

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



Isabela Oliveira Guimarães

**Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de
Distribuição com Inserção de Geração Distribuída
via Técnicas de Simulação de Monte Carlo**

Tese de Doutorado

Orientador: Armando Martins Leite da Silva

Coorientador: Luiz Carlos do Nascimento

Rio de Janeiro

Abril de 2024



Isabela Oliveira Guimarães

**Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de
Distribuição com Inserção de Geração Distribuída
via Técnicas de Simulação de Monte Carlo**

Tese apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Doutora pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo.

Prof. Armando Martins Leite da Silva

Orientador
Departamento de Engenharia Elétrica - PUC-Rio

Luiz Carlos do Nascimento

Coorientador
Universidade Federal de São João del-Rei - UFSJ

Prof. João Guilherme de Carvalho Costa

Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI

Prof. José Filho da Costa Castro

Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

Prof. Fernando Aparecido de Assis

Universidade Federal de São João del-Rei - UFSJ

Prof. André Milhorce de Castro

Departamento de Engenharia Elétrica - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 18 de Abril de 2024

Todos os direitos reservados. A reprodução, total ou parcial, do trabalho é proibida sem a autorização da universidade, da autora e do orientador.

Isabela Oliveira Guimarães

Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de São João del-Rei (UFSJ) em 2015. Obteve o título de mestra em Engenharia Elétrica em 2018 pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de São João del-Rei de associação ampla com o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais (CEFET-MG).

Ficha Catalográfica

Guimarães, Isabela Oliveira

Avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição com inserção de geração distribuída via técnicas de Simulação de Monte Carlo / Isabela Oliveira Guimarães ; orientador: Armando Martins Leite da Silva ; coorientador: Luiz Carlos do Nascimento. – 2024.

173 f. : il. color. ; 30 cm

Tese (doutorado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2024.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Avaliação da confiabilidade. 3. Fontes renováveis. 4. Geração distribuída. 5. Simulação Monte Carlo. 6. Sistemas de distribuição. I. Silva, Armando M. Leite da (Armando Martins Leite). II. Nascimento, Luiz Carlos do. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD: 621.3

Dedicatória

Dedico esta tese aos meus sobrinhos:

João Eloi e José Augusto

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus por me abençoar e me guiar em mais uma grande etapa vivida.

Ao meu orientador, prof. Armando M. Leite da Silva, agradeço imensamente pela atenção, dedicação e por todo o conhecimento transmitido, que contribuíram para meu crescimento pessoal e profissional.

Agradeço ao meu coorientador prof. Luiz C. do Nascimento, pelas contribuições a este trabalho, pelo suporte e amizade ao longo destes anos.

Aos meus pais, Aroldo e Lourdinha, agradeço pelo amor e dedicação imensuráveis.

Agradeço a minha irmã Daniela e meu cunhado Anderson, pelo apoio durante todo meu percurso acadêmico. Em especial, agradeço aos meus sobrinhos João e José, por toda a alegria nos momentos mais difíceis e sombrios.

Agradeço a todos os familiares, amigos da UFSJ e PUC-Rio e profissionais que participaram direta ou indiretamente da construção desta tese, em especial meu amigo Felipe Laure.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPQ) e à PUC-Rio pela oportunidade e suporte financeiro.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Resumo

Guimarães, Isabela Oliveira; Leite da Silva, Armando Martins; Nascimento, Luiz Carlos. **Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição com Inserção de Geração Distribuída via Técnicas de Simulação de Monte Carlo**. Rio de Janeiro, 2024. 173p. Tese de Doutorado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Fontes renováveis são importantes recursos a serem agregados aos sistemas de energia elétrica em prol da descentralização da geração. Discussões acerca dos efeitos ambientais direcionam os estudos em busca de alternativas que possibilitem minimizar a emissão de gases poluentes e diversifiquem a matriz elétrica. Nesse contexto, a geração distribuída (GD) de natureza renovável vem se mostrando cada vez mais presente, alterando a estrutura clássica do sistema e conferindo um maior protagonismo do consumidor. Assim, torna-se essencial avaliar o desempenho dessas novas redes de distribuição no atendimento à demanda, de modo a estabelecer padrões adequados e monitorá-los através das agências reguladoras. Há uma diversidade de métodos de avaliação do desempenho dessas redes, principalmente através dos conceitos de confiabilidade, para lidar com as falhas de equipamentos e os efeitos decorrentes. A presente tese tem como objetivo avaliar índices de confiabilidade de sistemas de distribuição na presença de GD. Para isso, são apresentadas três técnicas baseadas em simulação Monte Carlo (SMC). Uma clássica, denominada SMC sequencial, tem como objetivo modelar a natureza cronológica do problema bem como as incertezas provenientes da intermitência de fontes de GD. A segunda, baseada na SMC quase sequencial, caracteriza-se por sua simplicidade e capacidade em manter a flexibilidade da SMC sequencial, porém, com melhor desempenho em termos de precisão e tempo de processamento. Por último, uma SMC baseada nos conceitos de transição de estado do sistema de forma cronológica assegura também precisão e flexibilidade à técnica. Novas funções teste são propostas para alcançar tal objetivo. Dois sistemas com inserção de GD são utilizados para avaliar o desempenho dos conceitos e técnicas propostas: IEEE RBTS, rede acadêmica padrão amplamente utilizada na área de confiabilidade; e uma rede real. A discussão exaustiva dos resultados confirma que as propostas cumprem os objetivos estabelecidos.

Palavras-Chave

Avaliação da confiabilidade; fontes renováveis; geração distribuída; simulação Monte Carlo; sistemas de distribuição.

Abstract

Guimarães, Isabela Oliveira; Leite da Silva, Armando Martins (Advisor); Nascimento, Luiz Carlos (Co-advisor). **Reliability Assessment of Distribution Systems with Insertion of Distributed Generation via Monte Carlo Simulation Techniques**. Rio de Janeiro, 2024. 173p. Tese de Doutorado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Renewable sources are important resources to be added to electrical energy systems in favor of decentralized generation. Discussions about environmental effects drive the studies in search of alternatives that make it possible to minimize the emission of polluting gases and diversify the electrical matrix. In this context, distributed generation (DG) of a renewable nature has been increasingly present, changing the classic structure of the system and giving greater engagement to the consumer. Therefore, it is essential to evaluate the performance of these new distribution grids in meeting the power demand, in order to establish appropriate standards and monitor them through the regulatory agencies. There is a diversity of methods for evaluating the performance of these networks, mainly through reliability concepts, to deal with equipment failures and the resulting effects. This thesis aims to evaluate reliability indices of distribution systems in the presence of DG. To this end, three techniques based on Monte Carlo simulation (MCS) are presented. A classic one, called sequential MCS, aims at modeling the chronological nature of the problem as well as the uncertainties arising from the intermittency of the DG sources. The second one, based on a quasi-sequential MCS, is characterized by its simplicity and ability to maintain the flexibility of sequential MCS, but with better performance in terms of precision and processing time. Finally, an MCS based on the concepts of chronological system state transition, also provides precision and flexibility to the reliability assessment. New test functions are proposed to achieve this goal. Two systems with DG insertion are used to evaluate the performance of the proposed concepts and techniques: IEEE RBTS, a standard academic network widely used in the reliability area; and another real network. The exhaustive discussion of the results confirms that both proposals meet the established objectives.

Keywords

Reliability assessment; renewable sources; distributed generation; Monte Carlo simulation; distribution systems.

Sumário

1	Introdução	19
1.1	Considerações Iniciais	19
1.2	Estado da Arte	22
1.2.1	Confiabilidade de Sistemas de Distribuição	23
1.2.2	Técnicas de Simulação Monte Carlo	25
1.2.2.1	Simulação Monte Carlo Sequencial	25
1.2.2.2	Simulação Monte Carlo Sequencial	27
1.2.2.3	Simulação Monte Carlo <i>State Transition</i>	28
1.2.3	Geração Distribuída	29
1.3	Estrutura da Tese	33
2	Confiabilidade de Sistemas de Distribuição: Métodos Analíticos	35
2.1	Introdução	35
2.2	Índices de Desempenho	36
2.3	Técnicas de Avaliação	37
2.3.1	Conceitos Básicos	37
2.3.2	Modelagem da Rede	39
2.3.3	Dispositivos de Proteção	47
2.3.4	Cálculo dos Índices	49
2.4	Exemplo de Aplicação	50
2.5	Considerações Finais	56
3	Confiabilidade de Sistemas de Distribuição: Métodos de Simulação Monte Carlo	57
3.1	Introdução	57
3.2	Simulação Sequencial ou Cronológica	58
3.2.1	Conceitos	58
3.2.2	Funções Teste	60
3.2.3	Algoritmo Sequencial ou Cronológico	62
3.3	Simulação Quase Sequencial	64

