

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ – UNIFEI

LUIZ CARLOS DO NASCIMENTO

**AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
UTILIZANDO PROCESSAMENTO
DISTRIBUÍDO**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como requisito parcial para obtenção do Título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Armando Martins Leite da Silva

Co-Orientador: Prof. Agnelo Marotta Cassula

Agosto de 2009

Itajubá – MG – BRASIL

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –
Bibliotecária Margareth Ribeiro- CRB_6/1700

N244a

Nascimento, Luiz Carlos do

Avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição utilizando processamento distribuído / Luiz Carlos do Nascimento. -- Itajubá, (MG) : [s.n.], 2009.

200 p. : il.

Orientador: Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva.

Co-orientador: Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula.

Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Simulação Monte Carlo cronológica. 2. Computação distribuída. 3. Reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica. I. Leite da Silva, Armando Martins, orient. II. Cassula, Agnelo Marotta, co-orient. III. Universidade Federal de Itajubá. IV. Título.

CDU 621.315(043)



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10435, de 24 de abril de 2002

FOLHA DE JULGAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA DE TESE DE DOUTORADO

Título da Tese: **“Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição utilizando Processamento Distribuído”**

Autor: **Luiz Carlos do Nascimento**

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito	Rubrica
1º	A	
2º	A	
3º	A	
4º	A	
5º	A	
6º	A	

A - APROVADO: Se a Tese obtiver aprovação unânime da Comissão Examinadora.

AC - APROVADO CONDICIONAL: Quando a Comissão Examinadora entender que a Tese deva sofrer alterações de conteúdo ou conter resultados novos ou adicionais.

RE - REEXAME: Quando a Comissão Examinadora entender que a Tese, embora contendo contribuições relevantes, não tenha sido defendida adequadamente, ou deve sofrer modificações mais profundas. Caso em que o candidato terá mais uma única e última oportunidade para reestruturar a Tese se for o caso, e defendê-la novamente em um prazo não superior a 6 (seis) meses contados a partir da data da primeira defesa.

R - REPROVAÇÃO: Quando a Comissão Examinadora entender que a Tese não contém contribuições relevantes para a área do tema da Tese.

(*) Este documento terá a validade de 90 (noventa) dias a contar da data da defesa da Tese.

Resultado Médio: Conceito: A, ou seja, Aprovado

Observações: _____

Itajubá, 10 de agosto 2009.

Prof. Dr. Luiz Antonio da Fonseca Manso
1º Examinador - UFSJ

Dr. José Celso Freire Júnior
2º Examinador - UNESP

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa
3º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. Leonardo de Mello Honório
4º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula
5º Examinador - UNESP - (CO-Orientador)

Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva
6º Examinador - UNIFEI - (Orientador)

Prof. Dr. Cláudio Ferreira
Preside da Banca - UNIFEI

Dedico esse trabalho aos meus Pais
Antonio e Geralda e meus irmãos
Lionete, Eliene e João

"Há homens que lutam um dia e são bons.
Há outros que lutam um ano e são melhores.
Há os que lutam muitos anos e são muito bons.
Porém, há os que lutam toda a vida.
Esses são os imprescindíveis."

Bertolt Brecht.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus que sempre esteve comigo mesmo nos momentos mais difíceis, em que achei que não conseguiria cumprir esta fase da minha vida.

Agradeço a meus pais Antonio e Geralda que sempre confiaram em mim e aos meus irmãos Lionete, Eliene e João que me apoiaram nesta jornada.

Aos meus orientadores Armando e Agnelo pela orientação e direcionamentos nos meus estudos.

Aos meus amigos do GESIs, da República Alcatraz e da cidade Itajubá pelo apoio e auxílio nos estudos.

A todos os professores da UNIFEI que contribuíram para conclusão deste trabalho.

A CAPES pelo apoio financeiro, subsídio indispensável para a dedicação integral à elaboração desta tese.

RESUMO

Em um ambiente cada vez mais competitivo, as distribuidoras de energia precisam monitorar continuamente os índices de confiabilidade de seus sistemas. Desse modo, a maior incumbência é antever quando um determinado padrão será violado e, portanto, evitar a aplicação de multas por parte das agências reguladoras de energia. Tendo em mente esses aspectos, a Simulação Monte Carlo (SMC) cronológica é uma metodologia que atende a tais requisitos, pois captura todos os aspectos cronológicos de um sistema, e através de seus resultados típicos, isto é, das curvas de densidade de probabilidade associadas a índices de confiabilidade, pode-se estimar o risco de violação de padrões. Entretanto, a SMC cronológica demanda muito esforço computacional, tornando inviável a avaliação dos sistemas de distribuição atuais.

O uso de computação distribuída é uma alternativa muito atraente para reduzir o esforço computacional associado com a SMC cronológica, pois aumenta a capacidade de processamento através da distribuição de tarefas. Isto é conseguido com o uso de computadores existentes em uma rede, possuindo baixo custo de implantação. Além disso, existem várias ferramentas dedicadas a esse tipo de aplicação, facilitando o desenvolvimento de metodologias que utilizem processamento distribuído.

Esta tese de doutorado tem como objetivo apresentar uma nova metodologia de SMC cronológica que combina técnicas de conjuntos mínimos de cortes e amostragem com uma metodologia de programação distribuída, a fim de se estimar índices de confiabilidade para sistemas de distribuição. A metodologia proposta usa, de forma otimizada, o poder de processamento das máquinas existentes em uma rede de computadores. A fim de se obter a eficiência desejada, técnicas de computação moderna são utilizadas para modelagem (UML – Unified Modeling Language) e programação (Programação Orientada a Objetos) incluindo o uso de ponteiros e alocação dinâmica de memória. Para ilustrar a eficiência da metodologia proposta, são apresentadas várias aplicações usando sistemas de distribuição reais. Essas aplicações incluem a análise de religadores automáticos, restrição de transferência de carga, carga variável e reconfiguração de sistemas.

ABSTRACT

In an environment that becomes more and more competitive, the distribution electricity companies need to continuously monitor the reliability indices associated with their networks. Thus, one major task is to predict when a performance standard will be violated, and therefore, to avoid penalties being applied by the electricity regulatory agencies. Bearing in mind these aspects, the chronological Monte Carlo simulation (CMCS) is a methodology that fulfills such needs, since it captures all system chronological characteristics, and through its typical output results, i.e. probability density functions associated with the reliability performance indices, it is able to evaluate all sorts of risks. However, the CMCS requires a huge computational effort making it unfeasible evaluations of actual distribution systems.

The use of distributed computing is an extremely attractive option to reduce the computational effort associated with CMCS, since it enhances processing capacity through the distribution of tasks. This is achieved by handling the computers available in a network with very low implementation cost. Moreover, there are several available tools for this application, making it easier the development of distributed processing methodologies.

This Ph.D. thesis aims at presenting a new CMCS-based methodology that combines cut sets and sampling techniques within a distributed computing environment, in order to assess reliability indices for distribution systems. The proposed methodology uses, in an optimized manner, the machines' processing power belonging to a certain computer network, regardless of their characteristics. In order to get the desired efficiency, modern computational techniques are used for modeling (UML – Unified Modeling Language) as well as for programming (Objected-Oriented Programming), including the use of pointers and dynamic memory allocation. To illustrate the efficiency of the proposed methodology, several applications using real distribution networks are considered. These applications include the analyses of automatic circuit reclosers, load transfer restrictions, chronological loads, and system network reconfiguration.

SUMÁRIO

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xv
Lista de Abreviaturas	xviii
Capítulo 1 Introdução	1
1.1 Considerações Gerais	1
1.2 Estado da Arte	4
1.3 Estrutura da Tese	8
Capítulo 2 Confiabilidade em Sistemas de Distribuição – Conceitos Básicos	10
2.1 Introdução	10
2.2 Conceitos Básicos	11
2.3 Índices de Desempenho	14
2.4 Métodos Analíticos	16
2.4.1 Topologia dos Sistemas de Distribuição	16
2.4.2 Caminhos Mínimos	19
2.4.3 Dinâmica dos Dispositivos de Manobra e Proteção de um Sistema de Distribuição	27
2.4.4 Conjuntos Mínimos de Cortes	30
2.4.5 Rede Equivalente de Confiabilidade	34
2.5 Método de Simulação Monte Carlo Cronológico	35
2.5.1 Índice DMIC	39
2.5.2 Implementação da SMC Cronológica	40
2.6 Conclusões	43
Capítulo 3 Confiabilidade em Sistemas de Distribuição – Modelo Estendido	44
3.1 Religadores Automáticos (RA)	44
3.1.1 Descrição	45
3.1.2 Modelagem	49
3.1.3 Resultados	53
3.2 Restrição de Transferência de Carga	62

3.2.1	Modelagem	64
3.2.2	Resultados	68
3.3	Carga Variável	74
3.3.1	Resultados	76
3.4	Decomposição de Sistemas	90
3.5	Mecanismo PBR (Performance Based Rates).....	105
3.5.1	Modelagem	106
3.5.2	Resultados	110
3.6	Conclusões.....	117
Capítulo 4	Computação Distribuída.....	118
4.1	Desempenho da SMC Cronológica	118
4.2	Avaliação de Confiabilidade via Processamento Distribuído	125
4.2.1	Eficiência de um Programa Distribuído	127
4.2.2	Distribuição de Tarefas	130
4.2.3	Resumo do Algoritmo Distribuído	136
4.3	Resultados.....	137
4.3.1	Sistema RBTS Barra 2.....	138
4.3.2	Sistema Papagaios	140
4.3.3	Sistema de Distribuição de Grande Porte	141
4.3.4	Outros Sistemas de Distribuição.....	151
4.3.5	Simulações Adicionais: Proposta de um Novo Módulo Caminhos....	152
4.4	Conclusões.....	153
Capítulo 5	Reconfiguração de Sistemas de Distribuição	155
5.1	Heurística Básica na Reconfiguração de Sistemas de Distribuição (RSD)....	156
5.2	Técnicas Metaheurísticas	158
5.2.1	Busca Tabu (Tabu Search - TS)	158
5.2.2	Estratégia de Evolução (Evolution Strategies - ES)	160
5.2.3	Evolução Diferencial (Differential Evolution - DE)	162
5.3	Função Objetivo	163
5.4	Algoritmo	166
5.5	Resultados: Sistema Papagaios.....	168
5.5.1	Modelagem das chaves	168

5.5.2	Comparação dos Métodos Metaheurísticos	170
5.5.3	Análise das Melhores Soluções	177
5.6	Reconfiguração de Sistemas de Grande Porte	182
5.7	Conclusões.....	183
Capítulo 6	Conclusões.....	184
6.1	Principais Contribuições	184
6.2	Propostas para Trabalhos Futuros	186
Referências	189

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	– Sistema com dois elementos conectados em série	17
Figura 2.2	– Sistema com dois elementos ligados em paralelo	18
Figura 2.3	– Sistema teste de distribuição de energia elétrica.....	20
Figura 2.4	– Procura de caminhos para o ponto de carga TR1	23
Figura 2.5	– Árvore completa para o ponto de carga TR1	25
Figura 2.6	– Caminho NF do ponto de carga TR1 partindo da fonte G1	26
Figura 2.7	– Caminho NF do ponto de carga TR1 partindo da fonte G2	26
Figura 2.8	– Caminho NA para o ponto de carga TR1 partindo da fonte G3	27
Figura 2.9	– Rede equivalente de confiabilidade para os pontos de carga TR1 e TR2 do sistema da Figura 2.3.....	34
Figura 3.1	– Sistema teste sem religadores automáticos	46
Figura 3.2	– Sistema teste com religadores automáticos	47
Figura 3.3	– Comparação do índice FIC obtido através da SMC cronológica ..	57
Figura 3.4	– Comparação do índice DIC obtido através da SMC cronológica ..	57
Figura 3.5	– Comparação do índice Duração (r) obtido através da SMC cronológica	60
Figura 3.6	– Comparação do índice EENS obtido através da SMC cronológica	60
Figura 3.7	– Sistema de Distribuição IEEE-RBTS Barra 2.....	64
Figura 3.8	– Impacto da restrição de transferência de carga no índice FIC.....	69
Figura 3.9	– Impacto da restrição de transferência de carga no índice DIC	69
Figura 3.10	– Impacto da restrição de transferência de carga no índice Duração (r).....	70
Figura 3.11	– Impacto da restrição de transferência de carga no índice EENS..	70
Figura 3.12	– Impacto da curva de carga no índice FIC	79
Figura 3.13	– Impacto da curva de carga no índice DIC.....	79
Figura 3.14	– Impacto da curva de carga no índice Duração (r).....	80
Figura 3.15	– Impacto da curva de carga no índice EENS	80
Figura 3.16	– Impacto da curva de carga no índice LOLC	81

Figura 3.17 – Função massa de probabilidade Duração (r) para o ponto de carga LP-9 e simulação Caso 1.....	87
Figura 3.18 – Função massa de probabilidade Duração (r) para o ponto de carga LP-9 e simulação Caso 2.....	88
Figura 3.19 – Função massa de probabilidade Duração (r) para o ponto de carga LP-9 e simulação Caso 3.....	88
Figura 3.20 – Função massa de probabilidade Duração (r) para o ponto de carga LP-9 e simulação Caso 4.....	89
Figura 3.21 – Risco de ultrapassagem do DMIC para o ponto de carga LP-9....	89
Figura 3.22 – Alimentadores principais do Sistema IEEE-RBTS Barra 2	91
Figura 3.23 – Sistema RBTS-Barra 2 Decomposto por Alimentador	92
Figura 3.24 – Sistema Elétrico de Papagaios	94
Figura 3.25 – Ramal 1 do Sistema Elétrico de Papagaios.....	94
Figura 3.26 – Ramal 2 do Sistema Elétrico de Papagaios.....	95
Figura 3.27 – Ramal 3 do Sistema Elétrico de Papagaios.....	95
Figura 3.28 – Ramal 4 do Sistema Elétrico de Papagaios.....	95
Figura 3.29 – Função massa de probabilidade FIC para o ponto de carga LP33 do Sistema Original	101
Figura 3.30 – Função massa de probabilidade FIC para o ponto de carga LP33 do Sistema Decomposto.....	101
Figura 3.31 – Função massa de probabilidade DIC para o ponto de carga LP33 do Sistema Original	102
Figura 3.32 – Função massa de probabilidade DIC para o ponto de carga LP33 do Sistema Decomposto.....	102
Figura 3.33 – Função massa de probabilidade FEC para o Sistema Original ..	103
Figura 3.34 – Função massa de probabilidade FEC para o Sistema Decomposto	103
Figura 3.35 – Função massa de probabilidade DEC para o Sistema Original ..	104
Figura 3.36 – Função massa de probabilidade DEC para o Sistema Decomposto	104
Figura 3.37 – Densidade de probabilidade e limite padrão para um índice de confiabilidade.....	106
Figura 3.38 – Zonas de incidência de multas	107

Figura 3.39 – Penalização e Bonificação para a Curva de Probabilidade DIC para o Ponto de Carga LP-21	114
Figura 3.40 – Avaliação da Bonificação Frente à Variação da Zona Neutra para o Ponto de Carga LP-21 do Sistema RBTS.....	115
Figura 3.41 – Avaliação da Penalização Frente à Variação da Zona Neutra para o Ponto de Carga LP-21 do Sistema RBTS.....	116
Figura 4.1 – Modelo cliente-servidor.....	126
Figura 4.2 – Controle de processos pelo cliente.....	127
Figura 4.3 – Fluxograma seqüencial do Módulo Caminhos.....	131
Figura 4.4 – Fluxograma usado na programação distribuída para o módulo Caminhos	132
Figura 4.5 – Fluxograma seqüencial do módulo Monte Carlo.....	134
Figura 4.6 – Fluxograma usado na programação distribuída para o módulo Monte Carlo	135
Figura 4.7 – Algoritmo distribuído para avaliação de confiabilidade em sistemas de distribuição.....	136
Figura 4.8 – Sistema de Distribuição VSL	142
Figura 4.9 – Função massa de probabilidade FIC para o ponto de carga LP1	144
Figura 4.10 – Função massa de probabilidade DIC para o ponto de carga LP1	144
Figura 4.11 – Função massa de probabilidade Duração (r) para o ponto de carga LP1	145
Figura 4.12 – Função massa de probabilidade EENS para o ponto de carga LP1	145
Figura 4.13 – Função massa de probabilidade FEC para o Alimentador VSL-1301	146
Figura 4.14 – Função massa de probabilidade DEC para o alimentador VSL-1301	146
Figura 4.15 – Função massa de probabilidade FEC para o Sistema VSL.....	147
Figura 4.16 – Função massa de probabilidade DEC para o Sistema VSL	147
Figura 4.17 – Tempo computacional da programação distribuída em função do número de computadores.....	148

Figura 4.18 – Speed up do programa distribuído em função do número de computadores.....	149
Figura 4.19 – Eficiência da computação distribuída em função do número de computadores usados	150
Figura 5.1 – Exemplo de reconfiguração em um sistema de distribuição.....	156
Figura 5.2 – Gráfico dos Custos Unitários de Interrupção da Ontario Hydro..	164
Figura 5.3 – Tempo computacional para os modelos ES e DE	175
Figura 5.4 – Qualidade da solução para as técnicas ES e DE	175
Figura 5.5 – Qualidade da solução para a técnica TS	176
Figura 5.6 – Qualidade da simulação em função do tempo de simulação para as técnicas ES, DE e TS(solução inicial atual).....	177
Figura 5.7 – Função massa de probabilidade do índice FEC para o Sistema Papagaios: Configuração Atual	180
Figura 5.8 – Função massa de probabilidade do índice FEC para o Sistema Papagaios: Configuração 1	180
Figura 5.9 – Função massa de probabilidade do índice DEC para o Sistema Papagaios: Configuração Atual	181
Figura 5.10 – Função massa de probabilidade do índice DEC para o Sistema Papagaios: Configuração 1	181

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	– Caminhos mínimos para o ponto de carga TR1 da Figura 2.3	21
Tabela 2.2	– Caminhos mínimos para o ponto de carga TR2 da Figura 2.3	21
Tabela 2.3	– Caminhos NFs e NAs para a linha de distribuição LT2.....	29
Tabela 2.4	– Caminhos NFs e NAs para a linha de distribuição LT1.....	29
Tabela 2.5	– Dispositivos protNF, manoNF e manoNA das linhas LT1 e LT2..	33
Tabela 2.6	– Cortes do sistema da Figura 2.3 usados na SMC cronológica	42
Tabela 3.1	– Caminhos mínimos para o ponto de carga BLP1 da Figura 3.2 ..	50
Tabela 3.2	– Caminhos mínimos para o ponto de carga BLP3 da Figura 3.2 ..	50
Tabela 3.3	– Caminhos mínimos para o ponto de carga BLP9 da Figura 3.2 ..	51
Tabela 3.4	– Dispositivos protNF, manoNF e manoNA das linhas LTT2 e LTT9	51
Tabela 3.5	– Dados dos pontos de carga dos Sistemas das Figuras 3.1 e 3.2	54
Tabela 3.6	– Parâmetros de confiabilidade dos componentes dos Sistemas das Figuras 3.1 e 3.2.....	54
Tabela 3.7	– Comparação dos índices de ponto de carga obtidos de forma analítica: FIC e DIC.....	55
Tabela 3.8	– Comparação dos índices de ponto de carga obtidos através da SMC cronológica: FIC e DIC.....	56
Tabela 3.9	– Comparação dos índices de ponto de carga obtidos de forma analítica: Duração (r) e EENS.....	58
Tabela 3.10	– Comparação dos índices de ponto de carga obtidos através da SMC cronológica: Duração (r) e EENS.....	59
Tabela 3.11	– Comparação dos índices de sistema obtidos de forma analítica: FEC e DEC	61
Tabela 3.12	– Comparação dos índices de sistema obtidos através da SMC cronológica: FEC e DEC	61
Tabela 3.13	– Caminhos NF e NA para a linha de distribuição LTT2.....	66
Tabela 3.14	– Caminhos NF e NA para o ponto de carga LP-5	66
Tabela 3.15	– Caminhos NF e NA para o ponto de carga LP-6	66
Tabela 3.16	– Caminhos NF e NA para o ponto de carga LP-7	67

Tabela 3.17 – Impacto da restrição de transferência de carga nos índices FIC e DIC.....	71
Tabela 3.18 – Impacto da restrição de transferência de carga nos índices Duração (r) e EENS	72
Tabela 3.19 – Configuração de nível de carga para determinação dos conjuntos de cortes com chaveamento NA e tempo de reparo.....	75
Tabela 3.20 – Relação entre o fator da curva de carga e os conjuntos de cortes determinados para três níveis de carga.....	76
Tabela 3.21 – Impacto da curva de carga no índice FIC	82
Tabela 3.22 – Impacto da curva de carga no índice DIC	83
Tabela 3.23 – Impacto da curva de carga no índice Duração (r).....	84
Tabela 3.24 – Impacto da curva de carga no índice EENS	85
Tabela 3.25 – Impacto da curva de carga no índice LOLC.....	86
Tabela 3.26 – Risco de ultrapassagem do DMIC para o ponto de carga LP-9...	90
Tabela 3.27 – Comparação entre os Métodos para o Índice FIC	97
Tabela 3.28 – Comparação entre os Métodos para o Índice DIC	98
Tabela 3.29 – Comparação entre os Métodos para o Índice EENS	99
Tabela 3.30 – Comparação entre os Métodos para os Índices de Sistema.....	100
Tabela 3.31 – Valores Esperados dos Índices de Desempenho para Pontos de Carga do Sistema	111
Tabela 3.32 – Bonificações e Multas Relativas ao FIC para Pontos de Carga do Sistema RBTS	113
Tabela 3.33 – Bonificações e Multas Relativas ao DIC para Pontos de Carga do Sistema RBTS	113
Tabela 3.34 – Bonificações e Multas Relativas ao DMIC para Pontos de Carga do Sistema RBTS	113
Tabela 4.1 – Tempo computacional da SMC cronológica	121
Tabela 4.2 – Peso computacional em porcentagem de cada etapa da SMC cronológica	121
Tabela 4.3 – Contribuição dos cortes de 2ª ordem para os índices de sistema FEC e DEC	122
Tabela 4.4 – Maior contribuição dos cortes de 2ª ordem para índices de ponto de carga FIC e DIC	122

Tabela 4.5	– Tempo Computacional da SMC cronológica considerando apenas os cortes de 1ª ordem.....	124
Tabela 4.6	– Peso computacional em porcentagem da SMC cronológica.....	124
Tabela 4.7	– Computadores utilizados na simulação	138
Tabela 4.8	– Eficiência do programa distribuído para o Sistema RBTS Barra 2	140
Tabela 4.9	– Rendimento do programa distribuído para o Sistema CEMIG-Papagaios.....	141
Tabela 4.10	– Configuração do Sistema de Distribuição VSL	143
Tabela 4.11	– Índices de Ponto de Carga para o Sistema VSL.....	143
Tabela 4.12	– Índices Sistêmicos para o Sistema VSL	143
Tabela 4.13	– Ordem de acréscimo dos computadores usados nas simulações apresentadas nos gráficos das Figuras 4.17, 4.18 e 4.19	149
Tabela 4.14	– Configuração de sistemas de distribuição de Grande Porte	151
Tabela 4.15	– Tempo de simulação de sistemas de distribuição de Grande Porte	151
Tabela 5.1	– Custo Unitário de Interrupção da Ontario Hydro (Canadá).....	164
Tabela 5.2	– Melhores configurações de chaves encontradas pelas técnicas TS, ES e DE	171
Tabela 5.3	– Resumo dos resultados das simulações com ES	173
Tabela 5.4	– Resumo dos resultados das simulações com DE	174
Tabela 5.5	– Resumo dos resultados das simulações com TS	174
Tabela 5.6	– Índices Sistêmicos para o Sistema Papagaios: configuração atual e propostas pela reconfiguração.....	178
Tabela 5.7	– Multas para Sistema Papagaios: configuração atual e propostas pela reconfiguração	179
Tabela 5.8	– Tempo computacional para a reconfiguração do Sistema VSL utilizando o TS	183

LISTA DE ABREVIATURAS

AENS	<i>Average Energy not Supplied</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASAI	<i>Average Service Availability Index</i>
ASUI	<i>Average Service Unavailability Index</i>
CAIDI	<i>Customer Average Interruption Duration Index</i>
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CHNA	Chave seccionadora NA
DE	<i>Differential Evolution</i>
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora
EENS	Energia Esperada não Suprida
ENSC	Energia Esperada Não Suprida por Consumidor
ENS	<i>Energy not Supplied</i>
ES	<i>Evolution strategies</i>
EPNS	<i>Expected Power Not Supplied</i>
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
FIFO	<i>First in first out</i>
LOLC	<i>Loss of Load Cost</i>
LOLF	<i>Loss of Load Frequency</i>
MPI	<i>Message Passing Interface</i>
NA	Normalmente aberto
NF	Normalmente fechado
PBR	<i>Performance Based Rates</i>
r	Duração Média da Falha
RA	Religadores automáticos
TP	Transformador de potencial
TS	<i>Tabu search</i>

SED	Sistemas Eléctricos de Distribuição
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SMC	Simulação Monte Carlo
U	<i>Unavailability</i>
UC	<i>Unit interruption cost</i>
UCM	Custo unitário médio
λ	Tacha de Falha (<i>Failure Rate</i>)

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Gerais

Os sistemas elétricos desempenham um papel de grande importância na sociedade moderna. Esses sistemas permitem a conversão, transporte e distribuição de energia necessária à realização de diversas tarefas, desde simples atividades residenciais até complexos processos industriais. O objetivo de um sistema elétrico é satisfazer as solicitações de carga de cada parte do sistema, com um nível aceitável de qualidade e continuidade de energia, ao menor custo.

Um sistema extremamente confiável pode se tornar inviável do ponto de vista econômico, pois são necessários grandes investimentos e altos custos de operação. Um recurso destinado ao aumento na confiabilidade poderá acarretar, no caso de um consumidor industrial, num aumento no custo da produção, podendo inviabilizar a fabricação de um produto. Portanto, as restrições econômicas e de confiabilidade são conflitantes, podendo levar a dificuldades na tomada de decisões tanto no planejamento, quanto na operação e manutenção do sistema.

Historicamente, o problema de análise da confiabilidade está também ligado ao tipo de sistema elétrico analisado. De maneira geral, os sistemas elétricos de potência são divididos em três grandes grupos, também denominados zonas funcionais [LPS89]. São elas: geração, transmissão e distribuição:

- Geração: transforma a energia primária (hídrica, térmica, etc.) em energia elétrica;
- Transmissão: transporta a energia elétrica das fontes de geração até os centros de consumo;
- Distribuição: distribui a energia elétrica recebida para os consumidores.

Outra zona funcional que pode ser classificada em sistemas elétricos é o sistema energético [LPS89]. Essa zona funcional tem a preocupação de balancear a disponibilidade de energia com a demanda total do sistema elétrico.

A diferença entre as zonas funcionais não está somente relacionada à função desempenhada. Os equipamentos são diferentes, assim como a quantidade de energia que passa em cada componente. Normalmente falhas em equipamentos de distribuição implicam em uma pequena quantidade de consumidores atingidos, entretanto, se ocorrer uma falha na geração ou transmissão, a quantidade de consumidores atingidos pode ser muito grande. Isso pode ser um dos motivos pelos quais os primeiros estudos de confiabilidade foram realizados na geração e transmissão. Porém, apesar do número de consumidores atingidos pela falha de um componente da distribuição ser menor, ela é responsável por cerca de 90% dos problemas de confiabilidade para os consumidores [B02].

Aspectos de confiabilidade e economia, normalmente são antagônicos, e estabelecer um equilíbrio que satisfaça as partes interessadas, consumidores e empresas de energia, se tornou o grande desafio para os que trabalham nesta área. Normalmente, este equilíbrio é estabelecido por agências reguladoras, que são órgãos independentes responsáveis por definir os níveis de confiabilidade e fiscalizar o desempenho das companhias elétricas, aplicando as penalidades impostas pela lei. No Brasil, este órgão é a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

Em 28 de janeiro de 2000 foi editada a Resolução N°. 24 da ANEEL [ANEEL00], que entrou em vigor em janeiro de 2001. Este documento e suas posteriores

atualizações tratam da avaliação e controle da continuidade da distribuição de energia elétrica no Brasil. Entre várias e importantes mudanças, a resolução cria novos indicadores para aferição da continuidade, para os quais estabelece padrões e metas a serem cumpridos pelas concessionárias, obriga-as a informar claramente os consumidores sobre os valores verificados no mês anterior e, ainda, estabelece multas, algumas delas com valores significativos, atribuídas pelo não-cumprimento das metas, além de várias outras obrigações.

Ferramentas computacionais que avaliem de forma preditiva o desempenho de redes são de grande importância para auxiliarem as concessionárias de energia a adequarem seus sistemas aos padrões estipulados pela ANEEL ou por outra agência reguladora. Essas ferramentas devem recriar situações operativas da rede como nível de carga, falhas em componentes, atuação de proteções e o trabalho de uma equipe de manutenção. Desta forma, pode-se antever se um determinado nível irá ultrapassar um limite estabelecido, evitando inconveniências para consumidores e multas para concessionárias por parte do órgão regulador.

A avaliação de sistemas de distribuição pode ser realizada através de duas categorias principais: métodos de enumeração de estados (conhecidos como analíticos) e métodos de simulação Monte Carlo (SMC). Os métodos analíticos são normalmente utilizados para cálculos de valores médios de índices de confiabilidade. Entretanto, os valores médios não fornecem nenhuma informação sobre a dispersão dos valores que constituem a distribuição estatística dos índices [C98].

A simulação Monte Carlo pode ser dividida em métodos cronológicos (ou seqüenciais), não-cronológicos (ou não-seqüenciais) e, mais recentemente, em métodos pseudo-cronológicos (ou pseudo-seqüenciais) [LMMB00]. Através da SMC cronológica pode-se obter a distribuição de probabilidade dos índices de confiabilidade. Com isso se obtém informações detalhadas desses índices e os possíveis riscos de ultrapassarem um determinado limite.

A Resolução Nº. 24 da ANEEL [ANEEL00] estabeleceu um novo indicador de confiabilidade o DMIC - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade

Consumidora ou por Ponto de Conexão. Esse indicador estabelece um tempo máximo contínuo que um consumidor pode ficar sem energia elétrica. O DMIC pode ser determinado facilmente através da simulação SMC cronológica.

A SMC cronológica despende elevado tempo computacional, principalmente quando são analisados sistemas de distribuição de maior porte. Este método pode tornar-se inviável no caso de se necessitar de um grande número de simulações, por exemplo, para escolher a melhor disposição de chaves seccionadoras ou religadores automáticos em um determinado sistema.

A utilização de computação distribuída se constitui uma alternativa para reduzir o tempo gasto pela SMC cronológica. Esse tipo de solução vem sendo usada em várias áreas da engenharia por se tratar de um método de baixo custo, pois utiliza os computadores já existentes em uma determinada empresa.

O objetivo principal desse trabalho é apresentar uma metodologia de programação distribuída para SMC cronológica. A distribuição de tarefas permitirá uma redução do tempo computacional, tornando a análise da confiabilidade de sistemas de distribuição de grande porte mais rápida. Isto permite a aplicação deste programa, por exemplo, em técnicas metaheurísticas que empregam várias vezes a mesma função de avaliação. Nessas técnicas a função de avaliação será o próprio programa de confiabilidade [N05].

1.2 Estado da Arte

O uso de computação paralela é bem difundido no meio científico. Existem vários livros [ES89, KK03, P97, Q03] que apresentam diversos métodos numéricos para raízes, integrais, equações lineares e não-lineares, equações diferenciais, otimização linear e não-linear e outros métodos numéricos.

Em sistemas de potência também foram publicados vários trabalhos. Na referência [F97] há uma coletânea de vários trabalhos, organizados nas seguintes áreas de aplicação:

- Simulação de transientes eletromecânicos: [CB93, CI90, CZBT91, DFK96, DFK92, HB97, LBTC90, LBTT90, TINSN92];
- Simulação de transientes eletromagnéticos: [DP93, FKA93, ML94, WG93];
- Análise de pequenos sinais: [CMPLPF94, CMF95];
- Cálculo de fluxo de potência ótimo com restrições de segurança: [PPT90, RSM94, RT96];
- Estimação de estados: [FWM95, L92, LL94];
- Fluxo de potência e análise de contingência: [BCF96, LT96];
- Técnicas de procura heurística: [FC96, GAMR97].

Um dos primeiro trabalhos de avaliação de confiabilidade composta foi desenvolvido pelo Electric Power Research Institute (Palo Alto, USA) [BLN89]. Neste trabalho foi utilizado um hipercubo (Intel iPSC/1 e iPSC/2) e a análise de confiabilidade foi realizada através da técnica de enumeração de estados. Na simulação de sistemas de 101 e 140 barras, obteve-se uma eficiência¹ em torno de 70% para o iPSC/1 e 46% para o iPSC/2, máquinas com 16 processadores. O trabalho relata que a baixa eficiência é devido à conversão do código,

¹ Em computação paralela e considerando máquinas idênticas, a “eficiência” é definida como o quociente entre o tempo de execução do algoritmo seqüencial em um único computador pelo tempo de execução do algoritmo paralelo, sendo este multiplicado pelo número de computadores utilizados no processo de paralelização

originalmente desenvolvido para computadores seqüenciais, para computadores paralelos.

O trabalho [TPPM90] relata uma versão do algoritmo de avaliação de confiabilidade composta utilizando simulação Monte Carlo não-sequencial. Foi implementado em um sistema com 16 processadores iAPX 286/287, conectados através de uma rede de 10 Mb/s. Testes realizados com um sistema de grande porte demonstraram uma eficiência próxima da máxima teórica.

Em [GS95] foi realizado um estudo sobre avaliação da confiabilidade composta utilizando programação paralela e metodologias de simulação Monte Carlo cronológica e não cronológica. Os cenários estudados foram implementados em duas arquiteturas: 64 processadores nCube 2 de memória distribuída e um computador paralelo *Sequence Balance* [O89]. Como caso de estudo foram utilizados três sistemas IEEE-RTS [APM79] interligados. A eficiência no nCube2 foi de 50% e no *Sequence Balance* de 100%.

A referência [BFT00] realiza uma análise de confiabilidade composta através de SMC, não-cronológica e cronológica. Os programas desenvolvidos foram utilizados em um grupo de oito computadores Pentium III 500MHz conectados através de uma rede Fast-Ethernet (100 Base-T). A comunicação entre os micros foi realizada através da ferramenta MPI – *Message Passing Interface*.

Na simulação Monte Carlo não-cronológica realizada pela referência [BFT00] todos os computadores executam a mesma seqüência de números aleatórios, pois partem de uma semente em comum, gerando os mesmos estados em cada máquina. Entretanto, como cada computador analisa um grupo de estados, definido no início do programa, não se considera a hipótese de um grupo ser analisado em menor tempo do que outro, levando a ociosidade de alguma máquina. Esse problema não é tratado no artigo. A eficiência da SMC não-cronológica foi verificada para três subsistemas brasileiros: Norte-Nordeste 80%, Sul 87% e Sudeste 96%.

Na simulação Monte Carlo seqüencial realizada por [BFT00] todas as máquinas constroem a mesma série cronológica e cada computador é responsável pela análise de um período de tempo. Como no caso não-cronológico as seqüências para cada máquina são definidas no início do processo podendo levar a uma ociosidade de algum computador. A eficiência da SMC cronológica também foi verificada para três subsistemas brasileiros: Norte-Nordeste 74%, Sul 63% e Sudeste 93%.

Para ambas as simulações não foi discutido o uso de máquinas com diferentes *hardwares*. Como os métodos de simulação dividem igualmente os processos entre as máquinas, haveria uma grande ociosidade entre as mesmas, pois a velocidade da simulação ficaria limitada a velocidade da menor máquina.

O trabalho [BFMM01] apresenta duas metodologias SMC cronológica para avaliação de confiabilidade composta. A primeira metodologia se assemelha a metodologia de SMC cronológica de [BFT00], ou seja, é construída uma série temporal e cada máquina é responsável por avaliar um ano dessa série. Na segunda metodologia cada ano da série é dividido de acordo com o número de máquinas e cada uma dessas avalia um segmento desse ano. Essa metodologia reduz a granularidade do problema. Os dois sistemas foram testados em um computador paralelo de 10 processadores RS/600 SP e em oito Workstations IBM RS/600 43p conectadas em rede. Como sistema teste foi utilizado o IEEE-RTS [APM79] e duas configurações de sistemas brasileiros, o Sul e Sudeste. Para a máquina paralela as eficiências foram respectivamente 76%, 82% e 91%. Para as Workstations a eficiência foi de 65% para o Sistema Sul e 91% para o Sistema Sudeste. As simulações utilizaram um coeficiente de variação β de 5% para os índices EPNS (*Expected Power Not Supplied*), LOLF (*Loss of Load Frequency*) e LOLC (*Loss of Load Cost*).

O trabalho anterior também não considera o uso de computadores diferentes. Como a divisão de tarefas é realizada no início do processo para cada máquina, uma poderá terminar um grupo de tarefas mais rápido do que outra, levando a ociosidade dessa máquina.

A referência [L05] utiliza computação distribuída para análise de confiabilidade em um sistema de distribuição. O trabalho calcula os índices de confiabilidade através de uma metodologia analítica e usa o critério n-1. O programa é executado em uma rede com diferentes processadores. Como são analisadas n-1 contingências, cada máquina analisa a contingência devido a falha de um elemento. Para aumentar a eficiência do programa divide-se o número de elementos proporcionalmente ao tempo de execução do programa seqüencial em cada máquina. Entretanto isso inviabiliza o programa, pois para cada caso analisado é necessário executar o programa em todas as máquinas para verificar seu tempo de execução.

Existem poucos trabalhos na área de confiabilidade de sistemas de potência que tratam eficientemente a distribuição de tarefas em uma rede de computadores com hardwares distintos. Na confiabilidade de sistemas de distribuição foi encontrado apenas um trabalho [L05], que apenas avaliava analiticamente a confiabilidade, não sendo apto para avaliar, por exemplo, índices de duração máxima, como o DMIC.

A metodologia proposta neste trabalho avalia a confiabilidade de sistemas de distribuição através de uma metodologia analítica e SMC cronológica. A distribuição de tarefas proposta utilizará uma rede com diferentes tipos de computadores, permitindo que o programa seja instalado em qualquer rede existente e utilize de forma eficiente o poder de processamento (e.g. frequência e arquitetura da CPU, capacidade e velocidade da memória) de cada máquina.

1.3 Estrutura da Tese

Esta tese é composta por seis capítulos os quais são brevemente descritos a seguir.

O presente capítulo apresentou a necessidade de utilização de uma programação distribuída na análise de confiabilidade dos sistemas de distribuição. Também foi apresentado o estado da arte do uso de programação distribuída em sistemas de potência e mais especificamente em confiabilidade de sistemas de potência.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão sobre confiabilidade em sistemas de distribuição: técnicas analíticas e de simulação Monte Carlo. Será realizada uma modelagem dessas técnicas para uso em sistemas de distribuições de grande porte.

O Capítulo 3 apresenta técnicas para aperfeiçoar, em termos de tempo computacional, a modelagem da simulação Monte Carlo e também adequar as simulações às condições reais, como curva de carga variável, transferência de carga entre alimentadores e religadores automáticos.

No Capítulo 4 é proposta uma metodologia de programação distribuída que pode ser aplicada em redes com diferentes tipos de computadores. Essa metodologia será aplicada em sistemas testes e sistemas de distribuição reais das distribuidoras de energia Bandeirante e Cemig.

No Capítulo 5 realiza-se uma aplicação da metodologia proposta na reconfiguração de sistemas de distribuição. São usadas, a critério de exemplo, as técnicas metaheurísticas Busca Tabu, Estratégia de Evolução e Evolução Diferencial.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões do trabalho e as propostas de trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO – CONCEITOS BÁSICOS

2.1 Introdução

Os Sistemas Elétricos de Distribuição (SED) têm como função transportar, com confiabilidade adequada, a energia do sistema de transmissão até os consumidores individuais de energia elétrica. Por confiabilidade adequada entende-se o fornecimento de energia elétrica com qualidade elevada e interrupções reduzidas. Desta maneira, nos estudos de confiabilidade são empregadas técnicas que visam analisar o SED, possibilitando, desta maneira, o cálculo dos seus índices de confiabilidade e a avaliação de seu desempenho quanto a critérios de continuidade.

A avaliação da confiabilidade em sistemas elétricos pode ser realizada por dois métodos principais: analítico (ou enumeração de estados) e simulação Monte Carlo (SMC). O método analítico convencional utilizado na avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição assume que cada componente pode ser representado como um modelo Markoviano [BA92, BA83].

A SMC pode ser dividida em metodologias não-seqüencial e seqüencial, esta última também denominada cronológica. A não-seqüencial utiliza algoritmos baseados em modelos Markovianos, tal como a metodologia analítica, e também não consegue computar nenhuma conexão cronológica entre os diversos possíveis estados do sistema.

Nos últimos anos, com o aumento da competitividade no setor, houve a necessidade de se obter informações mais detalhadas sobre a causa das interrupções experimentadas pelos consumidores. Neste novo contexto e com uma maior disponibilidade de computadores de alto desempenho, a SMC cronológica tornou-se uma técnica viável e muito estudada para aplicações em confiabilidade de sistemas elétricos [BS96, AM97, LG97, BW99, OG99].

Essa metodologia é completamente genérica, não possuindo restrições quanto a taxas de transição ou tempos de permanência nos estados. A SMC cronológica permite, por exemplo, a variação da taxa de falha e/ou tempo de permanência em um estado durante o período de análise. Também é possível através deste método obter as distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade, que fornecem informações adicionais importantes. Por exemplo, é possível obter a probabilidade dos indicadores DEC, FEC, DIC e FIC [ANEEL00] ultrapassar um valor preestabelecido, determinar a probabilidade do índice DMIC [ANEEL00] exceder o valor máximo permitido para um determinado ponto de carga, etc. Devido à capacidade da SMC cronológica capturar adequadamente aspectos cronológicos, é possível através dessa metodologia representar as peculiaridades implícitas na dinâmica de um sistema real.

2.2 Conceitos Básicos

Qualquer componente do sistema elétrico, como, por exemplo, disjuntores, chaves seccionadoras e transformadores, está sujeito a operações incorretas, resultando em falhas no sistema. Da mesma maneira, situações que acarretam falhas podem ser corrigidas por meio de reparos nos componentes falhos, ou mesmo por manobras que reduzam a interrupção de energia nos pontos consumidores. Desta forma, componentes podem transitar entre estados operativos definindo uma taxa de transição [BA92]. A seguir serão apresentadas algumas definições que auxiliarão no entendimento das metodologias e teorias utilizadas neste trabalho:

- Ramo: conjunto de componentes que se encontram conectados em série e são delimitados por barras de entrada e saída. Esta definição significa que se apenas um componente pertencente ao ramo estiver falhado, o ramo também se apresentará falhado;
- Caminho: conjunto seqüencial de componentes (ramos) que possibilitam conectar uma entrada (fonte) a uma saída (ponto de carga);
- Caminho Mínimo: um caminho entre uma entrada e saída é mínimo se, neste caminho, nenhum nó entre componentes (ramos) for percorrido mais de uma vez [BA83];
- Caminho Normalmente Fechado: é um caminho mínimo onde todos os componentes se encontram ativados (energizados). São utilizados para identificar os eventos de falha que conduzem a uma perda de energia no ponto de carga de interesse;
- Caminho Normalmente Aberto: é um caminho mínimo onde existe pelo menos um componente desativado (desenergizado), geralmente um disjuntor ou chave. São utilizados para verificar as várias alternativas existentes no sentido de restabelecer a energia no ponto de carga de interesse;
- Conjunto de Corte: é o conjunto de ramos ou componentes do sistema que quando indisponíveis (fora de operação) provocam falha no sistema. Em termos de confiabilidade de redes, essa definição pode ser interpretada como sendo o conjunto de componentes que devem falhar para ocasionar a abertura de todos os caminhos que conduzem energia ao ponto de carga em análise. Essa definição é válida quando a avaliação for realizada através do critério da perda total de continuidade do serviço;
- Conjunto de Corte Mínimo: é um conjunto de componentes do sistema que, quando se encontram simultaneamente fora de operação, causam

falha do sistema. Contudo, se um dos componentes do conjunto volta a operar o sistema também retorna à operação. Essa definição significa que todos os componentes de um conjunto mínimo de corte podem ser representados através de elementos conectados em paralelo;

- Cortes de 1ª Ordem: é considerado corte de 1ª ordem um componente que, se estiver fora de operação, acarreta perda de continuidade de serviço para o ponto de carga de interesse;
- Cortes de 2ª Ordem: é considerado corte de 2ª ordem dois componentes que, se estiverem simultaneamente fora de operação, acarretam perda de continuidade de serviço para o ponto de carga de interesse. Porém, quando qualquer um desses componentes voltar a funcionar, o sistema também volta a funcionar;
- Modo de Falha: é o conjunto de componentes cuja falha simultânea, durante certo intervalo de tempo, provoca a interrupção dos caminhos entre todas as fontes de alimentação e o ponto de carga;
- Ponto de Carga: barra ou ponto do sistema onde se encontram consumidores conectados, e onde normalmente são realizadas as análises de confiabilidade;
- Taxa de Falha (λ): representa o número de vezes que um componente falhou em um dado período de tempo, dividido pelo tempo total em que o componente permaneceu em operação;
- Tempo de Chaveamento: é definido como o tempo decorrido entre a ocorrência de uma falha na qual o componente falhado é isolado e todos os componentes não danificados são recolocados em serviço. Esse tempo compreende a detecção da falha, isolamento do componente falhado e a execução de chaveamentos destinados a recolocação em serviço dos componentes não afetados;

- Tempo de Reparo: é definido como o tempo necessário para que um determinado componente seja reparado e recolocado em operação;
- Esquema Equivalente de Confiabilidade: consiste em uma seqüência de conjuntos mínimos de corte conectados em série, sendo que os componentes de cada conjunto mínimo de corte estão conectados em paralelo.

2.3 Índices de Desempenho

Os índices de confiabilidade de um sistema servem para quantificar o seu desempenho, passado ou futuro, quanto à qualidade do fornecimento de energia aos pontos consumidores.

Os índices empregados pela ANEEL para avaliação da confiabilidade do sistema brasileiro são o FIC, DIC e DMIC, índices por ponto de carga, e DEC e FEC, índices de sistemas [ANEEL00]. Esses índices são baseados em índices americanos e padronizados pelo IEEE [IEEE04, IEEE01]. Apenas o índice DMIC não está definido no padrão IEEE. Os índices são definidos abaixo, juntamente com seu correspondente no padrão IEEE:

- DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (SAIDI – System Average Interruption Duration Index): intervalo de tempo no qual, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado, ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica [ANEEL00];
- DIC – Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (U – Unavailability): intervalo de tempo no qual, no período de observação, em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica [ANEEL00];

- FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (SAIFI – System Average Interruption Frequency Index): número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado [ANEEL00];
- FIC – Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (λ - Failure Rate): número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora [ANEEL00];
- DMIC – Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora: tempo máximo de interrupção contínua, da distribuição de energia elétrica, para uma unidade consumidora qualquer [ANEEL00].

Outros índices de ponto de carga (EENS, LOLC, r) e sistema (ASAI, ASUI, CAIDI, EENS, ENSC, LOLC) empregados para análise de confiabilidade de sistemas de distribuição são descritos a seguir [BA94, IEEE04, IEEE01]:

- ASAI – Average Service Availability Index: É o índice de disponibilidade média de serviço. É definido como sendo a razão entre o somatório do número de horas em que o sistema está disponível para os consumidores e o número total de horas demandadas no sistema;
- ASUI – Average Service Unavailability Index: É o índice de indisponibilidade média de serviço. É definido como sendo a razão entre o número de horas indisponíveis para os consumidores e o número total de horas demandadas no sistema, no período de um ano;
- CAIDI – Customer Average Interruption Duration Index: É o índice da duração média da interrupção para o consumidor. É definido como sendo a razão entre o somatório das durações das interrupções nos consumidores e o número total de interrupções nos consumidores;
- EENS – Energia Esperada não Suprida (ENS – Energy not Supplied): Representa a energia total não fornecida pelo sistema;

- ENSC – Energia Esperada não Suprida por Consumidor (AENS – Average Energy not Supplied): É o índice para a energia média não suprida. É definido como sendo a razão entre o total de energia não suprida e o número total de consumidores;
- LOLC – Loss of Load Cost: Representa o custo pelo não fornecimento de energia a uma unidade consumidora (ponto de conexão), ou mesmo para o sistema;
- r – Duração Média da Falha: Representa o tempo, em média, em que a unidade consumidora ou ponto de conexão permaneceu sem fornecimento de energia por ocasião de uma falha.

2.4 Métodos Analíticos

A SMC cronológica abordada neste trabalho utiliza técnicas analíticas para análise de confiabilidade, com o intuito de reduzir o tempo computacional da simulação cronológica [C98]. O método analítico utilizado é baseado no conjunto mínimo de cortes. O conjunto mínimo de cortes utiliza conceitos de sistemas série e paralelo e caminhos mínimos. Esses conceitos são abordados nesta seção.

2.4.1 Topologia dos Sistemas de Distribuição

Os SEDs podem se apresentar, topologicamente, de várias formas. Normalmente são representados por uma rede de componentes conectados em série, paralelo, malhado ou por uma combinação destas conexões. Se os componentes estiverem conectados simplesmente em série e/ou paralelo, o cálculo da confiabilidade se torna mais simples. Primeiro são usadas equações para agrupar componentes em paralelo, resultando em componentes conectados em série. Em

seguida são utilizadas equações para agrupar esses componentes em série. Esses conceitos são revisados abaixo [BA83].

Sistema Série

Do ponto de vista da confiabilidade, um conjunto de componentes constitui um sistema série, se para o mesmo funcionar, todos os componentes devem, obrigatoriamente, estar em funcionamento. Como exemplo adota-se dois componentes A e B em série, como mostrado na Figura 2.1. Consideram-se as taxas de falha como sendo λ_A e λ_B e os tempos de reparo como r_A e r_B , respectivamente.

