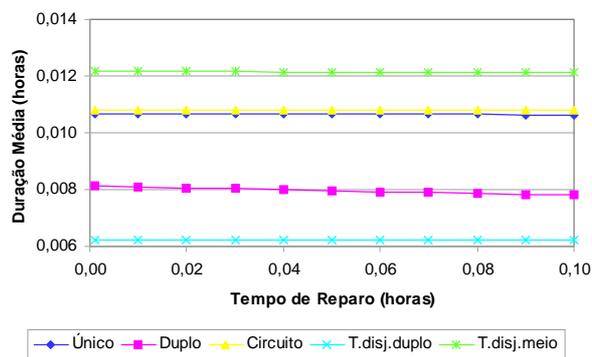
Eixo 1: Duplo, Total, 50% ou +
Eixo 2: Único, Circuito, Carga, Shunt, T.bs+bt
(c)



Eixo 1: Duplo, Total, 50% ou +
Eixo 2: Único, Circuito, Carga, Shunt, T.bs+bt
(d)



Eixo 1: Duplo
Eixo 2: Único, Circuito, T.dis.duplo, T.disj.meio
(e)



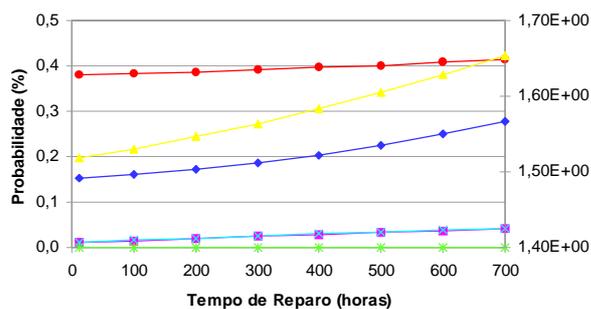
(f)

Figura VI.16 – Análise de Sensibilidade: Variação de λ_p do Modelo de Disjuntores

Os resultados alcançados são análogos àqueles quando da variação da taxa de falha ativa, isto é, um aumento da taxa de falha leva a um aumento da probabilidade de ocorrência de cada evento e a uma diminuição da duração média dos mesmos.

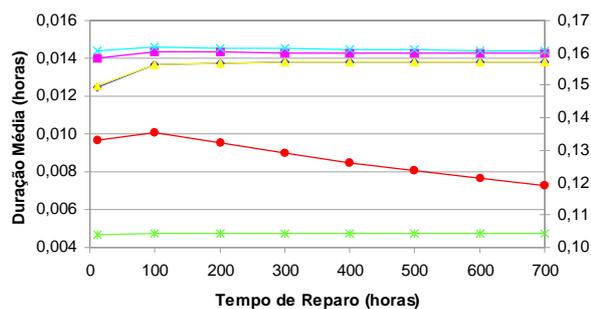
Prosseguindo-se com a análise passou-se a avaliar a influência do tempo de residência em estados.

Assim, a Figura VI.17 apresenta os resultados da análise da variação do *tempo médio de reparo* (r_r) de disjuntores quando tal parâmetro assume valores entre 12 e 700 horas.



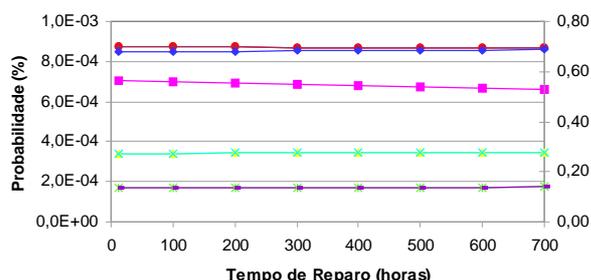
Eixo 1: Duplo, 50% ou +, Total, T.anel
Eixo 2: Único, Circuito

(a)



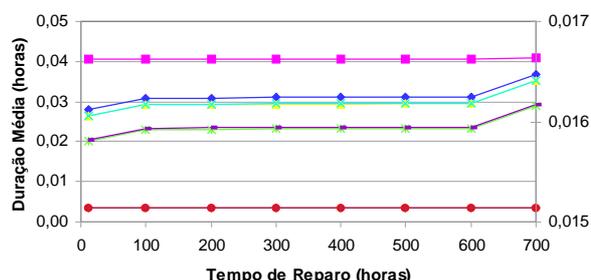
Eixo 1: Duplo, 50% ou +, Total
Eixo 2: Único, Circuito, T.anel

(b)



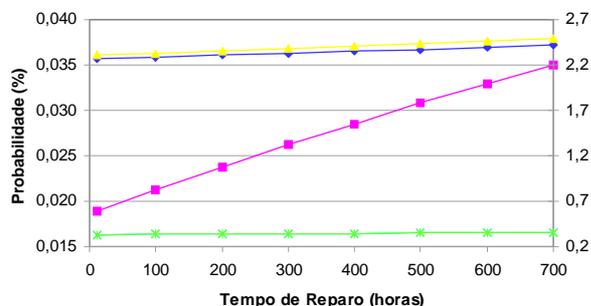
Eixo 1: Duplo, Total, 50% ou +
Eixo 2: Único, Circuito, Carga, Shunt, T.bs+bt

(c)



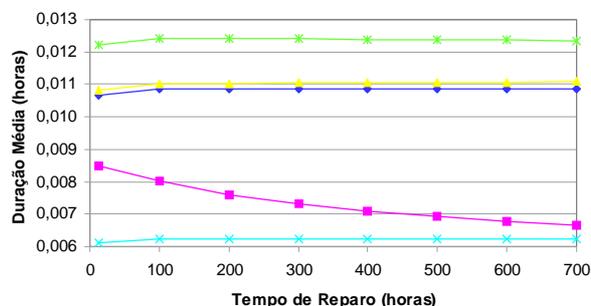
Eixo 1: Duplo, Total, 50% ou +
Eixo 2: Único, Circuito, Carga, Shunt, T.bs+bt

(d)



Eixo 1: Duplo
Eixo 2: Único, Circuito, T.disj.duplo, T.disj.meio

(e)



(f)

Figura VI.17 – Análise de Sensibilidade: Variação de r_r do Modelo de Disjuntores

Esta investigação apresenta resultados bastante interessantes, no sentido em que cada tipo de arranjo comporta-se de maneira diferente quando da variação deste parâmetro.

Assim, o arranjo em anel (Araraquara 500 kV) apresenta sensíveis variações crescentes na probabilidade de ocorrência dos eventos e redução na duração média dos mesmos, embora apenas em um dos indicadores nodais a variação seja mais evidente. É interessante notar que a

duração média não é uma função monotônica, apresentando regiões crescentes e regiões decrescentes na medida em que o tempo de reparo é sempre crescente.

O arranjo de barramento simples + barramento de transferência (Eunápolis 230 kV) é pouco sensível ao parâmetro sob análise, ainda que a probabilidade dos eventos nesse esquema sejam levemente decrescentes à medida que o tempo de reparo cresce. A duração média também não assume um comportamento monotônico nesse esquema.

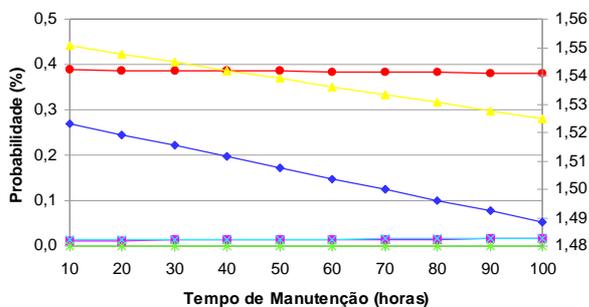
O esquema híbrido de disjuntor e meio e disjuntor duplo também apresenta pouca sensibilidade em relação à probabilidade dos eventos, ainda que a mesma seja levemente crescente. A duração média é um tanto ou quanto mais sensível à variação do parâmetro em questão, já apresentado a propriedade da monotonicidade, ainda que a variação seja crescente para alguns indicadores e decrescente para outros.

Em termos de modelos de disjuntores, o último parâmetro a ser avaliado foi o *tempo de manutenção* (r_m). A variação estudada situou-se no intervalo de 10 a 100 horas e seus resultados podem ser apreciados na Figura VI.18.

Novamente, observa-se comportamentos distintos para cada tipo de arranjo, tanto para a probabilidade quanto para a duração média dos eventos.

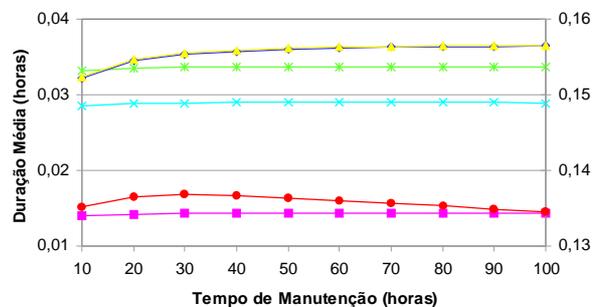
Assim, o arranjo em anel (Araraquara) é pouco ou nada suscetível a variações no parâmetro estudado em relação à probabilidade. Apenas os casos de isolamento de terminal único ou isolamento de terminal de circuito apresentam um susceptibilidade ligeiramente maior. Em termos de duração média, as variações sofridas não são de grande monta, sendo algumas monotonicamente crescentes e outras não-monotônicas.

O arranjo de Eunápolis é pouco suscetível a variações nesse parâmetro, como se pode constatar na figura. Acrescenta-se que as variações sofridas seguem funções monotônicas.



Eixo 1: Duplo, 50% ou +, Total, T.anel
Eixo 2: Único, Circuito

(a)



Eixo 1: Duplo, 50% ou +, Total
Eixo 2: Único, Circuito, T.anel

(b)

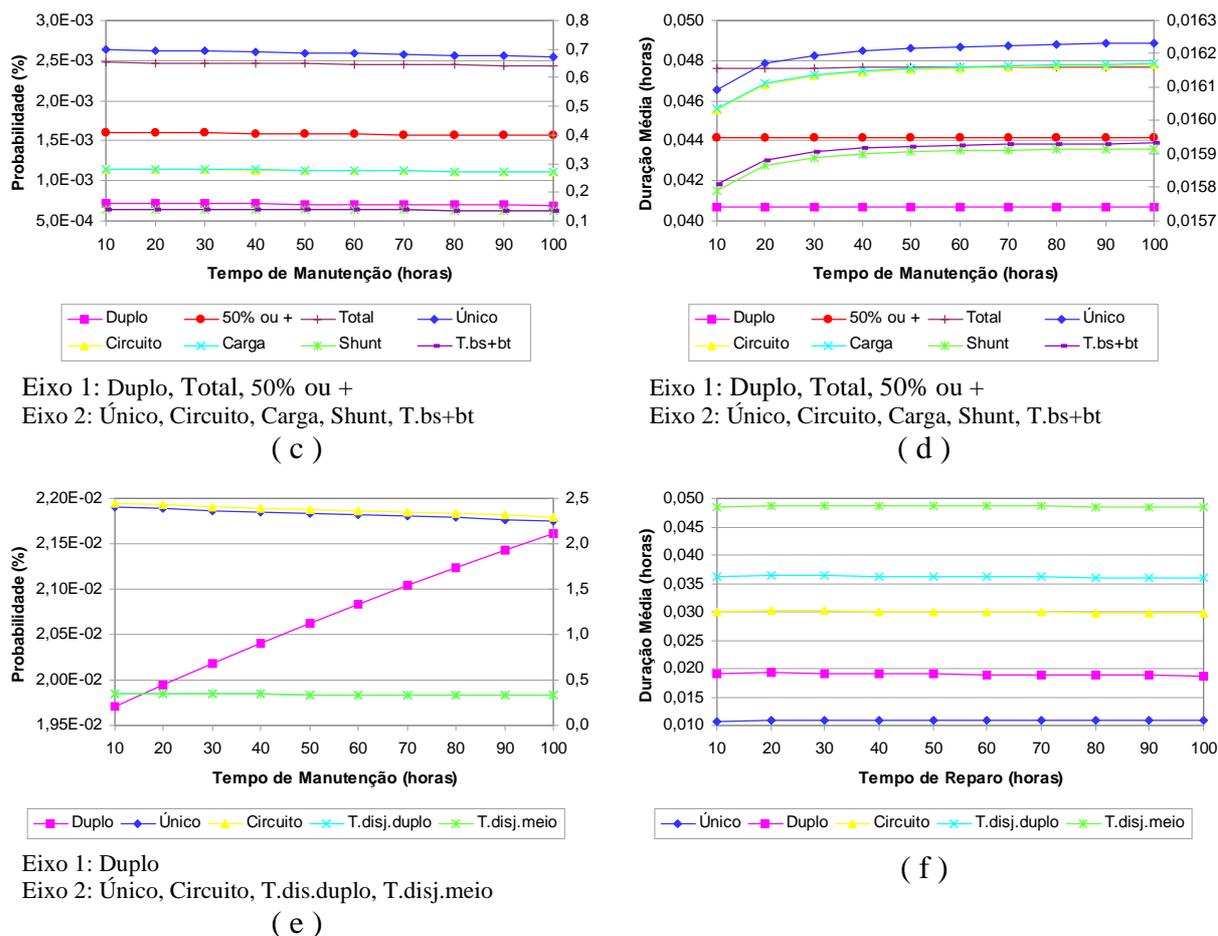


Figura VI.18 – Análise de Sensibilidade: Variação de r_m do Modelo de Disjuntores

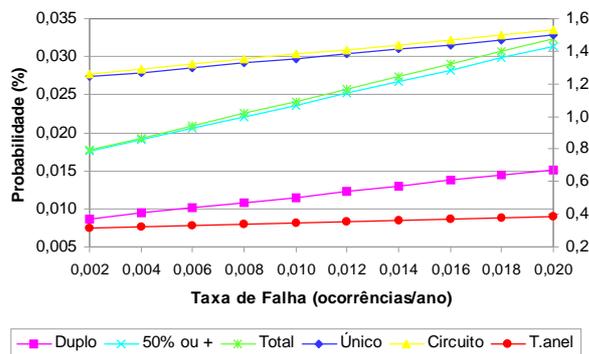
O esquema híbrido de Foz do Iguaçu também apresenta pouca sensibilidade em relação à probabilidade dos eventos, com algumas funções crescentes e outras decrescentes. A duração média apresenta-se quase que insensível à variação do parâmetro em questão.

Dando prosseguimento à análise, passou-se a avaliar a *influência dos parâmetros do modelo de chaves seccionadoras*.

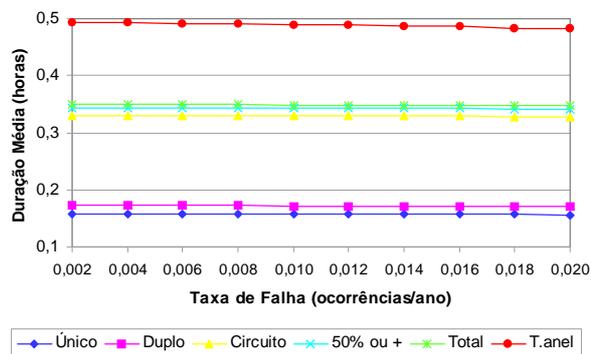
O primeiro parâmetro a ser avaliado, assim como no caso de disjuntores, foi a *taxa de falha ativa* (λ), analisando-se variações no intervalo de 0.002 a 0.020, conforme apresentado na Figura VI.19.

Os resultados obtidos são exatamente o que poder-se-ia esperar dessa variação, ou seja, a probabilidade de ocorrência dos eventos aumenta à medida que a taxa de falha também aumenta e a duração média diminui, dado que a frequência aumenta. Exceção a essa regra apenas no evento de perda dupla de terminais quaisquer no arranjo de Foz do Iguaçu: a duração média deste evento também é crescente, estando este efeito vinculado ao fato de que a probabilidade e a

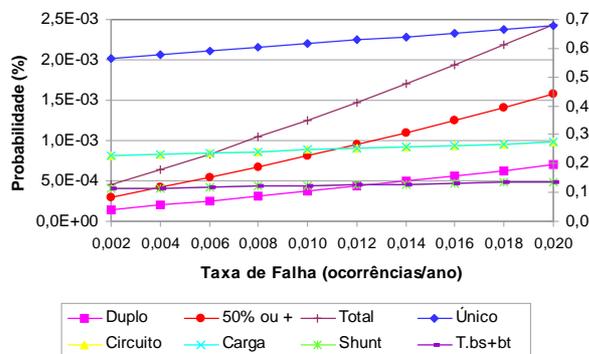
freqüência crescem à taxas bastante desiguais.



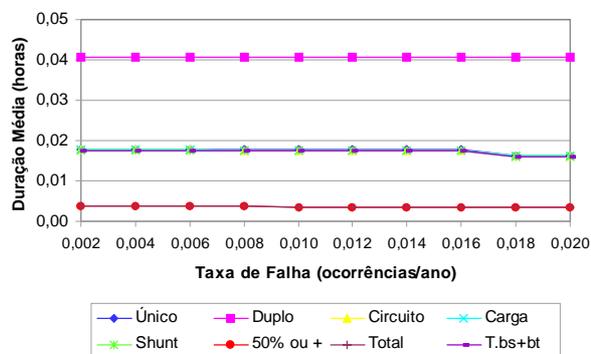
Eixo 1: Duplo, 50% ou +, Total
Eixo 2: Único, Circuito, T.anel
(a)



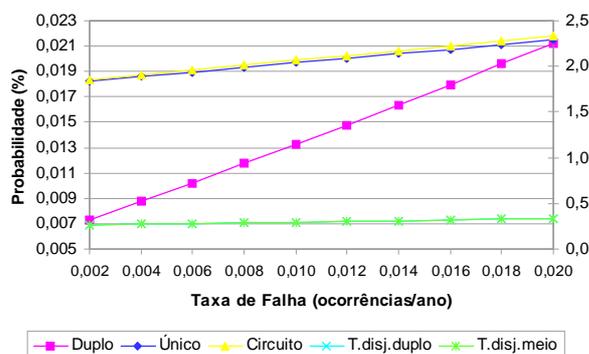
(b)



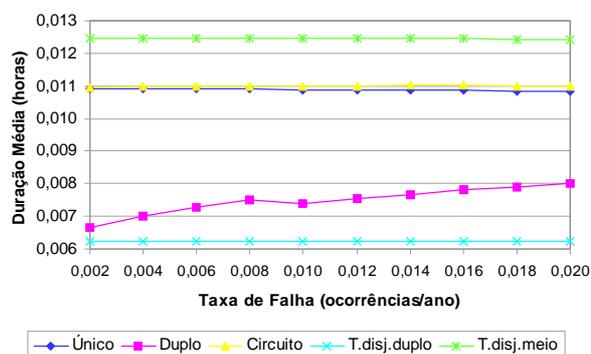
Eixo 1: Duplo, Total, 50% ou +
Eixo 2: Único, Circuito, Carga, Shunt, T.bs+bt
(c)



(d)



Eixo 1: Duplo
Eixo 2: Único, Circuito, T.dis.duplo, T.disj.meio
(e)



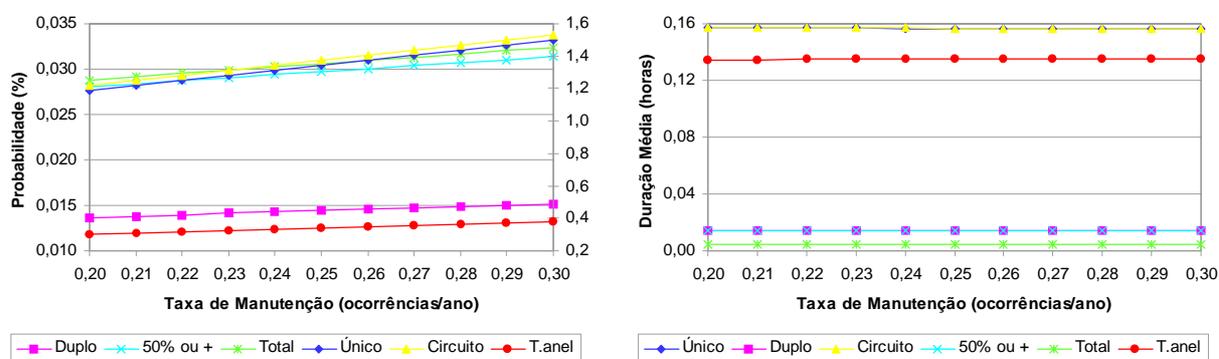
(f)

Figura VI.19 – Análise de Sensibilidade: Variação de λ do Modelo de Chaves Seccionadoras

A Figura VI.20 ilustra a análise seguinte, isto é, a variação da taxa de manutenção (λ_m) no intervalo de 0.2 a 0.3 ocorrências/ano.

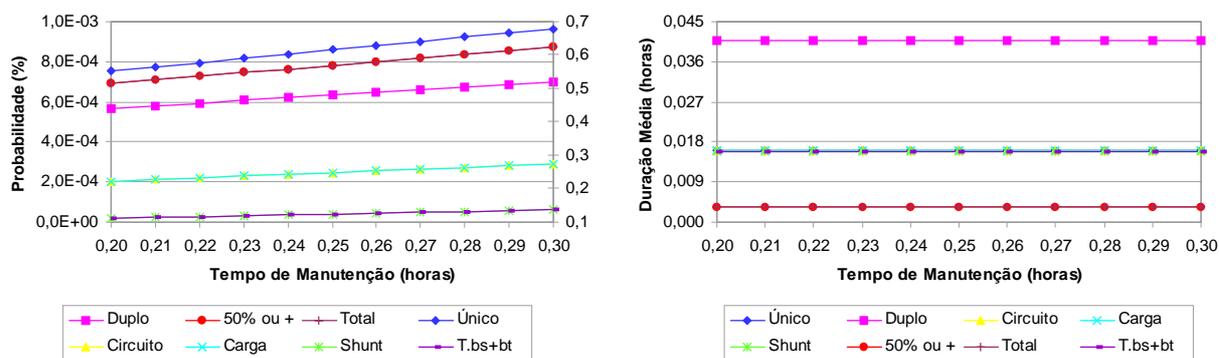
Esta análise também revelou resultados dentro do quadro previsto, ou seja, aumento na

probabilidade dos eventos e diminuição na duração média dos mesmos à medida que a taxa de manutenção aumenta. Convém apenas observar que alguns indicadores nodais são mais suscetíveis do que outros a esse parâmetro devido às não-linearidades envolvidas no problema.



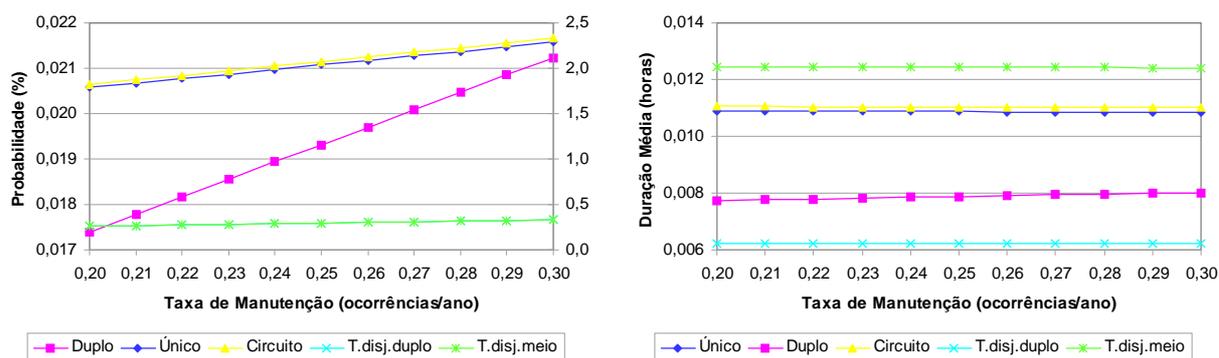
Eixo 1: Duplo, 50% ou +, Total
Eixo 2: Único, Circuito, T.anel

(a)



Eixo 1: Duplo, Total, 50% ou +
Eixo 2: Único, Circuito, Carga, Shunt, T.bs+bt

(c)



Eixo 1: Duplo
Eixo 2: Único, Circuito, T.disj.duplo, T.disj.meio

(e)

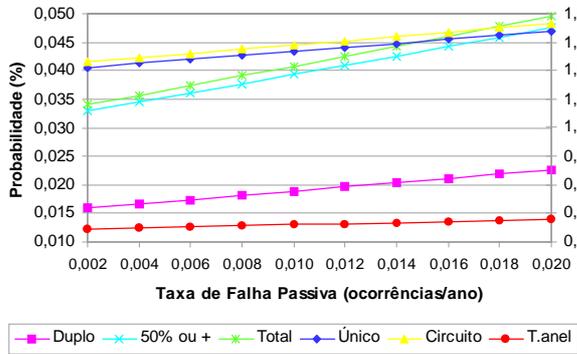
(f)

Figura VI.20 – Análise de Sensibilidade: Variação de λ_m do Modelo de Chaves Seccionadoras

A taxa de falha passiva (λ_p) das chaves seccionadoras foi o parâmetro seguinte cuja

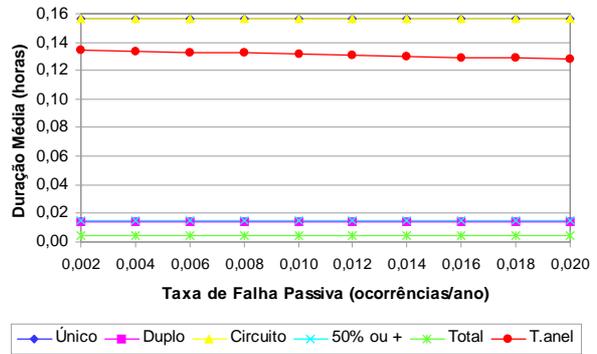
variação foi apreciada. O intervalo de estudo levado em consideração estendeu-se de 0.002 a 0.020 ocorrências/ano. Os resultados obtidos estão expostos na Figura VI.21.

Novamente os resultados não diferem do que poder-se-ia esperar, cabendo as mesmas observações propostas quando da análise da variação da taxa de manutenção.

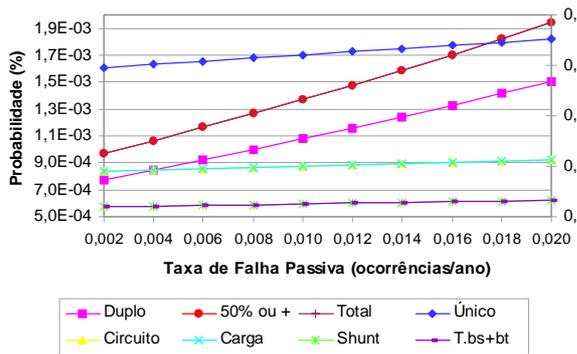


Eixo 1: Duplo, 50% ou +, Total
Eixo 2: Único, Circuito, T.anel

(a)

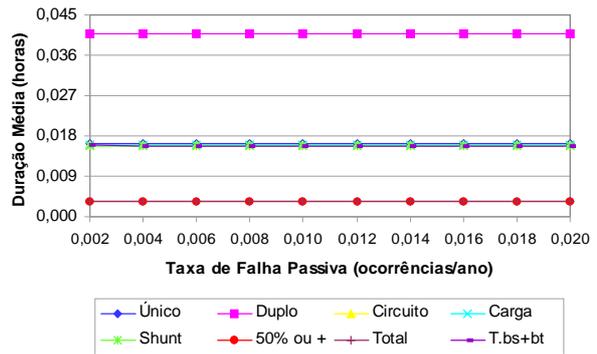


(b)

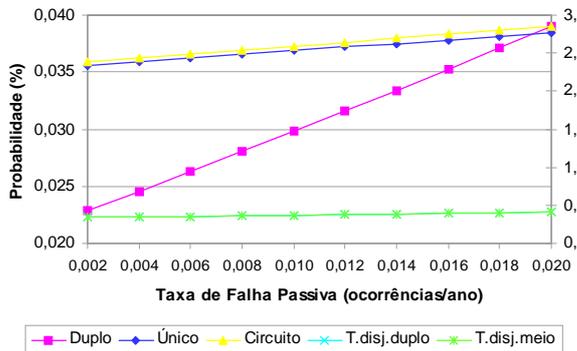


Eixo 1: Duplo, Total, 50% ou +
Eixo 2: Único, Circuito, Carga, Shunt, T.bs+bt

(c)

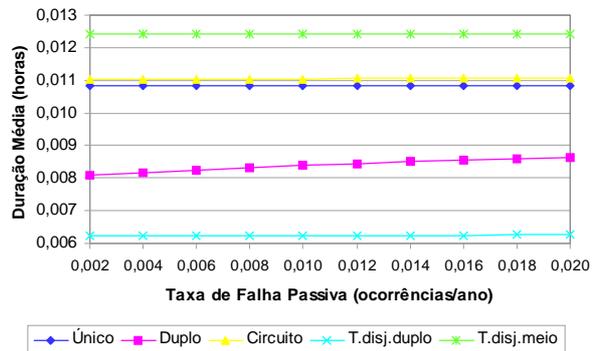


(d)



Eixo 1: Duplo
Eixo 2: Único, Circuito, T.dis.duplo, T.disj.meio

(e)

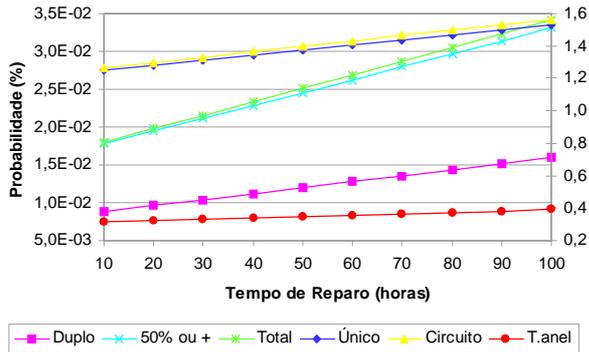


(f)

Figura VI.21 – Análise de Sensibilidade: Variação de λ_p do Modelo de chaves Seccionadoras

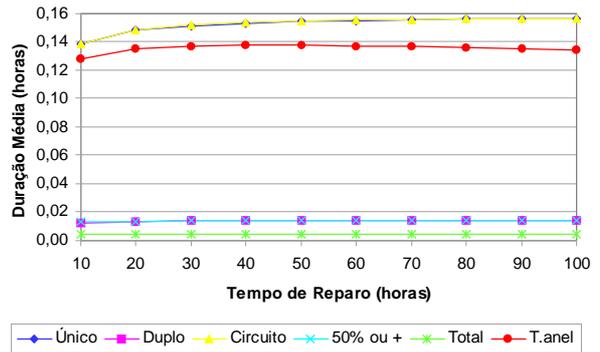
O último parâmetro analisado – *tempo médio de manutenção de chaves seccionadoras* (r_m) – foi variado no intervalo de 10 a 100 horas e seus resultados podem ser contemplados na Figura VI.22.

Mais uma vez, os resultados alcançados são semelhantes ao esperado, ou seja, aumento da probabilidade de cada evento coberto pelos indicadores nodais e diminuição da duração média dos mesmos.

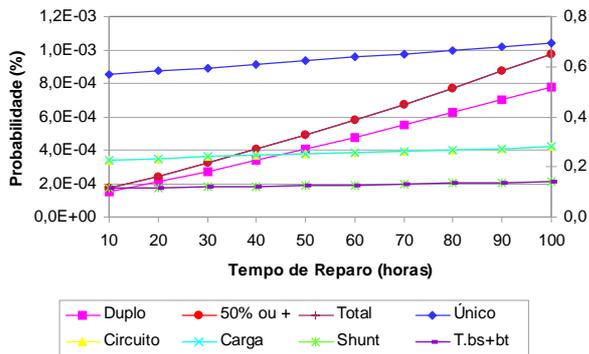


Eixo 1: Duplo, 50% ou +, Total
Eixo 2: Único, Circuito, T.anel

(a)

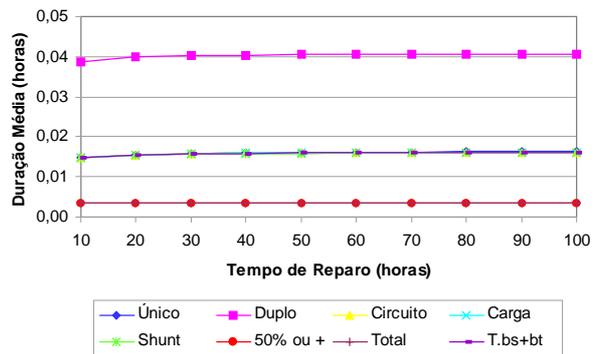


(b)

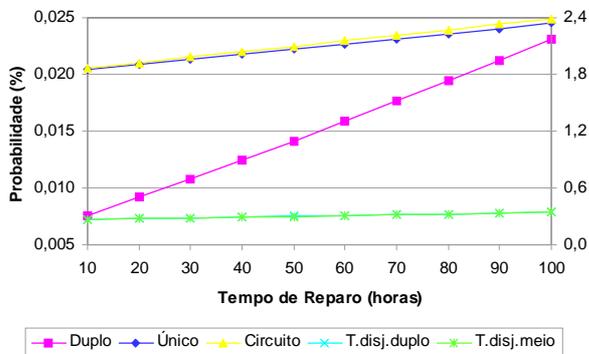


Eixo 1: Duplo, Total, 50% ou +
Eixo 2: Único, Circuito, Carga, Shunt, T.bs+bt

(c)

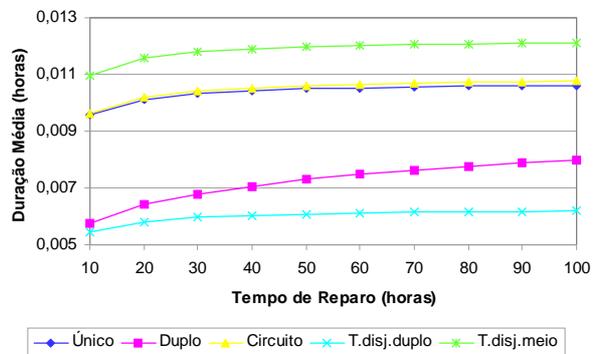


(d)



Eixo 1: Duplo
Eixo 2: Único, Circuito, T.dis.duplo, T.disj.meio

(e)



(f)

Figura VI.22 – Análise de Sensibilidade: Variação de r_m do Modelo de Chaves Seccionadoras

Concluindo esta seção, resta tecer alguns comentários acerca de questões econômicas e questões relativas ao aumento da confiabilidade nodal.

A confiabilidade nodal ou, melhor dizendo, a confiabilidade dos terminais conectados ao nó, é função da confiabilidade dos equipamentos do próprio nó. Naturalmente, devido a fatores de ordem topológica, a influência de cada equipamento é diferente sobre cada terminal. Como regra geral, quanto mais eletricamente distante de um terminal um elemento se encontra, menor será sua influência sobre a confiabilidade do terminal.

O uso do programa *ConfNod* e das técnicas descritas neste trabalho permitem que se avalie quais equipamentos exercem maior influência sobre a confiabilidade de cada terminal, permitindo também apreciações no sentido de detectar quais parâmetros estocásticos do equipamento são os mais influentes. Dispondo de tais elementos torna-se possível o estabelecimento de assertivas visando melhorar a confiabilidade nodal.

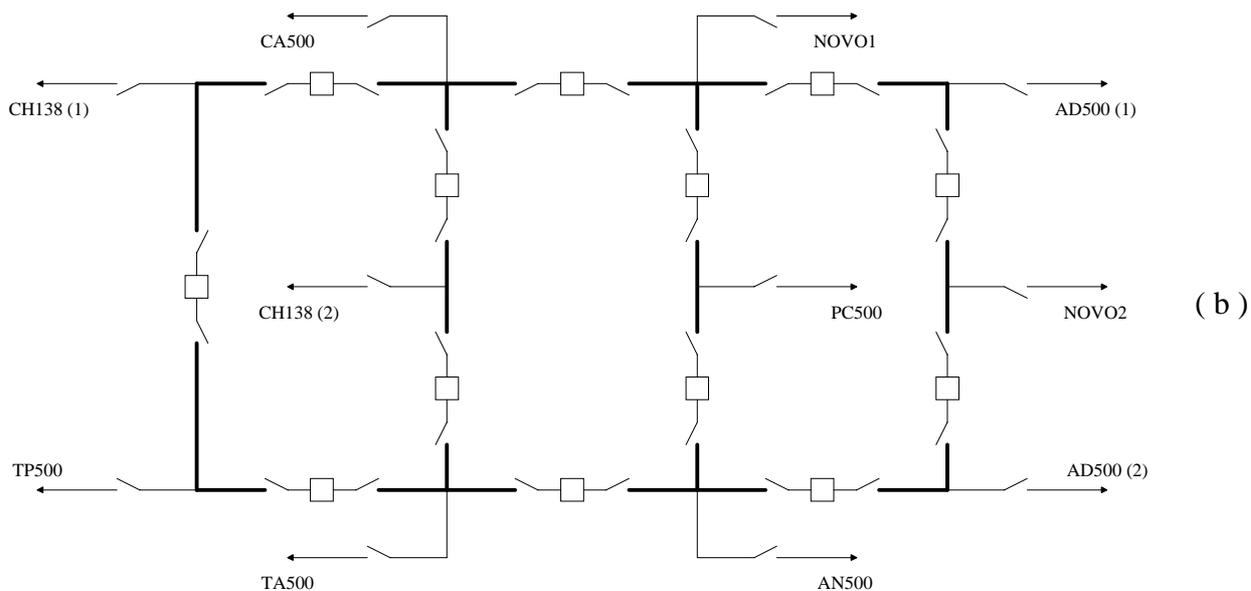
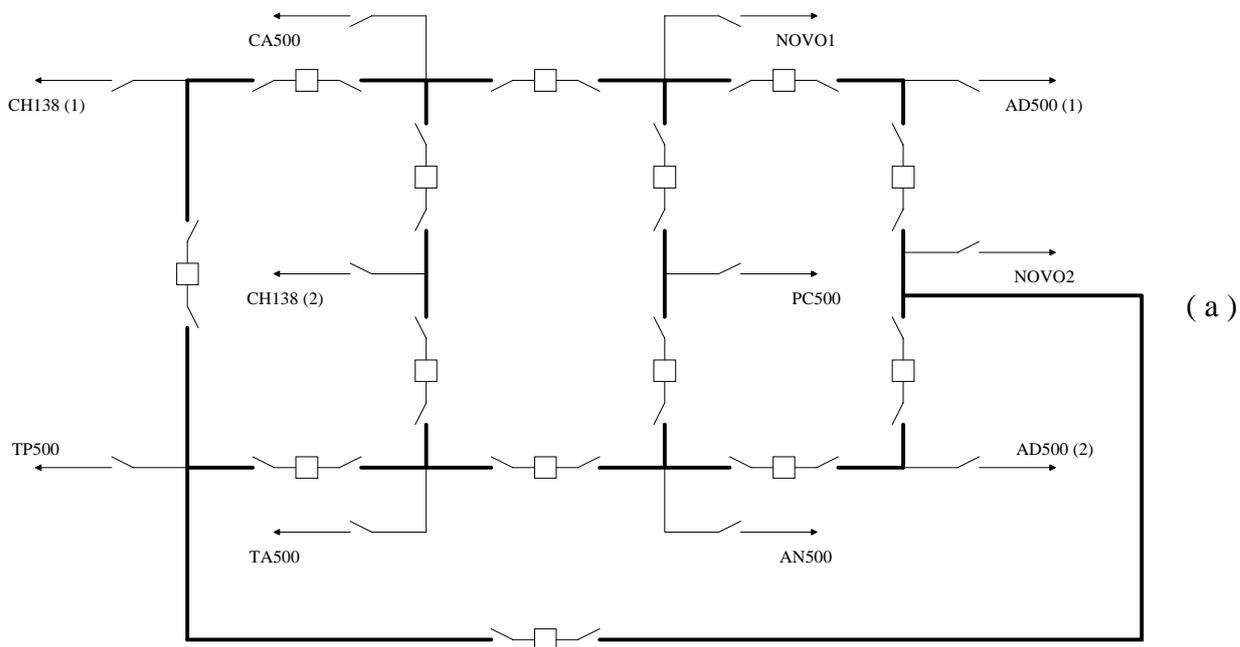
Análises econômicas são o passo seguinte, podendo-se estabelecer comparações entre custos de compra e/ou substituição de equipamentos, custos de manutenção e custos de demanda não atendida.