3.3.1	Conceitos	64
3.3.2	Modelo Proposto	67
3.3.3	Funções Teste	71
3.3.4	Algoritmo Quase Sequencial	75
3.4	Simulação Monte Carlo <i>State Transition</i>	76
3.4.1	Conceitos	76
3.4.2	Funções Teste	79
3.4.3	Algoritmo <i>State Transition</i>	80
3.5	Considerações Finais	82
4	Aplicação das Técnicas Propostas em Sistemas de Distribuição	83
4.1	Introdução	83
4.2	Simulação Monte Carlo Sequencial	83
4.2.1	Sistema IEEE-RBTS	83
4.2.2	Sistema Papagaios	85
4.3	Simulação Monte Carlo Quase Sequencial	89
4.3.1	Sistema IEEE-RBTS	89
4.3.2	Resultados: Caso Base	89
4.3.3	Resultados: Variação de Parâmetros da Rede	91
4.3.4	Sistema Papagaios	94
4.4	Simulação Monte Carlo <i>State Transition</i>	96
4.4.1	Sistema IEEE-RBTS	96
4.4.2	Aplicação Sistema Papagaios	102
4.4.2.1	Função Densidade de Probabilidade	104
4.5	Considerações Finais	106
5	Avaliação da Confiabilidade na Presença de Geração Distribuída	108
5.1	Introdução	108
5.2	Modelagem da Geração Distribuída	108
5.3	Análise da Confiabilidade com GD via Método Sequencial	112
5.3.1	Aplicação Sistema IEEE-RBTS Bus 2	112
5.3.2	Aplicação no Sistema Papagaios	119
5.4	Análise da Confiabilidade com GD via Método Quase Sequencial	121
5.4.1	Aplicação Sistema IEEE-RBTS Bus 2	122
5.4.2	Aplicação no Sistema Papagaios	125

5.5	Análise da Confiabilidade com GD via Método baseado em <i>State Transition</i>	127
5.5.1	Aplicação Sistema IEEE-RBTS Bus 2	127
5.5.2	Aplicação no Sistema Papagaios	130
5.5.2.1	Função Densidade de Probabilidade	132
5.6	Falha nas Unidades de Geração Distribuída	135
5.7	Considerações Finais	136
6	Conclusões e Propostas Futuras	138
6.1	Considerações Finais	138
6.2	Propostas Futuras	139
	Referências	141
	Apêndice A: Resultados e Testes Complementares	150
A1	SMC-QS Aplicada ao Sistema IEEE-RBTS	150
A2	Variação de Parâmetros IEEE-RBTS Bus 2 (SMC-QS)	151
A3	Aplicação da SMC-QC no Sistema Papagaios	156
A4	SMC-ST Aplicada ao Sistema IEEE-RBTS	161
A5	Variação de Parâmetros IEEE-RBTS Bus 2 (SMC-ST)	162
A6	Aplicação da SMC-QC no Sistema Papagaios	167
A7	Testes com GD	172

Lista de Figuras

Figura 1.1: Estrutura modificada do sistema	19
Figura 2.1: Componente a dois estados	38
Figura 2.2: Exemplo de rede equivalente	44
Figura 2.3: Sistema IEEE-RBTS Bus 2	45
Figura 2.4: Sistema IEEE-RBTS Bus 2 decomposto	46
Figura 2.5: Transições de estados considerando proteções	48
Figura 2.6: Ramal 1 sistema RBTS Bus 2	51
Figura 2.7: Árvore do Ramal 1 - Sistema RBTS Bus 2	52
Figura 3.1: Histórico de ocorrências	60
Figura 3.2: Proposta de algoritmo sequencial	64
Figura 3.3: Modelo Markoviano de Carga-DG não agregado	66
Figura 3.4: Sistema série para n componentes	67
Figura 3.5: Diagrama de transição de estados	67
Figura 3.6: Sistema exemplo para modelo da proteção	70
Figura 3.7: Proposta de algoritmo quase sequencial	76
Figura 3.8: Histórico de transição do sistema	78
Figura 3.9: Proposta de algoritmo <i>state transition</i>	81
Figura 4.1: Sistema de distribuição Papagaios	86
Figura 4.2: Desempenho computacional: tempos em segundos	92
Figura 4.3: Desempenho computacional comparativo: tempos em segundos	101
Figura 4.4: SMCS - Função de densidade de probabilidade da ENS, LP-22	104
Figura 4.5: SMC-ST - Função de densidade de probabilidade da ENS, LP-22	105
Figura 4.6: SMCS - Função de densidade de probabilidade da ENS, LP-28	105
Figura 4.7: SMC-ST - Função de densidade de probabilidade da ENS, LP-28	106
Figura 5.1: Curvas de geração e carga – exemplo ilustrativo	110
Figura 5.2: Ramais 1 e 2 do sistema IEEE-RBTS Bus 2 com GD	111
Figura 5.3: Variação do índice DIC diante da elevação de GD (em kW) instalada	116
Figura 5.4: Ramais 3 e 4 do sistema IEEE-RBTS Bus 2 com GD eólica	117

Figura 5.5: Variação DMIC diante da elevação de GD (em kW) instalada	119
Figura 5.6: Sistema Papagaios com GD	120
Figura 5.7: Variação DIC diante da elevação de GD (em kW) instalada	124
Figura 5.8: SMCS - Função de densidade de probabilidade DIC, LP-30	133
Figura 5.9: SMC-ST - Função de densidade de probabilidade DIC, LP-30	133
Figura 5.10: Função de densidade de probabilidade DIC, LP-30, comparativo	134
Figura 5.11: SMC-ST - Função de densidade de probabilidade para a ENS, LP-13	134
Figura A7.1: FIC Alimentador 1 com GD	173

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Caminhos normalmente fechados	53
Tabela 2.2: Caminhos normalmente abertos	53
Tabela 2.3: Taxa de falha para linhas de distribuição	54
Tabela 2.4: Índices de confiabilidade – Ramal 1	56
Tabela 3.1: Modelo da proteção	71
Tabela 4.1: Índices de confiabilidade para o sistema IEEE-RBTS via SMCS	85
Tabela 4.2: Índices de confiabilidade, AL 1 - sistema Papagaios via SMCS	87
Tabela 4.3: Índices de confiabilidade, AL 2 - sistema Papagaios via SMCS	87
Tabela 4.4: Índices de confiabilidade, AL 3 - sistema Papagaios via SMCS	88
Tabela 4.5: Índices de confiabilidade, AL 4 - sistema Papagaios via SMCS	88
Tabela 4.6: Índice FIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-QS	90
Tabela 4.7: Índice DIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-QS	90
Tabela 4.8: Índice DMIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-QS	90
Tabela 4.9: Índice EENS, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-QS	91
Tabela 4.10: Índice FIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-QS para $0,5\lambda$	92
Tabela 4.11: Índice DIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-QS para 2λ	93
Tabela 4.12: Índice DMIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-QS para $0,5r$	93
Tabela 4.13: Índice EENS, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-QS para $2r$	94
Tabela 4.14: Índices FIC e DIC - sistema Papagaios via SMC-QS	95
Tabela 4.15: Índices DMIC e EENS sistema Papagaios via SMC-QS	96
Tabela 4.16: Índice FIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-ST	97
Tabela 4.17: Índice DIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-ST	97
Tabela 4.18: Índice DMIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-ST	98
Tabela 4.19: Índice EENS, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-ST	98
Tabela 4.20: Índice FIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-ST para $0,5\lambda$	99
Tabela 4.21: Índice DIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-ST para 2λ	100
Tabela 4.22: Índice DMIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-ST para $0,5r$	100
Tabela 4.23: Índice EENS, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-ST para $2r$	101
Tabela 4.24: Índices FIC e DIC Papagaios via SMC-ST	102

Tabela 4.25: Índices DMIC e EENS sistema Papagaios via SMC-ST	103
Tabela 5.1: Variação do índice DIC via SMCS, IEEE-RBTS com GD, ramais 1 e 2	114
Tabela 5.2: Variação do índice DMIC via SMCS, IEEE-RBTS com GD, ramais 1 e 2	114
Tabela 5.3: Variação do índice EENS via SMCS, IEEE-RBTS com GD, ramais 1 e 2	115
Tabela 5.4: Variação do índice DIC via SMCS, IEEE-RBTS com GD, ramais 3 e 4	118
Tabela 5.5: Variação do índice DIC via SMCS - Sistema Papagaios com GD	121
Tabela 5.6: Variação do índice DIC via SMC-QS, IEEE-RBTS com GD, ramais 1 e 2	122
Tabela 5.7: Variação do índice DMIC via SMC-QS, IEEE-RBTS com GD, ramais 1 e 2	123
Tabela 5.8: Variação do índice EENS via SMC-QS, IEEE-RBTS com GD, ramais 1 e 2	123
Tabela 5.9: Comparação SMC versus SMC-QS – IEEE-RBTS com GD	124
Tabela 5.10: Variação do índice DIC com GD via SMC-QS	125
Tabela 5.11: Variação do índice DIC para o sistema Papagaios com GD via SMC-QS	126
Tabela 5.12: Comparação de ferramentas dada a inserção de GD no sistema Papa- gaios	126
Tabela 5.13: Variação do índice DIC via SMC-ST, IEEE-RBTS com GD, ramais 1 e 2	128
Tabela 5.14: Variação do índice DMIC via SMC-ST, IEEE-RBTS com GD, ramais 1 e 2	128
Tabela 5.15: Variação do índice EENS, IEEE-RBTS com GD via SMC-ST	129
Tabela 5.16: Comparação entre as técnicas propostas – IEEE-RBTS com GD	129
Tabela 5.17: Variação do índice DIC com GD via SMC-ST	130
Tabela 5.18: Variação do índice DIC para o sistema Papagaios com GD via SMC-ST	131
Tabela 5.19: Comparação de ferramentas dada a inserção de GD no sistema Papa- gaios	132
Tabela 5.20: Avaliação da Falha das unidades de GD	136