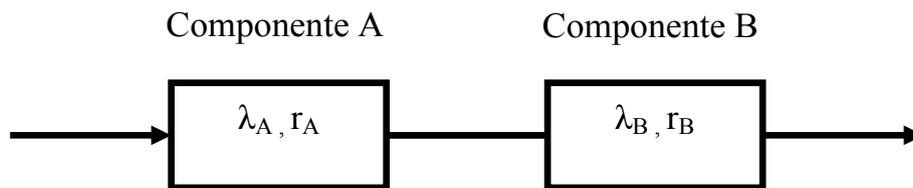


Figura 2.1 – Sistema com dois elementos conectados em série

A taxa de falha equivalente para este sistema (λ_S) é dada por:

$$\lambda_S = \lambda_A + \lambda_B \quad (2.1)$$

e o tempo de reparo equivalente (r_S):

$$r_S = \frac{\lambda_A r_A + \lambda_B r_B}{\lambda_A + \lambda_B} \quad (2.2)$$

Analogamente, pode-se deduzir que a taxa de falha e o tempo médio de reparo para um sistema série de n componentes é expresso por:

$$\lambda_S = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (2.3)$$

$$r_S = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_S} \quad (2.4)$$

Utilizando os conceitos de frequência e duração, a indisponibilidade (U_S) pode ser calculada como:

$$U_S = \lambda_S r_S \quad (2.5)$$

Sistema Paralelo

Do ponto de vista da confiabilidade, um conjunto de componentes constitui um sistema paralelo, se para o mesmo funcionar, é necessário que apenas um dos componentes esteja em funcionamento. Considere-se agora o caso de um sistema contendo dois componentes A e B em paralelo, como mostrado na Figura 2.2.

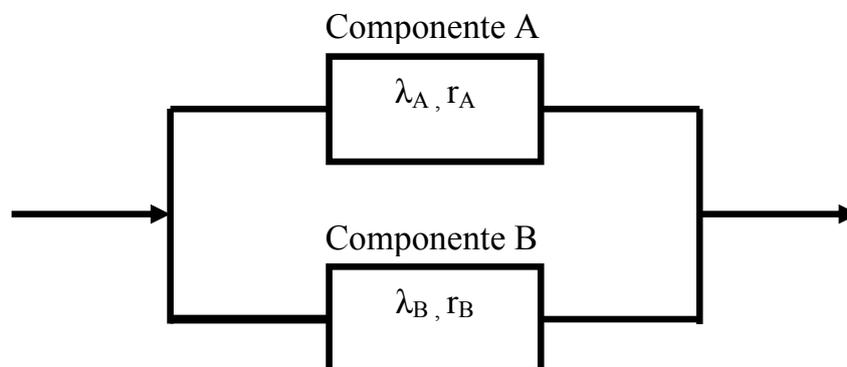


Figura 2.2 – Sistema com dois elementos ligados em paralelo

A taxa de falha equivalente (λ_P) é dada por:

$$\lambda_P = \lambda_A \lambda_B (r_A + r_B) \quad (2.6)$$

e o tempo de reparo equivalente (r_P) é:

$$r_P = \frac{r_A r_B}{r_A + r_B} \quad (2.7)$$

Utilizando os conceitos de frequência e duração, a indisponibilidade (U_P) pode ser calculada como:

$$U_P = \lambda_P r_P \quad (2.8)$$

Para sistemas em paralelo com mais de dois componentes, as equações podem ser observadas em [BA83].

2.4.2 Caminhos Mínimos

A grande maioria dos SEDs possui uma rede complexa, não sendo possível a aplicação imediata de técnicas relativas a sistemas série e/ou paralelo, para a avaliação de seus índices de confiabilidade.

Técnicas como probabilidade condicional, conjuntos mínimos de corte, diagrama de árvores, diagramas lógicos e outras podem ser implementadas para simplificar os SED. Estas metodologias modificam a topologia do sistema de tal forma a torná-lo um conjunto de componentes conectados em série e paralelo [BA92].

A técnica dos conjuntos mínimos de corte é muito utilizada, pois apresenta a capacidade de identificar e analisar os diferentes modos de falha do sistema. É essencial determinar a contribuição de cada modo de falha do sistema, pois desta

forma podem ser identificados os componentes que exercem uma influência maior na confiabilidade. Assim, investimentos podem ser direcionados para as áreas críticas.

A determinação dos conjuntos mínimos de corte nem sempre é simples e o problema torna-se mais complexo em sistemas de grande porte. Neste caso, vários métodos para dedução dos conjuntos mínimos de corte são baseados no conhecimento dos caminhos mínimos entre a fonte e o ponto analisado. Um método eficiente de busca de caminhos mínimos é conseguido por meio de uma busca em profundidade a partir de uma estrutura em árvore [N05]. Para exemplificar esse método será utilizado o sistema teste de distribuição da Figura 2.3.

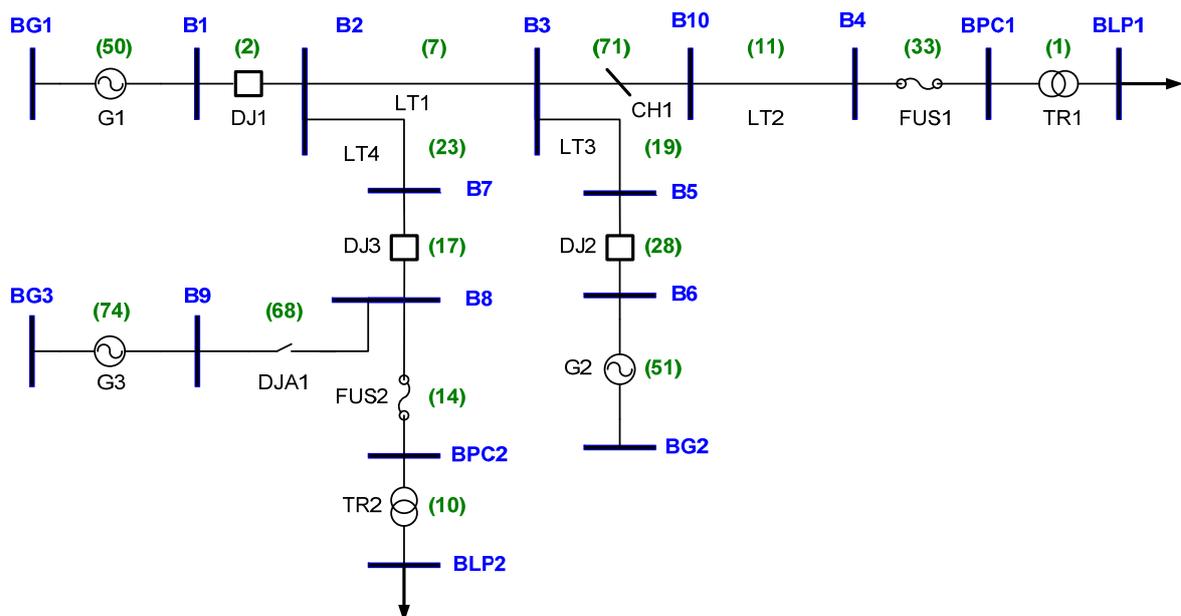


Figura 2.3 – Sistema teste de distribuição de energia elétrica

O Sistema da Figura 2.3 possui três fontes (G1, G2 e G3), três disjuntores (DJ1, DJ2 e DJ3), uma chave seccionadora normalmente fechada (CH1), uma chave seccionadora normalmente aberta (DJA1), quatro linhas de distribuição (LT1, LT2, LT3 e LT4), duas chaves fusíveis (FUS1 e FUS2) e dois pontos de carga (TR1 e TR2).

Em condições normais de funcionamento os pontos de carga TR1 e TR2 são alimentados pelas fontes G1 e G2. A fonte G3 somente é utilizada caso ocorra algum defeito no sistema. Deve-se adotar que qualquer fonte do sistema é capaz de alimentar todos os pontos de carga.

Visualmente, pode-se determinar os caminhos mínimos do sistema da Figura 2.3. Os caminhos dos pontos de carga TR1 e TR2 são apresentados, respectivamente, nas Tabelas 2.1 e 2.2. Os caminhos mínimos são classificados em caminhos normalmente abertos (caminhos NAs) e caminhos normalmente fechados (caminhos NFs). Os caminhos NAs do sistema são aqueles que possuem uma chave NA. Para esse sistema a chave NA é o componente DJA1.

Tabela 2.1 – Caminhos mínimos para o ponto de carga TR1 da Figura 2.3

TR1								
Caminhos NF								
TR1	FUS1	LT2	CH1	LT1	DJ1	G1		
TR1	FUS1	LT2	CH1	LT3	DJ2	G2		
Caminho NA								
TR1	FUS1	LT2	CH1	LT1	LT4	DJ3	DJA1	G3

Tabela 2.2 – Caminhos mínimos para o ponto de carga TR2 da Figura 2.3

TR2								
Caminhos NF								
TR2	FUS2	DJ3	LT4	DJ1	G1			
TR2	FUS2	DJ3	LT4	LT1	LT3	DJ2	G2	
Caminho NA								
TR2	FUS2	DJA1	G3					

A procura de caminhos mínimos através de uma estrutura em árvore é realizada através das conexões existentes nas barras de entrada e saída de cada elemento do sistema e tem como elemento inicial um ponto de carga e como final uma fonte.

Numa estrutura em árvore um nodo é considerado “pai” se está localizado imediatamente acima de um nodo definido como “filho”, nodos são considerados “irmãos” se possuírem o mesmo “pai”, “ancestrais” são os nodos localizados acima do nodo “filho” e um nodo é considerado “tio” se ele é “irmão” do “pai” do nodo “filho” em análise.

Durante a procura dos caminhos mínimos deve-se realizar “podas” na árvore, de modo a evitar que um mesmo elemento ou barra seja “visitado” mais de uma vez no mesmo caminho, estabelecendo um *looping*. Um tipo de poda ocorre quando algum “ancestral” é igual a um nodo “filho”, e outro quando um “tio” é igual a um nodo “filho”. A primeira poda evita que um mesmo elemento seja visitado mais de uma vez no mesmo caminho. A segunda poda ocorre quando mais de dois elementos estão conectados em uma barra, e evita que um caminho percorra uma barra do sistema mais de uma vez.

A Figura 2.4 apresenta um exemplo de procura de caminhos mínimos para o ponto de carga TR1 do sistema da Figura 2.3. A Figura 2.4a mostra o início da construção da árvore, partindo do ponto de carga TR1. Através da Figura 2.3 observa-se que o único elemento conectado nas barras de entrada e saída do ponto TR1 é a chave fusível FUS1. Na Figura 2.4a, isto é representado conectando-se a chave fusível FUS1 como um nodo “filho” do ponto de carga TR1.

A Figura 2.4b prossegue a construção da árvore, a partir da chave fusível FUS1. Através da Figura 2.3, observa-se os elementos LT2 e TR1 conectados nas barras de entrada e saída da chave fusível FUS1. Na Figura 2.4b esses elementos são representados como “filhos” do nodo FUS1.

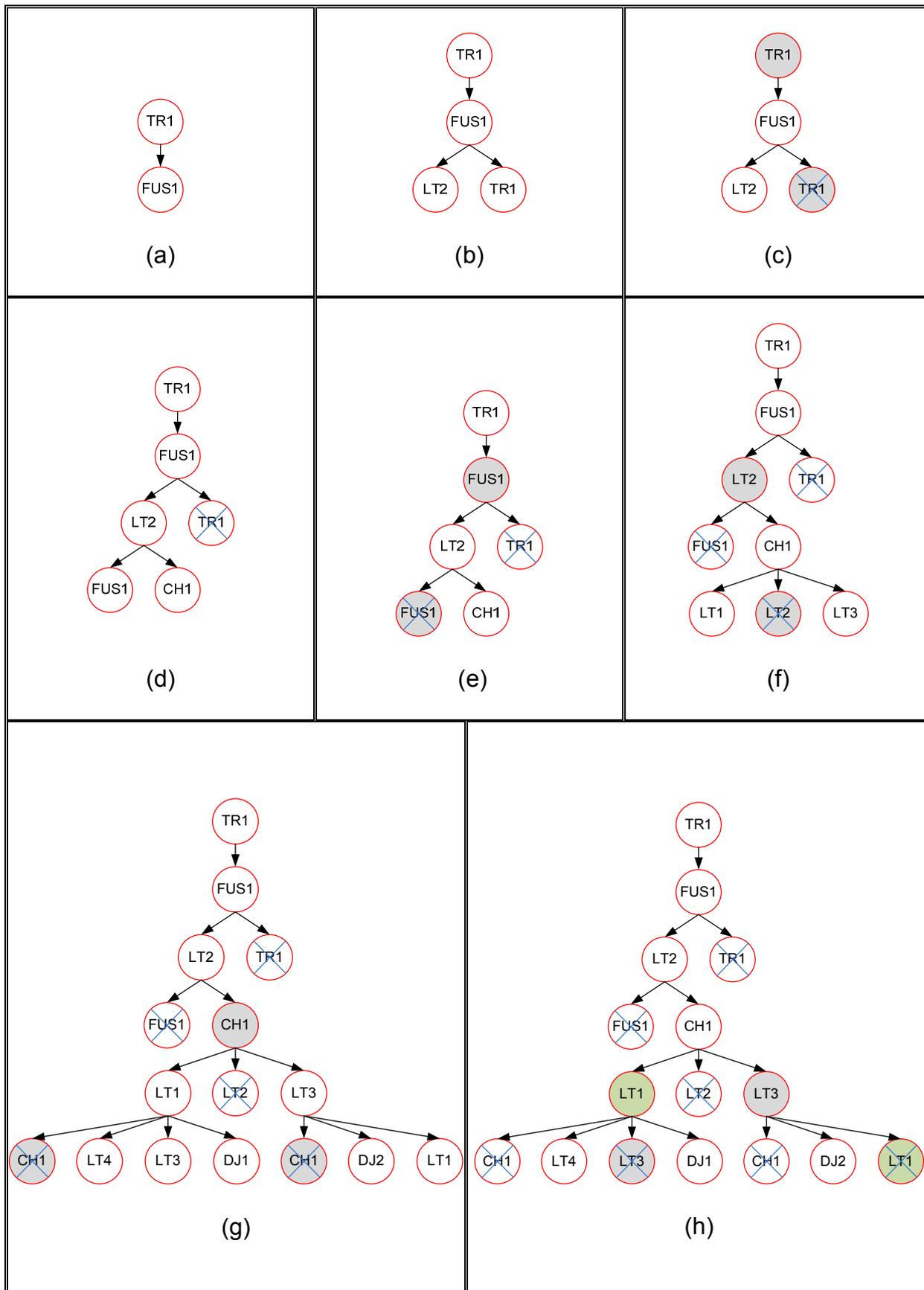


Figura 2.4 – Procura de caminhos para o ponto de carga TR1

Na Figura 2.4c ocorre o primeiro tipo de poda, em que um nodo “filho” possui um “ancestral” idêntico. Na figura, o ponto de carga TR1 possui um mesmo “ancestral” TR1, por esse motivo, deve ser podado. A poda é representada por um “X” no nodo da árvore.

Na Figura 2.4d são acrescentados os nodos FUS1 e CH1 no nodo LT2. Esses nodos são os elementos conectados nas barras de entrada e saída da linha de distribuição LT2, Figura 2.3. A Figura 2.4e apresenta mais uma vez uma poda, o elemento FUS1 possui um “ancestral” idêntico e por isso deve ser podado.

A Figura 2.4f dá seqüência à construção da árvore, através dos elementos LT1, LT2 e LT3 conectados a chave CH1, como também pode ser observada no sistema da Figura 2.3. A Figura 2.4f também mostra a poda da linha LT2 que possui um “ancestral” idêntico.

A Figura 2.4g apresenta os nodos “filhos” CH1, LT3, LT4 e DJ1 da linha de distribuição LT1 e os nodos “filhos” CH1, DJ2 e LT1 da linha de distribuição LT3. Os nodos “filhos” estão conectados às barras de entrada e saída de seus respectivos nodos “pai”, Figura 2.3. A Figura 2.4g também possui duas podas, devido um “ancestral” comum. A chave CH1 está presente em dois nodos e ambos são podados.

Na Figura 2.4h ocorre outro tipo de poda. A poda em um elemento, quando esse é idêntico ao seu “tio”. A Figura 2.4h possui duas podas desse gênero, uma poda na linha de distribuição LT3 e outra na LT1.

A Figura 2.5 apresenta a árvore completa para o ponto de carga TR1, juntamente com as devidas podas. Os nodos em verde (G1, G2 e G3) representam as fontes do sistema da Figura 2.3.

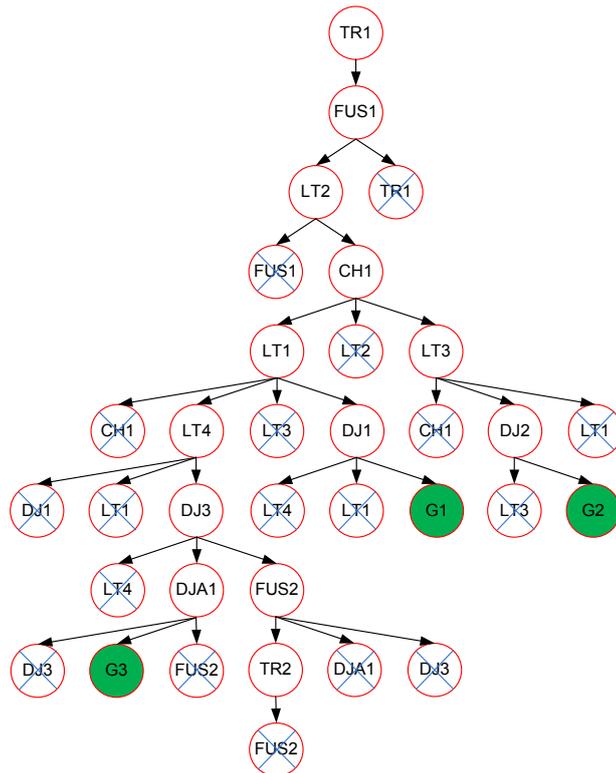


Figura 2.5 – Árvore completa para o ponto de carga TR1

Os caminhos são determinados “subindo” a árvore a partir das fontes. Os caminhos NFs partindo das fontes G1 e G2 são apresentados respectivamente nas Figuras 2.6 e 2.7. Os nodos em destaque representam os caminhos. O caminho NA partindo da fonte G3 está representado pelos nodos em destaque da Figura 2.8. Caso um determinado caminho apresente uma única chave NA, este será considerado NA, em caso contrário será considerado NF.

Os caminhos em destaque nas Figuras 2.6 à 2.8 são os mesmos apresentados na Tabela 2.1. O mesmo procedimento descrito pode ser realizado para o ponto de carga TR2, para se determinar os caminhos apresentados na Tabela 2.2.

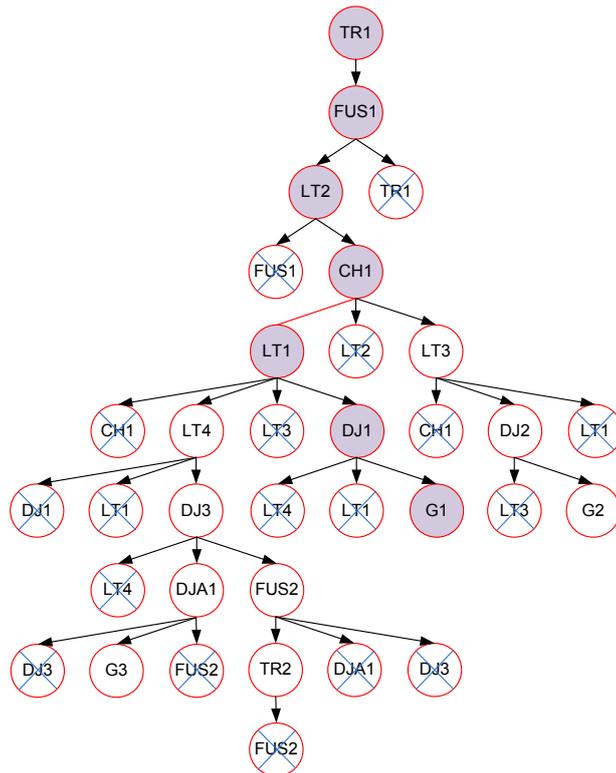


Figura 2.6 – Caminho NF do ponto de carga TR1 partindo da fonte G1

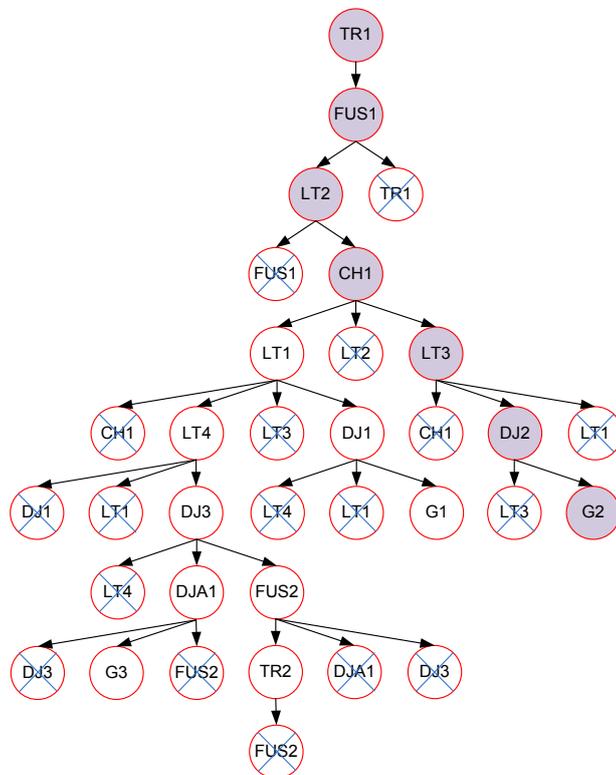


Figura 2.7 – Caminho NF do ponto de carga TR1 partindo da fonte G2

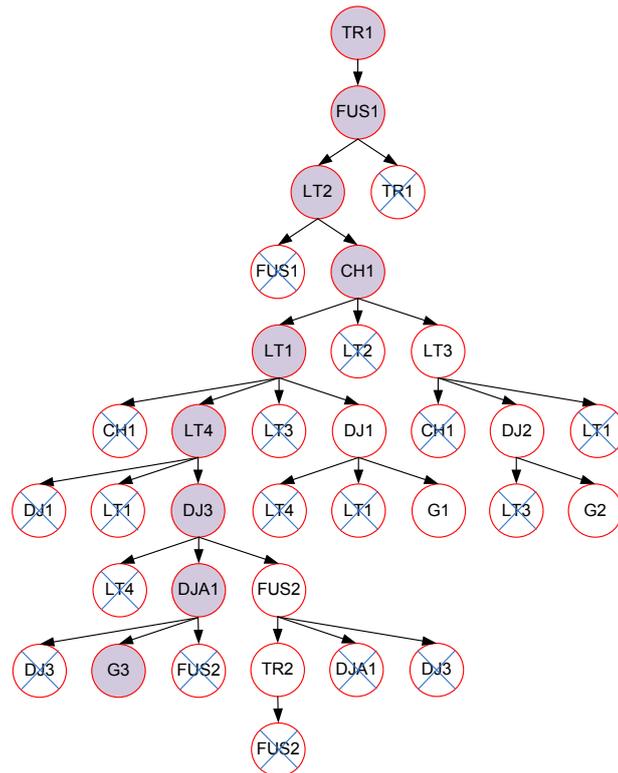


Figura 2.8 – Caminho NA para o ponto de carga TR1 partindo da fonte G3

2.4.3 Dinâmica dos Dispositivos de Manobra e Proteção de um Sistema de Distribuição

Os conjuntos mínimos de cortes necessitam além dos caminhos mínimos, de informações sobre a dinâmica do sistema de distribuição, após a falha de algum equipamento, mais precisamente, o comportamento relacionado à atuação dos dispositivos de manobra (chaves seccionadores NA e NF, disjuntores e fusíveis) e proteção (disjuntores e chaves fusíveis) de um sistema de distribuição.

Tomando como exemplo o sistema da Figura 2.3. Tem-se que após a falha da linha LT2, devido, por exemplo, a um curto circuito, os disjuntores DJ1 e DJ2 irão atuar. Após a abertura desses dois disjuntores, os pontos de carga sofrem um corte de energia. Para solucionar esse problema, uma equipe de manutenção da

distribuidora de energia pode isolar a falha através da abertura da chave seccionadora CH1. Deste modo, os disjuntores DJ1 e DJ2 podem ser fechados e o ponto de carga TR2 ter sua energia restabelecida. O ponto de carga TR1 continuará sem fornecimento de energia, e somente terá sua energia restabelecida após o reparo da linha LT2.

Um modelo computacional para o exemplo acima é conseguido através da procura de caminhos, partindo de todos os elementos que compõem o sistema de distribuição em direção às fontes. Esses caminhos são construídos usando a mesma estrutura em árvore e os mesmos critérios de podas da seção anterior.

Para a linha de distribuição LT2, os caminhos NFs e NA são apresentados na Tabela 2.3. Os elementos do caminho em negrito correspondem aos dispositivos de proteção e manobra do sistema. Com base nesses caminhos podem-se determinar quais os dispositivos irão atuar durante o processo de falha e reparo da linha LT2. Para se determinar os dispositivos de proteções que atuam após a falha da linha LT2, deve-se percorrer cada caminho NF do componente falhado em direção a uma fonte e selecionar os primeiros dispositivos de proteções encontrados em cada caminho. Para esse exemplo, as proteções (com capacidade de abertura sob carga) encontradas são os disjuntores DJ1 e DJ2, conforme pode ser observado na Tabela 2.3. Por último, para se determinar os dispositivos de manobra usados para isolar uma falha, deve-se percorrer novamente os caminhos NFs da linha LT2 em direção as fontes. Os primeiros dispositivos de manobra encontrados em cada caminho serão responsáveis por isolar o defeito. Para a linha LT2, o primeiro dispositivo de manobra encontrado é a chave seccionadora CH1, presente em ambos os caminhos NFs.

Tabela 2.3 – Caminhos NFs e NAs para a linha de distribuição LT2

LT2						
Caminhos NF						
LT2	CH1	LT1	DJ1	G1		
LT2	CH1	LT3	DJ2	G2		
Caminho NA						
LT2	CH1	LT1	LT4	DJ3	DJA1	G3

Para ilustrar o uso dos caminhos NAs será utilizado uma falha na linha de distribuição LT1 do sistema da Figura 2.3. Os caminhos NFs e NAs para essa linha são apresentados na Tabela 2.4.

Tabela 2.4 – Caminhos NFs e NAs para a linha de distribuição LT1

LT1				
Caminhos NF				
LT1	DJ1	G1		
LT1	LT3	DJ2	G2	
Caminho NA				
LT1	LT4	DJ3	DJA1	G3

Uma falha na linha LT1 provoca a atuação dos disjuntores DJ1 e DJ2 e o conseqüente corte de energia nos pontos TR1 e TR2, Figura 2.3. Para resolver esse problema uma solução é a abertura do disjuntor DJ3 e o fechamento da chave seccionadora DJA1. Dessa maneira, o ponto de carga TR2 pode ser alimentado pela fonte G3. O ponto de carga TR1 necessita do reparo da linha LT1 para que sua energia seja restabelecida.

Computacionalmente, isso pode ser modelado com a utilização dos caminhos NAs dos elementos do sistema de distribuição. Deve-se observar que os

caminhos NAs são utilizados quando um defeito não pode ser resolvido pela atuação dos dispositivos de proteção e manobra encontrados nos caminhos NFs. De acordo com a Tabela 2.4 pode-se verificar que o primeiro dispositivo de manobra do caminho NA em direção a fonte G3 é o disjuntor DJ3. A abertura desse disjuntor permite o isolamento da falha da linha LT1. O próximo passo é o fechamento da chave DJA1, que permite o restabelecimento de energia no ponto de carga TR2.

Através dos exemplos acima se pode observar dados importantes que serão utilizados na determinação dos conjuntos mínimos de cortes: os dispositivos de manobra e proteção, utilizados durante um processo de falha e reparo de um determinado elemento do sistema de distribuição. Esses dispositivos podem ser classificados em três grupos:

- **protNF** – Primeiros dispositivos de proteção dos caminhos NFs. Esses dispositivos atuam automaticamente quando ocorre uma falha no sistema de distribuição;
- **manoNF** – Primeiros dispositivos de manobra dos caminhos NFs. Essas proteções são responsáveis por isolar um defeito no sistema de distribuição;
- **manoNA** – Primeiros dispositivos de proteção dos caminhos NAs. Essas proteções também isolam um defeito no sistema, entretanto, o isolamento do defeito permite a transferência de carga para outro alimentador.

2.4.4 Conjuntos Mínimos de Cortes

Os conjuntos mínimos de cortes são determinados através dos caminhos mínimos e dos dispositivos de manobra e proteção.

Os conjuntos mínimos de corte podem ser classificados de acordo com a solução pela qual a energia em um ponto de carga pode ser restabelecida. Caso a energia seja restabelecida com o isolamento da falha, e o ponto de carga continua a ser alimentado por uma fonte de seu próprio alimentador, esse corte é classificado como corte com tempo de chaveamento NF. Entretanto, se a falha é isolada, mas para se restabelecer a energia o ponto de carga é alimentado por uma fonte de outro alimentador, esse corte é classificado como corte com tempo de chaveamento NA. Por último, se o corte apenas é solucionado com o reparo do conjunto mínimo de corte, esse corte é chamado de corte com tempo de reparo.

Os passos para determinação dos conjuntos mínimos de cortes de primeira ordem são descritos abaixo:

- 1) Determinar os caminhos mínimos para todos os elementos do sistema de distribuição, em direção às fontes do sistema;
- 2) Através dos caminhos mínimos, determinar o dispositivo de proteção protNF e os dispositivos de manobra manoNF e manoNA para todos os elementos do sistema;
- 3) Definir um elemento E_{falho} a ser falhado;
- 4) Os pontos de carga em que pelo menos um caminho NF não seja composto por nenhum dispositivo protNF do elemento E_{falho} , não sofreram corte de energia. Os demais pontos de carga sofreram corte de energia, ou seja, o elemento E_{falho} é corte de 1ª ordem para esses pontos de carga. Os próximos passos definirão o tipo de solução para que a energia seja restabelecida nesses pontos;
- 5) Os pontos de carga com corte de energia, em que pelo menos um caminho NF não seja composto por nenhum dispositivo manoNF do elemento E_{falho} , terão o corte solucionado apenas com o isolamento do elemento E_{falho} . Esse elemento será um corte de 1ª ordem com tempo de chaveamento NF. Os demais pontos de carga continuarão com corte de energia;

- 6) Os pontos de carga que ainda permanecerem com corte de energia, em que pelo menos um caminho NA não seja composto por nenhum dispositivo manoNA do elemento E_{falho} , terão o corte solucionado com o isolamento da falha provocada por esse elemento e posterior transferência do ponto de carga para outro alimentador. O elemento E_{falho} será um corte de 1ª ordem com tempo de chaveamento NA. Os demais pontos de carga, que ainda continuarem com corte de energia, terão o restabelecimento de energia somente após o reparo do elemento E_{falho} , ou seja, esse elemento será um corte de 1ª ordem com tempo de reparo;

- 7) Caso haja mais elementos do sistema a serem falhados deve-se escolher um novo elemento E_{falho} e voltar para o passo (4). Esse teste deve ser realizado com todos os elementos do sistema.

Para conjuntos de cortes de segunda ordem devem ser considerados, simultaneamente, os dispositivos de proteção (protNF) e manobra (manoNF e manoNA) dos dois elementos considerados na análise. O elemento E_{falho} será composto pelos elementos do conjunto de corte.

Para título de exemplo, o algoritmo acima será utilizado no sistema da Figura 2.3. Será analisado se as linhas de distribuição LT1 e LT2 constituem conjuntos de cortes de primeira ordem para os pontos de carga TR1 e TR2. Também se verificará, caso ocorra um corte de energia, o tipo de solução para esse corte: com chaveamento NF, com chaveamento NA ou com tempo de reparo.

Através das Tabelas 2.3 e 2.4 pode-se definir os dispositivos de manobra e proteção para as linhas LT2 e LT1, respectivamente. Esses dispositivos são apresentados na Tabela 2.5. Os caminhos mínimos dos pontos de carga TR1 e TR2 são apresentados respectivamente nas Tabelas 2.1 e 2.2.

Tabela 2.5 – Dispositivos protNF, manoNF e manoNA das linhas LT1 e LT2

	protNF		manoNF		manoNA
LT1	DJ1	DJ2	DJ1	DJ2	DJ3
LT2	DJ1	DJ2	CH1		CH1

Considerando inicialmente a falha da linha LT2, verifica-se que os dispositivos protNF DJ1 e DJ2, Tabela 2.5, estão presentes nos caminhos NFs dos pontos de carga TR1 e TR2 respectivamente Tabelas 2.1 e 2.2. Portanto a linha LT2 é corte de 1ª ordem para os pontos de carga TR2 e TR1.

Com relação à solução do corte observa-se que o dispositivo manoNF CH1 não está presente nos caminhos NFs do ponto de carga TR2. Portanto, a linha LT2 é um corte de 1ª ordem com tempo de chaveamento NF para o ponto de carga TR2. Através do sistema da Figura 2.3 nota-se que com a abertura da chave seccionadora CH1 os disjuntores DJ1 e DJ2 podem ser fechados e a energia é restabelecida no ponto de carga TR2. Com relação ao ponto de carga TR1, seus caminhos NFs são compostos pela proteção manoNF CH1 e, portanto, continuam sem fornecimento de energia após a abertura dessa chave seccionadora.

O dispositivo manoNA DJ3 da linha LT2 também está presente no caminho NA do ponto de carga TR1, ou seja, a linha LT2 é um corte de 1ª ordem com tempo de reparo para o ponto de carga TR1. Através do sistema da Figura 2.3 pode-se observar que somente com o reparo da linha LT2 a energia é restabelecida no ponto de carga TR1.

Considerando uma falha na linha LT1, observa-se que os dispositivos protNF DJ1 e DJ2 também estão presentes nos caminhos NFs dos pontos de carga TR1 e TR2, deste modo a linha LT1 é corte de 1ª ordem para esses pontos de carga.

Os dispositivos manoNF DJ1 e DJ2 da linha LT1 também estão presentes nos caminhos NFs dos pontos de carga TR1 e TR2, portanto o corte não pode ser solucionado por um chaveamento NF. Entretanto, o dispositivo manoNA da linha

LT1 não está presente no caminho NA do ponto de carga TR2, o que torna a linha LT1 um corte de 1ª ordem com tempo de chaveamento NA para esse ponto de carga. Através do sistema da Figura 2.3 nota-se que a abertura do disjuntor DJ3 e o fechamento da chave seccionadora DJA1 permite o restabelecimento de energia ao ponto de carga TR2. Para o ponto de carga TR1 a linha LT1 será um corte de 1ª ordem com tempo de chaveamento NA, pois a proteção manoNA está presente no caminho NA deste ponto de carga.

2.4.5 Rede Equivalente de Confiabilidade

Através dos conjuntos de corte mínimos pode-se construir uma rede equivalente de confiabilidade [C98]. A rede equivalente de confiabilidade dos pontos de carga TR1 e TR2 do sistema da Figura 2.3 é mostrada na Figura 2.9.

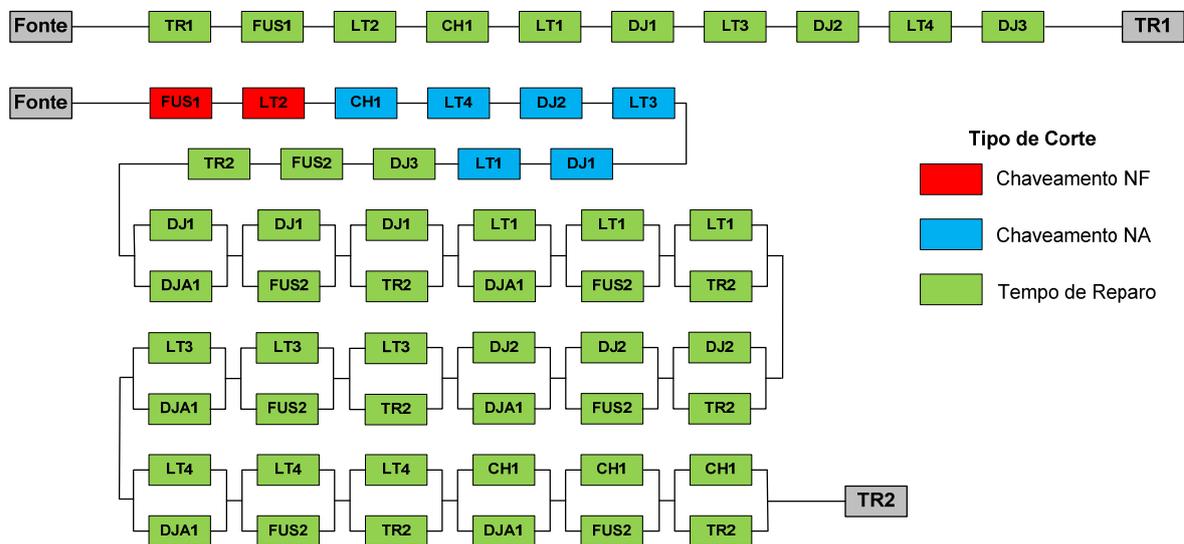


Figura 2.9 – Rede equivalente de confiabilidade para os pontos de carga TR1 e TR2 do sistema da Figura 2.3

Utilizando as equações do sistema paralelo para cada conjunto de corte de segunda ordem e depois as equações do sistema série obtêm-se os índices

equivalentes λ_S (FIC) e o U_S (DIC), para cada ponto de carga. Para o cálculo dos índices, deve-se considerar tempo de reparo para os cortes com tempo de reparo e tempo de chaveamento para os cortes com chaveamento. Os cortes com chaveamento NA serão usados posteriormente na restrição de transferência de carga, que será apresentada no próximo capítulo.

2.5 Método de Simulação Monte Carlo Cronológico

Os índices de confiabilidade podem ser avaliados através de técnicas de enumeração ou por SMC (não-seqüencial e seqüencial/cronológica). Enquanto que as técnicas de enumeração e de SMC não-seqüencial utilizam modelos *Markovianos*, tanto para representar as transições entre estados operativos de equipamentos quanto para os níveis de carga, a SMC seqüencial é uma ferramenta extremamente flexível, pois permite capturar todos os aspectos cronológicos na operação dos sistemas. A avaliação dos índices de confiabilidade é equivalente ao cálculo da seguinte expressão [R81]:

$$E[G] = \frac{1}{T} \int_0^T G(t) dt \quad (2.9)$$

sendo T o período da simulação e $G(t)$ a função teste que verifica em qualquer instante t se o estado do sistema é, ou não, adequado. Qualquer índice de desempenho pode ser estimado através da equação (2.9). Tomando a probabilidade de perda de carga como exemplo: $G(t) = 1$, se o estado do sistema é de falha em t ; e $G(t) = 0$, se o estado do sistema é de funcionamento em t . Outra forma de se estimar o valor esperado de $G(t)$ é através da expressão:

$$\tilde{E}[G] = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} G(y_k) \quad (2.10)$$

onde NS representa o número de anos simulados e y_k uma seqüência de estados no ano k . Para a freqüência de falhas, por exemplo, basta somar o número de interrupções no ano amostrado. A incerteza associada aos índices estimados é dada pela variância do estimador:

$$V(\tilde{E}[G]) = \frac{V(G)}{NS} \quad (2.11)$$

onde $V(G)$ é a variância da função teste. A convergência do processo de simulação é verificada usando o seguinte coeficiente de variação β [R81, LMMB00]:

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\tilde{E}[G])}}{\tilde{E}[G]} \quad (2.12)$$

A simulação é realizada em períodos anuais, sendo que ao final de cada ano os índices são computados por ponto de carga do sistema.

A simulação utilizada combina técnicas analíticas baseadas em conjuntos mínimos de corte e SMC cronológica e segue os passos abaixo:

- 1) Identificar os caminhos mínimos e conjuntos mínimos de cortes de todos os pontos de carga;
- 2) Simular o estado inicial (funcionamento ou reparo) de cada componente pertencente a cada conjunto mínimo de corte. Uma maneira de se eliminar a tendência (*bias*) é conectar o histórico operativo (e.g. anual) de todos os componentes;

- 3) Gerar um número aleatório para cada componente pertencente ao conjunto mínimo de corte, e converter este número, de acordo com as distribuições de probabilidades, em tempos de funcionamento ou reparo;
- 4) Identificar o menor tempo (T_{MIN}) e defini-lo como *clock* do processo. O equipamento correspondente é chamado E_M ;
- 5) Analisar a continuidade de fornecimento de energia de todos os pontos de carga, alimentadores, grupos específicos de consumidores e para o sistema como um todo. Isto inclui a busca por possíveis ações de chaveamento [LCS02] com o intuito de restabelecer a energia no menor tempo possível;
- 6) Com base na análise anterior, calcular para todos os pontos de carga, as contribuições para os índices de confiabilidade;
- 7) Gerar um novo tempo (funcionamento ou reparo) associado ao equipamento E_M . Se o período de análise ainda não terminou (e.g. 1 ano) retornar ao passo (4), senão, calcular os índices de confiabilidade (pontos de carga e sistema) para o período correspondente e ir para o passo (8);
- 8) Avaliar o coeficiente de variação β para um dado índice de confiabilidade (por exemplo, Energia Esperada não Suprida). Se a convergência ainda não for atingida retornar para o passo (4), senão, calcular os índices de confiabilidade (valores esperados e distribuição) para todos os pontos de carga e sistema (ou para algum grupo de consumidores), e finalizar o processo de simulação.

A função de avaliação expressa pela equação (2.10) tem seus parâmetros alterados de acordo com o índice calculado. As expressões resultantes são colocadas a seguir:

$$FIC_n = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} Fa_k \text{ [falhas/ano]} \quad (2.13)$$

$$DIC_n = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} Du_k \text{ [horas/ano]} \quad (2.14)$$

$$r_n = \frac{1}{TFa} \sum_{i=1}^{TFa} DM_i \text{ [horas]} \quad (2.15)$$

$$FEC = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} \left[\frac{\sum_{n=1}^{NLP} (FIC_n N_n)}{NC} \right] \text{ [Interrupção/consumidor_ano]} \quad (2.16)$$

$$DEC = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} \left[\frac{\sum_{n=1}^{NLP} (DIC_n N_n)}{NC} \right] \text{ [horas/consumidor_ano]} \quad (2.17)$$

$$EENS = \sum_{n=1}^{NLP} EENS_n \text{ [kWh/ano]} \quad (2.18)$$

$$ENSC = \frac{EENS}{NC} \text{ [kWh/consumidor_ano]} \quad (2.19)$$

onde:

FIC_n – índice FIC do ponto de carga n ;

DIC_n – índice DIC do ponto de carga n ;

r_n – tempo médio de reparo do ponto de carga n ;

FEC – índice FEC do sistema;

DEC – índice DEC do sistema;

$EENS_n$ – energia esperada não suprida do ponto de carga n ;

$EENS$ – energia esperada não suprida do sistema;

$ENSC$ – energia esperada não suprida por consumidor;

NS – número de anos simulados;

Fa_k – número de falhas no ano k ;

Du_k – número de horas sem energia (indisponibilidade) no ano k ;

DM_i – duração de uma falha i ;

TFa – falhas ocorridas no período NS ;

NLP – número total de pontos de carga pertencentes ao sistema;

NC – número total de consumidores;

n – ponto de carga em análise;

k – ano em análise;

i – falha em análise;

N_n – número de consumidores conectados ao ponto de carga n .

2.5.1 Índice DMIC

No Brasil, foi estabelecido um novo índice com intuito de impedir que uma concessionária deixe o usuário sem energia durante um período muito longo. Este índice está sendo apontado pelas empresas de distribuição de energia como um dos principais responsáveis pelas penalidades por violações de metas. Por se tratar de um valor máximo, tal índice não pode ser avaliado através das metodologias analíticas convencionais [LSCS05, S02].

A SMC cronológica permite a obtenção da duração de cada falha sistêmica. Através dessa duração pode-se avaliar a ultrapassagem em relação a um determinado padrão e a multa a ser paga. A multa é calculada de acordo com a expressão [ANEEL00]:

$$Multa = \left(\frac{DMIC_V}{DMIC_P} - 1 \right) \times DMIC_P \times Tar_M \times kei \quad (2.20)$$

onde:

$DMIC_V$ – tempo de uma falha sistêmica;

$DMIC_P$ – padrão estabelecido pela ANEEL para um determinado conjunto de carga, tempo máximo permitido para duração de uma falha;

Tar_M – tarifa média em R\$/h;

kei – coeficiente de majoração, sendo atualmente adotado o valor 10 [ANEEL00].

A multa somente é calculada quando a duração de uma falha for maior que o padrão determinado pelo $DMIC_P$. O cálculo de multas para outros índices é apresentado na Resolução nº. 24 da ANEEL [ANEEL00].

2.5.2 Implementação da SMC Cronológica

A SMC cronológica utiliza os conjuntos de cortes mínimos para identificar os pontos de carga não atendidos devido a saída de operação de um ou mais componentes do SED.

Uma técnica para melhorar o desempenho da SMC cronológica é organizar os conjuntos mínimos de cortes de modo que para cada conjunto se tenha apenas

os pontos de carga afetados. Os pontos de carga também devem estar organizados pela forma como o corte de energia pode ser solucionado: por um chaveamento NF, NA ou pelo reparo de um elemento do conjunto de corte. Para o sistema da Figura 2.3 os conjuntos mínimos de cortes devem ser organizados conforme a Tabela 2.6.

Utilizando a Tabela 2.6, durante a simulação Monte Carlo, pode-se identificar diretamente os pontos de carga afetados pela falha de algum componente e a solução para o corte de energia, ou seja, se a duração da interrupção ocasionada pela falha deste componente será o tempo de chaveamento ou o tempo de reparo. Por exemplo, se durante a SMC cronológica a linha LT2 passar para o estado de falha, pode-se observar através da Tabela 2.6 que o ponto de carga TR2 sofre uma interrupção e essa interrupção é solucionada através de um chaveamento NF. A falha desta mesma linha LT2 acarreta numa interrupção no ponto de carga TR1. Entretanto, nota-se que a duração da interrupção para o ponto de carga TR1 será igual ao tempo de reparo da linha LT2.

Considerando a situação em que a linha LT1 passa para o estado de falha, verifica-se que para a energia seja restabelecida no ponto de carga TR1 deve-se esperar o tempo de reparo da linha LT1, como se pode observar na Tabela 2.6. Entretanto, o ponto de carga TR2 terá seu corte solucionado através de um chaveamento NA. Através da Tabela 2.6 pode-se observar que a linha LT1 também forma cortes de segunda ordem com os elementos DJA1, FUS2 e TR2. O corte de 2º ordem ocorre durante a falha da linha LT1 e o ponto de carga esta sendo alimentado pela fonte G3, Figura 2.3. Nessa condição uma falha em qualquer dispositivo DJA1, FUS2 e TR2 acarretará em corte no fornecimento de energia no ponto de carga TR2, que somente será solucionado com o reparo de um elemento do conjunto mínimo de corte.

Tabela 2.6 – Cortes do sistema da Figura 2.3 usados na SMC cronológica

Cortes	Tipo de Corte		
	Chaveamento NF	Chaveamento NA	Tempo de Reparo
DJ1	–	TR2	TR1
DJ2	–	TR2	TR1
DJ3	–	–	TR1 – TR2
CH1	–	TR2	TR1
LT1	–	TR2	TR1
LT2	TR2	–	TR1
LT3	–	TR2	TR1
LT4	–	TR2	TR1
FUS1	TR2	–	TR1
FUS2	–	–	TR2
TR1	–	–	TR1 – TR2
TR2	–	–	TR2
DJ1 – DJA1	–	–	TR2
DJ1 – FUS2	–	–	TR2
DJ1 – TR2	–	–	TR2
DJ2 – DJA1	–	–	TR2
DJ2 – FUS2	–	–	TR2
DJ2 – TR2	–	–	TR2
LT1 – DJA1	–	–	TR2
LT1 – FUS2	–	–	TR2
LT1 – TR2	–	–	TR2
LT3 – DJA1	–	–	TR2
LT3 – FUS2	–	–	TR2
LT3 – TR2	–	–	TR2
LT4 – DJA1	–	–	TR2
LT4 – FUS2	–	–	TR2
LT4 – TR2	–	–	TR2
CH1 – DJA1	–	–	TR2
CH1 – FUS2	–	–	TR2
CH1 – TR2	–	–	TR2

2.6 Conclusões

Neste capítulo foi realizada uma revisão sobre os métodos de análise de confiabilidade em sistemas de distribuição, dando ênfase às técnicas analíticas e de SMC cronológica.

A SMC cronológica apresentada utiliza técnicas analíticas. Por esse motivo foram apresentadas novas metodologias para determinação de caminhos mínimos e conjuntos mínimos de corte. Também foi apresentada uma modelagem para descoberta dos pontos de carga afetados por um conjunto de corte, durante a simulação cronológica da SMC. Essas novas metodologias visam um melhor desempenho da SMC cronológica e permitem sua aplicação em sistemas de distribuição reais.

CAPÍTULO 3

CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO – MODELO ESTENDIDO

O capítulo anterior abordou conceitos essenciais, necessários ao cálculo de confiabilidade em sistemas de distribuição, usando metodologias analíticas e de SMC cronológica. Este capítulo abordará conceitos adicionais, necessários a uma modelagem mais precisa de um sistema de distribuição. São conceitos que modelam características naturais de um sistema, como uso de religadores automáticos, restrição de transferência de carga entre alimentadores e carga variável. Será abordada também uma técnica usada para aumentar o desempenho tanto da simulação analítica como da SMC cronológica: a decomposição de um sistema de distribuição em subsistemas. Por último será apresentado o mecanismo PBR (*Performance Based Rates*), um modelo que utiliza bonificações e multas de acordo com o nível de confiabilidade de um sistema de distribuição.

3.1 Religadores Automáticos (RA)

A falha de um componente em um sistema de distribuição provoca a abertura de um dispositivo de proteção, com o objetivo de reduzir a extensão e a seriedade de uma falha sobre outros componentes do sistema. Através de dispositivos de manobra é possível isolar a área, em que a falha ocorreu, e transferir os pontos de carga interrompidos para outro alimentador. Baseado nesta possibilidade pode-se reduzir o tempo de restabelecimento de energia em alguns pontos de carga e, conseqüentemente, diminuir índices individuais (DIC e DMIC) e de

sistemas (DEC). Esses índices são relacionados ao tempo que um ponto de carga fica sem fornecimento de energia [LCS02], [BA92].