VI.4. Avaliação de Possibilidades de Expansão de Uma Subestação Empregando Índices Nodais

Nesta seção explora-se um exemplo de como a metodologia descrita pode ser empregada para avaliar a melhor alternativa para a expansão de uma subestação.

Neste exemplo, o arranjo candidato à expansão é o barramento de 500 kV da subestação de Cachoeira Paulista, pertencente à Furnas Centrais Elétricas S.A. Quatro alternativas são propostas, todas prevendo a inclusão de dois novos terminais. A Figura VI.23 apresenta o diagrama unifilar para essas quatro alternativas (a Figura VI.4 já apresentou o diagrama unifilar da configuração atual para esta subestação). A Tabela VI.14 exibe o número de componentes de cada alternativa, em comparação com o arranjo atual.

Os dados típicos empregados nessa investigação são os mesmos da Tabela VI.1, já referenciada anteriormente.



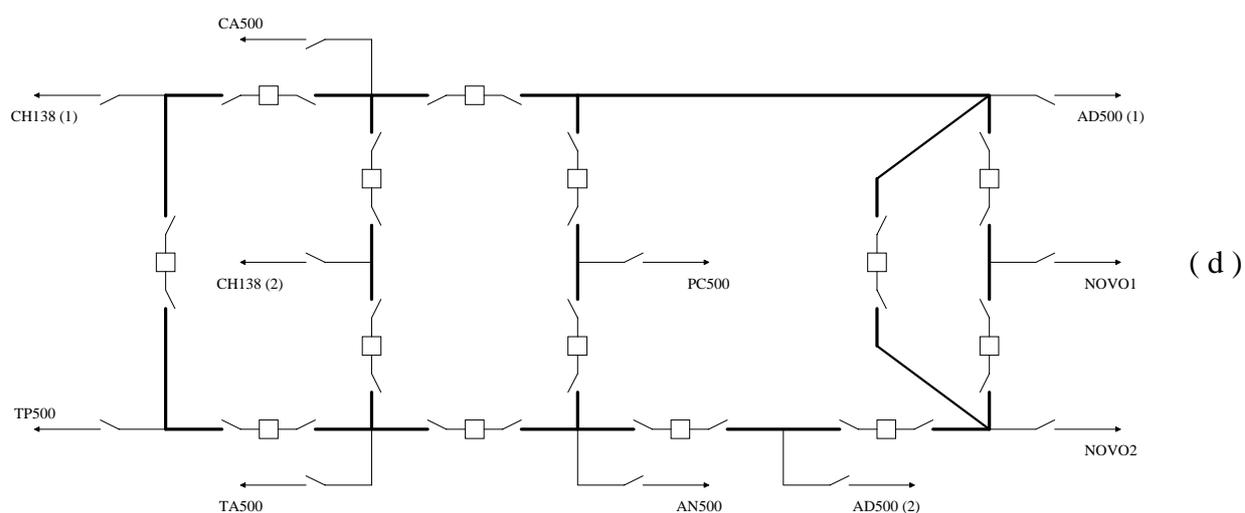
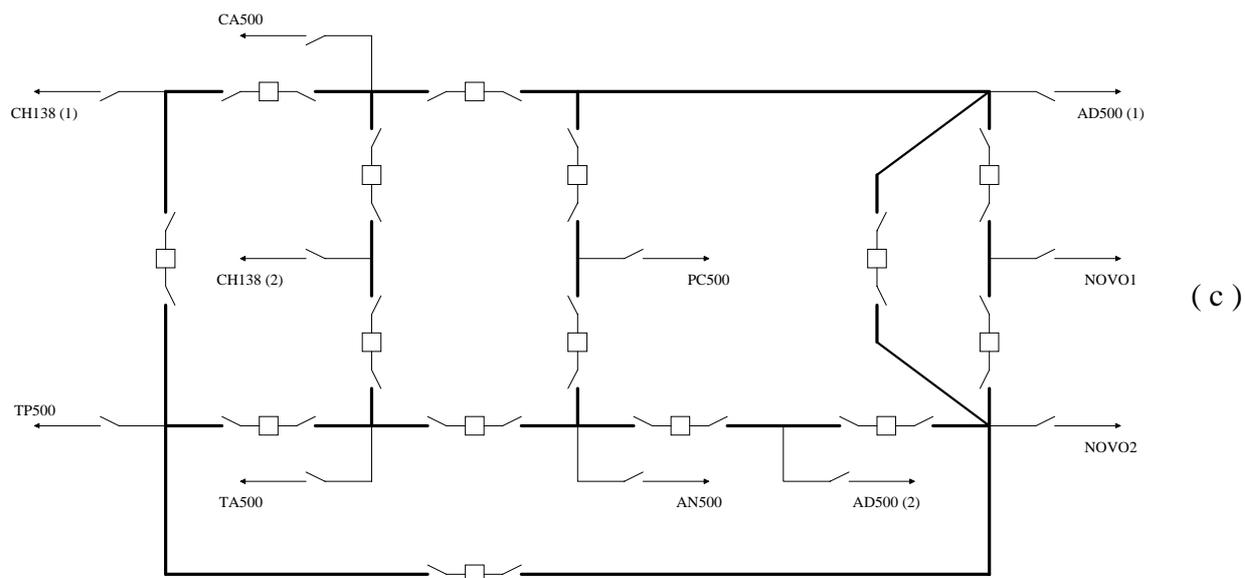


Figura VI.23 – Alternativas de Expansão para o Barramento de 500 kV da Subestação de Cachoeira Paulista

Tabela VI.14 – Número de Elementos no Arranjo Atual e nas Quatro Alternativas de Expansão

	Atual	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
Seções de Barramentos	9	11	11	11	11
Disjuntores	12	14	13	15	14
Chaves Seccionadoras	33	39	37	41	39
Terminais	9	11	11	11	11
Total	63	75	72	78	75

Como se pode ver na Tabela VI.14, *o número de elementos em cada alternativa é diferente. Essa particularidade afeta sobremaneira a probabilidade de ocorrência do caso-base*, tendo como consequência imediata o fato de que os índices de expectância nodal de continuidade e conectividade não serão de utilidade nesta análise pois esses índices são extremamente influenciados por aquela probabilidade.

O índice de expectância de indisponibilidade nodal também será inútil na análise pois tanto o arranjo atual quanto as quatro alternativas são suficientemente robustas, de modo que a probabilidade de perda total dos terminais da subestação é nula.

A fim de acrescentar alguma sensibilidade à análise, foram efetuadas nove comparações utilizando táticas distintas, a saber:

- i) todos os elementos empregando modelos estocásticos completos;
- ii) todos os elementos empregando modelos estocásticos sem a possibilidade de manutenção;
- iii) todos os elementos empregando modelos estocásticos sem a possibilidade de emperramento;
- iv) apenas chaves seccionadoras e disjuntores associados a modelos estocásticos completos;
- v) apenas chaves seccionadoras e disjuntores associados a modelos estocásticos sem a possibilidade de manutenção;
- vi) apenas chaves seccionadoras e disjuntores associados a modelos estocásticos sem a possibilidade de emperramento.
- vii) apenas chaves seccionadoras associadas a modelos estocásticos completos;
- viii) apenas chaves seccionadoras associadas a modelos estocásticos sem a possibilidade de manutenção;
- ix) apenas chaves seccionadoras associadas a modelos estocásticos sem a possibilidade de emperramento;

Assim, das comparações estudadas, foi possível construir as Tabelas VI.15 e VI.16, nas quais exibem-se os melhores resultados em termos de probabilidade e duração média para cada um dos índices nodais considerados na análise. Cada “●” representa um melhor desempenho para a alternativa correspondente à coluna (algumas linhas apresentam quantidade de resultados inferior a 9, significando que houve um “empate” entre as alternativas estudadas).

Das tabelas, pode-se perceber que nenhum dos arranjos é unanimemente o melhor. Em termos de probabilidade dos eventos, as alternativas 2 e 3 destacam-se como as mais

promissoras, com uma ligeira vantagem para a alternativa 3. Porém, sob o ponto de vista da duração média dos eventos, a alternativa 3 largamente sobressai-se em relação às demais, devendo portanto ser esta a alternativa de expansão a ser selecionada.

Tabela VI.15 – Comparação de Desempenho das Alternativas – Probabilidade

	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
Nenhum Terminal Isolado		●●●●●●●●		
Perda de Um Terminal Qualquer		●●●●●●●●		
Perda de Dois Terminais Quaisquer		●●●●●●●●		
Perda de Terminal(is) de Circuito(s)		●●●●●●●●		
Perda de Terminal(is) de Carga(s)			●●●●●●●●	●●
Perda de Metade ou Mais dos Terminais	●●●●●●			
Perda LT Cachoeira Paulista – Adrianópolis 1	●●●●●●	●●●		
Perda LT Cachoeira Paulista – Adrianópolis 2	●●●●●●	●●●		
Perda LT Cachoeira Paulista – Poços Caldas	●●●		●●●●●●	
Perda Transformador 500/138 kV (1)			●●●●●●●●	
Perda Transformador 500/138 kV (2)			●●●●●●	●●●
Perda LT Cachoeira Paulista – Tijuco Preto				●●●●●●●●
Perda LT Cachoeira Paulista – Taubaté			●●●●●●●●	
Perda LT Cachoeira Paulista – Angra Reis			●●●●●●●●	
Perda LT Cachoeira Paulista – Campinas			●●●●●●●●	
Perda Terminal Novo 1			●●●●●●●●	
Perda Terminal Novo 2		●●●●●●		●●●●
REX (Razão dos Estados Extremos)	●●●●●●			

Tabela VI.16 – Comparação de Desempenho das Alternativas – Duração Média

	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
Nenhum Terminal Isolado		●●●●●●●●		
Perda de Um Terminal Qualquer			●●●●●●●●	
Perda de Dois Terminais Quaisquer			●●●●●●●●	
Perda de Terminal(is) de Circuito(s)			●●●●●●●●	
Perda de Terminal(is) de Carga(s)			●●●●●●●●	
Perda de Metade ou Mais dos Terminais	●●●			●●●
Perda LT Cachoeira Paulista – Adrianópolis 1			●●●●●●●●	
Perda LT Cachoeira Paulista – Adrianópolis 2			●●●●●●●●	
Perda LT Cachoeira Paulista – Poços Caldas			●●●●●●●●	
Perda Transformador 500/138 kV (1)			●●●●●●●●	
Perda Transformador 500/138 kV (2)			●●●●●●●●	
Perda LT Cachoeira Paulista – Tijuco Preto			●●●●●●●●	
Perda LT Cachoeira Paulista – Taubaté			●●●●●●●●	
Perda LT Cachoeira Paulista – Angra Reis			●●●●●●●●	
Perda LT Cachoeira Paulista – Campinas			●●●●●●●●	
Perda Terminal Novo 1	●●●●●●		●●	
Perda Terminal Novo 2			●●●●●●●●	

VI.5. Composição Aproximada: Confiabilidade Nodal + Avaliação Sistêmica Via NH2

Conforme discutido no Capítulo V, uma análise exata da confiabilidade global incluindo os efeitos de falhas originadas em subestações requereria a inclusão do modelo estocástico equivalente no modelo de avaliação global, o que exigiria a construção ou modificação de um programa computacional já existente para esse fim. Uma vez que tal não é âmbito deste trabalho, uma solução aproximada teve de ser encontrada.

Dois exemplos são apresentados nesta seção. O primeiro tendo como base o Sistema-Teste #1 da Dissertação de Mestrado de Dilcemar [12] e o segundo estruturado no Sistema-Teste RBTS [46]. Em ambos os exemplos, emprega-se a ferramenta computacional NH2 para análise de confiabilidade composta – desenvolvida pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) – em sua versão 5.21 (Maio/2001).

O sistema-teste #1 é composto de uma subestação com dois pontos de entrada e dois pontos de saída, conectados a uma rede de subtransmissão. A subestação apresenta dois níveis de tensão, interligados por dois transformadores. A rede de subtransmissão é tipicamente radial e é constituída de dois subsistemas (S1 e S2). Esquemáticamente, esse sistema pode ser entendido como na Figura VI.24.

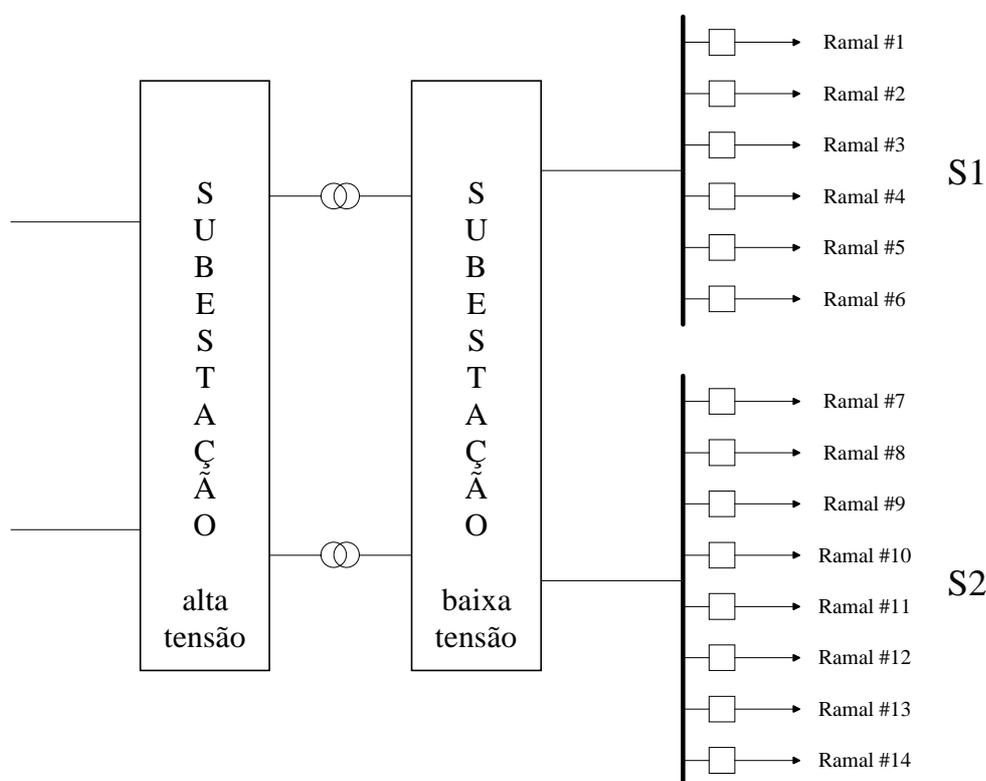


Figura VI.24 – Visão Esquemática do Sistema-Teste #1

A subestação enfocada neste exemplo apresenta a barra de alta tensão com arranjo em disjuntor e meio e a barra de baixa tensão com arranjo de barra principal seccionada + barra de transferência, como pode ser observado na Figura VI.25.

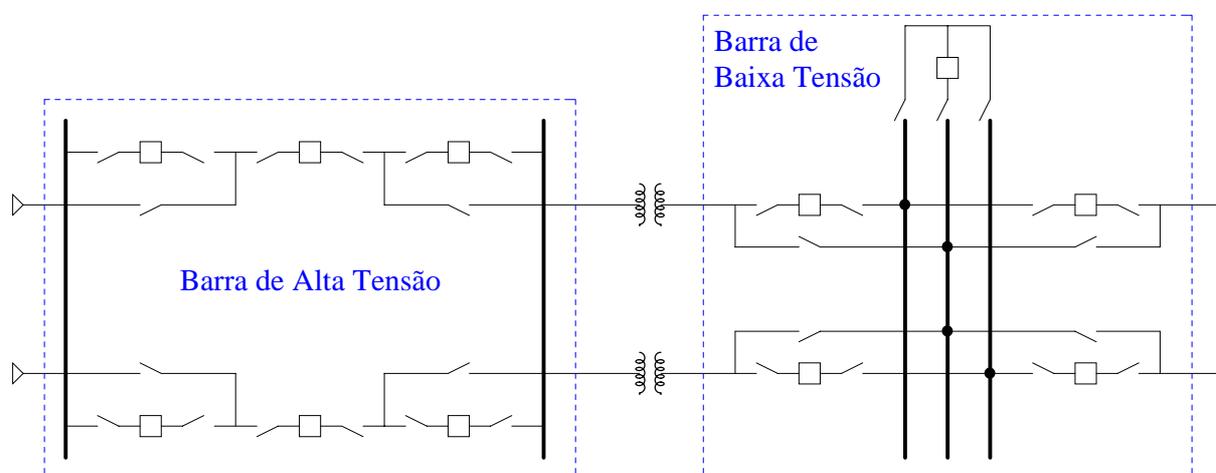


Figura VI.25 – Diagrama Unifilar da Subestação do Sistema-Teste #1

Para efeito de comparação, foram feitas duas análises de confiabilidade neste sistema. A primeira, de maneira tradicional, considerando a subestação 100 % confiável e a segunda com uma utilização aproximada de modelos estocásticos equivalentes estabelecidos neste trabalho, determinados para os dois níveis de tensão da subestação. A Tabela VI.17 mostra os índices de confiabilidade global calculados para uma Simulação Monte Carlo com um milhão de sorteios para cada caso.

Tabela VI.17 – Comparação de Índices Globais para o Sistema-Teste #1

Metodologia	LOLP (%)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)	EENS (MWh/ano)	LOLF (/ano)	LOLD (h)
Tradicional	0.1622	0.06151	14.209	538.84	1.3777	10.3132
Nodal Aproximada	0.1867	0.10129	16.355	887.30	1.5275	10.7069
Varição Percentual	15,105	64,672	15,103	64,669	10,873	3,817

Pode-se então constatar que a inclusão de falhas originadas em subestações exerce um efeito considerável sobre os índices de confiabilidade, devendo-se ainda notar que os índices associados ao montante do corte de carga são mais sensíveis que os demais.

Conforme mencionado, o segundo exemplo baseia-se no sistema-teste RBTS de 6 barras [46], cujo diagrama unifilar detalhado pode ser apreciado na Figura VI.26. Os dados elétricos e estocásticos desse sistema podem ser facilmente encontrados na citada referência e não serão aqui reproduzidos.

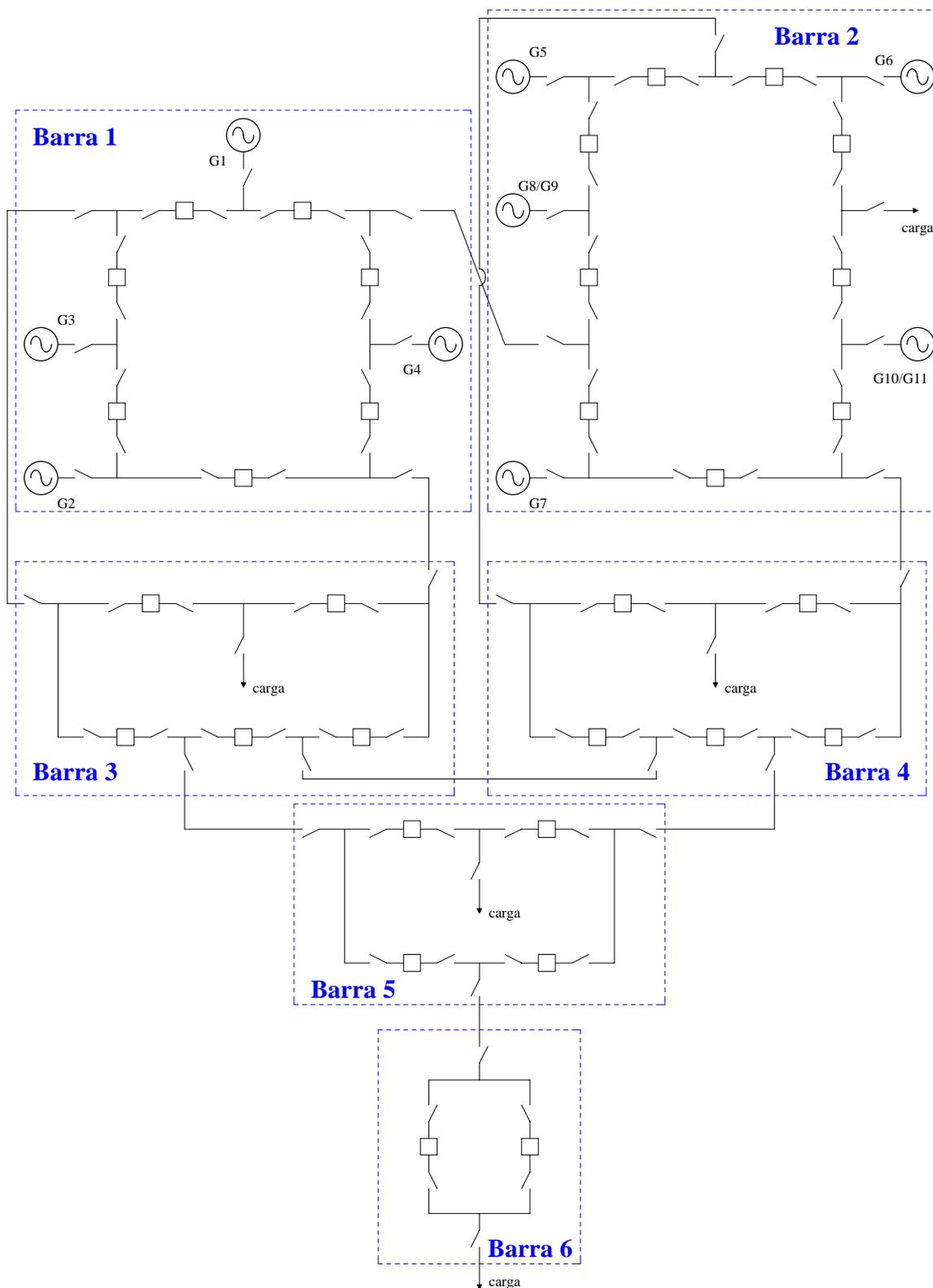


Figura VI.26 – Diagrama Unifilar Detalhado do Sistema RBTS

Este exemplo comparativo foi efetuado com a aplicação da metodologia tradicional, não representando estocasticamente os nós de um sistema elétrico e com duas outras aproximações: a primeira, conforme descrito por Silveira, Oliveira, Schilling, Dornellas, Melo & Mello [8], na qual são modelados falhas ativas em disjuntores com a possibilidade de emperramento e a segunda, com uma utilização aproximada do modelo estocástico eqüivalente estabelecido neste trabalho, assim como no primeiro exemplo.

A primeira análise realizada foi a tradicional, isto é, a topologia interna dos nós ou falhas em seus elementos não são consideradas. Nessa situação, o sistema pode ser descortinado como mostra a Figura VI.27. Nesse modelo, apenas circuitos e geradores estão sujeitos à ocorrência de falhas.

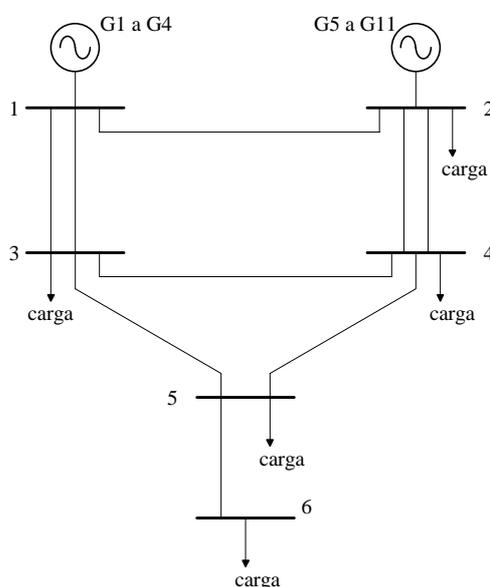


Figura VI.27 – Representação Tradicional do Sistema RBTS

Na segunda análise, o sistema pode ser dividido exatamente como mostrado na Figura VI.26, isto é, a topologia interna da subestação é considerada. No conjunto de elementos sujeitos a falhas podem ser encontrados os mesmos circuitos e geradores, acrescidos de disjuntores, ainda que estes modelados de maneira algo precária e inadequada, levando a situações em que, por vezes, sua influência é superestimada.

Na terceira análise, os *terminais de cada nó* passam a ser sujeitos a falhas, de modo que os mesmos devem ser representados explicitamente, como indicado na Figura VI.28. Nesse modelo, as linhas fictícias entre a barra principal de cada nó e seus terminais passam a ter parâmetros de falha e reparo associados, assim como a ocorrência de contingências múltiplas

entre terminais de um mesmo nó também torna-se possível. Os parâmetros empregados para a representação dessas situações podem ser retirados do modelo estocástico equivalente determinado para cada nó do sistema.

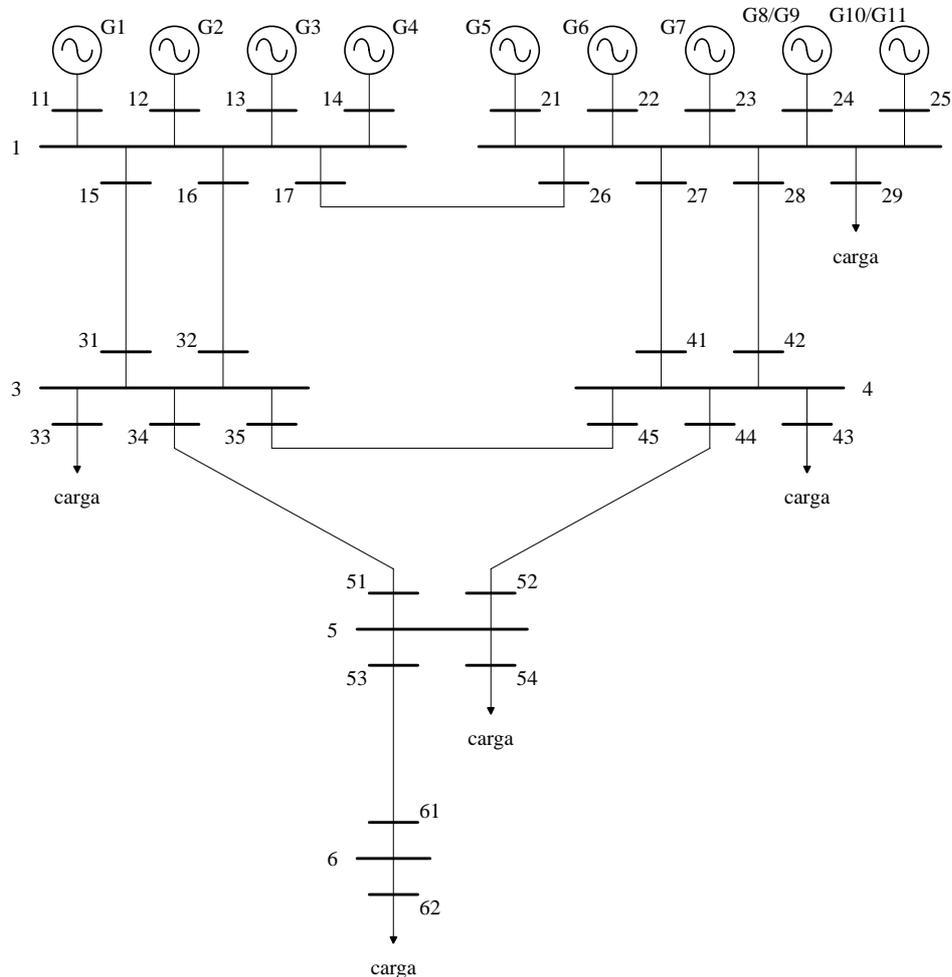


Figura VI. 28 – Representação Aproximada do Sistema RBTS com Terminais Indicados

Empregando-se uma Simulação Monte Carlo com meio milhão de sorteios para cada situação, os índices globais de confiabilidade da Tabela VI.18 foram calculados para os três casos descritos.

Os resultados desta tabela permite que se delineie algumas observações:

- a modelagem empregada em [8] conduz às maiores variações percentuais em relação à metodologia tradicional. Tal fato ocorre em razão de que apenas os disjuntores das subestações foram modelados e o modelo adotado é algo tosco, no sentido em que diversos fatores deixam de ser considerados e outros acabam por ser sobrevalorizados;
- a modelagem nodal aproximada leva à determinação de índices de confiabilidade piores que a modelagem tradicional, embora as diferenças percentuais não sejam tão relevantes (0.508 %

para a LOLP, 3.126 % para a EPNS).

Tabela VI.18 – Comparação de Índices Globais para o Sistema RBTS

Metodologia	LOLP (%)	EPNS (MW)	LOLE (h/ano)	EENS (MWh/ano)	LOLF (/ano)	LOLD (h)
Tradicional	0.985	0.15645	86.286	1370.53	4.2036	20.5266
Referência 8	2.385	0.61491	208.909	5386.57	6.4895	32.1915
Nodal Aproximada	0.990	0.16134	86.724	1413.35	4.1465	20.915

É interessante observar que, em ambos os exemplos apresentados nesta seção, a representação de falhas originadas em subestações vem por deteriorar os índices de confiabilidade global. No segundo exemplo essa deterioração foi muito menos sensível do que no primeiro, devido aos seguintes fatores:

- o primeiro exemplo constitui-se se um sistema essencialmente radial;
- as subestações do sistema RBTS apresentam arranjo em anel, notadamente mais confiável que o arranjo do barramento de baixa tensão da subestação do primeiro exemplo;
- as gerações no segundo exemplo são mais distribuídas do que no primeiro exemplo, diminuindo o efeito da necessidade de cortes de carga de grande monta no sistema.

VI.6. Obtenção de Parâmetros Equivalentes para Estudos de Confiabilidade Composta

Um ponto que resta a ser tratado é quanto à utilização de dados de falhas nodais junto a programas para análise de confiabilidade composta. Esta seção referir-se-á especificamente ao programa computacional NH2, já mencionado anteriormente.

Conforme discutido no Capítulo V, a utilização direta do modelo equivalente determinado para cada subestação (vide Capítulos III e IV) exigiria a modificação ou criação de um programa computacional para análise de confiabilidade composta. Uma vez que tal procedimento não será abordado nesta Dissertação, uma metodologia aproximada foi desenvolvida, empregando o modelo de contingências múltiplas do NH2.

O código de execução DCTM desse programa permite a especificação de contingências

múltiplas. A Figura VI.29 apresenta o modelo estocástico empregado para a representação dessa facilidade. Como se pode depreender, cada contingência múltipla é representada por um modelo de dois estados, sucesso e falha, aos quais estão associadas as probabilidades de sucesso (p_{ctgm}) e falha (q_{ctgm}), respectivamente. Os estados transitam entre si através de taxas de transição equivalentes de falha (λ_{eq}) e reparo (μ_{eq}).

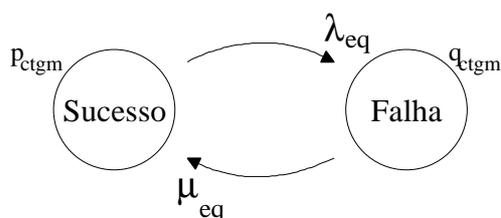


Figura VI.29 – Modelo Estocástico NH2 para Representação de Contingências Múltiplas

Resta então discutir como adaptar o emprego desse modelo à necessidade de representação de falhas nodais.

Considere-se o diagrama hipotético de estados da Figura V.5 e suponha-se que se deseje determinar o modelo de contingência múltipla para aquela representada pelo estado 6 desse diagrama, por exemplo. Nessa situação, o estado 6 representaria o estado de falha da Figura VI.29, enquanto que os demais estados comporiam o estado de sucesso da mesma figura. O problema então resume-se ao cálculo dos valores de λ_{eq} e μ_{eq} , o que pode ser facilmente realizado empregando-se as equações apresentadas na seção V.2.2. e o conceito de balanço de frequência:

$$\mu_{eq} = \sum_{i \neq 6} \lambda_{6i} \quad (6.1)$$

$$\lambda_{eq} = \sum_{j \neq 6} \lambda_{j6} \quad (6.2)$$

A seguir apresenta-se um exemplo numérico para auxiliar na compreensão da idéia exposta.

Considere-se o diagrama de estados da Figura V.13 e os valores das taxas de transição da Tabela V.10 para o mesmo diagrama.

Suponha que se deseje determinar um modelo de contingência múltipla equivalente para o estado 9 (isolamento do compensador síncrono e da LT 14-16).

Sendo o estado 9 aquele que representa a falha no modelo equivalente, o somatório das taxas de transição que partem desse estado corresponde à taxa de reparo equivalente do modelo

de contingência múltipla e, pelo mesmo raciocínio, o somatório das taxas de transição que convergem para o estado 9 corresponde à taxa de falha equivalente do modelo de contingência múltipla. Assim, pode-se escrever:

$$\mu_{eq} = \sum_{i \neq 9} \lambda_{9i} = \lambda_{9,0} + \lambda_{9,1} + \lambda_{9,8} + \lambda_{9,15} + \lambda_{9,A} = 69,50720 \text{ ocorrências/ano}$$

$$\lambda_{eq} = \sum_{j \neq 9} \lambda_{j9} = \lambda_{0,9} + \lambda_{1,9} + \lambda_{8,9} + \lambda_{15,9} + \lambda_{A,9} = 22,70920 \text{ ocorrências/ano}$$

e, uma vez que o NH2 pede os dados na forma de taxa de falha equivalente e tempo médio de reparo equivalente (r_{eq}), este último pode ser obtido pela inversão do valor da taxa de reparo equivalente:

$$r_{eq} = \frac{1}{\mu_{eq}} = 0,01439 \text{ horas diárias} = 126,03 \text{ horas anuais}$$

VI.7. Sumário

Diversos exemplos da aplicação de indicadores nodais foram apresentados neste capítulo.

Inicialmente mostrou-se diversos exemplos de cálculos para subestações reais do sistema elétrico brasileiro, inclusive realizando algumas comparações de possibilidades de arranjos para algumas dessas subestações.

Posteriormente foi feito um estudo da influência de modelos e parâmetros estocásticos baseado em três configurações distintas de barramentos, a saber: anel simples, barramento simples + barramento de transferência e híbrido disjuntor e meio com disjuntor duplo. Nesse estudo procurou-se identificar a influência do uso de modelos completos ou modelos simplificados e quais parâmetros dos modelos exercem maior influência sobre os indicadores nodais.

Utilizando a metodologia proposta, foi incluído um exemplo para avaliar alternativas de expansão de uma subestação, procurando observar como os indicadores nodais da subestação respondem em face a mudanças na topologia da mesma.

A aplicação aproximada de modelos estocásticos equivalentes no cálculo da confiabilidade global foi mostrada, através de dois exemplos, nos quais pode-se constatar a relevância da modelagem de falhas originadas em subestações sobre os índices de confiabilidade composta.

Conclusões e Recomendações

VII.1. Retrospectiva

Esta Dissertação abordou o problema relacionado à ocorrência de falhas originadas em subestações no âmbito da confiabilidade.

Esse tema é de grande relevância porque tais falhas, embora apresentem probabilidades e frequências de ocorrência razoavelmente pequenas, em geral causam grandes impactos sobre o sistema elétrico.

Agravando esse quadro, as metodologias tradicionais de análise de confiabilidade composta consideram as subestações do sistema totalmente robustas e confiáveis, negligenciando completamente sua influência na análise de riscos do sistema.

O problema foi tratado através da criação de um protótipo computacional capaz de determinar um modelo estocástico equivalente para cada nó do sistema, além de calcular diversos indicadores nodais para cada um dos mesmos. Posteriormente, tal modelo foi utilizado de maneira aproximada de modo a inserir sua influência no contexto da confiabilidade composta.

As principais dificuldades encontradas durante o desenvolvimento desta obra estão associadas à modelagem e representação das subestações, ao cálculo de índices nodais e à inserção dos efeitos de falhas originadas em subestações no paradigma da confiabilidade composta.

Cumprir observar que alguns resultados parciais desta Dissertação foram publicadas na referência [44].

VII.2. Principais Contribuições

As principais contribuições e constatações obtidas nesta Dissertação são as seguintes:

- Foram apresentados modelos estocásticos para os principais equipamentos elétricos de uma subestação, considerando-se os possíveis estados operativos nos quais o equipamento pode encontrar-se ao longo do tempo, inclusive reconhecendo a possibilidade de manutenção;
- Uma revisão na literatura técnica disponível na área permitiu a coleta de conjuntos de dados estocásticos típicos adequados aos modelos estocásticos de equipamentos propostos;
- Foi desenvolvida uma metodologia para a representação topológica de uma subestação, levando-se em conta seus principais equipamentos e as conexões entre os mesmos;
- Foi avaliado qual grau de contingências internas a uma subestação deveria ser levado em conta na análise nodal de modo que o espaço de estados fosse suficientemente coberto;
- Um procedimento computacional foi adaptado para a busca de terminais isolados numa subestação, apresentando-o com detalhes metodológicos e de implementação;
- Foi desenvolvido e apresentado um protótipo computacional para a análise de falhas originadas em subestações, enfocando dois aspectos centrais: a construção de um modelo estocástico equivalente representativo da subestação, procurando incluir neste modelo até mesmo os estados não tratados durante a análise de contingências; o cálculo de índices nodais de probabilidade, frequência e duração para terminais isolados e para conjuntos de terminais, além de índices de expectância nodal. O modo de falha tratado focalizou apenas a continuidade;
- Foi desenvolvida uma metodologia computacionalmente aplicável para a determinação das taxas de transição do espaço de estados equivalente de uma subestação;
- Os índices nodais propostos foram dispostos em categorias, tomando como base a natureza do espaço de estados.
- A influência do modelo nodal equivalente sobre os índices nodais foi discutida, avaliando-se metodologias pelas quais poder-se-ia calcular tais índices. Comparando-se os resultados dessa avaliação, chegou-se à conclusão de que, para o exemplo estudado, a metodologia que

considera a presença do estado agregado no modelo, porém sempre mantendo-o externo ao conjunto de eventos sob análise, é a mais promissora;

- A aplicação dos indicadores nodais calculados foi explorada em diversos exemplos reais de arranjos do sistema elétrico brasileiro, inclusive acrescentando-se um exemplo mostrando como esses indicadores poderiam ser empregados para avaliar alternativas de expansão de uma subestação;
- Foi feito um estudo da influência de modelos e parâmetros estocásticos baseado em três configurações distintas de barramentos, a saber: anel simples, barramento simples + barramento de transferência e híbrido disjuntor e meio com disjuntor duplo. Nesse estudo procurou-se identificar a influência do uso de modelos completos ou modelos simplificados e quais parâmetros dos modelos exercem maior influência sobre os indicadores nodais;
- A aplicação aproximada de modelos estocásticos equivalentes no cálculo da confiabilidade global foi mostrada, através de dois exemplos, nos quais pode-se constatar a relevância da modelagem de falhas originadas em subestações sobre os índices de confiabilidade composta;
- Foi desenvolvido um procedimento que gera dados de taxas de falha e tempos médios de reparo representativos de contingências múltiplas de origem nodal e que podem ser utilizados em análises de confiabilidade composta (e.g. programa NH2, comando DCTM).

VII.3. Recomendações

Visando o aperfeiçoamento da avaliação dos níveis de risco do sistema brasileiro, considerando o novo ambiente institucional, diversas recomendações podem ser apontadas, destacando-se entre elas, as seguintes:

VII.3.1. Quanto aos Aspectos Conceituais

A inclusão da influência da confiabilidade nodal no contexto da confiabilidade composta deve ser uma das metas buscadas pelas empresas geradoras, transmissoras e distribuidoras de energia, no sentido de poderem avaliar corretamente o impacto dessa questão e assim poderem

obter subsídios que permitam indicar quais os locais mais propícios à alocação de novas obras e recursos ou quais equipamentos são merecedores de serem substituídos ou recapitados, objetivando melhorar a qualidade de seus serviços e aumentar com isso a geração de lucros.

VII.3.2. Quanto à Coleta de Dados Nodais Determinísticos e Probabilísticos

Um aspecto sempre importante em qualquer análise de confiabilidade refere-se à coleta e tratamento de dados, tanto determinísticos como probabilísticos.