Tabela A1.1: Índices de confiabilidade para o sistema RBTS via SMC-QS	149
Tabela A2.1: Índice DIC, SMCS versus SMC-QS para $0,5\lambda$	150
Tabela A2.2: Índice DMIC, SMCS versus SMC-QS para $0,5\lambda$	151
Tabela A2.3: Índice EENS, SMC versus SMC-QS para $0,5\lambda$	152
Tabela A2.4: Índice FIC, SMCS versus SMC-QS para 2λ	152
Tabela A2.5: Índice DMIC, SMCS versus SMC-QS para 2λ	153
Tabela A2.6: Índice EENS, SMCS versus SMC-QS para 2λ	153
Tabela A2.7: Índice FIC, SMCS versus SMC-QS para $0,5r$	154
Tabela A2.8: Índice DIC, SMCS versus SMC-QS para $0,5r$	154
Tabela A2.9: Índice EENS, SMCS versus SMC-QS para $0,5r$	154
Tabela A2.10: Índice FIC, SMCS versus SMC-QS para $2r$	155
Tabela A2.11: Índice DIC, SMCS versus SMC-QS para $2r$	155
Tabela A2.12: Índice DMIC, SMCS versus SMC-QS para $2r$	156
Tabela A3.1: Índices FIC e DIC, AL 1, sistema Papagaios via SMC-QS	156
Tabela A3.2: Índices DMIC e EENS, AL 1, sistema Papagaios via SMC-QS	156
Tabela A3.3: Índices FIC e DIC, AL 2, sistema Papagaios via SMC-QS	157
Tabela A3.4: Índices DMIC e EENS, AL 2, sistema Papagaios via SMC-QS	158
Tabela A3.5: Índices FIC e DIC, AL 3, sistema Papagaios via SMC-QS	158
Tabela A3.6: Índices DMIC e EENS, AL 3, sistema Papagaios via SMC-QS	159
Tabela A3.7: Índices FIC e DIC, AL 4, sistema Papagaios via SMC-QS	160
Tabela A3.8: Índices DMIC e EENS, AL 4, sistema Papagaios via SMC-QS	161
Tabela A4.1: Índices de confiabilidade para o sistema RBTS via SMC-ST	162
Tabela A5.1: Índice DIC, SMCS versus SMC-ST para $0,5\lambda$	163
Tabela A5.2: Índice DMIC, SMCS versus SMC-ST para $0,5\lambda$	163
Tabela A5.3: Índice EENS, SMC versus SMC-ST para $0,5\lambda$	163
Tabela A5.4: Índice FIC, SMCS versus SMC-ST para 2λ	164
Tabela A5.5: Índice DMIC, SMCS versus SMC-ST para 2λ	164
Tabela A5.6: Índice EENS, SMCS versus SMC-ST para 2λ	165
Tabela A5.7: Índice FIC, SMCS versus SMC-ST para $0,5r$	165
Tabela A5.8: Índice DIC, SMCS versus SMC-ST para $0,5r$	166
Tabela A5.9: Índice EENS, SMCS versus SMC-ST para $0,5r$	166
Tabela A5.10: Índice FIC, SMCS versus SMC-ST para $2r$	166
Tabela A5.11: Índice DIC, SMCS versus SMC-ST para $2r$	167
Tabela A5.10: Índice DMIC, SMCS versus SMC-ST para $2r$	167

Tabela A6.1: Índices FIC e DIC, AL 1, sistema Papagaios via SMC-ST	167
Tabela A6.2: Índices DMIC e EENS, AL 1, sistema Papagaios via SMC-ST	168
Tabela A6.3: Índices FIC e DIC, AL 2, sistema Papagaios via SMC-ST	169
Tabela A6.4: Índices DMIC e EENS, AL 2, sistema Papagaios via SMC-ST	169
Tabela A6.5: Índices FIC e DIC, AL 3, sistema Papagaios via SMC-ST	170
Tabela A6.6: Índices DMIC e EENS, AL 3, sistema Papagaios via SMC-ST	170
Tabela A6.7: Índices FIC e DIC, AL 4, sistema Papagaios via SMC-ST	171
Tabela A6.8: Índices DMIC e EENS, AL 4, sistema Papagaios via SMC-ST	172

Lista de Siglas e Abreviações

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAIDI	Índice de Duração Média da Interrupção do Consumidor (<i>Customer Average Interruption Duration Index</i>)
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CHNA	Chave Seccionadora NA
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
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
GD	Geração Distribuída
IDC	<i>Interruption Duration per Costumer</i>
IFC	<i>Interruption Frequency per Costumer</i>
NA	Normalmente aberto
NF	Normalmente fechado
SAIDI	Índice de Duração Média da Interrupção do Sistema (<i>System Average Interruption Duration Index</i>)
SAIFI	Índice de Frequência Média da Interrupção do Sistema (<i>System Average Interruption Frequency Index</i>)
SMC	Simulação Monte Carlo
SMC-NS	Simulação Monte Carlo Não Sequencial
SMC-QS	Simulação Monte Carlo Quase Sequencial
SMCS	Simulação Monte Carlo Sequencial
SMC-ST	Simulação Monte Carlo State Transition
U	Indisponibilidade (<i>Unavailability</i>)
U_{01}	Uniforme
MCID	<i>Maximum Continuous Interruption Duration</i>

Lista de Símbolos

λ, μ	Taxas de Falha e Reparo
$L_{a(i)}$	Potência média conectada no ponto i
N_i	Número de consumidores conectados no ponto i
$E(G), \tilde{E}(G)$	Valor esperado da função teste G
$G(t)$	Função teste no instante t de avaliação
T	Período avaliado.
NS	Número de anos simulados
y_k	Sequência de estados ocorridos ao longo do ano k
$V(\tilde{E}(G))$	Variância do estimador
$V(G)$	Variância associada à função teste
B	Coefficiente de variação
$P(x)$	Probabilidade de ocorrência de um estado
x	Vetor de componentes do sistema
$E[F(x)]$	Valor esperado para de uma função teste $F(x)$
NA	Número de amostras avaliadas
f_s	Frequência de ocorrência do estado “s”
r	Duração Média da Falha

1 Introdução

1.1 Considerações Iniciais

A inserção de Geração Distribuída (GD) vem se mostrando cada vez mais presente no sistema elétrico. Embora não haja uniformidade quanto ao conceito de GD, diversos estudos discorrem em concordância de que esta pode ser associada a uma pequena unidade geradora, capaz de ser conectada nas proximidades do sistema de distribuição ou diretamente à rede do consumidor [1].

O setor elétrico, composto por agentes públicos e privados, é responsável por exercer atividades técnicas e regulatórias referentes ao fornecimento de energia. Este pode ser fracionado em três segmentos principais – *geração*, *transmissão* e *distribuição*, sendo neste último, onde ocorrem as conexões entre o transporte de energia e o consumidor. A crescente expansão da GD vem alterando significativamente essa estrutura convencional, como mostra a Figura 1.1 [2], [3], permitindo que o consumidor tenha autonomia para gerenciar sua própria carga. Em virtude da natureza renovável, há uma forte tendência em utilizar tais fontes, uma vez que corroboram com o apelo ambiental em tornar o setor elétrico mais sustentável [4].

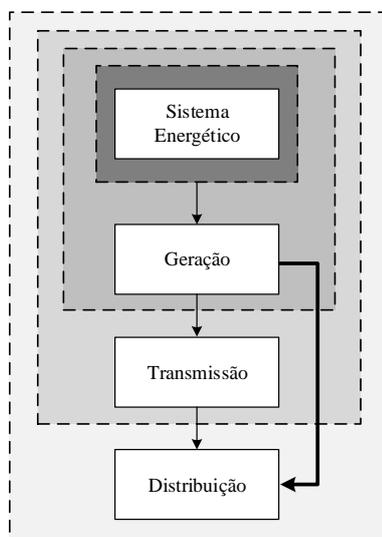


Figura 1.1: Estrutura modificada do sistema

O sistema de distribuição vem passando por profundas mudanças desde o início da reestruturação do setor elétrico [5], [6], que são atribuídas a fatores diversos como a progressão de demanda consumidora, privatização das companhias distribuidoras e modernização do setor. Dentro da nova conjuntura, garantir a continuidade e a qualidade do serviço, por parte das concessionárias de energia, passou a ser requisito operacional, regulamentado e fiscalizado.