Segundo a legislação brasileira que regulamenta os serviços de energia elétrica, somente serão computados, em índices de continuidade de energia, cortes, no atendimento aos pontos de carga, maiores que 1 minuto. Portanto, se o processo de chaveamento, para isolar uma área defeituosa e transferir cargas para outro alimentador, for realizado em até um minuto, a correspondente falta não poderá ser computada nos índices de confiabilidade. Entretanto, dispositivos de proteção automáticos são necessários para que o tempo total de chaveamento seja menor que 1 minuto. Os sistemas testes das Figuras 3.1 e 3.2 serão usados para demonstrar esse conceito

3.1.1 Descrição

Considerando o sistema teste da Figura 3.1, a ocorrência de uma falta na linha LTT2 ativará o disjuntor DJ1 e os pontos de carga BLP1 à BLP3 e BLP7 à BLP11 serão interrompidos. Para isolar esta falha, as chaves seccionadoras CH1 e CH2 serão abertas e em seguida o disjuntor DJ1 será fechado. Desta forma os pontos de carga BLP1 e BLP2 terão seu fornecimento de energia restabelecido e os pontos de carga BLP7 à BLP11 terão sua energia restabelecida com o fechamento da chave seccionadora CHNA1. Somente o ponto de carga BLP3 continuará interrompido e terá sua energia restabelecida apenas após o reparo da linha LTT2, computando tempo de reparo. Para os outros pontos de carga (BLP1, BLP2 e BLP7 à BLP11) a duração da interrupção será o tempo de chaveamento. Neste exemplo, o tempo de reparo da linha LTT2 foi assumido como 5 horas, e o tempo de chaveamento como sendo 1 hora. Percebe-se uma grande redução da indisponibilidade de energia com a ação de um chaveamento: uma falta foi computada para o cálculo do índice de frequência individual (FIC) e sistêmico (FEC), e 1 hora foi adicionada ao índice de duração individual (DIC) e sistêmico (DEC).

Uma solução para melhorar os índices de confiabilidade nos pontos de carga BLP7 à BLP11 é a instalação de religadores automáticos (RA), como mostra a Figura 3.2, através dos componentes RNA e RNF. Um transformador de potencial (TP) é conectado com o religador RNF para medir a magnitude de tensão.

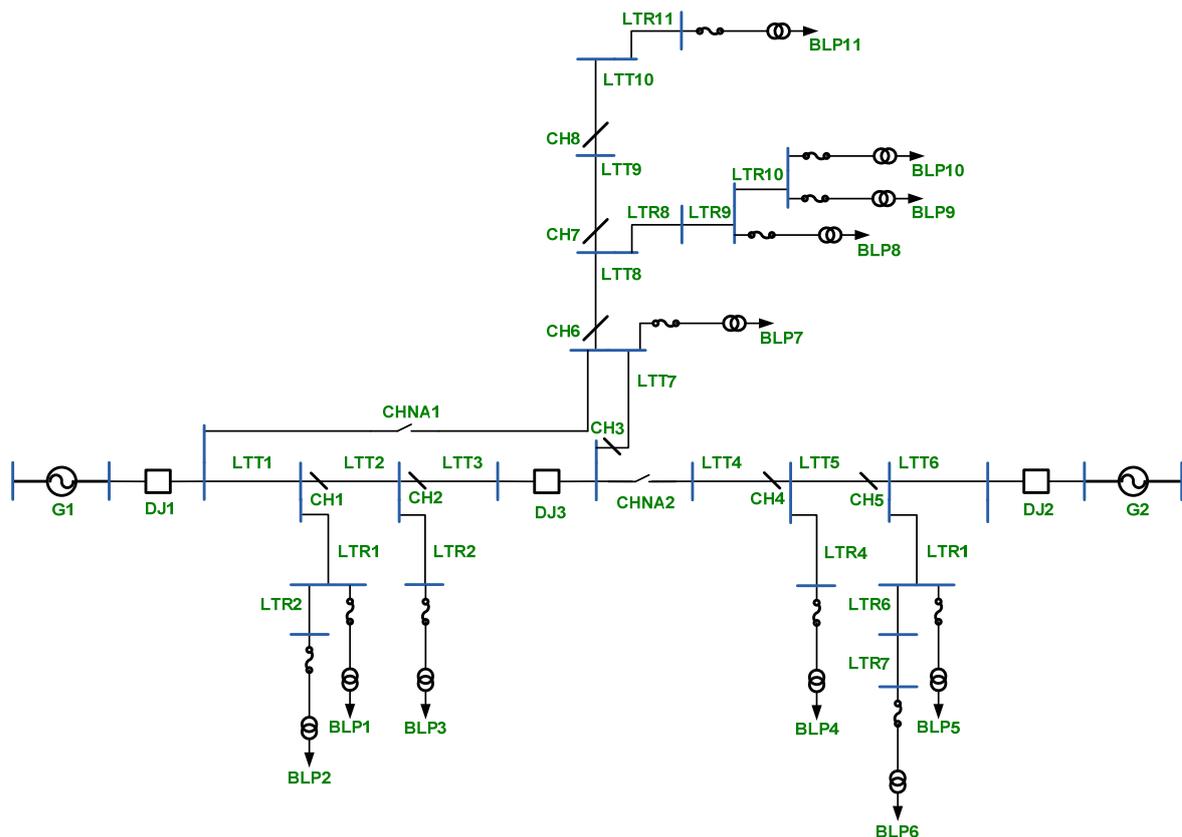


Figura 3.1 – Sistema teste sem religadores automáticos

Com a nova configuração da Figura 3.2, a ocorrência de uma falha na linha LTT2 ativará o disjuntor DJ1. Com a abertura do disjuntor DJ1, o TP conectado no disjuntor RNF detectará a falta de tensão no sentido da fonte G1. O equipamento TP enviará um comando para abrir o dispositivo RNF e fechar o RNA. Esse comando pode ser enviado de várias formas: um modem com um par de fibras óticas dedicada, rádio, celular, intranet etc. Baseado neste procedimento, a energia nos pontos de carga BLP7 à BLP11 será restabelecida. Esse processo de chaveamento (detecção da queda de tensão nos terminais do dispositivo RNF, abertura do disjuntor RNF e fechamento do disjuntor RNA) possui uma duração

total menor que 1 minuto. Portanto, uma falha na linha LTT2 não será computada nos indicadores de confiabilidade. Após a falha, os pontos de carga BLP1 e BLP2 terão sua energia restabelecida com o isolamento da falha, através da abertura das chaves seccionadoras CH1 e CH2 e do fechamento do disjuntor DJ1. O ponto de carga BLP3 terá sua energia restabelecida somente após o reparo da linha LTT2.

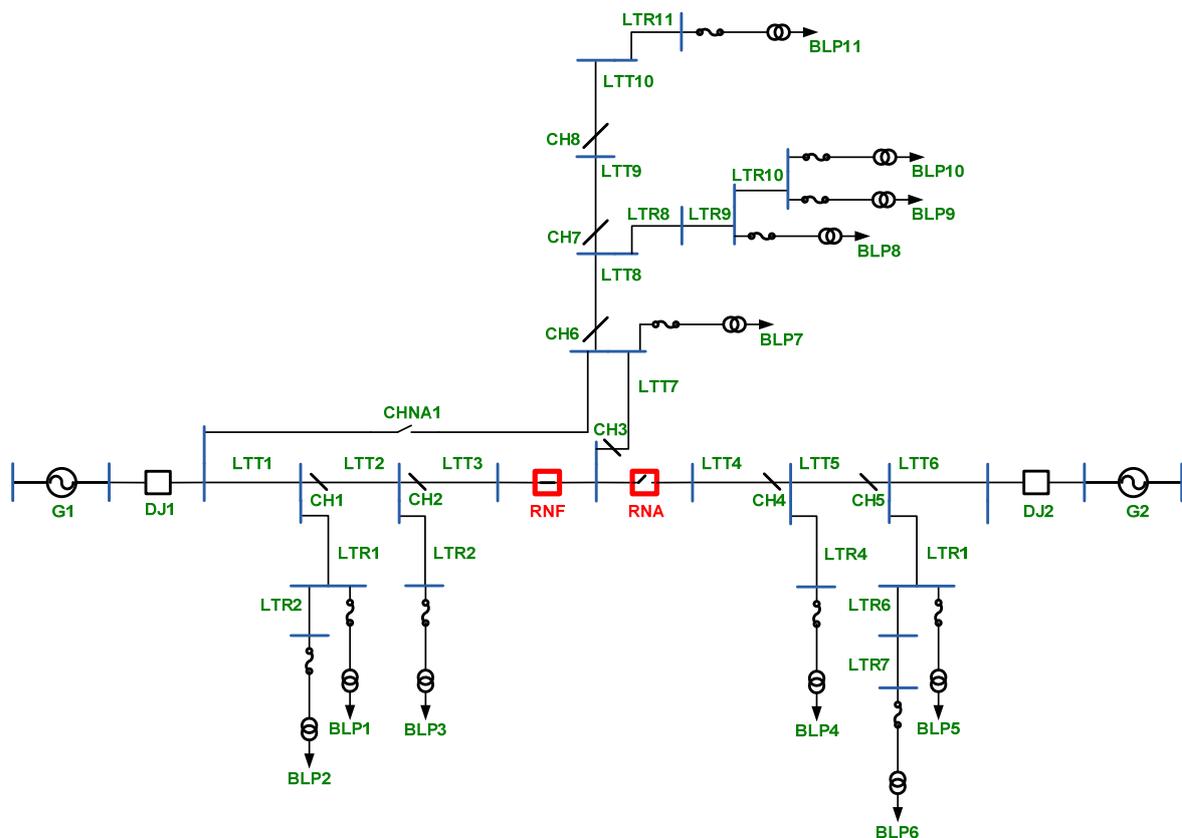


Figura 3.2 – Sistema teste com relatores automáticos

Baseado nessa análise, quando uma falha ocorre na linha LTT2 no sistema da Figura 3.1, os seguintes eventos são computados:

- 1 falha para os pontos de carga BLP1 à BLP3 e BLP7 à BLP11;
- 1 hora de interrupção (tempo de chaveamento) para os pontos de carga BLP1, BLP2 e BLP7 à BLP11;

- 5 horas de interrupção (tempo de reparo) para o ponto de carga BLP3.

Para o sistema da Figura 3.2, a mesma falha ocorrida na linha LTT2 resultará em:

- 1 falha para os pontos de carga BLP1 à BLP3;
- 1 hora de interrupção (tempo de chaveamento) para os pontos de carga BLP1 à BLP2;
- 5 horas de interrupção (tempo de reparo) para o ponto de carga BLP3;
- Neste caso não será computada nenhuma falha para os pontos de carga BLP7 à BLP11.

Observa-se para o sistema da Figura 3.2, que os consumidores localizados nos pontos de carga BLP7 à BLP11 estarão protegidos em relação a uma falha na linha LTT2. Uma situação similar ocorre para falhas nas linhas LTT1, LTT3, LTR1, LTR2 e LTR3.

Outro exemplo é a ocorrência de uma falha na linha LTT9 no sistema da Figura 3.2. Nesse caso, o dispositivo de proteção que irá atuar será o RNF. O TP irá detectar que a queda de tensão não ocorreu no sentido da fonte G1, o disjuntor DJ1 continuará fechado e o comando para fechar o dispositivo RNA não será enviado. Com base neste exemplo, nota-se que a calibragem do TP é essencial, porque uma abertura do RNF, com a falha da linha LTT9 e o conseqüente envio do comando para abertura do RNA, irá provocar a atuação do disjuntor DJ2, e o alimentador suprido pela fonte G2 será atingido por uma falha de outro alimentador. Nessas circunstâncias, o uso do TP previne a abertura do disjuntor DJ2 e a interrupção dos pontos de carga BLP4, BLP5 e BLP6.

3.1.2 Modelagem

A modelagem dos religadores considera o dispositivo RNF como um disjuntor e o dispositivo RNA como uma chave seccionadora NA. Deste modo os caminhos mínimos apresentados na Seção 2.4.2 e os dispositivos de proteção e manobra apresentados na Seção 2.4.3 podem ser usados sem qualquer alteração. Para determinar os conjuntos mínimos de cortes são acrescentados alguns passos ao algoritmo apresentado na Seção 2.4.4, entre os passos (4) e (5). Esses novos passos são apresentados abaixo:

- a) Selecionar os pontos de carga em que o dispositivo protNF não é o RNF. Para análise dos outros pontos de carga deve-se prosseguir no passo (5) da Seção 2.4.4;
- b) Verificar os pontos de carga em que todos os caminhos NF possuem o dispositivo RNF. Para os demais pontos de carga, o elemento E_{falho} é um corte de 1ª ordem, e deve-se seguir para o passo (5) da Seção 2.4.4;
- c) Os pontos de carga que possuírem um caminho NA com um dispositivo RNA não sofrerão corte de energia. O elemento E_{falho} não é um conjunto de corte para esses pontos de carga. Deve-se prosseguir com o passo (7) da Seção 2.4.4.

Devido a SMC cronológica utilizar os cortes provenientes da simulação analítica os passos apresentados na Seção 2.5 não serão alterados.

Como exemplo, o algoritmo para religadores automáticos será utilizado no sistema da Figura 3.2. Será analisada, novamente, a possibilidade de um corte de primeira ordem devido a uma falha nas linhas de distribuição LTT2 e LTT9. Os cortes serão analisados nos pontos de carga BLP1, BLP3 e BLP9. Os caminhos mínimos dos pontos de carga BLP1, BLP3 e BLP9 são apresentados respectivamente nas Tabelas 3.1, 3.2 e 3.3. Os elementos em negrito nas tabelas são os dispositivos de manobra e proteção presentes nos caminhos. Os

dispositivos de manobra e proteção para as linhas LTT2 e LTT9 são mostrados na Tabela 3.4.

Tabela 3.1 – Caminhos mínimos para o ponto de carga BLP1 da Figura 3.2

BLP1									
Caminhos NF									
1°	BLP1	LTR1	LTT1	DJ1	G1				
Caminhos NA									
1°	BLP1	LTR1	CH1	LTT2	CH2	LTT3	RNF	RNA	LTT4
	CH4	LTT5	CH5	LTT6	DJ2	G2			
2°	BLP1	LTR1	LTT1	CHNA1	LTT7	CH3	RNA	LTT4	CH4
	LTT5	CH5	LTT6	DJ2	G2				

Tabela 3.2 – Caminhos mínimos para o ponto de carga BLP3 da Figura 3.2

BLP3									
Caminhos NF									
1°	BLP3	LTR2	LTT2	CH1	LTT1	DJ1	G1		
Caminhos NA									
1°	BLP3	LTR2	CH2	LTT3	RNF	RNA	LTT4	CH4	LTT5
	CH5	LTT6	DJ2	G2					
2°	BLP3	LTR2	LTT2	CH1	LTT1	CHNA1	LTT7	CH3	RNA
	LTT4	CH4	LTT5	CH5	LTT6	DJ2	G2		

Tabela 3.3 – Caminhos mínimos para o ponto de carga BLP9 da Figura 3.2

BLP9									
Caminhos NF									
1º	BLP9	LTR10	LTR9	LTR8	LTT8	CH6	LTT7	CH3	RNF
	LTT3	CH2	LTT2	CH1	LTT1	DJ1	G1		
Caminhos NA									
1º	BLP9	LTR10	LTR9	LTR8	LTT8	CH6	LTT7	CH3	RNA
	LTT4	CH4	LTT5	CH5	LTT6	DJ2	G2		
2º	BLP9	LTR10	LTR9	LTR8	LTT8	CH6	CHNA1	DJ1	G1
3º	BLP9	LTR10	LTR9	LTR8	LTT8	CH6	CHNA1	LTT7	CH3
	RNA	LTT4	CH4	LTT5	CH5	LTT6	DJ2	G2	

Tabela 3.4 – Dispositivos protNF, manoNF e manoNA das linhas LTT2 e LTT9

	protNF	manoNF	manoNA	
LTT2	DJ1	CH1	CH1	CH2
LTT9	RNF	CH7	CH7	

Inicialmente, considerando uma falha na linha LTT2, obtém-se através da Tabela 3.4 o disjuntor DJ1 como dispositivo protNF e também se pode observar que esse dispositivo está presente no caminho NF dos pontos de carga BLP1, BLP3 e BLP9, respectivamente Tabelas 3.1, 3.2 e 3.3, ou seja, a linha LTT2 provoca uma perda no fornecimento de energia nesses pontos de carga.

Entretanto, deve-se verificar a possibilidade do uso de religadores para solucionar a falha e, deste modo, determinar se a linha LTT2 é um corte de primeira ordem. O primeiro passo é verificar que o dispositivo protNF da linha LTT2 é o disjuntor DJ1. Portanto não é um dispositivo RNF, o que inviabilizaria o uso de religadores, pois esses não devem sofrer atuação de uma falha para que sejam utilizados.

No segundo passo, verifica-se através das Tabelas 3.1, 3.2 e 3.3 que apenas o ponto de carga BLP9 possui o dispositivo RNF em seu caminho NF. Portanto, para os pontos de carga BLP1 e BLP3, uma falha na linha LTT2 será um conjunto de corte de primeira ordem. O dispositivo RNF precisa estar no caminho NF, pois a função do religador automático é transferir um conjunto de pontos de carga para outro alimentador, e para isso o dispositivo RNF deve abrir os caminhos NFs existentes em um determinado ponto de carga.

Por último, para determinar a viabilidade de uso de um religador, observa-se através da Tabela 3.3 que o ponto de carga BLP9 possui um caminho NA com um dispositivo RNA, ou seja, esse caminho pode ser chaveado automaticamente. Deste modo uma falha na linha LTT2 pode ser solucionada, para o ponto de carga BLP9, através de religadores automáticos.

Para os pontos de carga BLP1 e BLP3, que não tiveram sua energia restabelecida com a ação de religadores automáticos, a linha LTT2 será um corte de primeira ordem. Para classificar o corte e, conseqüentemente, verificar uma solução, deve-se analisar a chave CH1, dispositivo manoNF da linha LTT2, Tabela 3.4. Como a chave CH1 não está presente no caminho NF, Tabela 3.1, do ponto de carga BLP1, o corte pode ser solucionado através de um chaveamento NF. Portanto, a linha LTT2 é corte de primeira ordem com chaveamento NF para o ponto de carga BLP1.

Entretanto, o ponto de carga BLP3 possui a chave CH1 em seu caminho NF. A falha da linha LTT2 não pode ser isolada e deverá se verificar a possibilidade de usar um caminho NA. Para isso deve ser verificado a existência de algum caminho NA para o ponto de carga BLP3, Tabela 3.2, que não possua os dispositivos manoNA da linha LTT2. Os dispositivos são as chaves CH1 e CH2, Tabela 3.4. Através da Tabela 3.2 observa-se que o primeiro caminho possui a chave CH2 e o segundo a chave CH1, ou seja, um chaveamento NA não é possível e para o ponto de carga BLP3 uma falha na linha LTT2 constitui um corte de primeira ordem com tempo de reparo.

Considerando uma falha na linha LTT9, no sistema da Figura 3.2, observa-se que o disjuntor RNF, dispositivo protNF da linha LTT9, somente está presente no caminho NF do ponto de carga BLP9, Tabelas 3.1, 3.2 e 3.3. Por essa razão, uma falha nessa linha interrompe o fornecimento de energia nesse ponto de carga. Os pontos de carga BLP1 e BLP3 não sofrerão corte de energia. Como o dispositivo protNF da linha LTT9 é o próprio RNF o religamento automático não poderá ser usado para o ponto de carga BLP9.

O ponto de carga BLP9 não possui a chave CH7, dispositivo manoNF da linha LTT9, em seu caminho NF, Tabela 3.3, sendo possível um chaveamento NF. Por esse motivo para o ponto de carga BLP9 uma falha na linha LTT9 constitui um corte de primeira ordem com tempo de chaveamento NF.

3.1.3 Resultados

Para verificar a redução dos índices de confiabilidade com a adição de religadores automáticos, serão apresentados os índices de confiabilidade do sistema com religador automático, Figura 3.2, e sem o religador, Figura 3.1. Os parâmetros de confiabilidade usados para os pontos de carga e componentes dos sistemas estão, respectivamente, nas Tabelas 3.5 e 3.6. Como critério de convergência é utilizado um coeficiente de variação $\beta < 1\%$ para todos os índices calculados.

As Tabelas 3.7 e 3.8 comparam os índices FIC e DIC obtidos respectivamente pelo método analítico e de SMC cronológica. Essa comparação também pode ser realizada através dos gráficos das Figuras 3.3 e 3.4, que apresentam respectivamente os índices FIC e DIC obtidos através da SMC cronológica. Observa-se uma grande redução do índice FIC, em torno de 44%, e DIC, variando de 15% a 41%, para os pontos de carga BLP7 à BLP11.

Tabela 3.5 – Dados dos pontos de carga dos Sistemas das Figuras 3.1 e 3.2

Pontos de Carga	Potência [kW]	N. de Consumidores
BLP1, BLP2, BLP3, LP10, LP11	535	210
BLP4, BLP5	566	1
BLP6, BLP7	454	10
BLP8	1000	1
BLP9	1150	1

Tabela 3.6 – Parâmetros de confiabilidade dos componentes dos Sistemas das Figuras 3.1 e 3.2

Componentes	Taxa de Falha [ocor./ano]	Tempo de Reparo [horas]	Tempo de Chaveamento [horas]
Transformador	0,0150	2	1
LTT1, LTT4, LTT7, LTT9	0,0488	5	1
LTT2, LTT6, LTT10	0,0390	5	1
LTT3, LTT5, LTT8	0,0520	5	1
LTR1, LTR3, LTR5, LTR8, LTR10	0,5200	3	1
LTR2, LTR6, LTR9	0,4880	3	1
LTR4, LTR7, LTR11	0,3900	3	1

Tabela 3.7 – Comparação dos índices de ponto de carga obtidos de forma analítica: FIC e DIC

Simulação Analítica						
Ponto de carga	FIC [interrupções/ano]			DIC [horas/ano]		
	Sem Religador Automático	Com Religador Automático	Δ%	Sem Religador Automático	Com Religador Automático	Δ%
BLP1	1,6838	1,6838	0,00	3,7658	3,7658	0,00
BLP2	1,6838	1,6838	0,00	3,7658	3,7658	0,00
BLP3	1,6844	1,6844	0,00	2,6266	2,6266	0,00
BLP4	1,9445	1,9445	0,00	2,5834	2,5834	0,00
BLP5	1,9438	1,9438	0,00	4,7975	4,7975	0,00
BLP6	1,9438	1,9438	0,00	4,7975	4,7975	0,00
BLP7	3,7906	2,1216	44,03	3,0925	1,8290	40,86
BLP8	3,7919	2,1216	44,05	6,7492	5,4837	18,75
BLP9	3,7925	2,1216	44,06	6,7501	5,4837	18,76
BLP10	3,7925	2,1216	44,06	6,7501	5,4837	18,76
BLP11	3,7913	2,1216	44,04	7,9917	6,7270	15,82

Tabela 3.8 – Comparação dos índices de ponto de carga obtidos através da SMC cronológica: FIC e DIC

SMC cronológica						
Ponto de carga	FIC [interrupções/ano]			DIC [horas/ano]		
	Sem Religador Automático	Com Religador Automático	$\Delta\%$	Sem Religador Automático	Com Religador Automático	$\Delta\%$
BLP1	1,6790	1,6790	0,00	3,7477	3,7477	0,00
BLP2	1,6784	1,6784	0,00	3,7437	3,7437	0,00
BLP3	1,6785	1,6785	0,00	2,5950	2,5950	0,00
BLP4	1,9466	1,9466	0,00	2,5945	2,5945	0,00
BLP5	1,9454	1,9454	0,00	4,7696	4,7696	0,00
BLP6	1,9450	1,9450	0,00	4,7695	4,7695	0,00
BLP7	3,7930	2,1301	43,84	3,1019	1,8413	40,64
BLP8	3,7919	2,1300	43,83	6,7614	5,5012	18,64
BLP9	3,7917	2,1298	43,83	6,7613	5,5012	18,64
BLP10	3,7913	2,1293	43,84	6,7614	5,5012	18,64
BLP11	3,7915	2,1298	43,83	7,9989	6,7391	15,75

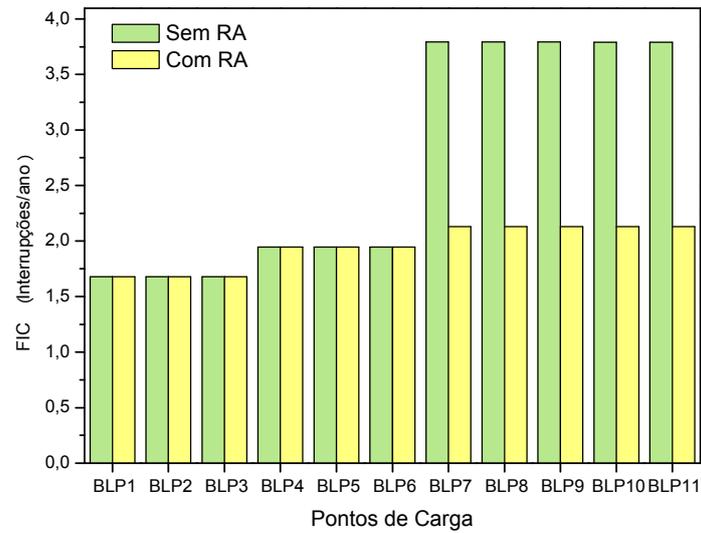


Figura 3.3 – Comparação do índice FIC obtido através da SMC cronológica

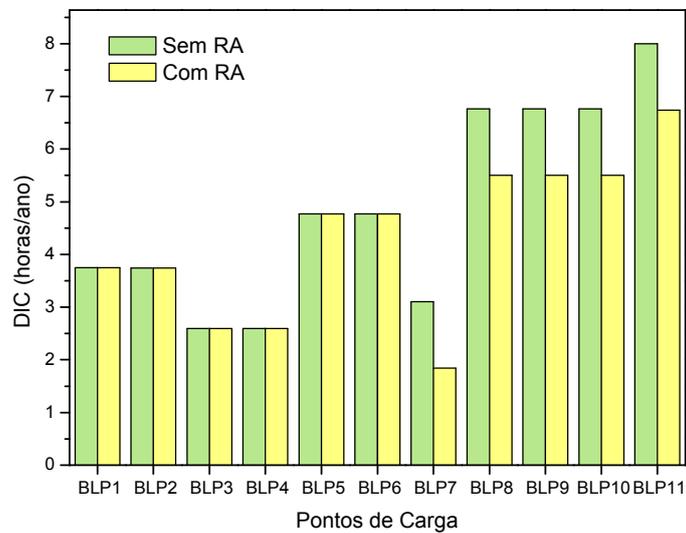


Figura 3.4 – Comparação do índice DIC obtido através da SMC cronológica

Nas Tabelas 3.9 e 3.10, respectivamente, técnicas analíticas e SMC cronológica, e nos gráficos das Figuras 3.5 e 3.6, que apresentam respectivamente índices Duração (r) e EENS obtidos através da SMC cronológica. Pode ser observada

uma grande redução no índice EENS, variando de 15% a 41%, para os pontos de carga BLP7 à BLP11. Entretanto, considerando esses mesmos pontos de carga, ocorreu um aumento no índice Duração (r), variando de 5% a 51%. Para os demais pontos de carga não houve alteração nos índices de confiabilidade, pois os religadores automáticos apenas reduzem os índices dos pontos de carga que foram projetados para proteger (BLP1 à BLP11).

Tabela 3.9 – Comparação dos índices de ponto de carga obtidos de forma analítica: Duração (r) e EENS

Simulação Analítica						
Ponto de carga	Duração (r) [horas]			EENS [KWh/ano]		
	Sem Religador Automático	Com Religador Automático	Δ%	Sem Religador Automático	Com Religador Automático	Δ%
BLP1	2,2365	2,2365	0,00	2014,72	2014,72	0,00
BLP2	2,2365	2,2365	0,00	2014,72	2014,72	0,00
BLP3	1,5594	1,5594	0,00	1405,24	1405,24	0,00
BLP4	1,3286	1,3286	0,00	1462,21	1462,21	0,00
BLP5	2,4681	2,4681	0,00	2715,39	2715,39	0,00
BLP6	2,4681	2,4681	0,00	2178,06	2178,06	0,00
BLP7	0,8158	0,8621	5,67	1404,01	830,37	40,86
BLP8	1,7799	2,5847	45,21	6749,19	5483,67	18,75
BLP9	1,7799	2,5847	45,22	7762,65	6306,22	18,76
BLP10	1,7799	2,5847	45,22	3611,32	2933,76	18,76
BLP11	2,1079	3,1707	50,42	4275,54	3598,95	15,82

Tabela 3.10 – Comparação dos índices de ponto de carga obtidos através da SMC cronológica: Duração (r) e EENS

SMC cronológica						
Ponto de carga	Duração (r) [horas]			EENS [kWh/ano]		
	Sem Religador Automático	Com Religador Automático	$\Delta\%$	Sem Religador Automático	Com Religador Automático	$\Delta\%$
BLP1	2,2320	2,2320	0,00	2005,00	2005,00	0,00
BLP2	2,2305	2,2305	0,00	2002,88	2002,88	0,00
BLP3	1,5460	1,5460	0,00	1388,31	1388,31	0,00
BLP4	1,3328	1,3328	0,00	1468,50	1468,50	0,00
BLP5	2,4517	2,4517	0,00	2699,58	2699,58	0,00
BLP6	2,4522	2,4522	0,00	2165,37	2165,37	0,00
BLP7	0,8178	0,8644	5,70	1408,27	835,95	40,64
BLP8	1,7831	2,5828	44,85	6761,39	5501,22	18,64
BLP9	1,7832	2,5830	44,85	7775,53	6326,34	18,64
BLP10	1,7834	2,5836	44,87	3617,33	2943,13	18,64
BLP11	2,1097	3,1642	49,98	4279,43	3605,39	15,75

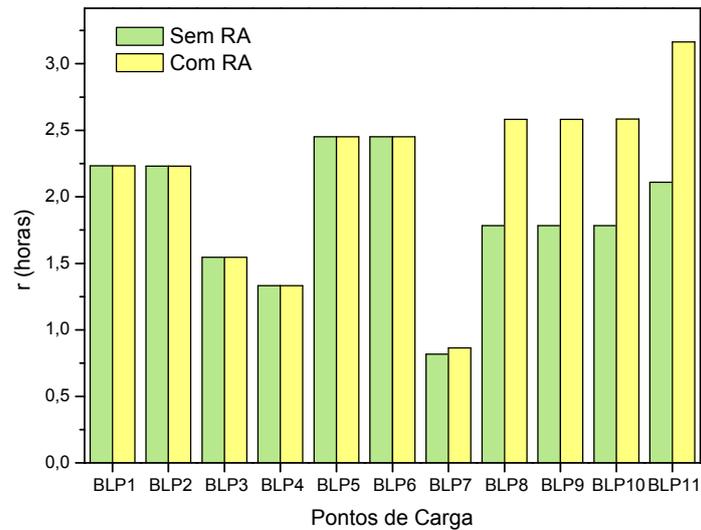


Figura 3.5 – Comparação do índice Duração (r) obtido através da SMC cronológica

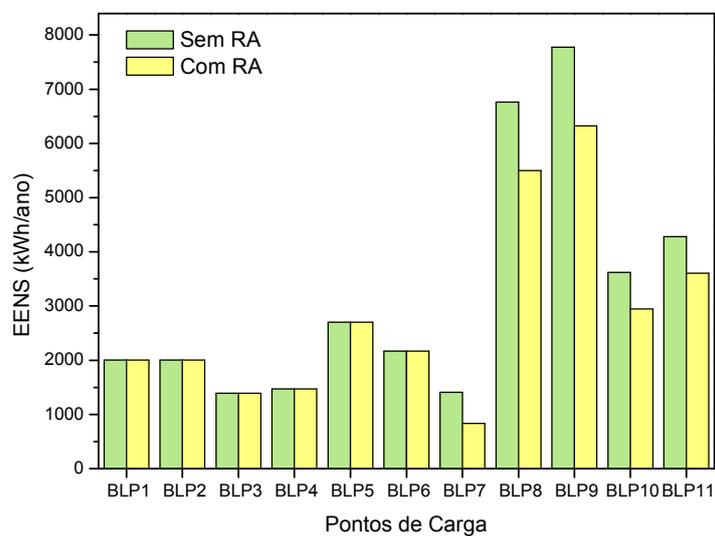


Figura 3.6 – Comparação do índice EENS obtido através da SMC cronológica

Os índices de sistema, que envolvem todos os pontos de carga, FEC e DEC, tiveram uma redução em torno de 26% e 10%, respectivamente. Os valores dos

índices são mostrados na Tabela 3.11, obtidos de forma analítica, e na Tabela 3.12, obtidos pela SMC cronológica.

Tabela 3.11 – Comparação dos índices de sistema obtidos de forma analítica:
FEC e DEC

Simulação Analítica					
FEC [interrupções/consumidor_ano]			DEC [horas/consumidor_ano]		
Sem Religador Automático	Com Religador Automático	Δ%	Sem Religador Automático	Com Religador Automático	Δ%
2,5348	1,8629	26,50	4,9616	4,4526	10,26

Tabela 3.12 – Comparação dos índices de sistema obtidos através da SMC cronológica: FEC e DEC

SMC cronológica					
FEC [interrupções/consumidor_ano]			DEC [horas/consumidor_ano]		
Sem Religador Automático	Com Religador Automático	Δ%	Sem Religador Automático	Com Religador Automático	Δ%
2,5315	1,8630	26,41	4,9510	4,4442	10,24

Este exemplo em particular, mostra a grande vantagem obtida com a utilização dos religadores automáticos. O modelo computacional é uma ferramenta que pode prover a quantificação dos benefícios, em termos de redução, e então classificar as possíveis alternativas de localização desses dispositivos, otimizando os recursos financeiros.

3.2 Restrição de Transferência de Carga

Como já comentado, a falha de um componente do sistema faz atuar um equipamento de proteção, com o objetivo de restringir a abrangência e a gravidade do defeito. Na possibilidade de haver chaveamentos, através do fechamento de chaves NAs, transfere-se as cargas interrompidas que estão fora da área isolada para um outro alimentador do sistema. Entretanto, essa transferência é dependente de restrições técnicas, como carregamento e tensão. A desconsideração desses aspectos pode provocar problemas ainda maiores, tanto nas cargas que estão sendo transferidas, como nas cargas normalmente atendidas pelo alimentador que está recebendo a transferência.

Para se determinar corretamente todos os limites técnicos, é necessária uma análise do fluxo de potência para todas as possíveis contingências do sistema, o que pode ser inviável computacionalmente. Entretanto, dos diversos aspectos técnicos a serem considerados, o que pode provocar os maiores e mais imediatos impactos é o limite de carregamento. A potência máxima que pode ser transferida para um alimentador é determinada por:

- 1) Capacidade térmica dos condutores nos ramais, desde o ponto de interligação até a fonte de alimentação;
- 2) Capacidade instalada dos transformadores e demais equipamentos na subestação;
- 3) Carregamento em regime normal destes componentes.

A desconsideração da capacidade máxima de transferência pode provocar a operação indesejada da proteção (interrompendo cargas fora da zona de defeito) e/ou a queima de componentes, com conseqüências ainda maiores. Portanto, é imprescindível verificar a capacidade máxima de transferência visto que este limite interfere diretamente nos índices de confiabilidade.

Para exemplificar essa característica do sistema, será utilizado o Sistema IEEE-RBTS [ABSGS91] Barra 2 da Figura 3.7. O RBTS Barra 2 é um sistema padrão de testes, possui 22 pontos de carga e 74 ramos. Quando ocorre uma falha na linha de distribuição LTT2, o disjuntor DJ1 do Ramal R1 atuará e as seccionadoras CH1 e CH2 serão abertas, chaves mais próximas da linha LTT2. Com isso, os pontos de carga LP-5, LP-6 e LP-7 deverão ser alimentados pelo Ramal R2, através do fechamento da chave CHNA1. A potência desses três pontos de carga são respectivamente 566 kW, 454 kW e 454 kW, resultando em um total de 1.474 kW. Ao adotar uma capacidade máxima de 800 kW para a chave NA CHNA1, verifica-se que a transferência não pode ser efetuada. Para cortar alguns pontos de carga, de modo que não seja excedida a potência da chave CHNA1, deve-se abrir a chave seccionadora CH3, próxima chave do ramal R1 no sentido da chave CHNA1. Essa abertura acarreta a inclusão dos pontos de carga LP-5 e LP-6 na área isolada. A soma das potências dos pontos de carga remanescentes, neste caso apenas o LP-7, é 454 kW, que é inferior a capacidade máxima do ponto de interligação (800 kW) e, portanto, a transferência pode ser realizada.

Neste exemplo, a duração da interrupção experimentada pelos pontos de carga LP-5 e LP-6, deixou de ser o tempo de chaveamento para ser o tempo de reparo, ou seja, uma falha na linha LTT2 deixou de ser um corte de primeira ordem com tempo de chaveamento NA para ser uma corte de primeira ordem com tempo de reparo. Esta alteração irá refletir na avaliação dos índices de confiabilidade.

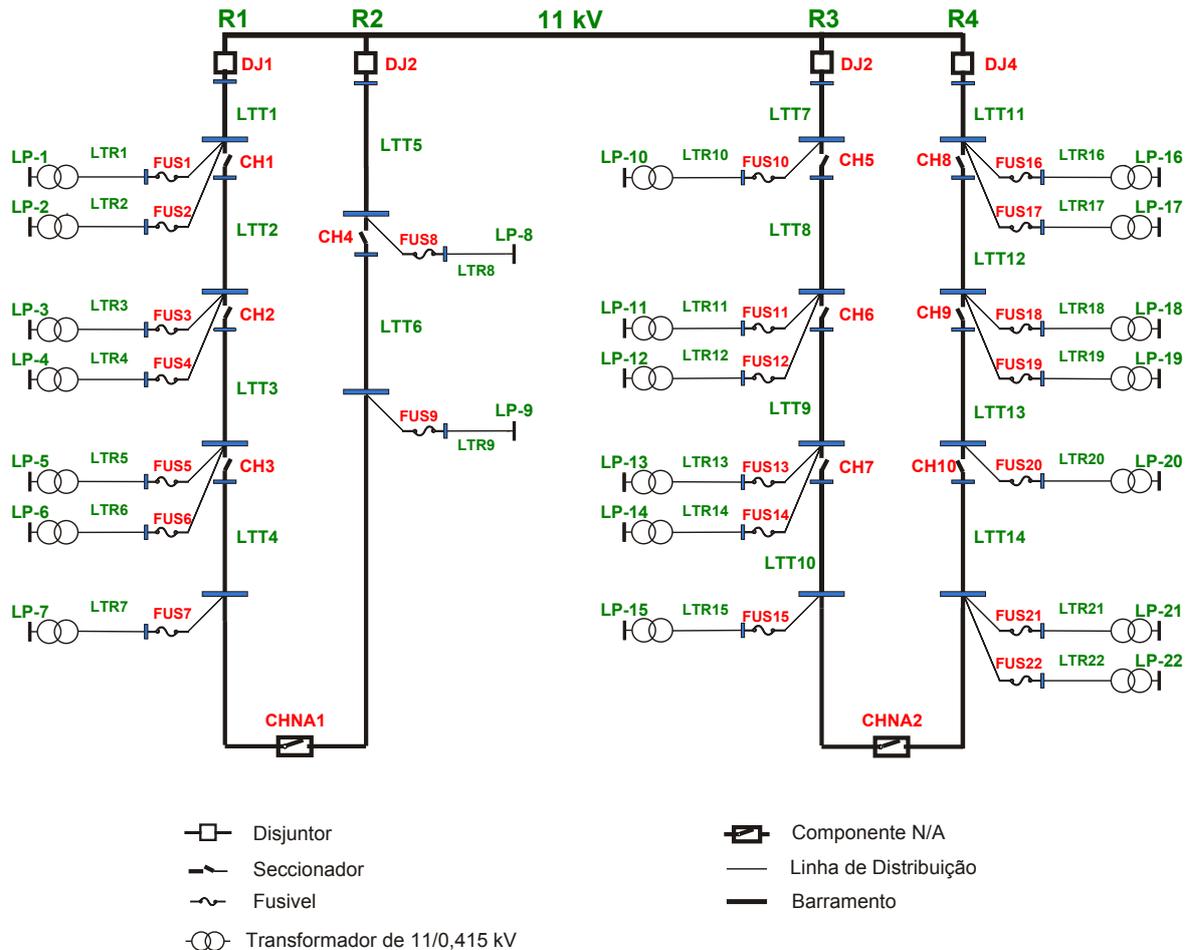


Figura 3.7 – Sistema de Distribuição IEEE-RBTS Barra 2

3.2.1 Modelagem

Apenas os conjuntos de cortes com tempo de chaveamento NA são influenciados pela restrição de transferência de carga. Um conjunto de corte pode tornar-se um conjunto de corte com tempo de reparo devido a essa restrição. A análise inicia-se com os passos da Seção 2.4.4, ou seja, determinando-se os conjuntos mínimos de corte, e em seguida são realizados os passos abaixo:

- Selecionar um corte com tempo de chaveamento NA C_{rest} e os pontos de carga PC_{rest} atingidos por esse corte;

- b) Verificar a potência da chave seccionadora NA do caminho NA do corte C_{rest} . Comparar a potência encontrada na chave com a soma das potências dos pontos de carga que sofreram o corte C_{rest} ;
- c) Caso a potência do somatório das cargas PC_{rest} seja menor que a potência da chave NA, o corte C_{rest} continua sendo um corte de primeira ordem com tempo de chaveamento NA para esses pontos de carga, e deve-se prosseguir com o passo (f).
- d) Caso a potência do somatório das cargas PC_{rest} seja maior que a potência da chave NA, deve-se determinar o próximo dispositivo de manobra do caminho NA, no sentido da fonte de alimentação e partindo-se do dispositivo manoNA do corte C_{rest} . O dispositivo manoNA passará a ser o dispositivo de manobra encontrado.
- e) Selecionar os pontos de carga PC_{rest} em que pelo menos um caminho NA não seja composto pelo novo dispositivo manoNA do corte C_{rest} . Os pontos selecionados serão os novos PC_{rest} . Para os outros pontos de carga o corte C_{rest} passará de tempo de chaveamento NA para tempo de reparo. Voltar para o passo (c).
- f) Caso haja mais cortes com tempo de chaveamento NA deve-se escolher um novo corte C_{rest} , os novos pontos de carga PC_{rest} atingidos por esse corte, e voltar para o passo (c). Esse teste deve ser realizado com todos os cortes com tempo de chaveamento NA.

Como exemplo do algoritmo anterior, será considerado uma falha na linha LTT2 do sistema teste da Figura 3.7. A Tabela 3.13 apresenta o caminho NF e NA para a linha LTT2. As Tabelas 3.14, 3.15 e 3.16 apresentam os caminhos mínimos e a potência instalada, respectivamente para os pontos de carga LP-5, LP-6 e LP-7. A linha LTT2 é um corte de primeira ordem com tempo de chaveamento NA para esses pontos de carga. Esse corte pode ser determinado com o algoritmo apresentado na Seção 2.4.4.

Tabela 3.13 – Caminhos NF e NA para a linha de distribuição LTT2

LTT2									
Caminhos NF									
1°	LTT2	CH1	LTT1	DJ1					
Caminhos NA									
1°	LTT2	CH2	LTT3	CH3	LTT4	CHNA1	LTT6	CH4	LTT5
	DJ2								

Tabela 3.14 – Caminhos NF e NA para o ponto de carga LP-5

LP-5									
Potência	566 kW								
Caminhos NF									
1°	LP-5	LTR5	FUS5	LTT3	CH2	LTT2	CH1	LTT1	DJ1
Caminhos NA									
1°	LP-5	LTR5	FUS5	CH3	LTT4	CHNA1	LTT6	CH4	LTT5
	DJ2								

Tabela 3.15 – Caminhos NF e NA para o ponto de carga LP-6

LP-6									
Potência	454 kW								
Caminhos NF									
1°	LP-6	LTR6	FUS6	LTT3	CH2	LTT2	CH1	LTT1	DJ1
Caminhos NA									
1°	LP-6	LTR6	FUS6	CH3	LTT4	CHNA1	LTT6	CH4	LTT5
	DJ2								

Tabela 3.16 – Caminhos NF e NA para o ponto de carga LP-7

LP-7									
Potência	454 kW								
Caminhos NF									
1°	LP-7	LTR7	FUS7	LTT4	CH3	LTT3	CH2	LTT2	CH1
	LTT1	DJ1							
Caminhos NA									
1°	LP-7	LTR7	FUS6	CHNA1	LTT6	CH4	LTT5	DJ2	

No caminho NA da linha LTT2 pode-se encontrar a chave CHNA1, primeira chave NA do caminho, que possui uma capacidade de transferência de 800 kW (entrada de dados do programa). Somando-se a potência dos três pontos de carga, LP-5, LP-6 e LP-7, obtêm-se um valor de 1.474kW, que é um valor maior que a potência de transferência da chave CHNA1 (800 kW). Deste modo deve-se percorrer o caminho NA da linha LTT2 e obter o primeiro dispositivo de manobra após o dispositivo manoNA. Para linha LTT2 o dispositivo manoNA é a chave CH2, Tabela 3.13, e o próximo dispositivo é a chave CH3, que passa a ser o novo dispositivo manoNA. Através das Tabelas 3.14, 3.15 e 3.16 verifica-se que o novo dispositivo manoNA está presente nos caminhos NAs dos pontos de carga LP-5 e LP-6. Portanto para esses pontos de carga a linha LTT2 passa a ser um corte de primeira ordem com tempo de reparo. O ponto de carga LP-7, que pode ser transferido para outro alimentador, possui uma potência de 454kW. Essa potência é menor que a capacidade de transferência da chave CHNA1. Portanto, para o ponto de carga LP-7 uma falha na linha LTT2 continua sendo um corte de primeira ordem com tempo de chaveamento NA.

3.2.2 Resultados

Os resultados da SMC cronológica do Sistema IEEE-RBTS Barra 2 da Figura 3.7 são mostrados nos gráficos das Figuras 3.8 à 3.11, para alguns pontos de carga, e nas Tabelas 3.17 e 3.18, para todos os pontos de carga. Como critério de convergência foi utilizado um coeficiente de variação $\beta < 1\%$ para todos os índices analisados. O valor da potência das chaves de interligação CHNA1 e CHNA2 foi adotado como sendo de 800 kW. Os resultados obtidos nesta seção consideram uma curva de carga constante para os pontos de carga. A próxima seção mostrará uma metodologia que considera a restrição de transferência de carga juntamente com uma curva de carga variável.

Como era de se esperar, a quantidade de interrupções, representada pelo índice FIC, permaneceu inalterada nas duas situações, pois a transferência de carga somente irá interferir na duração da interrupção, gráfico da Figura 3.8 e Tabela 3.17. Alguns pontos de carga apresentaram uma pequena diferença percentual para o índice FIC, entretanto, essa diferença pode ser considerada desprezível, pois está dentro do erro considerado pelo critério de convergência β . Os índices DIC, Duração (r) e EENS, que consideram a duração da interrupção, são diretamente afetados pela restrição de transferência de carga e, em muitos casos, apresentam valores diferentes para as duas situações. Obviamente, a restrição na transferência da carga sempre aumenta os índices baseados na duração da interrupção.