O uso de dados típicos neste tipo de análise, ainda que muitas vezes seja a única opção viável, carrega uma infinidade de incertezas que acabam por deteriorar a precisão de quaisquer indicadores calculados e, conseqüentemente, de quaisquer conclusões. Evidencia-se assim a necessidade de investimentos em bancos de dados de confiabilidade.

VII.3.3. Quanto à Modelagem de Componentes e Fenômenos

É importante também que outros aspectos sejam considerados quando da análise de confiabilidade nodal. Dentre estes, destacam-se a necessidade de representar os *sistemas de medição e proteção* propriamente ditos e de considerar a *capacidade de condução de corrente dos equipamentos, ou seja, considerar o fluxo de potência nodal*.

VII.3.4. Quanto aos Critérios e Procedimentos de Simulação e Análise

Dentre as recomendações merecedoras de nota no que tange à critérios e procedimentos, convém destacar as seguintes:

- a tolerância adotada deve ser tal que viabilize a análise das contingências mais relevantes, evitando que se perca tempo de processamento com contingências de ocorrência extremamente improvável;
- construção sistemática dos arquivos de dados, evitando que elementos e modelos sejam esquecidos ou fornecidos em excesso (atenção especial deve ser dada ao arquivo de dados de subestações, devido ao fato do mesmo possuir formatação mais complexa);
- cuidado ao se associar os modelos estocásticos com seus respectivos elementos;
- especial atenção quando da indicação das conexões nodais entre os elementos de uma

subestação. É nesse momento que a maioria dos erros comumente ocorre (ligações erradas ou inobservância de ligações);

- no caso de arranjos possuindo elementos operando normalmente abertos, o tempo de execução do programa pode ser reduzido se a ordem de entrada dos dados for otimizada, fornecendo primeiramente os elementos que operam normalmente fechados;
- dado que subestações distintas estão associadas a espaços de estados diferentes, a comparação de indicadores baseados no modo de falha de continuidade exige cautela. Essa dificuldade pode ser superada pela consideração de outros modos de falha;
- um critério útil para avaliar se determinada simulação é satisfatória é observar a probabilidade do estado agregado, que deverá ser bem inferior a 1;
- a observação dos valores de probabilidade dos estados auxiliam na validação dos resultados, no sentido em que é de se esperar que estados com poucos terminais isolados apresentem probabilidade superior à de estados em que vários terminais estão isolados.

VII.4. Sugestões de Temas de Pesquisa e Desenvolvimentos Futuros

Os principais tópicos de futuras pesquisas recomendados, a título de continuação das investigações perpetradas nessa Dissertação, em ordem crescente de dificuldades, são os seguintes:

- extensão do protótipo computacional desenvolvido considerando-se uma capacidade de condução finita para os elementos de subestações, proporcionando assim meios para avaliar a confiabilidade nodal levando-se em conta modos de falhas associados à capacidade de transporte. Uma possibilidade poderia considerar uma modelagem de capacidade de transporte via fluxos em redes;
- implementar técnicas de esparsidade, permitindo assim a ampliação da capacidade do programa, no sentido em que arranjos com maior número de terminais possam também ser analisados;
- avaliar as vantagens da aplicação de técnicas de Monte Carlo, em substituição à análise de contingências realizada quando da sistemática adotada para a construção do modelo estocástico equivalente, viabilizando a análise de contingências de ordem superior a dois;

- introduzir a modelagem de reserva estática de equipamentos considerando transformadores (reserva local, regional, unidades monofásicas, trifásicas, etc.), disjuntores, etc.;
- no Capítulo V sugeriu-se que o modelo estocástico equivalente obtido sem o emprego do estado agregado poderia ser “corrigido” ou “sintonizado” considerando-se que suas taxas de transição são verdadeiras e recalculando-se os valores das probabilidades para cada estado, de modo que seu somatório fosse igual a 100%. Outra abordagem, seria sugerir que essa “correção” seja implementada considerando-se que não somente probabilidades mas também as taxas de transição precisem ser corrigidas, talvez utilizando modelos baseados em redes neurais ou em algoritmos genéticos;
- inserção do modelo estocástico equivalente calculado através do protótipo desenvolvido em programa de confiabilidade composta, não da maneira aproximada como exposto neste trabalho, mas de maneira formal, tornando assim cada nó do sistema elétrico um dos elementos efetivamente modelados;
- possibilitar a identificação da responsabilidade nodal percentual em índices de confiabilidade global;
- inserção de modelos de proteção e representação de vinculações para o tratamento de segurança.



*"Patience and perseverance have a magical effect
before which difficulties disappear and obstacles vanish."
(John Quincy Adams)*

Representação de Subestações

Conforme exposto no Capítulo III, foi necessário desenvolver uma metodologia para a representação dos elementos encontrados numa subestação e suas interconexões entre si e com o resto do sistema.

Essa questão foi tratada tomando-se por base a representação dos demais elementos de sistema elétrico, isto é, os componentes da subestação passaram a ser vistos como elementos concentrados e suas interconexões como ligações elétricas.

Este Anexo contém uma lista dos principais arranjos elétricos de subestações [15], [16], [39] e [42]. Naturalmente, existem dezenas de variações sobre os mesmos, porém o objetivo aqui é dar uma idéia de como adequar a representação da subestação à metodologia, além de já fornecer exemplos prontos para os casos mais comuns. A nomenclatura adotada procura ser a mais universalmente conhecida.

A Tabela A.1, exibida no final deste Anexo, complementa a seção III.3.2.4 do Capítulo III, apresentando, para cada um dos arranjos dispostos nas figuras anteriores, uma relação dos elementos modelados a três e quatro estados (desconsiderando-se a possibilidade de manutenção), juntamente com o tamanho do espaço de estados associado a cada um dos arranjos.

Nas figuras a seguir, o índice (a) denota o diagrama unifilar original da subestação, enquanto que o índice (b) denota o modelo adotado para a representação da mesma.

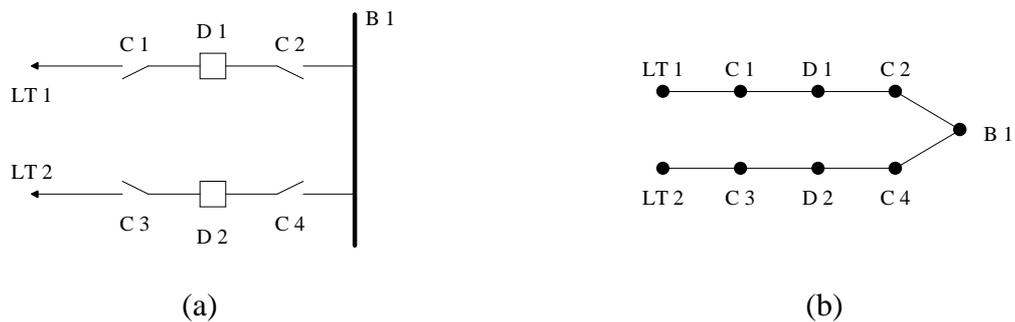


Figura A.1 – Barramento Simples, Disjuntor Simples sem *By-Pass*

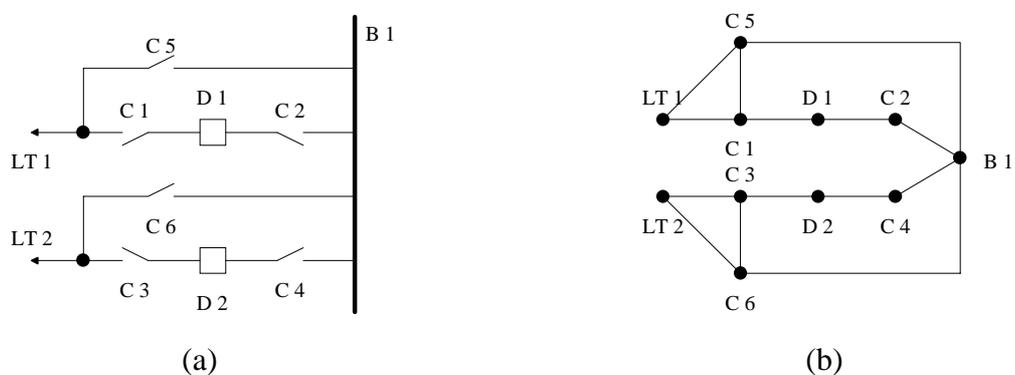


Figura A.2 – Barramento Simples, Disjuntor Simples com *By-Pass*

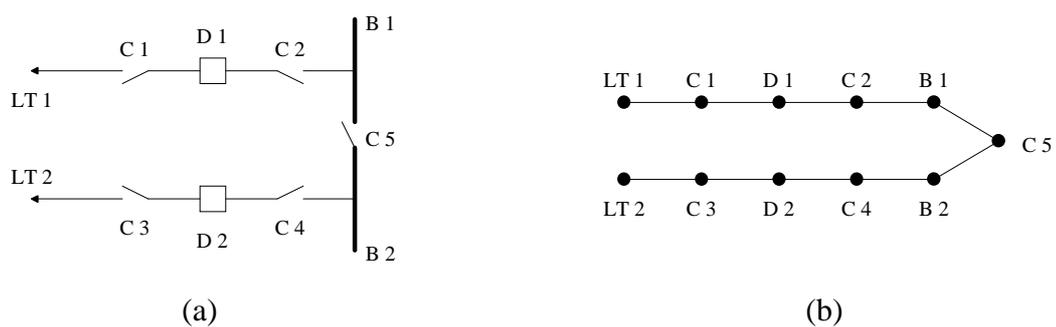


Figura A.3 – Barramento Simples com Chave Seccionadora de Barra, Disjuntor Simples sem *By-Pass*

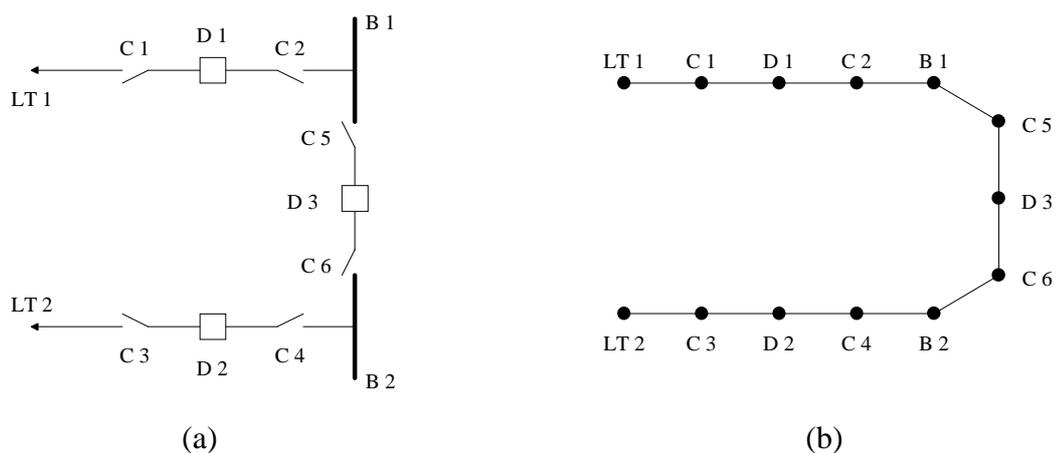


Figura A.4 – Barramento Simples com Disjuntor Seccionador de Barra, Disjuntor Simples sem *By-Pass*

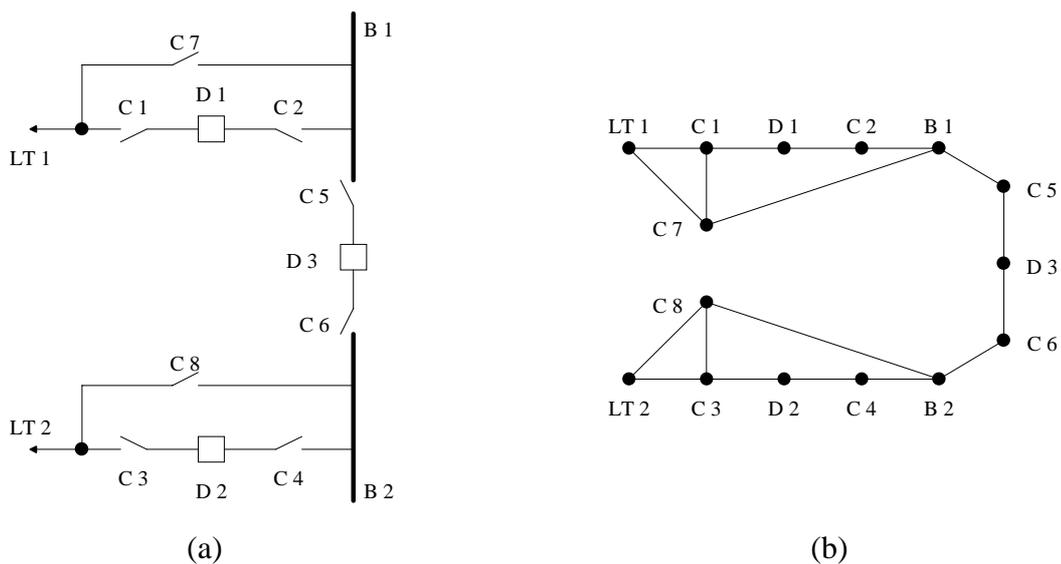


Figura A.5 – Barramento Simples com Disjuntor Seccionador de Barra, Disjuntor Simples com *By-Pass*

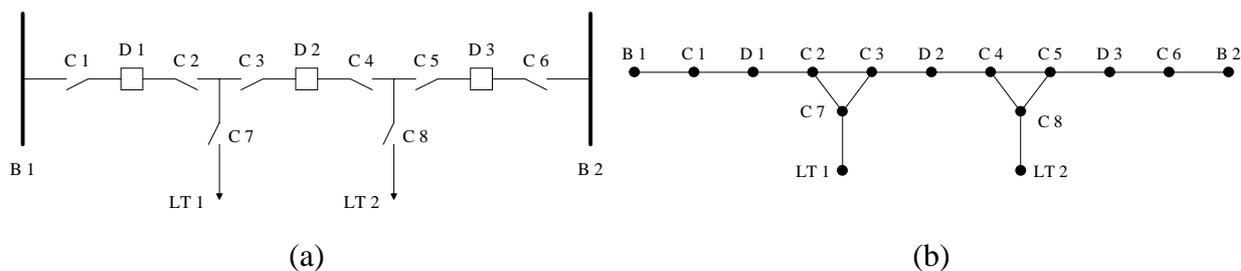


Figura A.6 – Barramento Duplo Principal, Disjuntor e Meio

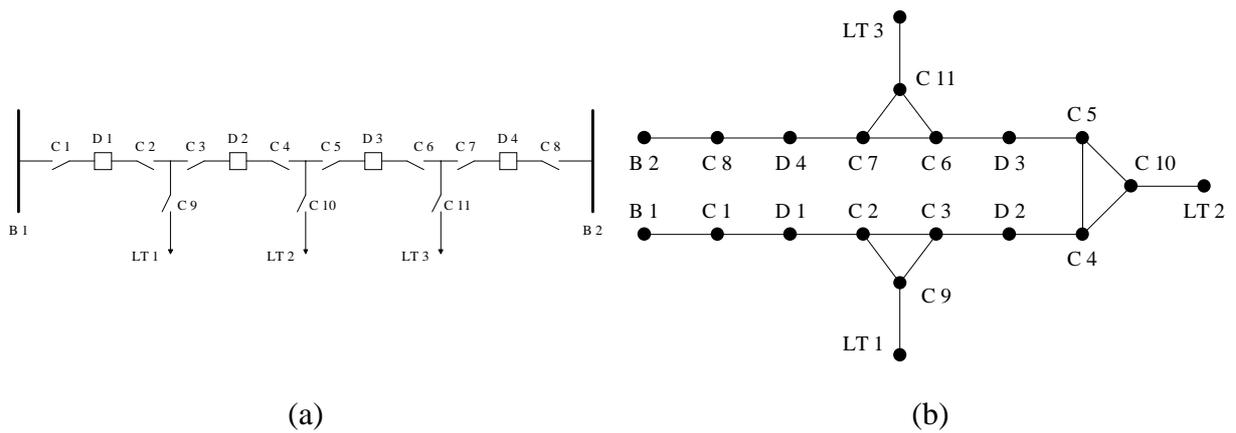


Figura A.7 – Barramento Duplo Principal, Disjuntor e um Terço

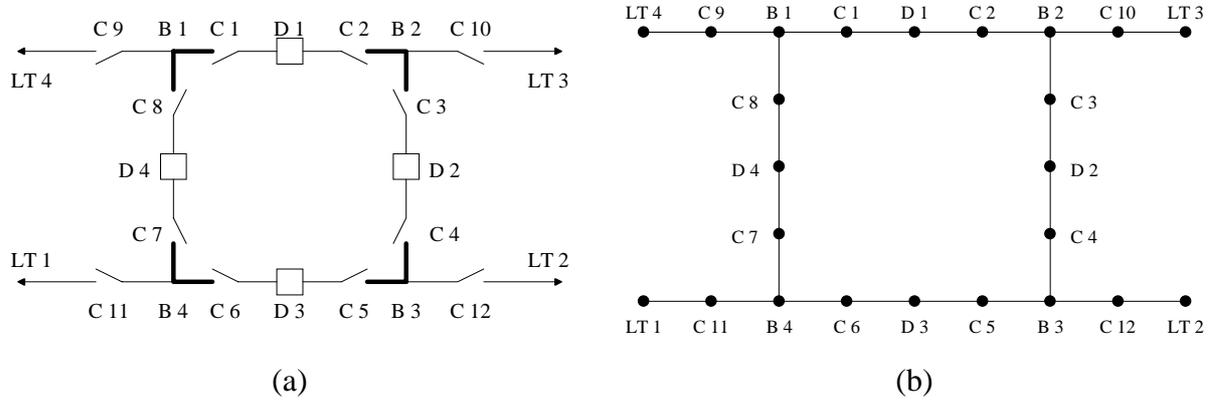


Figura A.8 – Barramento em Anel Simples

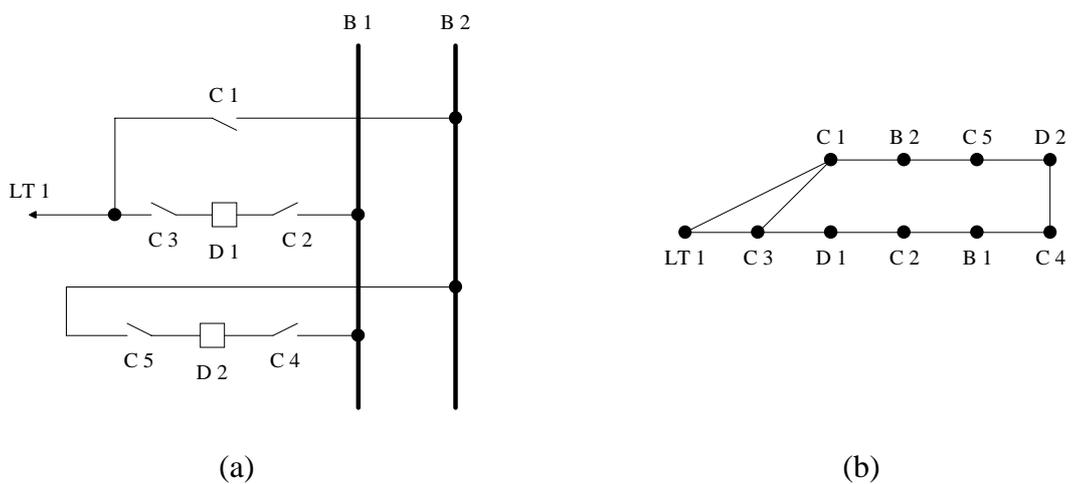


Figura A.9 – Barramento Simples Principal + Barramento de Transferência, Disjuntor Simples

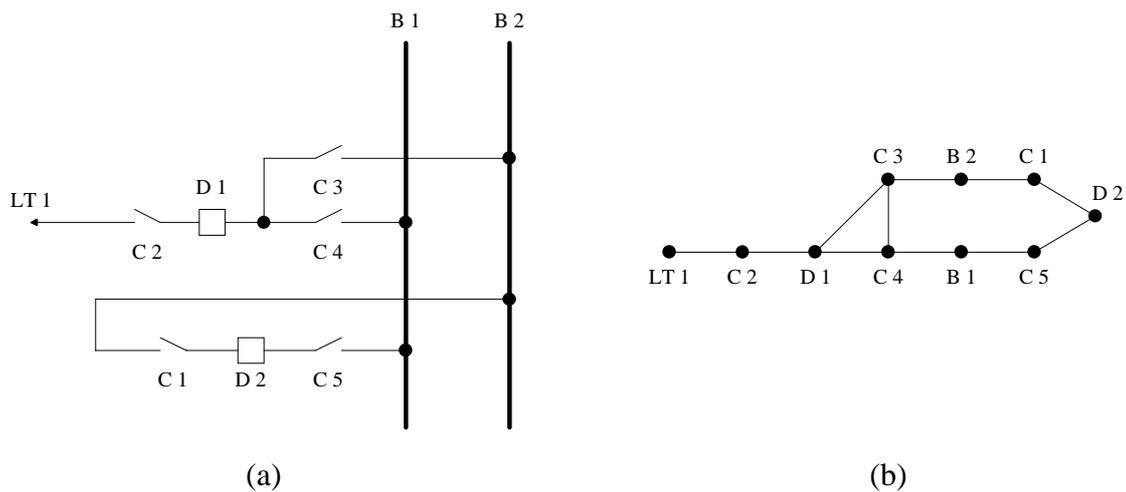


Figura A.10 – Barramento Duplo Principal, Disjuntor Simples sem *By-Pass*

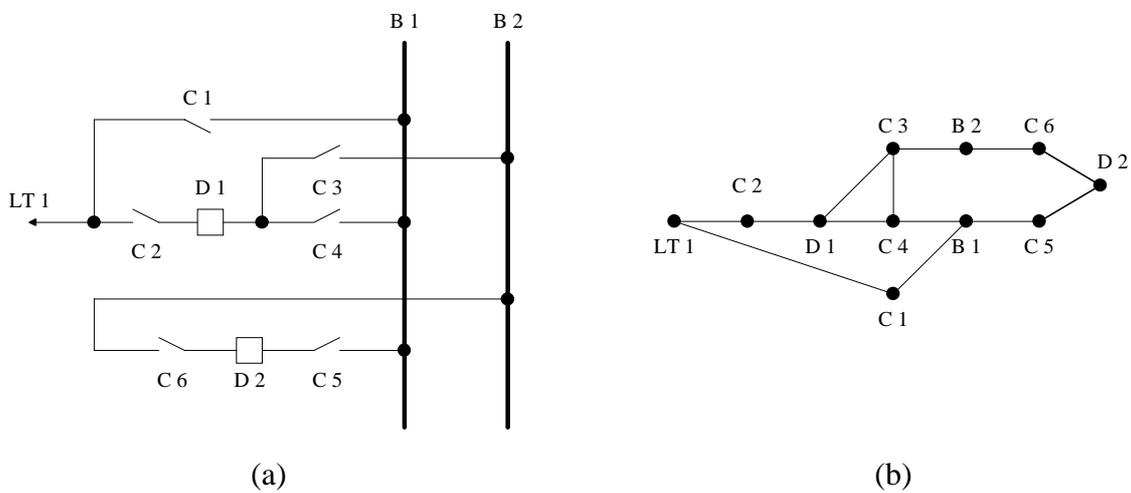


Figura A.11 – Barramento Duplo Principal, Disjuntor Simples a 4 Chaves

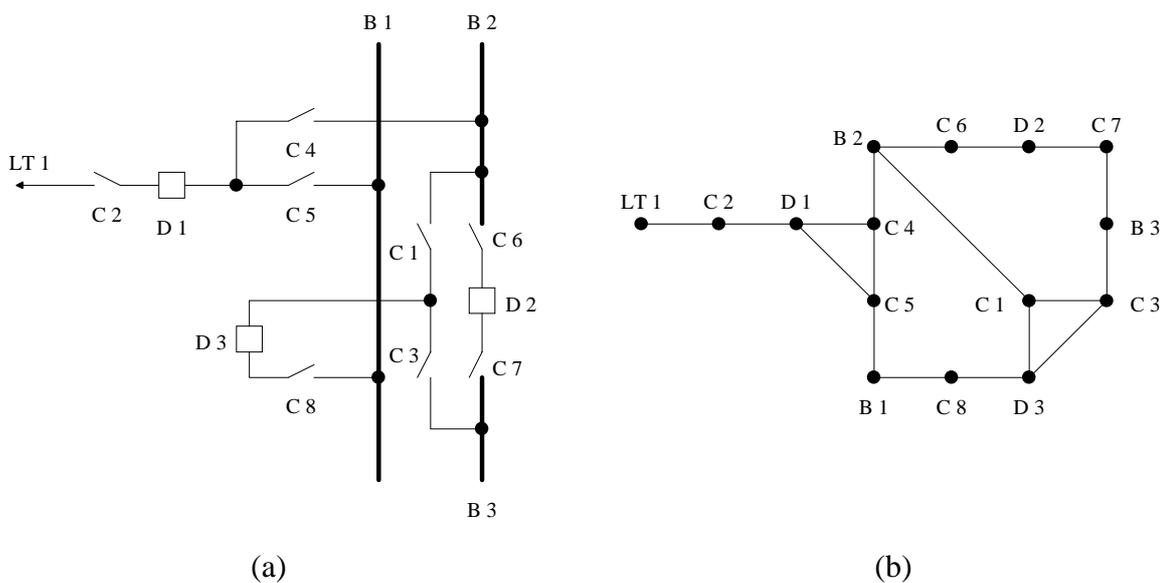


Figura A.12 – Barramento Duplo Principal Seccionado, Disjuntor Simples sem *By-Pass*

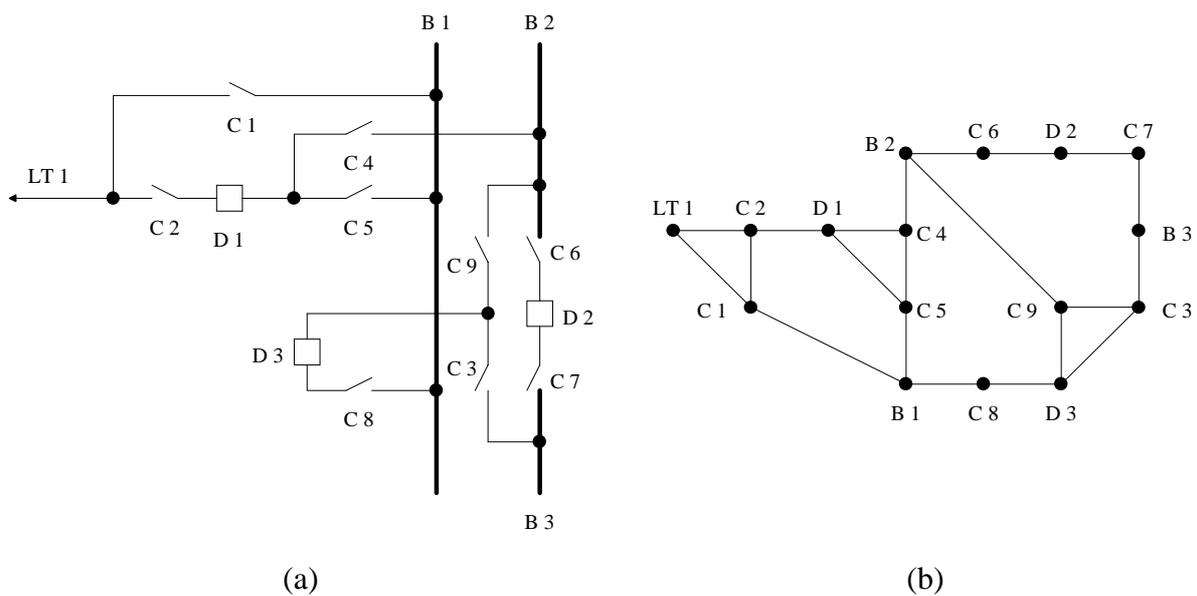


Figura A.13 – Barramento Duplo Principal Seccionado, Disjuntor Simples a 4 Chaves

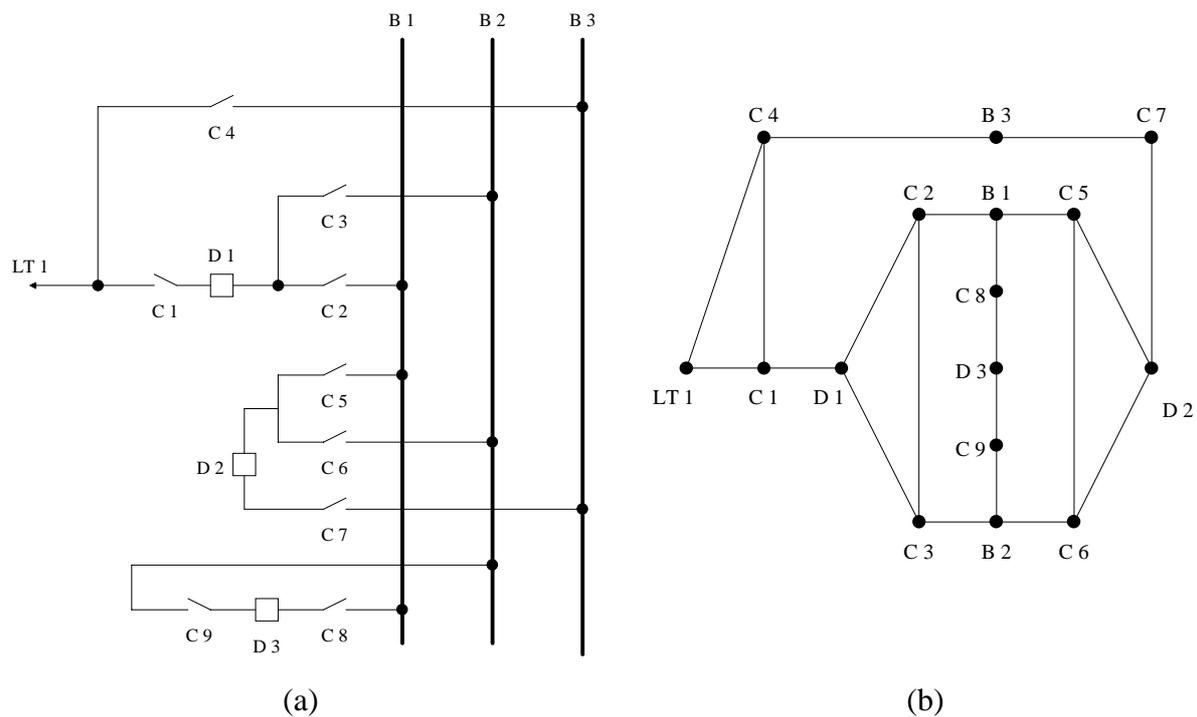


Figura A.14 – Barramento Duplo Principal + Barramento de Transferência, Disjuntor de Transferência + Disjuntor de Acoplamento

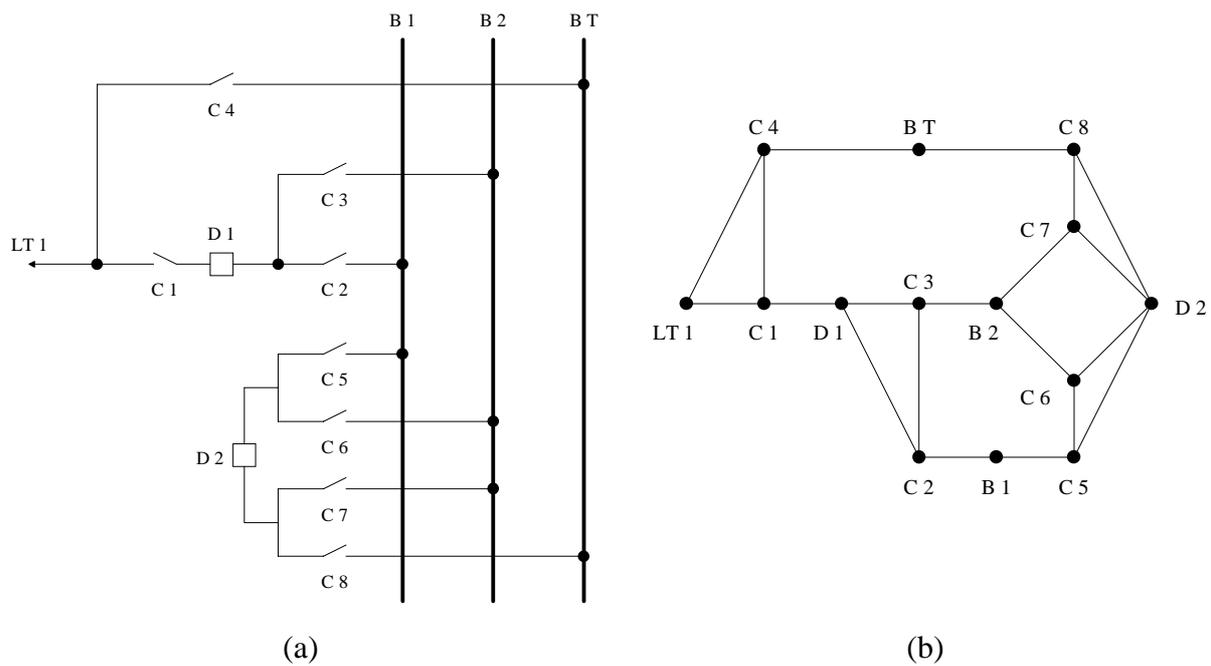


Figura A.15 – Barramento Duplo Principal + Barramento de Transferência, Disjuntor Único para Transferência / Acoplamento

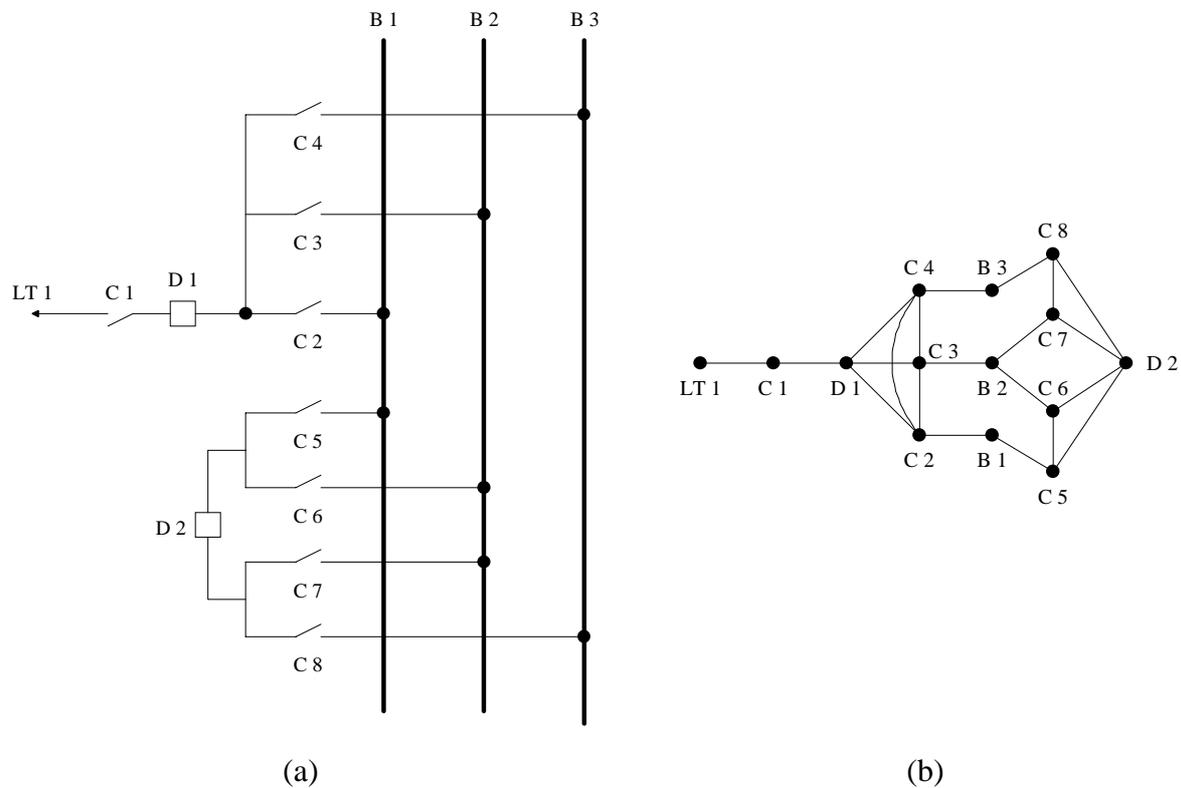


Figura A.16 – Barramento Triplo Principal, Disjuntor sem *By-Pass*

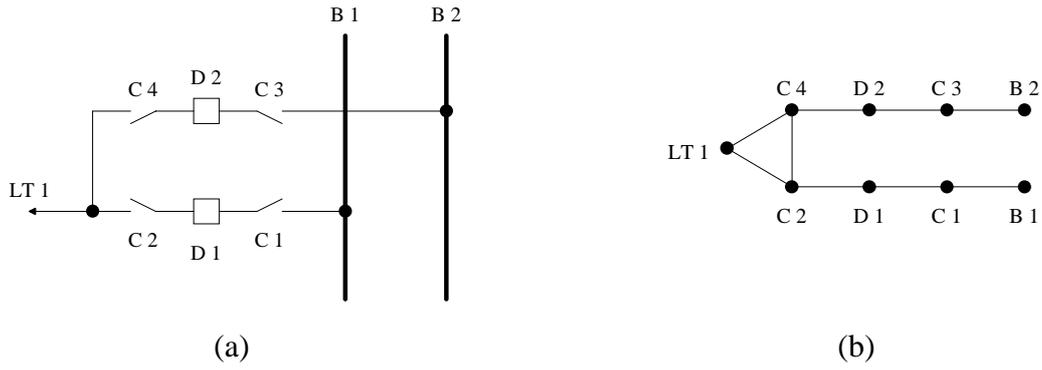


Figura A.17 – Barramento Duplo Principal, Disjuntor Duplo

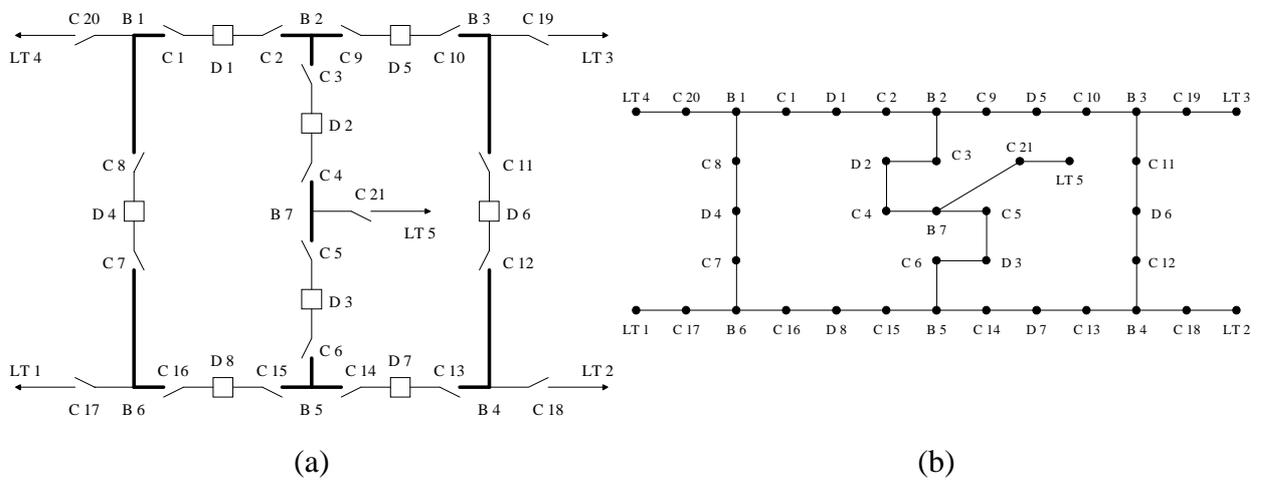


Figura A.18 – Barramento em Anel Múltiplo

Tabela A.1 – Espaço de Estados para os Arranjos Apresentados

Arranjo	Elementos com 3 Estados	Elementos com 4 Estados	Espaço de Estados
Barramento Simples, Disjuntor Simples sem <i>By-Pass</i>	B1, LT1, LT2	C1, C2, C3, C4, D1, D2	$3^3 \cdot 4^6$ = 110.592
Barramento Simples, Disjuntor Simples com <i>By-Pass</i>	B1, LT1, LT2	C1, C2, C3, C4, C5, C6, D1, D2	$3^3 \cdot 4^8$ = 1.769.472
Barramento Simples com Chave Seccionadora de Barra, Disjuntor Simples sem <i>By-Pass</i>	B1, B2, LT1, LT2	C1, C2, C3, C4, C5, D1, D2	$3^4 \cdot 4^7$ = 1.327.104
Barramento Simples com Disjuntor Seccionador de Barra, Disjuntor Simples sem <i>By-Pass</i>	B1, B2, LT1, LT2	C1, C2, C3, C4, C5, C6, D1, D2, D3	$3^4 \cdot 4^9$ = 21.233.664

Tabela A.1 (Continuação)

Arranjo	Elementos com 3 Estados	Elementos com 4 Estados	Espaço de Estados
Barramento Simples com Disjuntor Seccionador de Barra, Disjuntor Simples com <i>By-Pass</i>	B1, B2, LT1, LT2	C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8, D1, D2, D3	$3^4 \cdot 4^{11}$ = 339.738.624
Barramento Duplo Principal, Disjuntor e Meio	B1, B2, LT1, LT2	C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8, D1, D2, D3	$3^4 \cdot 4^{11}$ = 339.738.624
Barramento Duplo Principal, Disjuntor e um Terço	B1, B2, LT1, LT2, LT3	C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8, C9, C10, C11, D1, D2, D3, D4	$3^5 \cdot 4^{15}$ = 260.919.263.232
Barramento em Anel Simples	B1, B2, B3, B4, LT1, LT2, LT3, LT4	C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8, C9, C10, C11, C12, D1, D2, D3, D4	$3^8 \cdot 4^{16}$ = 28.179.280.429.056
Barramento Simples Principal + Barramento de Transferência, Disjuntor Simples	B1, B2, LT1	C1, C2, C3, C4, C5, D1, D2	$3^3 \cdot 4^7$ = 442.368
Barramento Duplo Principal, Disjuntor Simples sem <i>By-Pass</i>	B1, B2, LT1	C1, C2, C3, C4, C5, D1, D2	$3^3 \cdot 4^7$ = 442.368
Barramento Duplo Principal, Disjuntor Simples a 4 Chaves	B1, B2, LT1	C1, C2, C3, C4, C5, D1, D2	$3^3 \cdot 4^8$ = 1.769.472
Barramento Duplo Principal Seccionado, Disjuntor Simples sem <i>By-Pass</i>	B1, B2, B3, LT1	C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8, D1, D2, D3	$3^4 \cdot 4^{11}$ = 339.738.624
Barramento Duplo Principal Seccionado, Disjuntor Simples a 4 Chaves	B1, B2, B3, LT1	C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8, C9, D1, D2, D3	$3^4 \cdot 4^{12}$ = 1.358.954.496
Barramento Duplo Principal + Barramento de Transferência, Disjuntor de Transferência + Disjuntor de Acoplamento	B1, B2, B3, LT1	C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8, C9, D1, D2, D3	$3^4 \cdot 4^{12}$ = 1.358.954.496
Barramento Duplo Principal + Barramento de Transferência, Disjuntor Único para Transferência / Acoplamento	B1, B2, BT, LT1	C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8, D1, D2	$3^4 \cdot 4^{10}$ = 84.934.656
Barramento Triplo Principal, Disjuntor sem <i>By-Pass</i>	B1, B2, B3, LT1	C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8, D1, D2	$3^4 \cdot 4^{10}$ = 84.934.656
Barramento Duplo Principal, Disjuntor Duplo	B1, B2, LT1	C1, C2, C3, C4, D1, D2	$3^3 \cdot 4^6$ = 110.592
Barramento em Anel Múltiplo	B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, LT1, LT2, LT3, LT4, LT5	C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8, C9, C10, C11, C12, C13, C14, C15, C16, C17, C18, C19, C20, C21, D1, D2, D3, D4, D5, D6, D7, D8	$3^{12} \cdot 4^{29}$ $\cong 1,53 \cdot 10^{23}$

*“The secret of man's being is not only to live,
but to have something to live for.”*
(Fyodor Dostoevsky)

Modelos Estocásticos para Elementos de Subestações: Determinação das Probabilidades dos Estados

Conforme mencionado no Capítulo III, apresenta-se neste Anexo a abordagem matemática matricial – demonstrada por Clarke e Disney [21] – de como chegar às percentagens do estado a partir dos modelos expostos na seção 2 do referido Capítulo.