O estado operativo do sistema é capaz de afetar aspectos econômicos, portanto, dispor de uma rede confiável permite competir no mercado de energia. A adequação do sistema de distribuição, para o atendimento à demanda e enquadramento aos padrões regulatórios vigentes, requer a utilização de recursos auxiliares que visam principalmente postergar aspectos da expansão e minimizar os investimentos por parte das distribuidoras, mas garantindo a qualidade do serviço.

Analisando o cenário atual dos sistemas de distribuição, torna-se interessante aproveitar a crescente penetração de GD em favor da confiabilidade, sobretudo devido às características contemporâneas de cunho ambiental, social e tecnológico estimuladas pela descarbonização do sistema elétrico. As regras de integração da GD ao sistema foram inicialmente regulamentadas pela Resolução Normativa (REN) 482/2012, posteriormente revisada pela REN 687/2015. A partir de fevereiro de 2023, ambas foram revogadas pela REN 1059/2023, devido ao marco legal instituído pela lei 14.300/2022. Os incentivos à adesão do recurso, que fazem parte do programa de compensação, foram mantidos e reformulados, onde a potência residual, não utilizada pelo proprietário da unidade, pode retornar à rede conferindo-lhe créditos [7]-[9]. O acréscimo de unidades distribuídas na rede atua reduzindo o montante de energia a ser suprido pela concessionária e, com isso, há uma tendência em melhorar os índices de confiabilidade [10]. O comportamento desses índices permite quantificar o desempenho e avaliar as condições de continuidade do serviço ofertado pela distribuidora. Em contrapartida, o levantamento dessas análises é exercido por meio de ferramentas computacionais, fazendo com que estas sejam de grande importância para o planejamento e operação do sistema.

No tocante às técnicas de avaliação de desempenho [3], [11]-[13], os sistemas de geração e transmissão receberam maior atenção quando comparados aos de distribuição. Isso se justificou em decorrência dos elevados custos operacionais

e do impacto generalizado causado por falhas na geração e transmissão. Contudo, é no subnível da distribuição onde se encontram, majoritariamente, as contribuições individuais que acometem perda de energia aos consumidores [2], [14]. Esse aspecto, agregado ao cenário competitivo promovido pela reestruturação do setor, fez com que os estudos envolvendo esse segmento se desenvolvessem nos últimos anos. Assim, despontam novas propostas para analisar o desempenho dos sistemas de distribuição, que utilizam modelos probabilísticos fundamentados em parâmetros estocásticos de seus componentes, como taxa de falha e tempo de reparo [3], [11]-[13]. Na literatura, comumente encontram-se técnicas de avaliação baseadas nos métodos analíticos ou em simulação Monte Carlo (SMC).

Há uma quantidade expressiva de trabalhos onde é possível identificar a implementação de técnicas analíticas para a avaliação da confiabilidade [12], [15], [16]. Neste ambiente, realizam-se discussões acerca de novos métodos, com o objetivo de simplificar a representação do sistema de distribuição. A redução topológica do sistema faz com que o método analítico seja facilmente aplicável. As estratégias idealizadas variam desde a enumeração de estados, conjunto de cortes mínimos e cadeias de Markov [3], [11]-[13]. Há nestas a presença de técnicas matemáticas cujo cálculo, juntamente da representação topológica, se torna mais complexo à medida que se analisam sistemas maiores, o que inviabiliza por vezes o uso dessas metodologias.

Em outra vertente, têm-se as técnicas baseadas em SMC que podem ser: cronológicas ou sequenciais (SMCS) [17], não cronológicas/sequenciais (SMC-NS) [18], [19], quase sequenciais [20]-[22] e pseudo-cronológicas/sequenciais [23], [24]. A implementação da SMC se popularizou devido à sua característica em reproduzir aspectos aleatórios do sistema, sendo possível modelar comportamentos não descritos através do método analítico. No entanto, o desempenho computacional envolvido no emprego da SMC pode ser elevado, especialmente ao utilizar aquelas de natureza cronológica, pois os dados são amostrados sequencialmente no tempo, promovendo resultados vinculados às amostras tomadas durante a execução.

Uma das dificuldades envolvidas na avaliação de um sistema com GD é atribuída à intermitência desses recursos. Além disso, questões como o dimensio-

namento e local onde serão inseridas podem afetar diretamente nos resultados obtidos [10], [25]. A captura do comportamento estocástico das fontes e cargas deve ser feita a partir da implementação de ferramentas aptas a descrever suas curvas características [17], [26], como SMCS e pseudo-sequencial. A GD, quando modelada e posicionada adequadamente, é capaz de promover benefícios quanto ao desempenho do sistema, por isso, é interessante avaliar também os aspectos relacionados à otimização desse recurso e aplicá-los aos projetos de planejamento da operação e expansão da rede [25].

O presente trabalho se propõe a avaliar os impactos promovidos pela GD na confiabilidade de sistemas de distribuição. Buscando descrever um sistema real, são utilizados modelos detalhados de demanda e geração, que permitem representar as flutuações inerentes às cargas, bem como a intermitência das fontes renováveis distribuídas no sistema [4], [10]. Ademais, todo sequenciamento da atuação dos equipamentos e ações de proteção são devidamente modelados. Essas características não podem, muitas vezes, ser descritas expressamente por meio de técnicas analíticas e a omissão destas impacta diretamente nos resultados, sendo importante utilizar um método adequado. No contexto desse trabalho, são utilizadas ferramentas sequenciais, não sequenciais (incluindo a variante quase sequencial) e baseadas na técnica conhecida por transição de estado (*state transition*), sendo o desenvolvimento destas, um dos objetivos desta tese. As ferramentas serão empregadas inicialmente para analisar o desempenho da rede e posteriormente podem ser utilizadas no contexto do planejamento e otimização.

1.2 Estado da Arte

O presente estudo se propõe a avaliar a confiabilidade de sistemas de distribuição considerando a inclusão da GD. Nos tópicos seguintes serão discutidas as principais contribuições que fundamentaram o desenvolvimento deste trabalho, apresentadas brevemente sob a forma de desenvolvimento histórico. Serão levantadas discussões acerca das metodologias existentes para avaliar a confiabilidade de sistemas de distribuição, pontos positivos e deficiências do uso de cada método, e por fim, as modificações promovidas pela inserção da GD no sistema.

1.2.1

Confiabilidade de Sistemas de Distribuição

O conceito de confiabilidade pode ser entendido como a probabilidade de um equipamento ou sistema operar adequadamente durante o período pretendido, dadas as condições definidas [12]. Os estudos envolvendo a aplicação da confiabilidade em sistemas elétricos se concentraram, a princípio, nos subníveis geração e transmissão. Contudo, é observado que nas décadas recentes, o sistema de distribuição se tornou alvo de pesquisas e avaliações, o que levou à adaptação das técnicas anteriormente desenvolvidas.

O sistema elétrico opera motivado pela premissa de que geração e carga devem estar em equilíbrio. No Brasil, por volta da década de 90 o crescimento da demanda ocorreu de forma inadequada se comparada à geração, que se manteve estática devido à falta de incentivos financeiros. Dessa forma, a desverticalização do setor elétrico promoveu a abertura do mercado competitivo, com isso, aspectos econômicos e regulatórios passaram a compor as condições operativas das distribuidoras, colocando-as sob critérios avaliativos fiscalizados pelo órgão regulador, ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) [27]. Como consequência, a posse de ferramentas eficientes para avaliação da confiabilidade se tornou imprescindível ao setor.

Historicamente, as primeiras publicações relevantes ao estudo da confiabilidade em sistemas de distribuição são datadas da segunda metade do século XX, e podem ser consultadas em [28] e [29]. Nestas, são aplicadas técnicas analíticas que abordam os primeiros conceitos utilizados nos cálculos de frequência e duração da falha. Em seguida, houve avanço no modelo matemático utilizado para mensurar os indicadores de confiabilidade, incluindo a estes as condições de tempo adverso [30], que até então haviam sido propostas somente a nível hipotético nos estudos anteriores. Além disso, o modelo passou a considerar a avaliação de falhas simultâneas e de ordem superior.

A inclusão do chaveamento na análise da confiabilidade veio a ocorrer somente em 1973 [31]. Neste estudo, avalia-se a confiabilidade de um sistema para diferentes configurações, obtidas por meio da atuação de um dispositivo de cha-

veamento. Em 1975, os conceitos de cortes mínimos foram aplicados à confiabilidade da distribuição, colaborando para o avanço das técnicas analíticas, como mostra a referência [32]. A premissa básica deste estudo se baseia nos seguintes pontos: o tempo de funcionamento de determinado equipamento é superior ao tempo atribuído à falha do mesmo; as falhas são independentes entre si. A partir destas considerações são determinados os menores conjuntos de equipamentos que, quando inoperantes, promovem a indisponibilidade do sistema ou ponto de carga.