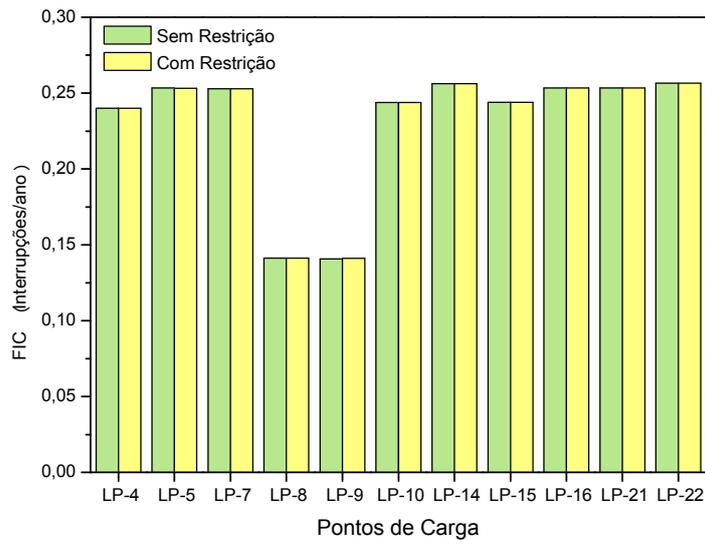


Figura 3.8 – Impacto da restrição de transferência de carga no índice FIC

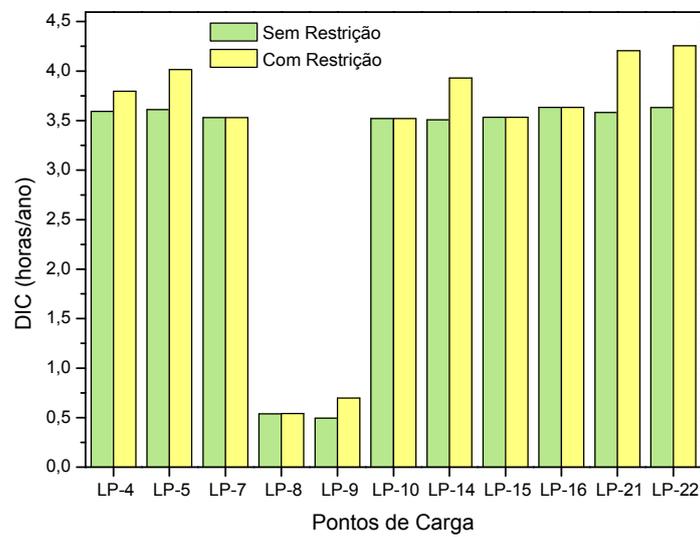


Figura 3.9 – Impacto da restrição de transferência de carga no índice DIC

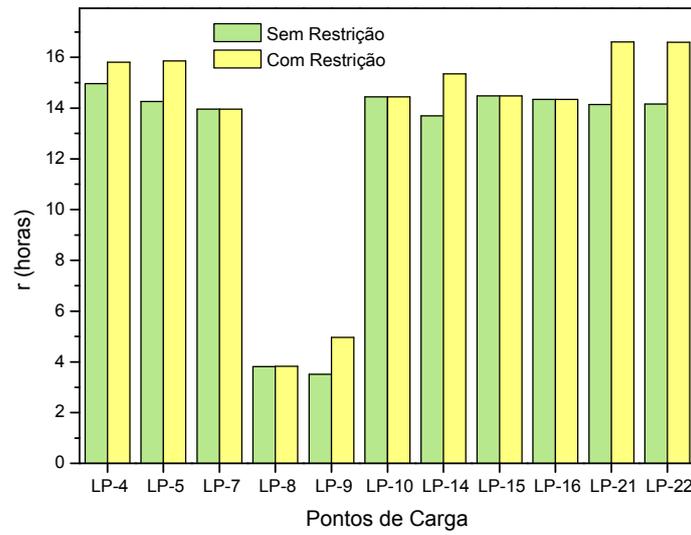


Figura 3.10 – Impacto da restrição de transferência de carga no índice Duração (r)

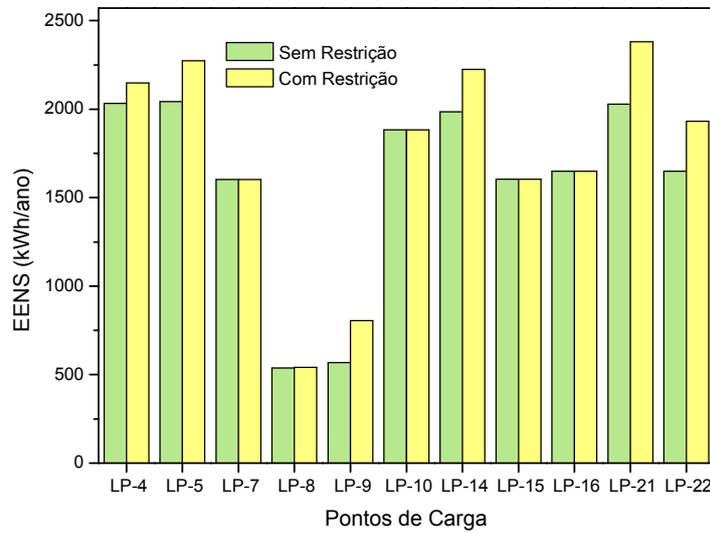


Figura 3.11 – Impacto da restrição de transferência de carga no índice EENS

Tabela 3.17 – Impacto da restrição de transferência de carga nos índices FIC e DIC

SMC cronológica						
Ponto de carga	FIC [Interrupções/ano]			DIC [horas/ano]		
	Sem Restrição	Com Restrição	$\Delta\%$	Sem Restrição	Com Restrição	$\Delta\%$
LP-1	0,2400	0,2400	0,00	3,5301	3,5301	0,00
LP-2	0,2529	0,2529	0,00	3,6260	3,6260	0,00
LP-3	0,2530	0,2530	0,00	3,5892	3,7931	5,68
LP-4	0,2401	0,2401	0,00	3,5919	3,7958	5,68
LP-5	0,2533	0,2532	0,00	3,6103	4,0165	11,25
LP-6	0,2500	0,2500	0,00	3,6208	4,0270	11,22
LP-7	0,2529	0,2529	0,00	3,5298	3,5298	0,00
LP-8	0,1412	0,1413	0,11	0,5379	0,5405	0,49
LP-9	0,1408	0,1410	0,16	0,4941	0,7000	41,69
LP-10	0,2438	0,2438	0,00	3,5202	3,5202	0,00
LP-11	0,2534	0,2534	0,00	3,6220	3,8263	5,64
LP-12	0,2569	0,2569	0,00	3,6120	3,8163	5,66
LP-13	0,2536	0,2536	0,00	3,5990	4,0216	11,74
LP-14	0,2562	0,2562	0,00	3,5085	3,9310	12,04
LP-15	0,2439	0,2439	0,00	3,5335	3,5335	0,00
LP-16	0,2534	0,2534	0,00	3,6340	3,6340	0,00
LP-17	0,2435	0,2435	0,00	3,5605	3,5605	0,00
LP-18	0,2434	0,2434	0,00	3,5455	3,7633	6,14
LP-19	0,2564	0,2563	0,00	3,5902	3,8080	6,07
LP-20	0,2567	0,2567	0,01	3,5894	4,0095	11,70
LP-21	0,2533	0,2533	0,01	3,5830	4,2062	17,39
LP-22	0,2565	0,2565	0,01	3,6324	4,2555	17,15

Tabela 3.18 – Impacto da restrição de transferência de carga nos índices Duração (r) e EENS

SMC cronológica						
Ponto de carga	Duração (r) [horas]			EENS [KWh/ano]		
	Sem Restrição	Com Restrição	$\Delta\%$	Sem Restrição	Com Restrição	$\Delta\%$
LP-1	14,7076	14,7076	0,00	1.888,58	1.888,58	0,00
LP-2	14,3351	14,3351	0,00	1.939,89	1.939,89	0,00
LP-3	14,1882	14,9943	5,68	1.920,25	2.029,32	5,68
LP-4	14,9620	15,8117	5,68	2.033,00	2.148,42	5,68
LP-5	14,2558	15,8600	11,25	2.043,45	2.273,32	11,25
LP-6	14,4815	16,1066	11,22	1.643,85	1.828,24	11,22
LP-7	13,9577	13,9577	0,00	1.602,52	1.602,52	0,00
LP-8	3,8104	3,8246	0,37	537,86	540,48	0,49
LP-9	3,5097	4,9649	41,46	568,16	805,04	41,69
LP-10	14,4400	14,4400	0,00	1.883,31	1.883,31	0,00
LP-11	14,2931	15,0998	5,64	1.937,75	2.047,08	5,64
LP-12	14,0579	14,8533	5,66	1.625,40	1.717,33	5,66
LP-13	14,1941	15,8610	11,74	2.037,03	2.276,20	11,74
LP-14	13,6960	15,3460	12,05	1.985,80	2.224,95	12,04
LP-15	14,4858	14,4858	0,00	1.604,20	1.604,20	0,00
LP-16	14,3422	14,3422	0,00	1.649,83	1.649,83	0,00
LP-17	14,6239	14,6239	0,00	1.602,24	1.602,24	0,00
LP-18	14,5641	15,4593	6,15	1.595,47	1.693,47	6,14
LP-19	14,0052	14,8552	6,07	1.615,60	1.713,62	6,07
LP-20	13,9846	15,6221	11,71	2.031,60	2.269,36	11,70
LP-21	14,1436	16,6048	17,40	2.027,99	2.380,71	17,39
LP-22	14,1619	16,5924	17,16	1.649,09	1.931,97	17,15

A maior diferença percentual ocorreu no ponto de carga LP-9, que apresentou uma diferença em torno de 41% para os índices DIC, Duração (r) e EENS. Os pontos de carga LP-21 e LP-22 apresentaram uma diferença em torno de 17% para esses índices, os pontos de carga LP-5, LP-6, LP-13, LP-14 e LP-20 uma diferença em torno de 11% e os pontos de carga LP-3, LP-4, LP-11, LP-12, LP-18 e LP-19 uma diferença de em torno de 6%.

Através desse exemplo, pode-se observar que os pontos de carga próximos de suas fontes de alimentação ou dos pontos de interligação sofrem menos influência da restrição de transferência de carga.

Os pontos de carga próximos de suas fontes de alimentação, normalmente possuem índices com relação à duração da falha melhores. No caso dos pontos de carga LP-1, LP-2, LP8, LP10, LP16, e LP17 do sistema da Figura 3.7 somente terão conjuntos de corte com tempo de reparo para falhas ocorridas dentro de seus ramais secundários ou entre o ponto de interligação do ramal principal e a fonte de alimentação. Por já possuírem um número reduzido de conjuntos de corte com tempo de reparo, não sofrem grande influência da restrição de transferência de carga.

Com relação aos pontos de carga próximos aos pontos de interligação, esses também sofrem pouca influência da restrição de transferência de carga. No entanto, essa influência está relacionada com o montante de carga a ser transferido e a capacidade máxima das chaves NAs. Voltando ao sistema da Figura 3.7, os pontos de carga LP-7 e LP-15 não sofrem influência da restrição de transferência, entretanto os pontos de carga LP-9, LP-21 e LP-22, mesmo estando próximos dos pontos de interligação, são influenciados devido a capacidade de transferência do ponto de interligação.

Para implementar este procedimento operacional no programa computacional desenvolvido, de modo a refletir de uma maneira mais realista a confiabilidade percebida pelos consumidores, foi necessária a inclusão de algumas considerações. Verificou-se que em determinadas situações, mais de um ponto de interligação poderia ser utilizado para a transferência. Porém, a filosofia

adotada no algoritmo é de utilizar o fechamento de apenas uma única chave NA para o restabelecimento da energia. No caso da existência de mais de uma possibilidade, definiu-se que seria utilizado o ponto de interligação com a maior capacidade. Esta prática também é bastante utilizada pelas equipes de manutenção e, portanto, não implica em grandes distorções. Entretanto, existem outros critérios que são utilizados, como: distância do ponto de interligação ao ponto de defeito, facilidade de acesso, melhor perfil de tensão nos pontos de carga após a transferência etc. A consideração de todos estes aspectos depende da experiência dos técnicos de operação envolvidos, e devem ser incluídos no processo de tomada de decisão. Por falta da disponibilidade de dados e devido à complexidade da modelagem, estes critérios não foram considerados.

3.3 Carga Variável

Em uma avaliação que utilize o método de enumeração de estados (analítico), a carga é considerada constante. Neste caso, ao se aplicar o procedimento descrito na seção anterior, é possível identificar exatamente os pontos de carga que, devido à restrição de transferência de carga, deixaram de computar o tempo de chaveamento para computar o tempo de reparo do componente falhado. Portanto, é possível determinar os pontos de carga que foram influenciados pela restrição de carga. Para a SMC cronológica foi desenvolvido um algoritmo que possibilita a utilização de curvas de carga. Com isso, para cada intervalo de tempo a carga se encontra em patamares diferentes. Portanto, no processo que realiza a transferência de carga, deve-se verificar a condição da carga no instante da ocorrência da falha, para então comparar com a capacidade máxima de transferência. Porém, a verificação da restrição de transferência a cada instante de tempo pode inviabilizar o uso de um determinado algoritmo em sistemas de distribuição reais e de grande porte.

Uma maneira de realizar uma SMC cronológica que contemple curva de carga variável e restrição de transferência de carga entre alimentadores é determinar

conjuntos mínimos de corte para patamares de carga pré-determinados. Deve-se considerar, conforme visto na seção anterior, que somente os conjuntos de corte com tempo de chaveamento NA são influenciados pela curva de carga fazendo com que se tornem conjuntos de corte com tempo de reparo.

A variação da curva de carga não está relacionada somente com a potência dos pontos de carga, mas também com a capacidade de transferência de carga entre alimentadores. Um patamar de carga mais baixo levará a uma maior capacidade de transferência de carga.

A Tabela 3.19 apresenta três níveis de carga: Baixo, Médio e Alto. Cada nível de carga possui um fator de carga e um fator de chave NA. Como mencionado anteriormente, para um nível de carga menor tem-se um maior fator de transferência na chave NA. O fator de carga está relacionado à potência nominal dos pontos de carga e o fator de chave NA está relacionado à pior condição de transferência de potência, ou seja, à potência que pode ser transferida quando se possui o maior nível de carga. Os parâmetros da Tabela 3.19 foram escolhidos através de dados coletados de distribuidoras de energia. Entretanto, um fluxo de potência poderia ser usado para se determinar valores mais confiáveis para estes parâmetros.

Tabela 3.19 – Configuração de nível de carga para determinação dos conjuntos de cortes com chaveamento NA e tempo de reparo

	Nível de Carga		
	Baixo	Médio	Alto
Fator de Carga	0,5	0,7	1,0
Fator da chave NA	1,5	1,3	1,0

Um número maior de níveis de carga também poderia ser usado. No entanto, conforme se aumenta esse número, maior será a quantidade de conjuntos de

cortes a serem armazenados e maior será o tempo computacional, inviabilizando a análise de sistemas de distribuição de grande porte.

A metodologia empregada para determinação dos conjuntos de corte será a mesma usada na Seção 3.2.1. Porém, o algoritmo deve ser usado para cada um dos três níveis de carga: baixo, médio e alto. Deste modo, se obterá conjuntos de corte com tempo de chaveamento NA e com tempo de reparo para cada um desses três níveis de carga.

Durante a SMC cronológica os conjuntos de corte para os níveis de carga serão escolhidos de acordo com o nível da carga no instante da falta. A Tabela 3.20 mostra os níveis de carga a serem usados para cada intervalo do fator da curva de carga. Esses valores foram escolhidos empiricamente, mas podem ser ajustados de forma a representar um determinado sistema.

Tabela 3.20 – Relação entre o fator da curva de carga e os conjuntos de cortes determinados para três níveis de carga

	Nível de Carga		
	Baixo	Médio	Alto
Fator da curva de carga	fator < 0,6	$0,6 \leq \text{fator} \leq 0,9$	fator > 0,9

3.3.1 Resultados

Assim como na Seção 3.2.2 será utilizado o Sistema IEEE-RBTS Barra 2 da Figura 3.7 para avaliar o efeito da restrição de transferência de carga juntamente com a utilização de uma curva de carga variável. A capacidade de transferência das chaves de interligação será de 800 kW para condição de carregamento máximo no sistema. A curva de carga adotada nas simulações será a do IEEE

[A99]. Como critério de convergência foi utilizado um $\beta < 1\%$ para todos os índices analisados.

Os gráficos das Figuras 3.12 à 3.16 e as Tabelas 3.21 à 3.25 comparam quatro casos de simulação:

- **Caso 1:** Carga constante sem restrição – Simulação realizada com potência nominal dos pontos de carga e sem a restrição de transferência de carga entre alimentadores. Todas as diferenças percentuais das outras simulações são em relação a esse caso base. Uma variação positiva significa um aumento em relação ao caso base e uma variação negativa uma redução;
- **Caso 2:** Carga constante com restrição – Simulação realizada com potência nominal dos pontos de carga e utilizando a restrição de transferência de carga entre alimentadores;
- **Caso 3:** Carga variável sem restrição – Simulação com uma curva de carga variável sem a restrição de transferência de carga entre alimentadores;
- **Caso 4:** Carga variável com restrição – Simulação com uma curva de carga variável com a restrição de transferência de carga entre alimentadores.

A restrição de transferência de carga e o uso de uma curva de carga variável somente interferem em índices relacionados com a duração da falha, por esse motivo não se obteve alterações do índice FIC para nenhum caso simulado, conforme se pode observar no gráfico da Figura 3.12 e nos dados da Tabela 3.21.

O Caso 3 somente apresentou variação para os índices EENS e LOLC, pois como não há restrição de carga, assim como o Caso 1, não haverá alteração nos conjuntos de cortes. Deste modo, os índices dependentes da frequência e duração da falha não apresentaram alterações: índices DIC (gráfico da Figura 3.13 e Tabela 3.22) e Duração (r) (gráfico da Figura 3.14 e Tabela 3.23). Entretanto, os índices EENS e LOLC são dependentes do nível de carga, e portanto são alterados. Como pode ser observado nos gráficos das Figuras 3.15

e 3.16 e nas Tabelas 3.24 e 3.25, houve uma redução dos índices, pois ao contrário do caso base, o Caso 3 não utiliza apenas valores de carga nominal.

O Caso 2, carga constante e com restrição, é o mesmo caso simulado na Seção 3.2.2, portanto apresentou a mesma variação vista anteriormente. Nesta seção também foi mostrada a variação do índice LOLC, gráfico da Figura 3.16 e Tabela 3.25, que também apresentou um aumento do índice.

O Caso 4, carga variável e com restrição de transferência de carga, também apresentou um aumento dos índices DIC, Duração (r), EENS e LOLC. No entanto esse aumento foi menor que o apresentado no Caso 2. Em alguns casos a redução foi considerável, por exemplo, para o ponto de carga LP-9 o índice DIC (gráfico da Figura 3.13 e Tabela 3.22) e Duração (r) (gráfico da Figura 3.14 e Tabela 3.23). No Caso 2 teve-se um aumento em torno de 41%, já no Caso 4 obteve-se um aumento de apenas 0,55%. Considerando esse mesmo ponto de carga pode-se observar que o índice EENS, gráfico da Figura 3.15 e Tabela 3.24, obteve uma redução do índice no Caso 4 de 38,49% em vez do aumento de 41,69% observado no Caso 2. Para o índice LOLC, gráfico da Figura 3.16 e Tabela 3.25, também pode ser observado uma redução de 38,16%, em vez do aumento de 30,84% observado no Caso 2. Os pontos de carga LP-5, LP-6, LP-13, LP-14, LP-20, LP-21 e LP-22 também apresentaram um comportamento semelhante ao ponto de carga LP-9 para os índices DIC e Duração (r). Para os índices EENS e LOLC todos os pontos de carga apresentarão uma redução de seus índices.

Esse caso teste mostra que a restrição de transferência de carga pode trazer distorções nos índices de confiabilidade, caso não seja considerada uma variação da curva de carga. Isso ocorre porque as distribuidoras de energia consideram o nível de carga dos seus sistemas antes de realizar chaveamentos que levem a transferência de carga entre alimentadores. Desta forma o uso da curva de carga na SMC cronológica se torna importante para se modelar corretamente os procedimentos técnicos que ocorrem nos sistemas de distribuição.

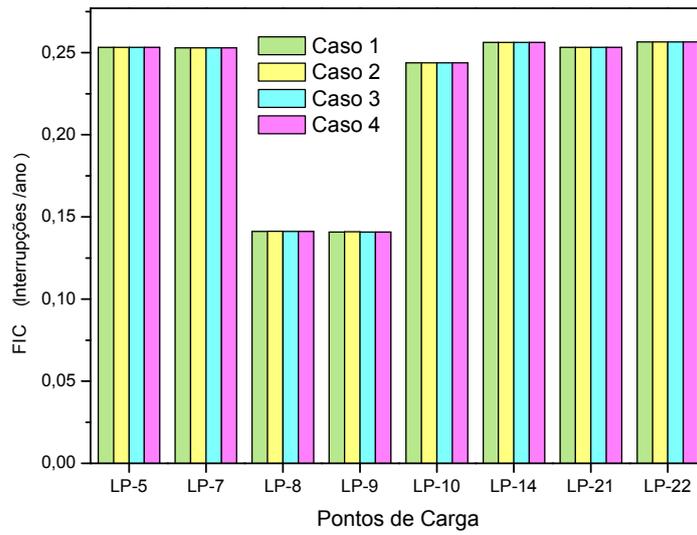


Figura 3.12 – Impacto da curva de carga no índice FIC

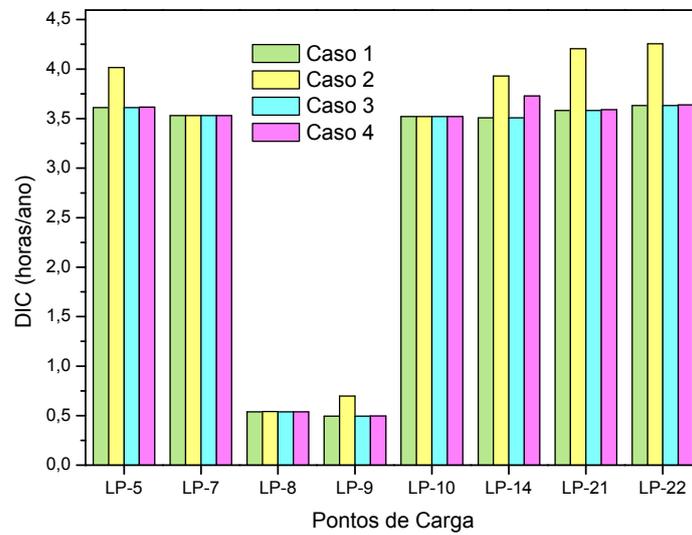


Figura 3.13 – Impacto da curva de carga no índice DIC

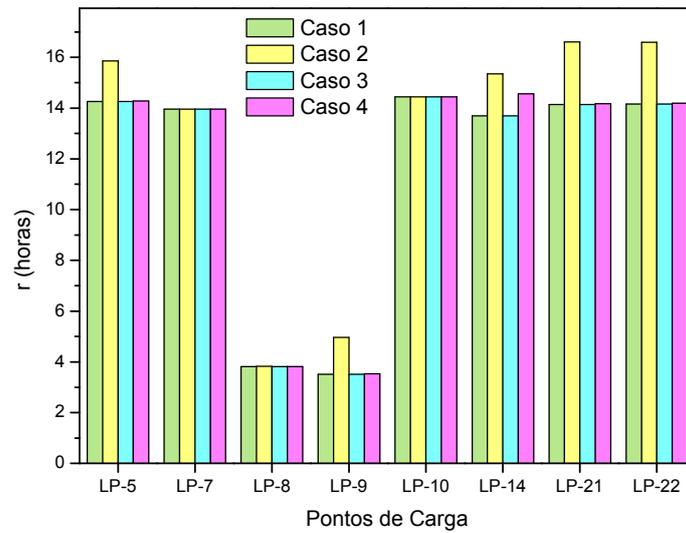


Figura 3.14 – Impacto da curva de carga no índice Duração (r)

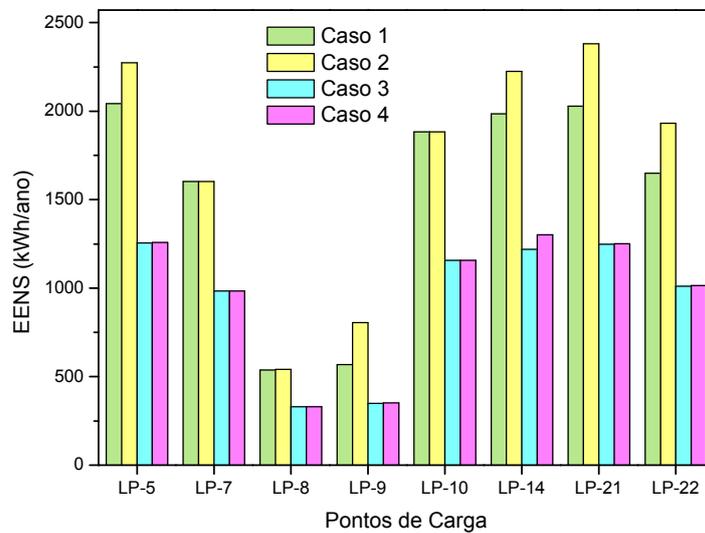


Figura 3.15 – Impacto da curva de carga no índice EENS

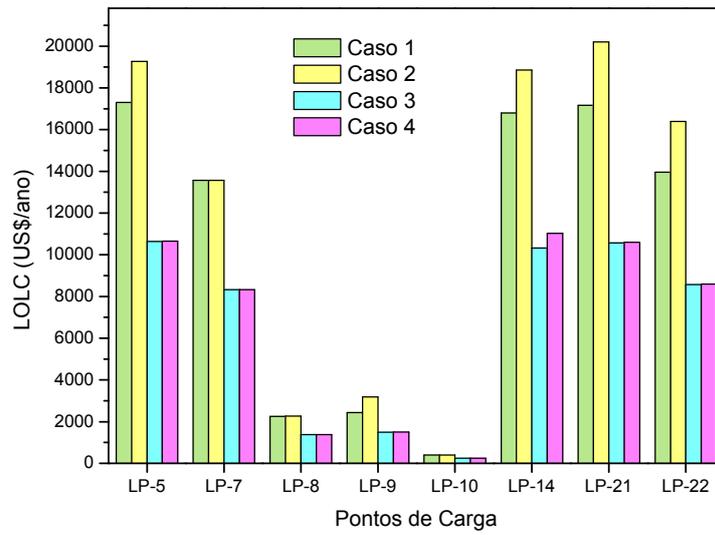


Figura 3.16 – Impacto da curva de carga no índice LOLC

Tabela 3.21 – Impacto da curva de carga no índice FIC

Ponto de carga	Comparação FIC [Interrupções /ano]						
	Caso 1	Caso 2		Caso 3		Caso 4	
				%		%	
LP-1	0,2400	0,2400	0,00	0,2400	0,00	0,2400	0,00
LP-2	0,2529	0,2529	0,00	0,2529	0,00	0,2529	0,00
LP-3	0,2530	0,2530	0,00	0,2530	0,00	0,2530	0,00
LP-4	0,2401	0,2401	0,00	0,2401	0,00	0,2401	0,00
LP-5	0,2533	0,2532	0,00	0,2533	0,00	0,2533	0,00
LP-6	0,2500	0,2500	0,00	0,2500	0,00	0,2500	0,00
LP-7	0,2529	0,2529	0,00	0,2529	0,00	0,2529	0,01
LP-8	0,1412	0,1413	0,11	0,1412	0,00	0,1412	0,00
LP-9	0,1408	0,1410	0,16	0,1408	0,00	0,1408	0,00
LP-10	0,2438	0,2438	0,00	0,2438	0,00	0,2438	0,00
LP-11	0,2534	0,2534	0,00	0,2534	0,00	0,2534	0,00
LP-12	0,2569	0,2569	0,00	0,2569	0,00	0,2569	0,00
LP-13	0,2536	0,2536	0,00	0,2536	0,00	0,2536	0,00
LP-14	0,2562	0,2562	0,00	0,2562	0,00	0,2562	0,00
LP-15	0,2439	0,2439	0,00	0,2439	0,00	0,2440	0,01
LP-16	0,2534	0,2534	0,00	0,2534	0,00	0,2534	0,00
LP-17	0,2435	0,2435	0,00	0,2435	0,00	0,2435	0,00
LP-18	0,2434	0,2434	0,00	0,2434	0,00	0,2434	0,00
LP-19	0,2564	0,2563	0,00	0,2564	0,00	0,2563	0,00
LP-20	0,2567	0,2567	0,01	0,2567	0,00	0,2567	0,00
LP-21	0,2533	0,2533	0,01	0,2533	0,00	0,2533	0,00
LP-22	0,2565	0,2565	0,01	0,2565	0,00	0,2565	0,00

Tabela 3.22 – Impacto da curva de carga no índice DIC

Ponto de carga	Comparação DIC [horas/ano]						
	Caso 1	Caso 2		Caso 3		Caso 4	
				%		%	
LP-1	3,5301	3,5301	0,00	3,5301	0,00	3,5301	0,00
LP-2	3,6260	3,6260	0,00	3,6260	0,00	3,6260	0,00
LP-3	3,5892	3,7931	5,68	3,5893	0,00	3,7931	5,68
LP-4	3,5919	3,7958	5,68	3,5919	0,00	3,7958	5,68
LP-5	3,6103	4,0165	11,25	3,6103	0,00	3,6158	0,15
LP-6	3,6208	4,0270	11,22	3,6208	0,00	3,6263	0,15
LP-7	3,5298	3,5298	0,00	3,5298	0,00	3,5298	0,00
LP-8	0,5379	0,5405	0,49	0,5379	0,00	0,5379	0,00
LP-9	0,4941	0,7000	41,69	0,4941	0,00	0,4967	0,55
LP-10	3,5202	3,5202	0,00	3,5202	0,00	3,5202	0,00
LP-11	3,6220	3,8263	5,64	3,6220	0,00	3,8263	5,64
LP-12	3,6120	3,8163	5,66	3,6120	0,00	3,8163	5,66
LP-13	3,5990	4,0216	11,74	3,5990	0,00	3,8196	6,13
LP-14	3,5085	3,9310	12,04	3,5085	0,00	3,7291	6,29
LP-15	3,5335	3,5335	0,00	3,5335	0,00	3,5335	0,00
LP-16	3,6340	3,6340	0,00	3,6340	0,00	3,6340	0,00
LP-17	3,5605	3,5605	0,00	3,5605	0,00	3,5605	0,00
LP-18	3,5455	3,7633	6,14	3,5455	0,00	3,7633	6,14
LP-19	3,5902	3,8080	6,07	3,5902	0,00	3,8080	6,07
LP-20	3,5894	4,0095	11,70	3,5894	0,00	3,8112	6,18
LP-21	3,5830	4,2062	17,39	3,5830	0,00	3,5905	0,21
LP-22	3,6324	4,2555	17,15	3,6324	0,00	3,6399	0,21

Tabela 3.23 – Impacto da curva de carga no índice Duração (r)

Ponto de carga	Comparação Duração (r) [horas]						
	Caso 1	Caso 2		Caso 3		Caso 4	
				%		%	
LP-1	14,7076	14,7076	0,00	14,7076	0,00	14,7076	0,00
LP-2	14,3351	14,3351	0,00	14,3351	0,00	14,3351	0,00
LP-3	14,1882	14,9943	5,68	14,1882	0,00	14,9943	5,68
LP-4	14,9620	15,8117	5,68	14,9620	0,00	15,8117	5,68
LP-5	14,2558	15,8600	11,25	14,2558	0,00	14,2773	0,15
LP-6	14,4815	16,1066	11,22	14,4815	0,00	14,5033	0,15
LP-7	13,9577	13,9577	0,00	13,9577	0,00	13,9561	-0,01
LP-8	3,8104	3,8246	0,37	3,8104	0,00	3,8104	0,00
LP-9	3,5097	4,9649	41,46	3,5097	0,00	3,5288	0,55
LP-10	14,4400	14,4400	0,00	14,4400	0,00	14,4400	0,00
LP-11	14,2931	15,0998	5,64	14,2931	0,00	15,0998	5,64
LP-12	14,0579	14,8533	5,66	14,0579	0,00	14,8533	5,66
LP-13	14,1941	15,8610	11,74	14,1941	0,00	15,0645	6,13
LP-14	13,6960	15,3460	12,05	13,6961	0,00	14,5576	6,29
LP-15	14,4858	14,4858	0,00	14,4858	0,00	14,4844	0,01
LP-16	14,3422	14,3422	0,00	14,3422	0,00	14,3422	0,00
LP-17	14,6239	14,6239	0,00	14,6239	0,00	14,6239	0,00
LP-18	14,5641	15,4593	6,15	14,5642	0,00	15,4593	6,15
LP-19	14,0052	14,8552	6,07	14,0052	0,00	14,8552	6,07
LP-20	13,9846	15,6221	11,71	13,9846	0,00	14,8492	6,18
LP-21	14,1436	16,6048	17,40	14,1436	0,00	14,1732	0,21
LP-22	14,1619	16,5924	17,16	14,1619	0,00	14,1912	0,21

Tabela 3.24 – Impacto da curva de carga no índice EENS

Ponto de carga	Comparação EENS [kWh/ano]						
	Caso 1	Caso 2		Caso 3		Caso 4	
				%		%	
LP-1	1.888,58	1.888,58	0,00	1.161,01	-38,52	1.161,01	-38,52
LP-2	1.939,89	1.939,89	0,00	1.190,84	-38,61	1.190,84	-38,61
LP-3	1.920,25	2.029,32	5,68	1.180,19	-38,54	1.247,20	-35,05
LP-4	2.033,00	2.148,42	5,68	1.250,27	-38,50	1.321,18	-35,01
LP-5	2.043,45	2.273,32	11,25	1.255,91	-38,54	1.258,39	-38,42
LP-6	1.643,85	1.828,24	11,22	1.010,54	-38,53	1.012,52	-38,41
LP-7	1.602,52	1.602,52	0,00	983,78	-38,61	983,78	-38,61
LP-8	537,86	540,48	0,49	330,86	-38,49	330,86	-38,49
LP-9	568,16	805,04	41,69	349,63	-38,46	352,09	-38,03
LP-10	1.883,31	1.883,31	0,00	1.157,02	-38,56	1.157,02	-38,56
LP-11	1.937,75	2.047,08	5,64	1.193,16	-38,43	1.260,20	-34,97
LP-12	1.625,40	1.717,33	5,66	998,59	-38,56	1.054,96	-35,10
LP-13	2.037,03	2.276,20	11,74	1.253,43	-38,47	1.336,05	-34,41
LP-14	1.985,80	2.224,95	12,04	1.219,49	-38,59	1.302,11	-34,43
LP-15	1.604,20	1.604,20	0,00	986,30	-38,52	986,30	-38,52
LP-16	1.649,83	1.649,83	0,00	1.012,88	-38,61	1.012,88	-38,61
LP-17	1.602,24	1.602,24	0,00	983,96	-38,59	983,96	-38,59
LP-18	1.595,47	1.693,47	6,14	980,97	-38,52	1.041,21	-34,74
LP-19	1.615,60	1.713,62	6,07	992,64	-38,56	1.052,89	-34,83
LP-20	2.031,60	2.269,36	11,70	1.249,58	-38,49	1.332,82	-34,40
LP-21	2.027,99	2.380,71	17,39	1.248,00	-38,46	1.251,43	-38,29
LP-22	1.649,09	1.931,97	17,15	1.011,88	-38,64	1.014,64	-38,47

Tabela 3.25 – Impacto da curva de carga no índice LOLC

Ponto de carga	Comparação LOLC [US\$/ano]						
	Caso 1	Caso 2		Caso 3		Caso 4	
				%		%	
LP-1	402,48	402,48	0,00	247,42	-38,53	247,42	-38,53
LP-2	414,33	414,33	0,00	254,37	-38,61	254,37	-38,61
LP-3	410,34	433,16	5,56	252,20	-38,54	266,22	-35,12
LP-4	17.240,40	18.232,30	5,75	10.603,50	-38,50	11.212,70	-34,96
LP-5	17.301,60	19.277,60	11,42	10.634,40	-38,54	10.655,70	-38,41
LP-6	13.926,80	15.511,00	11,38	8.561,01	-38,53	8.578,10	-38,41
LP-7	13.563,30	13.563,30	0,00	8.325,75	-38,62	8.325,71	-38,62
LP-8	2.255,13	2.263,53	0,37	1.387,07	-38,49	1.387,07	-38,49
LP-9	2.431,56	3.181,35	30,84	1.495,89	-38,48	1.503,75	-38,16
LP-10	401,84	401,84	0,00	246,88	-38,56	246,88	-38,56
LP-11	413,89	436,77	5,53	254,82	-38,43	268,85	-35,04
LP-12	347,59	366,83	5,54	213,56	-38,56	225,35	-35,17
LP-13	17.249,70	19.304,90	11,91	10.615,10	-38,46	11.325,30	-34,34
LP-14	16.797,60	18.852,70	12,23	10.316,10	-38,59	11.026,30	-34,36
LP-15	13.593,20	13.593,20	0,00	8.357,27	-38,52	8.357,25	-38,52
LP-16	13.971,80	13.971,80	0,00	8.576,88	-38,61	8.576,89	-38,61
LP-17	341,68	341,68	0,00	209,85	-38,58	209,85	-38,58
LP-18	340,25	360,75	6,03	209,21	-38,51	221,81	-34,81
LP-19	345,60	366,10	5,93	212,36	-38,55	224,96	-34,91
LP-20	17.192,40	19.235,50	11,88	10.575,30	-38,49	11.290,50	-34,33
LP-21	17.171,40	20.202,80	17,65	10.568,00	-38,46	10.597,50	-38,28
LP-22	13.964,20	16.394,10	17,40	8.567,69	-38,65	8.591,35	-38,48

Para enfatizar a influência da curva de carga será calculado o risco de se ultrapassar o índice DMIC, considerando o ponto de carga LP-9 do Sistema IEEE-RBTS Barra 2, Figura 3.3. Os gráficos das Figuras 3.17 à 3.20 apresentam as funções massa de probabilidade Duração (r) para os quatro casos simulados, das quais se pode determinar o risco de ultrapassagem para um determinado DMIC. O gráfico da Figura 3.21 e a Tabela 3.26 mostram o risco de ultrapassagem para alguns valores de DMIC, onde nota-se um grande aumento do risco para o Caso 2 e um decréscimo dessa influência para valores maiores de DMIC.

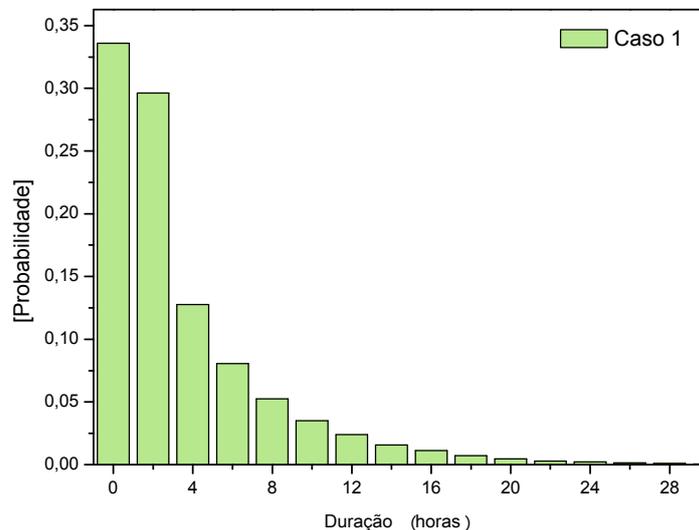


Figura 3.17 – Função massa de probabilidade Duração (r) para o ponto de carga LP-9 e simulação Caso 1

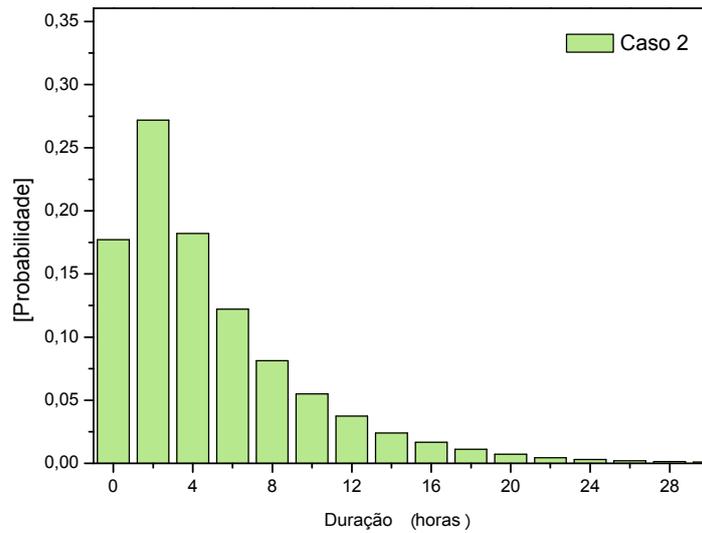


Figura 3.18 – Função massa de probabilidade Duração (r) para o ponto de carga LP-9 e simulação Caso 2

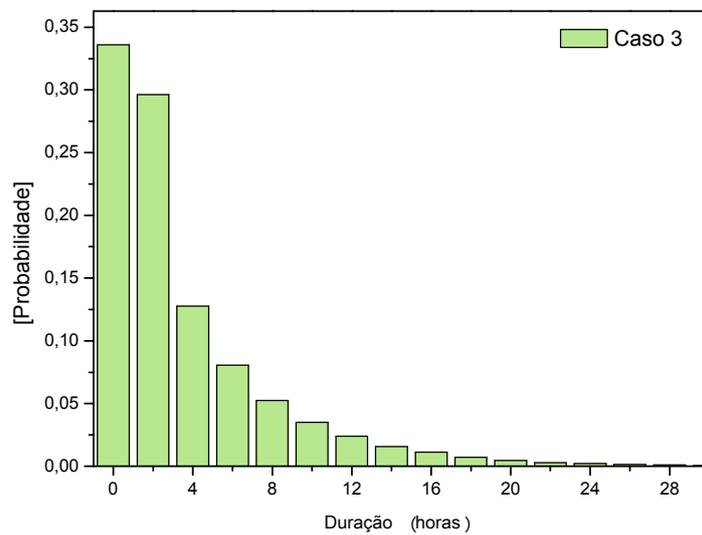


Figura 3.19 – Função massa de probabilidade Duração (r) para o ponto de carga LP-9 e simulação Caso 3

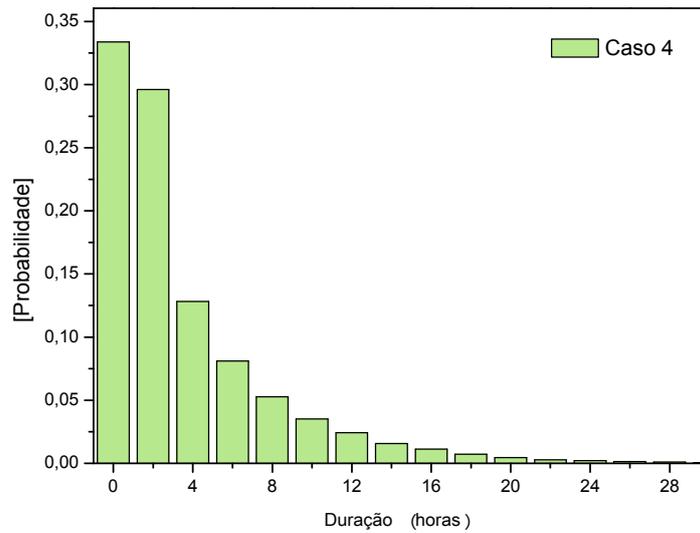


Figura 3.20 – Função massa de probabilidade Duração (r) para o ponto de carga LP-9 e simulação Caso 4

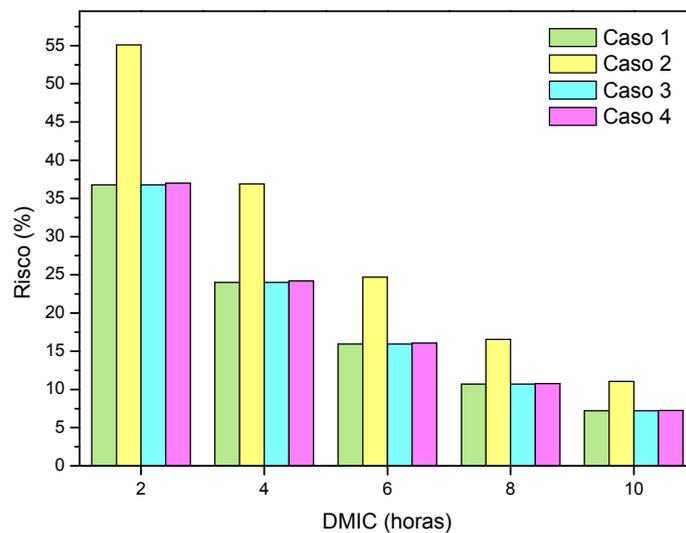


Figura 3.21 – Risco de ultrapassagem do DMIC para o ponto de carga LP-9

Tabela 3.26 – Risco de ultrapassagem do DMIC para o ponto de carga LP-9

	Risco (%)			
DMIC	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
2	36,78	55,10	36,78	37,01
4	24,02	36,90	24,02	24,19
6	15,96	24,69	15,96	16,07
8	10,70	16,55	10,70	10,78
10	7,21	11,05	7,21	7,26

3.4 Decomposição de Sistemas

A análise de confiabilidade de sistemas de distribuição reais apresenta problemas principalmente devido a memória computacional elevada necessária para a armazenagem dos conjuntos de corte e ao alto tempo computacional utilizado para a determinação dos caminhos mínimos e SMC cronológica. Para reduzir o uso de memória e o tempo computacional, foi desenvolvido um novo método que decompõe o sistema de distribuição em vários subsistemas menores, como será descrito a seguir.

Inicialmente, é necessário identificar os alimentadores principais do sistema. Para o sistema teste IEEE-RBTS Barra 2, mostrado Figura 3.7, os alimentadores principais podem ser determinados facilmente. Os quatro alimentadores principais são mostrados na Figura 3.22. Eles estão assinalados em tracejado e foram denominados de Ramais 1 a 4. Em sistemas complexos, esta identificação visual dos alimentadores pode não ser trivial. Um algoritmo capaz de determinar automaticamente os alimentadores principais do sistema foi desenvolvido. O algoritmo utiliza a mesma estrutura em árvore apresentada na Seção 2.4.2. A árvore é construída a partir de cada fonte de alimentação e uma poda, quando se localiza uma chave NA, é acrescentada na construção da árvore. Desta forma os elementos presentes na árvore resultante pertencerão a um único alimentador.

O sistema utilizado possui um único caminho NF que conduz energia elétrica de uma determinada fonte para os pontos de carga. Entretanto, o sistema é capaz de oferecer caminhos alternativos (através do fechamento de chaves NAs) para transmitir energia aos consumidores interrompidos devido à falha de algum componente. A percepção visual de todas as possibilidades de caminhos alternativos torna-se inviável em sistemas complexos.

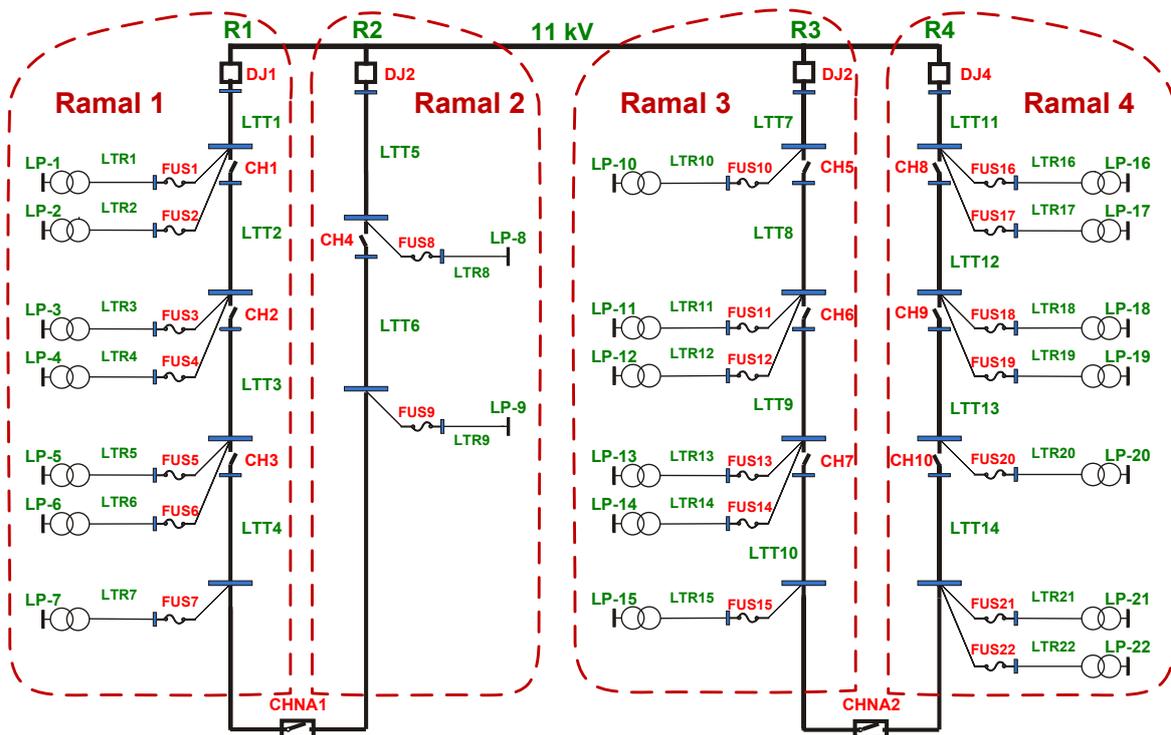


Figura 3.22 – Alimentadores principais do Sistema IEEE-RBTS Barra 2

Em condições normais de operação, os quatro alimentadores da Figura 3.22 trabalham independentemente. Um alimentador somente sofrerá interferência de outro no caso de existir uma contingência em que seja necessário o fechamento de chaves NAs. Nesta situação, alguns consumidores de um ramal serão alimentados por outro ramal. No caso do sistema da Figura 3.22, a falha da linha de distribuição LTT2, atuará o disjuntor DJ1, e depois serão abertas as seccionadoras CH1 e CH2. Com isso, apenas os consumidores conectados aos pontos de carga LP-1 e LP-2 receberão energia do alimentador original (Ramal 1). Os consumidores dos pontos de carga LP-3 e LP-4 deverão esperar o reparo da

linha de distribuição LTT2, e os demais consumidores (LP-5, LP-6 e LP-7) serão alimentados pelo Ramal 2, a partir do fechamento da chave NA que interliga os ramais 1 e 2 (CHNA1). Neste caso, assume-se a título de simplificação que o Ramal 2 possui uma capacidade suficiente para suprir esta carga excedente.

A metodologia proposta consiste em separar completamente cada um dos alimentadores. Além disso, as chaves NAs que interligam os ramais serão substituídas por fontes alternativas, conectadas através de componentes NAs. Esta nova configuração pode ser visualizada na Figura 3.23, que representa os ramais individualizados. Portanto, não existe mais uma dependência entre os alimentadores, e toda a malha de conectividade existente para interligar os caminhos NAs foi condensada em um único gerador. No caso deste exemplo, existe apenas um caminho NA para suprir os pontos de carga, porém na prática existem inúmeras possibilidades, e a malha de conectividade se torna complexa.

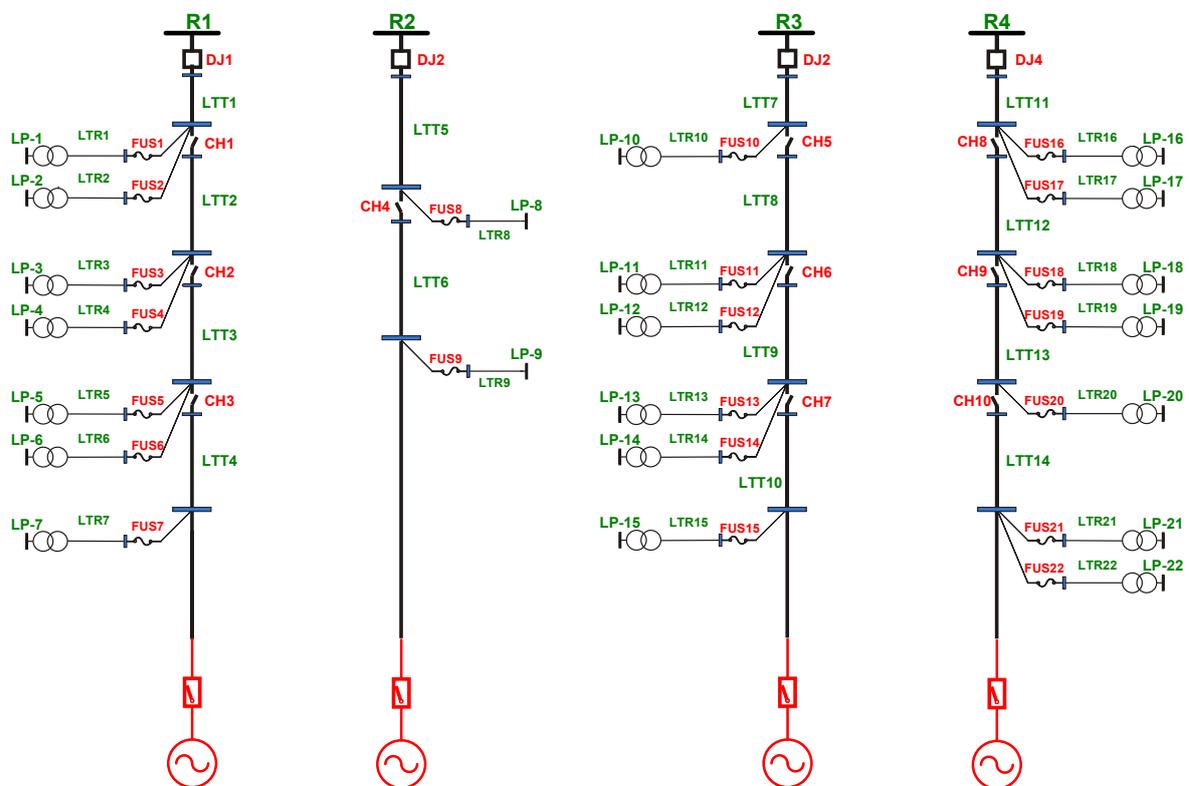


Figura 3.23 – Sistema RBTS-Barra 2 Decomposto por Alimentador

Em termos de confiabilidade, a perda que se obtém ao utilizar esta suposição restringe-se a desconsideração de alguns cortes de 2ª ordem; apenas aqueles que dependem de chaveamentos envolvendo chaves NAs. Por exemplo, já se demonstrou que ao ocorrer uma falha na linha LTT2, os pontos de carga LP-5, LP-6 e LP-7 deverão ser alimentados pelo Ramal 2, através do fechamento da chave NA CHNA1. Se durante a falha da linha LTT2, ocorrer uma falha na linha LTT6 (ou na linha LTT5), estes pontos de carga não poderão ser atendidos pelo Ramal 2. Esta situação representa um corte de 2ª ordem que a metodologia que separa os alimentadores não considera.