B.1. Modelo para Barramentos e Terminais

A partir da Figura III.1, é possível construir a matriz de transição de probabilidades \tilde{P} , dada pela equação B.1, onde os termos p_{ij} , para $i \neq j$ representam as taxas de transição entre os estados i e j . Além disso, uma vez que o somatório dos elementos de cada linha precisam ser iguais à unidade, o termos p_{ii} da diagonal principal podem ser definidos como o complemento do somatório dos demais elementos de cada linha i . Os índices n , m , d e r referem-se, respectivamente aos estados Normal, Manutenção, Pós-Defeito e Reparo.

$$\tilde{P} = \begin{pmatrix} P_{nn} & P_{nm} & P_{nd} & P_{nr} \\ P_{mn} & P_{mm} & P_{md} & P_{mr} \\ P_{dn} & P_{dm} & P_{dd} & P_{dr} \\ P_{rn} & P_{rm} & P_{rd} & P_{rr} \end{pmatrix} \quad (B.1)$$

Assim, substituindo pela simbologia adotada na Figura III.1, pode-se escrever:

$$\tilde{P} = \begin{pmatrix} 1 - \lambda - \lambda_m & \lambda_m & \lambda & 0 \\ \mu_m & 1 - \mu_m & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 - \mu_r & \mu_r \\ \mu & 0 & 0 & 1 - \mu \end{pmatrix} \quad (\text{B.2})$$

Deseja-se calcular o vetor de probabilidades estacionário \bar{p} da cadeia de Markov, conforme definido em B.3.

$$\bar{p} = (p_n \quad p_m \quad p_d \quad p_r) \quad (\text{B.3})$$

Tal vetor pode ser calculado pela equação B.4, relacionando o vetor de probabilidades estacionário e a matriz de transição estocástica. Convém acrescentar que esta equação é válida para todos os modelos apresentados aqui neste Anexo.

$$\bar{p} = \bar{p} \cdot \tilde{P} \quad (\text{B.4})$$

Logo, substituindo-se B.2 e B.3 em B.4, obtém-se:

$$(p_n \quad p_m \quad p_d \quad p_r) = (p_n \quad p_m \quad p_d \quad p_r) \cdot \begin{pmatrix} 1 - \lambda - \lambda_m & \lambda_m & \lambda & 0 \\ \mu_m & 1 - \mu_m & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 - \mu_r & \mu_r \\ \mu & 0 & 0 & 1 - \mu \end{pmatrix} \quad (\text{B.5})$$

E, efetuando-se a multiplicação de B.5 chega-se ao sistema mostrado em B.6, no qual o segundo vetor está apresentado em sua forma transposta por motivos estéticos.

$$(p_n \quad p_m \quad p_d \quad p_r) = \begin{pmatrix} p_n(1 - \lambda - \lambda_m) + p_m\mu_m + p_r\mu \\ p_n\lambda_m + p_m(1 - \mu_m) \\ p_n\lambda + p_d(1 - \mu_r) \\ p_d\mu_r + p_r(1 - \mu) \end{pmatrix} \quad (\text{B.6})$$

A partir de B.6, pode-se escrever o seguinte conjunto de equações:

$$\begin{cases} p_n = p_n(1 - \lambda - \lambda_m) + p_m\mu_m + p_r\mu \\ p_m = p_n\lambda_m + p_m(1 - \mu_m) \\ p_d = p_n\lambda + p_d(1 - \mu_r) \\ p_r = p_d\mu_r + p_r(1 - \mu) \end{cases}$$

Entretanto, pode-se demonstrar que tais equações são linearmente dependentes, o que impede a resolução do sistema. Para contornar essa situação, e lembrando que o somatório das probabilidades dos estados tem de ser igual à unidade, pode-se substituir uma das equações, rescrevendo-se o sistema como:

$$\begin{cases} p_m = p_n\lambda_m + p_m(1 - \mu_m) & \text{(B.7)} \\ p_d = p_n\lambda + p_d(1 - \mu_r) & \text{(B.8)} \\ p_r = p_d\mu_r + p_r(1 - \mu) & \text{(B.9)} \\ p_n + p_m + p_d + p_r = 1 & \text{(B.10)} \end{cases}$$

De B.7, B.8 e B.9 pode-se extrair as equações B.11, B.12 e B.13, respectivamente.

$$p_m = \frac{p_n\lambda_m}{\mu_m} \quad \text{(B.11)}$$

$$p_d = \frac{p_n\lambda}{\mu_r} \quad \text{(B.12)}$$

$$p_r = \frac{p_d\mu_r}{\mu} = \frac{p_n\lambda}{\mu_r} \cdot \frac{\mu_r}{\mu} = \frac{p_n\lambda}{\mu} \quad \text{(B.13)}$$

E, substituindo-se essas duas equações em B.10:

$$p_n + \frac{p_n\lambda_m}{\mu_m} + \frac{p_n\lambda}{\mu_r} + \frac{p_n\lambda}{\mu} = 1 \quad \text{(B.14)}$$

Resolvendo-se a equação B.14, chega-se a:

$$p_n = \frac{\mu\mu_m\mu_r}{\mu\mu_m\mu_r + \lambda\mu_m(\mu + \mu_r) + \mu\mu_r\lambda_m} \quad \text{(B.15)}$$

Finalmente, substituindo-se B.15 em B.11 a B.13 tem-se que:

$$p_m = \frac{\lambda_m \mu \mu_r}{\mu \mu_m \mu_r + \lambda \mu_m (\mu + \mu_r) + \mu \mu_r \lambda_m} \quad (\text{B.16})$$

$$p_d = \frac{\lambda \mu \mu_m}{\mu \mu_m \mu_r + \lambda \mu_m (\mu + \mu_r) + \mu \mu_r \lambda_m} \quad (\text{B.17})$$

$$p_r = \frac{\lambda \mu_r \mu_m}{\mu \mu_m \mu_r + \lambda \mu_m (\mu + \mu_r) + \mu \mu_r \lambda_m} \quad (\text{B.18})$$

B.2. Modelo para Disjuntores e Chaves Seccionadoras

As mesmas considerações que foram feitas para o modelo de barramentos e terminais podem ser feitas para o modelo de disjuntores e chaves seccionadoras. Apenas aqui os índices n , m , d , r e e representam, respectivamente, os estados Normal, Manutenção, Pós-Defeito, Reparo e Emperrado.

Assim, a matriz de transições de probabilidades para o modelo pode ser escrita como:

$$\tilde{P} = \begin{pmatrix} P_{nm} & P_{nm} & P_{nd} & P_{nr} & P_{ne} \\ P_{mn} & P_{mm} & P_{md} & P_{mr} & P_{me} \\ P_{dn} & P_{dm} & P_{dd} & P_{dr} & P_{de} \\ P_{rn} & P_{rm} & P_{rd} & P_{rr} & P_{re} \\ P_{en} & P_{em} & P_{ed} & P_{er} & P_{ee} \end{pmatrix} \quad (\text{B.19})$$

E, substituindo-se pela simbologia da Figura III.2:

$$\tilde{P} = \begin{pmatrix} 1 - \lambda - \lambda_m - \lambda_e & \lambda_m & \lambda & \lambda_p & \lambda_e \\ \mu_m & 1 - \mu_m & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 - \mu_r & \mu_r & 0 \\ \mu & 0 & 0 & 1 - \mu & 0 \\ \mu_e & 0 & 0 & 0 & 1 - \mu_e \end{pmatrix} \quad (\text{B.20})$$

O vetor de probabilidades estacionário está definido na equação B.21.

$$\bar{p} = (p_n \quad p_m \quad p_d \quad p_r \quad p_e) \quad (\text{B.21})$$

Assim, substituindo-se B.20 e B.21 em B.4 e efetuando-se o produto matricial, chega-se a equação B.22 e, a partir dela, constrói-se o sistema de equações lineares B.23 a B.27, disposto em seguida, já eliminando-se uma das equações linearmente dependentes, conforme no caso anterior.

$$(p_n \quad p_m \quad p_d \quad p_r \quad p_e) = \begin{pmatrix} p_n(1 - \lambda - \lambda_m - \lambda_e - \lambda_p) + p_m\mu_m + p_r\mu + p_e\mu_e \\ p_n\lambda_m + p_m(1 - \mu_m) \\ p_n\lambda + p_d(1 - \mu_r) \\ p_n\lambda_p + p_d\mu_r + p_r(1 - \mu) \\ p_n\lambda_e + p_e(1 - \mu_e) \end{pmatrix}^t \quad (\text{B.22})$$

$$\begin{cases} p_m = p_n\lambda_m + p_m(1 - \mu_m) & (\text{B.23}) \\ p_d = p_n\lambda + p_d(1 - \mu_r) & (\text{B.24}) \\ p_r = p_n\lambda_p + p_d\mu_r + p_r(1 - \mu) & (\text{B.25}) \\ p_e = p_n\lambda_e + p_e(1 - \mu_e) & (\text{B.26}) \\ p_n + p_m + p_d + p_r + p_e = 1 & (\text{B.27}) \end{cases}$$

De B.23 a B.26 pode-se extrair as equações B.28 a B.31, respectivamente.

$$p_m = \frac{p_n\lambda_m}{\mu_m} \quad (\text{B.28})$$

$$p_d = \frac{p_n\lambda}{\mu_r} \quad (\text{B.29})$$

$$p_r = \frac{p_n\lambda_p + p_d\mu_r}{\mu} \quad (\text{B.30})$$

$$p_e = \frac{p_n\lambda_e}{\mu_e} \quad (\text{B.31})$$

Substituindo-se B.29 em B.30, esta equação pode ser rescrita como:

$$p_r = \frac{p_n(\lambda + \lambda_p)}{\mu} \quad (\text{B.32})$$

Logo, substituindo-se as equações B.28, B.29, B.31 e B.32 em B.27 tem-se:

$$p_n + \frac{p_n \lambda_m}{\mu_m} + \frac{p_n \lambda}{\mu_r} + \frac{p_n (\lambda + \lambda_p)}{\mu} + \frac{p_n \lambda_e}{\mu_e} = 1 \quad (\text{B.33})$$

E, resolvendo,

$$p_n = \frac{\mu \mu_r \mu_m \mu_e}{\mu \mu_r \mu_m \mu_e + \mu_m \mu_e (\lambda \mu + \lambda \mu_r + \lambda_p \mu_r) + \mu \mu_r (\lambda_m \mu_e + \lambda_e \mu_m)} \quad (\text{B.34})$$

Finalmente, substituindo-se a equação B.31 em B.25, B.26, B.28 e B.29 obtém-se:

$$p_m = \frac{\lambda_m \mu \mu_r \mu_e}{\mu \mu_r \mu_m \mu_e + \mu_m \mu_e (\lambda \mu + \lambda \mu_r + \lambda_p \mu_r) + \mu \mu_r (\lambda_m \mu_e + \lambda_e \mu_m)} \quad (\text{B.35})$$

$$p_d = \frac{\lambda \mu \mu_m \mu_e}{\mu \mu_r \mu_m \mu_e + \mu_m \mu_e (\lambda \mu + \lambda \mu_r + \lambda_p \mu_r) + \mu \mu_r (\lambda_m \mu_e + \lambda_e \mu_m)} \quad (\text{B.36})$$

$$p_r = \frac{(\lambda + \lambda_p) \mu_r \mu_m \mu_e}{\mu \mu_r \mu_m \mu_e + \mu_m \mu_e (\lambda \mu + \lambda \mu_r + \lambda_p \mu_r) + \mu \mu_r (\lambda_m \mu_e + \lambda_e \mu_m)} \quad (\text{B.37})$$

$$p_e = \frac{\lambda_e \mu \mu_r \mu_m}{\mu \mu_r \mu_m \mu_e + \mu_m \mu_e (\lambda \mu + \lambda \mu_r + \lambda_p \mu_r) + \mu \mu_r (\lambda_m \mu_e + \lambda_e \mu_m)} \quad (\text{B.38})$$



*"We are just an advanced breed of monkeys on a minor planet of a very average star.
But we can understand the Universe. That makes us something very special."
(Stephen Hawking)*

Manual de Utilização do Programa *ConfNod*⁷ (Confiabilidade Nodal)

Neste Anexo apresenta-se o manual para a utilização do programa *ConfNod* e alguns exemplos práticos de dados de entrada e saída do mesmo. O programa foi implementado em linguagem FORTRAN e testado sob os sistemas operacionais Windows 95 e Windows 98.

C.1. Manual de Utilização

O programa *ConfNod* utiliza vários conjuntos de dados, passados ao programa através de arquivos em formato seqüencial, como ver-se-á a seguir.

A execução do programa pode ser feita em *modo iterativo* ou em *modo de "processamento em lote"*, no qual as informações necessárias ao programa (nomes de arquivos de entrada e de saída) são passadas através de um outro arquivo. Maiores detalhes serão informados na seção C.1.3.

⁷ Permite-se a reprodução desde que citada a fonte:

ARENTZ, D. S., Confiabilidade Nodal em Sistemas de Potência, Dissertação de M. Sc., UFF/CAA, Niterói, Outubro, 2001.

C.1.1. Capacidade do Programa

A Tabela C.1 apresenta as principais capacidades e limitações do programa, no que tange ao número de subestações, número de elementos, número de modelos estocásticos e número de conexões elétricas por elemento.

Tabela C.1 – Capacidade Atual do Programa ConfNod

Descrição	Capacidade
Número Máximo de Subestações	Ilimitado
Número Máximo de Elementos (Disjuntores, Chaves, Barramentos e Terminais) por Subestação	400
Número Máximo de Conexões Elétricas por Subestação (Ligações entre Dois Elementos Quaisquer)	800
Número Identificador Máximo de Elemento em Subestação	999
Número Identificador Máximo de Modelo Estocástico	98
Número Máximo de Terminais por Subestação	12
Número Máximo de Modelos Estocásticos de Barramentos	20
Número Máximo de Modelos Estocásticos de Disjuntores	90
Número Máximo de Modelos Estocásticos de Chaves Seccionadoras	90
Número Máximo de Modelos Estocásticos de Terminais	50
Arborescência (Número Máximo de Elementos Conectados a um Mesmo Elemento)	20

C.1.2. Dados de Entrada

O programa ConfNod necessita de *dois arquivos de dados de entrada*, o primeiro com *dados dos modelos estocásticos* associados a todos os elementos das subestações a serem analisadas e o segundo contendo os *dados das subestações propriamente ditas*.

Uma vez que o programa gerará um conjunto de dados que eventualmente poderá ser utilizado com o programa NH2 do CEPEL, adotou-se a estratégia de compor os arquivos de dados de entrada do programa ConfNod nos mesmos moldes daquele programa, isto é, os dados são fornecidos na forma de conjuntos de elementos semelhantes encabeçados por um mnemônico identificador e terminados por um “flag” indicativo de fim de conjunto.

C.1.2.1. Dados de Modelos Estocásticos

O arquivo com dados de modelos estocásticos pode conter de um a quatro conjunto de dados. Tais conjuntos referem-se a modelos de *disjuntores*, *chaves seccionadoras*, *barramentos* e *terminais*. O formato de entrada desses dados é o mesmo, só diferindo o mnemônico associado.

Além disso, a ordem de entrada dos conjuntos é irrelevante, significando isso que os conjuntos de dados não guardam relações entre si.

Assim, cada conjunto de dados segue a seguinte estrutura:

- linha contendo o mnemônico associado ao conjunto de dados, de acordo com a seguinte convenção:

DMBA – Dados de Modelos Estocásticos de Barramentos;

DMCS – Dados de Modelos Estocásticos de Chaves Seccionadoras;

DMDJ – Dados de Modelos Estocásticos de Disjuntores;

DMTE – Dados de Modelos Estocásticos de Terminais.

- linhas contendo os dados numéricos dos modelos, sendo que cada modelo será composto de uma linha de identificação (o formato desta linha está na Tabela C.2) mais uma linha para cada estado que compõe o modelo (o formato destas linhas está na Tabela C.3). Assim, tomando-se como exemplo um componente com 5 estados, seu modelo precisará de 6 linhas (1+5) para ser especificado.
- linha contendo o número 9999 nas colunas de 1 a 4, indicando o fim do conjunto de dados.

A seção C.2.1 deste Anexo apresenta um exemplo de um arquivo de modelos estocásticos.

Tabela C.2 – Formato da Linha de Identificação dos Modelos Estocásticos

Campo	Colunas	Formato	Descrição
Número da Classe	1-2	I 2	Número do modelo (este número será utilizado no outro arquivo de dados para associar esse modelo a elemento(s) da(s) subestação(ões).
Descrição da Classe	5-16	A1 2	Identificação alfanumérica do modelo.
Número de Estados	22-23	I 2	Número de estados do modelo.

Tabela C.3 – Formato da Linha com Dados de Transição para Cada Estado do Modelo

Campo	Colunas	Formato	Descrição
Número do Estado no Modelo	3-4	I 2	Número do estado no modelo do elemento [*] .
Número dos Estados para os Quais Transita	6-7 15-16 24-25 33-34 42-43	I 2	Número do estado para o qual o estado sendo descrito transita.
Taxa de Transição	9-13 18-22 27-31 36-40 45-49	F 5 . 0	Taxa de transição entre os estados, em número de ocorrências por ano.

^{*} Por convenção, os estados devem receber a seguinte numeração:

- 1 = Estado Normal
- 2 = Manutenção
- 3 = Pós-Defeito
- 4 = Reparo
- 5 = Emperramento

C.1.2.2. Dados de Subestações

Para cada subestação devem ser fornecidos **3 conjuntos de dados**, identificados por mnemônicos, assim como no caso do arquivo de modelos estocásticos. Todavia, ao contrário daquele arquivo, neste caso os conjuntos de dados guardam relações entre si, *devendo os conjuntos serem fornecidos numa ordem específica*. A seção C.2.2 e o Anexo D apresentam diversos exemplos para melhor ilustrar o processo.

Assim, cada subestação deverá possuir os seguintes conjuntos de dados:

- Dados Gerais de Identificação e Parâmetros para Execução (*DGSE*)

Este conjunto é formado por 3 linhas, a primeira contendo uma identificação alfanumérica para a subestação (até 80 caracteres), a segunda com o número da barra que representa essa subestação no caso NH2 para o qual o modelo será gerado (ocupando as colunas de 1 a 4) e a terceira linha contendo a tolerância mínima para a análise de contingências, em formato livre.

A identificação alfanumérica é útil quando vários conjuntos de dados de subestações são fornecidos pois, durante a execução do programa, as análises sendo efetuadas são apresentadas na tela, sendo referenciadas por essa identificação. Além disso, os resultados impressos no arquivo de saída também são diferenciados por sua identificação.

A numeração da barra de acordo com caso NH2 só é útil caso se pretenda eventualmente utilizar o modelo equivalente gerado com esse programa. Não sendo esse o caso, qualquer número de quatro algarismos pode ser utilizado.

Uma questão que freqüentemente suscita dúvidas é quanto ao valor da tolerância que deve ser adotada. Conforme mencionado no Capítulo III, seção 4, a probabilidade de ocorrência de uma contingência dupla é da ordem de 10^{-5} a 10^{-10} , de modo que o valor da tolerância deve ser tal que permita que todas as contingências que se deseja analisar sejam levadas em conta. Assim, sugere-se um valor de 10^{-20} para garantir que todas as contingências típicas de segunda ordem sejam analisadas, embora tal valor possa ser alterado de modo a adequar-se a quaisquer outros casos.

- Dados Relativos a Elementos da Subestação (*DRES*)

Este conjunto de dados é composto de uma linha para cada elemento da subestação, cujo formato está apresentado na Tabela C.4, mais uma linha indicando o fim do conjunto de dados, contendo 9999 nas colunas de 1 a 4.

Convém observar que não é obrigatório que cada elemento representado da subestação esteja associado a um modelo estocástico. Quando isso não acontece, isto é, se não existem dados estocásticos para determinado componente, o programa considera que o elemento não pode falhar. Assim, para facilitar a implementação do programa, internamente ao mesmo são criados modelos de falha fictícios para esses elementos, no qual a probabilidade do elementos estar no estado normal é de 100% e as taxas de transição entre os estados são nulas.

Tabela C.4 – Formato de Linha Típica para Dados de Elementos de Subestações

Campo	Colunas	Formato	Descrição
Número do Elemento	1-3	I3	Número de identificação do elemento (entre 1 e o número máximo de identificação).
Tipo do Elemento	5	A1	Identificação do tipo de elemento: B = Barramento D = Disjuntor C = Chave Seccionadora T = Terminal
Modelo Estocástico	7-8	I2	Número do modelo estocástico associado ao elemento, conforme definido no arquivo de dados estocásticos de modelos. Se este campo for deixado em branco, o elemento será considerado perfeito, isto é, estará sempre disponível.
Identificação	10-29	A20	Identificação alfanumérica do elemento.
Barra de Destino	31-34	I4	Caso o elemento seja um terminal ligado a um circuito CA, este campo deverá conter o número da barra de destino.
Número do Circuito	35-36	I2	Caso o elemento seja um terminal ligado a um circuito CA, este campo deverá conter o número do circuito. Se este campo for deixado em branco, o programa assumirá o número 1 para o circuito.
Usina	38-41	I4	Caso o elemento seja um terminal ligado a uma usina, este campo deverá conter o número da usina.
Número de Máquinas	43-44	I2	Caso o elemento seja um terminal ligado a uma usina, este campo deverá conter o número de máquinas da usina ligadas ao terminal.
% Carga Ativa	46-49	F4.0	Caso o elemento seja um terminal ligado a uma carga, este campo deverá conter a percentagem de carga ativa do nó ligada ao terminal.
% Carga Reativa	51-54	F4.0	Caso o elemento seja um terminal ligado a uma carga, este campo deverá conter a percentagem de carga reativa do nó ligada ao terminal.
Shunt	56-61	F6.0	Caso o elemento seja um terminal ligado a um <i>shunt</i> , este campo deverá conter o valor nominal deste na tensão de 1.0 p.u., em Mvar. Na versão atual, o sinal não é relevante, embora recomenda-se adotar a convenção de sinal negativo para reatores e positivo para capacitores.
Classificação Sistêmica	67	A1	Este campo deverá conter um “E” ou um “R” significando, respectivamente, o terminal ser Emissor ou Receptor. Esta informação só será útil quando do cálculo de índices de confiabilidade nodais. Se for deixado em branco, o terminal não pertencerá a nenhum dos dois grupos.
Estado Operativo	72	A1	Estado operativo do elemento: A = normalmente aberto F ou em branco = normalmente fechado

Embora alguns campos possam não ter ficado claros a princípio, o exemplo apresentado na seção C.2.2 deverá eliminar quaisquer dúvidas ainda restantes.

- Dados de Conexões Elétricas entre Elementos da Subestação (*DCON*)

Este conjunto de dados é composto de tantas linhas quantas forem necessárias para a declaração de todas as conexões elétricas entre os elementos da subestação, sendo que cada linha pode conter até 7 pares de conexões (formato apresentado na Tabela C.5), mais uma linha indicando o fim do conjunto de dados, contendo 9999 nas colunas de 1 a 4.

Tabela C.5 – Formato de Linha Típica para Dados de Conexões Elétricas

Campo	Colunas	Formato	Descrição
Elemento de Origem	1-3	I3	Número de identificação do elemento de origem da conexão elétrica, conforme especificado no campo NÚMERO DO ELEMENTO do conjunto de Dados Relativos a Elementos de Subestações (vide Tabela C.4, colunas 1-3).
	11-13		
	21-23		
	31-33		
	41-43		
	51-53		
Elemento de Destino	61-63	I3	Número de identificação do elemento de destino da conexão elétrica, conforme especificado no campo NÚMERO DO ELEMENTO do conjunto de Dados Relativos a Elementos de Subestações.
	5-7		
	15-17		
	25-27		
	35-37		
	45-47		
55-57			
	65-67		

Como mencionado, a seção C.2.2 e o *Anexo D* contêm diversos exemplos da construção desse arquivo de dados.

C.1.2.3. Linhas de Comentários

Para facilitar a identificação dos dados nos arquivos de entrada, em alguns pontos é permitido o uso de linhas com comentários, adicionadas pelo usuário. Tais linhas sempre precisam ser iniciadas com o caractere “ (”.

A seguir são listados, por tipo de arquivo, os locais nos quais é permitido o uso de linhas de comentários.

- Arquivo de Dados de Modelos Estocásticos

Podem ser empregados entre conjuntos de tipos de modelos e entre modelos de um mesmo tipo.

- Arquivo de Dados de Subestações

Podem ser empregados entre conjuntos de dados e entre os dados de um determinado conjunto, exceto sob o mnemônico DGSE, que não aceita comentários.

- Arquivo para Processamento em Lote

Em qualquer lugar, desde que a ordem dos nomes dos arquivos seja respeitada (vide seção C.1.3)

C.1.2.4. Encerramento dos Arquivos de Dados

Os arquivos de dados de modelos estocásticos e de dados de subestações deverão ser encerrados com a palavra “FIM” na última linha, ocupando as colunas de 1 a 3.

C.1.3. Execução do Programa

A execução do programa é bastante simples. Uma vez que todas as informações essenciais ao mesmo são passadas através de arquivos, é necessário passar ao programa apenas o *nome dos arquivos de dados* e o *nome dos arquivos de saída*, nos quais serão impressas as informações relativas às contingências analisadas e os dados dos modelos equivalentes para as subestações.

A execução pode então ser solicitada de duas formas: *interativamente* ou via *arquivo de lote*. Na execução interativa, o usuário será solicitado a fornecer os nomes dos arquivos de entrada (dados de modelos estocásticos e de dados de subestações) e de saída (resultados e modelo equivalente). Na execução por arquivo de lote, ao usuário será solicitado apenas o nome do arquivo de lote, cujo conteúdo deverá ser de 4 linhas:

– Nome do arquivo de modelos estocásticos;

- Nome do arquivo com dados de subestações;
- Nome do arquivo para modelos equivalentes de subestações;
- Nome do arquivo para resultados de saída.

C.1.4. Arquivos de Saída

Como já mencionado, os arquivos de saída do programa são dois, um fornecendo os relatórios de saída para todas as subestações analisadas e o outro os modelos equivalentes para as mesmas subestações.

As informações contidas no *arquivo de resultados* são apresentadas na seguinte ordem:

- Título do caso, conforme identificado nos dados de entrada (DGSE);
- Relação de elementos da subestação não associados a modelos estocásticos;
- Totalizações de contingências analisadas (inclusive com probabilidades), associadas aos efeitos sobre os terminais da subestação;
- Probabilidade do caso-base, isto é, a probabilidade de todos os elementos da subestação encontrarem-se operando em seu estado normal;
- Probabilidade do estado agregado (vide Capítulo III para maiores detalhes);
- Número total de casos analisados em que terminais ficam isolados;
- Número total de casos analisados em que terminais não ficam isolados;
- Indicadores de confiabilidade nodal (vide Capítulo V);
- Tempos de processamento (inicial, final e total).

Nas duas páginas seguintes apresentam-se trechos de um arquivo de saída, mostrando as informações acima mencionadas. Para facilitar a compreensão, alguns comentários (marcados com o símbolo ☒) foram inseridos no meio do arquivo.

☒ Título do caso

EXEMPLO P/ ANEXO C

=====

☒ Relação de elementos da subestação não associados a modelos estocásticos

ATENCAO: Modelo Estocastico Nao Especificado para o Elemento 301. Modelo Sem Falhas Adotado.
 ATENCAO: Modelo Estocastico Nao Especificado para o Elemento 303. Modelo Sem Falhas Adotado.
 ATENCAO: Modelo Estocastico Nao Especificado para o Elemento 305. Modelo Sem Falhas Adotado.
 ATENCAO: Modelo Estocastico Nao Especificado para o Elemento 302. Modelo Sem Falhas Adotado.
 ATENCAO: Modelo Estocastico Nao Especificado para o Elemento 304. Modelo Sem Falhas Adotado.
 ATENCAO: Modelo Estocastico Nao Especificado para o Elemento 306. Modelo Sem Falhas Adotado.

☒ Totalizações de contingências analisadas, associadas aos efeitos sobre os terminais da subestação (as primeiras linhas descrevem o(s) terminal(is) isolado(s), a linha seguinte é um cabeçalho identificando o tipo de contingência, a seguinte informa o número de contingências de cada tipo que levaram àquele efeito e a última linha é a probabilidade daquele conjunto)

TERMINAL 1																										
#	M	#	D	#	R	#	M D	#	M R	#	M E	#	D D	#	D R	#	D E	#	R D	#	R R	#	R E	#	Total	#
	3		3		3		8		18		17		0		0		11		8		9		17		97	
	.78784E-03		.24975E-05		.57215E-04		.48104E-08		.56723E-06		.13616E-06		.00000E+00		.00000E+00		.14670E-09		.67802E-09		.33329E-07		.98935E-08		.84830E-03	
TERMINAL 2																										
#	M	#	D	#	R	#	M D	#	M R	#	M E	#	D D	#	D R	#	D E	#	R D	#	R R	#	R E	#	Total	#
	3		3		3		8		18		17		0		0		11		8		9		17		97	
	.78784E-03		.24975E-05		.57215E-04		.48104E-08		.56723E-06		.13616E-06		.00000E+00		.00000E+00		.14670E-09		.67802E-09		.33329E-07		.98935E-08		.84830E-03	
TERMINAL 3																										
#	M	#	D	#	R	#	M D	#	M R	#	M E	#	D D	#	D R	#	D E	#	R D	#	R R	#	R E	#	Total	#
	3		3		3		8		18		17		0		0		11		8		9		17		97	
	.78784E-03		.24975E-05		.57215E-04		.48104E-08		.56723E-06		.13616E-06		.00000E+00		.00000E+00		.14670E-09		.67802E-09		.33329E-07		.98935E-08		.84830E-03	
TERMINAL 1																										
TERMINAL 2																										
TERMINAL 3																										
#	M	#	D	#	R	#	M D	#	M R	#	M E	#	D D	#	D R	#	D E	#	R D	#	R R	#	R E	#	Total	#
	0		3		0		96		66		0		36		36		33		60		33		0		363	
	.00000E+00		.51085E-05		.00000E+00		.38568E-07		.52305E-06		.00000E+00		.31646E-10		.10049E-08		.14472E-08		.29223E-08		.20960E-07		.00000E+00		.56964E-05	

☒ Probabilidade do caso-base

Probabilidade do Caso-Base: .99445E+00

☒ Probabilidade do Estado Agregado

Probabilidade do Estado Agregado: 1.822072E-04

☒ Número total de casos analisados em que terminais ficam isolados

Total de Casos Analisados c/ Terminais Isolados: 654 (.25506E-02)

☒ Número total de casos analisados em que terminais não ficam isolados

Total de Casos Analisados s/ Terminais Isolados: 36 (.28202E-02)

☒ Índices de confiabilidade nodal

Obs.: O valor *default* da constante *k* do índice de indisponibilidade de serviço nodal (vide equação 5.32 da Tabela V.9) é igual a 100000.

INDICES DE RISCO NODAL	Probabilidade (%)	Frequencia (oc/ano)	Duracao (h)
Nenhum Terminal Isolado	9.97267E+01	3.97610E+00	2.19714E+03
Perda de Terminal Unico	2.54491E-01	5.89017E+01	3.78485E-01
Perda de Terminal Duplo	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00
Perda de Terminal de Circuito	2.56200E-01	5.98760E+01	3.74826E-01
Perda de Terminal de Geracao	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00
Perda de Terminal de Carga	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00
Perda de Terminal de Shunt	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00
Perda de Pelo Menos Metade da Arborescencia Nodal	5.69645E-04	7.10713E+00	7.02124E-03
Perda Total da Arborescencia	5.69645E-04	7.10713E+00	7.02124E-03
Perda de Terminal Emissor	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00
Perda de Terminal Receptor	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00
Perda - TERMINAL 1	8.53999E-02	2.46968E+01	3.02916E-01
Perda - TERMINAL 2	8.53999E-02	2.46968E+01	3.02916E-01
Perda - TERMINAL 3	8.53999E-02	2.46968E+01	3.02916E-01

Expectancia de Continuidade Nodal (horas): 8736.06

Expectancia de Conectividade Nodal: 2.99

Expectancia de Indisponibilidade Nodal: 1.7089

☒ Tempos de processamento

Inicio do Processamento: 20 H 59 MIN 23 SEG

Termino do Processamento: 20 H 59 MIN 33 SEG

Tempo Total de Processamento: 10.16 segundos

O *arquivo de modelos equivalentes das subestações* apresenta uma formatação complexa, de modo que convém detalhá-la. Assim, cada modelo do mesmo é composto por 3 conjuntos distintos de dados, conforme exposto a seguir:

– Dados Gerais do Modelo

Esta informação consiste de uma única linha, cujo formato está disposto na Tabela C.6.

Tabela C.6 – Formato da Linha com Dados Gerais do Modelo Equivalente

Campo	Colunas	Descrição
Número da Subestação	2-6	Número de identificação da subestação, conforme fornecido no arquivo de dados de subestações.
Número de Terminais	8-9	Número de terminais que possui a subestação
Número de Estados	11-15	Número de estados que o modelo equivalente da subestação possui.

– Dados de Terminais

Este conjunto de informações consiste de uma linha para cada terminal (conforme definido no campo NÚMERO DE TERMINAIS da linha de Dados Gerais do Modelo, vide Tabela C.6). Cada linha apresenta a formatação da Tabela C.7.

Tabela C.7 – Formato de Linha Típica de Dados de Terminais

Campo	Colunas	Descrição
Identificação	1-20	Identificação alfanumérica do terminal.
Tipo do Terminal	22	Identificação do tipo de terminal, de acordo com: C = Circuito CA S = Shunt U = Usina L = Carga
Barra de Destino	24-27	Caso o terminal esteja ligado a um circuito CA, este campo contém o número da barra de destino, conforme o arquivo de dados de subestações.
Número do Circuito	28-29	Caso o terminal esteja ligado a um circuito CA, este campo contém o número do circuito, conforme o arquivo de dados de subestações.

Tabela C.7 (Continuação)

Campo	Colunas	Descrição
Usina	30-33	Caso o terminal esteja ligado a uma usina, este campo contém o número da usina, conforme o arquivo de dados de subestações.
Número de Máquinas	35-36	Caso o terminal esteja ligado a uma usina, este campo contém o número de máquinas da usina ligadas ao terminal.
% Carga Ativa	38-41	Caso o terminal esteja ligado a uma carga, este campo contém a percentagem de carga ativa do nó ligada ao terminal.
% Carga Reativa	43-46	Caso o terminal esteja ligado a uma carga, este campo contém a percentagem de carga reativa do nó ligada ao terminal.
Shunt	48-53	Caso o terminal esteja ligado a um <i>shunt</i> , este campo contém o valor nominal do mesmo.

– Dados de Transições entre Estados

Este conjunto de informações consiste de um conjunto de linhas para cada estado do modelo (conforme definido no campo NÚMERO DE ESTADOS da linha de Dados Gerais do Modelo, vide Tabela C.6). Cada conjunto apresenta a formatação da Tabela C.8:

Tabela C.8 – Formato de Linha Típica de Dados de Transições entre Estados

Campo	Colunas	Descrição
Terminais Isolados*	1-5	Identificação binária (em formato decimal) do estado, indicando quais terminais estão isolados. (Ver seção C.1.4.1)
Probabilidade*	7-19	Probabilidade de ocorrência do estado equivalente.
Número dos Estados para os Quais Transita**	21-25 40-44 59-63	Identificação binária (em formato decimal) do estado para o qual o estado sendo descrito transita. (Ver seção C.1.4.1)
Taxa de Transição	27-38 46-57 65-76	Taxa de transição entre os estados, em número de ocorrências por horas.