Em [33], observa-se uma técnica para avaliação da confiabilidade baseada na construção da matriz de incidência de faltas. Neste estudo, por simplificação, desprezam-se as falhas de ordem superior, que como consequência promove uma melhoria no tempo computacional e pouco impacto nos resultados, uma vez que esses eventos são raros. O método é dividido em duas partes principais, sendo a primeira o cálculo da matriz incidência de faltas, considerando as posições das chaves manobra, e segundo, a identificação da matriz de caminhos existentes entre a fonte e carga. Contudo, ainda que apresente bons resultados e eficiência computacional, a utilização dessa técnica não permite a avaliação e cálculo de distribuição de probabilidade de eventos, somente valores finais médios para os índices apresentados.

Neste primeiro instante, a avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição foi desenvolvida tendo por base as técnicas analíticas, que ainda perduram por sua simplificação. Estas técnicas, inicialmente propostas para avaliação dos sistemas de geração e transmissão, foram adaptadas para suprimir a demanda e arquitetura da rede de distribuição. Ainda que muito difundidas, os métodos analíticos são incapazes de capturar aspectos cronológicos característicos de um sistema de distribuição, como por exemplo as flutuações de carga e aspectos intermitentes inerentes à GD. Com isso, as limitações impostas por esse tipo de método, agregadas à necessidade de obtenção de resultados mais detalhados referentes aos índices, deram espaço ao desenvolvimento de métodos de simulação robustos, com a possibilidade de ofertar distribuições probabilísticas dos valores avaliados, como apresentado no tópico a seguir.

1.2.2 Técnicas de Simulação Monte Carlo

As técnicas de simulação Monte Carlo (SMC) se referem a um conjunto de cálculos probabilísticos, cuja construção se baseia na amostragem de variáveis pseudo-aleatórias e possibilitam a estimação da ocorrência de um evento passado ou futuro. Esta técnica pode ser subcategorizada em SMCS, SMC-NS, quase sequenciais, pseudo-cronológicas e baseadas em *state transition*. As primeiras aplicações dessa metodologia para análise da confiabilidade em sistemas de distribuição ocorreram por volta da década de 90 [34]-[37].

1.2.2.1 Simulação Monte Carlo Sequencial

Na referência [35] é proposta uma SMCS, também implementada em [36], que é comparada a uma técnica analítica para cálculo do custo atribuído à perda de carga. Para o desenvolvimento do algoritmo, propõe-se gerar números pseudo-aleatórios para cada componente do sistema e convertê-los em tempos de operação e reparo. Posteriormente busca-se qual, dentre os elementos, possui menor tempo operacional, identificando onde ocorrerá o defeito. O impacto da falha é avaliado e os índices são computados, isso é feito até que o algoritmo atinja o fator de convergência definido. Esse mesmo método é também aplicado em [38], com o propósito de avaliar e assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade e confiabilidade considerando possíveis alterações nas políticas públicas, analisando aspectos de sensibilidade da avaliação quanto ao comportamento individual dos ramais. No estudo ressalta-se que um indicador de confiabilidade baseado em análises de amostras consecutivas assegura melhores resultados, permitindo identificar melhor a influência de alimentadores individuais com baixo desempenho.

As propostas apresentadas em [34] e [37] diferem das anteriores no que tange a modelagem da SMCS. O algoritmo utiliza, em sua construção, uma série sintética que descreve o funcionamento dos equipamentos (*Ups* e *Downs*) e, partindo desta, faz-se a avaliação de qual elemento entrará no modo de falha e por quanto tempo. Neste estudo são consideradas falhas de primeira e segunda ordem, porém não há considerações sobre flutuações de carga. O impacto das contingências é

avaliado e computado pelo índice de confiabilidade até que se alcance a convergência estipulada.

A grande dificuldade identificada ao longo dos anos referente à SMCS é atribuída ao desempenho computacional, uma vez que esta técnica exige maior esforço que as analíticas, embora com uma capacidade de representação de eventos muito próxima da realidade operativa das redes de distribuição. Assim, surgiram formas simplificadas e recursos acoplados ao algoritmo visando reduzir esse esforço, como pode ser visto em [39], onde são apresentadas duas metodologias, uma variante sequencial e uma técnica analítica capaz de oferecer a distribuição de probabilidade para a duração máxima da falha. Neste estudo, bem como na referência [40], a SMCS é baseada na técnica de conjunto de cortes mínimos. Estes são identificados e armazenados com o intuito de facilitar no processo de avaliação do impacto da falha. Visando ainda simplificar a análise, os autores utilizam a decomposição do sistema, que permite subdividir o sistema original em subsistemas onde a confiabilidade é avaliada sem comprometimento dos resultados apresentados.

Similar ao que se propõe em [40], o documento [16] também faz uso da SMCS baseada na técnica dos caminhos mínimos. Acrescenta-se, todavia, o auxílio do processamento distribuído com o objetivo de otimizar o tempo de simulação. Além disso, são explorados os benefícios promovidos pela programação orientada a objetos, pela decomposição e a reconfiguração do sistema. Nesse estudo, o dimensionamento da capacidade de transferência de carga é feito via inspeção de dados da companhia distribuidora e não utilizando a aplicação do fluxo de potência. Ademais, a curva de carga variável, por simplificação, é transformada em patamares de potência constante.

Como se pode constatar, a avaliação da confiabilidade em sistemas de distribuição é majoritariamente desempenhada por ferramentas analíticas ou sequenciais. Ao longo da última década a SMCS foi largamente implementada combinada ao uso de tecnologias emergentes como baterias [41], veículos elétricos [42], [43] e GD, essa última a ser explorada posteriormente. Sem pormenorizar, os algoritmos propostos para a SMCS se resumem em definir o estado dos componentes do sistema e atribuir para estes um tempo de duração para falha. O componen-

te de menor tempo será o primeiro a falhar, a partir daí, desencadeia-se o processo de identificação das proteções que irão atuar isolando o defeito; verificação do impacto da falha nos pontos consumidores; reparo do componente falhado; e diversas outras ações que se dão sucessivamente até que o processo atinja a convergência. Esse processo pode ser longo e exaustivo, por isso é necessário utilizar de boas práticas de programação, bem como recursos auxiliares que permitam que o algoritmo apresente melhor desempenho computacional. No momento atual, grande parte das dificuldades foi vencida com o avanço dos computadores, porém quando se trata da SMCS o tópico de maior relevância em oposição ao uso da ferramenta, ainda é a melhoria do desempenho.

1.2.2.2 Simulação Monte Carlo Não Sequencial

Nos segmentos geração e transmissão a confiabilidade é avaliada, em diversos casos, por ferramentas não sequenciais (SMC-NS). Porém vale ressaltar que apesar de ofertarem bom desempenho computacional, estas têm a mesma adversidade, quanto ao detalhamento de resultados, que as analíticas, devido a não cronologia da análise. Em [44] é apresentada uma nova metodologia para avaliação da confiabilidade em sistemas compostos, geração e transmissão. Neste estudo tem-se a implementação da SMC pseudo-sequencial que faz uso combinado da técnica sequencial e não sequencial. Os estados operativos do sistema são amostrados de forma não sequencial, porém, uma vez que um estado de falha é amostrado, a simulação cronológica é utilizada. Destaca-se que, a parte sequencial deste método é aplicada apenas na subsequência de estados vizinhos que compõem a interrupção. Os resultados da implementação do método conferiram redução no tempo computacional, se mostrando superior à SMCS aplicada ao mesmo sistema com demanda constante.

No estudo [23], tem-se novamente a implementação da ferramenta desenvolvida em [44]. Ressalta-se que neste estudo, a avaliação da confiabilidade é feita considerando as flutuações de carga anteriormente simplificadas. A curva de carga é representada através de um modelo Markoviano a múltiplos estados não agregados; a não agregação permite representar as particularidades de cada área

em análise. Como resultado, há redução no esforço computacional e a precisão dos resultados é mantida.

Um novo método, baseado na SMC-NS, é apresentado em [20]-[22], auxiliado pelo modelo Markoviano a múltiplos estados não agregados [23] para a representação das flutuações de geração e carga. A implementação se objetiva em percorrer os multiníveis que traduzem a cronologia comportamental da carga, enquanto amostra os estados de forma não sequencial. A ferramenta proposta é conhecida como quase sequencial (SMC-QS) e assim como a SMC pseudo-sequencial, trata-se de uma técnica híbrida capaz de garantir o desempenho computacional da SMC-NS e a precisão dos resultados da SMCS.