A influência dos cortes de 2ª ordem no resultado final dos índices de confiabilidade é mínima e, em muitos casos, pode ser desprezada [ABSGS91, BW98]. Portanto, toda análise pode ser realizada considerando os alimentadores separadamente. Com a utilização desta metodologia, as limitações que impossibilitavam a aplicação do algoritmo em sistemas de grande porte foram amenizadas. Os resultados obtidos com esta metodologia serão apresentados e comparados com aqueles onde se considera o sistema completo.

Uma comparação mostrando os resultados obtidos em uma avaliação completa e uma avaliação utilizando a metodologia de decomposição por ramais será apresentada para um sistema real. O sistema utilizado foi o da cidade de Papagaios, que ocupa uma área de 556 km² e fica no Oeste de Minas Gerais. Este sistema é considerado de pequeno porte, pois possui 148 ramos e 61 pontos de carga, distribuídos em quatro alimentadores principais. A sua topologia pode ser visualizada através da Figura 3.24. Todos os resultados apresentados a seguir referem-se à uma avaliação analítica, para que se possa comparar os valores obtidos com a metodologia proposta, com aqueles obtidos considerando a configuração original do sistema. A análise realizada utilizando o sistema completo demonstrou que a malha de conectividade deste sistema é bastante complexa. Verificou-se a presença de inúmeros caminhos alternativos (mais de trinta) para cada ponto de carga. Obviamente, seria praticamente impossível a identificação de todos estes caminhos NAs somente através de uma inspeção visual.

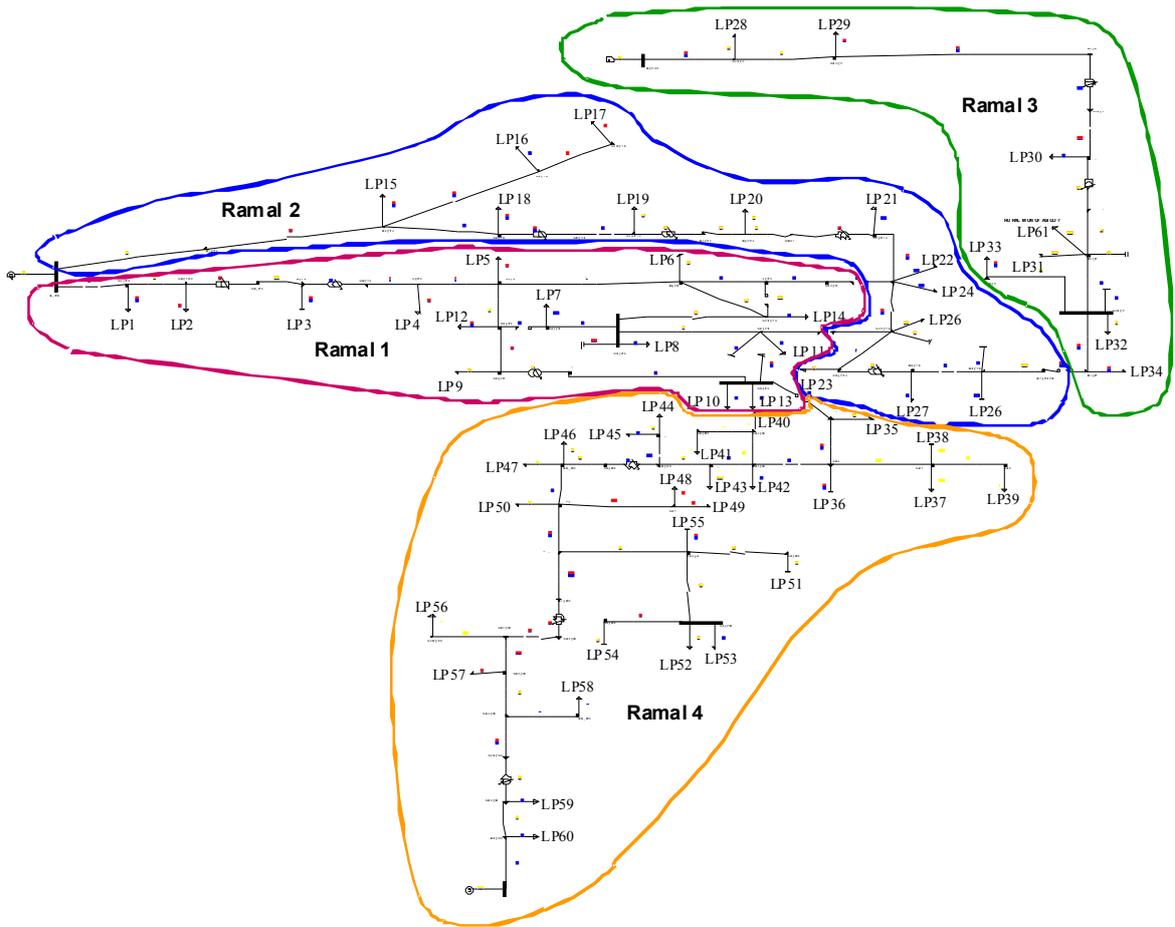


Figura 3.24 – Sistema Elétrico de Papagaios

As Figuras 3.25 à 3.28 apresentam o sistema de Papagaios individualizado por ramais. Estes subsistemas é que foram utilizados na avaliação dos índices de confiabilidade considerando a metodologia que decompõe o sistema original.

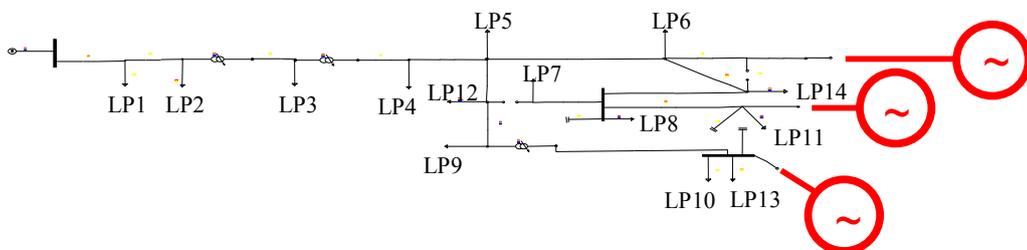


Figura 3.25 – Ramal 1 do Sistema Elétrico de Papagaios

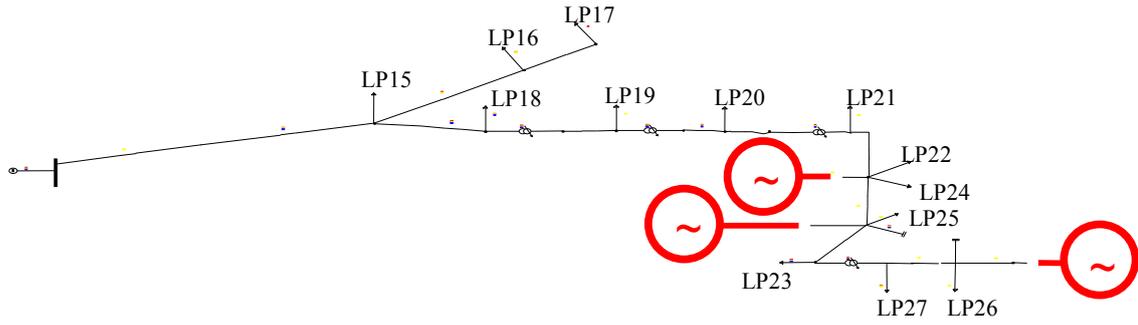


Figura 3.26 – Ramal 2 do Sistema Elétrico de Papagaios

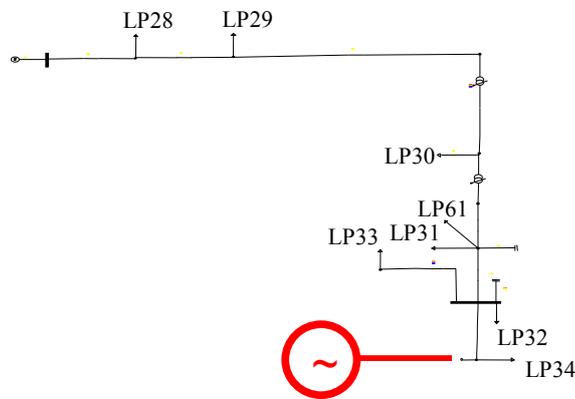


Figura 3.27 – Ramal 3 do Sistema Elétrico de Papagaios

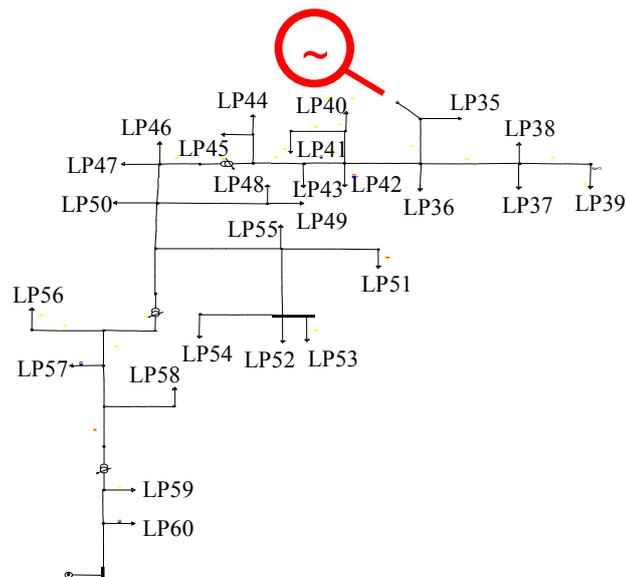


Figura 3.28 – Ramal 4 do Sistema Elétrico de Papagaios

As Tabelas 3.27 à 3.29 apresentam respectivamente uma comparação entre os dados referentes aos índices de ponto de carga: FIC, DIC e EENS. A Tabela 3.30 mostra os resultados obtidos para os índices de sistema: FEC e DEC. Na coluna denominada Sistema Original, foram dispostos os resultados considerando o sistema completo. Os resultados obtidos com a nova metodologia que decompõe o sistema por alimentadores foram colocados na coluna Sistema Decomposto. Também é mostrado o desvio percentual do Sistema Decomposto em relação ao Sistema Original.

Analisando os resultados, pode-se observar que o desempenho do método proposto é excelente. Existe somente uma pequena diferença nos valores cujos pontos de carga pertencem aos ramais 3 e 4. Este fato é devido a estes ramais possuírem apenas um ponto de interligação com os outros ramais, o que os torna mais vulneráveis à falhas de 2ª ordem. Entretanto, verifica-se que os valores obtidos são totalmente compatíveis, onde a diferença percentual entre os métodos permaneceu inferior a 1,5%. Este desempenho foi também obtido para todas as redes de distribuição analisadas.

Tabela 3.27 – Comparação entre os Métodos para o Índice FIC

Ponto de Carga		Comparação FIC [Interrupções /ano]		
		Sistema Original	Sistema Decomposto	%
Ramal 1	LP1	17,6040	17,6040	0,000
	LP2	17,6419	17,6157	0,149
	LP3	17,6735	17,6212	0,296
	LP4	17,7001	17,6200	0,453
	LP5	17,7223	17,6096	0,636
	LP6	17,6991	17,6377	0,347
	LP7	17,7313	17,6156	0,653
Ramal 2	LP15	29,6182	29,5717	0,157
	LP16	29,6249	29,5785	0,157
	LP17	29,6344	29,5880	0,157
	LP18	29,7184	29,5932	0,421
	LP19	29,7544	29,5816	0,581
	LP20	29,7728	29,5599	0,715
	LP21	29,7700	29,5572	0,715
Ramal 3	LP28	16,9550	16,9550	0,000
	LP29	16,9772	16,9642	0,077
	LP30	17,0919	16,9908	0,592
	LP31	17,1029	16,9897	0,662
	LP32	17,1344	16,9743	0,934
	LP33	17,1400	16,9799	0,934
	LP22	17,1151	16,9550	0,935
Ramal 4	LP35	29,9750	29,7850	0,634
	LP36	29,9500	29,7934	0,523
	LP37	29,9746	29,8179	0,523
	LP38	29,9746	29,8179	0,523
	LP39	29,9889	29,8323	0,522
	LP40	29,9560	29,8138	0,475
	LP23	29,9696	29,8274	0,474

Tabela 3.28 – Comparação entre os Métodos para o Índice DIC

Ponto de Carga		Comparação DIC [horas/ano]		
		Sistema Original	Sistema Decomposto	%
Ramal 1	LP1	16,4922	16,4922	0,000
	LP2	12,9801	12,9487	0,242
	LP3	13,0179	12,9552	0,482
	LP4	17,6240	17,5279	0,545
	LP5	14,4234	14,2881	0,938
	LP6	13,0996	13,0258	0,563
	LP7	14,1039	13,9650	0,985
Ramal 2	LP15	28,5388	28,4830	0,196
	LP16	36,5770	36,5212	0,153
	LP17	36,5884	36,5326	0,153
	LP18	18,6468	18,4965	0,806
	LP19	18,6900	18,4826	1,110
	LP20	18,2038	17,9484	1,403
	LP21	20,0302	19,7747	1,276
Ramal 3	LP28	13,8487	13,8487	0,000
	LP29	15,8914	15,8757	0,099
	LP30	12,6408	12,5195	0,960
	LP31	18,9053	18,7694	0,719
	LP32	17,8249	17,6328	1,078
	LP33	17,8316	17,6395	1,077
	LP22	17,8018	17,6096	1,080
Ramal 4	LP35	22,6757	22,4478	1,005
	LP36	27,7790	27,5910	0,677
	LP37	30,2480	30,0600	0,622
	LP38	30,2480	30,0600	0,622
	LP39	30,2652	30,0772	0,621
	LP40	26,6172	26,4466	0,641
	LP23	26,6335	26,4629	0,641

Tabela 3.29 – Comparação entre os Métodos para o Índice EENS

Ponto de Carga		Comparação EENS [kWh/ano]		
		Sistema Original	Sistema Decomposto	%
Ramal 1	LP1	6.992,710	6.992,710	0,000
	LP2	103,840	103,589	0,242
	LP3	1.301,790	1.295,520	0,482
	LP4	7.895,560	7.852,520	0,545
	LP5	2.192,350	2.171,790	0,938
	LP6	5.790,000	5.757,420	0,563
	LP7	1.692,460	1.675,800	0,984
Ramal 2	LP15	23.287,600	23.242,100	0,195
	LP16	18.288,500	18.260,600	0,153
	LP17	365,884	365,326	0,153
	LP18	1.790,100	1.775,660	0,807
	LP19	2.392,330	2.365,770	1,110
	LP20	4.805,810	4.738,370	1,403
	LP21	6.730,130	6.644,310	1,275
Ramal 3	LP28	5.539,480	5.539,480	0,000
	LP29	9.534,830	9.525,430	0,099
	LP30	3.539,420	3.505,450	0,960
	LP31	3.402,950	3.378,490	0,719
	LP32	1.069,500	1.057,970	1,078
	LP33	15.567,000	15.399,300	1,077
	LP22	3.133,120	3.099,300	1,079
Ramal 4	LP35	544,217	538,746	1,005
	LP36	888,928	882,912	0,677
	LP37	1.935,870	1.923,840	0,621
	LP38	725,951	721,439	0,622
	LP39	484,243	481,235	0,621
	LP40	745,282	740,504	0,641
	LP23	1.065,340	1.058,510	0,641

Tabela 3.30 – Comparação entre os Métodos para os Índices de Sistema

	Sistema Original	Sistema Decomposto	%
FEC [Interrup./consum_ano]	24,6485	24,5584	0,366
DEC [horas/consumidor ano]	21,4204	21,3122	0,505
EENS [kWh/ano]	315.373,000	313.779,870	0,505

Para uma avaliação com SMC cronológica, com um parâmetro β menor que 1% para todos os índices analisados, do sistema completo, o tempo total de simulação utilizando um processador de 2,4MHz, ficou em torno de 50 segundos. Com o mesmo processador, a soma dos tempos para simular os 4 sistemas resultantes de cada alimentador, foi 23 segundos. Apesar do sistema de Papagaios ser de pequeno porte, pode-se observar o grande ganho computacional obtido ao se utilizar o método proposto.

Os gráficos das Figuras 3.29 à 3.36 apresentam funções massa de probabilidade para o Sistema Original e Decomposto.

As Figuras 3.29 e 3.30 apresentam os gráficos com as funções massa de probabilidade FIC para o ponto de carga LP33, respectivamente para o Sistema Original e Decomposto, onde se pode perceber uma grande semelhança entre as curvas. Caso semelhante acontece com a função massa de probabilidade DIC, Figuras 3.31 e 3.32.

As funções massa de probabilidade FEC e DEC, respectivamente gráficos das Figuras 3.34 e 3.36, do Sistema Decomposto são obtidas através de uma convolução entre as funções massa de probabilidade de cada alimentador. As funções massa de probabilidade FEC e DEC do Sistema Decomposto também apresentaram grande semelhança quando comparadas com as curvas FEC e DEC, respectivamente Figuras 3.33 e 3.35, do Sistema Original.

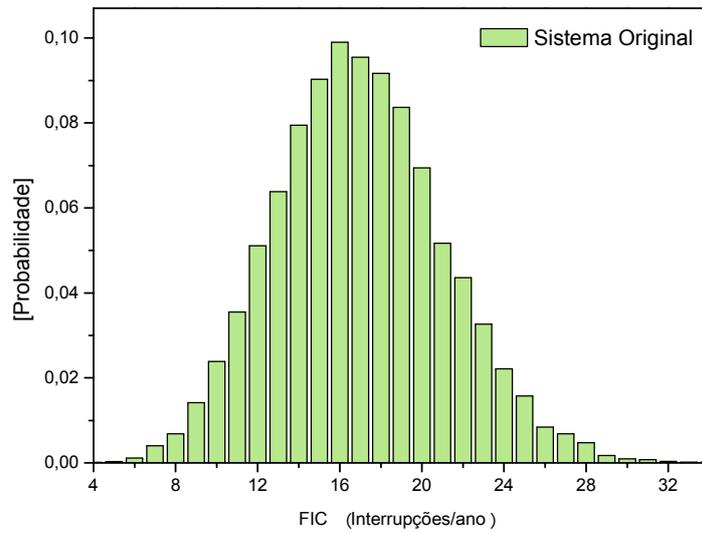


Figura 3.29 – Função massa de probabilidade FIC para o ponto de carga LP33 do Sistema Original

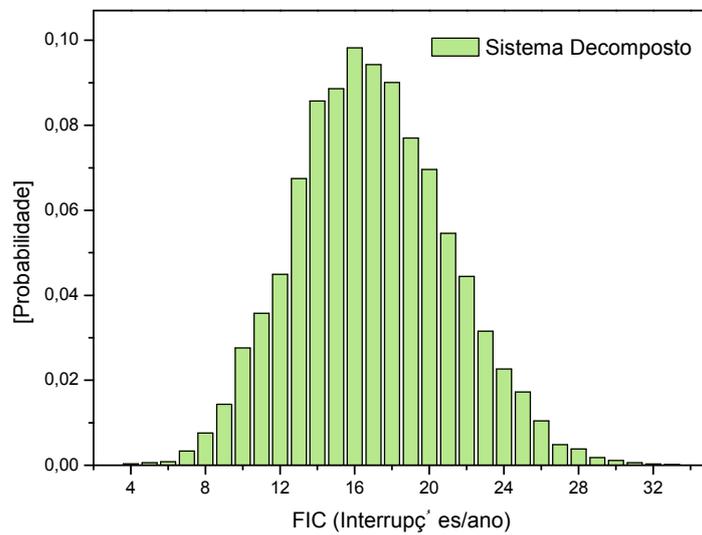


Figura 3.30 – Função massa de probabilidade FIC para o ponto de carga LP33 do Sistema Decomposto

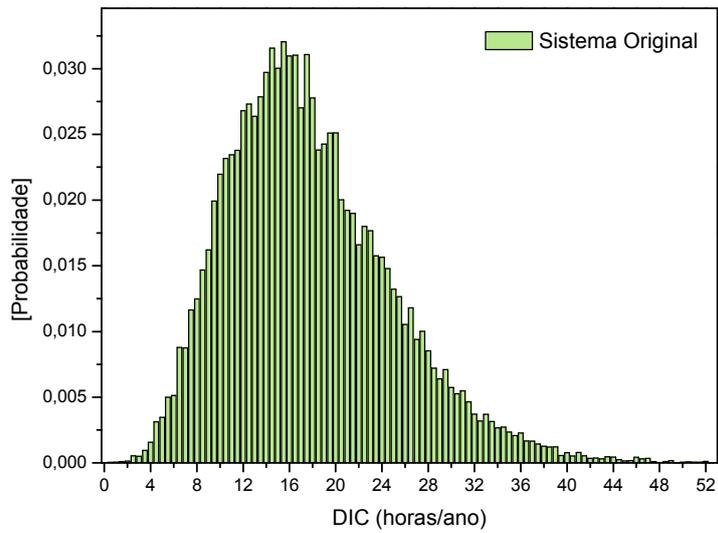


Figura 3.31 – Função massa de probabilidade DIC para o ponto de carga LP33 do Sistema Original

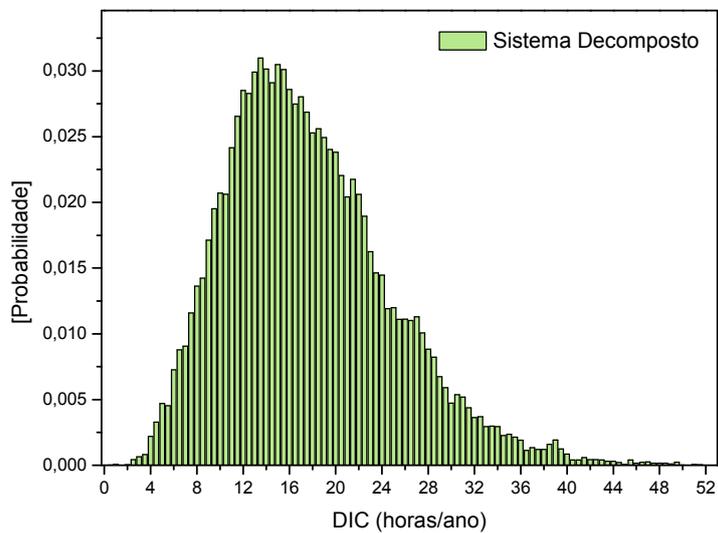


Figura 3.32 – Função massa de probabilidade DIC para o ponto de carga LP33 do Sistema Decomposto

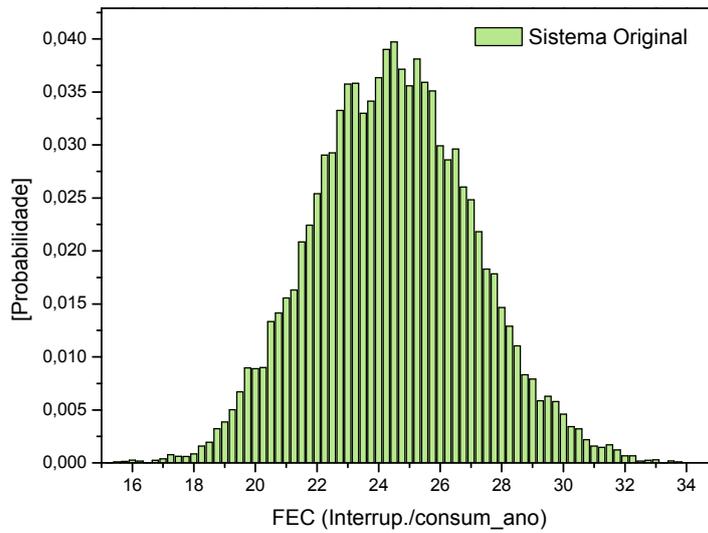


Figura 3.33 – Função massa de probabilidade FEC para o Sistema Original

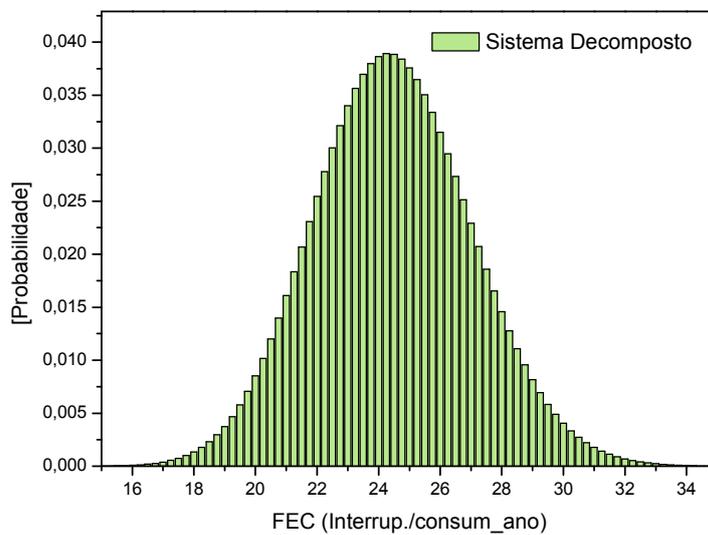


Figura 3.34 – Função massa de probabilidade FEC para o Sistema Decomposto

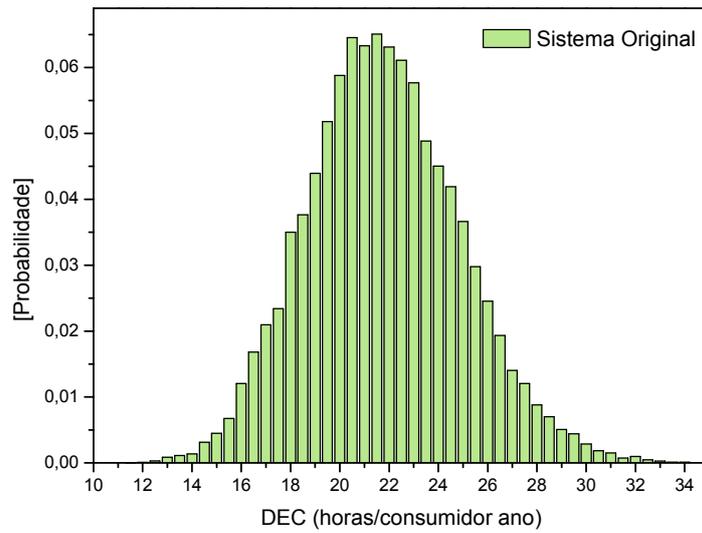


Figura 3.35 – Função massa de probabilidade DEC para o Sistema Original

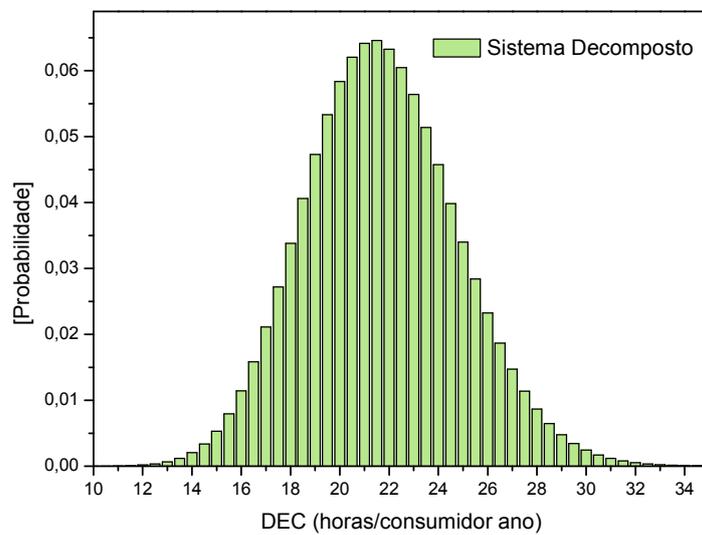


Figura 3.36 – Função massa de probabilidade DEC para o Sistema Decomposto

3.5 Mecanismo PBR (*Performance Based Rates*)

O setor elétrico mundial passa por um processo de reestruturação, onde as empresas concessionárias de energia elétrica sentem uma crescente necessidade de reduzir seus custos, adiando obras de ampliação e reforço do sistema, diminuindo processos de controle de qualidade interna e aumentando o intervalo de manutenção. Tais medidas podem acarretar na deterioração da confiabilidade dos sistemas [BB00].

O mecanismo PBR (*performance based rates*), foi introduzido com o intuito de balancear a qualidade de serviço e o custo das concessionárias [BB00, BCP02]. O PBR é um contrato que bonifica a concessionária por prover energia com boa confiabilidade e/ou penaliza a empresa quando o oposto ocorre. O PBR introduz nas avaliações de confiabilidade dos sistemas um elemento de risco financeiro e, por meio dele, as concessionárias passam a ter que lidar e definir as incertezas relacionadas com a performance de seus sistemas.

A SMC cronológica proposta nesse trabalho absorve facilmente essa metodologia, pois simula cronologicamente os modos de falha de um sistema, resultando nas curvas de densidade de probabilidade dos índices indicativos de desempenho desse sistema, tais como DIC, FIC e DMIC. Essas curvas são necessárias para previsão de multas e bonificações. Os eventos num sistema de potência (como número de falhas, tempo necessário para concertar um componente, tempo necessário para restabelecer o sistema) são de natureza aleatória. Desta maneira, os índices computados através destas informações apresentam o mesmo comportamento. De posse destas informações, fica claro que a melhor maneira de representar estes índices é por meio de funções densidades de probabilidade e não apenas por valores médios, por isso a metodologia PBR necessita de informações referentes às funções.

O mecanismo PBR é uma aplicação que se utiliza dos resultados da metodologia de SMC cronológica apresentada no Capítulo 2, e mostra a importância das curvas de densidade de probabilidade dos índices de confiabilidade.

3.5.1 Modelagem

A grande maioria das distribuidoras no Brasil está trabalhando com valores médios próximos do valor padrão, o que, eventualmente, pode ocasionar multas por violação das metas estabelecidas. Pela própria definição de média estatística, pode-se concluir que existem valores posicionados acima e abaixo deste valor. Portanto, mesmo que a média (μ) de um índice de confiabilidade esteja abaixo do valor padrão (P), que pode ser estipulado por norma ou legislação, é perfeitamente possível que existam valores de índices acima do limite padrão, como mostra a Figura 3.37 [CLA04]. Do ponto de vista estatístico, devem-se tratar adequadamente tais flutuações para que as metas de qualquer regulamentação sejam rigorosamente respeitadas.

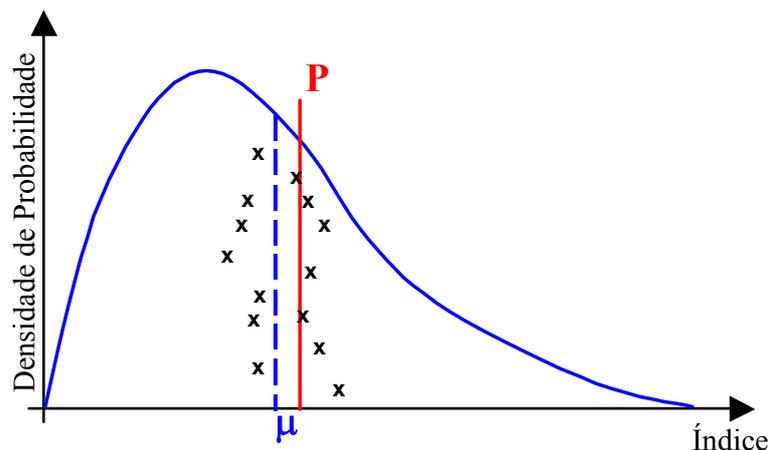


Figura 3.37 – Densidade de probabilidade e limite padrão para um índice de confiabilidade.

Para que o padrão não seja ultrapassado, a média da distribuição de probabilidade deve estar muito abaixo deste limite, o que significa investimentos vultosos. A legislação brasileira impõe penalidades se um determinado padrão for ultrapassado, porém, não aponta nenhuma gratificação ou bonificação, tal como ocorre nos contratos PBR, para empresas que apresentam um desempenho superior ao estipulado.

Para a implementação do PBR são definidas três zonas distintas, as quais podem ser visualizadas na Figura 3.38.

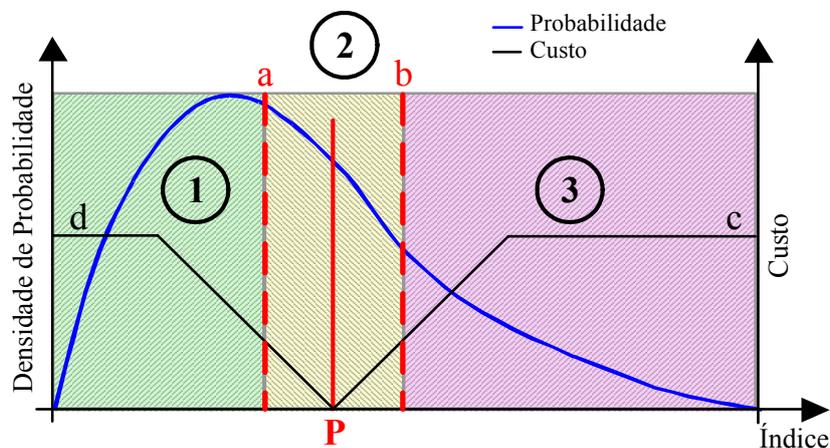


Figura 3.38 – Zonas de incidência de multas

Zona de Bonificação (1):

Se o índice estiver abaixo do limite mínimo definido na zona de tolerância estatística, a concessionária receberá algum tipo de incentivo, que poderá ser financeiro, fiscal ou qualquer outro tipo a ser definido.

Zona de Tolerância (2):

É definida como sendo a região intermediária entre a faixa onde ocorrerá a bonificação e aquela onde será aplicada a multa. É uma zona neutra onde não é computado nenhum tipo de gratificação ou penalidade.

Zona de Penalização (3):

Se o índice estiver acima do limite máximo definido na zona de tolerância estatística, a concessionária receberá automaticamente uma penalidade, sob forma de multa financeira.

As regiões definidas acima podem ser ajustadas de acordo com o sistema em estudo e/ou o órgão regulador específico da localidade em estudo. Com isto não se penaliza demasiadamente um sistema com alto grau de confiabilidade e, em contrapartida, não se bonifica excessivamente um sistema de baixa qualidade. Estudos estatísticos baseados em dados observados poderão definir tais parâmetros.

As penalidades e gratificações serão computadas para os índices DIC, FIC e DMIC, conforme é apresentado a seguir [ANEEL00]:

$$Custo_{FIC} = \left(\frac{FIC_V}{FIC_P} - 1 \right) \times DIC_P \times Tar_M \times kei \quad (3.1)$$

$$Custo_{DIC} = \left(\frac{DIC_V}{DIC_P} - 1 \right) \times DIC_P \times Tar_M \times kei \quad (3.2)$$

$$Custo_{DMIC} = \left(\frac{DMIC_V}{DMIC_P} - 1 \right) \times DMIC_P \times Tar_M \times kei \quad (3.3)$$

onde:

$Custo_i$ – multa ou bonificação calculada para o indicador i que pode ser o DIC, o DMIC ou o FIC;

DIC_V – representa o valor do índice DIC verificado;

DIC_P – representa o valor padrão para o índice DIC;

$DMIC_V$ – representa o valor do índice DMIC verificado;

$DMIC_P$ – representa o valor padrão para o índice DMIC;

FIC_V – representa o valor do índice FIC verificado;

FIC_P – representa o valor padrão para o índice FIC;

Tar_M – representa a tarifa média paga pelo consumidor em [US\$/h];

Kei – coeficiente de majoração, segundo [ANEEL00] seu valor pode ser adotado no intervalo de 10 a 50.

Na Figura 3.38, a curva de custo localizada a esquerda do padrão adotado para o índice é a de bonificação, àquela localizada a direita deste valor representa a curva de custo para as multas.

O coeficiente de majoração, kei , adotado para a curva de penalização será diferente daquele adotado para a curva de bonificação. Desta maneira, as duas curvas de custo apresentarão inclinações diferentes. Nas simulações que serão apresentadas na seção seguinte, o coeficiente adotado para a curva de bonificação é menor do que aquele adotado para a de multa, o que implicará numa inclinação de curva menor. Isso é feito porque a gratificação é apenas um incentivo.

O limite máximo da curva de bonificação é representado na Figura 3.38 pelo segmento de reta “d”. Similarmente, o valor máximo da curva de penalização é representado pelo segmento de reta “c”.

Esta metodologia busca evitar que uma condição atípica de falha no sistema elétrico ocasione a penalização de uma empresa que possua um alto grau de confiabilidade em seu sistema. Esse método apresenta uma formulação mais justa para a incidência de multas em uma concessionária, e incentiva as empresas a investirem na melhoria da confiabilidade de seus sistemas de distribuição.

A legislação brasileira não trabalha considerando a possibilidade de gratificação das concessionárias que possuem sistemas de distribuição confiáveis. Este poderá ser o próximo passo a ser considerado no cenário nacional.

3.5.2 Resultados

Para avaliação da metodologia PBR proposta serão realizadas simulações no sistema teste IEEE – RBTS Barra 2, Figura 3.7. A avaliação do mecanismo PBR será feita considerando os indicadores de desempenho FIC, DIC e DMIC de quatro pontos de carga do sistema (LP-01, LP-09, LP-12 e LP-21), cada qual localizado em um dos quatro alimentadores principais.

Para melhor explorar a metodologia proposta, os valores originais das taxas de falha que representam os alimentadores 1, 2, 3 e 4, foram multiplicadas por 1, 2, 3 e 4 respectivamente. Com isso, é possível se obter uma maior diversificação de multas e bonificações entre os alimentadores. Aqueles multiplicados pelos maiores valores, tenderão a ter piores índices de confiabilidade, podendo vir a sofrer mais severamente com a incidência de multas.

De acordo com os dados do sistema RBTS o tempo médio de reparo dos transformadores de classe 11/0,45kV é de 200 horas, [BA94]. Este tempo foi modificado para 10 horas, correspondendo ao tempo de substituição deste componente em campo, tal como deveria ocorrer na operação de um sistema real.

Para a SMC cronológica foi considerado para a convergência um $\beta = 1\%$, para ultrapassagem do índice DMIC. Como padrão para o DMIC foi adotado o valor de 6 horas. Esse parâmetro de convergência representou para o Sistema RBTS um valor de 370 mil anos de simulação. Os dados obtidos pela SMC para os pontos de carga em estudo estão na Tabela 3.31.

Tabela 3.31 – Valores Esperados dos Índices de Desempenho para Pontos de Carga do Sistema

Ponto de Carga	FIC [Interrupções/ano]	DIC [horas/ano]	Duração (r) [horas]
LP-01	0,23991	0,70063	2,92035
LP-09	0,28213	0,98862	3,50410
LP-12	0,73593	2,04016	2,77222
LP-21	0,96692	2,40398	2,48623

O ponto de carga LP-01 pertence ao Ramal 1, que corresponde ao subsistema em que as taxas de falha não foram alteradas. No entanto, pode-se perceber que o valor relativo ao índice FIC não corresponde àquele apresentado na Tabela 3.17, apesar de em ambos os casos a mesma SMC cronológica ter sido empregada. Isto ocorre porque para o estudo do mecanismo PBR o Sistema RBTS teve, para alguns trechos de linhas de transmissão, taxas de falha diferentes. Esta modificação altera o tempo de convergência do sistema. Conseqüentemente foi encontrado um novo valor para o indicador FIC muito próximo do anterior, porém 0,04% diferente.

Para as simulações dos mecanismos PBR serão consideradas como metas de indicadores de desempenho do Sistema RBTS os valores: 1 falha/ano, 6 horas/ano e 6 horas para os índices FIC, DIC e DMIC respectivamente.

Apesar das modificações das taxas de falha dos alimentadores, observa-se na Tabela 3.31 que o sistema permanece robusto, estando as médias dos índices de confiabilidade abaixo dos padrões definidos para os cálculos de multas e bonificações no Sistema RBTS.

A Zona de Tolerância foi inicialmente ajustada para 20% acima do valor padrão definido para a curva de densidade de probabilidade, e 30% abaixo deste valor, correspondendo respectivamente aos ajustes das retas verticais “b” e “a”, Figura 3.38. O coeficiente de majoração, *kei*, para a curva de penalização é adotado com

o valor 10, [ANEEL00]. Já o coeficiente para a curva de bonificação foi ajustado com valor 1. O valor k para a gratificação é menor que o empregado para a multa, assim como a Zona Neutra é mais larga no trecho relativo à curva de bonificação. Isso é feito porque a bonificação deve ser apenas um incentivo para as concessionárias [GNLCS06]. Os limites máximos das curvas de custos, retas “c” e “d”, foram adotados como sendo 10 vezes o valor da fatura anual do consumidor analisado.

Os valores médios das multas e bonificações para os quatro pontos de carga sob análise estão nas Tabelas 3.32 à 3.34.

Nas Tabelas 3.32 à 3.34 a coluna “Balanço” representa a somatória das colunas “Bonificação” e “Penalização”, nesta coluna valores positivos significam bonificação e negativos representam multas.

É possível observar pelas Tabelas 3.32 à 3.34 que os pontos de carga com melhores índices de confiabilidade, LP-01 pertencente ao Ramal 1 e LP-09 pertencente ao Ramal 2, são aqueles que recebem os maiores valores de bonificações, o que causa um impacto significativo na diminuição de multa que os mesmos pagariam. Porém, os pontos que possuem a média dos índices próxima dos padrões, LP-12 pertencente ao Ramal 3 e LP-21 do Ramal 4, são penalizados, considerando os índices FIC e DIC, haja vista que para estes pontos o montante de bonificação é inferior ao de penalização. No caso do indicador DMIC, para estes pontos de carga, o montante de bonificação recebido é inferior a dos outros dois pontos de carga com menores taxas de falha. Fica claro que os pontos de carga LP-01 e LP-09 são mais confiáveis do que os outros dois pontos de carga.

Tabela 3.32 – Bonificações e Multas Relativas ao FIC para Pontos de Carga do Sistema RBTS

FIC [US\$/ano]			
Pontos de Carga	Bonificação	Penalização	Balanco
LP-01	352,74	138,94	213,81
LP-09	726,70	413,07	313,63
LP-12	180,79	981,07	-800,28
LP-21	180,99	2.016,84	-1.835,85
Total	6.097,26	20.267,01	-14.169,75

Tabela 3.33 – Bonificações e Multas Relativas ao DIC para Pontos de Carga do Sistema RBTS

DIC [US\$/ano]			
Pontos de Carga	Bonificação	Penalização	Balanco
LP-01	589,17	239,84	349,34
LP-09	1.215,74	682,97	532,77
LP-12	415,48	605,38	-189,91
LP-21	491,66	888,54	-396,88
Total	12.083,15	12.606,97	-523,83

Tabela 3.34 – Bonificações e Multas Relativas ao DMIC para Pontos de Carga do Sistema RBTS

DMIC [US\$/ano]			
Pontos de Carga	Bonificação	Penalização	Balanco
LP-01	604,64	224,65	379,99
LP-09	1.257,88	603,66	654,22
LP-12	519,31	481,07	38,24
LP-21	705,37	675,80	29,57
Total	14.226,58	10.184,63	4.041,94

Sem a aplicação da metodologia PBR o sistema pagaria respectivamente multas de US\$23.915,83, US\$12.606,97 e US\$10.184,63 para os indicadores FIC, DIC e DMIC. Aplicando o mecanismo PBR, para o índice FIC a multa a ser paga sofre uma redução de 36% e para o DIC uma redução de 96%. Para o DMIC o sistema não chega a pagar multa, obtendo sim um crédito de US\$4.041,94 devido à bonificação.

A Figura 3.39 ilustra a função massa de probabilidade do índice DIC, para o ponto de carga LP-21, associada com as funções custos empregadas nos cálculos de bonificações e multas.

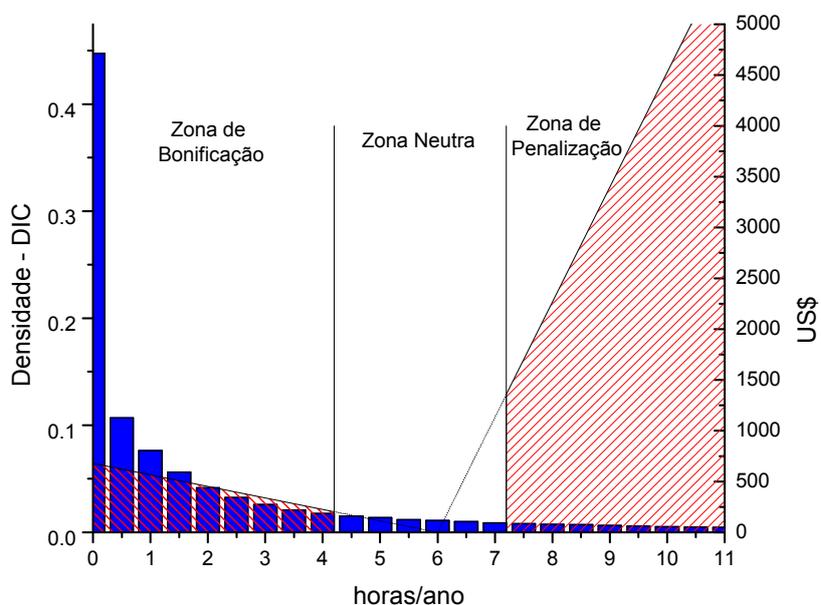


Figura 3.39 – Penalização e Bonificação para a Curva de Probabilidade DIC para o Ponto de Carga LP-21

O valor encontrado na Tabela 3.33 pode ser obtido graficamente através das curvas de custo e função massa de probabilidade do índice DIC. O valor é obtido multiplicando-se, ponto a ponto, os valores de probabilidade pelos valores de custo [BCP02], encontrando-se o custo de US\$-395,34, referente ao balanço gratificação e multa. Os valores encontrados são muito próximos, sendo a diferença correspondente de apenas 0,39%.

Foram realizados também alguns testes de sensibilidade variando as faixas ajustadas para a Zona Neutra. Novamente para esta análise de sensibilidade foi considerado o ponto de carga LP-21.

A Figura 3.40 mostra o comportamento das bonificações dos índices FIC, DIC e DMIC quando a Zona Neutra varia de 0%, que corresponderia ao caso de não se ter a região de tolerância, até 90%.

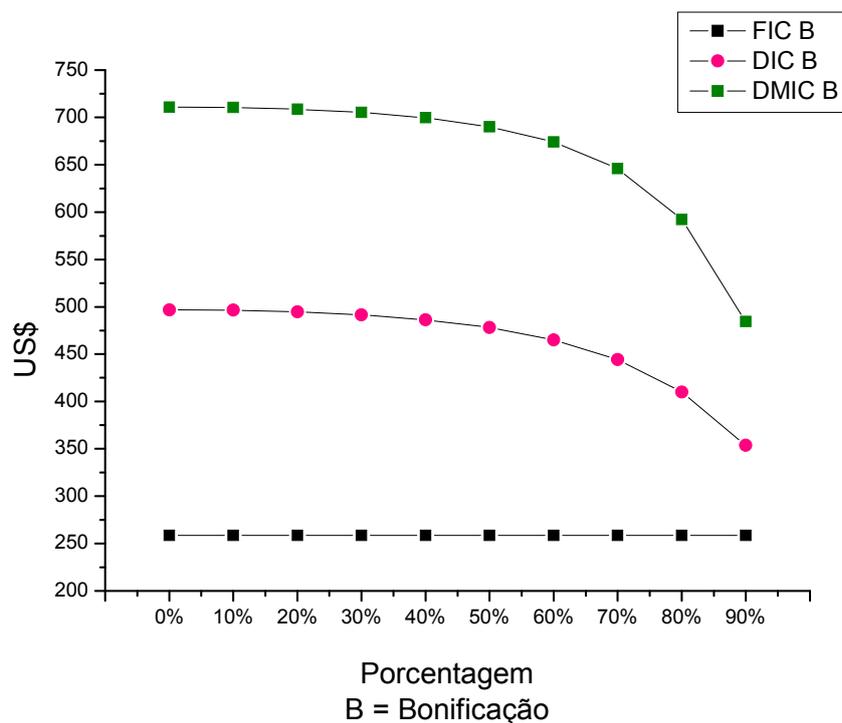


Figura 3.40 – Avaliação da Bonificação Frente à Variação da Zona Neutra para o Ponto de Carga LP-21 do Sistema RBTS

Tal como era de se esperar, à medida que a largura da Zona de Tolerância aumenta os valores de bonificação são reduzidos. Para este ponto de carga, o índice FIC não sofreu variação. Isto porque uma variação de 90% na faixa, não atinge o próximo valor discreto de FIC acima ou abaixo do padrão, no caso 0 ou 2 falhas/ano. Desta maneira os valores de bonificações não são alterados.

A Figura 3.41 mostra o comportamento das multas dos índices FIC, DIC e DMIC quando a Zona Neutra varia de 0 até 90% para o ponto de carga LP-21.