* Estes campos só existem no início de cada conjunto.

** O estado agregado é identificado por um "A" neste campo.

A seguir apresenta-se um exemplo de um arquivo contendo um modelo estocástico equivalente. Os dados apresentados correspondem ao modelo da Figura C.1 (vide também Figura III.17). A situação de cada terminal nos estados da figura é ilustrada na Tabela C.9.

```
( EXEMPLO DE MODELO ESTOCASTICO EQUIVALENTE - ANEXO C
(
( SSSS TT EEEEE
(IIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIII T BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS
(B1B1 PPPPPPPPPPPP B2B2B TTTTTTTTTTTT B2B2B TTTTTTTTTTTT B2B2B TTTTTTTTTTTT
(
1000 4 8
LT1 - AR-CAMPINAS C 1001 1
LT2 - AR-MARIMBOND1 C 1002 1
LT3 - AR-POCOS C 1003 1
LT4 - AR-MARIMBOND2 C 1002 2
0 9.991443E-01 1 1.141553E-05 2 1.141553E-05 4 1.141553E-05
1 2.851439E-04 0 4.166667E-02 3 2.283105E-05 15 2.283105E-05
2 2.851439E-04 0 4.166667E-02 3 2.283105E-05 6 2.283105E-05
3 8.137669E-08 A 4.566210E-05 1 8.333334E-02 2 8.333334E-02
4 2.851439E-04 0 4.166667E-02 6 2.283105E-05 15 2.283105E-05
6 8.137669E-08 A 4.566210E-05 2 8.333334E-02 4 8.333334E-02
15 8.137669E-08 A 4.566210E-05 1 8.333334E-02 4 8.333334E-02
A 3.238704E-07 3 2.868310E-06 6 2.868310E-06 15 2.868310E-06
9999
```

Tabela C.9 – Ilustração da Identificação Binária de Terminais para o Exemplo

T_4	T_3	T_2	T_1	Formato Decimal	Situação
0	0	0	0	0	nenhum terminal isolado
0	0	0	1	1	somente LT1 isolado (Araraquara – Campinas)
0	0	1	0	2	somente LT2 isolado (Araraquara – Marimbondo)
0	0	1	1	3	somente LT1 e LT2 isolados
0	1	0	0	4	somente LT3 isolado (Araraquara – Poços)
0	1	0	1	5	não ocorre
0	1	1	0	6	somente LT2 e LT3 isolados
0	1	1	1	7	não ocorre
1	0	0	0	8	não ocorre
1	0	0	1	9	não ocorre
1	0	1	0	10	não ocorre
1	0	1	1	11	não ocorre
1	1	0	0	12	não ocorre
1	1	0	1	13	não ocorre
1	1	1	0	14	não ocorre
1	1	1	1	15	todos os terminais isolados

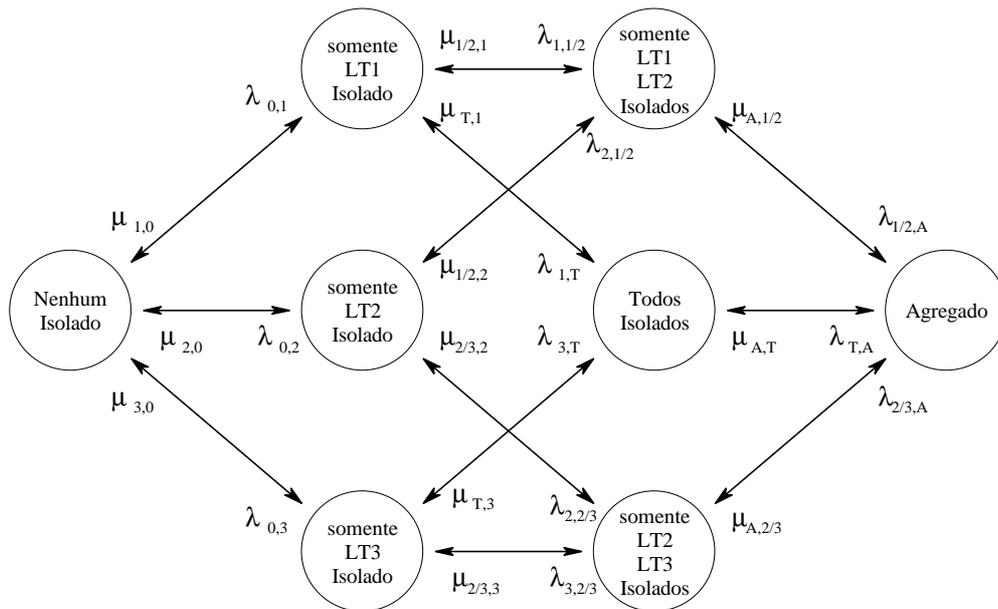


Figura C.1 – Modelo Equivalente de Subestação

C.1.4.1. Identificação Binária de um Estado no Modelo Equivalente

Essa seção visa dar uma explicação sucinta sobre a identificação de um estado nos modelos equivalentes de subestações. Tal identificação está baseada num número binário, representado de forma decimal.

Para melhor compreender o conceito, considere-se uma subestação com 7 terminais numerados, por exemplo, de T1 a T7.

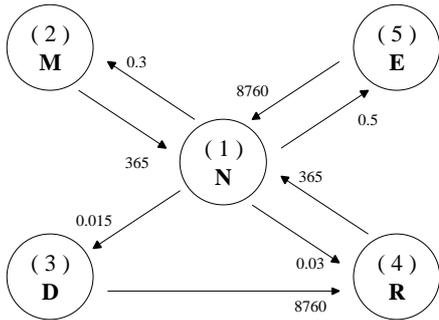
A cada terminal é atribuído um valor binário, 0 ou 1, representando uma situação de sucesso (não-isolado) ou falha (isolado), respectivamente. Assim, pode-se montar uma seqüência binária representando os estados de todos os terminais da subestação em determinado momento.

Por exemplo, a seqüência 0010010 representaria uma situação na qual os terminais T3 e T6 estariam isolados. Por outro lado, essa mesma seqüência binária pode ser representada pelo número decimal 18 ($0010010 \Rightarrow 0 \cdot 2^6 + 0 \cdot 2^5 + 1 \cdot 2^4 + 0 \cdot 2^3 + 0 \cdot 2^2 + 1 \cdot 2^1 + 0 \cdot 2^0 = 18$), de modo que, na representação adotada, o número 18 simboliza o estado em que os terminais T3 e T6 estão isolados. Este artifício foi adotado devido à concisão de representação resultante.

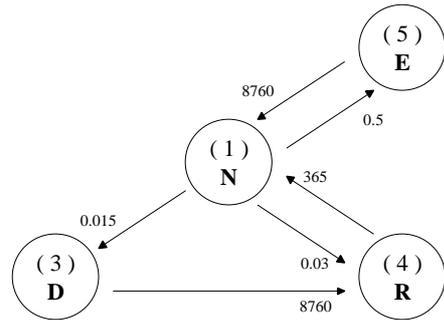
C.2. Exemplos de Arquivos de Dados

C.2.1. Arquivo com Dados de Modelos Estocásticos

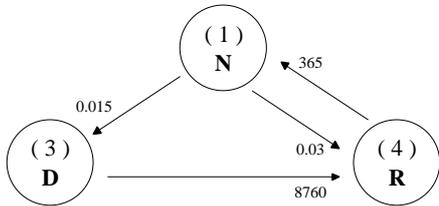
A seguir, apresenta-se um exemplo de um arquivo de dados de modelos estocásticos. Os dados dos modelos referem-se àqueles dispostos nas figuras C.2 a C.5.



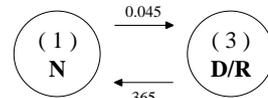
(a) Modelo 11 (completo)



(b) Modelo 12 (completo, sem manutenção)

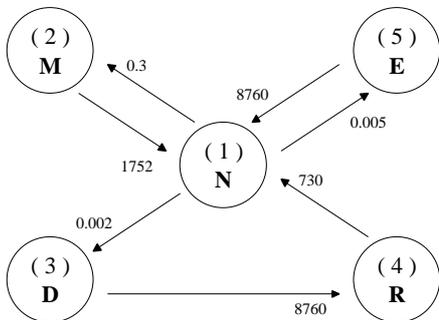


(c) Modelo 13 (simplificado a 3 estados)

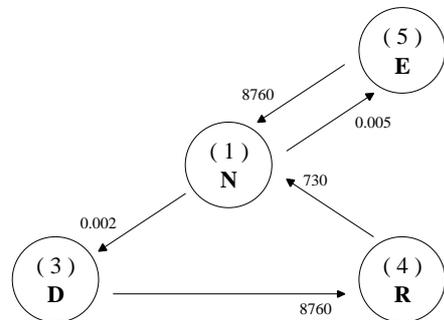


(d) Modelo 14 (simplificado a 2 estados)

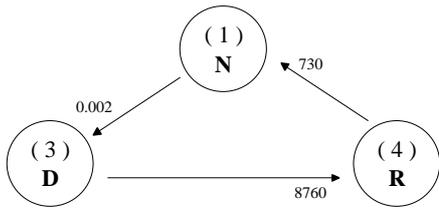
Figura C.2 – Modelos Estocásticos de Disjuntores



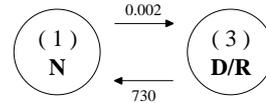
(a) Modelo 21 (completo)



(b) Modelo 22 (completo, sem manutenção)

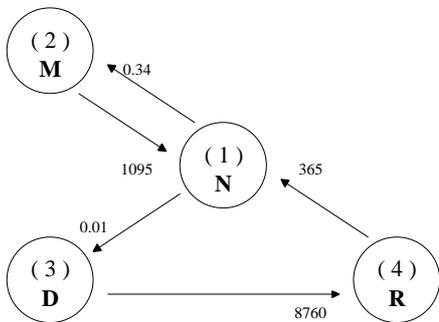


(c) Modelo 23 (simplificado a 3 estados)

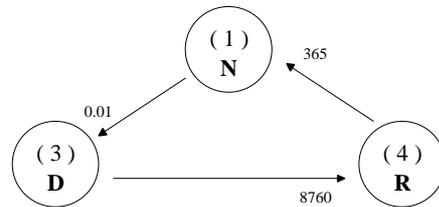


(d) Modelo 24 (simplificado a 2 estados)

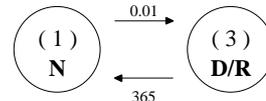
Figura C.3 – Modelos Estocásticos de Chaves Seccionadoras



(a) Modelo 31 (completo)

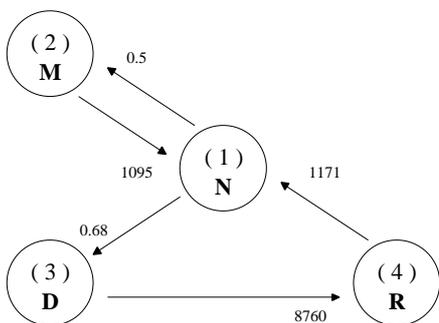


(b) Modelo 32 (completo, sem manutenção)

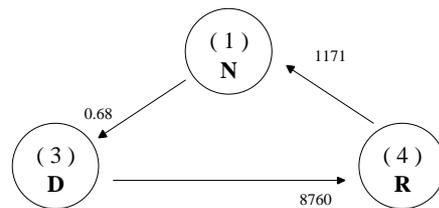


(c) Modelo 34 (simplificado a 2 estados)

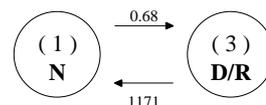
Figura C.4 – Modelos Estocásticos de Barramentos



(a) Modelo 41 (completo)



(b) Modelo 42 (completo, sem manutenção)



(c) Modelo 44 (simplificado a 2 estados)

Figura C.5 – Modelos Estocásticos de Terminais


```

34 Mod. N, D|R      2
   1 4  .01
   4 1  365
9999
(
(
      MODELOS ESTOCASTICOS DE TERMINAIS
(
      (SAIDAS DE LINHAS, TRANSFORMADORES, SHUNTS E CARGAS)
(
(N DDDDDDDDDDD      NE
( NN EE TTTT EE TTTT EE TTTT EE TTTT EE TTTT
DMTE
41 Mod.Completo    4
   1 2  .5 3  .68
   2 1 1095
   3 4 8760
   4 1 1171
42 Mod.s/Manut.    3
   1 3  .68
   3 4 8760
   4 1 1171
44 Mod. N, D|R      2
   1 4  .68
   4 1 1171
9999
(
FIM

```

C.2.2. Arquivo com Dados de Subestações

A seguir, apresenta-se um exemplo de uma subestação fictícia para a qual constrói-se o arquivo de dados de subestações. Assim, considere-se o diagrama unifilar da subestação representada na Figura C.6 (a). É uma subestação com barramento em anel múltiplo, à qual estão conectados 9 terminais, sendo 3 linhas de transmissão, 3 usinas, 2 cargas e um reator. Na figura, estão representados os barramentos (B), disjuntores (D) e chaves seccionadoras (C), além é claro dos próprios terminais. A Figura C.6 (b) ilustra o diagrama representativo da subestação, utilizado como base para construção do arquivo de dados. A Figura C.7 dá uma visão mais externa da mesma subestação e da região elétrica na qual a mesma está inserida.

Considere-se que a subestação receba o número 666 num arquivo de fluxo de potência e conecte-se às subestações 667 (circuito duplo) e 668 (circuito simples). Considere-se ainda que o disjuntor D9 e as chaves C17 e C18 (vide Figura C.6) operem normalmente abertas.

Os modelos estocásticos considerados para os elementos dessas subestação são modelos completos, conforme apresentado nas Figuras C.2 (a), C.3 (a), C.4 (a) e C.5 (a).

Finalmente, para os terminais dessa subestação considere-se os dados adicionais dispostos nas Tabelas C.10 a C.13.

Tabela C.10 – Dados das Linhas de Transmissão Conectadas à Subestação da Figura C.6

Número da Barra à Qual Conecta-se	Numero de Circuitos	Observações
667	2	Conectados aos terminais identificados na Figura como LT1 e LT3
668	1	Conectados ao terminal identificados na Figura como LT2

Tabela C.11 – Dados das Usinas Conectadas à Subestação da Figura C.6

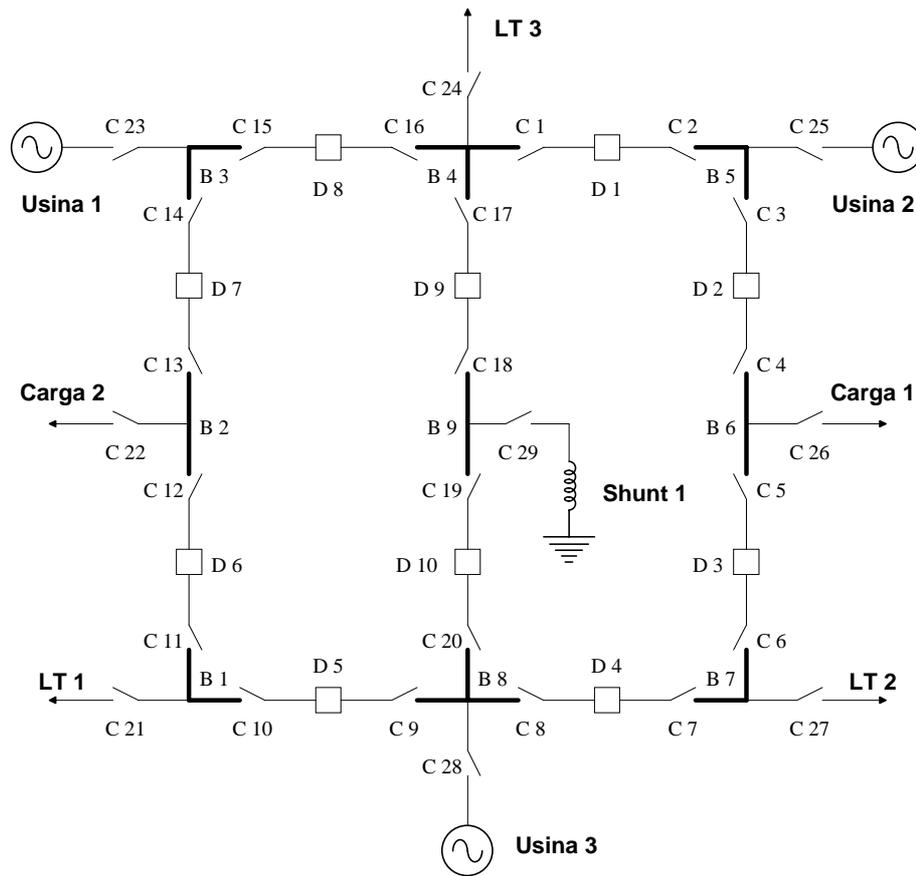
Número da Usina	Número de Máquinas da Usina	Potência Individual por Máquina	Observações
100	18	20 MW	As máquinas estão conectadas aos terminais identificados na Figura como Usina 1 (13 máquinas) e Usina 3 (5 máquinas)
200	2	50 MW	As máquinas estão conectadas ao terminal identificado na Figura como Usina 2
Total	20	460 MW	

Tabela C.12 – Dados dos *Shunts* Conectados à Subestação da Figura C.6

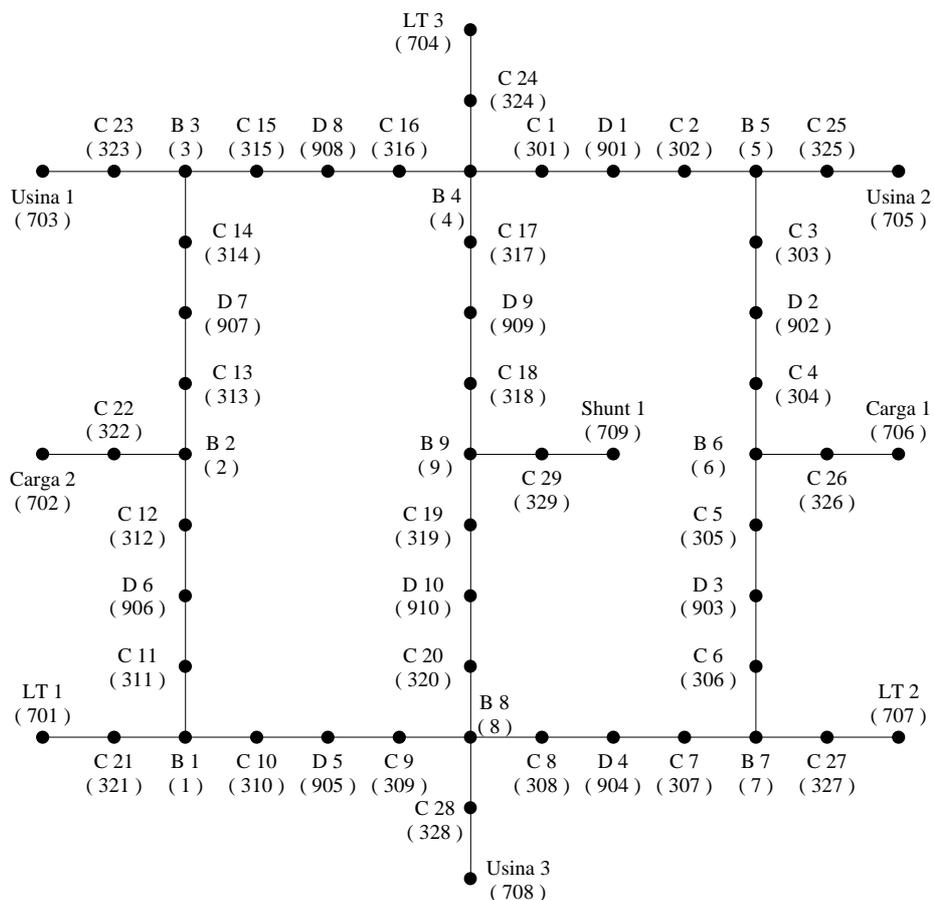
Valor Nominal	Observações
200 Mvar	O elemento shunt é um reator com valor nominal obtido à tensão de 1.0 p.u.

Tabela C.13 – Dados da Carga Conectada à Subestação da Figura C.6

Parcela Ativa	Parcela Reativa	Observações
118 MW	36 Mvar	A carga total da subestação está conectada a dois terminais (Carga 1 e Carga 2), sendo que em Carga 1 está uma carga de 61 MW (51.7 %) e 13 Mvar (36.1 %) e em Carga 2 o restante da carga



(a)



(b)

Figura C.6 – Subestação em Anel Múltiplo com 9 Terminais

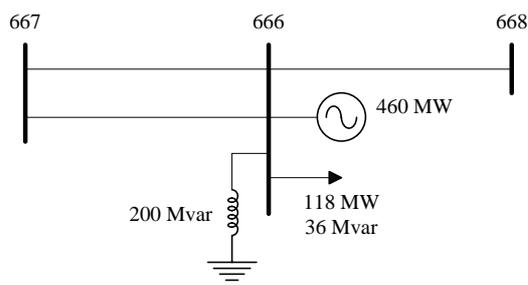


Figura C.7 – Visão Externa da Subestação Enfocada

A seguir, apresenta-se a listagem do arquivo de dados para essa subestação. As seguintes observações podem ser feitas sobre esta listagem:

- O título do caso reflete a utilização do caso e sua origem;
- O número 666 aparece na segunda linha do conjunto DGSE, indicando o número da subestação num fictício arquivo de fluxo de potência;
- A tolerância de 10^{-10} foi adotada para o caso;
- Os nomes dos elementos estão de acordo com aqueles dispostos na Figura C.5;
- A numeração dos elementos é aleatória e não foi apresentada na figura;
- Usinas e *shunts* foram considerados terminais emissores, enquanto que circuitos e cargas como terminais receptores.
- Os elementos 909, 317 e 318 (correspondendo aos elementos D9, C17 e C18, respectivamente) tiveram a coluna 72 preenchida com um “A”, indicando o fato de operarem normalmente abertos;
- Os dados adicionais para terminais foram construídos observando-se os dados das tabelas C.10 a C.13;
- Como se pode observar no conjunto *DCON*, os dados de conexões elétricas foram dispostos observando-se a seguinte ordem: anel externo, ramo interno do anel, terminais. Nitidamente pode-se perceber três aglomerações de dados nesse conjunto, conforme descrito.

DGSE

SUBESTACAO FICTICIA PARA ANEXO C - ANEL MULTIPLO, 9 TERMINAIS

666

1E-10

(

DRES

```
(NN T MO IXXXXXXXXXXXXXXXXX BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS C E
  1 B 31 BARRA 1 - LT 1
  2 B 31 BARRA 2 - CARGA 2
  3 B 31 BARRA 3 - USINA 1
  4 B 31 BARRA 4 - LT 3
  5 B 31 BARRA 5 - USINA 2
  6 B 31 BARRA 6 - CARGA 1
  7 B 31 BARRA 7 - LT 2
  8 B 31 BARRA 8 - USINA 3
  9 B 31 BARRA 9 - SHUNT 1
901 D 11 DISJ-01 (B4 X B5)
902 D 11 DISJ-02 (B5 X B6)
903 D 11 DISJ-03 (B6 X B7)
904 D 11 DISJ-04 (B7 X B8)
905 D 11 DISJ-05 (B1 X B8)
906 D 11 DISJ-06 (B1 X B2)
907 D 11 DISJ-07 (B2 X B3)
908 D 11 DISJ-08 (B3 X B4)
909 D 11 DISJ-09 (B4 X B9) A
910 D 11 DISJ-10 (B8 X B9)
301 C 21 C1
302 C 21 C2
303 C 21 C3
304 C 21 C4
305 C 21 C5
306 C 21 C6
307 C 21 C7
308 C 21 C8
309 C 21 C9
310 C 21 C10
311 C 21 C11
312 C 21 C12
313 C 21 C13
314 C 21 C14
315 C 21 C15
316 C 21 C16
317 C 21 C17 A
318 C 21 C18 A
319 C 21 C19
320 C 21 C20
321 C 21 C21
322 C 21 C22
323 C 21 C23
324 C 21 C24
325 C 21 C25
326 C 21 C26
327 C 21 C27
328 C 21 C28
329 C 21 C29
(NN T MO IXXXXXXXXXXXXXXXXX BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS C E
701 T 41 LT 666-667 (1) 667 1 R
702 T 41 CARGA 2 51.7 36.1 R
703 T 41 USINA 100 (13 MQ) 100 13 E
704 T 41 LT 666-667 (2) 667 2 R
705 T 41 USINA 200 (2 MQ) 200 2 E
706 T 41 CARGA 1 48.3 63.9 R
707 T 41 LT 666-668 668 1 R
708 T 41 USINA 100 (5 MQ) 100 5 E
709 T 41 SHUNT 1 -200.0 E
```

9999

(DADOS DE CONEXOES ELETRICAS

(

```
(DD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP
DCON
901 302 302 5 5 303 303 902 902 304 304 6 6 305
305 903 903 306 306 7 7 307 307 904 904 308 308 8
```

8	309	309	905	905	310	310	1	1	311	311	906	906	312
312	2	2	313	313	907	907	314	314	3	3	315	315	908
908	316	316	4	4	301	301	901						
4	317	317	909	909	318	318	9	9	319	319	910	910	320
320	8												
1	321	321	701										
2	322	322	702										
3	323	323	703										
4	324	324	704										
5	325	325	705										
6	326	326	706										
7	327	327	707										
8	328	328	708										
9	329	329	709										

9999
(
FIM

Nota:

A autorização para uso condicional do programa *ConfNod* pode ser obtida mediante contato prévio com o autor e, pelo menos, um de seus orientadores. © Todos os direitos reservados.

Contato:

Autor: Eng. Davi Sixel Arentz sixel@cepel.br, sixel@furnas.com.br, sixelarentz@ig.com.br

Orientadores:

Prof. Marcus Theodor Schilling (UFF) schilling@ic.uff.br
Prof. Milton Brown Do Coutto Filho (UFF) mbrown@ic.uff.br

Endereço:

Universidade Federal Fluminense
Rua Passo da Pátria, 156 – Bloco E – Sala 350 – Niterói/RJ
CEP 24210-240

*“The fact that man knows right from wrong proves his intellectual superiority to other creatures;
but the fact that he can do wrong proves his moral inferiority to any creature that cannot.”*
(Mark Twain)

Representação das Subestações no Programa *ConfNod* :

Exemplos Adicionais

Neste Anexo apresentam-se mais alguns exemplos práticos de construção do arquivo de dados de subestações para uso com o programa *ConfNod*, estando o mesmo subdividido em duas seções:

Na primeira, as subestações examinadas são as mesmas do sistema-teste RTS-79 [3], [19], sendo que para cada subestação é mostrado um desenho esquemático da mesma, isto é, uma ampliação da Figura III.12, facilitando a observação dos detalhes. Na segunda, apresenta-se a listagem com as subestações avaliadas na seção VI.2.

Observa-se que o número de modelo estocástico associado a cada elemento é totalmente fictício, apenas indicativo do campo reservado a essa informação.

D.1. Subestações do Sistema RTS-79

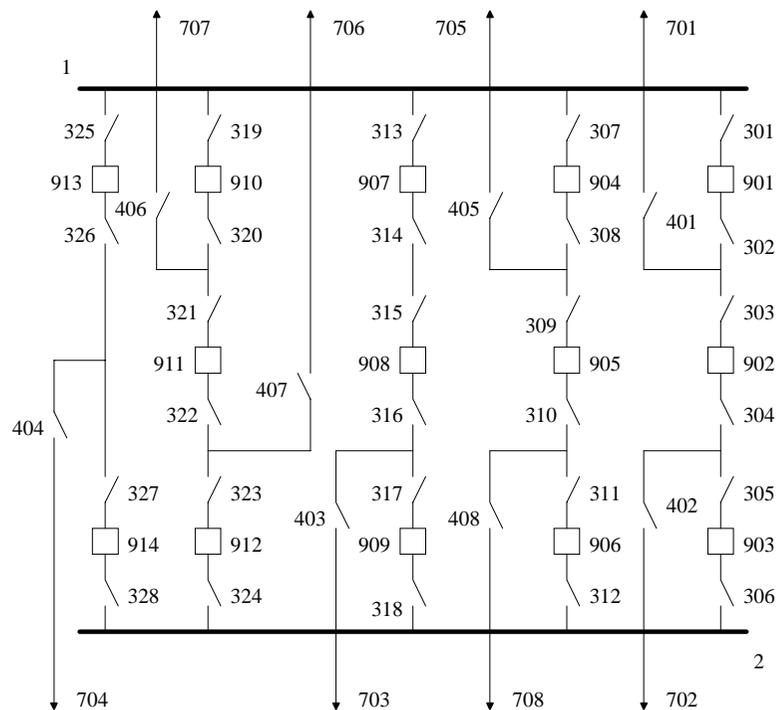


Figura D.1 – Barramento 1 do Sistema RTS-79

```

DGSE
BARRAMENTO 01
1
1E-20
(
DRES
(NN T MO IIIIIIIIIIIIIIIIIIIII BBBBCC UUUU MQ P*P% Q*Q% SSSSSS C E
001 B 66 BARRA 1 (LTs + G1)
002 B 66 BARRA 2 (G2+G3+LOAD)
901 D 66 DISJ-01 (RAMO 1)
902 D 66 DISJ-02 (RAMO 1)
903 D 66 DISJ-03 (RAMO 1)
904 D 66 DISJ-04 (RAMO 2)
905 D 66 DISJ-05 (RAMO 2)
906 D 66 DISJ-06 (RAMO 2)

```

```

907 D 66 DISJ-07 (RAMO 3)
908 D 66 DISJ-08 (RAMO 3)
909 D 66 DISJ-09 (RAMO 3)
910 D 66 DISJ-10 (RAMO 4)
911 D 66 DISJ-11 (RAMO 4)
912 D 66 DISJ-12 (RAMO 4)
913 D 66 DISJ-13 (RAMO 5)
914 D 66 DISJ-14 (RAMO 5)
301 C 66 C-01A
302 C 66 C-01B
303 C 66 C-02A
304 C 66 C-02B
305 C 66 C-03A
306 C 66 C-03B
307 C 66 C-04A
308 C 66 C-04B
309 C 66 C-05A
310 C 66 C-05B
311 C 66 C-06A
312 C 66 C-06B
313 C 66 C-07A
314 C 66 C-07B
315 C 66 C-08A
316 C 66 C-08B
317 C 66 C-09A
318 C 66 C-09B
319 C 66 C-10A
320 C 66 C-10B
321 C 66 C-11A
322 C 66 C-11B
323 C 66 C-12A
324 C 66 C-12B
325 C 66 C-13A
326 C 66 C-13B
327 C 66 C-14A
328 C 66 C-14B
401 C 66 C-G1
402 C 66 C-G2
403 C 66 C-G3
404 C 66 C-G4
405 C 66 C-LT-01-02
406 C 66 C-LT-01-03
407 C 66 C-LT-01-05
408 C 66 C-CARGA
701 T 66 G1 2 1
702 T 66 G2 2 1
703 T 66 G3 4 1
704 T 66 G4 4 1
705 T 66 LT 01-02 2
706 T 66 LT 01-03 3
707 T 66 LT 01-05 5
708 T 66 CARGA 100 100
9999
(
( DADOS DE CONEXOES ELETRICAS

```


910 D 66 DISJ-10 (RAMO 4)
 911 D 66 DISJ-11 (RAMO 4)
 912 D 66 DISJ-12 (RAMO 4)
 913 D 66 DISJ-13 (RAMO 5)
 914 D 66 DISJ-14 (RAMO 5)

301 C 66 C-01A
 302 C 66 C-01B
 303 C 66 C-02A
 304 C 66 C-02B
 305 C 66 C-03A
 306 C 66 C-03B
 307 C 66 C-04A
 308 C 66 C-04B
 309 C 66 C-05A
 310 C 66 C-05B
 311 C 66 C-06A
 312 C 66 C-06B
 313 C 66 C-07A
 314 C 66 C-07B
 315 C 66 C-08A
 316 C 66 C-08B
 317 C 66 C-09A
 318 C 66 C-09B
 319 C 66 C-10A
 320 C 66 C-10B
 321 C 66 C-11A
 322 C 66 C-11B
 323 C 66 C-12A
 324 C 66 C-12B
 325 C 66 C-13A
 326 C 66 C-13B
 327 C 66 C-14A
 328 C 66 C-14B
 401 C 66 C-G5
 402 C 66 C-G6
 403 C 66 C-G7
 404 C 66 C-G8

405 C 66 C-LT-02/01
 406 C 66 C-LT-02/04
 407 C 66 C-LT-02/06
 408 C 66 C-CARGA

701 T 66 G5
 702 T 66 G6
 703 T 66 G7
 704 T 66 G8
 705 T 66 LT 02/01
 706 T 66 LT 02/04
 707 T 66 LT 02/06
 708 T 66 CARGA

3 1
 3 1
 5 1
 5 1
 1
 4
 6
 100 100

9999

(
 (DADOS DE CONEXOES ELETRICAS
 (

(DD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP
 DCON

1 301 301 901 901 302 302 303 303 902 902 304 304 305
 305 903 903 306 306 2 702 402 402 302 402 303 701 401
 401 304 401 305
 1 307 307 904 904 308 308 309 309 905 905 310 310 311
 311 906 906 312 312 2 708 408 408 308 408 309 705 405
 405 310 405 311
 1 313 313 907 907 314 314 315 315 908 908 316 316 317
 317 909 909 318 318 2 703 403 403 316 403 317
 1 319 319 910 910 320 320 321 321 911 911 322 322 323
 323 912 912 324 324 2 707 407 407 320 407 321 706 406
 406 322 406 323
 1 325 325 913 913 326 326 327 327 914 914 328 328 2
 704 404 404 326 404 327
 9999

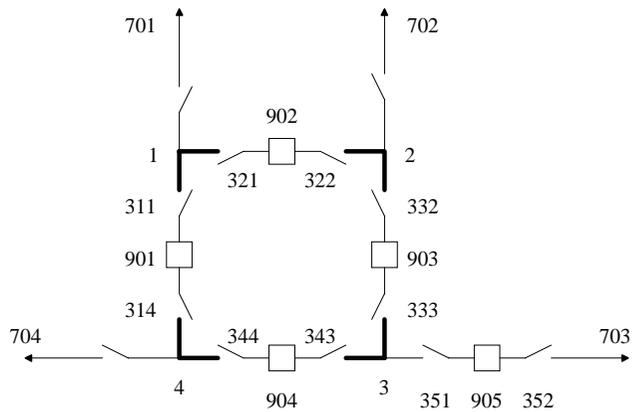


Figura D.3 – Barramento 3 do Sistema RTS-79

```

DGSE
BARRAMENTO 03
3
1E-20
(
DRES
(NN T MO IXXXXXXXXXXXXXXXXX BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS C E
001 B 66 BARRA 1 (3/9)
002 B 66 BARRA 2 (LOAD)
003 B 66 BARRA 3 (3/24)
004 B 66 BARRA 4 (3/1)
901 D 66 DISJ-01 (B1 X B4)
902 D 66 DISJ-02 (B1 X B2)
903 D 66 DISJ-03 (B2 X B3)
904 D 66 DISJ-04 (B3 X B4)
905 D 66 DISJ-05 (SAIDA 3/24)
311 C 66 C-D1B1
314 C 66 C-D1B4
321 C 66 C-D2B1
322 C 66 C-D2B2
332 C 66 C-D3B2
333 C 66 C-D3B3
343 C 66 C-D4B3
344 C 66 C-D4B4
351 C 66 C-D5B
352 C 66 C-D5L
401 C 66 C-LT-03/09
402 C 66 C-CARGA
404 C 66 C-LT-03/01
701 T 66 LT 03/09 9
702 T 66 CARGA 100 100
703 T 66 LT 03/24 24

```

```

704 T 66 LT 03/01 1
9999
(
( DADOS DE CONEXOES ELETRICAS
(
(DD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP
DCON
1 321 321 902 902 322 322 2 2 332 332 903 903 333
333 3 3 343 343 904 904 344 344 4 4 314 314 901
901 311 311 1
1 401 401 701
2 402 402 702
3 351 351 905 905 352 352 703
4 404 404 704
9999

```

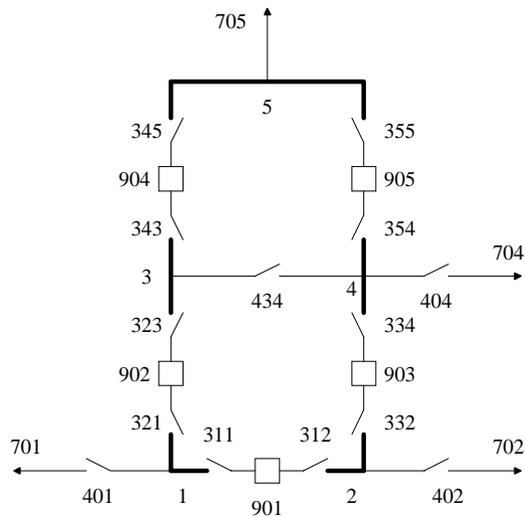



Figura D.6 – Barramento 6 do Sistema RTS-79

```

DGSE
BARRAMENTO 06
6
1E-20
(
DRES
(NN T MO IXXXXXXXXXXXXXXXXX BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSS C E
001 B 66 BARRA 1 (4/2)
002 B 66 BARRA 2 (4/9)
003 B 66 BARRA 3
004 B 66 BARRA 4 (REATOR)
005 B 66 BARRA 5 (LOAD)
901 D 66 DISJ-01 (B1 X B2)
902 D 66 DISJ-02 (B1 X B3)
903 D 66 DISJ-03 (B2 X B4)
904 D 66 DISJ-04 (B3 X B5)
905 D 66 DISJ-05 (B4 X B6)
311 C 66 C-D1B1
312 C 66 C-D1B2
321 C 66 C-D2B1
323 C 66 C-D2B3
332 C 66 C-D3B2
334 C 66 C-D3B4
343 C 66 C-D4B3
345 C 66 C-D4B5
354 C 66 C-D5B4
355 C 66 C-D5B5

```

```

434 C 66 C-B3B4
401 C 66 C-LT-06/02
402 C 66 C-LT-06/10
404 C 66 C-REATOR
701 T 66 LT 06/02 2
702 T 66 LT 06/10 10
705 T 66 CARGA 100 100.
704 T 66 REATOR 100 MVAR -100
9999
(
( DADOS DE CONEXOES ELETRICAS
(
(DD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP
DCON
1 311 311 901 901 312 312 2 2 332 332 903 903 334
334 4 4 354 354 905 905 355 5 5 345 345 904
904 343 343 3 3 323 323 902 902 321 321 1
1 401 401 701
2 402 402 702
4 404 404 704
5 705
3 434 434 4
9999

```

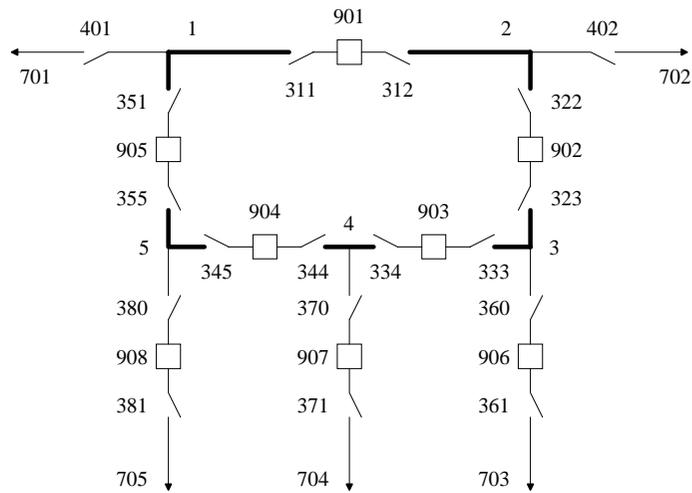


Figura D.7 – Barramento 7 do Sistema RTS-79

```

DGSE
BARRAMENTO 07
7
1E-20
(
DRES
(NN T MO IXXXXXXXXXXXXXXXXX BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS C E
001 B 66 BARRA 1 (LOAD)
002 B 66 BARRA 2 (7/8)
003 B 66 BARRA 3 (G11)
004 B 66 BARRA 4 (G10)
005 B 66 BARRA 5 (G9)
901 D 66 DISJ-01 (B1 X B2)
902 D 66 DISJ-02 (B2 X B3)
903 D 66 DISJ-03 (B3 X B4)
904 D 66 DISJ-04 (B4 X B5)
905 D 66 DISJ-05 (B1 X B5)
906 D 66 DISJ-06 (G9)
907 D 66 DISJ-07 (G10)
908 D 66 DISJ-08 (G11)
311 C 66 C-D1B1
312 C 66 C-D1B2
322 C 66 C-D2B2
323 C 66 C-D2B3
333 C 66 C-D3B3
334 C 66 C-D3B4
344 C 66 C-D4B4
345 C 66 C-D4B5