Os métodos apresentados em [44], [20]-[23] são usualmente aplicados aos sistemas de geração e transmissão, conferindo uma avaliação temporal ao algoritmo e garantindo o desempenho da SMC-NS. Não há, até o presente momento registros destas com enfoque em confiabilidade do sistema de distribuição, vê-se então uma lacuna a ser explorada nesse segmento.

1.2.2.3

Simulação Monte Carlo *State Transition*

Além das técnicas apresentadas, é possível encontrar aplicações de uma variante sequencial conhecida por simulação Monte Carlo *state transition* (SMC-ST). O método é implementado em estudos de confiabilidade composta e permite calcular os índices de confiabilidade do sistema sem a necessidade de armazenar dados históricos dos componentes individuais, bem como seus respectivos estados. A técnica resume-se em amostrar diretamente a sequência de transições de estado do sistema. Com isso é possível reduzir substancialmente as avaliações e consequentemente o tempo de simulação. Além disso, um dos oferecidos pela técnica é a possibilidade de calcular as distribuições de probabilidade dos indicadores em avaliação.

Nos estudos [45]-[50] o método baseado em *state transition* foi implementado para cálculo da confiabilidade composta, sendo em alguns casos combinada a técnicas adicionais como aceleração de variância, *cross entropy* e SMC pseudo-sequencial. A SMC-ST ainda não é abrangente no subnível da distribuição, sendo

encontrados principalmente estudos iniciais referentes à frequência e duração das falhas [51] e well-being [52].

Na referência [53] a SMC-ST começa a ser utilizada para o cálculo da confiabilidade de sistemas de distribuição, onde os autores se propõem a avaliar o impacto da alta e baixa penetração de GD no sistema. Nesse caso, a rede depende dos recursos distribuídos o que pode causar indisponibilidade dado a falha dessas fontes. Aspectos importantes como fluxo de potência e transferência de cargas não são considerados. Devido à escassez de trabalhos relacionados à aplicação desta ferramenta nos sistemas de distribuição, este tópico também será explorado ao longo desta tese.

1.2.3 Geração Distribuída

A inserção da GD no sistema elétrico vem se popularizando nas últimas décadas. Na literatura, esse recurso é por vezes descrito como geração descentralizada ou ainda geração dispersa [1], onde a potência entregue pelo mesmo e a área que é capaz de atender podem variar consonante aos aspectos normativos do país. O objetivo de sua inserção é beneficiar o desempenho da rede, além de desconstruir o paradigma operacional atribuído ao sistema, onde a geração ocorre distante dos centros de consumo e de forma centralizada.

Ao longo dos anos, diferentes razões se associaram em uma mesma convergência: motivar a exploração de novas formas de geração. Primeiramente, observou-se a elevação da demanda consumidora em desproporção ao potencial gerado. Em seguida, levantaram-se discussões quanto às preocupações ambientais relativas à produção e emissão de dióxido de carbono, uma vez que o crescimento da carga requer maiores níveis de potência ofertada. Esses fatores se agregaram ainda à reestruturação do setor elétrico, dada por volta de 1990, onde o mercado de energia permitiu a entrada de novos produtores, promovendo um ambiente competitivo [54], [55]. Dessa forma, se tornou justificável e necessária a adesão de formas alternativas de geração na matriz elétrica. Simultaneamente, surgiram programas com o intuito de promover a modernização da rede e popularização dos recursos renováveis [56], [57].

Considerando os avanços tecnológicos e a modernização do sistema, adicionando nesse conjunto os aspectos ambientais, percebe-se o desdobramento de um novo cenário passível de análise quanto ao planejamento e operação. Vislumbram-se maiores mudanças no sistema de distribuição, onde o consumidor sai do lugar passivo para se tornar protagonista no processo de suprimento da carga, ação descrita por “empoderamento do consumidor” [55], [58]. Ao que tange o novo modelo, geração centralizada e descentralizada em coexistência, estudos discorrem ao longo de questões referentes ao impacto da fonte distribuída na rede [1], [59], o futuro do sistema elétrico [58], [60]-[62], e, principalmente, o efeito que essas modificações acometem aos indicadores de confiabilidade [10], [24], [26], [43], [63]-[65].

Tomando para análise a penetração da GD no sistema de distribuição e cumprindo com os aspectos normativos associados à mesma pela legislação vigente [9], [66], encontram-se duas possibilidades de integração e operação (que podem variar conforme as normas vigentes nos demais países):

- *Off-grid*, também conhecido por *operação em ilha*, ou seja, a operação da GD pode acontecer de forma isolada, suprimindo a demanda do ponto consumidor, sem conexão com a rede principal;
- *On-grid*, também conhecida por *net metering*, onde o a GD é conectada à instalação e ao sistema da concessionária cumprindo com as devidas normas de segurança e sincronismo.

No quesito confiabilidade do sistema, o desempenho da rede composta pela GD operando em ilha é de responsabilidade do consumidor que a possui, não sendo capaz de promover benefícios aos índices mensurados pela concessionária, uma vez que não há conexão com a rede principal. O acoplamento usual que possibilita melhorias nos índices de confiabilidade, prevê pequenas unidades geradoras agregadas ao ponto consumidor e à rede. É necessário portanto, para avaliação do desempenho, o desenvolvimento de uma ferramenta capaz de capturar os aspectos intermitentes da GD [67] e a flutuação da carga, o que pode ser feito utilizando a SMCS.

Aspectos positivos da SMC são utilizados em [64] para avaliação do desempenho de um sistema de distribuição. O algoritmo é implementado com o objetivo de descrever as características estocásticas do problema, que envolve além dos componentes usuais, a inserção da GD. Para validação da proposta, os autores analisam o comportamento do sistema IEEE-30 barras, onde a finalidade é a avaliação do desempenho diante da análise do fluxo de potência, executado pelo método de Newton-Raphson. Neste estudo não são calculados índices de confiabilidade, o problema se resume a aspectos operativos do sistema de distribuição.

Os estudos [4], [10], [26], [68], avaliam o impacto na confiabilidade de um sistema de distribuição diante da adesão de recursos energéticos distribuídos. Para a análise proposta em [10], utiliza-se a SMCS baseada na técnica analítica dos caminhos mínimos. Não é considerada a possibilidade de operação em ilha para as fontes inseridas. Os componentes do sistema são representados conforme o modelo Markoviano a dois estados [12], enquanto as cargas são descritas e agrupadas por patamares e as unidades distribuídas se comportam conforme a curva de flutuação utilizada. Os autores destacam que a GD promove benefícios para a rede, quando bem dimensionadas e posicionadas, estas podem contribuir na capacidade de transferência de carga entre os alimentadores do sistema. Posteriormente, deuse a continuidade das ferramentas apontadas em [10] e [16] através da referência [26], que tem como objetivo calcular os índices de desempenho de um sistema de distribuição com GD, utilizando uma SMCS completa com boa performance computacional, capaz de competir com técnicas analíticas e ofertar os benefícios do método sequencial.

A otimização da confiabilidade está associada a diversos critérios e alguns possuem objetivos conflitantes, como exemplo a disponibilidade financeira. Dessa forma, a viabilidade econômica das microrredes compostas por unidades distribuídas, bem como o desempenho das mesmas, é avaliada em [69]. Há neste estudo uma nova perspectiva do ponto de vista da confiabilidade, se comparado aos anteriores. Até o momento, foram considerados somente os impactos da GD sobre os indicadores mensurados pela concessionária. Neste caso, o benefício é em prol do consumidor, podendo este estar conectado à rede, que conta com o reforço da fonte distribuída; ou ainda à microrrede, operação em ilha. A confiabilidade é avaliada, utilizando uma SMCS, sob a ótica da rede de distribuição, que deve atender

aos critérios operativos impostos pela legislação, e pela perspectiva da microrrede para que o ponto consumidor seja suprido.

Regularmente, estudos referentes ao impacto da GD em sistemas de distribuição preveem que a mesma estará disponível (em operação) durante toda a interrupção identificada, podendo a potência em diversos casos não ser suficiente para o suprimento. Em [70], os autores discorrem sobre aspectos atribuídos à falha dos equipamentos que compõem a GD. No contexto apresentado, as técnicas analíticas são utilizadas para a construção de uma ferramenta probabilística apta a avaliar a confiabilidade do sistema. Os resultados são posteriormente comparados aos obtidos da SMC para validação. Em [25], o autor se prontifica a explorar aspectos de otimização, a partir da análise do possível potencial máximo da GD a ser inserida no sistema, para isso utiliza o auxílio combinatório da SMCS e de meta-heurísticas.

Em [24] e [71] são apresentadas técnicas não sequenciais para a avaliação da confiabilidade com GD. No contexto apresentado pelos autores em [24], uma ferramenta pseudo-sequencial é proposta, considerando a modelagem das características presentes em redes inteligentes, como dispositivos de comunicação e GD. A avaliação da confiabilidade da rede é feita considerando ações emergenciais e a minimização dos cortes de carga. Em [71], os autores propõem avaliar ilhamentos intencionais com uma ferramenta de simulação Monte Carlo aleatória. Os índices de confiabilidade são avaliados e os resultados são comparados com uma técnica analítica e também com uma simulação sequencial.