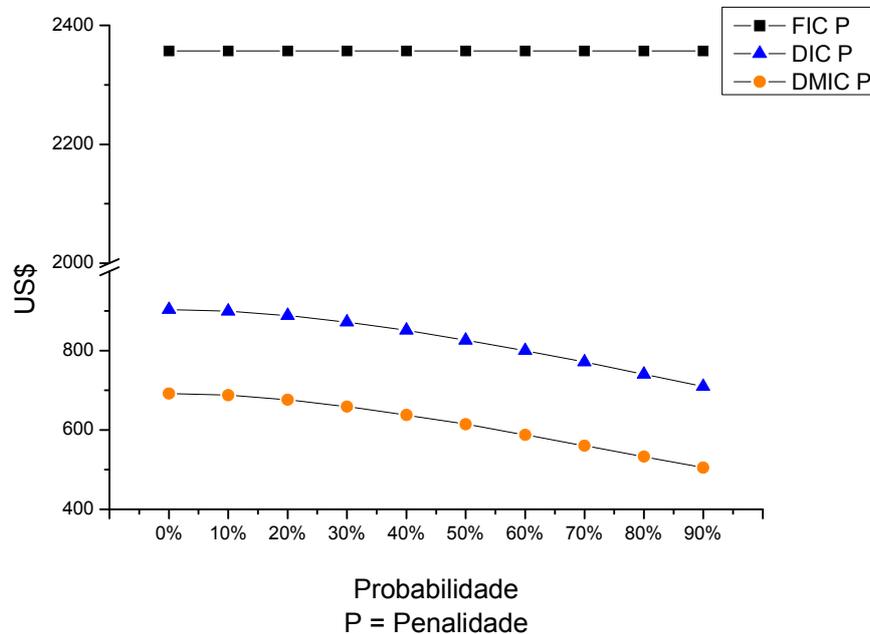


Figura 3.41 – Avaliação da Penalização Frente à Variação da Zona Neutra para o Ponto de Carga LP-21 do Sistema RBTS

Novamente à medida que a largura da Zona de Tolerância aumenta os valores de penalização são reduzidos. O índice FIC não sofreu variação considerando o PBR pelos mesmos motivos citados anteriormente.

De posse das respostas obtidas para o Sistema RBTS observou-se que o sistema seria mais penalizado caso não fosse considerada a metodologia PBR. Qualquer outra curva de custo poderia ser empregada nos cálculos, dependendo da região ou sistema em análise, ou mesmo do órgão regulador que venha a implementar este mecanismo.

3.6 Conclusões

Neste capítulo foram abordados conceitos adicionais necessários a modelagem de sistemas de distribuição. O uso de religadores automáticos e restrição na transferência de carga entre alimentadores, juntamente com a variação da curva de carga, torna a metodologia desta tese facilmente aplicável por equipes de planejamento e operação de sistemas de distribuição.

A decomposição de sistemas torna a análise de sistemas reais de distribuição mais rápida. Entretanto, para o planejamento de sistemas, onde se analisam várias configurações em um único sistema, o tempo de simulação torna-se excessivamente elevado. Deste modo, o próximo capítulo abordará uma metodologia que permite a distribuição de tarefas dessa análise de confiabilidade em uma rede de computadores. Isto possibilita o uso de um critério de confiabilidade, por exemplo, como função de avaliação em técnicas metaheurísticas, que são muito usadas em planejamento de sistemas.

Por último foi apresentado uma aplicação para SMC cronológica, o mecanismo denominado *performance based rates* (PBR) que se mostrou uma ferramenta mais justa, avaliando e quantificando em termos de multas e bonificações o desempenho dos sistemas, balanceando a qualidade de serviço e o custo das concessionárias com investimentos em seus sistemas.

CAPÍTULO 4

COMPUTAÇÃO DISTRIBUÍDA

O uso de computadores conectados em redes é muito comum na maior parte das empresas. Esse ambiente permite a rápida implementação de programas que utilizem processamento distribuído, otimizando o uso dos computadores e reduzindo o tempo de execução de tarefas. Esse cenário de sistemas distribuídos permite um novo campo de atuação da computação paralela, anteriormente usada em máquinas dedicadas para este fim.

Entretanto, antes de se realizar uma distribuição de tarefas de um determinado algoritmo é importante verificar quais as partes que utilizam maior porcentagem de tempo computacional. Na próxima seção, o algoritmo de SMC cronológica apresentado nesse trabalho será dividido em módulos. Deste modo, se poderá verificar quais módulos trarão maior redução de tempo computacional ao se utilizar uma computação distribuída.

Por fim, será apresentada uma proposta de distribuição de tarefas, para análise de confiabilidade através de SMC cronológica. Para testar a metodologia proposta, serão usados sistemas testes e sistemas reais de distribuição de energia.

4.1 Desempenho da SMC Cronológica

Conforme relatado, a SMC cronológica é um excelente método para análise de confiabilidade em sistemas de distribuição, que em contrapartida despende grande quantidade de tempo computacional. Para verificar as partes do algoritmo,

apresentado na Seção 2.5, responsáveis pela maior parcela do tempo de execução, foi realizada uma divisão do algoritmo em sete módulos. Esses módulos são descritos abaixo:

- 1) Preparação do sistema – Nesta etapa os dados necessários para simulação de confiabilidade são lidos e organizados pelo programa;
- 2) Caminhos – Procura e armazenamento dos caminhos mínimos;
- 3) Cortes de 1ª ordem – Determinação dos cortes de primeira ordem;
- 4) Cortes de 2ª ordem – Determinação dos cortes de segunda ordem;
- 5) Índices Analíticos – Cálculo dos índices de confiabilidade através de uma metodologia analítica;
- 6) Monte Carlo – Processo de simulação SMC cronológica. Passos de 2 a 7 descritos na Seção 2.5;
- 7) Índices SMC – Cálculo dos índices de confiabilidade através dos dados obtidos na SMC cronológica.

Para verificar a influência de cada módulo, o algoritmo [N05, GNLCS06, LCNFG06] que utiliza SMC cronológica, apresentado nos capítulos anteriores, foi testado em sistemas de distribuição de pequeno e grande porte. A Tabela 4.1 mostra o tempo computacional gasto em cada módulo do programa e a Tabela 4.2 a porcentagem em relação ao tempo total de simulação de cada sistema. Para as simulações foi utilizado como fator de convergência β de 5% para ultrapassagem do índice DMIC. Como padrão para o DMIC foi adotado o valor de 8 horas.

Analisando as tabelas, observa-se que o módulo Monte Carlo, em geral com valores maiores que 30%, consome a maior parte do tempo seguido respectivamente pelos módulos Cortes de 2ª Ordem e Caminhos.

O Sistema 3 da Tabela 4.2 possui uma porcentagem pequena para o módulo Monte Carlo, 15,38%, porque apresentou uma convergência muito rápida, devido ao fato de seus componentes possuírem uma alta taxa de falha. Portanto, a convergência foi atingida em poucos anos de SMC cronológica, em comparação aos outros sistemas.

O módulo Cortes de 2ª Ordem, de acordo com a Tabela 4.2, aumenta seu peso na simulação conforme os sistemas de distribuição se tornam maiores. O módulo Caminhos, conforme a Tabela 4.1, possui maior tempo de execução em sistema maiores, porém como o peso do módulo Monte Carlo é maior isto não se reflete em valores percentuais na Tabela 4.2. Os outros módulos não possuem peso considerável, no máximo 1,92%.

Os cortes de 2ª ordem possuem uma influência pequena nos índices de confiabilidade [LCNFG06, C98] e de modo geral podem ser desprezados no cálculo desses índices. Através das Tabelas 4.3 e 4.4 verifica-se, para os casos simulados, que a maior contribuição dos cortes de 2ª ordem para índices sistêmicos é de 0,63%, indicador DEC do Sistema 2, e de 1,47% para os índices de ponto de carga, indicador DIC também do Sistema 2. Os valores das tabelas foram conseguidos através de uma metodologia analítica. Considerando que os próprios dados de entrada de taxa de falha, tempo de reparo e chaveamento dos componentes possuem erros amostrais, que inserem um erro percentual nos indicadores de confiabilidade, pode-se em primeira instância desprezar os cortes de 2ª ordem na avaliação de confiabilidade.

Tabela 4.1 – Tempo computacional da SMC cronológica

Sistema	Pontos de Carga	Elementos	Preparação do Sistema	Caminhos	Cortes de 1ª Ordem	Cortes de 2ª Ordem	Índices Analíticos	Monte Carlo	Índices SMC	Total
1	22	104	0:00:00	0:00:00	0:00:00	0:00:00	0:00:00	0:00:06	0:00:00	0:00:06
2	61	280	0:00:00	0:00:05	0:00:00	0:00:00	0:00:01	0:13:04	0:00:00	0:13:10
3	303	1159	0:00:00	0:00:29	0:00:01	0:00:14	0:00:00	0:00:08	0:00:00	0:00:52
4	420	2110	0:00:00	0:03:21	0:00:03	0:12:43	0:00:01	0:07:53	0:00:01	0:24:02
5	568	2849	0:00:01	0:04:48	0:00:08	0:35:22	0:00:02	0:29:03	0:00:04	1:09:28
6	821	4039	0:00:01	0:12:02	0:00:17	1:43:52	0:00:04	1:57:39	0:00:05	3:54:00

Tempos no formato – h:min:seg

Tabela 4.2 – Peso computacional em porcentagem de cada etapa da SMC cronológica

Sistema	Pontos de Carga	Elementos	Preparação do Sistema	Caminhos	Cortes de 1ª Ordem	Cortes de 2ª Ordem	Índices Analíticos	Monte Carlo	Índices SMC	Total
1	22	104	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	0,00	100,00
2	61	280	0,00	0,63	0,00	0,00	0,13	99,24	0,00	100,00
3	303	1159	0,00	55,77	1,92	26,92	0,00	15,38	0,00	100,00
4	420	2110	0,00	13,94	0,21	52,91	0,07	32,80	0,07	100,00
5	568	2849	0,02	6,91	0,19	50,91	0,05	41,82	0,10	100,00
6	821	4039	0,01	5,14	0,12	44,39	0,03	50,28	0,04	100,00

Valores em porcentagem (%)

Tabela 4.3 – Contribuição dos cortes de 2ª ordem para os índices de sistema FEC e DEC

Índice de Sistema		
Sistema	FEC (%)	DEC (%)
1	0,008	0,002
2	0,458	0,632
3	0,001	0,000
4	0,104	0,122
5	0,233	0,294
6	0,168	0,229

Tabela 4.4 – Maior contribuição dos cortes de 2ª ordem para índices de ponto de carga FIC e DIC

Ponto de Carga com maior desvio		
Sistema	FIC (%)	DIC (%)
1	0,037	0,010
2	1,079	1,468
3	0,001	0,000
4	0,359	0,252
5	0,859	1,164
6	0,751	0,823

A influência dos cortes de 2ª ordem no tempo computacional pode ser verificada através de novos testes considerando apenas cortes de 1ª ordem. As Tabelas 4.5 e 4.6 mostram respectivamente, os tempos computacionais e a porcentagem de cada etapa da simulação onde os cortes de 2ª ordem foram desprezados. O tempo no módulo Caminhos permanece o mesmo, pois a procura de caminhos independe dos cortes de 2ª ordem. Entretanto o módulo Monte Carlo obteve uma redução no seu tempo, pois a análise dos cortes de 2ª ordem nesse módulo consome muito processamento. Comparando a Tabela 4.1 com Tabela 4.5 tem-

se para os sistemas 5 e 6 reduções de tempo respectivamente, de 65% e de 54% para o módulo Monte Carlo.

O Sistema 3 teve um aumento atípico no tempo computacional quando se desprezou os corte de 2º ordem. Isso ocorreu porque o sistema precisou de mais anos de simulação cronológica ao se retirar os cortes de 2º ordem, ou seja, nesse sistema em particular, os cortes de 2º auxiliam numa convergência mais rápida.

Nesta análise podem-se perceber dois *gargalos* na SMC cronológica: Caminhos e Monte Carlo. Os dois módulos correspondem a mais de 97% do tempo computacional para os casos analisados, Tabela 4.6. Caso esses dois módulos sofram uma reformulação e passem a utilizar um processamento distribuído haverá um grande ganho de tempo computacional na análise de confiabilidade de sistemas de distribuição.

Na próxima seção será mostrado o método proposto para distribuição de tarefas nos módulos Caminhos e Monte Carlo.

Tabela 4.5 – Tempo Computacional da SMC cronológica considerando apenas os cortes de 1ª ordem

Sistema	Pontos de Carga	Elementos	Preparação do Sistema	Caminhos	Cortes de 1ª Ordem	Índices Analíticos	Monte Carlo	Índices SMC	Total
1	22	104	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:06	00:00:00	00:00:06
2	61	280	00:00:00	00:00:05	00:00:00	00:00:00	00:15:35	00:00:00	00:15:40
3	303	1159	00:00:00	00:00:29	00:00:01	00:00:00	00:00:07	00:00:00	00:00:37
4	420	2110	00:00:00	00:03:22	00:00:04	00:00:00	00:03:48	00:00:00	00:07:14
5	568	2849	00:00:01	00:04:48	00:00:08	00:00:02	00:10:13	00:00:00	00:15:12
6	821	4039	00:00:02	00:12:00	00:00:16	00:00:03	00:54:33	00:00:01	01:06:55

Tempos no formato – h:min:seg

Tabela 4.6 – Peso computacional em porcentagem da SMC cronológica

Sistema	Pontos de Carga	Elementos	Preparação do Sistema	Caminhos	Cortes de 1ª Ordem	Índices Analíticos	Monte Carlo	Índices SMC	Total
1	22	104	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	0,00	100,00
2	61	280	0,00	0,53	0,00	0,00	99,47	0,00	100,00
3	303	1159	0,00	78,38	2,70	0,00	18,92	0,00	100,00
4	420	2110	0,00	46,54	0,92	0,00	52,53	0,00	100,00
5	568	2849	0,11	31,58	0,88	0,22	67,21	0,00	100,00
6	821	4039	0,05	17,93	0,40	0,07	81,52	0,02	100,00

Valores em porcentagem (%)

4.2 Avaliação de Confiabilidade via Processamento Distribuído

O processamento distribuído possui duas características principais: processamento e comunicação [L05]. Ao se trabalhar com redes de computadores já existentes é necessário se considerar o uso de computadores com diferentes capacidades de processamento. Portanto um programa distribuído deve ser capaz de identificar automaticamente essa diferença e usá-la de forma otimizada.

A comunicação entre os micros durante o processamento distribuído pode provocar uma queda no desempenho, principalmente ao se trabalhar com redes lentas e com um grande número de mensagens. Para se minimizar esse problema deve-se reduzir ao máximo a comunicação. Esta seção apresenta uma distribuição de tarefas da SMC cronológica, que pode ser naturalmente distribuída com um nível reduzido de mensagens.

Nesta metodologia utiliza-se um modelo cliente servidor, Figura 4.1. Neste modelo há um cliente e vários servidores. As tarefas de cada máquina são descritas abaixo.

Cliente:

- Leitura, preparação e estruturação dos dados necessários a simulação;
- Envio dos dados necessários à simulação a todos os servidores disponíveis;
- Recebimento dos resultados dos servidores;
- Controle da convergência do processo.

Servidor:

- Recebimento dos dados do cliente
- Processamento dos dados
- Envio dos resultados para o cliente

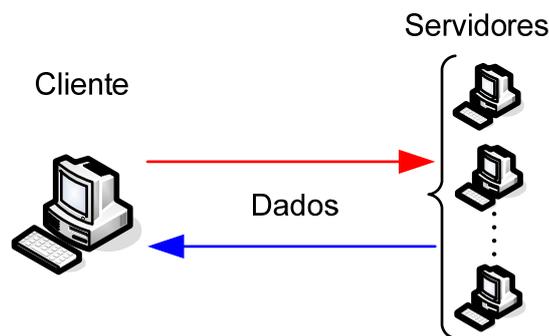


Figura 4.1 – Modelo cliente-servidor

A Figura 4.2 apresenta um modelo de sistema que pode ser subdividido em sete processos (P1, P2, ..., P7). Neste modelo há um cliente e três servidores. Com relação aos servidores, deve-se considerar que o servidor 2 possui o dobro do processamento do servidor 1 e o servidor 3 o dobro o processamento do servidor 2. Inicialmente, todos os servidores recebem um processo (P1, P2, P3), quando um servidor termina um processo um resultado é enviado para o cliente e em seqüência um novo processo é enviado para o servidor.

Considerando o exemplo da Figura 4.2, o servidor 3 termina o processo P3 em 1s, envia o resultado desse processo para o cliente e recebe o processo P4. Em $t = 2s$, os servidores 2 e 3 terminam seus processos e recebem, respectivamente, os processos P5 e P6. Em $t = 3s$ o servidor 3 termina o processo P6 e recebe o processo P7. Em $t = 4s$ os servidores 1, 2 e 3 terminam seus processos. Como não há mais processos o cliente finaliza o programa.

Utilizando esse modelo de fila, os computadores mais rápidos podem receber mais processos que os mais lentos, solucionando o problema de computadores com diferentes capacidades de processamento em uma rede. Na Figura 4.2, os servidores 1, 2 e 3 receberam respectivamente 1, 2 e 4 processos. O número de processos foi dividido de acordo com o poder de processamento de cada máquina.

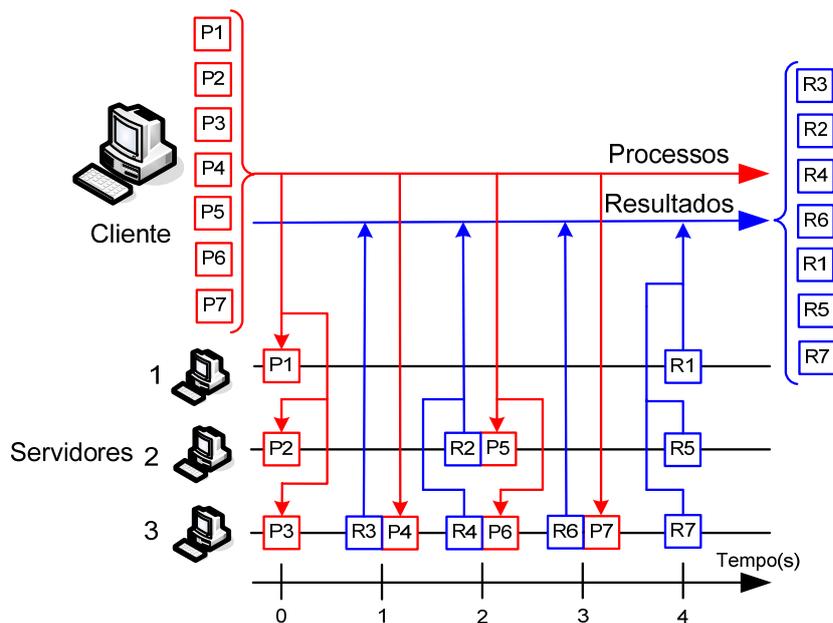


Figura 4.2 – Controle de processos pelo cliente

4.2.1 Eficiência de um Programa Distribuído

O rendimento de um programa distribuído é medido em relação ao tempo de execução do mesmo usando computação seqüencial. Para se realizar essa comparação, uma versão do programa em forma seqüencial deve ser executada em todos os micros de uma determinada rede, e através do tempo de execução de cada computador pode-se determinar o tempo de execução teórico do programa distribuído. Esse tempo teórico considera uma distribuição perfeita de tarefas e uma transmissão de mensagens instantânea entre os computadores de

uma rede. As equações para o tempo teórico do programa distribuído são descritas abaixo.

Para um programa seqüencial a potência de processamento, relação entre o trabalho executado e o tempo gasto para realizar esse trabalho, é dada pela equação (4.1) e para um programa distribuído é dada pela equação (4.2).

$$Ps_i = \frac{W_T}{Ts_i} \quad (4.1)$$

onde:

Ps_i – potência do computador i executando programa seqüencial;

W_T – trabalho total a ser processado;

Ts_i – tempo de execução do programa seqüencial no micro i .

$$Pd_i = \frac{W_i}{T_d} \quad (4.2)$$

onde:

Pd_i – potência de execução do programa distribuído no micro i ;

W_i – trabalho realizado pelo micro i ;

T_d – tempo de execução do programa distribuído no micro i . Considerando uma distribuição perfeita de tarefas esse tempo é igual para todos os micros da rede.

A potência de execução do programa seqüencial Ps_i do micro i é igual à potência de execução do programa distribuído Pd_i desse mesmo micro.

$$Ps_i = Pd_i \therefore \frac{W_T}{Ts_i} = \frac{W_i}{Td} \quad (4.3)$$

A potência total Pd de execução do programa distribuído é igual à somatória das potências do programa seqüencial, executado em cada computador, e também igual à somatória das potências do programa distribuído, também executado em cada computador.

$$Pd = \sum_{i=1}^N Ps_i = \sum_{i=1}^N Pd_i \quad (4.4)$$

Das equações (4.3) e (4.4) obtém-se a expressão abaixo:

$$\sum_{i=1}^N \frac{W_T}{Ts_i} = \sum_{i=1}^N \frac{W_i}{Td} \quad (4.5)$$

Como é W_T é constante para todos os micros, quando usados para execução do programa seqüencial, e Td é constante para todos os micros, quando usados para execução do programa distribuído, chega-se a expressão (4.6):

$$W_T \sum_{i=1}^N \left(\frac{1}{Ts_i} \right) = \frac{\sum_{i=1}^N W_i}{Td} \quad (4.6)$$

Considerando uma distribuição perfeita de tarefas, o trabalho executado pelo programa seqüencial em um micro é igual ao somatório do trabalho executado pelo programa distribuído em todos os micros.

$$W_T = \sum_{i=1}^N W_i \quad (4.7)$$

Através das equações (4.6) e (4.7) obtém-se a equação (4.8) e reorganizando as variáveis chega-se a equação (4.9), que relaciona o tempo de execução do

programa distribuído com o tempo de execução do programa seqüencial em uma rede com i computadores.

$$\sum_{i=1}^N \left(\frac{1}{Ts_i} \right) = \frac{1}{Td} \quad (4.8)$$

$$Td = \left(\sum_{i=1}^N \left(\frac{1}{Ts_i} \right) \right)^{-1} \quad (4.9)$$

onde Ts_i é tempo de execução do programa seqüencial no micro i em uma rede de N computadores.

A eficiência, equação (4.10), é dada pela relação entre o tempo de execução teórico do programa obtido pela equação (4.9) pelo tempo de execução medido do programa distribuído implementado.

$$\eta = \frac{Td}{Tmedido} \quad (4.10)$$

4.2.2 Distribuição de Tarefas

Os módulos Caminhos e Monte Carlo permitem uma excelente distribuição de tarefas, pois cada ciclo desses módulos é independente. Para se ter uma melhor visão da paralelização e também de sua fácil aplicação, serão apresentados os algoritmos das tarefas na forma seqüencial e distribuída.

Todo o processo foi concebido para que o programa esteja utilizando uma rede com micros de diferentes capacidades de processamento. Deste modo a ociosidade em cada computador será muito baixa.

Módulo Caminhos

A Figura 4.3 mostra o fluxograma seqüencial para o módulo Caminhos. O módulo baseia-se numa estrutura de repetição que realiza uma procura de caminhos para todos os elementos do sistema de distribuição. A procura de caminhos é realizada através de uma busca em profundidade em uma estrutura em forma de árvore, conforme apresentado na Seção 2.4.2.

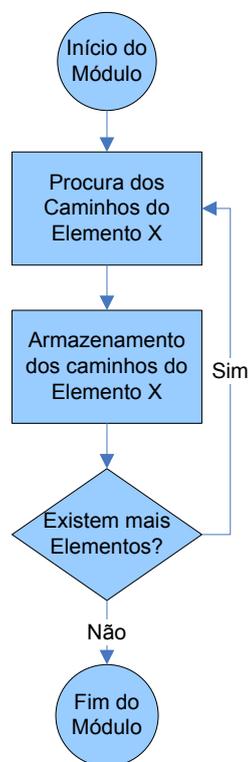


Figura 4.3 – Fluxograma seqüencial do Módulo Caminhos

A Figura 4.4 apresenta o fluxograma para versão distribuída do módulo Caminhos. No início do módulo todos os processos recebem os dados necessários para a procura do caminho. Os processos são divididos em dois grupos: clientes e servidores. Existe apenas um computador com um processo cliente, sendo esse responsável por controlar a execução de todos os outros processos. Os servidores são todos os processos que executam tarefas enviadas pelo cliente. Como o processo controlado pelo cliente demanda pouco tempo, o

micro em que o cliente é executado também executa um processo servidor. Todos os outros micros da rede executam apenas um processo servidor.

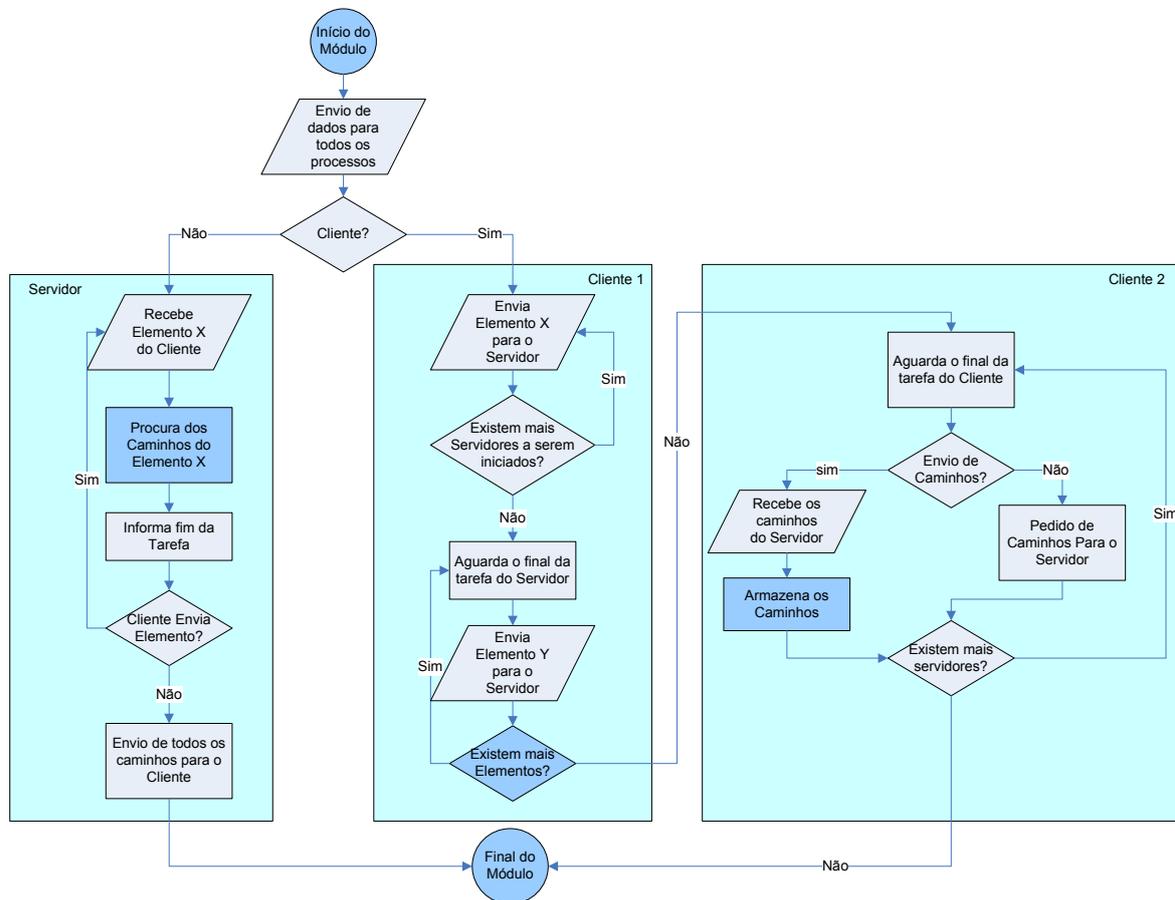


Figura 4.4 – Fluxograma usado na programação distribuída para o módulo Caminhos

O quadro *Servidor* da Figura 4.4 representa cada servidor do sistema que recebe do cliente um Elemento (componente do sistema de distribuição) e procura os caminhos mínimos para esse Elemento. Quando o cliente não enviar mais Elementos para esse servidor, o servidor retorna os caminhos mínimos de todos os Elementos enviados.

O quadro *Cliente 1* da Figura 4.4 representa o cliente do sistema. Na primeira estrutura de repetição do quadro o cliente envia os elementos para todos os servidores disponíveis. Na segunda estrutura de repetição o cliente espera o

servidor terminar uma tarefa para enviar mais um elemento a esse servidor. Isso é realizado até que não existam mais elementos a serem analisados. Esse processo de espera permite que computadores mais lentos executem menos tarefas e computadores mais rápidos executem um maior número de tarefas, evitando que os computadores fiquem ociosos.

No quadro *Cliente 2* da Figura 4.4 o cliente aguarda o término das tarefas e requisita os caminhos encontrados para os servidores. Os caminhos enviados pelos servidores são armazenados no cliente.

A partir desse ponto o programa pode seguir para o próximo módulo: Cortes de 1ª ordem, que é executado seqüencialmente.

Módulo Monte Carlo

A Figura 4.5 mostra o fluxograma seqüencial para o módulo Monte Carlo. No algoritmo não é realizado o sorteio do estado inicial de cada componente, pois o histórico operativo anual de todos os componentes é conectado.

No diagrama seqüencial, o bloco *Simular 1 ano* corresponde aos passos de 3 a 7 apresentados na Seção 2.5. O passo 8 da Seção 2.5 é representado pelo bloco *Convergência ou Max anos alcançados*.

O diagrama proposto para programação distribuída é apresentado na Figura 4.6. Da mesma forma que o módulo Caminhos, esse módulo possui um cliente e vários servidores, sendo que cada computador executa um processo. Entretanto, o computador que executa o processo cliente também executa um processo servidor, pois o processo cliente demanda pouco tempo computacional. No início do módulo os processos recebem os dados necessários para a execução da SMC cronológica.

O quadro *Servidor* da Figura 4.6 apresenta as tarefas realizadas pelos servidores. Os servidores recebem a cada iteração o número de anos a ser simulado e uma

mente a ser usada na geração de números pseudo-aleatórios. Desta forma obtêm-se os mesmos resultados de simulação para um mesmo sistema, não importando o número de servidores utilizados. Após isso, os anos são simulados e os dados necessários à convergência enviados ao cliente. Se o cliente enviar mais anos o processo se repete, caso contrário os servidores enviam os dados necessários ao cálculo dos índices de confiabilidade ao cliente.

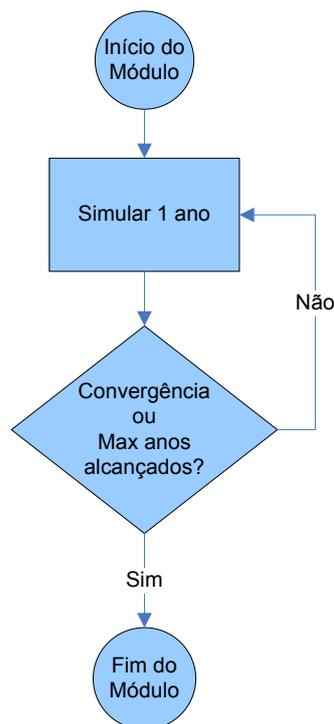


Figura 4.5 – Fluxograma sequencial do módulo Monte Carlo

O quadro *Cliente 1* da Figura 4.6 possui duas estruturas de repetição. Na primeira o cliente envia uma quantidade X de anos para todos os servidores e na segunda envia a mesma quantidade X de anos para os servidores que terminarem seus processos, porém nessa segunda estrutura o Cliente verifica a convergência dos índices através dos dados recebidos dos servidores. Nesse tipo de estrutura os computadores não ficam ociosos, pois assim que terminam seus processos uma nova quantidade de anos lhes é enviada. Conforme citado, esse tipo de controle permite que computadores mais rápidos executem uma maior quantidade de tarefas do que computadores mais lentos.

O quadro *Cliente 2* da Figura 4.6 é acessado após a convergência dos índices. Nesta parte da simulação o cliente envia aos servidores uma requisição dos dados necessários ao cálculo dos índices de confiabilidade e recebe esses dados dos Servidores.

Os dados para o cálculo dos índices são enviados apenas no final do módulo para evitar congestionamento e tempo de espera na rede, aumentando o desempenho da simulação.

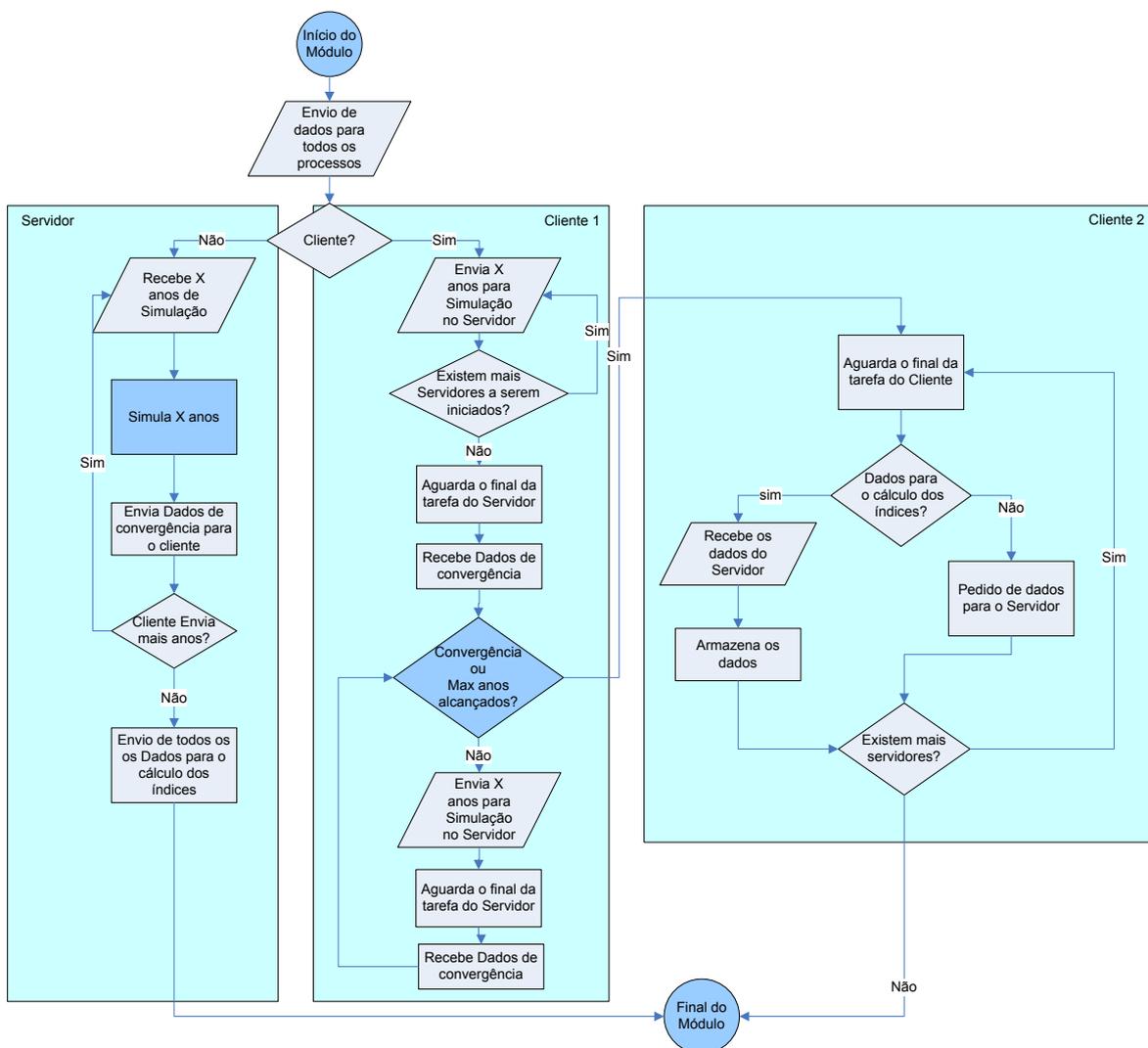


Figura 4.6 – Fluxograma usado na programação distribuída para o módulo Monte Carlo

4.2.3 Resumo do Algoritmo Distribuído

O algoritmo proposto para simulação de confiabilidade em sistemas de distribuição pode ser resumido nos seguintes passos, Figura 4.7:

- 1) Decomposição de um sistema de distribuição em subsistemas pelo cliente (F1, F2, ..., Fn);
- 2) Processamento em fila. Cada subsistema é colocado em fila para ser simulado seqüencialmente;
- 3) Simulação do módulo Caminhos pelo cliente e servidores. O cliente envia os dados necessários para a determinação dos caminhos mínimos aos servidores, e esses retornam os caminhos mínimos para os clientes;
- 4) Determinação dos conjuntos mínimos de cortes pelo cliente;
- 5) Simulação cronológica realizada pelo cliente e servidores. O cliente envia os dados necessários à simulação cronológica aos servidores;
- 6) Após a simulação, os servidores retornam os dados necessários para que o cliente determine os índices de confiabilidade.

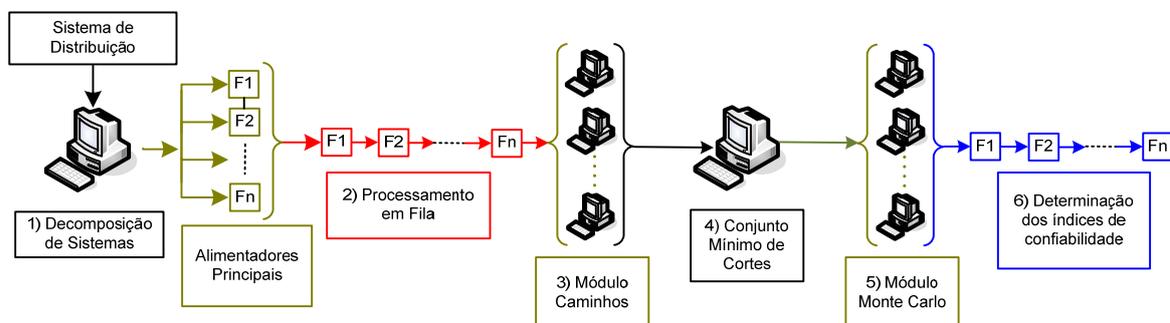


Figura 4.7 – Algoritmo distribuído para avaliação de confiabilidade em sistemas de distribuição

4.3 Resultados

Nesta seção será apresentada uma aplicação do programa desenvolvido em dois sistemas testes de distribuição, RBTS Barra 2, Figura 3.22, e CEMIG-Papagaios, Figura 3.24, e em outros três sistemas reais de grande porte. Para os sistemas testes foi utilizado como parâmetro de convergência a ultrapassagem em relação a um DMIC de 6 horas, considerando um β de 0,5%.

A metodologia proposta neste trabalho foi implementada em linguagem C++ e a comunicação de dados foi realizada através de uma biblioteca MPICH2 [M09a]. O MPICH2 é uma implementação do protocolo MPI. Esse protocolo define várias rotinas que são utilizadas para troca de mensagens em um ambiente de computação distribuído. Existem várias implementações de MPI entre as quais se podem citar: o MVAPICH2 for InfiniBand [M09b], Intel MPI [I09a], MPI for IBM Blue Gene [I09b], MPI for Cray [M09c], Microsoft MPI [M09d], MPI for SiCortex [M09e], MPI for Myrinet Express (MX) [M09f], MPICH2 over SCTP [M09g] e mpiJava [M09h].

A rede utilizada para testar o programa desenvolvido possui 12 computadores com diferentes configurações, como mostrado na Tabela 4.7. A conexão entre os computadores é realizada através de uma rede de 10 Mb/s. Na Tabela 4.7 os computadores são divididos em grupos, conforme sua configuração. O grupo nº. 1 possui quatro máquinas, o grupo nº. 3 duas máquinas, e os outros grupos possuem apenas uma máquina cada.

Para analisar a eficiência do programa distribuído foi realizada uma comparação entre o tempo de execução do programa seqüencial em cada máquina com o tempo de execução do programa distribuído, utilizando todas as máquinas, conforme apresentado na Seção 4.2.1. Na execução do programa distribuído foi empregado como cliente o computador do grupo nº. 8, por se tratar do computador de maior desempenho da rede. Como relatado na seção anterior, o computador cliente também executa um processo como servidor, pois o processo cliente necessita de baixo processamento.

Tabela 4.7 – Computadores utilizados na simulação

Nº	Quan	Processador	Placa Mãe	Memória
1	4	Pentium 4 2,26 GHz	Asus P4SP-MX SE	DDR - 1x512MB 333 MHz
2	1	Pentium 4 2,26 GHz	Asus P4SP-MX	DDR - 2x512MB 333 MHz
3	2	Pentium 4 2,26 GHz	Asus P4SP-MX SE	DDR - 2x512MB 333 MHz
4	1	Pentium 4 2,66 GHz	Asus P5V800-MX	DDR - 1x512MB 400 MHz
5	1	Pentium 4 2,0 GHz	PCChips M925LR	DIMM - 1x512MB 133 MHz
6	1	Duron 1,8 GHz	Asus A7V266/MX	DDR - 1x256MB 333 MHz
7	1	Pentium 4 1,7 GHz	PCChips M925LR	DDR - 1x256MB 266MHz
8	1	Pentium 4 2,8 GHz	DFI LANParty 865PE	DDR - 2x256MB 400MHz

4.3.1 Sistema RBTS Barra 2

Para o Sistema RBTS Barra 2 a eficiência do modelo proposto é mostrada na Tabela 4.8. Nessa tabela são mostrados os tempos computacionais para os módulos Caminhos e Monte Carlo, o tempo para os demais módulos e o tempo total de execução. Os tempos mostrados para os computadores de um a doze correspondem aos tempos do programa seqüencial executado nessas máquinas.

A linha Min. Distribuído Teórico corresponde ao tempo mínimo teórico de execução do programa distribuído, Seção 4.2.1. A linha Distribuído Medido corresponde ao tempo do programa distribuído executado com o uso de todos os computadores.

Para esse sistema a eficiência do módulo Caminhos não foi calculada, pois o tempo de execução do programa distribuído foi maior que o programa seqüencial, isso ocorre devido ao pequeno porte do sistema. O tempo necessário ao controle

de tarefas na programação distribuída é grande, quando comparado ao próprio tempo de execução do módulo de forma seqüencial, menor que 1s na maioria dos computadores. Para o módulo Monte Carlo a eficiência também foi pequena, 45,81%, expressão (4.11). Entretanto, a eficiência foi melhor do que no módulo Caminhos, isso ocorre porque o módulo Monte Carlo consome maior tempo computacional. Comparando o tempo de execução total do programa tem-se uma eficiência de 31,19% e um *speed up* médio de 4 vezes. O *speed up* médio é a relação entre o tempo médio de execução do programa seqüencial, nos micros utilizados, e o tempo Distribuído Medido, expressão (4.12).

$$Td = \left(\sum_{i=1}^N \left(\frac{1}{Ts_i} \right) \right)^{-1} = \left(\begin{array}{c} \frac{1}{1:45} + \frac{1}{1:34} + \frac{1}{1:41} + \\ \frac{1}{1:35} + \frac{1}{1:35} + \frac{1}{1:39} + \\ \frac{1}{1:31} + \frac{1}{1:29} + \frac{1}{2:16} + \\ \frac{1}{4:16} + \frac{1}{2:10} + \frac{1}{1:20} \end{array} \right)^{-1} = 00:00:09 \quad (4.11)$$

$$\eta = \frac{Td}{Tmedido} = \frac{00:00:09}{00:00:19} = 45,81\%$$

$$\left(\begin{array}{c} 1:49 + 1:38 + 1:46 + 1:39 + \\ 1:38 + 1:43 + 1:34 + 1:32 + \\ 2:20 + 4:21 + 2:16 + 1:24 \end{array} \right) \quad (4.12)$$

$$speed\ up\ médio = \frac{12}{00:29} = 4,08$$

Tabela 4.8 – Eficiência do programa distribuído para o Sistema RBTS Barra 2

Grupo	Computador	Caminhos	Monte Carlo	Outros	Total
1	1	00:00:00	00:01:45	00:00:04	00:01:49
	2	00:00:00	00:01:34	00:00:04	00:01:38
	3	00:00:00	00:01:41	00:00:05	00:01:46
	4	00:00:00	00:01:35	00:00:04	00:01:39
2	5	00:00:00	00:01:35	00:00:03	00:01:38
3	6	00:00:01	00:01:39	00:00:03	00:01:43
	7	00:00:00	00:01:31	00:00:03	00:01:34
4	8	00:00:00	00:01:29	00:00:03	00:01:32
5	9	00:00:00	00:02:16	00:00:04	00:02:20
6	10	00:00:00	00:04:16	00:00:05	00:04:21
7	11	00:00:00	00:02:10	00:00:06	00:02:16
8	12	00:00:00	00:01:20	00:00:04	00:01:24
Min. Distribuído Teórico		00:00:00	00:00:09		00:00:09
Distribuído Medido		00:00:04	00:00:19	00:00:06	00:00:29
Eficiência (%)		-	45,81		31,19

Tempos no formato – h:min:seg

4.3.2 Sistema Papagaios

Para o Sistema Papagaios ainda tem-se uma baixa eficiência para o módulo Caminhos, 5,1%, como pode ser observado na Tabela 4.9. Esse sistema ainda é de pequeno porte, para se verificar corretamente a eficiência do módulo Caminhos serão necessários testes em sistemas de grande porte. Para o módulo Monte Carlo a eficiência foi de 99,3%. Através desse sistema percebe-se a grande eficiência do módulo Monte Carlo distribuído e o uso otimizado de computadores de diferentes capacidades de processamento. A eficiência total do programa foi de 96,58%, o que representa um *speed up* de 11,86 vezes.

Tabela 4.9 – Rendimento do programa distribuído para o Sistema CEMIG-Papagaios

Grupo	Computador	Caminhos	Monte Carlo	Outros	Total
1	1	00:00:23	04:35:30	00:00:11	04:36:04
	2	00:00:20	04:41:04	00:00:09	04:41:33
	3	00:00:19	04:33:25	00:00:07	04:33:51
	4	00:00:19	04:35:08	00:00:09	04:35:36
2	5	00:00:19	04:41:13	00:00:09	04:41:41
3	6	00:00:19	04:33:58	00:00:08	04:34:25
	7	00:00:19	04:12:27	00:00:07	04:12:53
4	8	00:00:15	04:22:35	00:00:06	04:22:56
5	9	00:00:27	05:53:41	00:00:09	05:54:17
6	10	00:00:14	04:42:51	00:00:10	04:43:15
7	11	00:00:30	07:04:55	00:00:12	07:05:37
8	12	00:00:17	03:53:59	00:00:06	03:54:22
Min. Distribuído Teórico		00:00:02	00:23:34	00:00:01	00:23:36
Distribuído Medido		00:00:32	00:23:46	00:00:08	00:24:26
Eficiência (%)		5,01	99,13		96,58

Tempos no formato – h:min:seg

4.3.3 Sistema de Distribuição de Grande Porte

O sistema de grande porte selecionado para testes ocupa uma área de 49 km² e possui 761 pontos de carga e 2874 elementos distribuídos em quatro alimentadores e será denominado VSL. A topologia do sistema pode ser observada na Figura 4.8 e a configuração de cada alimentador na Tabela 4.10. O tempo de reparo dos equipamentos é de 3 horas e o tempo de chaveamento de 1 hora. A taxa de falha das linhas de distribuição é de 0,4 falhas/km_ano. Como parâmetro de convergência foi utilizado um β de 1% em relação à ultrapassagem de um DMIC de 6 horas. Essa convergência foi verificada em todos os pontos de carga.

As Tabelas 4.11 e 4.12 apresentam respectivamente os índices de ponto de carga e sistêmicos para o sistema analisado. Todas as simulações consideram conjunto

de cortes de primeira e segunda ordem e também as funções massa de probabilidade para os índices individuais (FIC, DIC, Duração (r) e EENS) para todos os pontos de carga e também índices sistêmicos (FEC e DEC).

As Figuras 4.9, 4.10, 4.11 e 4.12 apresentam respectivamente as funções massa de probabilidade dos índices FIC, DIC, Duração (r) e EENS para o ponto de carga LP1 do alimentador VSL-1301. As Figuras 4.13 e 4.14 apresentam, respectivamente, as funções massa de probabilidade FEC e DEC para o alimentador VSL-1301 e as Figuras 4.15 e 4.16 as funções massa de probabilidade FEC e DEC para o Sistema VSL.