```

```

351 C 66 C-D5B1
355 C 66 C-D5B5
360 C 66 C-D6B
361 C 66 C-D6L
370 C 66 C-D7B
371 C 66 C-D7L
380 C 66 C-D8B
381 C 66 C-D8L
401 C 66 C-CARGA
402 C 66 C-LT-07/08
701 T 66 CARGA
702 T 66 LT 07/08
703 T 66 G11
704 T 66 G10
705 T 66 G9
9999
(
( DADOS DE CONEXOES ELETRICAS
(
(DD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP
DCON
1 311 311 901 901 312 312 2 2 322 322 902 902 323
323 3 3 333 333 903 903 334 334 4 4 344 344 904
904 345 345 5 5 355 355 905 905 351 351 1
1 401 401 701
2 402 402 702
3 360 360 906 906 361 361 703
4 370 370 907 907 371 371 704
5 380 380 908 908 381 381 705
9999

```

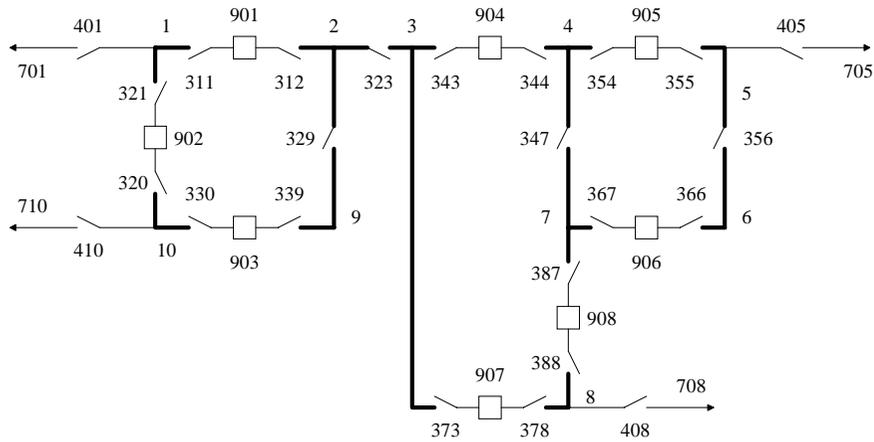


Figura D.8 – Barramento 8 do Sistema RTS-79

```

DGSE
BARRAMENTO 08
8
1E-20
(
DRES
(NN T MO IXXXXXXXXXXXXXXXXX BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS C E
001 B 66 BARRA 1 (8/10)
002 B 66 BARRA 2
003 B 66 BARRA 3
004 B 66 BARRA 4
005 B 66 BARRA 5 (CARGA)
006 B 66 BARRA 6
007 B 66 BARRA 7
008 B 66 BARRA 8 (8/7)
009 B 66 BARRA 9
010 B 66 BARRA 10 (8/9)
901 D 66 DISJ-01 (B1 X B2)
902 D 66 DISJ-02 (B1 X B10)
903 D 66 DISJ-03 (B9 X B10)
904 D 66 DISJ-04 (B3 X B4)
905 D 66 DISJ-05 (B4 X B5)
906 D 66 DISJ-06 (B6 X B7)
907 D 66 DISJ-07 (B3 X B8)
908 D 66 DISJ-08 (B7 X B8)
311 C 66 C-D1B1
312 C 66 C-D1B2
321 C 66 C-D2B1
320 C 66 C-D2B10
339 C 66 C-D3B9

```

```

330 C 66 C-D3B10
343 C 66 C-D4B3
344 C 66 C-D4B4
354 C 66 C-D5B4
355 C 66 C-D5B5
366 C 66 C-D6B6
367 C 66 C-D6B7
373 C 66 C-D7B3
378 C 66 C-D7B8
387 C 66 C-D8B7
388 C 66 C-D8B8
323 C 66 C-B2B3
329 C 66 C-B2B9
347 C 66 C-B4B7
356 C 66 C-B5B6
401 C 66 C-LT-08/10
405 C 66 C-CARGA
408 C 66 C-LT-08/07
410 C 66 C-LT-08/09
701 T 66 LT 08/10 10
705 T 66 CARGA 100 100
708 T 66 LT 08/07 7
710 T 66 LT 08/09 9
9999
(
( DADOS DE CONEXOES ELETRICAS
(
(DD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP
DCON
1 311 311 901 901 312 312 2 2 323 323 3 3 343
343 904 904 344 344 4 4 354 354 905 905 355 355 5
5 356 356 6 6 366 366 906 906 367 367 7 7 387
387 908 908 388 388 8 8 378 378 907 907 373 373 3
4 347 347 7 2 329 329 9 9 339 339 903 903 330
330 10 10 320 320 902 902 321 321 1
1 401 401 701
5 405 405 705
8 408 408 708
10 410 410 710
9999

```

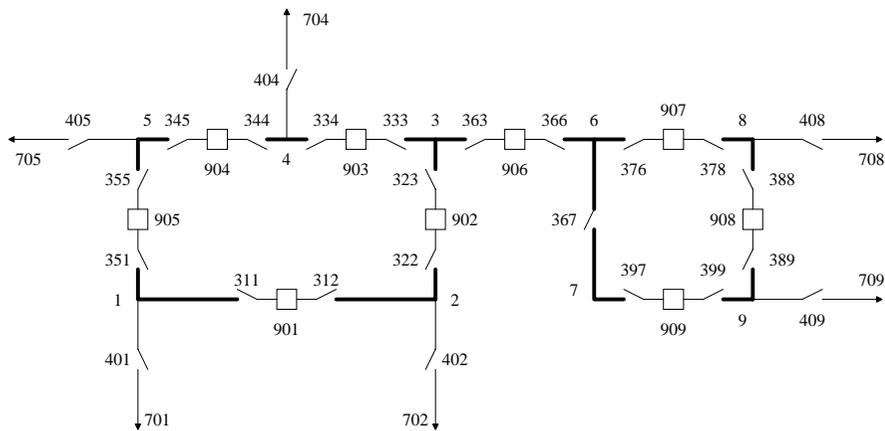


Figura D.9 – Barramento 9 do Sistema RTS-79

```

DGSE
BARRAMENTO 09
9
1E-20
(
DRES
(NN T MO IXXXXXXXXXXXXXXXXX BBBBCC UUUU MQ P*P% Q%Q% SSSSSS C E
001 B 66 BARRA 1 (9/3)
002 B 66 BARRA 2 (LOAD)
003 B 66 BARRA 3
004 B 66 BARRA 4 (9/8)
005 B 66 BARRA 5 (9/4)
006 B 66 BARRA 6
007 B 66 BARRA 7
008 B 66 BARRA 8 (9/12)
009 B 66 BARRA 9 (9/11)
901 D 66 DISJ-01 (B1 X B2)
902 D 66 DISJ-02 (B2 X B3)
903 D 66 DISJ-03 (B3 X B4)
904 D 66 DISJ-04 (B4 X B5)
905 D 66 DISJ-05 (B1 X B5)
906 D 66 DISJ-06 (B3 X B6)
907 D 66 DISJ-07 (B6 X B8)
908 D 66 DISJ-08 (B8 X B9)
909 D 66 DISJ-09 (B7 X B9)
311 C 66 C-D1B1
312 C 66 C-D1B2
322 C 66 C-D2B2
323 C 66 C-D2B3
333 C 66 C-D3B3
334 C 66 C-D3B4
344 C 66 C-D4B4

```

```

345 C 66 C-D4B5
351 C 66 C-D5B1
355 C 66 C-D5B5
363 C 66 C-D6B3
366 C 66 C-D6B6
376 C 66 C-D7B6
378 C 66 C-D7B8
388 C 66 C-D8B8
389 C 66 C-D8B9
397 C 66 C-D9B7
399 C 66 C-D9B9
367 C 66 C-B6B7
401 C 66 C-LT-09/03
402 C 66 C-CARGA
404 C 66 C-LT-09/08
405 C 66 C-LT-09/04
408 C 66 C-LT-09/12
409 C 66 C-LT-09/11
701 T 66 LT 09/03 3
702 T 66 CARGA 100 100
704 T 66 LT 09/08 8
705 T 66 LT 09/04 4
708 T 66 LT 09/12 12
709 T 66 LT 09/11 11
9999
(
( DADOS DE CONEXOES ELETRICAS
(
(DD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP
DCON
1 311 311 901 901 312 312 2 2 322 322 902 902 323
323 3 3 333 333 903 903 334 334 4 4 344 344 904
904 345 345 5 5 355 355 905 905 351 351 1
3 363 363 906 906 366 366 6 6 367 367 7 7 397
397 909 909 399 399 9 9 389 389 908 908 388 388 8
8 378 378 907 907 376 376 6
1 401 401 701
2 402 402 702
4 404 404 704
5 405 405 705
8 408 408 708
9 409 409 709
9999

```

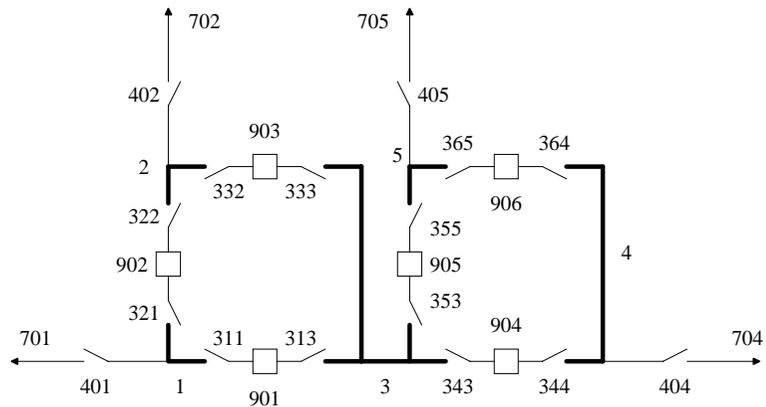



Figura D.11 – Barramento 11 do Sistema RTS-79

```

DGSE
BARRAMENTO 11
11
1E-20
(
DRES
(NN T MO IXXXXXXXXXXXXXXXXX BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS C E
001 B 66 BARRA 1 (11/9)
002 B 66 BARRA 2 (11/10)
003 B 66 BARRA 3
004 B 66 BARRA 4 (11/14)
005 B 66 BARRA 5 (11/13)
901 D 66 DISJ-01 (B1 X B3)
902 D 66 DISJ-02 (B1 X B2)
903 D 66 DISJ-03 (B2 X B3)
904 D 66 DISJ-04 (B3 X B4)
905 D 66 DISJ-05 (B3 X B5)
906 D 66 DISJ-06 (B4 X B5)
311 C 66 C-D1B1
313 C 66 C-D1B3
321 C 66 C-D2B1
322 C 66 C-D2B2
332 C 66 C-D3B2
333 C 66 C-D3B3
343 C 66 C-D4B3
344 C 66 C-D4B4
353 C 66 C-D5B3
355 C 66 C-D5B5
364 C 66 C-D6B4
365 C 66 C-D6B5
401 C 66 C-LT-11/09
402 C 66 C-LT-11/10

```

```

404 C 66 C-LT-11/14
405 C 66 C-LT-11/13
701 T 66 LT 11/09 9
702 T 66 LT 11/10 10
704 T 66 LT 11/14 14
705 T 66 LT 11/13 13
9999
(
( DADOS DE CONEXOES ELETRICAS
(
(DD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP
DCON
1 311 311 901 901 313 313 3 3 333 333 903 903 332
332 2 2 322 322 902 902 321 1 3 353 353 905
905 355 355 5 5 365 365 906 906 364 4 4 344
344 904 904 343 343 3
1 401 401 701
2 402 402 702
4 404 404 704
5 405 405 705
9999

```

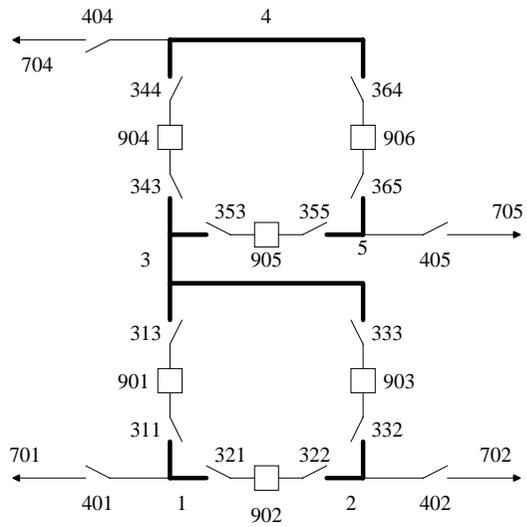


Figura D.12 – Barramento 12 do Sistema RTS-79

```

DGSE
BARRAMENTO 12
12
1E-20
(
DRES
(NN T MO IIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIII BBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS C E
001 B 66 BARRA 1 (12/9)
002 B 66 BARRA 2 (12/10)
003 B 66 BARRA 3
004 B 66 BARRA 4 (12/23)
005 B 66 BARRA 5 (12/13)
901 D 66 DISJ-01 (B1 X B3)
902 D 66 DISJ-02 (B1 X B2)
903 D 66 DISJ-03 (B2 X B3)
904 D 66 DISJ-04 (B3 X B4)
905 D 66 DISJ-05 (B3 X B5)
906 D 66 DISJ-06 (B4 X B5)
311 C 66 C-D1B1
313 C 66 C-D1B3
321 C 66 C-D2B1
322 C 66 C-D2B2
332 C 66 C-D3B2
333 C 66 C-D3B3
343 C 66 C-D4B3
344 C 66 C-D4B4
353 C 66 C-D5B3

```

```

355 C 66 C-D5B5
364 C 66 C-D6B4
365 C 66 C-D6B5
401 C 66 C-LT-11/09
402 C 66 C-LT-11/10
404 C 66 C-LT-11/23
405 C 66 C-LT-11/13
701 T 66 LT 11/09 9
702 T 66 LT 11/10 10
704 T 66 LT 11/23 23
705 T 66 LT 11/13 13
9999
(
( DADOS DE CONEXOES ELETRICAS
(
(DD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP
DCON
1 311 311 901 901 313 313 3 3 333 333 903 903 332
332 2 2 322 322 902 902 321 1 3 353 353 905
905 355 355 5 5 365 365 906 906 364 4 4 344
344 904 904 343 343 3
1 401 401 701
2 402 402 702
4 404 404 704
5 405 405 705
9999

```

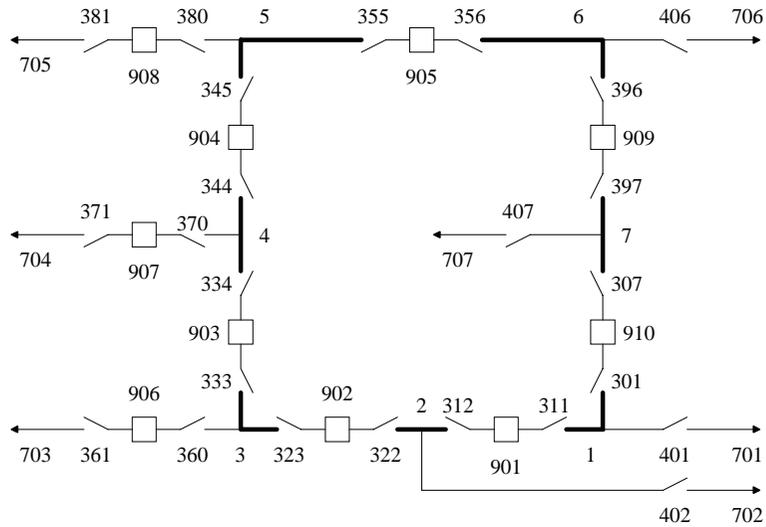


Figura D.13 – Barramento 13 do Sistema RTS-79

```

DGSE
BARRAMENTO 13
13
1E-20
(
DRES
(NN T MO IIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIII BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS C E
001 B 66 BARRA 1 (13/12)
002 B 66 BARRA 2 (13/11)
003 B 66 BARRA 3 (G14)
004 B 66 BARRA 4 (G13)
005 B 66 BARRA 5 (G12)
006 B 66 BARRA 6 (13/23)
007 B 66 BARRA 7 (LOAD)
901 D 66 DISJ-01 (B1 X B2)
902 D 66 DISJ-02 (B2 X B3)
903 D 66 DISJ-03 (B3 X B4)
904 D 66 DISJ-04 (B4 X B5)
905 D 66 DISJ-05 (B1 X B5)
906 D 66 DISJ-06 (G12)
907 D 66 DISJ-07 (G13)
908 D 66 DISJ-08 (G14)
909 D 66 DISJ-09 (B6 X B7)
910 D 66 DISJ-10 (B1 X B7)
311 C 66 C-D1B1
312 C 66 C-D1B2
322 C 66 C-D2B2

```

```

323 C 66 C-D2B3
333 C 66 C-D3B3
334 C 66 C-D3B4
344 C 66 C-D4B4
345 C 66 C-D4B5
355 C 66 C-D5B5
356 C 66 C-D5B6
360 C 66 C-D6B
361 C 66 C-D6L
370 C 66 C-D7B
371 C 66 C-D7L
380 C 66 C-D8B
381 C 66 C-D8L
396 C 66 C-D9B6
397 C 66 C-D9B7
301 C 66 C-D10B1
307 C 66 C-D10B7
401 C 66 C-LT-13/12
402 C 66 C-LT-13/11
406 C 66 C-LT-13/23
407 C 66 C-CARGA
701 T 66 LT 13/12 12
702 T 66 LT 13/11 11
703 T 66 G14 10 1
704 T 66 G13 10 1
705 T 66 G12 10 1
706 T 66 LT 13/23 23
707 T 66 CARGA 100 100
9999
(
( DADOS DE CONEXOES ELETRICAS
(
(DD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP
DCON
1 311 311 901 901 312 312 2 2 322 322 902 902 323
323 3 3 333 333 903 903 334 334 4 4 344 344 904
904 345 345 5 5 355 355 905 905 356 356 6 6 396
396 909 909 397 397 7 7 307 307 910 910 301 301 1
1 401 401 701
2 402 402 702
3 360 360 906 906 361 361 703
4 370 370 907 907 371 371 704
5 380 380 908 908 381 381 705
6 406 406 706
7 407 407 707
9999

```

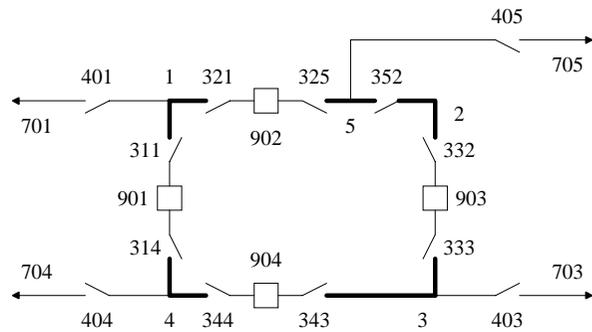


Figura D.14 – Barramento 14 do Sistema RTS-79

```

DGSE
BARRAMENTO 14
14
1E-20
(
DRES
(NN T MO IIIIIIIIIIIIIIIIIIIII BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSS C E
001 B 66 BARRA 1 (14/16)
002 B 66 BARRA 2
003 B 66 BARRA 3 (LOAD)
004 B 66 BARRA 4 (14/11)
005 B 66 BARRA 5 (C.SINCRONO)
901 D 66 DISJ-01 (B1 X B4)
902 D 66 DISJ-02 (B1 X B5)
903 D 66 DISJ-03 (B2 X B3)
904 D 66 DISJ-04 (B3 X B4)
311 C 66 C-D1B1
314 C 66 C-D1B4
321 C 66 C-D2B1
325 C 66 C-D2B5
332 C 66 C-D3B2
333 C 66 C-D3B3
343 C 66 C-D4B3
344 C 66 C-D4B4
352 C 66 C-B2B5
401 C 66 C-LT-14/16
403 C 66 C-CARGA
404 C 66 C-LT-14/11
405 C 66 C-CS
701 T 66 LT 14/16 16
703 T 66 CARGA 100 100
704 T 66 LT 14/11 11
705 T 66 C.SINCRONO 15 1
9999
(

```

```

( DADOS DE CONEXOES ELETRICAS
(
(DD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP
DCON
1 321 321 902 902 325 325 5 5 352 352 2 2 332
332 903 903 333 333 3 3 343 343 904 904 344 344 4
4 314 314 901 901 311 311 1
1 401 401 701
3 403 403 703
4 404 404 704
5 405 405 705
9999

```

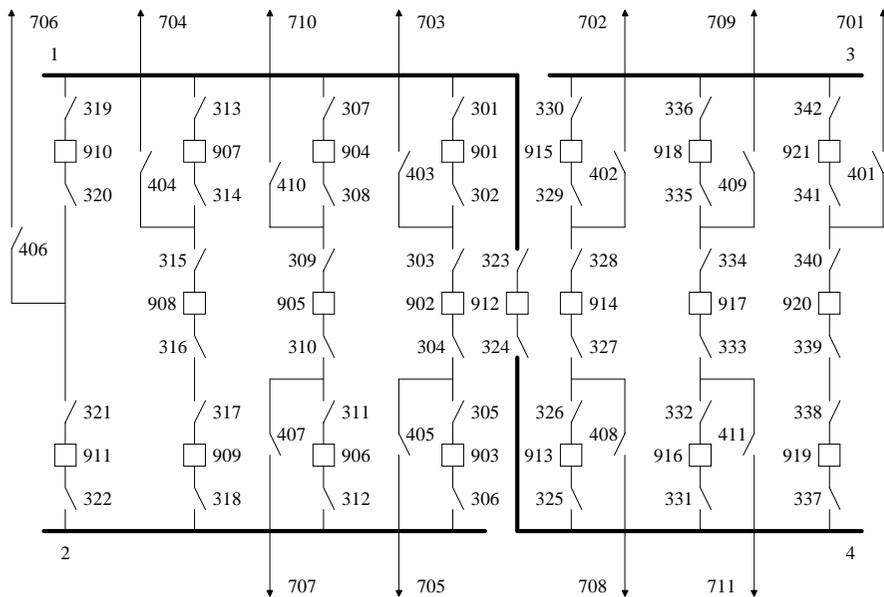


Figura D.15 – Barramento 15 do Sistema RTS-79

DGSE
 BARRAMENTO 15
 15
 1E-20
 (

DRES
 (NN T MO IXXXXXXXXXXXXXXXXX BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS C E
 001 B 66 BARRA 1 (Gs,15/24)
 002 B 66 BARRA 2 (G19,15/16)
 003 B 66 BARRA 3 (Gs,15/21A)
 004 B 66 BARRA 4 (L,15/21B)
 901 D 66 DISJ-01 (RAMO 1)
 902 D 66 DISJ-02 (RAMO 1)
 903 D 66 DISJ-03 (RAMO 1)
 904 D 66 DISJ-04 (RAMO 2)
 905 D 66 DISJ-05 (RAMO 2)
 906 D 66 DISJ-06 (RAMO 2)
 907 D 66 DISJ-07 (RAMO 3)
 908 D 66 DISJ-08 (RAMO 3)
 909 D 66 DISJ-09 (RAMO 3)
 910 D 66 DISJ-10 (RAMO 4)
 911 D 66 DISJ-11 (RAMO 4)
 912 D 66 DISJ-12 (B1 X B4)
 913 D 66 DISJ-13 (RAMO 5)

914 D 66 DISJ-14 (RAMO 5)
 915 D 66 DISJ-15 (RAMO 5)
 916 D 66 DISJ-16 (RAMO 6)
 917 D 66 DISJ-17 (RAMO 6)
 918 D 66 DISJ-18 (RAMO 6)
 919 D 66 DISJ-19 (RAMO 7)
 920 D 66 DISJ-20 (RAMO 7)
 921 D 66 DISJ-21 (RAMO 7)
 301 C 66 C-01A
 302 C 66 C-01B
 303 C 66 C-02A
 304 C 66 C-02B
 305 C 66 C-03A
 306 C 66 C-03B
 307 C 66 C-04A
 308 C 66 C-04B
 309 C 66 C-05A
 310 C 66 C-05B
 311 C 66 C-06A
 312 C 66 C-06B
 313 C 66 C-07A
 314 C 66 C-07B
 315 C 66 C-08A
 316 C 66 C-08B
 317 C 66 C-09A
 318 C 66 C-09B
 319 C 66 C-10A
 320 C 66 C-10B
 321 C 66 C-11A
 322 C 66 C-11B
 323 C 66 C-12A
 324 C 66 C-12B
 325 C 66 C-13A
 326 C 66 C-13B
 327 C 66 C-14A
 328 C 66 C-14B
 329 C 66 C-15A
 330 C 66 C-15B
 331 C 66 C-16A
 332 C 66 C-16B
 333 C 66 C-17A
 334 C 66 C-17B
 335 C 66 C-18A
 336 C 66 C-18B
 337 C 66 C-19A
 338 C 66 C-19B
 339 C 66 C-20A
 340 C 66 C-20B
 341 C 66 C-21A
 342 C 66 C-21B
 401 C 66 C-G15
 402 C 66 C-G16
 403 C 66 C-G17
 404 C 66 C-G18
 405 C 66 C-G19

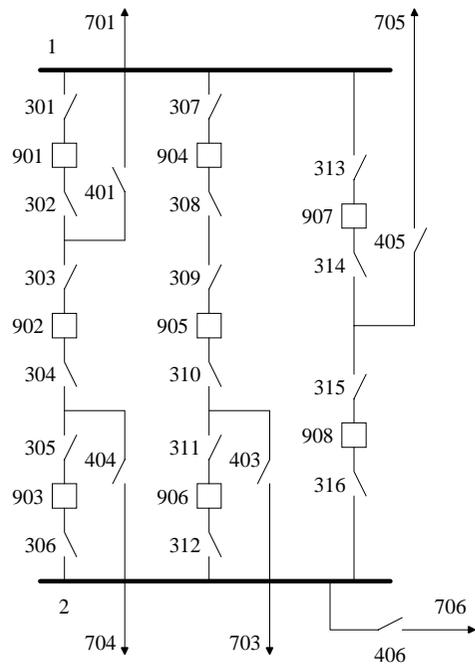


Figura D.18 – Barramento 18 do Sistema RTS-79

```

DGSE
BARRAMENTO 18
18
1E-20
(
DRES
(NN T MO IXXXXXXXXXXXXXXXXX BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS C E
001 B 66 BARRA 1 (18/21A)
002 B 66 BARRA 2 (LTs+L)
901 D 66 DISJ-01 (RAMO 1)
902 D 66 DISJ-02 (RAMO 1)
903 D 66 DISJ-03 (RAMO 1)
904 D 66 DISJ-04 (RAMO 2)
905 D 66 DISJ-05 (RAMO 2)
906 D 66 DISJ-06 (RAMO 2)
907 D 66 DISJ-07 (RAMO 3)
908 D 66 DISJ-08 (RAMO 3)
301 C 66 C-01A
302 C 66 C-01B
303 C 66 C-02A
304 C 66 C-02B

```

```

305 C 66 C-03A
306 C 66 C-03B
307 C 66 C-04A
308 C 66 C-04B
309 C 66 C-05A
310 C 66 C-05B
311 C 66 C-06A
312 C 66 C-06B
313 C 66 C-07A
314 C 66 C-07B
315 C 66 C-08A
316 C 66 C-08B
405 C 66 G-22
401 C 66 C-LT-18/21-1
403 C 66 C-LT-18/17
404 C 66 C-LT-18/21-2
406 C 66 C-CARGA
701 T 66 LT 18/21 (1) 21 1
703 T 66 LT 18/17 17
704 T 66 LT 18/21 (2) 21 2
705 T 66 G22 12 1
706 T 66 CARGA 100 100
9999
(
( DADOS DE CONEXOES ELETRICAS
(
(DD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP
DCON
1 301 301 901 901 302 302 303 303 902 902 304 304 305
305 903 903 306 306 2 701 401 401 302 401 303 704 404
404 304 404 305
1 307 307 904 904 308 308 309 309 905 905 310 310 311
311 906 906 312 312 2 703 403 403 310 403 311
1 313 313 907 907 314 314 315 315 908 908 316 316 2
705 405 405 314 405 315
706 406 406 2
9999

```

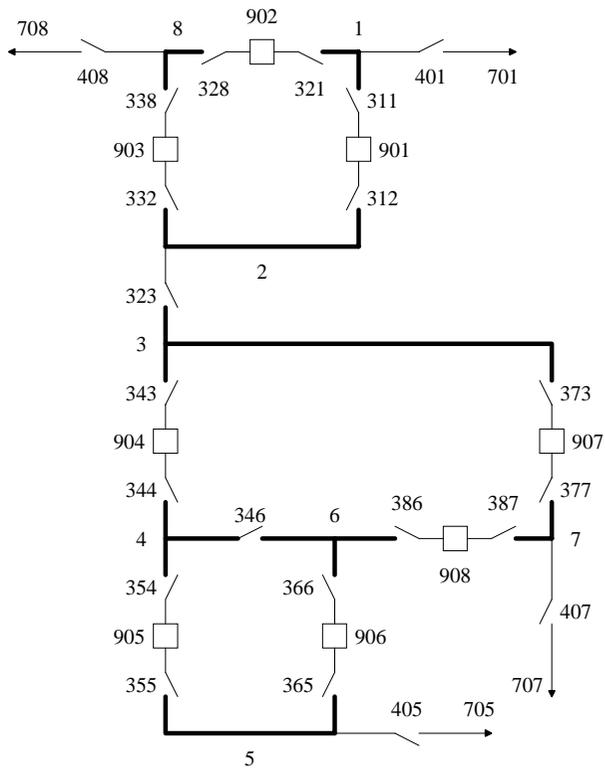


Figura D.19 – Barramento 19 do Sistema RTS-79

```

DGSE
BARRAMENTO 19
19
1E-20
(
DRES
(NN T MO IXXXXXXXXXXXXXXXXX BBBBCC UUUU MQ P*P% Q%Q% SSSSSS C E
001 B 66 BARRA 1 (19/20A)
002 B 66 BARRA 2
003 B 66 BARRA 3
004 B 66 BARRA 4
005 B 66 BARRA 5 (LOAD)
006 B 66 BARRA 6
007 B 66 BARRA 7 (19/16)
008 B 66 BARRA 8 (19/20B)
901 D 66 DISJ-01 (B1 X B2)

```

```

902 D 66 DISJ-02 (B1 X B8)
903 D 66 DISJ-03 (B2 X B8)
904 D 66 DISJ-04 (B3 X B4)
905 D 66 DISJ-05 (B4 X B5)
906 D 66 DISJ-06 (B5 X B6)
907 D 66 DISJ-07 (B3 X B7)
908 D 66 DISJ-08 (B6 X B7)
311 C 66 C-D1B1
312 C 66 C-D1B2
321 C 66 C-D2B1
328 C 66 C-D2B8
332 C 66 C-D3B2
338 C 66 C-D3B8
343 C 66 C-D4B3
344 C 66 C-D4B4
354 C 66 C-D5B4
355 C 66 C-D5B5
365 C 66 C-D6B5
366 C 66 C-D6B6
373 C 66 C-D7B3
377 C 66 C-D7B7
386 C 66 C-D8B6
387 C 66 C-D8B7
323 C 66 C-B2B3
346 C 66 C-B4B6
401 C 66 C-LT-19/20-1
405 C 66 C-CARGA
407 C 66 C-LT-19/16
408 C 66 C-LT-19/20-2
701 T 66 LT 19/20 (1) 20 1
705 T 66 CARGA 100 100
707 T 66 LT 19/16 16
708 T 66 LT 19/20 (2) 20 2
9999
(
( DADOS DE CONEXOES ELETRICAS
(
(DD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP
DCON
1 311 311 901 901 312 312 2 2 323 323 3 3 343
343 904 904 344 344 4 4 354 354 905 905 355 355 5
5 365 365 906 906 366 366 6 6 386 386 908 908 387
387 7 7 377 377 907 907 373 373 3
4 346 346 6 2 332 332 903 903 338 338 8 8 328
328 902 902 321 321 1
1 401 401 701
5 405 405 705
7 407 407 707
8 408 408 708
9999

```

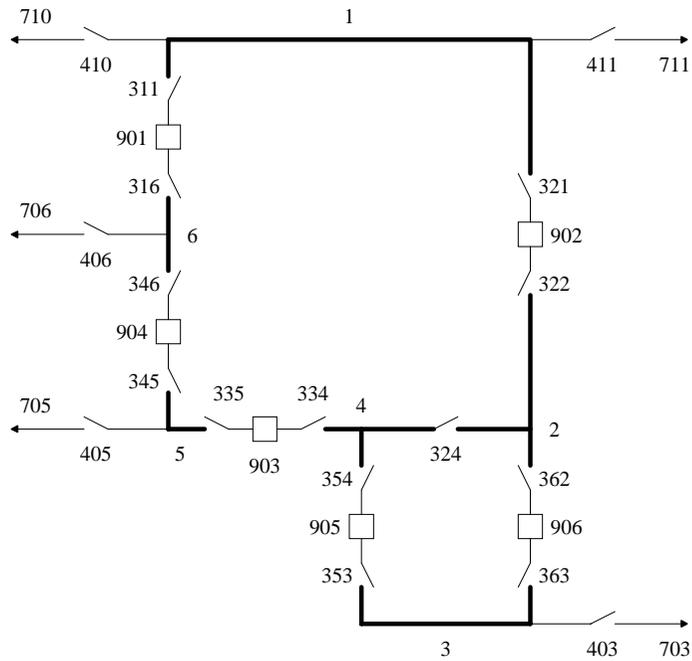


Figura D.20 – Barramento 20 do Sistema RTS-79

```

DGSE
BARRAMENTO 20
20
1E-20
(
DRES
(NN T MO IXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS C E
001 B 66 BARRA 1 (20/19 A+B)
002 B 66 BARRA 2
003 B 66 BARRA 3 (LOAD)
004 B 66 BARRA 4
005 B 66 BARRA 5 (20/23B)
006 B 66 BARRA 6 (20/23A)
901 D 66 DISJ-01 (B1 X B6)
902 D 66 DISJ-02 (B1 X B2)
903 D 66 DISJ-03 (B4 X B5)
904 D 66 DISJ-04 (B5 X B6)
905 D 66 DISJ-05 (B3 X B4)
906 D 66 DISJ-06 (B2 X B3)
311 C 66 C-D1B1
316 C 66 C-D1B6

```

```

321 C 66 C-D2B1
322 C 66 C-D2B2
334 C 66 C-D3B4
335 C 66 C-D3B5
345 C 66 C-D4B5
346 C 66 C-D4B6
353 C 66 C-D5B3
354 C 66 C-D5B4
362 C 66 C-D6B2
363 C 66 C-D6B3
324 C 66 C-B2B4
410 C 66 C-LT-20/19-1
411 C 66 C-LT-20/19-2
403 C 66 C-CARGA
405 C 66 C-LT-20/23-1
406 C 66 C-LT-20/23-2
710 T 66 LT 20/19 (1) 19 1
711 T 66 LT 20/19 (2) 19 2
703 T 66 CARGA 100 100
705 T 66 LT 20/23 23 1
706 T 66 LT 20/23 23 2
9999
(
( DADOS DE CONEXOES ELETRICAS
(
(DD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP
DCON
1 321 321 902 902 322 322 2 2 362 362 906 906 363
363 3 3 353 353 905 905 354 354 4 4 334 334 903
903 335 335 5 5 345 345 904 904 346 346 6 6 316
316 901 901 311 311 1 2 324 324 4
1 410 410 710
1 411 411 711
3 403 403 703
5 405 405 705
6 406 406 706
9999

```

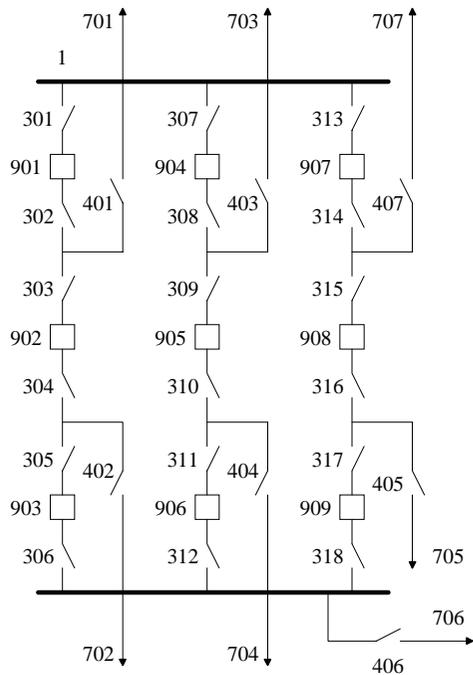


Figura D.21 – Barramento 21 do Sistema RTS-79

```

DGSE
BARRAMENTO 21
1E-20
(
DRES
(NN T MO IXXXXXXXXXXXXXXXXX BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS C E
001 B 66 BARRA 1 (15E21E22)
002 B 66 BARRA 2 (17E18+L+G)
901 D 66 DISJ-01 (RAMO 1)
902 D 66 DISJ-02 (RAMO 1)
903 D 66 DISJ-03 (RAMO 1)
904 D 66 DISJ-04 (RAMO 2)
905 D 66 DISJ-05 (RAMO 2)
906 D 66 DISJ-06 (RAMO 2)
907 D 66 DISJ-07 (RAMO 3)
908 D 66 DISJ-08 (RAMO 3)
909 D 66 DISJ-09 (RAMO 3)
301 C 66 C-01A
302 C 66 C-01B

```

```

303 C 66 C-02A
304 C 66 C-02B
305 C 66 C-03A
306 C 66 C-03B
307 C 66 C-04A
308 C 66 C-04B
309 C 66 C-05A
310 C 66 C-05B
311 C 66 C-06A
312 C 66 C-06B
313 C 66 C-07A
314 C 66 C-07B
315 C 66 C-08A
316 C 66 C-08B
317 C 66 C-09A
318 C 66 C-09B
401 C 66 C-LT-21/15-1
402 C 66 C-LT-21/15-2
403 C 66 C-LT-21/18-1
404 C 66 C-LT-21/18-2
405 C 66 G-23
406 C 66 C-CARGA
407 C 66 C-LT-21/22
701 T 66 LT 21/15 (1) 15 1
702 T 66 LT 21/15 (2) 15 2
703 T 66 LT 21/18 (1) 18 1
704 T 66 LT 21/18 (2) 18 2
705 T 66 G23 13 1
706 T 66 CARGA 100 100
707 T 66 LT 21/22 22
9999
(
( DADOS DE CONEXOES ELETRICAS
(
(DD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP
DCON
1 301 301 901 901 302 302 303 303 902 902 304 304 305
305 903 903 306 306 2 701 401 401 302 401 303 702 402
402 304 402 305
1 307 307 904 904 308 308 309 309 905 905 310 310 311
311 906 906 312 312 2 703 403 403 308 403 309 704 404
404 310 404 311
1 313 313 907 907 314 314 315 315 908 908 316 316 317
317 909 909 318 318 2 707 407 407 314 407 315 705 405
405 316 405 317
706 406 406 2
9999