A referência [72] propõe cenários combinatórios com o uso de GD, baterias e ilhamento em função da confiabilidade. As análises são feitas via SMCS, onde se discriminam duas etapas principais do processo: i) para os componentes do sistema, exceto GD e armazenadores de carga, são feitas amostragens sequenciais; ii) para os demais, as amostragens são do tipo não sequenciais, isto é, o estado é amostrado somente em situações de contingência. O uso da técnica apresentada tem o objetivo de melhorar os aspectos de desempenho computacional do algoritmo.

Nas discussões expostas até o momento, a avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição, com a presença de GD, é descrita sobretudo por ferra-

mentas baseadas em SMCS. Isso ocorre devido à capacidade que esta oferece em representar os aspectos estocásticos do sistema. Não há na literatura a implementação de uma ferramenta com bases não sequenciais aplicadas nesse contexto da distribuição. Ressalta-se que em [73] tem-se a implementação da SMC-NS para avaliação de sistemas de distribuição, todavia, não são apresentados cálculos referentes aos indicadores de confiabilidade, e sim o que é nomeado por índice de resiliência.

Portanto, a presente tese tem o objetivo de propor novas ferramentas de simulação, sendo uma de característica híbrida, utilizando bases não sequenciais [20] e outra baseada em *state transition* [45], [46], ambas garantindo os benefícios do vínculo temporal observado na SMCS. A partir destas, serão avaliados os índices da confiabilidade de sistemas de distribuição sob a presença de fontes renováveis inseridas pelo consumidor. No contexto de desenvolvimento, o algoritmo será construído com a utilização da programação orientada a objetos e, em seguida, comparado a uma SMCS, capaz de oferecer resultados detalhados referentes aos índices de confiabilidade. Do ponto de vista da concessionária, a posse de uma ferramenta ágil e eficiente confere à mesma a capacidade de identificar pontos vulneráveis e os impactos promovidos pela GD no sistema, podendo otimizar seus esforços aos locais de maior risco. Do ponto de vista do consumidor, as melhorias feitas na rede garantem um serviço de distribuição mais confiável e seguro.

1.3 Estrutura da Tese

Esta tese é estruturada de forma a apresentar o conteúdo em seis capítulos, brevemente descritos a seguir.

No presente capítulo foi introduzido um histórico referente à confiabilidade em sistemas de distribuição, em que se destacam os estudos mais relevantes que desencadearam nos mais diversos métodos utilizados neste contexto. Pontuou-se sobre a importância em se obter uma ferramenta apta a ofertar resultados precisos e garantir um bom desempenho computacional. Além disso, foram salientados aspectos atuais no que concerne a adesão da GD à rede, tal como a adaptação das

técnicas de avaliação de desempenho, para que estas consigam traduzir as mudanças dos sistemas de distribuição.

No Capítulo 2 são apresentados os principais conceitos referentes à confiabilidade aplicada em um sistema de distribuição. Neste, são destacados aspectos como as possíveis topologias das redes de distribuição, técnicas analíticas utilizadas para simplificação das redes complexas e o desacoplamento de sistemas.

No Capítulo 3 são exploradas as técnicas de SMC. Este capítulo é composto de conceitos usuais, das ferramentas baseadas nos métodos de SMCS, SMC-NS e SMC-ST, e também dos algoritmos propostos. Destaca-se nesse contexto a construção da SMC-QS e SMC-ST, objetivos propostos neste estudo.

No Capítulo 4, constam os resultados obtidos a partir da implementação das ferramentas apresentadas no Capítulo 3. Nele, são analisadas e discutidas as contribuições de cada método, além disso, são calculados os índices de confiabilidade para os diversos cenários propostos, visando mensurar o impacto da interrupção e avaliar a precisão das técnicas propostas.

O Capítulo 5 é composto dos resultados obtidos com as ferramentas apresentadas no Capítulo 3 considerando a inserção de GD. Nele, são avaliados os aspectos da confiabilidade do sistema após a adesão dos recursos distribuídos. Além disso, acrescentam-se cenários de falha nas unidades distribuídas, a fim de mensurar o impacto da interrupção desses recursos.

Finalmente, o Capítulo 6 apresenta das conclusões e considerações obtidas através deste trabalho, além de apontamentos referentes às propostas futuras.

2

Confiabilidade de Sistemas de Distribuição: Métodos Analíticos

2.1

Introdução

O sistema de distribuição é o segmento do setor elétrico que conecta o consumidor ao sistema de transmissão. É responsabilidade das concessionárias garantir que energia distribuída seja ofertada de forma segura e confiável. Ao longo dos anos, esse sistema vem passando por diversas modificações quanto aos critérios operativos, possibilitando que o consumidor tenha um papel mais ativo no processo de geração de energia [55].

As transformações identificadas no sistema de distribuição se iniciaram com a reestruturação do setor elétrico, que promoveu um novo cenário constituído pela regulamentação de autoprodutores e produtores independentes, surgindo assim o mercado de energia. A partir disso, se fez necessário supervisionar as distribuidoras, garantindo a operação a níveis mínimos de confiabilidade e segurança. Para tal, as funções de fiscalização e regulamentação foram delegadas às agências reguladoras (e.g., Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL), que por sua vez penaliza as concessionárias pelo descumprimento legislativo.

No estudo da confiabilidade, diversas técnicas são empregadas para avaliar o desempenho do sistema em análise. A literatura aborda com frequência, dois métodos principais: analíticos e SMC [12], [13]. No presente capítulo serão discutidos e apresentados conceitos importantes utilizados no estudo da confiabilidade, bem como exemplos de aplicação utilizando técnicas analíticas para a avaliação do desempenho de um sistema de distribuição.

2.2 Índices de Desempenho

Os índices de confiabilidade são calculados por meio de relações matemáticas entre os parâmetros de duração e frequência com que as ocorrências se dão. Estes servem para quantificar desempenho dos sistemas de distribuição, possibilitando a avaliação da qualidade do serviço contratado. Companhias distribuidoras coletam dados relacionados à operação do sistema e, com o auxílio dos índices propostos, submetem o sistema a uma análise presente e futura referente ao comportamento esperado para o mesmo.

Diversos índices são utilizados para avaliar o desempenho do sistema e há casos onde é possível obter destes, uma distribuição de probabilidade. Nesta seção, serão apresentados somente aqueles mais comuns e de relevância para este estudo, e ainda, que são utilizados na avaliação dos sistemas de distribuição. Os índices comumente utilizados pelas concessionárias de energia elétrica podem ser discriminados em individuais (por ponto de conexão) ou para o sistema. A seguir estão listados alguns dos indicadores individuais e por conjunto [13]:

- IFC (*Interruption Frequency per Customer*): descreve o número de interrupções ocorridas, no período de apuração, em cada unidade consumidora. O mesmo é análogo ao que se propõe em [74] para cálculo do FIC (Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora);
- IDC (*Interruption Duration per Costumer*): representa o intervalo de tempo em que, no período de apuração, a unidade consumidora não foi suprida. Segundo o que é apresentado em [74], este indicador possui equivalência com o índice DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora);
- MCID (*Maximum Continuous Interruption Duration*): Se refere ao tempo máximo de interrupção contínua da distribuição de energia elétrica, para uma unidade consumidora ou ponto de conexão. Este é análogo ao DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora) [74], destaca-se que não há indicadores equivalentes ao mesmo no padrão IEEE;
- SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index - Frequência Média de Interrupção do Sistema*): reflete a média de falhas ocorridas no sistema, con-

siderando o período de avaliação. Esse índice é equivalente ao indicador nacional FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) [74];

- SAIDI (*System Average Interruption Duration Index* - Duração média de interrupção do sistema): Reflete o tempo médio de duração das falhas ocorridas no sistema, considerando o período de avaliação. De acordo com o que é descrito em norma [74], o cálculo deste índice é equivalente ao DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora);
- EENS (*Expected Energy Not Supplied* - Energia Esperada não Suprida): total de energia não fornecida pelo sistema ao ponto consumidor durante o período de avaliação. Esse índice pode ainda ser representado sob a forma de penalização através do indicador LOLC (*Loss of Load Cost* - Custo por Perda de Carga).

Há ainda outros índices reconhecidos pelo padrão IEEE que podem ser utilizados tanto para avaliação individual quanto coletiva e podem ser consultados na referência [13].

No Brasil, com a implementação da Resolução Normativa nº 24, revisada posteriormente pelo PRODIST- Módulo 8 [74], regulamentam-se as leis que fiscalizam o serviço contratado pelo consumidor. Dessa forma, alguns dos índices passaram a ter seus equivalentes nacionais, como evidenciado anteriormente.