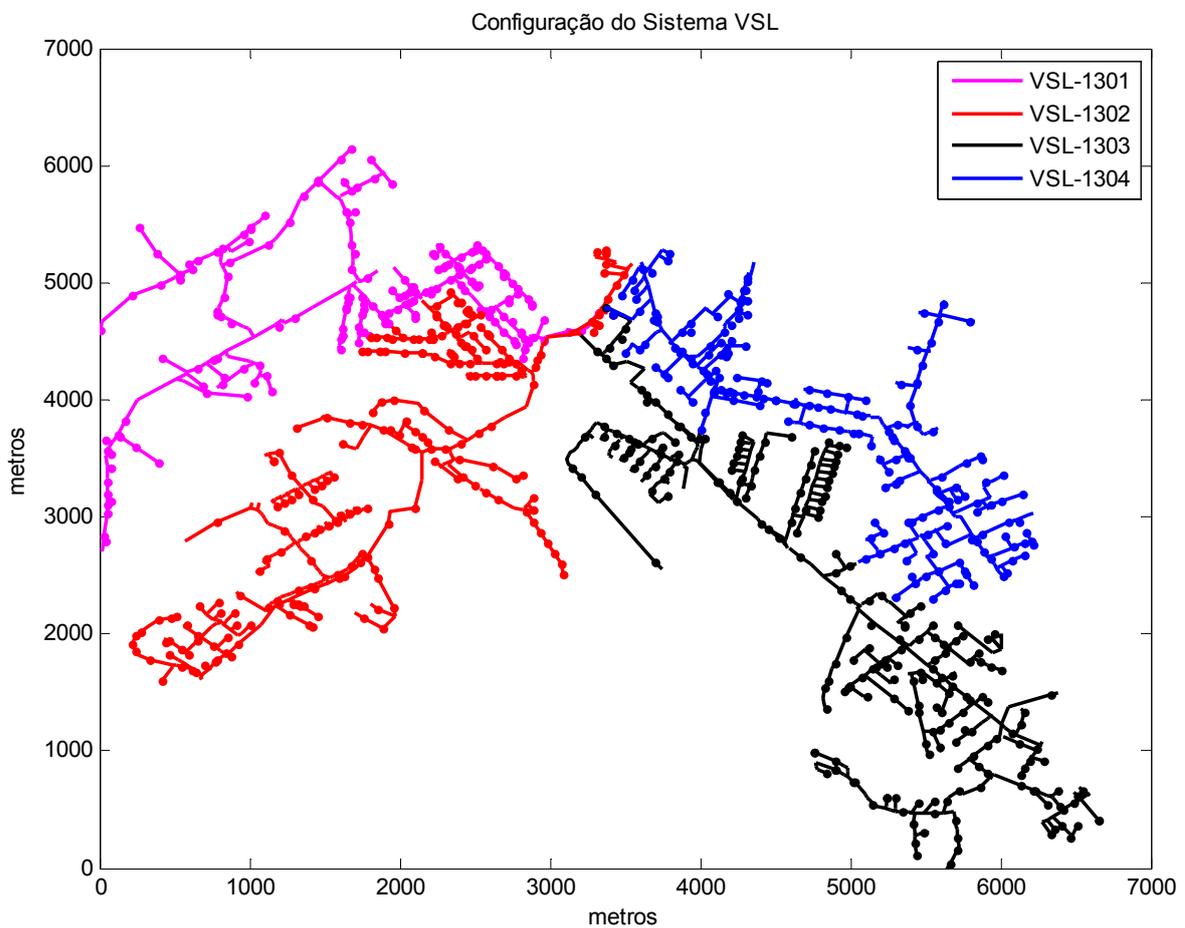


Figura 4.8 – Sistema de Distribuição VSL

Tabela 4.10 – Configuração do Sistema de Distribuição VSL

	VSL-1301	VSL-1302	VSL-1303	VSL-1304	Total
Pontos de Carga	175	214	210	162	761
Elementos	565	810	829	670	2874
Extensão (km)	19,5	27,4	33,2	23,0	103,1

Tabela 4.11 – Índices de Ponto de Carga para o Sistema VSL

Pontos de Carga	FIC [interrup. /ano]	DIC [horas /ano]	EENS [kWh/ano]	Duração (r) [horas]
LP1	1,078	1,904	87,639	1,7663
LP2	0,983	1,363	37,651	1,3861
LP3	0,868	1,984	91,470	2,2864
LP4	0,971	2,093	57,878	2,1567
LP5	0,788	1,481	68,310	1,8796
LP6	1,268	3,014	55,554	2,3768
LP7	0,444	0,776	95,4153	1,7492
LP8	0,577	1,181	81,700	2,0487

Tabela 4.12 – Índices Sistêmicos para o Sistema VSL

Sistema	FEC [interrup. / consumidor_ano]	DEC [horas/ consumidor_ano]	EENS [MWh/ano]
VSL-1301	1,1379	1,7885	184,013
VSL-1302	0,8325	1,5844	209,213
VSL-1303	0,8980	1,7352	592,000
VSL-1304	0,7456	1,6589	23,000
Completo	0,8535	1,68934	393,841

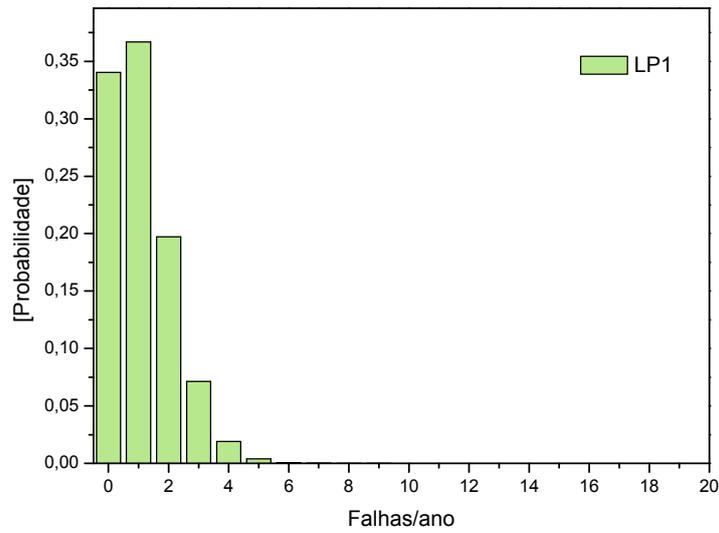


Figura 4.9 – Função massa de probabilidade FIC para o ponto de carga LP1

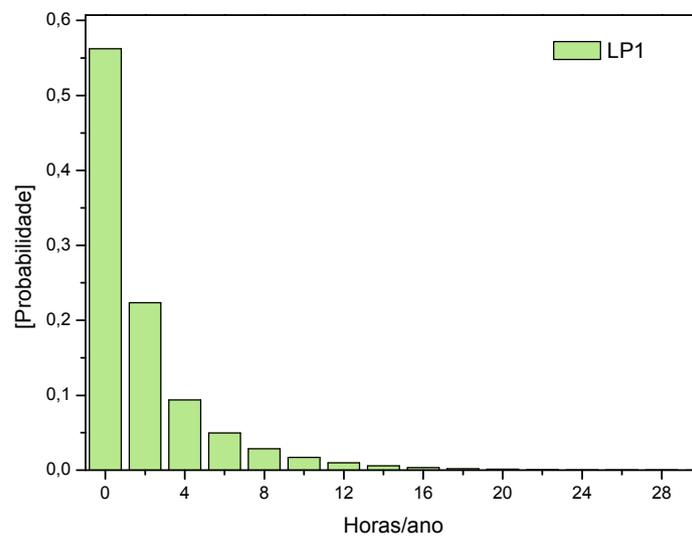


Figura 4.10 – Função massa de probabilidade DIC para o ponto de carga LP1

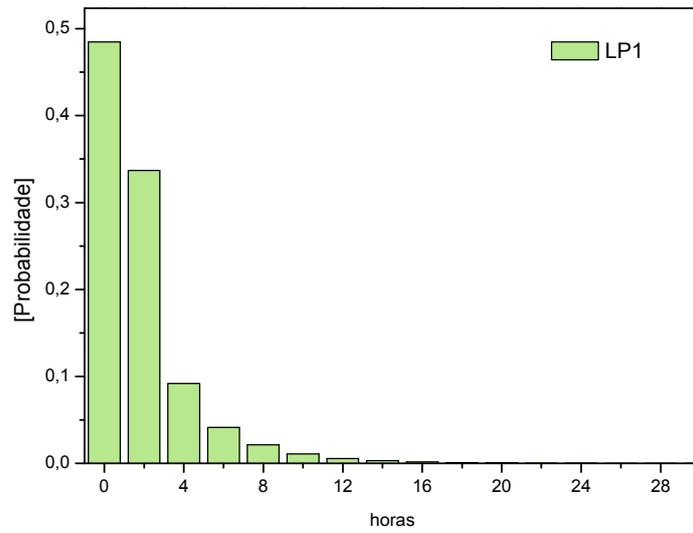


Figura 4.11 – Função massa de probabilidade Duração (r) para o ponto de carga LP1

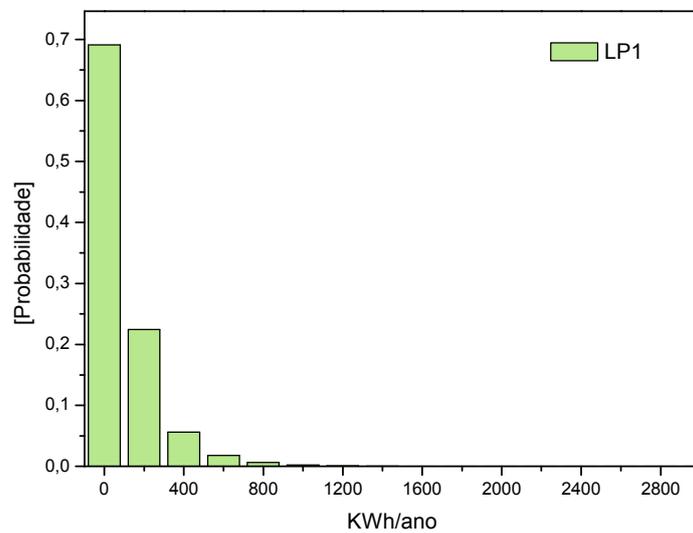


Figura 4.12 – Função massa de probabilidade EENS para o ponto de carga LP1

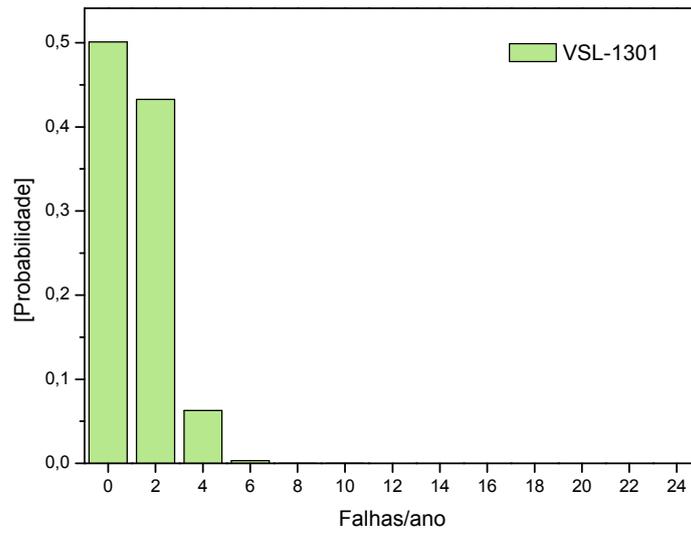


Figura 4.13 – Função massa de probabilidade FEC para o Alimentador VSL-1301

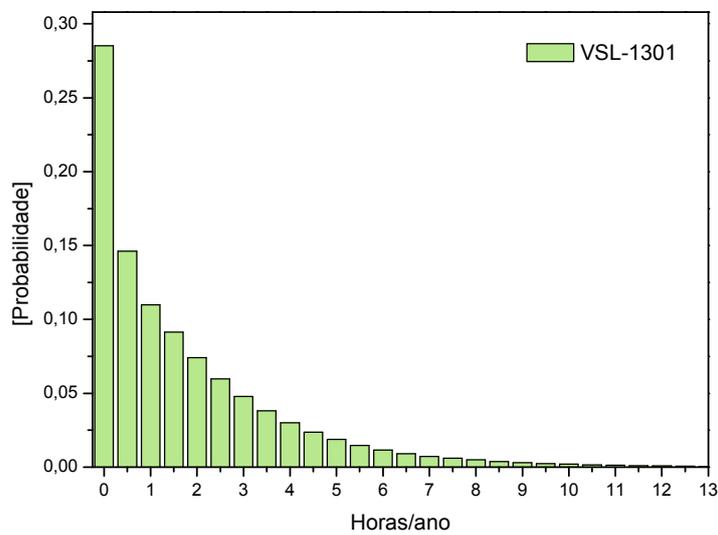


Figura 4.14 – Função massa de probabilidade DEC para o alimentador VSL-1301

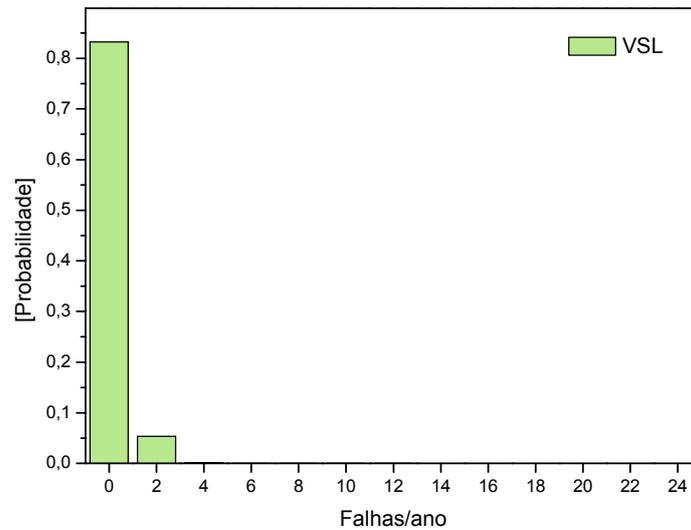


Figura 4.15 – Função massa de probabilidade FEC para o Sistema VSL

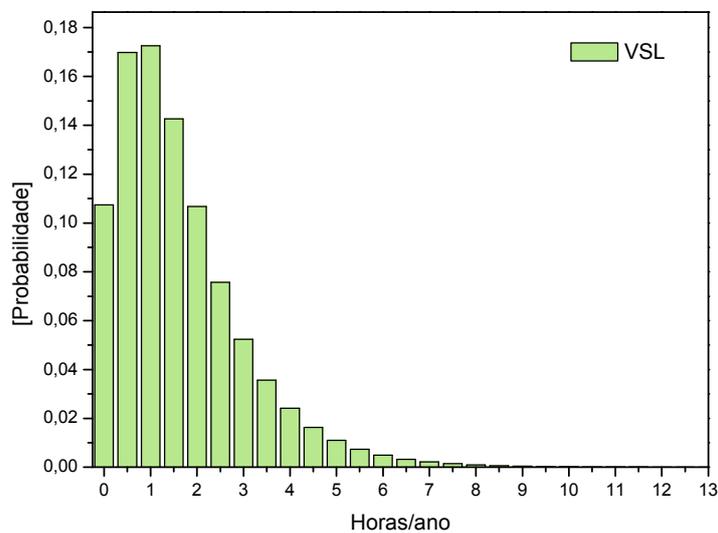


Figura 4.16 – Função massa de probabilidade DEC para o Sistema VSL

A Figura 4.17 mostra um gráfico do tempo computacional em função do número de computadores usados na simulação. Os computadores foram acrescentados conforme a ordem apresentada na Tabela 4.13. De acordo com a Tabela 4.10 e a

Figura 4.17, observa-se que os sistemas VSL-1302 e VSL-1303 são os subsistemas mais complexos e que demandam maior tempo computacional. Porém, esses sistemas são os mais beneficiados com o aumento do número de computadores.

A Figura 4.18 apresenta o *speed up* obtido com o uso do programa distribuído. Devido o uso de computadores com características diferentes o *speed up* foi avaliado em relação a um micro equivalente. Dessa forma, pode-se substituir os micros utilizados pelo mesmo número de micros equivalentes, permanecendo o mesmo poder de processamento. O tempo de execução do computador equivalente TE , equação (4.13), é obtido multiplicando-se a equação (4.9) pelo número de computadores N usados na simulação.

$$TE = \left(\sum_{i=1}^N \left(\frac{1}{Ts_i} \right) \right)^{-1} \cdot N \quad (4.13)$$

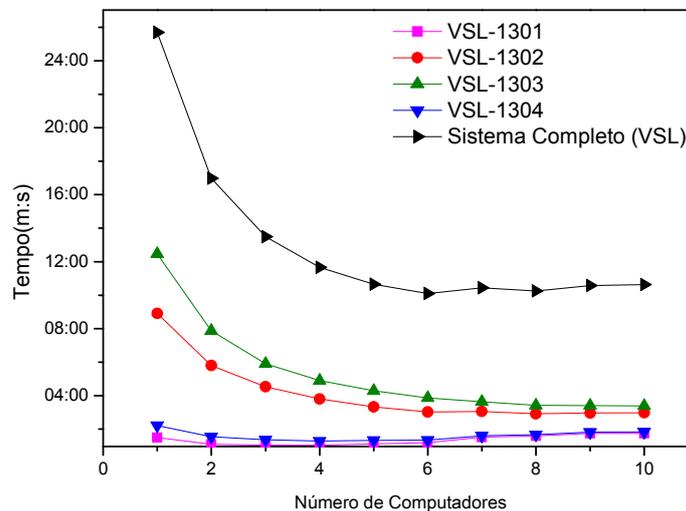


Figura 4.17 – Tempo computacional da programação distribuída em função do número de computadores

Tabela 4.13 – Ordem de acréscimo dos computadores usados nas simulações apresentadas nos gráficos das Figuras 4.17, 4.18 e 4.19

Ordem	Processador	Placa Mãe	Memória
1	Pentium 4 2,8 GHz	DFI LANParty 865PE	DDR - 2x256MB 400MHz
2	Pentium 4 2,26 GHz	Asus P4SP-MX SE	DDR - 1x512MB 333 MHz
3	Pentium 4 2,26 GHz	Asus P4SP-MX SE	DDR - 1x512MB 333 MHz
4	Pentium 4 2,26 GHz	Asus P4SP-MX SE	DDR - 1x512MB 333 MHz
5	Pentium 4 2,26 GHz	Asus P4SP-MX SE	DDR - 2x512MB 333 MHz
6	Pentium 4 2,26 GHz	Asus P4SP-MX	DDR - 2x512MB 333 MHz
7	Pentium 4 2,26 GHz	Asus P4SP-MX	DDR - 2x512MB 333 MHz
8	Pentium 4 2,66 GHz	Asus P5V800-MX	DDR - 1x512MB 400 MHz
9	Duron 1,8 GHz	Asus A7V266/MX	DDR - 1x256MB 333 MHz
10	Pentium 4 1,7 GHz	PCChips M925LR	DDR - 1x256MB 266MHz

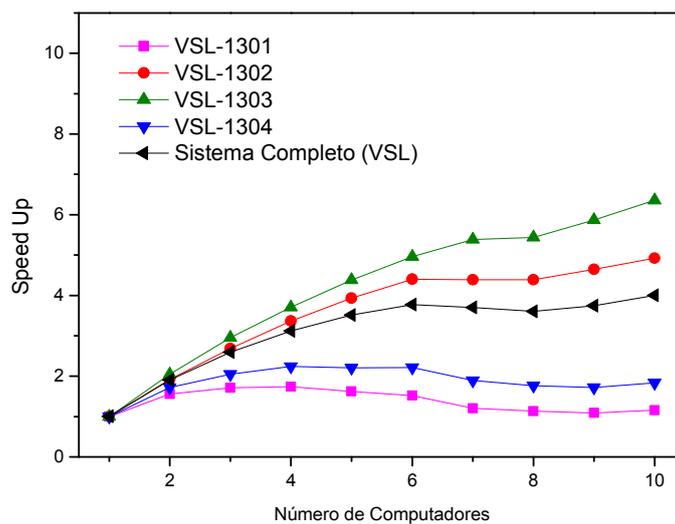


Figura 4.18 – Speed up do programa distribuído em função do número de computadores

De acordo com a Figura 4.18, os sistemas VSL-1301 e VSL-1304 apresentam uma estabilização do *speed up* após o quarto micro acrescentado a simulação, chegando a haver um pequeno decréscimo do *speed up* a partir do sétimo computador, porém os sistemas VSL-1302 e VSL-1303 apresentaram um aumento do *speed up* com o acréscimo de computadores.

A Figura 4.19, apresenta a eficiência do programa distribuído em função do número de computadores usados na simulação. Novamente, nota-se uma baixa eficiência para os sistemas VSL-1301 e VSL-1304. Entretanto, os sistemas mais complexos, VSL-1302 e VSL-1303, apresentam uma melhor eficiência, maior que 50%. Esse exemplo demonstra a eficácia do programa em sistemas de maior porte.

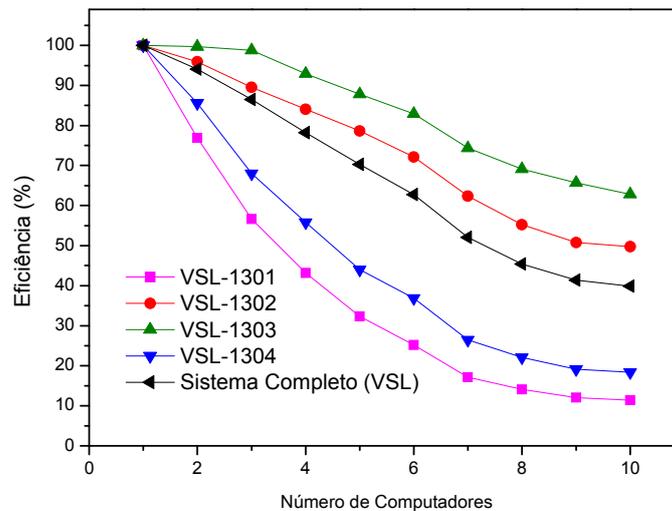


Figura 4.19 – Eficiência da computação distribuída em função do número de computadores usados

4.3.4 Outros Sistemas de Distribuição

Outros sistemas de distribuição também foram testados utilizando a metodologia proposta. A configuração de cada sistema é apresentada na Tabela 4.14. A Tabela 4.15 mostra o tempo de simulação de cada sistema. Nesta simulação foram utilizados os dez computadores apresentados na Tabela 4.13. Os parâmetros da simulação foram os mesmos utilizados na simulação do sistema VSL.

Tabela 4.14 – Configuração de sistemas de distribuição de Grande Porte

Sistema	Pontos de Carga	Elementos	Extensão (km)	Alimentador
VSL	761	2.874	103,1	4
PQI	1.845	7.646	366,1	16
SCB	48.598	209.551	12.289,6	409

Tabela 4.15 – Tempo de simulação de sistemas de distribuição de Grande Porte

Sistema	Seqüencial	Distribuído	Speed up
VSL	00:24:38	00:10:36	2,32
PQI	1:31:37	00:43:38	2,09
SCB	30:14:35	10:01:14	3,01

Os *speed ups* da Tabela 4.15 são em relação ao computador mais rápido da rede, que apresenta pelo menos o dobro do processamento dos demais micros. Não foi possível determinar o *speed up* médio e a eficiência, pois alguns micros da rede apresentaram memória insuficiente para executar o programa de forma seqüencial. Isto mostra mais uma vez a vantagem de se utilizar um programa distribuído, pois mesmo computadores de baixo processamento, que provavelmente seriam descartados, podem ser usados na simulação.

Através da Tabela 4.15, também pode-se verificar um aumento considerável do *speed up* para o Sistema SCB. Isso mostra que a metodologia se torna mais eficiente em sistemas de maior porte.

4.3.5 Simulações Adicionais: Proposta de um Novo Módulo Caminhos

Ao se utilizar processadores mais modernos, de núcleo duplo, observou-se uma influência da rede nos resultados da simulação. Esse problema ocorreu no módulo Caminhos, que foi um dos módulos a ser distribuído neste trabalho. Conforme pode ser observado na Figura 4.4 o Cliente envia um Elemento de cada vez para o Servidor, de modo que esse determine os caminhos mínimos para esse Elemento.

Entretanto, quando se usa computadores mais rápidos, o tempo para determinação dos caminhos de um único Elemento é menor que o tempo para enviar um Elemento qualquer pela rede, provocando uma ociosidade dos servidores. Uma solução para esse problema é o Cliente enviar mais de um elemento para o Servidor. Dessa forma a rede será utilizada um menor número de vezes e o tempo que o servidor levará para determinar os caminhos, de um conjunto de Elementos, será maior que o tempo gasto para enviar esse conjunto de Elementos pela rede.

O maior tempo no processo de envio de dados pela rede é aquele relativo ao estabelecimento da conexão entre o cliente e o servidor. Depois que essa conexão é estabelecida os dados, que nesse trabalho representam um pequeno volume, são enviados rapidamente. Por esse motivo verificou-se que reduzindo o número de vezes que o Cliente requisita uma conexão para um Servidor e aumentando os dados enviados, para uma conexão já estabelecida, ocorre uma melhora significativa da eficiência do módulo Caminhos.

Para verificar o desempenho dessa nova versão do módulo Caminhos foram realizadas novas simulações com o Sistema SCB, Tabela 4.14, utilizando processadores de dois núcleos e 2,66 GHz. O tempo de execução do programa seqüencial em apenas um núcleo é de aproximadamente 8 horas. Com o uso de duas máquinas idênticas, 4 núcleos, conectadas através de uma rede de 1Gb/s, obteve-se um tempo de simulação de 11h e 30min (enviando um Elemento de cada vez no módulo *Caminhos*) e 3h e 50min para o novo modelo do módulo Caminhos (enviando 100 Elementos por etapa para cada servidor).

O novo modelo do módulo Caminhos proporcionou uma avaliação da confiabilidade 3 vezes mais rápida. Isto mostra a importância em se considerar o tempo de acesso em uma rede de computadores, e que através de modificações simples pode-se obter grandes ganhos de *speed up*, mesmo com as limitações de velocidade da rede.

Utilizando o novo modelo para o módulo Caminhos se obteve um grande desempenho do programa utilizando computadores de núcleo duplo. Entretanto, novos estudos poderão ser realizados de forma a encontrar outros “gargalos” no algoritmo de confiabilidade, e assim melhorar a eficiência da análise de confiabilidade.

4.4 Conclusões

Neste capítulo foi apresentada uma nova metodologia de SMC cronológica para sistemas de distribuição. Essa metodologia usa programação distribuída e pode ser aplicada em uma rede de computadores com máquinas lentas e rápidas. Isto permite o uso otimizado de todas as máquinas de uma rede já existente.

A programação distribuída foi aplicada nas etapas que consomem maior processamento dentro da SMC cronológica. Essas etapas foram determinadas

através de simulações de sistemas de distribuição de pequeno, médio e grande porte.

Os resultados preliminares demonstraram uma grande eficiência do algoritmo distribuído para sistemas de pequeno e grande porte. Através desta metodologia será possível utilizar o critério de confiabilidade na reconfiguração de sistemas de distribuição, através da abertura e fechamento de chaves seccionadoras. Esse será o tema abordado no próximo capítulo.

CAPÍTULO 5

RECONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A reconfiguração de sistemas de distribuição (RSD) de energia elétrica é comumente utilizada para reduzir perdas elétricas, melhorar o perfil de tensão e balancear cargas entre alimentadores. Esse método é muito atraente, pois se baseia apenas no fechamento de chaves seccionadoras normalmente abertas (NA) e abertura de chaves normalmente fechadas (NF) já existentes no sistema, não acarretando nenhum custo adicional para a concessionária. Em geral, problemas de RSD são não-lineares e não-convexos, resultando em sistemas de equações de grande porte que envolvem variáveis contínuas e discretas. Devido ao aspecto combinatório do problema, a RSD consome elevado tempo computacional.

Metodologias inteligentes, incluindo técnicas metaheurísticas, são alternativas interessantes para solucionar problemas de sistemas de potência [LE08] incluindo RSD [B02, CCS05, L05, CMR07]. Essas metodologias são atraentes, pois utilizam técnicas de otimização que obtêm boas soluções factíveis, não necessariamente ótimas, a um baixo custo computacional. Entretanto, em geral, nessas avaliações não são considerados critérios de confiabilidade, o que pode acarretar numa depreciação dos índices de desempenho [L05], [CRS04].

Neste capítulo, serão empregadas metodologias de otimização baseadas em três metaheurísticas [LE08, B02, CCS05, L05, CMR07, CRS04, LSMRRS09, LSRMSR06]: Busca Tabu, Estratégia de Evolução e Evolução Diferencial. A função objetivo escolhida a ser minimizada é a LOLC (*Loss of Load Cost*) [LMMB00]. A RSD baseada em confiabilidade é aplicada em sistemas de distribuição (SEDs) brasileiros e os resultados são analisados.

Neste capítulo serão abordados modelos metaheurísticos muito utilizados em otimização de sistemas de potência: Busca Tabu [LSMRRS09, LMRR08], Estratégias de Evolução [LSMRRS09, LSRMSR06] e Evolução Diferencial [SP97]. Também serão abordadas as técnicas necessárias para modelar a reconfiguração de sistemas distribuição.

5.1 Heurística Básica na Reconfiguração de Sistemas de Distribuição (RSD)

Uma heurística natural na RSD é a relação entre o fechamento de uma chave seccionadora e abertura de outra, pois em um SED deve-se evitar, por questões técnicas e de controle, que duas fontes alimentem uma mesma carga. Considerando o sistema da Figura 5.1, que possui duas fontes (S1 e S2), seis chaves seccionadoras NFs (CH1 a CH6), dois disjuntores (DJ1 e DJ2), seis pontos de carga (PC1 a PC6), e uma chave NA DJA1, tem-se que para um ponto de carga ser alimentado por apenas uma fonte, o fechamento da chave DJA1 deve ser acompanhado pela abertura de alguma chave NF. Por exemplo, uma opção de reconfiguração é o fechamento da chave DJA1 e abertura da chave CH2. Nessa nova configuração os pontos de carga PC2 e PC3 deixam de ser alimentados pela fonte S1 e passam a ser alimentados pela fonte S2. A modelagem das chaves durante uma reconfiguração, para o exemplo da Figura 5.1, pode ser realizada através do vetor de configuração:

$$VDJA1 = \{CH1, CH2, CH3, DJA1, CH4, CH5, CH6\} \quad (5.1)$$

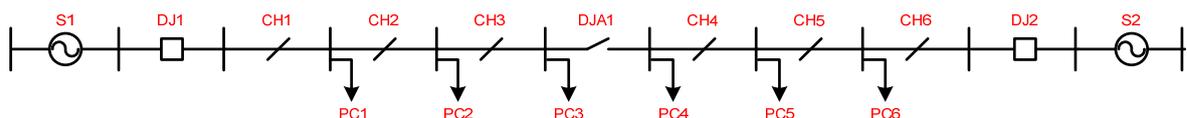


Figura 5.1 – Exemplo de reconfiguração em um sistema de distribuição

A ordem das chaves nesse vetor é importante e deve estar relacionada com a ordem em que essas estão fisicamente conectadas. Uma vez construído o vetor, cada chave é representada por um número inteiro, que condiz com a posição em que está localizada no vetor. Por exemplo, a chave CH3 é representada pelo número 3 e a chave CH5 pelo número 6. Deste modo, ao se atribuir o valor “2” ao vetor VDJA1 admite-se que todas as chaves do vetor estão fechadas, exceto a chave representada pelo número 2, que deverá estar aberta. Para o exemplo acima a chave que estaria aberta é a chave CH2.

Outra forma de se restringir as opções de chaveamento é limitando o número de chaves NFs. No exemplo acima, poderiam-se considerar apenas duas chaves NFs partindo da chave DJA1 em direção das fontes S1 e S2. Deste modo o vetor anterior seria reduzido ao seguinte:

$$VDJA1 = \{CH2, CH3, DJA1, CH4, CH5\} \quad (5.2)$$

Essa simplificação é importante, pois além de reduzir o número de combinações no processo de otimização da RSD, também reflete as condições operativas reais, onde somente chaves próximas às chaves seccionadoras NAs são mais importantes para reconfigurar os sistemas. A representação de chaves mencionada anteriormente pode ser expandida para todo SED, isto é para cada chave NA ao longo do SED é criado um vetor contendo um conjunto de chaves. Entretanto, devem ser realizados testes de forma a evitar um chaveamento não adequado, onde alguns pontos de carga são desconectados. Desta maneira chaveamentos não factíveis são eliminados.

Considerando um sistema com cinco chaves NAs, o vetor de soluções pode assumir a forma abaixo:

$$S = \{1, 3, 5, 2, 1\} \quad (5.3)$$

onde cada elemento representa um grupo de chaves. A posição da chave, que deverá ser aberta, em cada grupo é determinada pelo valor do inteiro.

5.2 Técnicas Metaheurísticas

A seguir será apresentado como a heurística anterior é aplicada às metaheurísticas Busca Tabu (TS), Estratégia de Evolução (ES) e Evolução Diferencial (DE).

5.2.1 Busca Tabu (*Tabu Search* - TS)

O TS é um processo adaptativo usado para solucionar problemas de otimização combinatória, modificando o comportamento de uma busca heurística local. O espaço de exploração de soluções não é interrompido ou perturbado quando não há movimentos que melhorem a solução atual. Através do conhecimento adquirido durante a exploração do espaço de soluções, o método não admite a revisita de mínimos locais, permitindo uma exploração mais inteligente quando comparadas a métodos de busca locais tradicionais [LE08, B02, LMRR08]. O TS é baseado no conceito de vizinho, movimento, lista tabu, função de aspiração e diversificação:

- **Vizinho e movimento** – O vizinho da solução S , inicial ou atual, é definido como grupo de soluções obtidas através de modificações elementares em S , chamadas de movimento. A cada iteração, o algoritmo busca soluções vizinhas de S , e então identifica o melhor vizinho, que passa a ser a solução atual. Este procedimento também é empregado quando a vizinhança possui uma solução pior que S . Isso é necessário para se evitar um aprisionamento prematuro do processo de busca, isto é, um ótimo local;
- **Lista tabu e função de aspiração** – A estratégia para melhorar o movimento de uma solução atual para um vizinho melhor não é suficiente para escapar de mínimos locais. Para evitar esse tipo de resultado é usada uma lista tabu, feita através de regras, chamadas de restrições tabu. Essas regras não permitem que movimentos reversos, isto é, em oposição aos movimentos executados

anteriormente, sejam realizados, prevenindo a repetição de ciclos. O tamanho da lista tabu é um parâmetro que define quantas iterações ou movimentos reversos estão na lista. A lista tabu é do tipo FIFO (*first in first out*), ou seja, o primeiro elemento (movimento) a entrar na lista será o primeiro elemento a sair da lista. As restrições tabus podem ser ignoradas quando identificado um movimento que conduza a uma solução atrativa, por exemplo, quando a solução visitada é a melhor solução encontrada até esse ponto. Isso é determinado pela função de aspiração, a qual permite que uma solução proibida pela lista tabu possa ser excepcionalmente visitada;

- **Intensificação e diversificação** – A procura por soluções em uma dada região é chamada intensificação, quanto mais promissora é a região mais intensa será a pesquisa. Por outro lado, quanto mais intenso for o processo de busca maior será a probabilidade de se estacionar em uma região promissora, obtendo-se um ótimo local. Para evitar esse aprisionamento em um mínimo ou máximo local o procedimento de diversificação deve ser empregado. Diversificações permitem que o algoritmo aumente sua região de busca, visitando regiões ainda não exploradas e com grande probabilidade de envolver todo o universo de possíveis soluções para o problema.

O TS representa seu vetor de entrada conforme apresentado na Seção 5.1. A geração dos indivíduos é realizada na vizinhança de uma determinada solução. Por exemplo, considerando como uma solução inicial o seguinte vetor configuração contendo 5 chaves NAs:

$$\text{Solução} = \{1, 3, 5, 2, 1\} \quad (5.4)$$

os vizinhos dessa solução serão, considerando que cada grupo de chaves do vetor possui 6 chaves:

$$\begin{array}{lll} \{2, 3, 5, 2, 1\} & \{1, 3, 6, 2, 1\} & \{1, 3, 5, 1, 1\} \\ \{1, 4, 5, 2, 1\} & \{1, 3, 4, 2, 1\} & \{1, 3, 5, 2, 2\} \\ \{1, 2, 5, 2, 1\} & \{1, 3, 5, 3, 1\} & \end{array} \quad (5.5)$$

Depois de calculada a função de avaliação de cada vizinho, deve-se verificar os critérios de restrição da lista tabu para se determinar o melhor vizinho, e desse modo escolher a nova solução a ser avaliada. As restrições tabus serão ignoradas quando identificado um movimento que conduz a uma solução melhor que todas encontradas até o momento.

Como critério de convergência pode ser escolhido um número máximo de iterações, ou um número de iterações em que a melhor solução encontrada permaneça inalterada.

5.2.2 Estratégia de Evolução (*Evolution Strategies - ES*)

O ES busca soluções ótimas através da evolução de uma população (grupo de possíveis soluções). A cada geração, ou iteração, os indivíduos são avaliados através de uma função objetivo, e os melhores são selecionados para serem os pais da próxima geração. Este procedimento é repetido, geração após geração, antes do critério de convergência ser atingido. Geralmente, seleção e mutação são os mecanismos usados para simular a evolução de processos. Esses dois mecanismos são descritos a seguir [LE08, LSMRRS09]:

- **Seleção** – As várias versões de estratégia de evolução derivam do modelo $(\mu, \kappa, \lambda, \rho)$, onde μ é o número de pais em uma geração; κ é o número de gerações que um indivíduo sobrevive; λ é o número de descendentes produzidos em uma geração; e ρ é o número de pais de um indivíduo
- **Mutação** – Mutação proporciona diversidade em uma população, permitindo que diferentes regiões, dentro do domínio de busca, sejam exploradas. No ES, a mutação consiste na adição de uma perturbação a cada componente (gene) de um indivíduo.

Cada indivíduo da população inicial é representado por um vetor de inteiros. Para um sistema com cinco chaves NAs o indivíduo pode ser representado como o vetor abaixo:

$$X_1 = \{1, 3, 5, 2, 1\} \quad (5.6)$$

Cada indivíduo X_i da população inicial é gerado através de uma perturbação ΔX_i em torno da condição padrão ou atual do sistema, $X^{padr\tilde{a}o}$, fornecido pela distribuidora de energia, com n variáveis.

$$X_i^{inicial} = X^{padr\tilde{a}o} + \Delta X_i \quad (5.7)$$

$$\Delta X_i = \sigma_{inicial} [N_1(0,1), \dots, N_l(0,1), \dots, N_n(0,1)]^T \quad (5.8)$$

onde $\sigma_{inicial}$ é o desvio padrão usado na geração da população inicial e $N_l(0,1)$ corresponde a uma distribuição normal com média igual a zero e variância unitária. A mutação dos indivíduos é realizada de forma semelhante à população inicial, porém através de uma perturbação em cada indivíduo da geração:

$$X_i^{filho} = X_i^{pai} + \Delta X_i \quad (5.9)$$

$$\Delta X_i = \sigma_{muta\tilde{c}\tilde{a}o} [N_1(0,1), \dots, N_l(0,1), \dots, N_n(0,1)] \quad (5.10)$$

onde $\sigma_{muta\tilde{c}\tilde{a}o}$ é a magnitude de mutação.

Apenas os melhores indivíduos, menores valores de função de avaliação da população pai e filho, são selecionados para próxima geração. Os demais indivíduos são descartados. Como critério de convergência pode ser escolhido o número máximo de gerações para o sistema, ou o número de gerações em que a melhor solução encontrada permanece inalterada.

5.2.3 Evolução Diferencial (*Differential Evolution* - DE)

O DE é um método de busca direta paralela que utiliza como população um conjunto de n vetores. Assim como o método ES, n permanece constante durante todo o processo de minimização. A população inicial é escolhida estocasticamente, se nada for conhecido sobre o sistema. Como regra, pode-se assumir uma distribuição de probabilidade uniforme para todas as decisões estocásticas, a menos que outra distribuição seja estipulada. No caso de uma solução preliminar estar disponível, a população inicial pode ser gerada adicionando um desvio à solução padrão, a partir de uma distribuição normal.

A idéia principal do DE é o método de geração de vetores candidatos. O DE gera novos vetores de parâmetros através da diferença entre dois membros da população em relação a um terceiro membro. Se o novo vetor possuir melhor desempenho em relação a um determinado membro da população, o novo vetor substitui o vetor com o qual foi comparado. A comparação do vetor pode, mas não precisa ser parte do processo de geração mencionado acima. Além do mais, o melhor vetor de parâmetros é avaliado para cada geração, obtendo-se dessa forma dados sobre o progresso de minimização [SP97].

A mutação para cada indivíduo da população ocorre a partir de três indivíduos, X_{r1}^G, X_{r2}^G e X_{r3}^G , escolhidos estocasticamente a partir da população antecessora. O novo vetor é obtido através da seguinte expressão:

$$V_i^{G+1} = X_{r1}^G + \sigma(X_{r2}^G - X_{r3}^G) \quad (5.11)$$

onde σ é a constante de mutação.

O cruzamento é realizado entre o vetor pai X_i^G e o vetor mutante V_i^{G+1} . Cada elemento j do novo vetor U_i^{G+1} é gerado de acordo com a expressão:

$$u_{j,i}^{G+1} = \begin{cases} v_{j,i}^{G+1} & \text{para } (rand_j \leq CR) \text{ ou } (j = I_{rand}) \\ x_{j,i} & \text{outros casos} \end{cases} \quad (5.12)$$

onde $rand_j \in [0, 1]$, I_{rand} é escolhido no intervalo $[1, \dots, D]$, D é igual ao número de parâmetros vetor V_i^{G+1} , e CR é controle de cruzamento que depende de cada sistema analisado.

De acordo com a expressão acima, a condição $j = I_{rand}$ permite que pelo menos um elemento do vetor mutante V_i^{G+1} passe para o vetor resultante do cruzamento U_i^{G+1} . Este vetor é comparado ao seu correspondente vetor X_i^G . Para critério de seleção apenas o vetor com o menor valor, obtido pela função de avaliação, permanece na próxima geração. Como critério de convergência pode ser escolhido o número máximo de gerações para o sistema, ou a situação na qual todos os indivíduos da população forem iguais.

5.3 Função Objetivo

A função de avaliação usada nas técnicas metaheurísticas é a própria metodologia de análise de confiabilidade (MAC) desenvolvida neste trabalho. Como a rotina de confiabilidade é usada várias vezes, somente a metodologia analítica será utilizada, reduzindo desta maneira o tempo computacional da técnica metaheurística. A simulação Monte Carlo (SMC) cronológica será usada posteriormente nas melhores soluções encontradas, pois fornece informações adicionais que poderão influenciar na escolha de uma determinada configuração, como por exemplo, a ultrapassagem do índice DMIC.

Qualquer índice ou conjuntos de índices de confiabilidade pode ser escolhido como função a ser minimizada. Para esse trabalho optou-se pelo índice LOLC (*Loss of Load Cost*) [LSMRRS09, LSRMSR06]. A LOLC é calculada através do custo unitário de interrupção UC (*Unit Interruption Cost*). Esse custo depende de

diversas características, tais como duração, frequência, período de ocorrência, profundidade do corte de carga, localização geográfica e ramo de atividade. A Tabela 5.1, obtida da Ontario Hydro [E89], ilustra a variação do UC em função da duração da falha e da classe de consumidores, neste estudo dividida em Residencial, Comercial, Industrial, Rural e outros. Estes dados podem também ser visualizados de forma gráfica na Figura 5.2.

Tabela 5.1 – Custo Unitário de Interrupção da Ontario Hydro (Canadá)

Duração (r) [horas]	Custo [US\$/kWh]				
	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Outros
0,0	0,80	6,40	15,10	4,30	2,00
1,0	0,40	3,10	7,80	2,00	1,00
4,0	0,30	7,70	4,30	1,00	0,70
8,0	0,20	8,70	3,20	0,80	0,65

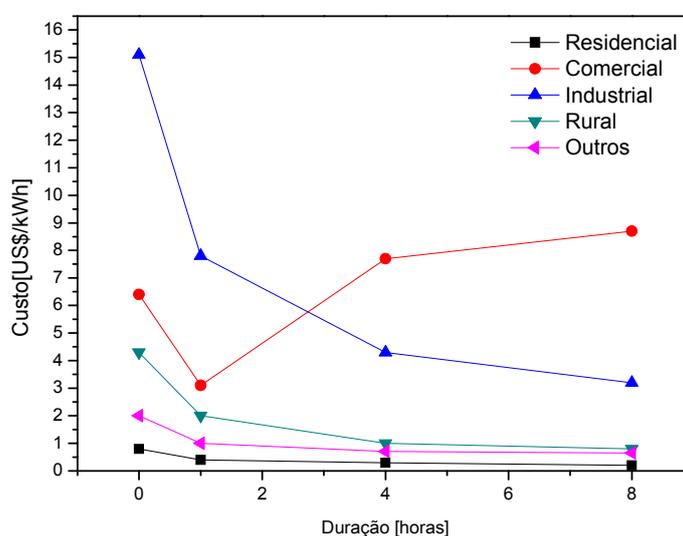


Figura 5.2 – Gráfico dos Custos Unitários de Interrupção da Ontario Hydro

Em sistemas reais, um ponto de carga pode alimentar mais de uma classe de consumo. Nestes casos, o custo unitário pode ser ponderado pelo fator de

proporção de cada classe de consumidores no ponto de interesse, obtendo-se uma média do UC (MUC) para cada ponto de carga do sistema.

Este procedimento pode ser representado pela expressão:

$$UCM_i = FP_{R_i} UC_R + FP_{C_i} UC_C + FP_{I_i} UC_I + FP_{R_i} UC_R + FP_{O_i} UC_O \quad [\text{US\$/kWh}] \quad (5.13)$$

onde:

- UCM_i – Custo unitário médio de interrupção do ponto de carga i [US\$/kWh];
- FP_{R_i} – Fator de proporção relativo à área residencial do ponto de carga i [pu];
- UC_R – Custo unitário de interrupção relativo à área residencial [US\$/kWh];
- FP_{C_i} – Fator de proporção relativo à área comercial do ponto de carga i [pu];
- UC_C – Custo unitário de interrupção relativo à área comercial [US\$/kWh];
- FP_{I_i} – Fator de proporção relativo à área industrial do ponto de carga i [pu];
- UC_I – Custo unitário de interrupção relativo à área industrial [US\$/kWh];
- FP_{R_i} – Fator de proporção relativo à área rural do ponto de carga i [pu];
- UC_R – Custo unitário de interrupção relativo à área rural [US\$/kWh];
- FP_{O_i} – Fator de proporção relativo a outras áreas do ponto de carga i [pu];
- UC_O – Custo unitário de interrupção relativo a outras áreas [US\$/kWh].

Através da metodologia analítica pode-se obter o índice duração média da falha (ri) para cada ponto de carga i . Caso o tempo calculado não possua o mesmo valor que os tempos apresentados na Tabela 5.1, uma interpolação linear é

realizada. Para um dado ponto de carga i , o custo de interrupção $LOLC_i$ é obtido por:

$$LOLC_i = MUC_i(r_i) \times EENS_i \quad [\text{US\$}] \quad (5.14)$$

onde, $EENS_i$ é a energia esperada não suprida (*Expected Energy Not Supplied*) do ponto de carga i . Depois de avaliar os custos de interrupção de todos os pontos de carga, obtêm-se o custo de interrupção do sistema ($LOLC_s$), onde NPC é igual ao número de pontos de carga.

$$LOLC_s = \sum_{i=1}^{NPC} LOLC_i \quad [\text{US\$}] \quad (5.15)$$

5.4 Algoritmo

A reconfiguração de sistemas de distribuição, usando critério de confiabilidade como função objetivo, segue os seguintes passos:

- 1) Determinar os caminhos mínimos para todos os elementos do sistema;
- 2) Selecionar uma chave seccionadora NA (CHNA) do sistema;
- 3) Para a chave CHNA selecionada, verificar através dos caminhos mínimos, as chaves seccionadoras NFs conectadas. Este procedimento é realizado percorrendo-se os caminhos NFs em direção as fontes. O número de chaves selecionadas é definido por um parâmetro de entrada;
- 4) Verificar se a abertura de cada chave NF selecionada no passo (3) e o fechamento da respectiva chave CHNA provocam algum corte de carga. Caso provoquem, esta chave NF é descartada. Para verificar a ocorrência de cortes, devem-se realizar os passos abaixo para cada chave NF selecionada:

- a. Verificar se a chave NF selecionada pertence a um caminho NF de algum ponto de carga. Os pontos de carga que não tiverem esta chave NF no seu caminho não sofrerão corte de energia. Para os demais pontos de carga deve-se ir para o passo (b). Caso não restem mais pontos de carga, esta chave NF ainda não é descartada e deve-se ir para o passo (5);
 - b. Os pontos de carga restantes do passo (a), que possuem em algum de seus caminhos NAs a chave CHNA não sofrerão corte de energia, pois como a chave CHNA será fechada, a energia fluirá por este novo caminho. Os demais pontos de carga sofrerão corte. Caso algum ponto de carga sofra corte, a chave NF selecionada é descartada.
- 5) A chave CHNA juntamente com as chaves NFs resultantes do passo (4) formam um grupo de chaves. Caso haja mais chaves NAs no sistema, outra chave deve ser selecionada e deve-se ir para o passo (3). Caso não haja mais chaves deve-se ir para o passo (6);
 - 6) Verificar se alguma chave NF pertence a mais de um grupo de chaves. Caso pertença, a chave NF deve ser eliminada de um grupo. O grupo em que a chave NF é descartada pode ser escolhido aleatoriamente;
 - 7) Utilizar uma das técnicas metaheurísticas: ES, DE ou TS. Como função de avaliação pode-se usar a LOLC, obtida através do algoritmo de confiabilidade apresentado no Capítulo 2. Somente a simulação analítica é usada nesse passo;
 - 8) Realizar uma SMC cronológica para as melhores configurações encontradas no passo (7).

Os caminhos determinados no passo (1) do algoritmo acima precisam ser localizados sem o uso da técnica de decomposição, Seção 3.4, pois a decomposição separa os alimentadores e não permite verificar se um

determinado chaveamento provoca algum corte de carga. Entretanto a análise de confiabilidade presente nos passos (7) e (8) permite o uso da decomposição de sistemas, proporcionando uma análise mais rápida.

5.5 Resultados: Sistema Papagaios

A avaliação do algoritmo proposto será realizada através do sistema de distribuição CEMIG da cidade de Papagaios, apresentado na Figura 3.24. O programa foi desenvolvido em linguagem C++ e foi testado em um computador com processador de núcleo duplo de 2,66GHz. Os resultados presentes nesta seção não utilizam o programa distribuído, pois o Sistema Papagaios não apresenta uma boa eficiência para o Módulo Caminhos, Seção 4.3. A distribuição de tarefas somente será realizada no passo (8), SMC cronológica, que é mais indicado para esse tipo de simulação.

5.5.1 Modelagem das chaves

O Sistema Papagaios possui seis chaves NAs. Considerando três chaves NFs a partir das barras de entrada e saída das chaves NAs, mais a própria chave NA tem-se grupos de sete chaves. Para o Sistema Papagaios os grupos são os seguintes:

Grupo 1

Nd16_PT9

Nd17_PT9

Nd18_PT9

Nd29_PRD

Nd26

Nd23_PRD

Nd22_PRD

Grupo 2

Nd13_PT14

Nd14_PT14

Nd15_PT14PP5

Nd10_PP

Nd08_PP

Grupo 3

Nd8_PT9

Nd11_PT9

Nd14_PT9

Nd15_PT9

Grupo 4

Nd13_PT9

Nd11_PT14

LD0027

NODE1

Nd8_PT14

Grupo 5

Nd9_PT9

Nd12_PT9

Grupo 6

Nd10_PT9

Nd10_PT14

As chaves sublinhadas de cada grupo correspondem às chaves NAs originais do sistema. Somente o Grupo 1 possui 7 chaves, os demais grupos não possuem, pois o programa automaticamente despreza chaveamentos não factíveis, ou seja, chaveamentos que levam ao corte no fornecimento de energia em algum ponto de carga.

O Sistema Papagaios possui 64 chaves NFs e 6 chaves NAs. Com a aplicação da modelagem de chaves da Seção 5.1 as chaves (NAs e NFs) utilizadas na reconfiguração foram reduzidas a 25.