```

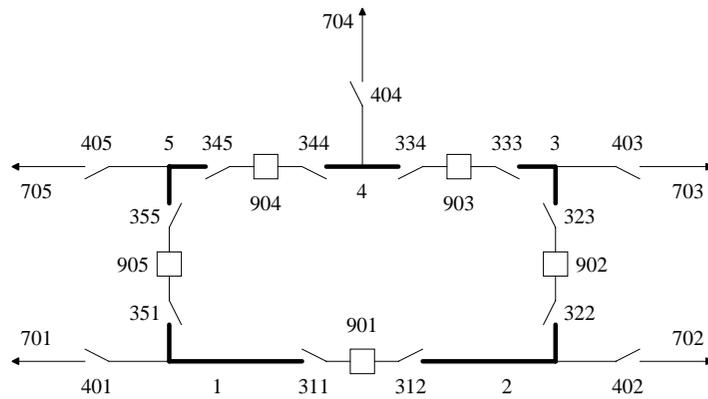


Figura D.22 – Barramento 22 do Sistema RTS-79

```

DGSE
BARRAMENTO 22
22
1E-20
(
DRES
(NN T MO IIIIIIIIIIIIIIIIIIIII BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS C E
001 B 66 BARRA 1 (G28,29)
002 B 66 BARRA 2 (22/21)
003 B 66 BARRA 3 (22/17)
004 B 66 BARRA 4 (G24,25)
005 B 66 BARRA 5 (G26,27)
901 D 66 DISJ-01 (B1 X B2)
902 D 66 DISJ-02 (B2 X B3)
903 D 66 DISJ-03 (B3 X B4)
904 D 66 DISJ-04 (B4 X B5)
905 D 66 DISJ-05 (B1 X B5)
311 C 66 C-D1B1
312 C 66 C-D1B2
322 C 66 C-D2B2
323 C 66 C-D2B3
333 C 66 C-D3B3
334 C 66 C-D3B4
344 C 66 C-D4B4
345 C 66 C-D4B5
351 C 66 C-D5B1
355 C 66 C-D5B5
401 C 66 C-G28G29
402 C 66 C-LT-22/21
403 C 66 C-LT-22/17
404 C 66 C-G24G25
405 C 66 C-G26G27
701 T 66 G28 G29

```

```

702 T 66 LT 22/21 21
703 T 66 LT 22/17 17
704 T 66 G24 G25 14 2
705 T 66 G26 G27 14 2
9999
(
(DADOS DE CONEXOES ELETRICAS
(
(DD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP
DCON
1 311 311 901 901 312 312 2 2 322 322 902 902 323
323 3 3 333 333 903 903 334 334 4 4 344 344 904
904 345 345 5 5 355 355 905 905 351 351 1
1 401 401 701
2 402 402 702
3 403 403 703
4 404 404 704
5 405 405 705
9999

```

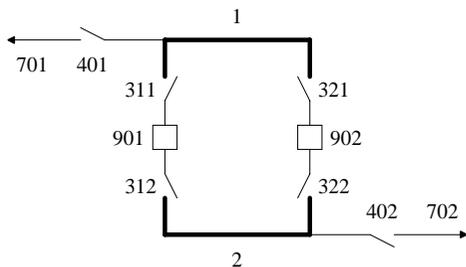



Figura D.24 – Barramento 24 do Sistema RTS-79

```

DGSE
BARRAMENTO 24
24
1E-20
(
DRES
(NN T MO IIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIII BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS C E
001 B 66 BARRA 1 (24/15)
002 B 66 BARRA 2 (24/3)
901 D 66 DISJ-01 (B1 X B2)
902 D 66 DISJ-02 (B1 X B2)
311 C 66 C-D1B1
312 C 66 C-D1B2
321 C 66 C-D2B1
322 C 66 C-D2B2
401 C 66 C-LT-24/15
402 C 66 C-LT-24/03
701 T 66 LT 24/15 15
702 T 66 LT 24/03 (2) 3
9999
(
( DADOS DE CONEXOES ELETRICAS
(
(DD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP
DCON
1 311 311 901 901 312 312 2
1 321 321 902 902 322 322 2
1 401 401 701
2 402 402 702
9999

```

D.2. Subestações Referentes à Seção VI.2

```

( =====
( ARRANJO DA SUBESTACAO DE ARARAQUARA 500 kV
( =====
(
DGSE
ARARAQUARA 500 kV (ANEL SIMPLES)
1111
1E-12
(
(NN T MO IIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIII BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS C E
DRES
1 B 88 TRECHO CAMPINAS
2 B 88 TRECHO POCOS CALDAS
3 B 88 TRECHO MARIMBONDO 1
4 B 88 TRECHO MARIMBONDO 2
901 D 88 DISJUNTOR 9326
902 D 88 DISJUNTOR 9316
903 D 88 DISJUNTOR 9516
904 D 88 DISJUNTOR 9526
301 C 88 CHAVE 9325
302 C 88 CHAVE 9327
303 C 88 CHAVE 9315
304 C 88 CHAVE 9317
305 C 88 CHAVE 9515
306 C 88 CHAVE 9517
307 C 88 CHAVE 9525
308 C 88 CHAVE 9527
401 C 88 CHAVE 9127
402 C 88 CHAVE 9117
403 C 88 CHAVE 9037
404 C 88 CHAVE 9057
701 T 88 LT AR - CAMPINAS 2222
702 T 88 LT AR - POCOS 3333
703 T 88 LT AR - MARIMBONDO 1 4444 1
704 T 88 LT AR - MARIMBONDO 2 4444 2
9999
(
(DD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP
DCON
1 301 301 901 901 302 302 3 3 303 303 902 902 304
304 2 2 305 305 903 903 306 306 4 4 307 307 904
904 308 308 1
1 401 401 701
2 402 402 702
3 403 403 703
4 404 404 704
9999

```

```

( =====
(                ARRANJO DA SUBESTACAO DE XINGO 500 kV
( =====
(
DGSE
XINGO 500 kV (HIBRIDA: DISJUNTOR E MEIO / DISJUNTOR DUPLO)
  111
1E-12
(
(NN T MO IIIIIIIIIIIIIIIIIII BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS   C   E
DRES
  1 B 88 BARRA 05B1
  2 B 88 BARRA 05B2
901 D 88 DISJUNTOR 15D1
902 D 88 DISJUNTOR 15G1
903 D 88 DISJUNTOR 15D2
904 D 88 DISJUNTOR 15G2
905 D 88 DISJUNTOR 15D3
906 D 88 DISJUNTOR 15G3
907 D 88 DISJUNTOR 15D4
908 D 88 DISJUNTOR 15G4
909 D 88 DISJUNTOR 15V4
910 D 88 DISJUNTOR 15D5
911 D 88 DISJUNTOR 15G5
912 D 88 DISJUNTOR 15V5
913 D 88 DISJUNTOR 15D6
914 D 88 DISJUNTOR 15G6
301 C 88 CHAVE 35D1-2
302 C 88 CHAVE 35D1-1
303 C 88 CHAVE 35G1-5
304 C 88 CHAVE 35G1-4
305 C 88 CHAVE 35D2-2
306 C 88 CHAVE 35D2-1
307 C 88 CHAVE 35G2-5
308 C 88 CHAVE 35G2-4
309 C 88 CHAVE 35D3-2
310 C 88 CHAVE 35D3-1
311 C 88 CHAVE 35G3-5
312 C 88 CHAVE 35G3-4
313 C 88 CHAVE 35D4-2
314 C 88 CHAVE 35D4-1
315 C 88 CHAVE 35G4-5
316 C 88 CHAVE 35G4-4
317 C 88 CHAVE 35V4-4
318 C 88 CHAVE 35V4-5
319 C 88 CHAVE 35D5-2
320 C 88 CHAVE 35D5-1
321 C 88 CHAVE 35G5-5
322 C 88 CHAVE 35G5-4
323 C 88 CHAVE 35V5-4
324 C 88 CHAVE 35V5-5
325 C 88 CHAVE 35D6-2
326 C 88 CHAVE 35D6-1
327 C 88 CHAVE 35G6-5
328 C 88 CHAVE 35G6-4

```

```

401 C 88 CHAVE 35G1-8
402 C 88 CHAVE 35G2-8
403 C 88 CHAVE 35G3-8
404 C 88 CHAVE 35G4-8
405 C 88 CHAVE 35G5-8
406 C 88 CHAVE 35G6-8
407 C 88 CHAVE 35V4-8
408 C 88 CHAVE 35V5-8
701 T 88 01G1 500MW           100 1
702 T 88 01G2 500MW           100 1
703 T 88 01G3 500MW           100 1
704 T 88 01G4 500MW           100 1
705 T 88 01G5 500MW           100 1
706 T 88 01G6 500MW           100 1
707 T 88 LT XNG - MESSIAS      112 1
708 T 88 LT XNG - P.AFONSO 4  113 1
9999
(
(DD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP
DCON
  2 301   301 901   901 302   302 303   303 902   902 304   304 1
  2 305   305 903   903 306   306 307   307 904   904 308   308 1
  2 309   309 905   905 310   310 311   311 906   906 312   312 1
  2 317   317 909   909 318   318 313   313 907   907 314   314 315
315 908   908 316   316 1
  2 323   323 912   912 324   324 319   319 910   910 320   320 321
321 911   911 322   322 1
  2 325   325 913   913 326   326 327   327 914   914 328   328 1
302 401   303 401   401 701
306 402   307 402   402 702
310 403   311 403   403 703
314 404   315 404   404 704
320 405   321 405   405 705
326 406   327 406   406 706
313 407   318 407   407 707
319 408   324 408   408 708
9999

```

```

( =====
(          ARRANJO DA SUBESTACAO DE EUNAPOLIS 230 kv
( =====
(
DGSE
EUNAPOLIS 230 kv (BARRA PRINCIPAL + BARRA TRANSFERENCIA, DISJUNTOR
SIMPLES)
9000
1E-12
(
(NN T MO IIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIII BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS   C   E
DRES
  1 B 88 B.PRINCIPAL - 04BP
  2 B 88 B.AUXILIAR - 04BA
901 D 88 DISJUNTOR 14T1
902 D 88 DISJUNTOR 14T2
903 D 88 DISJUNTOR 14F6
904 D 88 DISJUNTOR 14F7
905 D 88 DISJUNTOR 14E3
906 D 88 DISJUNTOR 14D1
301 C 88 CHAVE 34T1-4
302 C 88 CHAVE 34T1-5
303 C 88 CHAVE 34T2-4
304 C 88 CHAVE 34T2-5
305 C 88 CHAVE 34F6-4
306 C 88 CHAVE 34F6-5
307 C 88 CHAVE 34F7-4
308 C 88 CHAVE 34F7-5
309 C 88 CHAVE 34E3-4
310 C 88 CHAVE 34E3-5
316 C 88 CHAVE 34D1-1
317 C 88 CHAVE 34D1-2
311 C 88 CHAVE 34T1-6
312 C 88 CHAVE 34T2-6
313 C 88 CHAVE 34F6-6
314 C 88 CHAVE 34F7-6
315 C 88 CHAVE 34E3-6
701 T 88 EUNAPOLIS 230/138 1          50.0 50.0
702 T 88 EUNAPOLIS 230/138 2          50.0 50.0
703 T 88 LT EUN - FUNIL 1          9002 1
704 T 88 LT EUN - FUNIL 2          9002 2
705 T 88 REATOR 20 Mvar          -20.0
9999
(
(DD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP
DCON
  1 301   301 901   901 302   302 701   302 311   311 701   311  2
  1 303   303 902   902 304   304 702   304 312   312 702   312  2
  1 305   305 903   903 306   306 703   306 313   313 703   313  2
  1 307   307 904   904 308   308 704   308 314   314 704   314  2
  1 309   309 905   905 310   310 705   310 315   315 705   315  2
  1 316   316 906   906 317   317  2
9999

```

```

( =====
(          ARRANJO DA SUBESTACAO DE CACHOEIRA PAULISTA 500 kv
( =====
(
DGSE
CACHOEIRA PAULISTA 500 kv (ANEL MULTIPLO)
8000
1E-12
(
(NN T MO IIIIIIIIIIIIIIIIIIIIIII BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS   C   E
DRES
  1 B 88 TRECHO ADRIANOPOLIS1
  2 B 88 TRECHO ADRIANOPOLIS2
  3 B 88 TRECHO POCOS CALDAS
  4 B 88 TRECHO C.PAUL. 138 1
  5 B 88 TRECHO TIJUCO PRETO
  6 B 88 TRECHO TAUBATE
  7 B 88 TRECHO ANGRA REIS
  8 B 88 TRECHO CAMPINAS
  9 B 88 TRECHO C.PAUL. 138 2
901 D 88 DISJUNTOR 9122
902 D 88 DISJUNTOR 9222
903 D 88 DISJUNTOR 9232
904 D 88 DISJUNTOR 9482
905 D 88 DISJUNTOR 9472
906 D 88 DISJUNTOR 9452
907 D 88 DISJUNTOR 9322
908 D 88 DISJUNTOR 9442
909 D 88 DISJUNTOR 9362
910 D 88 DISJUNTOR 9352
911 D 88 DISJUNTOR 9342
912 D 88 DISJUNTOR 9132
301 C 88 CHAVE 9125
302 C 88 CHAVE 9127
303 C 88 CHAVE 9227
304 C 88 CHAVE 9225
305 C 88 CHAVE 9235
306 C 88 CHAVE 9237
307 C 88 CHAVE 9487
308 C 88 CHAVE 9485
309 C 88 CHAVE 9477
310 C 88 CHAVE 9475
311 C 88 CHAVE 9455
312 C 88 CHAVE 9457
313 C 88 CHAVE 9325
314 C 88 CHAVE 9327
315 C 88 CHAVE 9447
316 C 88 CHAVE 9445
317 C 88 CHAVE 9365
318 C 88 CHAVE 9367
319 C 88 CHAVE 9355
320 C 88 CHAVE 9357
321 C 88 CHAVE 9347
322 C 88 CHAVE 9345
323 C 88 CHAVE 9137

```

```

324 C 88 CHAVE 9135
401 C 88 CHAVE 9427
402 C 88 CHAVE 9437
403 C 88 CHAVE 9217
404 C 88 CHAVE 917
405 C 88 CHAVE 9467
406 C 88 CHAVE 9337
407 C 88 CHAVE 9417
408 C 88 CHAVE 9317
409 C 88 CHAVE 927
701 T 88 LT CH - ADRIANOP. 1 8001 1
702 T 88 LT CH - ADRIANOP. 2 8001 2
703 T 88 LT CH - POCOS 8002
704 T 88 TRAF0 500/138 1 50.0 50.0
705 T 88 LT CH - TIJ.PRETO 8004 1
706 T 88 LT CH - TAUBATE 8005 1
707 T 88 LT CH - ANGRA REIS 8006 1
708 T 88 LT CH - CAMPINAS 8007 1
709 T 88 TRAF0 500/138 2 50.0 50.0
9999
(
(DD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP
DCON
5 315 315 908 908 316 316 6 6 321 321 911 911 322
322 7 7 323 323 912 912 324 324 2 2 306 306 903
903 305 305 1 1 314 314 907 907 313 313 8 8 312
312 906 906 311 311 9 9 310 310 905 905 309 309 5
2 307 307 904 904 308 308 5
1 304 304 902 902 303 303 3 3 301 301 901 901 302
302 7
6 317 317 909 909 318 318 4 4 319 319 910 910 320
320 8
1 401 401 701
2 402 402 702
3 403 403 703
4 404 404 704
5 405 405 705
6 406 406 706
7 407 407 707
8 408 408 708
9 409 409 709
9999

```

```

( =====
( ARRANJO DA SUBESTACAO DE ANGRA DOS REIS 500 kV
( =====
DGSE
ANGRA DOS REIS 500 kV (ANEL MULTIPLO)
3000
1E-12
(
(NN T MO IIIIIIIIIIIIIIIIIII BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS C E
DRES
1 B 88 TRECHO TRAF0 138
2 B 88 TRECHO CACH.PAULISTA
3 B 88 TRECHO SAO JOSE
4 B 88 TRECHO GRAJAU
5 B 88 TRECHO TRAF0 19
6 B 88 TRECHO ANGRA 2
901 D 88 DISJUNTOR 9114
902 D 88 DISJUNTOR 9124
903 D 88 DISJUNTOR 9134
904 D 88 DISJUNTOR 9144
905 D 88 DISJUNTOR S/ IDENT 1
906 D 88 DISJUNTOR S/ IDENT 2
907 D 88 DISJUNTOR 9154
301 C 88 CHAVE 9115
302 C 88 CHAVE 9117
303 C 88 CHAVE 9155
304 C 88 CHAVE 9157
305 C 88 CHAVE 9135
306 C 88 CHAVE 9137
307 C 88 CHAVE 9145
308 C 88 CHAVE 9147
309 C 88 CHAVE 905-1
310 C 88 CHAVE 905-2
311 C 88 CHAVE 906-1
312 C 88 CHAVE 9127
313 C 88 CHAVE 9125
402 C 88 CHAVE 9417
403 C 88 CHAVE 9517
404 C 88 CHAVE 9317
405 C 88 CHAVE 911
701 T 88 TRAF0 500/138 100. 100.
702 T 88 LT AN - C.PAULISTA 3002 1
703 T 88 LT AN - SAO JOSE 3003 1
704 T 88 LT AN - GRAJAU 3004 1
705 T 88 USINA 19 kV 300 1
9999
(DD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP DDD PPP
DCON
1 310 310 905 905 309 309 2 2 302 302 901 901 301
301 4 4 306 306 903 903 305 305 5 5 304 304 902
902 303 303 3 3 906 906 311 311 1 404 704 405 705
2 312 312 907 907 313 313 6 6 307 307 904 904 308
308 3 1 701 2 402 402 702 3 403 403 703 4 404
5 405
9999

```

```

( =====
(          ARRANJO DA SUBESTACAO DE TIJUCO PRETO 750 kv
( =====
(
DGSE
TIJUCO PRETO 750 kv (HIBRIDA: DISJUNTOR E MEIO / DISJUNTOR DUPLO)
2000
1E-12
(
(NN T MO IIIIIIIIIIIIIIIIIII BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS   C   E
DRES
  1 B 88 BARRA 1
  2 B 88 BARRA 2
901 D 88 DISJUNTOR 01
902 D 88 DISJUNTOR 02
903 D 88 DISJUNTOR 03
904 D 88 DISJUNTOR 04
905 D 88 DISJUNTOR 05
906 D 88 DISJUNTOR 06
907 D 88 DISJUNTOR 07
908 D 88 DISJUNTOR 08
909 D 88 DISJUNTOR 09
910 D 88 DISJUNTOR 10
911 D 88 DISJUNTOR 11
912 D 88 DISJUNTOR 12
913 D 88 DISJUNTOR 13
301 C 88 CHAVE 01
302 C 88 CHAVE 02
303 C 88 CHAVE 03
304 C 88 CHAVE 04
305 C 88 CHAVE 05
306 C 88 CHAVE 06
307 C 88 CHAVE 07
308 C 88 CHAVE 08
309 C 88 CHAVE 09
310 C 88 CHAVE 10
311 C 88 CHAVE 11
312 C 88 CHAVE 12
313 C 88 CHAVE 13
314 C 88 CHAVE 14
315 C 88 CHAVE 15
316 C 88 CHAVE 16
317 C 88 CHAVE 17
318 C 88 CHAVE 18
319 C 88 CHAVE 19
320 C 88 CHAVE 20
321 C 88 CHAVE 21
322 C 88 CHAVE 22
323 C 88 CHAVE 23
324 C 88 CHAVE 24
325 C 88 CHAVE 25
326 C 88 CHAVE 26
401 C 88 CHAVE A
402 C 88 CHAVE B
403 C 88 CHAVE C

```

```

404 C 88 CHAVE D
405 C 88 CHAVE E
406 C 88 CHAVE F
407 C 88 CHAVE G
408 C 88 CHAVE H
409 C 88 CHAVE I
701 T 88 LT T.PRETO-ITABERA 1 2001 1
702 T 88 LT T.PRETO-ITABERA 2 2001 2
703 T 88 LT T.PRETO-ITABERA 3 2001 3
704 T 88 TRAF0 TP. 750/500 1 2002 1
705 T 88 TRAF0 TP. 750/500 2 2002 2
706 T 88 TRAF0 TP. 750/500 3 2002 3
707 T 88 TRAF0 TP. 750/345 1 2003 1
708 T 88 TRAF0 TP. 750/345 2 2003 2
709 T 88 TRAF0 TP. 750/345 3 2003 3
9999
(
(DD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP
DCON
  1 301   301 901   901 302   302 303   303 902   902 304   304 305
305 903   903 306   306 2
  1 311   311 906   906 312   312 313   313 907   907 314   314 315
315 908   908 316   316 2
  1 317   317 909   909 318   318 319   319 910   910 320   320 321
321 911   911 322   322 2
  1 307   307 904   904 308   308 309   309 905   905 310   310 2
  1 323   323 912   912 324   324 325   325 913   913 326   326 2
320 401   321 401   401 701
314 402   315 402   402 702
304 403   305 403   403 703
  1 404   404 704
324 405   325 405   405 705
318 406   319 406   406 706
312 407   313 407   407 707
302 408   303 408   408 708
308 409   309 409   409 709
9999

```

```

( =====
(          ARRANJO DA SUBESTACAO DE FOZ DO IGUACU 750 kV
( =====
(
DGSE
FOZ DO IGUACU 750 kV (HIBRIDA: DISJUNTOR E MEIO / DISJUNTOR DUPLO)
2000
1E-12
(
(NN T MO IIIIIIIIIIIIIIIIIII BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS      C   E
DRES
  1 B 88 BARRA 1
  2 B 88 BARRA 2
901 D 88 DISJUNTOR 01
902 D 88 DISJUNTOR 02
903 D 88 DISJUNTOR 03
904 D 88 DISJUNTOR 04
905 D 88 DISJUNTOR 05
906 D 88 DISJUNTOR 06
907 D 88 DISJUNTOR 07
908 D 88 DISJUNTOR 08
909 D 88 DISJUNTOR 09
910 D 88 DISJUNTOR 10
911 D 88 DISJUNTOR 11
301 C 88 CHAVE 01
302 C 88 CHAVE 02
303 C 88 CHAVE 03
304 C 88 CHAVE 04
305 C 88 CHAVE 05
306 C 88 CHAVE 06
307 C 88 CHAVE 07
308 C 88 CHAVE 08
309 C 88 CHAVE 09
310 C 88 CHAVE 10
311 C 88 CHAVE 11
312 C 88 CHAVE 12
313 C 88 CHAVE 13
314 C 88 CHAVE 14
315 C 88 CHAVE 15
316 C 88 CHAVE 16
317 C 88 CHAVE 17
318 C 88 CHAVE 18
319 C 88 CHAVE 19
320 C 88 CHAVE 20
321 C 88 CHAVE 21
322 C 88 CHAVE 22
401 C 88 CHAVE A
402 C 88 CHAVE B
403 C 88 CHAVE C
404 C 88 CHAVE D
405 C 88 CHAVE E
406 C 88 CHAVE F
407 C 88 CHAVE G
701 T 88 LT FOZ-IVAIPORA 1      2001 1
702 T 88 LT FOZ-IVAIPORA 1      2001 2

```

```

703 T 88 LT FOZ-IVAIPORA 1      2001 3
704 T 88 TRAF0 FOZ 750/500 1    2002 1
705 T 88 TRAF0 FOZ 750/500 2    2002 2
706 T 88 TRAF0 FOZ 750/500 3    2002 3
707 T 88 TRAF0 FOZ 750/500 4    2002 4
9999
(
(DD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP
DCON
  1 301   301 901   901 302   302 303   303 902   902 304   304 305
305 903   903 306   306  2
  1 311   311 906   906 312   312 313   313 907   907 314   314 315
315 908   908 316   316  2
  1 317   317 909   909 318   318 319   319 910   910 320   320 321
321 911   911 322   322  2
  1 307   307 904   904 308   308 309   309 905   905 310   310  2
318 401   319 401   401 701
312 402   313 402   402 702
302 403   303 403   403 703
320 404   321 404   404 704
314 405   315 405   405 705
308 406   309 406   406 706
304 407   305 407   407 707
9999

```

```

( =====
(          ARRANJO DA SUBESTACAO DE IVAIPORA 750 kV
( =====
(
DGSE
IVAIPORA 750 kV (HIBRIDA: DISJUNTOR E MEIO / DISJUNTOR DUPLO)
2000
1E-12
(
(NN T MO IIIIIIIIIIIIIIIIIII BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS   C   E
DRES
  1 B 88 BARRA 1
  2 B 88 BARRA 2
901 D 88 DISJUNTOR 01
902 D 88 DISJUNTOR 02
903 D 88 DISJUNTOR 03
904 D 88 DISJUNTOR 04
905 D 88 DISJUNTOR 05
906 D 88 DISJUNTOR 06
907 D 88 DISJUNTOR 07
908 D 88 DISJUNTOR 08
909 D 88 DISJUNTOR 09
910 D 88 DISJUNTOR 10
911 D 88 DISJUNTOR 11
912 D 88 DISJUNTOR 12
913 D 88 DISJUNTOR 13
914 D 88 DISJUNTOR 14
915 D 88 DISJUNTOR 15
916 D 88 DISJUNTOR 16
917 D 88 DISJUNTOR 17
301 C 88 CHAVE 01
302 C 88 CHAVE 02
303 C 88 CHAVE 03
304 C 88 CHAVE 04
305 C 88 CHAVE 05
306 C 88 CHAVE 06
307 C 88 CHAVE 07
308 C 88 CHAVE 08
309 C 88 CHAVE 09
310 C 88 CHAVE 10
311 C 88 CHAVE 11
312 C 88 CHAVE 12
313 C 88 CHAVE 13
314 C 88 CHAVE 14
315 C 88 CHAVE 15
316 C 88 CHAVE 16
317 C 88 CHAVE 17
318 C 88 CHAVE 18
319 C 88 CHAVE 19
320 C 88 CHAVE 20
321 C 88 CHAVE 21
322 C 88 CHAVE 22
323 C 88 CHAVE 23
324 C 88 CHAVE 24
325 C 88 CHAVE 25

```

```

326 C 88 CHAVE 26
327 C 88 CHAVE 27
328 C 88 CHAVE 28
329 C 88 CHAVE 29
330 C 88 CHAVE 30
331 C 88 CHAVE 31
332 C 88 CHAVE 32
333 C 88 CHAVE 33
334 C 88 CHAVE 34
401 C 88 CHAVE A
402 C 88 CHAVE B
403 C 88 CHAVE C
404 C 88 CHAVE D
405 C 88 CHAVE E
406 C 88 CHAVE F
407 C 88 CHAVE G
408 C 88 CHAVE H
409 C 88 CHAVE I
410 C 88 CHAVE J
411 C 88 CHAVE K
701 T 88 LT IV-ITABERA 1      2001 1
702 T 88 LT IV-ITABERA 2      2001 2
703 T 88 LT IV-ITABERA 3      2001 3
704 T 88 LT IV-FOZ IGUACU 1    2002 1
705 T 88 LT IV-FOZ IGUACU 2    2002 2
706 T 88 LT IV-FOZ IGUACU 3    2002 3
707 T 88 TRAF0 IV. 750/500 1    2003 1
708 T 88 TRAF0 IV. 750/500 2    2003 2
709 T 88 TRAF0 IV. 750/500 3    2003 3
710 T 88 REATOR 1
711 T 88 REATOR 2
9999
(
(DD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP
DCON
  1 301   301 901   901 302   302 303   303 902   902 304   304 305
305 903   903 306   306 2
  1 311   311 906   906 312   312 313   313 907   907 314   314 315
315 908   908 316   316 2
  1 317   317 909   909 318   318 319   319 910   910 320   320 321
321 911   911 322   322 2
  1 323   323 912   912 324   324 325   325 913   913 326   326 327
327 914   914 328   328 2
  1 329   329 915   915 330   330 331   331 916   916 332   332 333
333 917   917 334   334 2
  1 307   307 904   904 308   308 309   309 905   905 310   310 2
318 401   319 401   401 701   312 402   313 402   402 702
302 403   303 403   403 703   320 404   321 404   404 704
314 405   315 405   405 705   304 406   305 406   406 706
326 407   327 407   407 707   332 408   333 408   408 708
308 409   309 409   409 709   324 410   325 410   410 710
330 411   331 411   411 711
9999

```

```

-100.
-100.

```

```

( =====
(          ARRANJO DA SUBESTACAO DE GRAVATAI 525 kV
(          ( ATUAL )
( =====
(
DGSE
GRAVATAI 525 kV (HIBRIDA: DISJUNTOR E MEIO / DISJUNTOR DUPLO) - ATUAL
5000
1E-12
(
(NN T MO IIIIIIIIIIIIIIIIIIIII BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS      C      E
DRES
  1 B 88 BARRA 1
  2 B 88 BARRA 2
901 D 88 DISJUNTOR
902 D 88 DISJUNTOR
903 D 88 DISJUNTOR
904 D 88 DISJUNTOR
905 D 88 DISJUNTOR
906 D 88 DISJUNTOR
907 D 88 DISJUNTOR
908 D 88 DISJUNTOR
909 D 88 DISJUNTOR
910 D 88 DISJUNTOR
301 C 88 CHAVE
302 C 88 CHAVE
303 C 88 CHAVE
304 C 88 CHAVE
305 C 88 CHAVE
306 C 88 CHAVE
307 C 88 CHAVE
308 C 88 CHAVE
309 C 88 CHAVE
310 C 88 CHAVE
311 C 88 CHAVE
312 C 88 CHAVE
313 C 88 CHAVE
314 C 88 CHAVE
315 C 88 CHAVE
316 C 88 CHAVE
317 C 88 CHAVE
318 C 88 CHAVE
319 C 88 CHAVE
320 C 88 CHAVE
401 C 88 CHAVE
402 C 88 CHAVE
403 C 88 CHAVE
404 C 88 CHAVE
405 C 88 CHAVE
406 C 88 CHAVE
407 C 88 CHAVE
701 T 88 TRAF0 525/230 (1)          25.0 25.0
702 T 88 TRAF0 525/230 (2)          25.0 25.0
703 T 88 TRAF0 525/230 (3)          25.0 25.0
704 T 88 TRAF0 525/230 (4)          25.0 25.0

```

```

705 T 88 REATOR
706 T 88 LT GR - CAMPOS NOVOS 5003 1
707 T 88 LT GR - ITA          5004 1
9999
(
(DD PPP  DDD PPP  DDD PPP  DDD PPP  DDD PPP  DDD PPP  DDD PPP
DCON
  1 301  301 901  901 302  302 303  303 902  902 304  304  2
  1 305  305 903  903 306  306 307  307 904  904 308  308  2
  1 309  309 905  905 310  310 311  311 906  906 312  312 313
313 907  907 314  314  2
  1 315  315 908  908 316  316 317  317 909  909 318  318 319
319 910  910 320  320  2
302 403  303 403  403 703
306 404  307 404  404 704
310 406  311 406  406 706
312 401  313 401  401 701
316 407  317 407  407 707
318 402  319 402  402 702
  1 405  405 705
9999

```

-150.

```

( =====
(          ARRANJO DA SUBESTACAO DE GRAVATAI 525 kV
(          ( PROPOSTO )
( =====
(
DGSE
GRAVATAI 525 kV (HIBRIDA: DISJUNTOR E MEIO / DISJUNTOR DUPLO) - PROPOSTO
5000
1E-12
(
(NN T MO IIIIIIIIIIIIIIIIIIIII BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS      C      E
DRES
  1 B 88 BARRA 1
  2 B 88 BARRA 2
901 D 88 DISJUNTOR
902 D 88 DISJUNTOR
903 D 88 DISJUNTOR
904 D 88 DISJUNTOR
905 D 88 DISJUNTOR
906 D 88 DISJUNTOR
907 D 88 DISJUNTOR
908 D 88 DISJUNTOR
909 D 88 DISJUNTOR
910 D 88 DISJUNTOR
911 D 88 DISJUNTOR
301 C 88 CHAVE
302 C 88 CHAVE
303 C 88 CHAVE
304 C 88 CHAVE
305 C 88 CHAVE
306 C 88 CHAVE
307 C 88 CHAVE
308 C 88 CHAVE
309 C 88 CHAVE
310 C 88 CHAVE
311 C 88 CHAVE
312 C 88 CHAVE
313 C 88 CHAVE
314 C 88 CHAVE
315 C 88 CHAVE
316 C 88 CHAVE
317 C 88 CHAVE
318 C 88 CHAVE
319 C 88 CHAVE
320 C 88 CHAVE
321 C 88 CHAVE
322 C 88 CHAVE
401 C 88 CHAVE
402 C 88 CHAVE
403 C 88 CHAVE
404 C 88 CHAVE
405 C 88 CHAVE
406 C 88 CHAVE
407 C 88 CHAVE
701 T 88 TRAF0 525/230 (1)          25.0 25.0

```

```

702 T 88 TRAF0 525/230 (2)          25.0 25.0
703 T 88 TRAF0 525/230 (3)          25.0 25.0
704 T 88 TRAF0 525/230 (4)          25.0 25.0
705 T 88 REATOR                      -150.
706 T 88 LT GR - CAMPOS NOVOS 5003 1
707 T 88 LT GR - ITA                 5004 1
9999
(
(DD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP
DCON
  1 301   301 901   901 302   302 303   303 902   902 304   304  2
  1 321   321 911   911 322   322 305   305 903   903 306   306 307
307 904   904 308   308  2
  1 309   309 905   905 310   310 311   311 906   906 312   312 313
313 907   907 314   314  2
  1 315   315 908   908 316   316 317   317 909   909 318   318 319
319 910   910 320   320  2
302 404   303 404   404 704
306 403   307 403   403 703
310 406   311 406   406 706
312 401   313 401   401 701
316 407   317 407   407 707
318 402   319 402   402 702
322 405   305 405   405 705
9999

```

```

( =====
(           ARRANJO DA SUBESTACAO DE BAURU 440 kV
(           ( ORIGINAL )
( =====
(
DGSE
BAURU 440 kV (BARRAMENTO SIMPLES SECCIONADO POR DISJUNTOR) - ORIGINAL
6666
1E-12
(
(NN T MO IIIIIIIIIIIIIIIIIIIII BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS   C   E
DRES
801 B 88 BR-I
802 B 88 BR-II
901 D 88 DISJUNTOR T1
902 D 88 DISJUNTOR T2
903 D 88 DISJUNTOR T3
904 D 88 DISJUNTOR T4
905 D 88 DISJUNTOR T5
906 D 88 DISJUNTOR T6
907 D 88 DISJUNTOR T7
908 D 88 DISJUNTOR T8
909 D 88 DISJUNTOR T9
910 D 88 DISJUNTOR T10
911 D 88 DISJUNTOR T11
912 D 88 DISJUNTOR BARRA
301 C 88 CHAVE
302 C 88 CHAVE
303 C 88 CHAVE
304 C 88 CHAVE
305 C 88 CHAVE
306 C 88 CHAVE
307 C 88 CHAVE
308 C 88 CHAVE
309 C 88 CHAVE
310 C 88 CHAVE
311 C 88 CHAVE
312 C 88 CHAVE
313 C 88 CHAVE
314 C 88 CHAVE
315 C 88 CHAVE
316 C 88 CHAVE
317 C 88 CHAVE
318 C 88 CHAVE
319 C 88 CHAVE
320 C 88 CHAVE
321 C 88 CHAVE
322 C 88 CHAVE
323 C 88 CHAVE
324 C 88 CHAVE
701 T 88 LT BA - ASSIS           6667
702 T 88 LT BA - JUPIA 1       6668
703 T 88 LT BA - ILHA SOLT. 1 6669 1
704 T 88 LT BA - JUPIA 2       6668 2
705 T 88 LT BA - ILHA SOLT. 2 6669 2

```

```

706 T 88 LT BA - ARARAQUARA   6665 1
707 T 88 LT BA - CABREUVA 2   6664 2
708 T 88 LT BA - CABREUVA 1   6664 1
709 T 88 TRAFO 440/138 1      100. 100.
710 T 88 LT BA - EMBUGUACU 2  6662 2
711 T 88 LT BA - EMBUGUACU 1  6662 1
9999
(
(DD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP
DCON
801 323   323 912   912 324   324 802
801 301   301 901   901 302   302 701
801 303   303 902   902 304   304 702
802 305   305 903   903 306   306 703
801 307   307 904   904 308   308 704
802 309   309 905   905 310   310 705
802 311   311 906   906 312   312 706
802 313   313 907   907 314   314 707
802 315   315 908   908 316   316 708
801 317   317 909   909 318   318 709
801 319   319 910   910 320   320 710
801 321   321 911   911 322   322 711
9999

```

```

( =====
(          ARRANJO DA SUBESTACAO DE BAURU 440 kV
(          ( PROPOSTO )
( =====
(
DGSE
BAURU 440 kV (SEGMENTOS DE BARRAMENTOS CONECTADOS EM ANEL) - ATUAL
6666
1E-12
(
(NN T MO IIIIIIIIIIIIIIIIIIIII BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS   C   E
DRES
801 B 88 BR-I
802 B 88 BR-II
803 B 88 BR-III
804 B 88 BR-IV
901 D 88 DISJUNTOR 1
903 D 88 DISJUNTOR 3
905 D 88 DISJUNTOR 5
906 D 88 DISJUNTOR 6
911 D 88 DISJUNTOR T1
912 D 88 DISJUNTOR T2
913 D 88 DISJUNTOR T3
914 D 88 DISJUNTOR T4
915 D 88 DISJUNTOR T5
916 D 88 DISJUNTOR T6
917 D 88 DISJUNTOR T7
918 D 88 DISJUNTOR T8
919 D 88 DISJUNTOR T9
920 D 88 DISJUNTOR T10
921 D 88 DISJUNTOR T11
301 C 88 CHAVE
302 C 88 CHAVE
303 C 88 CHAVE
304 C 88 CHAVE
305 C 88 CHAVE
306 C 88 CHAVE
307 C 88 CHAVE
308 C 88 CHAVE
309 C 88 CHAVE
310 C 88 CHAVE
311 C 88 CHAVE
312 C 88 CHAVE
313 C 88 CHAVE
314 C 88 CHAVE
315 C 88 CHAVE
316 C 88 CHAVE
317 C 88 CHAVE
318 C 88 CHAVE
319 C 88 CHAVE
320 C 88 CHAVE
321 C 88 CHAVE
322 C 88 CHAVE
323 C 88 CHAVE
324 C 88 CHAVE

```

```

325 C 88 CHAVE
326 C 88 CHAVE
327 C 88 CHAVE
328 C 88 CHAVE
329 C 88 CHAVE
330 C 88 CHAVE
701 T 88 LT BA - ASSIS          6667
702 T 88 LT BA - JUPIA 1       6668
703 T 88 LT BA - ILHA SOLT. 1  6669 1
704 T 88 LT BA - JUPIA 2       6668 2
705 T 88 LT BA - ILHA SOLT. 2  6669 2
706 T 88 LT BA - ARARAQUARA    6665 1
707 T 88 LT BA - CABREUVA 2    6664 2
708 T 88 LT BA - CABREUVA 1    6664 1
709 T 88 TRAF0 440/138 1
710 T 88 LT BA - EMBUGUACU 2   6662 2
711 T 88 LT BA - EMBUGUACU 1   6662 1
9999
(
(DD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP
DCON
801 301   301 905   905 302   302 802   802 303   303 903   903 304
304 803   803 305   305 906   906 306   306 804   804 307   307 901
901 308   308 801
801 309   309 911   911 310   310 704
801 311   311 912   912 312   312 710
802 313   313 913   913 314   314 705
802 315   315 914   914 316   316 706
802 317   317 915   915 318   318 707
803 319   319 916   916 320   320 703
803 321   321 917   917 322   322 708
804 323   323 918   918 324   324 701
804 325   325 919   919 326   326 702
804 327   327 920   920 328   328 709
804 329   329 921   921 330   330 711
9999

```

100. 100.

```

( =====
(          ARRANJO DA SUBESTACAO DE FOZ DE AREIA 525 kV
(          ( ATUAL )
( =====
(
DGSE
FOZ DE AREIA 525 kV (HIBRIDA: DISJUNTOR E MEIO / DISJUNTOR DUPLO) - ATUAL
2000
1E-12
(
(NN T MO IIIIIIIIIIIIIIIIIIIII BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS      C      E
DRES
  1 B 88 BARRA 1
  2 B 88 BARRA 2
901 D 88 DISJUNTOR 1012
902 D 88 DISJUNTOR 1010
903 D 88 DISJUNTOR 1032
904 D 88 DISJUNTOR 1030
905 D 88 DISJUNTOR 1022
906 D 88 DISJUNTOR 1072
907 D 88 DISJUNTOR 1070
908 D 88 DISJUNTOR 1062
909 D 88 DISJUNTOR 1092
910 D 88 DISJUNTOR 1090
911 D 88 DISJUNTOR 1082
912 D 88 DISJUNTOR 1110
913 D 88 DISJUNTOR 1102
301 C 88 CHAVE 1011
302 C 88 CHAVE 1013
303 C 88 CHAVE 1015
304 C 88 CHAVE 1005
305 C 88 CHAVE 1031
306 C 88 CHAVE 1033
307 C 88 CHAVE 1035
308 C 88 CHAVE 1025
309 C 88 CHAVE 1023
310 C 88 CHAVE 1021
311 C 88 CHAVE 1071
312 C 88 CHAVE 1073
313 C 88 CHAVE 1075
314 C 88 CHAVE 1065
315 C 88 CHAVE 1063
316 C 88 CHAVE 1061
317 C 88 CHAVE 1091
318 C 88 CHAVE 1093
319 C 88 CHAVE 1095
320 C 88 CHAVE 1085
321 C 88 CHAVE 1083
322 C 88 CHAVE 1081
323 C 88 CHAVE 1115
324 C 88 CHAVE 1105
325 C 88 CHAVE 1103
326 C 88 CHAVE 1101
401 C 88 CHAVE 1017
402 C 88 CHAVE 1037

```

```

403 C 88 CHAVE 1027
404 C 88 CHAVE 1077
405 C 88 CHAVE 1067
406 C 88 CHAVE 1097
407 C 88 CHAVE 1087
408 C 88 CHAVE 1107
701 T 88 TRAFO 525/230          100. 100.
702 T 88 LT FA - IVAIPORA      2003 1
703 T 88 LT FA - S.SEGREDO     2004 1
704 T 88 LT FA - CURITIBA 1    2005 1
705 T 88 LT FA - GBM 1         2006 1
706 T 88 LT FA - CURITIBA 2    2005 2
707 T 88 LT FA - GBM 2         2006 2
708 T 88 LT FA - C. NOVOS      2007 1
9999
(
(DD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP
DCON
  1 301    301 901    901 302    302 303    303 902    902 304    304  2
  1 305    305 903    903 306    306 307    307 904    904 308    308 309
309 905    905 310    310  2
  1 311    311 906    906 312    312 313    313 907    907 314    314 315
315 908    908 316    316  2
  1 317    317 909    909 318    318 319    319 910    910 320    320 321
321 911    911 322    322  2
  1 323    323 912    912 324    324 325    325 913    913 326    326  2
302 401    303 401    401 701
306 402    307 402    402 702
308 403    309 403    403 703
312 404    313 404    404 704
314 405    315 405    405 705
318 406    319 406    406 706
320 407    321 407    407 707
324 408    325 408    408 708
9999

```

```

( =====
(          ARRANJO DA SUBESTACAO DE FOZ DE AREIA 525 kV
(          ( PROPOSTO )
( =====
(
DGSE
FOZ DE AREIA 525 kV (HIBRIDA: DISJUNTOR E MEIO / DISJUNTOR DUPLO) -
PROPOSTO
2000
1E-12
(
(NN T MO IIIIIIIIIIIIIIIIIII BBBBCC UUUU MQ P%P% Q%Q% SSSSSS   C   E
DRES
  1 B 88 BARRA 1
  2 B 88 BARRA 2
901 D 88 DISJUNTOR 1012
902 D 88 DISJUNTOR 1010
903 D 88 DISJUNTOR 1032
904 D 88 DISJUNTOR 1030
905 D 88 DISJUNTOR 1022
906 D 88 DISJUNTOR 1072
907 D 88 DISJUNTOR 1070
908 D 88 DISJUNTOR 1062
909 D 88 DISJUNTOR 1092
910 D 88 DISJUNTOR 1090
911 D 88 DISJUNTOR 1082
912 D 88 DISJUNTOR 1110
913 D 88 DISJUNTOR 1102
301 C 88 CHAVE 1011
302 C 88 CHAVE 1013
303 C 88 CHAVE 1015
304 C 88 CHAVE 1005
305 C 88 CHAVE 1031
306 C 88 CHAVE 1033
307 C 88 CHAVE 1035
308 C 88 CHAVE 1025
309 C 88 CHAVE 1023
310 C 88 CHAVE 1021
311 C 88 CHAVE 1071
312 C 88 CHAVE 1073
313 C 88 CHAVE 1075
314 C 88 CHAVE 1065
315 C 88 CHAVE 1063
316 C 88 CHAVE 1061
317 C 88 CHAVE 1091
318 C 88 CHAVE 1093
319 C 88 CHAVE 1095
320 C 88 CHAVE 1085
321 C 88 CHAVE 1083
322 C 88 CHAVE 1081
323 C 88 CHAVE 1115
324 C 88 CHAVE 1105
325 C 88 CHAVE 1103
326 C 88 CHAVE 1101
401 C 88 CHAVE 1017

```

```

402 C 88 CHAVE 1037
403 C 88 CHAVE 1027
404 C 88 CHAVE 1077
405 C 88 CHAVE 1067
406 C 88 CHAVE 1097
407 C 88 CHAVE 1087
408 C 88 CHAVE 1107
701 T 88 TRAF0 525/230          100. 100.
702 T 88 LT FA - IVAIPORA      2003 1
703 T 88 LT FA - S.SEGREDO     2004 1
704 T 88 LT FA - CURITIBA 1    2005 1
705 T 88 LT FA - GBM 1         2006 1
706 T 88 LT FA - CURITIBA 2    2005 2
707 T 88 LT FA - GBM 2         2006 2
708 T 88 LT FA - C. NOVOS      2007 1
9999
(
(DD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP   DDD PPP
DCON
  1 301   301 901   901 302   302 303   303 902   902 304   304 309
309 905   905 310   310  2
  1 305   305 903   903 306   306 307   307 904   904 308   308  2
  1 311   311 906   906 312   312 313   313 907   907 314   314 315
315 908   908 316   316  2
  1 317   317 909   909 318   318 319   319 910   910 320   320 321
321 911   911 322   322  2
  1 323   323 912   912 324   324 325   325 913   913 326   326  2
302 401   303 401   401 701
306 402   307 402   402 702
304 403   309 403   403 703
312 404   313 404   404 704
314 405   315 405   405 705
318 406   319 406   406 706
320 407   321 407   407 707
324 408   325 408   408 708
9999

```



Metodologia para Busca de Terminais Isolados

Conforme mencionado no Capítulo III, a metodologia [14] da busca de terminais isolados numa subestação após a ocorrência de uma contingência baseia-se, primeiramente, na determinação dos estados (*disponível ou indisponível*) dos elementos da subestação. A etapa seguinte, isto é, a determinação de quais terminais foram tornados isolados está descrita neste anexo. A melhor maneira para se apresentar a metodologia é através de um exemplo prático.

Assim, considere-se uma subestação hipotética, cuja representação para o programa *ConfNod* está mostrada na Figura E.1. Suponha-se que os elementos numerados de 1 a 4 representem terminais desta subestação. O tipo dos demais elementos não é relevante para este exemplo. Suponha-se também que não existam elementos operando normalmente abertos (NA) nessa subestação. (Essa premissa também não influenciará o que se pretende mostrar).

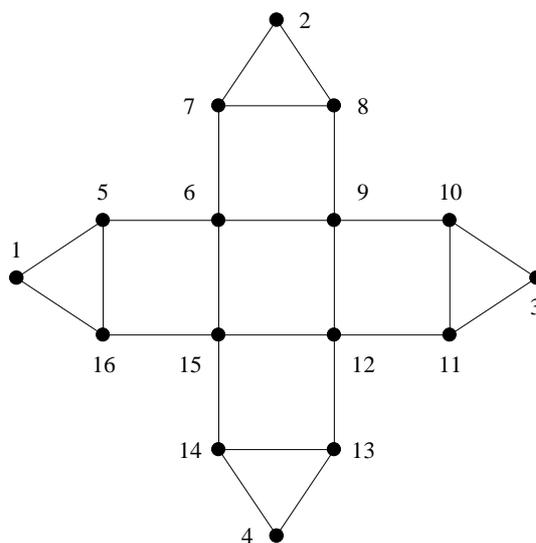


Figura E.1 – Representação de Subestação sem Elementos NA para Busca de Caminhos

A busca de caminhos elétricos dentro desta representação pode ser obtida imaginando-se as conexões entre elementos como se fossem avenidas e os elementos como se fossem cruzamentos entre essas avenidas. Usando essa forma comparativa, a cada cruzamento pode-se escolher uma dentre as várias avenidas disponíveis e segui-la até o cruzamento seguinte, e assim sucessivamente. Tais possibilidades de escolhas podem ser perfeitamente descritas por uma *tabela de roteamento*, tal como a da Tabela E.1, construída para a representação esquemática da Figura E.1. Essa tabela apresenta uma linha para cada elemento disponível e compreende 2 colunas, a saber:

- 1^a) número do elemento de origem;
- 2^a) número dos elementos de destino disponíveis, *ordenados de maneira decrescente* (embora não seja uma necessidade, essa ordenação é extremamente conveniente, do ponto de vista de codificação de um algoritmo).

Tabela E.1 – Tabela de Roteamento Correspondente à Figura E.1

Elemento de Origem	Elementos de Destino			
1	16	5		
2	8	7		
3	11	10		
4	14	13		
5	16	6	1	
6	15	9	7	5
7	8	6	2	
8	9	7	2	
9	12	10	8	6
10	11	9	3	
11	12	10	3	
12	15	13	11	9
13	14	12	4	
14	15	13	4	
15	16	14	12	6
16	15	5	1	

Uma vez construída a tabela de roteamento, a investigação da existência de caminhos entre terminais pode ser efetuada. Essa investigação é perpetrada utilizando-se um conjunto de regras, conforme apresentado a seguir.

Supondo que se deseje encontrar um caminho elétrico entre terminais T_i e T_f de uma subestação qualquer e voltando-se à metáfora de avenidas e cruzamentos, a metodologia adotada é a seguinte: parte-se do cruzamento inicial T_i , seguindo pela avenida que levará ao cruzamento

adjacente de maior número. A cada vez que um cruzamento é atingido, o seguinte conjunto de regras deve ser aplicado:

- i. Se o cruzamento alcançado é o terminal final T_f , então efetivamente existe um caminho elétrico entre os terminais T_i e T_f , como se estava buscando.
- ii. Se o cruzamento não é o terminal de destino T_f e não foi encontrado antes na rota que está sendo pesquisada, então procede-se por uma avenida ainda não percorrida para o cruzamento adjacente de maior número ainda não visitado. Se tal avenida não existe, aplica-se a regra **iv**.
- iii. Se o cruzamento não é o terminal de destino T_f , mas já tenha sido encontrado na presente rota, aplica-se a regra **iv**.
- iv. Retorna-se para o cruzamento anterior na presente rota e então procede-se por uma avenida ainda não percorrida para o cruzamento adjacente de maior número ainda não visitado. Se tal avenida não existe, repete-se o processo de retornar e tomar a escolha seguinte. Se, ao se retornar, o terminal T_i for alcançado e todas as avenidas partindo do mesmo já houverem sido percorridas, então o terminal T_f não pode ser alcançado a partir do terminal T_i e pode-se concluir que não existe caminho elétrico possível entre os terminais T_i e T_f .

Para ilustrar o processo, suponha-se que seja desejado encontrar um caminho elétrico entre os terminais 3 e 4 da Figura E.1, *partindo-se do terminal 4*. Deste nó, segue-se para o nó 14, por ser este o nó de maior número conectado ao nó 4. De lá, alcança-se o nó 15 (regra ii), depois 16 (regra ii), nó 5 (regra ii) e nó 15 (regra ii). Como o elemento 15 já foi percorrido (regra iii), aplica-se a regra iv retornando-se ao nó 6 e de lá para o nó 9. Do nó 9 segue-se para o nó 12 (regra ii) e então nó 15 (regra ii). Regra iii novamente: volta-se ao nó 9 e procede-se ao nó 13 (regra iv). Do nó 13 alcança-se o nó 14 (regra ii). Porém, como já foi visitado (regra iii), aplica-se a regra iv e retorna-se ao nó 13. Aplicando a regra iv sucessivamente acaba-se por retornar ao nó 12. De lá, alcança-se o nó 11 (regra ii), então nó 10 (regra ii). Do nó 10 chega-se ao nó 9 que, já havendo sido visitado leva às regras iii e iv, finalmente alcançando-se o nó 3. Abaixo, apresenta-se a seqüência de rotas seguidas para completar o percurso.

```

4
4 14
4 14 15
4 14 15 16
4 14 15 16 5
4 14 15 16 5 6
4 14 15 16 5 6 15

```

4 14 15 16 5 6
 4 14 15 16 5 6 9
 4 14 15 16 5 6 9 12
 4 14 15 16 5 6 9 12 15
 4 14 15 16 5 6 9 12
 4 14 15 16 5 6 9 12 13
 4 14 15 16 5 6 9 12 13 14
 4 14 15 16 5 6 9 12 13
 4 14 15 16 5 6 9 12 13 4
 4 14 15 16 5 6 9 12 13
 4 14 15 16 5 6 9 12 11
 4 14 15 16 5 6 9 12 11 10
 4 14 15 16 5 6 9 12 11 10 9
 4 14 15 16 5 6 9 12 11 10
 4 14 15 16 5 6 9 12 11 10 3

Outro exemplo: suponha-se que tenha havido uma contingência no elemento 9 e que, nessa situação, o sistema de proteção retirou de serviço os elementos 6, 8, 10 e 12 de modo a isolar a contingência, levando o sistema à situação mostrada na Figura E.2.

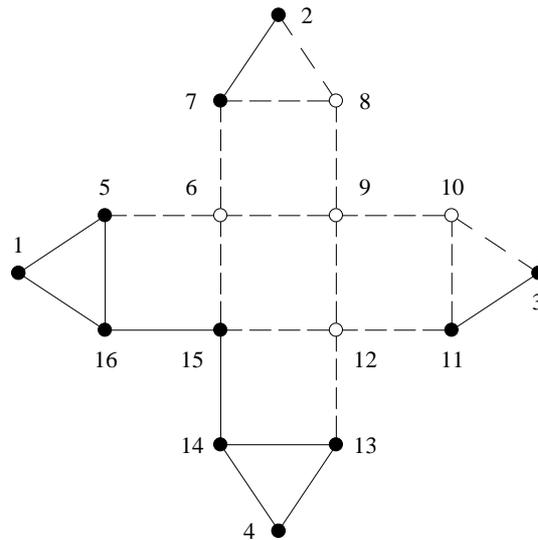


Figura E.2 – Representação de Subestação sem Elementos NA para Busca de Caminhos, Contingência no Elemento 9

Por simples observação da figura, é bastante óbvio que os terminais 2 e 3 tornaram-se isolados. Apesar disso, mostrar-se-á o que acontece quando se tenta alcançar o terminal 3 a partir do terminal 4, como no exemplo anterior.

Nessa situação, a tabela de roteamento tem de ser reconstruída, uma vez que somente elementos disponíveis podem constar dela, ou seja, quaisquer referências aos elementos 6, 8, 9,

10 e 12 devem ser eliminadas. A Tabela E.2 apresenta a nova tabela de roteamento.

Tabela E.2 – Tabela de Roteamento Correspondente à Figura E.2

Elemento de Origem	Elementos de Destino		
1	16	5	
2	7		
3	11		
4	14	13	
5	16	1	
7	2		
11	3		
13	14	4	
14	15	13	4
15	16	14	
16	15	5	1

Então, partindo-se do terminal 4, segue-se para o nó 14, por ser este o nó de maior número conectado ao nó 4. De lá, alcança-se o nó 15 (regra ii), depois 16 (regra ii), nó 5 (regra ii), nó 1 (regra ii) e nó 16. Como o elemento 16 já foi percorrido (regra iii), aplica-se a regra iv retornando-se ao nó 1. Não havendo mais caminhos disponíveis para esse nó, retorna-se ao nó 16 (regra iv). Também não havendo mais caminhos a partir desse nó retorna-se ao nó 15 (regra iv) e então ao nó 14 (regra iv de novo). De lá, segue-se para o nó 13 (regra ii). Porém do nó 13 alcança-se o nó 4 (regra ii), tendo-se de retornar ao nó 14 (regra iv). Finalmente, do nó 14 retorna-se ao nó 4 (regra iv). Não havendo mais caminhos disponíveis desse nó e, sendo esse o nó de origem, pela regra iv conclui-se não haver uma possibilidade do nó 3 ser alcançado a partir do nó 4. Abaixo, apresenta-se a seqüência de rotas seguidas na tentativa de completar o percurso.

```

4
4 14
4 14 15
4 14 15 16
4 14 15 16 5
4 14 15 16 5 1
4 14 15 16 5
4 14 15 16
4 14 15
4 14
4 14 13
4 14 13 4
4 14 13
4 14
4

```

Suponha-se agora que existisse um *elemento operando normalmente aberto* entre os elementos 11 e 13, conforme a Figura E.3.

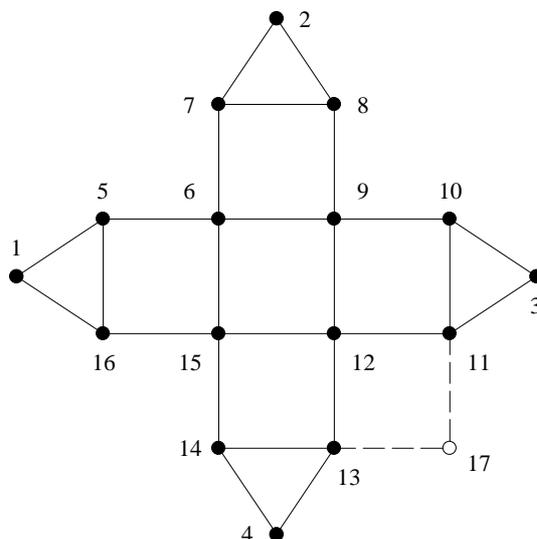


Figura E.3 – Representação de Subestação com Elemento NA entre Elementos 11 e 13

Nessa situação, o primeiro exemplo em nada seria afetado pois, o elemento adicional é considerado indisponível quando não há uma contingência.

No segundo exemplo entretanto, tal elemento teria uma importância fundamental, conforme pode-se observar na Figura E.4.

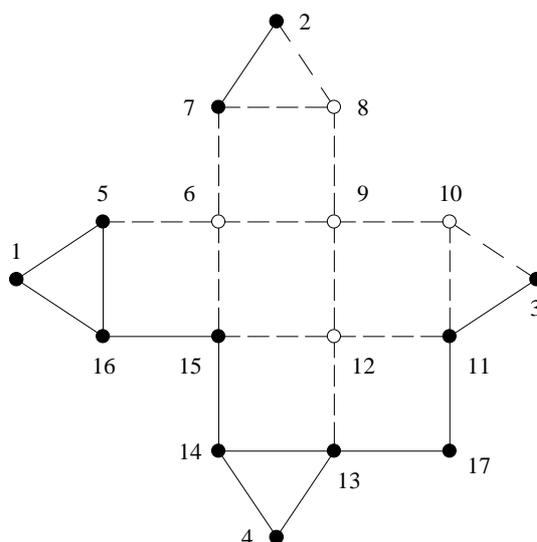


Figura E.4 – Representação de Subestação com Elemento NA para Busca de Caminhos, Contingência no Elemento 9

Graças à presença do elemento 17, a tabela de roteamento é novamente alterada, gerando aquela da Tabela E.3.

Tabela E.3 – Tabela de Roteamento Correspondente à Figura E.4

Elemento de Origem	Elementos de Destino		
1	16	5	
2	7		
3	11		
4	14	13	
5	16	1	
7	2		
11	17	3	
13	17	14	4
14	15	13	4
15	16	14	
16	15	5	1
17	13	11	

Nessa situação, quando se tenta alcançar o terminal 3 a partir do terminal 4, as seguintes rotas são percorridas, provando a existência de um caminho elétrico entre os terminais 3 e 4:

4
 4 14
 4 14 15
 4 14 15 16
 4 14 15 16 5
 4 14 15 16 5 1
 4 14 15 16 5
 4 14 15 16
 4 14 15
 4 14
 4 14 13
 4 14 13 17
 4 14 13 17 11
 4 14 13 17 11 3

Para fins ilustrativos e para facilitar àqueles que porventura desejem codificar computacionalmente o processo descrito, a seguir apresenta-se a estrutura básica do algoritmo utilizado, conforme retirado de [14] e modificado de modo a atender às necessidades aqui presentes.

Neste algoritmo, a seguinte notação é utilizada:

- I Terminal inicial;
- L Terminal final;
- N Número de nós na estrutura;
- R Matriz representando a tabela de roteamento;
- J Nó qualquer da estrutura;
- E_J Número de ramos partindo de J;
- C_J Contador de colunas para a J-ésima linha da tabela de roteamento;
- P Vetor para armazenamento dos nós pertencentes ao caminho percorrido;
- V Apontador para a V-ésima posição do vetor P;
- F Função-teste usada para avaliar se determinado nó já foi percorrido ou se é o terminal procurado.

O algoritmo pode então ser dividido em 6 etapas:

Etapa 1 (Preliminar)

Construção da matriz R (representando a tabela de roteamento), de acordo com o que foi exposto neste anexo.

$$\text{Fazer } R(J, M) \leftarrow \begin{cases} -1 & \text{para } M = E_J + 1 \text{ e } J = I \\ 0 & \text{para } M = E_J + 1 \text{ e } J \neq I \end{cases}$$

$$\text{Fazer } F(K) \leftarrow \begin{cases} -1 & \text{para } K = I \\ 0 & \text{para } K = J \text{ e } J \neq I, L \\ 1 & \text{para } K = L \end{cases}$$

$$\text{Fazer } C_J \leftarrow 1 \text{ para } J = 1, 2, \dots, N$$

$$\text{Fazer } P(1) \leftarrow I$$

$$\text{Fazer } J \leftarrow 1$$

$$\text{Fazer } V \leftarrow 2$$

Etapa 2 (Marcar o nó seguinte)

$$\text{Fazer } P(V) \leftarrow R(J, C_J)$$

Etapa 3 (Testar R)

$$\text{Se } R(J, C_J) \begin{cases} < 0 & \text{parar (todas as possibilidades foram avaliadas)} \\ = 0 & \text{fazer } F(J) \leftarrow 0 \text{ e ir para a Etapa 6} \\ > 0 & \text{ir para a Etapa 4} \end{cases}$$

Etapa 4 (Testar F)

$$\text{Se } F\{R(J, C_J)\} \begin{cases} < 0 & \text{parar (caminho encontrado)} \\ = 0 & \text{ir para a Etapa 5} \\ > 0 & \text{fazer } C_J \leftarrow C_J + 1 \text{ e ir para a Etapa 2} \end{cases}$$

Etapa 5 (Preparação para o nó seguinte)

Fazer $J \leftarrow P(V)$

Fazer $F(J) \leftarrow 1$

Fazer $V \leftarrow V + 1$

Ir para a Etapa 2

Etapa 6 (Retroceder um nó)

Fazer $C_J \leftarrow 1$

Fazer $J \leftarrow P(V - 2)$

Fazer $C_J \leftarrow C_J + 1$

Fazer $V \leftarrow V - 1$

Ir para a Etapa 2

Exemplos Complementares

Conforme mencionado no Capítulo III, este anexo contém alguns exemplos complementares à Tabela III.5, referentes à simulação realizada com o barramento de 500 kV da subestação de Poços de Caldas, assumindo modelos estocásticos completos para todos os elementos da subestação.

Para facilitar a compreensão, a Figura F.1 reproduz a referida subestação, indicando uma denominação para cada um dos elementos levados em conta na análise. Adicionalmente, a primeira linha da Tabela III.5 está reproduzida na Tabela F.1.

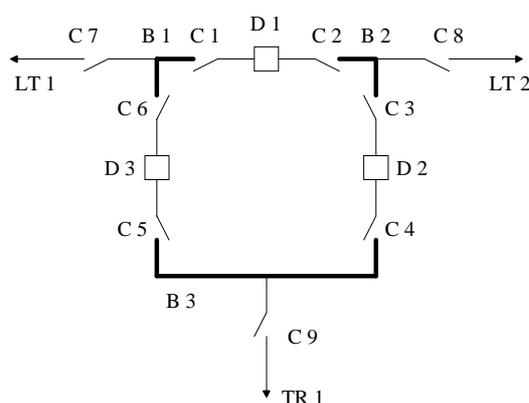


Figura F.1 – Barramento de 500 kV da subestação de Poços de Caldas

Tabela F.1 – Reprodução de Parte da Tabela III.5

Terminais Isolados	Contingências Simples			Contingências Duplas									Total
	M	R	D	M R	R R	R E	M E	D E	M D	R D	D D	D R	
LT1	5	5	5	26	13	59	59	47	14	14	–	–	247

Notação idêntica à do Capítulo III é empregada aqui, de modo que:

M = Manutenção

R = Reparo

D = Pós-Defeito

E = Emperramento

Os exemplos apresentados neste anexo cobrirão todas as possibilidades de contingências simples e duas possibilidades (quando possível) para contingências duplas. As Tabelas F.2 a F.11 exibem esses resultados.

Tabela F.2 – Contingências Simples de Manutenção Levando ao Isolamento de LT1

Elemento em Manutenção	Elementos Dinâmicos Chaveados p/ Isolar a Contingência
B1	C1, C6, C7
LT1	C7
C1	C6, C7, D1
C6	C1, C7, D3
C7	C1, C6

Tabela F.3 – Contingências Simples de Reparo Levando ao Isolamento de LT1

Elemento em Reparo	Elementos Dinâmicos Chaveados p/ Isolar a Contingência
C1	C6, C7, D1
C6	C1, C7, D3
C7	C1, C6
B1	C1, C6, C7
LT1	C7

Tabela F.4 – Contingências Simples de Defeito Levando ao Isolamento de LT1

Elemento sob Defeito	Elementos Dinâmicos Chaveados p/ Isolar a Contingência
B1	C1, C6, C7, D1, D3
LT1	C7, C1, C6, D1, D3
C1	C6, C7, D1, D3
C6	C1, C7, D1, D3
C7	C1, C6, D1, D3

Tabela F.5 – Contingências Duplas de Manutenção Seguida de Reparo
Levando ao Isolamento de LT1

Elementos em Contingência	Elementos Dinâmicos Chaveados p/ Isolar as Contingências
B1 (M), D1 (R)	C1, C2, C6, C7
D3 (M), B1 (R)	C1, C5, C6, C7

Tabela F.6 – Contingências Duplas de Reparo Seguido de Outro Reparo
Levando ao Isolamento de LT1

Elementos em Contingência	Elementos Dinâmicos Chaveados p/ Isolar as Contingências
C1 (R), D3 (R)	C5, C6, C7, D1
D3 (R), C7 (R)	C1, C5, C6

Tabela F.7 – Contingências Duplas de Reparo Seguido de Emperramento
Levando ao Isolamento de LT1

Elementos em Contingência	Elementos Dinâmicos Chaveados p/ Isolar as Contingências
C1 (R), C6 (E)	C5, C7, D1, D3
D3 (R), C6 (E)	C1, C5, C7

Tabela F.8 – Contingências Duplas de Manutenção Seguida de Emperramento
Levando ao Isolamento de LT1

Elementos em Contingência	Elementos Dinâmicos Chaveados p/ Isolar as Contingências
B1 (M), C1 (E)	C6, C7, D1
D3 (M), C6 (E)	C1, C5, C7

Tabela F.9 – Contingências Duplas de Defeito Seguido de Emperramento
Levando ao Isolamento de LT1

Elementos em Contingência	Elementos Dinâmicos Chaveados p/ Isolar as Contingências
B1 (D), C1 (E)	C6, C7, D1, D3
LT1 (D), C7 (E)	C1, C6, D1, D3

Tabela F.10 – Contingências Duplas de Manutenção Seguida de Defeito
Levando ao Isolamento de LT1

Elementos em Contingência	Elementos Dinâmicos Chaveados p/ Isolar as Contingências
LT1 (M), B1 (D)	C1, C6, C7, D1, D3
D3 (M), C1 (D)	C5, C6, C7, D1

Tabela F.11 – Contingências Duplas de Reparo Seguido de Defeito
Levando ao Isolamento de LT1

Elementos em Contingência	Elementos Dinâmicos Chaveados p/ Isolar as Contingências
D3 (R), C1 (D)	C5, C6, C7, D1
D1 (R), B1 (D)	C1, C2, C6, C7, D3

Referências Bibliográficas

⇒ Bibliografia Consultada

- [1] GROVER, M. S., BILLINTON, R., *A Computerized Approach to Substation and Switching Station Reliability Evaluation*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-93, pp. 1488-1499, 1974.
- [2] ALLAN, R. N., BILLINTON R., OLIVEIRA, M. F., *Reliability Evaluation of the Auxiliary Electrical Systems of Power Stations*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-96, nº 5, pp. 1441-1449, September/October, 1977.
- [3] BILLINTON, R., VOHRA, P. K., KUMAR, S., *Effect of Station Originated Outages in a Composite System Adequacy Evaluation of the IEEE Reliability Test System*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, nº 10, October, 1985.
- [4] ENDRENYI, J., *Three-State Models in Power System Reliability Evaluations*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-90, pp. 1909-1916, July/August, 1971.
- [5] ALLAN, R. N., ADRAKTAS, A. N., *Terminal Effects and Protection System Failures in Composite System Reliability Evaluation*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, nº 12, pp. 4557-4562, December, 1982.
- [6] ALLAN, R. N., *Effects of Protection Systems Operation and Failures in Composite System Reliability Evaluation*, Electrical Power & Energy Systems, Vol. 10, nº 3, July, 1988.
- [7] BILLINTON, R., MEDICHERLA, T. K. P., *Station Originated Multiple Outages in the Reliability Analysis of a Composite Generation and Transmission System*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, nº 8, pp. 3870-3878, August, 1981.
- [8] SILVEIRA, M. A. N., OLIVEIRA, A. M., SCHILLING, M. T., DORNELLAS, C. R. R., MELO, A. C. G., MELLO, J. C. O., *Combining HL2, HL2.5, and HL3 Reliability Assessments: A Case-Study*, VI PMAPS, September, 2000.
- [9] ENDRENYI, J., MAENHAUT, P. C., PAYNE, L. E., *Reliability Evaluation of Transmission Systems with Switching After Faults – Approximations and a Computer Program*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-92, pp. 1863-1875, November/December, 1973.
- [10] ALLAN, R. N., BILLINTON, R., OLIVEIRA, M. F., *Reliability Evaluation of Electrical Systems with Switching Actions*, Proceedings IEE, Vol. 123, nº 41, pp. 325-330, April, 1976.

- [11] BILLINTON, R., SATISH, J., *Reliability Cost/Reliability Worth Assessment of Station Configurations*, IEEE Wescanex, 1995.
- [12] MENDES, D. P., *Modelagem e Avaliação dos Efeitos das Falhas Originadas em Subestações na Análise de Confiabilidade de Sistemas de Subtransmissão*, Dissertação de M. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 1992.
- [13] DORTOLINA, C. A. L., PORTA, J. J., NADIRA, R., *An Approach for Explicitly Modeling the Protective Relaying System in Substation Reliability Evaluation Studies*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, nº 4, pp. 1373-1379, November, 1991.
- [14] CHUA, L. O., LIN, P. M., *Computer-Aided Analysis Of Electronic Circuits*, Prentice-Hall, Inc., Appendix 14A, pp. 570-571, 1975.
- [15] Comissão Mista GCOI / ONS / ELETROBRÁS / CEPEL para Avaliação do Sistema Interligado S/SE/CO, *Relatório Técnico 1 – Identificação das Subestações Críticas do Sistema Interligado, no Tocante à Possibilidade de Ocorrência de Contingências Múltiplas*, Rio de Janeiro, 1999.
- [16] WILLCOX, L. F., *Subestações*, Apostila da Disciplina de Subestações Elétricas I, ministrada no Curso de Engenharia Elétrica, Niterói, TEE/UFF., s.d.
- [17] D'AJUZ, A., RESENDE, F., CARVALHO, F., NUNES, I., AMON, J., DIAS, L., PEREIRA, M., KASTRUP, O., MORAIS, S., *Equipamentos Elétricos – Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão*, FURNAS Centrais Elétricas S.A. & Universidade Federal Fluminense, 1985.
- [18] FLURSCHEIM, C. H., *Power Circuit Breakers – Theory and Design*, IEE Power Engineering Series 1, Revised Edition, 1982.
- [19] ALBRECHT, P. F., BHAVARAJU, M. P., BIGGERSTAFF, B. E., BILLINTON, R., JORGENSEN, G. E., REPPEN, N. D., SHORTLEY, P. B., *IEEE Reliability Test System*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, nº 6, pp. 2047-2054, November/December, 1979.
- [20] *Power System Reliability Analysis Application Guide*, CIGRÉ, 38.03, Paris, 1987.
- [21] CLARKE, A. B., DISNEY, R. L., *Probability and Random Processes for Engineers and Scientists*, Wiley, 1970.
- [22] GARCIA, A. L., *Probability and Random Processes for Electrical Engineering*, Addison-Wesley Pub Co., 1988.
- [23] FONTOURA FILHO, R. N., *Equivalentes Probabilísticos em Sistemas de Potência*, Tese de D. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 1994.
- [24] GOEL, L., REN, S., *Comprehensive Reliability Assessment of Substation Originated Outages Using the Monte Carlo Simulation Technique*, Electric Power Systems Research, nº 52, pp. 151-159, 1999.
- [25] SINGH, C., *Reliability Calculations of Large Systems*, Proceedings Annual Reliability and Maintainability Symposium, pp. 188-193, 1975.

- [26] MALLARD, S. A., THOMAS, V. C., *A Method for Calculating Transmission System Reliability*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-87, nº 3, pp. 824-834, March, 1968.
- [27] RINGLEE, R., GOODE, S. D., *On Procedures for Reliability Evaluations of Transmission Systems*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, nº 4, pp. 527-536, April, 1970.
- [28] MENDES, D. P., MELO, A. C. G., PEREIRA, J. L. R., MOROZOWSKI, M., OLIVEIRA, G. C., *Avaliação dos Efeitos de Falhas em Subestações na Confiabilidade de Sistemas de Subtransmissão*, CBA, 1992.
- [29] MENDES, D. P., MELO, A. C. G., PEREIRA, J. L. R., *Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Subtransmissão Considerando o Impacto de Falhas Originadas em Subestações*, XII SNPTEE, 1993.
- [30] MENDES, D. P., MELO, A. C. G., PEREIRA, J. L. R., *Determinação de Componentes Críticos na Avaliação da Confiabilidade de Subestações*, XIII SNPTEE, 1995.
- [31] COELHO, J., GEHRKE, A., MICHELS, S. T., *Alocação de Reforços em Subestações*, XIII SNPTEE, 1995.
- [32] ANDERS, G. J., WANG, L. FINCH, J., *Station Bus Configuration Reliability Study Conducted by Canadian Electrical Association*, V SEPOPE, 1996.
- [33] MEDICHERLA, T. K. P., CHAU, M., ZIGMUND, R. E., CHAN, K., *Transmission Station Reliability Evaluation*, Winter Meeting, 1993.
- [34] PARKER, B. J., CHOW, R. F., SABISTON, J. K. M., LOCKE, P. W., *An Analytical Technique to Evaluate Station One-Line Diagrams in a Network Context*, IEEE Transactions on Power Delivery, October, 1991.
- [35] GUERTIN, M. B., LAMARRE, Y., *Reliability Analysis of Substations with Automatic Modeling of Switching Operations*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, nº 5, pp. 1599-1607, September/October, 1975.
- [36] ALLAN, R. N., BILLINTON, R., OLIVEIRA, M. F., *An Efficient Algorithm for Deducing the Minimal Cuts and Reliability Indices of a General Network Configuration*, IEEE Transactions on Reliability, Vol. R-25, nº 4, pp. 226-233, October, 1976.
- [37] ALLAN, R. N., OCHOA, J. R., *Modeling and Assessment of Station Originated Outages for Composite Systems Reliability Evaluation*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, nº 1, pp. 158-165, February, 1988.
- [38] CORSSSEN, C. L., *Avaliação de Índices de Confiabilidade em Subestações*, Dissertação de M. Sc., UFSC, Florianópolis, 1979.
- [39] *Configurações de Barras para Subestações da Rede Básica*, Energy Choice Engenharia e Representações, Nota Técnica, Belo Horizonte, Maio, 2000.
- [40] REIS, L. B., TAHAN, C. M. V., *Índice de Mérito Operativo para Medir a Qualidade de Serviços de Grandes Subestações Influenciada pela Confiabilidade dos Equipamentos*, XI

SNPTEE, 1991.

- [41] WEBER, E., ADLER, B., ALLAN, R., AGARWAL, S., BHAVARAJU, M., BILLINTON, R., BLANCHARD, M., D'AQUANNI, R., ELLIS, R., ENDRENYI, J., GARRISON, D., GRIGG, C., LUEHMANN, M., ODOM, J., PRESTON, G., RAU, N., REPPEN, N., SALVADERI, L., SCHILLING, M., SCHNEIDER, A., VOJDANI, A., WHITE, T., *Reporting Bulk Power System Delivery Point Reliability*, Report by the IEEE Task Force on Bulk Power System Reliability Reporting Guidelines, IEEE/PES Summer Meeting, 1995.
- [42] Comissão Mista GCOI / ONS / ELETROBRÁS / CEPTEL para Avaliação do Sistema Interligado S/SE/CO, *Relatório Técnico 2 – Proposições para Redução do Nível de Risco das Subestações Críticas do Sistema Interligado*, Rio de Janeiro, 1999.
- [43] Comissão Mista GCOI / ONS / ELETROBRÁS / CEPTEL para Avaliação do Sistema Interligado S/SE/CO, *Relatório Técnico 5 – Análise de Interações entre Sistemas Especiais de Proteção Perante Contingências Múltiplas no Sistema Interligado Brasileiro (S/SE/CO)*, Rio de Janeiro, 2000.
- [44] ARENTZ, D. S., *Modelagem e Avaliação dos Efeitos de Falhas Originadas em Subestações Sobre os Níveis de Risco do Sistema Elétrico*, XVI SNPTEE, Campinas, Outubro, 2001.
- [45] BILLINTON, R., VOHRA, P. K., *Station-Initiated Outages in Composite-System Adequacy Evaluation*, IEE Proceedings, Pt. C, Vol. 134, nº 1, pp. 10-16, January, 1987.
- [46] BILLINTON, R., KUMAR, S., CHOWDHURY, K., CHU, K., DEBNATH, K., GOEL, L., KHAN, E., KOS, P., NOURBAKHS, G., OTENG-ADJEI, J., *A Reliability Test System for Educational Purposes – Basic Data*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, nº 3, pp. 1238-1244, August, 1989.
- [47] PEIXOTO, C.A.O., KASTRUP FILHO O., *Estudos de Arranjos de Barramentos para as Subestações do Sistema de 500 kV de Furnas*, I SNPTEE, São Paulo, Abril, 1972.

⇒ Bibliografia Recomendada

- [R-1] BILLINTON, R., ALLAN, R. N., *Reliability Assessment of Large Electric Power Systems*, Kluwer Academic Publishers, 1988.
- [R-2] ENDRENYI, J., *Reliability Modeling in Electric Power Systems*, John Wiley & Sons, 1978.
- [R-3] BILLINTON, R., ALLAN, R. N., *Reliability Evaluation of Power Systems*, Pitman Advanced Publishing Program, 1984.
- [R-4] BILLINTON, R., ALLAN, R. N., *Reliability Evaluation of Engineering Systems*, Pitman Advanced Publishing Program, 1984.