5.5.2 Comparação dos Métodos Metaheurísticos

Com base nos grupos de chaves da seção anterior, determinados automaticamente pela metodologia proposta, os métodos ES, DE e TS serão comparados através de simulações em que alguns de seus parâmetros são variados.

Nos métodos ES e DE serão variados o número de indivíduos de cada geração e a semente do gerador de números aleatórios. Para cada número de indivíduos foram utilizadas 10 sementes.

No método TS serão variados o tamanho da lista tabu e a semente do gerador de números aleatórios. Para cada tamanho de lista tabu foram utilizadas 10 sementes. O gerador de números aleatórios é responsável pela formação do vetor de parâmetros iniciais. Outro teste utilizado no TS foi variar o tamanho da lista tabu, usando a configuração atual do sistema como solução inicial.

Os parâmetros de simulação foram escolhidos empiricamente. Para o ES foi adotado uma magnitude de mutação $\sigma_{mutação}$ de valor 1 e para o DE um controle de cruzamento CR de 0,9 e uma constante de mutação σ de valor 1. Como critério de parada para o ES e DE foi escolhido um número máximo de 200 gerações. Para o TS foi escolhido 200 iterações como critério de parada.

As dez melhores configurações encontradas nas simulações possuem custo de interrupção $LOLC_S$ de US\$ 981.830,70 e são apresentadas na Tabela 5.2. Nesta tabela a linha Atual possui as chaves NAs originais do sistema. Na configuração atual o sistema possui um custo $LOLC_S$ de US\$ 1.031.942,13. As demais configurações apresentam as chaves seccionadoras que deverão ser abertas a fim de se obter o novo índice $LOLC_S$. Deve ser enfatizado que nas configurações propostas as chaves NAs atuais tornam-se chaves NFs.

Tabela 5.2 – Melhores configurações de chaves encontradas pelas técnicas TS, ES e DE

Config.	Custo LOLC [US\$]	Grupo Chave					
		1	2	3	4	5	6
Atual	1.031.942,13	Nd29_PRD	Nd10_PP	Nd14_PT9	Nd11_PT14	Nd12_PT9	Nd10_PT14
1	981.830,70	Nd22_PRD	Nd13_PT14	Nd8_PT9	Nd13_PT9	Nd12_PT9	Nd10_PT9
2	981.830,70	Nd22_PRD	Nd13_PT14	Nd8_PT9	Nd13_PT9	Nd9_PT9	Nd10_PT9
3	981.830,70	Nd22_PRD	Nd13_PT14	Nd8_PT9	Nd13_PT9	Nd12_PT9	Nd10_PT14
4	981.830,70	Nd22_PRD	Nd13_PT14	Nd8_PT9	Nd13_PT9	Nd9_PT9	Nd10_PT14
5	981.830,70	Nd22_PRD	Nd13_PT14	Nd11_PT9	Nd13_PT9	Nd12_PT9	Nd10_PT9
6	981.830,70	Nd22_PRD	Nd13_PT14	Nd11_PT9	Nd13_PT9	Nd9_PT9	Nd10_PT9
7	981.830,70	Nd22_PRD	Nd13_PT14	Nd14_PT9	Nd13_PT9	Nd9_PT9	Nd10_PT9
8	981.830,70	Nd22_PRD	Nd13_PT14	Nd14_PT9	Nd13_PT9	Nd12_PT9	Nd10_PT9
9	981.830,70	Nd22_PRD	Nd13_PT14	Nd11_PT9	Nd13_PT9	Nd12_PT9	Nd10_PT14
10	981.830,70	Nd22_PRD	Nd13_PT14	Nd11_PT9	Nd13_PT9	Nd9_PT9	Nd10_PT14

As configuração propostas na Tabela 5.2 diferem, principalmente, pelos grupos chaves 3 e 5, que são chaves internas do Ramal 1 do Sistema Papagaios, Figura 3.25. Uma alteração nesses dois grupos não provoca uma mudança nos cortes de 1ª ordem e, portanto não alteram o custo de interrupção. Também há uma mudança na configuração do Grupo 6. Entretanto, essa reconfiguração acrescenta uma linha de distribuição, que possui uma taxa de falha muito baixa, ao Ramal 1 ou ao Ramal 2, respectivamente através das chaves Nd10_PT14 ou Nd10_PT9, adicionando apenas um corte de 1ª ordem aos pontos de carga do Ramal 1 ou do Ramal 2, Figura 3.26. Isto influenciou marginalmente os índices de confiabilidade. Os grupos chaves 1, 2 e 4, que apresentam os mesmos chaveamentos para todas as configurações propostas, respectivamente através das chaves Nd29_PRD, Nd10_PP e N11_PT14, são os que efetivamente reduziram os custos de interrupção em relação a configuração atual do sistema, pois provocaram a transferência de carga entre os ramais do sistema e alteraram os conjuntos mínimos de cortes.

Para quantificar a qualidade de um conjunto de soluções será utilizada a equação (5.16):

$$Q(\%) = \frac{100}{n_{best} f(S^{best})} \sum_{b=1}^{n_{best}} f(S^b) - f(S^{best}) \quad (5.16)$$

onde:

n_{best} – número das melhores soluções escolhidas. Neste trabalho foram escolhidas as dez melhores soluções;

$f(S^{best})$ – melhor solução conhecida para o problema. Para o Sistema Papagaios foi considerado o custo de US\$ 981.830,70. Para o Sistema Papagaios foi considerado o custo de US\$ 981.830,70 como o mínimo encontrado, Tabela 5.2;

$f(S^b)$ – cada uma das n_{best} soluções encontradas em uma simulação.

O tempo computacional e a qualidade Q(%) das dez melhores soluções são indicados nas Tabelas 5.3 e nas Figura 5.3, 5.4 e 5.5 para as técnicas ES, DE e TS respectivamente. Os tempos computacionais e a qualidade de cada população foram obtidos através de uma média aritmética de 10 simulações usando sementes distintas. Para o TS também foi calculado a qualidade em que a solução inicial da busca é igual à configuração atual do sistema.

Inicialmente será realizada uma comparação entre as técnicas ES e DE por se tratarem de metaheurísticas baseadas em populações. Após será realizada comparação entre os três métodos.

De acordo com as Tabelas 5.3 e 5.4 e o gráfico da Figura 5.3, nota-se que o ES e o DE possuem tempos de simulação similares. Porém o gráfico da Figura 5.4 mostra que somente para uma população maior que 30 indivíduos, o DE possui uma qualidade de solução próxima ao ES. O método ES apresentou uma qualidade de solução de $3,9803E-07$, menor valor de qualidade Q(%) encontrado, mesmo para uma população de 10 indivíduos. Portanto, o ES é mais adequado, considerando-se tempo computacional e a qualidade de solução, para a reconfiguração do Sistema Papagaios.

Tabela 5.3 – Resumo dos resultados das simulações com ES

ES		
População	Tempo [h:m:s]	Qualidade [%]
10	00:07:44	$3,9803 \times 10^{-07}$
20	00:15:45	$3,9803 \times 10^{-07}$
30	00:24:50	$3,9803 \times 10^{-07}$
40	00:42:38	$3,9803 \times 10^{-07}$
50	00:42:56	$3,9803 \times 10^{-07}$
60	00:50:17	$3,9803 \times 10^{-07}$
70	00:57:31	$3,9803 \times 10^{-07}$

Tabela 5.4 – Resumo dos resultados das simulações com DE

DE		
População	Tempo [h:m:s]	Qualidade [%]
10	00:02:33	$5,8493 \times 10^{-01}$
20	00:12:04	$5,8493 \times 10^{-01}$
30	00:26:20	$1,7595 \times 10^{-03}$
40	00:25:55	$3,3843 \times 10^{-05}$
50	00:35:27	$3,3840 \times 10^{-05}$
60	01:00:31	$4,2303 \times 10^{-07}$
70	01:02:54	$4,1432 \times 10^{-07}$

Tabela 5.5 – Resumo dos resultados das simulações com TS

TS			
Lista	Tempo [h:m:s]	Qualidade (Sol. Inicial Aleatória)	Qualidade (Sol. Inicial Atual)
1	00:07:53	1,0462	2,0923
2	00:04:51	$4,0003 \times 10^{-07}$	$4,0801 \times 10^{-07}$
3	00:05:34	$3,9803 \times 10^{-07}$	$3,9803 \times 10^{-07}$
4	00:05:57	$4,0997 \times 10^{-07}$	$3,9803 \times 10^{-07}$
5	00:06:00	$2,3429 \times 10^{-04}$	$3,9803 \times 10^{-07}$

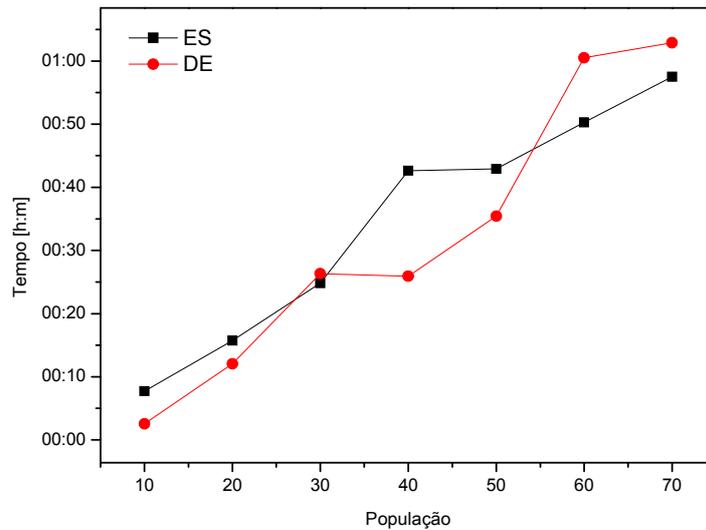


Figura 5.3 – Tempo computacional para os modelos ES e DE

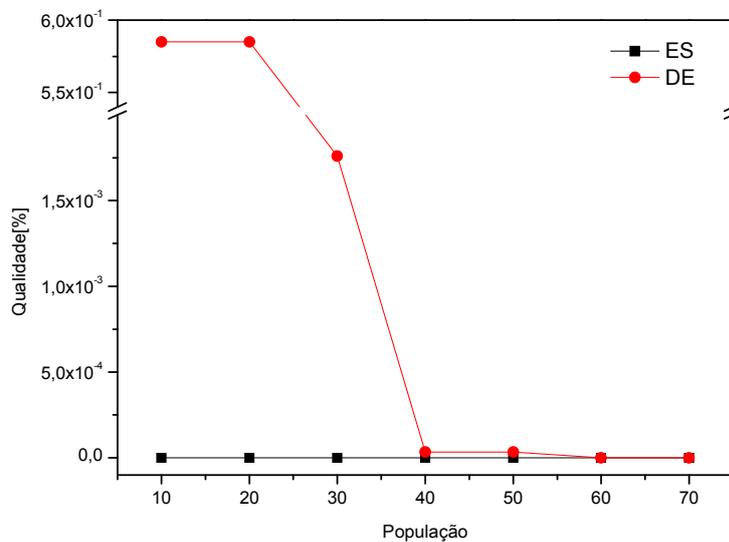


Figura 5.4 – Qualidade da solução para as técnicas ES e DE

Através da Tabela 5.5 e do gráfico da Figura 5.5 verifica-se que o TS possui menor tempo de simulação em relação às outras metaheurísticas. Considerando uma lista tabu maior que 1 e uma solução inicial igual à configuração atual do

sistema, o TS possui uma qualidade de solução próxima de $3,9803E-07$, menor valor de qualidade $Q(\%)$ encontrado. O TS, com solução inicial aleatória, também possui uma ótima qualidade de solução, porém para uma lista tabu maior que 1 e menor que 5 elementos. Isso indica uma maior robustez do TS quando iniciado com a configuração atual do sistema.

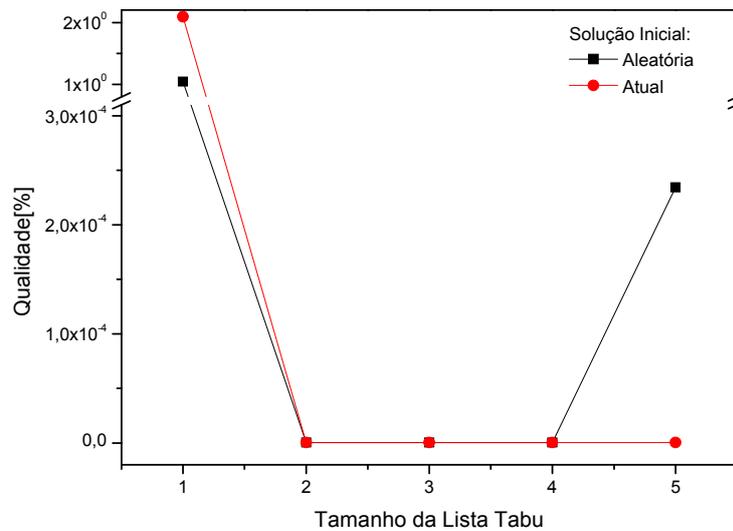


Figura 5.5 – Qualidade da solução para a técnica TS

O gráfico da Figura 5.6 faz uma comparação entre o tempo computacional e a qualidade de solução entre todas as metaheurística apresentadas. Os pontos do gráfico em que o DE possui uma qualidade de solução pior que o ES possuem população menor que 40 indivíduos, como comentado anteriormente. O gráfico da Figura 5.6 apresenta apenas as simulações do TS em que a solução inicial é igual à configuração atual. Os pontos no gráfico em que o tempo computacional do TS é menor que os demais métodos, para uma mesma qualidade de solução, possui um tamanho de lista tabu maior que 1 elemento.

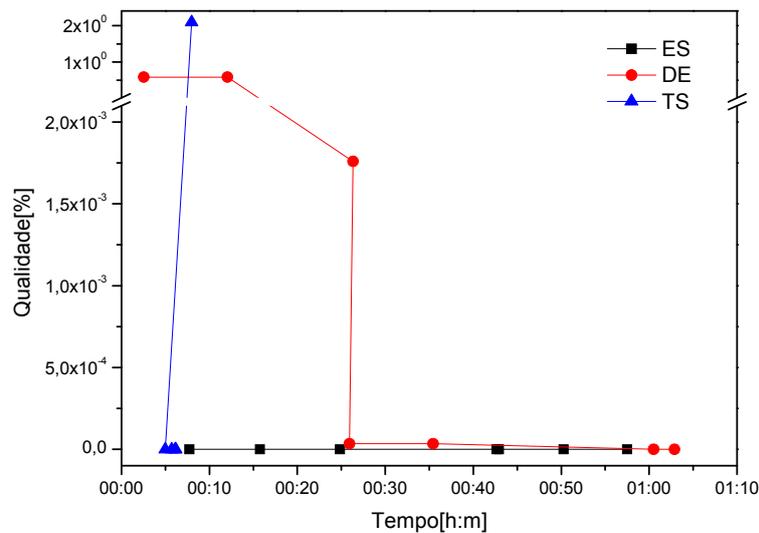


Figura 5.6 – Qualidade da simulação em função do tempo de simulação para as técnicas ES, DE e TS(solução inicial atual)

O TS foi o método que apresentou o melhor desempenho para o Sistema CEMIG Papagaios, pois consumiu menor tempo computacional e apresentou a mesma qualidade de soluções. Entretanto, o ES também apresentou um desempenho muito próximo do TS. Considerando-se uma população de 10 indivíduos, o ES possui um tempo computacional 7 min. e 44 seg., em vez do tempo médio de 5 min. e 54 seg. do TS.

5.5.3 Análise das Melhores Soluções

Conforme pode ser observado na Tabela 5.2, as dez melhores configurações encontradas pelas metaheurísticas possuem índices LOLC muito próximos. Outros índices de confiabilidade para esse sistema também apresentaram essa característica. A Tabela 5.6 apresenta os índices sistêmicos FEC, DEC e EENS para o Sistema Papagaios. A tabela apresenta os índices para a configuração atual do sistema e para as configurações propostas pela rotina de reconfiguração.

Através da Tabela 5.6 pode-se observar uma redução, comparando a configuração atual e as propostas, em torno de 5% para o índice FEC e de 4% para os índices DEC e EENS.

Tabela 5.6 – Índices Sistêmicos para o Sistema Papagaios: configuração atual e propostas pela reconfiguração

Configuração	Índices de Sistema		
	FEC [interrup / consumidor_ano]	DEC [horas/ consumidor_ano]	EENS [MWh/ano]
Atual	24,4856	21,7923	320,847
1	23,2027	20,8769	307,370
2	23,2026	20,8768	307,369
3	23,2027	20,8769	307,370
4	23,2026	20,8768	307,369
5	23,2028	20,8755	307,349
6	23,2027	20,8758	307,354
7	23,2028	20,8752	307,344
8	23,2028	20,8752	307,346
9	23,2028	20,8755	307,349
10	23,2027	20,8758	307,354

A Tabela 5.7 apresenta as multas para a configuração atual do Sistema Papagaios e para as configurações determinadas pelas metaheurísticas. Para o cálculo das multas foram utilizados a critério de exemplo, respectivamente os valores 18 [Interrupções/ano], 24 [horas/ano] e 9 [horas] para os padrões FIC, DIC e DMIC dos pontos de carga. Mais uma vez pode-se notar que todas as configurações encontradas possuem valores de multa próximos. Através da Tabela 5.7 pode-se perceber uma redução de 34% da multa devido ao padrão FIC e de 30% devido ao padrão DIC. Entretanto, houve um aumento de 2,5% para multa devido ao DMIC. Mesmo com um aumento da multa devido ao DMIC, tem-se uma redução do nível total de multas para qualquer configuração proposta. Deve-se considerar que essa redução de multas ocorre sem qualquer

ônus para concessionária de energia, apenas com abertura e fechamento de chaves.

Tabela 5.7 – Multas para Sistema Papagaios: configuração atual e propostas pela reconfiguração

Configuração	Multas [US\$/ano]		
	FIC	DIC	DMIC
Atual	2.801.860,00	690.379,00	29.943,10
1	1.844.670,00	481.935,00	30.700,10
2	1.844.660,00	481.937,00	30.700,10
3	1.844.670,00	481.935,00	30.700,10
4	1.844.660,00	481.937,00	30.700,10
5	1.844.710,00	481.901,00	30.700,10
6	1.844.670,00	481.905,00	30.700,10
7	1.844.720,00	481.893,00	30.700,10
8	1.844.720,00	481.893,00	30.700,10
9	1.844.710,00	481.901,00	30.700,10
10	1.844.670,00	481.905,00	30.700,10

As funções massa de probabilidade dos índices FEC para configuração atual do sistema e para Configuração 1 da Tabela 5.2 estão respectivamente nos gráficos das Figuras 5.7 e 5.8. Visualmente pode-se notar uma redução do desvio padrão da curva e um deslocamento da curva para esquerda do gráfico. O mesmo fato ocorre com funções massa de probabilidade dos índices DEC dos gráficos das Figuras 5.9 e 5.10, respectivamente, para as configurações atual do sistema e para Configuração 1 proposta. Esse comportamento evidencia a redução da média dos índices observada na Tabela 5.6 e uma melhora da confiabilidade do sistema.

Testes adicionais podem ser realizados para auxiliar a escolha de uma configuração, como por exemplo, um estudo de fluxo de potência.

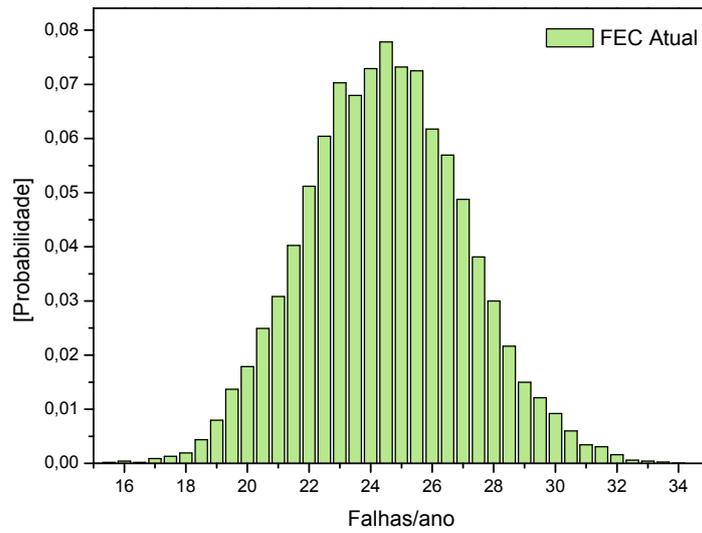


Figura 5.7 – Função massa de probabilidade do índice FEC para o Sistema Papagaios: Configuração Atual

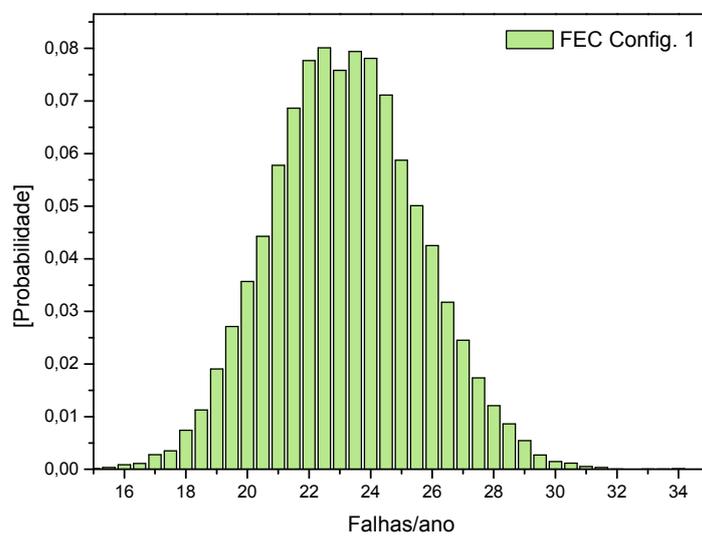


Figura 5.8 – Função massa de probabilidade do índice FEC para o Sistema Papagaios: Configuração 1

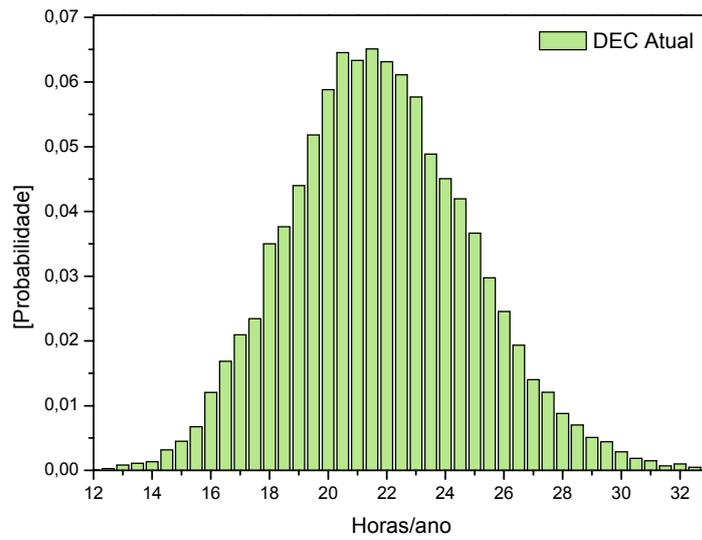


Figura 5.9 – Função massa de probabilidade do índice DEC para o Sistema Papagaios: Configuração Atual

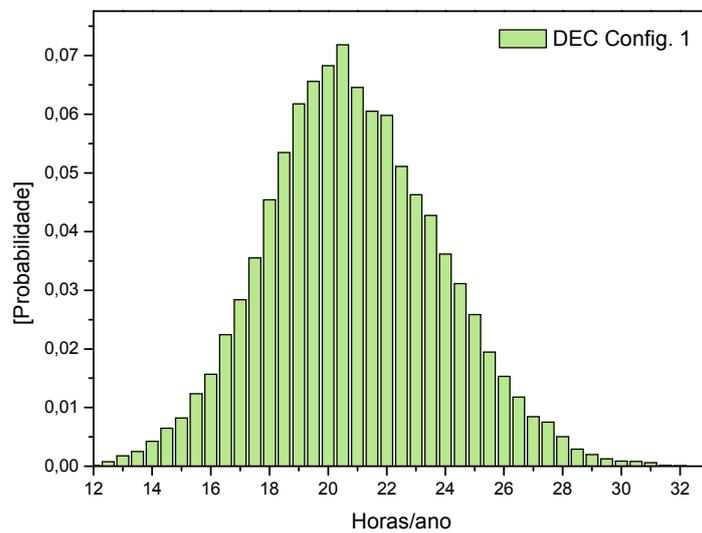


Figura 5.10 – Função massa de probabilidade do índice DEC para o Sistema Papagaios: Configuração 1

5.6 Reconfiguração de Sistemas de Grande Porte

A distribuição de tarefas do módulo Caminhos apresentou uma baixa eficiência para análise de confiabilidade de sistemas de pequeno porte. Por esse motivo a reconfiguração do Sistema Papagaios, foi realizada com a versão seqüencial do módulo Caminhos. Entretanto, para demonstrar a eficiência do módulo Caminhos em sistemas de maior porte, foram realizadas simulações com um sistema de grande porte, o VSL apresentado na Figura 4.8.

Foi escolhida a técnica metaheurística TS com solução inicial igual a configuração atual do sistema. O TS foi escolhido nesta simulação, pois apresentou um bom desempenho na seção anterior. Também foi adotada uma lista Tabu igual a 4 para realização destes testes.

As simulações foram realizadas em dois computadores com processadores de núcleo duplo de 2,66GHz interligados por uma rede Gigabit. Como critério de simplificação, cada núcleo do processador será tratado como um processador. A Tabela 5.8 apresenta o tempo computacional para simulações realizadas com 1 processador, algoritmo seqüencial, e com dois e quatro processadores, algoritmo distribuído. Os tempos computacionais são mostrados para algumas iterações do TS e o rendimento da simulação é calculado usando-se a equação (4.10).

A Tabela 5.8 mostra um grande rendimento para o programa distribuído e, conseqüentemente, para o módulo Caminhos. A reconfiguração do Sistema VSL que seria executada em torno de 111 horas, com o uso de 200 iterações, pode ser executada em torno de 33 horas considerando o uso do programa distribuído com quatro processadores. Um menor tempo computacional pode ser alcançado com o uso de mais computadores com dois ou mais núcleos.

Tabela 5.8 – Tempo computacional para a reconfiguração do Sistema VSL utilizando o TS

Iterações TS	Número de Processadores				
	1	2		4	
	Tempo	Tempo	η [%]	Tempo	η [%]
10	05:25:46	02:57:18	91,87	01:31:40	88,85
20	11:23:02	06:17:09	90,55	03:15:07	87,52
40	22:25:54	12:39:48	88,57	06:29:59	86,28
100	55:34:30	31:47:45	87,39	16:14:35	85,54
200	110:48:50	63:41:00	87,00	32:28:55	85,29

Tempos no formato – h:min:seg

5.7 Conclusões

As técnicas metaheurísticas ES, DE e TS foram comparadas para o Sistema Papagaios. Para esse sistema foi encontrado um melhor desempenho para o TS, considerando-se tempo computacional e qualidade do conjunto de soluções. O ES também apresentou um desempenho próximo ao TS para uma população de 10 indivíduos, para uma população maior o tempo computacional se tornou muito elevado. O DE somente apresentou uma boa qualidade de solução para uma população maior que 30 indivíduos. Entretanto, para essas populações o método consome um alto tempo computacional.

Por último, verificou-se que a distribuição de tarefas realizada no Capítulo 4, apresentou uma boa eficiência para a reconfiguração de um sistema de grande porte (Sistema VSL). Isso viabiliza e torna atrativo o uso do critério de confiabilidade na reconfiguração de sistemas de distribuição de grande porte.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES

6.1 Principais Contribuições

Os sistemas elétricos de potência sofreram modificações geradas pela reestruturação do setor elétrico. Durante esse processo, concessionárias de energia foram privatizadas e passaram a operar em um regime mais competitivo.

Nos sistemas elétricos de distribuição foram definidas, pelos órgãos reguladores, metas de desempenho sistêmicas e caso sejam violadas acarretam em multas para as concessionárias de energia. Neste ambiente competitivo as concessionárias necessitam de ferramentas computacionais que avaliem preditivamente seus sistemas. Essas ferramentas precisam modelar condições naturais presentes nos sistemas de distribuição de energia elétrica, e devem utilizar um nível reduzido de memória e, principalmente, tempo computacional.

Dentro de um modelo competitivo as ferramentas de análise precisam ser executadas em curto espaço de tempo, pois vários cenários necessitam ser executados, durante um processo de planejamento, para um mesmo sistema de distribuição. Uma ferramenta computacional que despense elevada quantidade de tempo computacional pode inviabilizar esse processo.

No desenvolvimento desta tese foram apresentados algoritmos que visam aprimorar a modelagem e reduzir o tempo de execução de uma ferramenta para avaliação de confiabilidade preditiva. As principais contribuições são resumidas a seguir:

- No Capítulo 2 foram apresentados os conceitos básicos relativos à confiabilidade de sistemas de distribuição. Foi apresentado um novo método de busca de caminhos mínimos e conjuntos mínimos de cortes. Esses novos métodos melhoram tanto o desempenho do método analítico como o da Simulação Monte Carlo cronológica, pois a SMC cronológica neste trabalho utilizada os conjuntos de cortes durante a simulação cronológica, reduzindo o uso de memória e permitindo sua aplicação em sistemas de maior porte;
- No Capítulo 3 foram abordados conceitos necessários a modelagem de um sistema de distribuição: religadores automáticos e restrição de transferência de carga, juntamente com uma curva de carga variável. Através desses conceitos pôde-se recriar condições operativas específicas para um determinado sistema. Também foram apresentados a decomposição de sistemas, que melhora o custo computacional da análise de confiabilidade, e o mecanismo denominado *performance based rates* (PBR), que propõe uma avaliação mais justa para os sistemas de distribuição do que a simples aplicação de multas pelo não cumprimento das metas estipuladas;
- O Capítulo 4 apresentou uma proposta para distribuição de tarefas da SMC cronológica. Para isso foram realizados testes de forma a identificar as partes do algoritmo que consomem maior tempo computacional. Com base nesses testes foram identificados e distribuídos dois módulos da SMC cronológica, denominados Caminhos e Monte Carlo. Novos testes foram realizados e verificou-se uma eficiência de até 97% na distribuição da SMC cronológica, obtida com apenas a distribuição dos dois módulos mencionados. Também foi proposto um novo modelo para o módulo denominado Caminhos que proporcionou a execução da análise de confiabilidade 3 vezes mais rápido para um sistema de grande porte, em relação ao primeiro módulo Caminhos já distribuído;

- O Capítulo 5 apresentou uma aplicação para o algoritmo de confiabilidade apresentado nesta tese. Foi desenvolvida uma aplicação para reconfiguração de sistemas de distribuição através do fechamento e abertura de chaves seccionadoras. Para reconfiguração foram usadas as técnicas metaheurísticas Estratégia de Evolução, Evolução Diferencial e Busca Tabu. A Busca Tabu foi o método que apresentou maior desempenho, considerando tempo computacional e qualidade do conjunto de soluções encontradas. O algoritmo distribuído apresentou uma baixa eficiência para sistemas de pequeno porte, entretanto, apresentou uma ótima eficiência para sistemas de grande porte tornando viável e atrativo o uso de um critério de confiabilidade na reconfiguração de sistemas mais complexos.

6.2 Propostas para Trabalhos Futuros

Com o intuito de melhorar a análise de sistemas de distribuição algumas sugestões para trabalhos futuros são apresentadas a seguir:

- Introduzir no programa de confiabilidade um módulo de fluxo de potência para o cálculo da potência que pode ser transferida em uma chave de interligação de sistemas, durante uma transferência de carga. Deste modo, pode-se ter uma melhor representação da condição operativa do sistema;
- Introduzir um módulo para geração distribuída, pois esse tipo de geração está se tornando um novo campo para os sistemas de distribuição. Por isso, novas ferramentas terão que se adaptar a essa realidade, tanto para avaliação dos índices de confiabilidade, como para identificar a melhor localização desses sistemas de geração;

- Adaptar a simulação Monte Carlo cronológica uma metodologia de entropia cruzada (*cross entropy*) de forma reduzir o tempo de simulação;
- Para realizar a simulação Monte Carlo cronológica, primeiramente obteve-se os conjuntos mínimos de corte, através da teoria dos conjuntos de cortes. Entretanto, pode-se realizar a SMC cronológica verificando a conectividade do sistema para cada falha de um componente e, assim, determinar os índices de confiabilidade, sem a necessidade dos conjuntos mínimos de corte. Através de uma ferramenta distribuída essa técnica pode-se tornar viável computacionalmente e apresentar melhores resultados na análise de confiabilidade;
- Introduzir na metodologia para cálculo dos índices de confiabilidade técnicas que representem os efeitos climáticos (Tempo Adverso e Tempo Normal), manutenção e falhas de modo comum. Entretanto, o principal obstáculo não é a implementação computacional destes efeitos, mas a disponibilidade de se obter os dados para efetuar a análise. As companhias de eletricidade, principalmente no Brasil, apenas recentemente têm se preocupado em construir bases de dados que caracterizam a ocorrência das falhas;
- Realizar testes com outras técnicas metaheurísticas, de modo a encontrar uma ou mais técnicas que apresentem um bom desempenho, em termos de tempo computacional e qualidade de solução, para reconfiguração de sistemas de distribuição;
- Durante a execução de um algoritmo que utiliza programação distribuída, algum computador pertencente à rede pode apresentar problemas. Entretanto, algumas rotinas podem ser criadas de modo a identificar esses computadores e continuar a execução da simulação com as máquinas restantes;

- Desenvolvimento de uma interface gráfica para o programa proposto, com o intuito de manter uma comunicação amigável com o usuário.

REFERÊNCIAS

- [A99] Application of Probability Methods Subcommittee, “The IEEE Reliability Test System – 1996”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 14, No. 3, pp. 1010-1020, August 1999.
- [ABSGS91] Allan, R. N.; Billinton, R.; Sjarief, I.; Goel, L.; So, K. S. “A Reliability Test System for Educational Purposes - Basic Distribution System Data and Results”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 6, n° 2, pp. 813-820, May/1991.
- [AM97] Asgarpoor, S.; Mathine, M. J. “Reliability Evaluation of Distribution System with Non-Exponential Down Time”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 12, no. 2, pp. 579-584, May 1997.
- [ANEEL00] Resolução N°24 da ANEEL - Agência Nacional de energia Elétrica, publicada no Diário Oficial da União em 27 de Janeiro de 2000.
- [APM79] IEEE Reliability Test system Task force of the Application of Probability Methods Subcommittee, “IEEE Reliability Test System”, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-99, pp. 2047-2054, November 1979.
- [B02] Brown, R. E., “Electric Power Distribution Reliability”, 2nd Edition, Marcel Dekker Inc., New York, 2002.
- [BA83] Billinton, R.; Allan, R. N. “Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques”, 1st Edition, Plenum Press, New York, 1983.

- [BA92] Billinton, R.; Allan, R. N. "Reliability Evaluation of Engineering Systems", 2nd Edition, Plenum Press, N.Y., 1992.
- [BA94] Billinton, R.; Allan, R. N., "Reliability Evaluation of Power Systems", 2nd Edition, Plenum Press, New York, 1994.
- [BB00] Brown, R. E.; Burke, J. J., "Managing the Risk of Performance Based Rates", *IEEE Trans. on Power Syst*, vol. 15, nº 2, May 2000.
- [BCF96] Borges, C. L. T.; Coutinho, A. L. G. A.; Falcão, D. M. "Power flow solution in vector computers using the Bi-CGSTAB method". *In proceeding of the XI Congresso Brasileiro de Automática*, (in Portuguese), São Paulo, Brasil, May 1996.
- [BCP02] Billinton, R.; Cui, L.; Pan, Z., "Quantitative Reliability Considerations in the Determination of Performance-based Rates and Costumer Service Disruption Payments", *Proc. Inst. Elect. Eng., gen., Transm., Distrib.*, Vol. 149, nº. 6, pp. 640-644, November 2002.
- [BFMM01] Borges, C. L. T.; Falcão, D. M.; Mello, J. C. O.; Melo, A. C. G.; "Composite reliability evaluation by sequential Monte Carlo simulation on parallel and Distributed Processing environments" *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, nº. 2, May 2001.
- [BFT00] Borges, C. L. T.; Falcão, D. M.; Taranto, G. N. "Cluster Based Power System Analysis Applications", *IEEE International Conference on Cluster Computing*, pp. 193-200. November 2000.

- [BLN89] Boratynska-Stadnicka, D. J.; Lauby, M. G.; Van Ness, J. E. "Converting an existing computer code to a hypercube computer". *In proceeding of the IEEE Power Industry Computer Applications Conference*, Seattle, USA, May 1989.
- [BS96] Billinton, R.; Satish, J., "Effect of Rotational Load Shedding on Overall Power System Adequacy Indices", *IEE Proc.- GTD*, vol. 143, no. 2, pp. 181-187, Mar. 1996.
- [BW99] Billinton, R.; Wang, P., "Teaching Distribution System Reliability Evaluation Using Monte Carlo Simulation", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 14, no. 2, pp. 397-403, May 1999.
- [BW98] Billinton, R.; Wang, P., "Distribution System Reliability Cost/Worth Analysis Using Analytical and Sequential Simulation Techniques", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 13, no. 4, pp. 1245-1250, Nov. 1998.
- [C98] Cassula, A. M. "Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição Considerando Impactos da Geração e Transmissão", *Dissertação de Mestrado – UNIFEI*, Novembro de 1998.
- [CB93] Chai, J. S.; Bose, A. "Bottlenecks in parallel algorithms for power system stability analysis". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, nº. 1, pp. 9-15, February 1993.
- [CCS05] Chiou, J.P.; Chang, C.F.; Su, C.T. "Variable Scaling Hybrid Differential Evolution for Solving Network Reconfiguration of Distribution Systems", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 20, No. 2, pp. 668-674, May 2005.

- [CI90] Crow, M. L.; Ilic M.; “The parallel implementation of the waveform relaxation method for transient stability simulations”. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, nº. 3, pp. 922-932, August 1990.
- [CLA04] Cassula, A.M.; Leite da Silva, A.M.; Sacramento, C.E. “Uma nova proposta para a incidência de multas devido ao não-cumprimento das metas de continuidade em sistemas de distribuição”, *Anais do IX SEPOPE*, Rio de Janeiro, RJ, artigo IP-140, 2004
- [CMF95] Campagnolo, J. M.; Martins, N.; Falcão, D. M. “An efficient and robust eigenvalue method for small-signal stability assessment in parallel computers” *IEEE Transactions on Power systems*, vol. 10, nº. 1, pp. 506-511, February 1995.
- [CMR07] Carreno, E.M.; Moreira, N.; Romero, R. “Distribution Network Reconfiguration Using an Efficient Evolutionary Algorithm”, PES General Meeting, Tampa, US, 24-28 June 2007.
- [CMPLPF94] Campagnolo, J. M.; Martins, N.; Pereira, J. L. R.; Lima, L. T. G.; Pinto, H. J. C. P.; Falcão, D. M. “Fast small-signal stability assessment using parallel processing”. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, nº. 2, pp. 949-956, May 1994.
- [CRS04] Coelho Neto, A.; Rodrigues, A.B.; Silva, M.G. “Distribution Network Reconfiguration with Reliability Constraints, “PowerCon 2004 – Int. Conf. on Power System Technology, Singapore, 21-24 Nov. 2004.
- [CZBT91] Chai, J. S.; Zhu, N.; Bose, A.; Tylavsky, D. J. “Parallel Newton type methods for power system stability analysis local and shared memory multiprocessors”. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, nº. 4, pp. 1539-1545, November 1991

- [DFK92] Decker, I.C.; Falcão, D. M.; Kaszkurewicz, E. "Parallel implementation of a power system dynamic simulation methodology using the conjugate gradient method". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, n° 1, pp. 458-465, February 1992.
- [DFK96] Decker, I.C.; Falcão, D. M.; Kaszkurewicz, E. "Conjugate gradient methods for power system dynamic simulation on parallel computers". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, n°. 3, pp. 1218-1227, August 1996.
- [DP93] Durie, R. C.; Pottle, C. "An extensible real-time digital transient network analyzer". *IEEE Transactions on Power systems*, vol. 8, n°. 1, pp. 84-89, February 1993.
- [E89] EPRI, "Customer Demand for Service Reliability", Report RP-2810, 1989.
- [ES89] Evans, D. L.; Sutti, C. "Parallel Computing: Methods, Algorithms and Applications". Italy: CRC Press, 1989.
- [F97] Falcão, D.M. "High Performance Computing in Power System Applications", *Lecture Notes in Computer Science*, Springer-Verlag, vol. 1215, pp. 1-23, February 1997.
- [FC96] Fukuyama, Y.; Chiang, H. -D. "A parallel genetic algorithm for generation expansion planning". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, n°. 2, pp. 955-961, May 1996.
- [FKA93] Falcão, D. M.; Kaszkurewicz, E. Almeida, H. L. S. "Application of parallel processing techniques to the simulation of power system electromagnetic transients". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, n°. 1, pp. 90-96, February 1993.

- [FWM95] Falcão, D. M.; Wu, F. F.; Murphy, L.; Parallel and distributed state estimation". *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 10, nº. 2, pp. 724-730, May 1995.
- [GAMR97] Gallego, R. A.; Alves, A. B.; Monticelli, A.; Romero, R. "Parallel simulated annealing applied to long term transmission network expansion planning". *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 12, nº. 1, Feb. 1997.
- [GNLCS06] Guimarães, A. C. R.; Nascimento, L. C. do; Leite da Silva, A. M.; Cassula, A. M.; Sacramento, C. E., "Avaliação das Metas de Continuidade de Sistemas de Distribuição por Mecanismos Baseados em Desempenho", *CBA – Congresso Brasileiro de Automática*, Out. de 2006.
- [GS95] Gubbala, N. Singh, C. "Models and considerations for parallel implementation of Monte Carlo simulation methods for power system reliability evaluation". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, nº. 2, pp. 779-787, May 1995.
- [HB97] Hou, L.; Bose, A. "Implementation of the waveform relaxation algorithm on a shared memory computer for the transient stability problem". *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 12, nº. 3, Aug. 1997.
- [I09a] <http://software.intel.com/en-us/intel-mpi-library/>, Acessado em 27 de junho de 2009.
- [I09b] <http://www.ibm.com/us/en/>, Acessado em 27 de junho de 2009.
- [IEEE04] IEEE guide for electric power distribution reliability indices 2004.
- [IEEE01] IEEE guide for electric power distribution reliability indices 2001.

- [KK03] Karniadakis, G. E.; Kirby II, R. M. "Parallel Scientific Computing in C++ and MPI: A Seamless Approach to Parallel Algorithms and their Implementation", Cambridge University Press, 2003.
- [L05] Li, F. "Distributed Processing of reliability index assessment and reliability-based network reconfigurations in Power distribution systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, n°. 1, Feb. 2005.
- [L92] Lin, S. -Y. "A distributed state estimation for electric power systems". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, n°.2, pp. 551-557, May 1992.
- [LBTC90] LaScala, M.; Bose, A.; Tylavsky, D. J.; Chai, J. S. "A highly parallel method for transient stability analysis". *IEEE transactions on Power Systems*, vol. 5, n°. 4, pp. 1439-1446, November 1990.
- [LBTT90] LaScala, M.; Brucoli, M.; Torelli, F; Trovato, M.; "A Gauss-Jacobi-block-Newton method for parallel transient stability analysis". *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 5, n°. 4, pp. 1168-1177, Nov. 1990.
- [LCNFG06] Leite da Silva, A. M.; Cassula, A. M.; Nascimento, L. C.; Freire, J. C. Jr.; Guimarães, A. C. R., "Chronological Monte Carlo-based Assessment of Distribution System Reliability", *PMAPS 2006 – Int. Conference on Probability Methods Applied to Power Systems*, Estocolmo, Suécia, 11 a 15 de Junho de 2006.
- [LCS02] Leite da Silva, A.M., Cassula, A.M., Sacramento, C.E. "Reliability Evaluation of Distribution Systems Under Load Transfer Restrictions", *Proc. of the 7th Int. Conference on PMAPS – Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Vol. 1, pp. 9-14. 2002.

- [LG97] Liang, X.; Goel, L., "Distribution System Reliability Evaluation Using the Monte Carlo Simulation Method", *Electric Power System Research*, vol. 40, pp. 75-83, 1997.
- [LL94] Lin, S. Y.; Lin, C.H. "An implementable distributed state estimations and distribute data processing scheme for electric power systems". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, n^o. 2, pp. 1277-1284. May 1994.
- [LMMB00] Leite da Silva, A.M., Manso, L.A.F., Mello, J.C.O. and Billinton, R.. "Pseudo-Chronological Simulation for Composite Reliability Analysis with Time Varying Loads", *IEEE Trans. on Power Syst.*, Vol.15, 1, pp. 73-80, 2000.
- [LMRR08] Leite da Silva, A.M.; Manso, L.A.F.; Resende,L.C.; Rezende, L.S.; "Tabu Search applied to transmission expansion planning considering losses and interruption costs" Proceedings of the 10th PMAPS - Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Rincón, Puerto Rico, May 25-29, 2008.
- [LE08] Lee, K.Y.; El-Sharkawi, M.A, "Modern Heuristic Optimization Techniques: Theory and Applications to Power Systems", IEEE Press & Wiley-Interscience, 2008.
- [LSCS05] Leite da Silva, A. M.; Schmitt, W. F.; Cassula, A M.; Sacramento, C. E. "Analytical and Monte Carlo Approaches to Evaluate Probability Distributions of Interruption Duration", *IEEE Trans. On Power Systems*, vol. 20, N^o 3, August 2005.

- [LSMRRS09] Leite da Silva, A.M.; Sacramento, C.E.; Manso, L.A.F.; Rezende, L.S.; Rezende, L.C.; Sales, W. "Metaheuristic-based optimization methods for transmission expansion planning considering unreliability costs", Chapter 4: Optimization Advances in Electric Power Systems, Nova Publishers, USA, 2009.
- [LSRMSR06] Leite da Silva, A.M.; Sales, W.; Resende, L.C.; Manso, L.A.F.; Sacramento, C.E.; Rezende, L.S.; "Evolution strategies to transmission expansion planning considering unreliability cost" Proceedings of the 9th PMAPS - Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Stockholm, Sweden, Jun 11-15, 2006.
- [LPS89] Leite da Silva, A. M., Pereira, M. V. F., Schilling, M. Th., "Power System Analysis under Uncertainties - Concepts and Techniques", *II Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning (SEPOPE)*, São Paulo-Brazil, Aug. 1989.
- [LT96] Lemaître, C.; Thomas, B. "Two applications of parallel processing in power system computation", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, n°. 1, pp. 246-253, February 1996.
- [M09a] MPICH2, <http://www-unix.mcs.anl.gov/mpi/mpich2/>, acessado em 17 de junho de 2009.
- [M09b] <http://mvapich.cse.ohio-state.edu/>, acessado em 17 de junho de 2009.
- [M09c] <http://www.cray.com/Home.aspx>, acessado em 27 de junho de 2009.
- [M09d] <http://www.microsoft.com/en/us/default.aspx>, acessado em 27 de junho de 2009.

- [M09e] <http://www.sicortex.com/>, acessado em 27 de junho de 2009.
- [M09f] <http://www.myri.com/scs/download-mpichmx.html>, acessado em 27 de junho de 2009.
- [M09g] <http://www.cs.ubc.ca/labs/dsg/mpi-sctp/>, acessado em 27 de junho de 2009.
- [M09h] <http://aspen.ucs.indiana.edu/pss/HPJava/index.html>, acessado em 27 de junho de 2009.
- [ML94] Marti, J. R.; Linares, L. R. "A real-time EMTP simulator". *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 9, nº. 3, pp. 1309-1317. August 1994.
- [N05] Nascimento, L. C. do, "Avaliação da Confiabilidade Utilizando Programação Orientada a Objetos: Aplicação em um Sistema Elétrico Interligado a uma Central de Cogeração", Dissertação de Mestrado, UNESP – Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, Maio de 2005.
- [O89] Osterhaug, Anita "Guide to Parallel Programming on Sequent Computer Systems", Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1989.
- [OG99] Ou Y.; Goel, L."Using Monte Carlo Simulation for Overall Distribution System Reliability Worth Assessment", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, vol. 146, no. 5, pp. 535-540, Sep. 1999.
- [P97] Pacheco, P. S. "Parallel Programming With MPI", Morgan Kaufmann, 1997.

- [PPT90] Pinto, H. J. C.; Pereira, M. V. F.; Teixeira, M. J. "New parallel algorithms for the security-constrained dispatch with post-contingency corrective actions". *In Proceedings of the 10th Power systems Computation Conference*, pp 848-853, Graz, Austria, August 1990.
- [Q03] Quinn, M. J.O. "Parallel Programming in C with MPI and OpenMP", McGraw-Hill Professional, 2003.
- [R81] Rubinstein, R.Y. (1981). *Simulation and the Monte Carlo Method*, J. Wiley and Sons, New York, NY.
- [RSM94] Rodrigues, M.; Saavedra O. R.; Monticelli, A. "Asynchronous programming model for the concurrent solution of the security constrained optimal power flow problem". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, n^o. 4, pp. 2021-2027, November 1994.
- [RT96] Ramesh, V. C.; Talukdar, S. N. "A parallel asynchronous decomposition for online contingency planning", n^o. 1, pp. 344-349, February 1996.
- [TINSN92] Taoka, H.; Iyoda, I.; Noguchi, H.; Sato, N.; Nakazawa, T.; "Real-time digital simulator for power system analysis on a hypercube computer". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, n^o. 1, pp. 1-10, February 1992.
- [TPPM90] Teixeira, M. J.; Pinto, H. J. C.; Pereira, M. V. F.; McCoy, M.F. "Developing concurrent processing applications to power system planning and operations". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, n^o. 2, pp. 659-664, May 1990.

- [S02] Schmitt, W. F. “Confiabilidade de Sistemas de Distribuição: Metodologias Cronológica e Analítica”, Dissertação de Mestrado – UNIFEI, Itajubá, Outubro de 2002.
- [SP97] Storn, R.; Price, K.; “Differential Evolution – A Simple and Efficient Heuristic for global Optimization over Continuous Spaces”, Journal of Global Optimization, Volume 11, Issue 4, Dec 1997.
- [WG93] Werlen, K.; Glavitsch, H. “Computation of transients by parallel processing”. IEEE transactions on Power Delivery, vol. 8, nº.3, pp. 1579-1585, July 1993.