2.3 **Técnicas de Avaliação**

2.3.1 **Conceitos Básicos**

O sistema elétrico é composto de diversos componentes como transformadores, disjuntores, chaves e linhas de transmissão. Qualquer equipamento está o tempo todo passível de ser encontrado em cenários cuja operação é inadequada, o que por consequência impacta no desempenho esperado do sistema. Um cenário caracterizado pela falha de um componente pode ser ajustado mediante reparo ou ainda por meio da atuação de componentes do tipo manobra, cuja função é reduzir

o nível de carga não atendido. Assim, é possível definir que cada componente do sistema é capaz de assumir e transitar entre dois estados: operação e falha [12]. É importante ressaltar que ao longo dessa tese diversas terminologias e conceitos serão necessários, sendo definidos e discutidos de acordo com a necessidade de uso.

Considere o exemplo da Figura 2.1, onde é possível identificar um componente representado pelo modelo Markoviano [12] a dois estados:

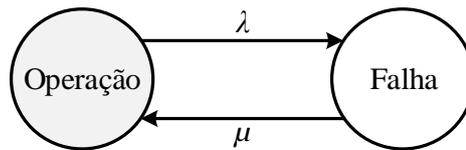


Figura 2.1: Componente a dois estados

Um componente é capaz de transitar entre os estados a partir de uma taxa de transição, como mostram as seguintes definições:

- *Taxa de falha* (λ): razão entre o número de vezes que o componente transitou do estado operativo para a falha e a duração total da operação, como mostra a Equação (2.1);

$$\lambda = \frac{\text{n}^{\circ} \text{ de falhas}}{\text{tempo total em operação}} \quad (2.1)$$

- *Taxa de reparo* (μ): quantidade de reparos sofridos por um componente em um determinado período de análise (análoga à taxa de falha), expressa pela Equação (2.2).

$$\mu = \frac{\text{n}^{\circ} \text{ de reparos}}{\text{tempo total em reparo}} \quad (2.2)$$

Ao transitar para o estado de falha, um componente pode promover a indisponibilidade de energia em pontos do sistema, que pode ser restabelecida pelas seguintes ações: reparo e chaveamento.

As ações de reestabelecimento do componente promovem impacto distinto no tempo de indisponibilidade de energia. Por isso, é imprescindível avaliar com exatidão o comportamento do sistema mediante a contingência, uma vez que a medida tomada impacta diretamente no índice de confiabilidade. Dentro das diligências possíveis, o tempo de reparo representa a duração da correção ou substituição do equipamento em falha. Enquanto o tempo de chaveamento traduz o tempo necessário para que o elemento danificado seja isolado dos demais, pela atuação de uma manobra, permitindo que a energia seja restabelecida.

2.3.2 Modelagem da Rede

Os sistemas de distribuição são projetados de forma que as configurações topológicas da rede obedeçam, principalmente, as características radiais. Contudo, uma rede de confiabilidade pode ser projetada não somente como radial, mas em anel, radial com recurso, ou mista. Assim definem-se:

- *Sistemas radiais*: Aqueles onde é possível identificar apenas um caminho entre a geração e a carga. A falha de um equipamento promove a suspensão dos equipamentos posteriores à proteção;
- *Sistemas em anel*: Aqueles que possuem de caminhos alternativos. Isto é, mediante falha, existe a possibilidade de garantir o suprimento de energia;
- *Sistemas radiais com recurso*: Trata-se de uma configuração intermediária entre radial e anel. Nesse caso há apenas um caminho entre a fonte e a carga, contudo, a presença de dispositivos de chaveamento, normalmente abertos (NA), permite que o defeito seja isolado e o suprimento do ponto mantido.

De uma forma geral, a arquitetura da rede de distribuição é planejada para que os componentes constituintes estejam conectados em série, paralelo, ou ainda, pela combinação destes arranjos. A topologia impacta na dificuldade agregada ao cálculo da confiabilidade, que por sua vez é mais simples para estruturas série e paralelo que em sistemas complexos (malhados), cuja avaliação deve ser feita de forma distinta.

Representação Série

Do ponto de vista da confiabilidade, dois ou mais componentes estão em série quando é requerido que todos operem para que o sistema se encontre no estado de sucesso. A partir disso é dito ainda que, basta a saída de um componente para que o sistema falhe [12].

Em um sistema série (s), cada componente (por exemplo, 1 e 2) possui uma taxa de transição para o estado de falha e uma para o reparo (λ e μ , respectivamente). Considerando dois componentes, a taxa de falha do sistema, bem como o tempo médio para ser restaurado (r), podem ser descritas pelas equações (2.3) e (2.4) [12]:

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (2.3)$$

$$r_s = \frac{1}{\mu_s} = \frac{r_1\lambda_1 + r_2\lambda_2 + r_1r_2\lambda_1\lambda_2}{\lambda_s} \quad (2.4)$$

As equações (2.3) e (2.4) podem ser generalizadas para n componentes, o desenvolvimento e análise profunda desses cálculos podem ser encontrados em [12]. Comumente o produto $r_i\lambda_i$ é pequeno, sendo i atribuído ao componente em análise, o que permite a simplificação da Equação (2.4), assim, para um sistema com n componentes em série, a taxa de falha e o tempo médio de reparo são descritos pelas equações (2.5) e (2.6), respectivamente.

$$\lambda_s = \sum_i^n \lambda_n \quad (2.5)$$

$$r_s = \frac{r_1\lambda_1 + r_2\lambda_2 + \dots + r_n\lambda_n}{\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n} \quad (2.6)$$

O tempo que este sistema fica sem energia, em um determinado período, isto é, a indisponibilidade (U_s), pode ser aproximada relacionando o tempo médio de reparo do sistema, com a taxa de falha equivalente, dessa forma tem-se a Equação (2.7):

$$U_s = \lambda_s r_s \quad (2.7)$$

Representação Paralelo

Do ponto de vista da confiabilidade, dois ou mais componentes estão em paralelo quando é requerido que apenas um esteja em operação para que o sistema se encontre no estado de sucesso. A partir disso, é dito ainda que a saída de um único componente pode não levar o sistema ao estado de falha, o que pode ser visto como redundância entre os equipamentos [12].

Em um sistema paralelo, cada componente possui uma taxa de falha e requer um tempo para ser restaurado. Para dois componentes, a taxa de falha, o tempo médio para restauração e a indisponibilidade do sistema podem ser descritas pelas equações (2.8) a (2.10) [12].

$$\lambda_P \cong \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (2.8)$$

$$r_P = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (2.9)$$

$$U_P = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 r_2) = \lambda_P r_P \quad (2.10)$$

Conjunto de Cortes

As técnicas descritas anteriormente se restringem a aplicações em redes com de estrutura em série e/ou paralelo. Contudo, comumente podem ser encontrados sistemas de representação ou lógica operacional complexa, que por sua vez requerem uma avaliação distinta.

Os sistemas de distribuição, em geral, são descritos por uma arquitetura radial e de operação complexa. Portanto, a análise deste deve ser desempenhada de forma distinta, uma vez que os mesmos não podem ser reduzidos em série e paralelo.

Para avaliar o sistema a partir dos conceitos de conjuntos de cortes, faz-se necessário descrever e identificar os seguintes termos:

- *Caminho*: Todo conjunto, sequencial, de componentes ou ramos, que permitem a ligação entre fonte e carga;

- *Caminho Normalmente Fechado (CNF)*: É aquele onde todos os componentes envolvidos encontram-se ativos. São utilizados na identificação de falhas que geram corte de carga do sistema;
- *Caminho Normalmente Aberto (CNA)*: É aquele onde se identifica pelo menos um componente inativo que em geral está passível à mudança de estado, tal como os disjuntores e as chaves. A análise de um CNA é utilizada no reestabelecimento de energia, onde se verificam as possíveis formas de reparar o ponto atingido;
- *Caminho Mínimo*: Um caminho será considerado mínimo quando os componentes que o compõe forem percorridos apenas uma vez;
- *Conjunto de Cortes*: É definido por um conjunto de componentes em que a falha simultânea promove a contingência do sistema. Este traduz, portanto, o cenário em que todos os caminhos entre a fonte e a carga são abertos após ocorrer uma contingência, o que pode ser visto como uma representação em série. Um conjunto de cortes é dito mínimo quando é possível reestabelecer a energia a partir do reparo de qualquer um dos componentes falhados. Esse cenário, por sua vez, pode ser representado por um sistema em paralelo. Os cortes podem ser classificados de acordo com a forma com que a energia é reestabelecida no ponto, destacando os de maior ocorrência:
 - *Corte de primeira ordem*: quando a falha de um único componente provoca a falha do sistema;
 - *Corte de segunda ordem*: aquele em que dois componentes, quando fora de operação, promovem a indisponibilidade do sistema. Porém, a restauração de apenas um deles é suficiente para que a operação seja retomada.
- *Modo de Falha*: ocorre quando a falha simultânea de um conjunto de componentes, em um dado intervalo de tempo, acomete na interrupção dos caminhos entre a fonte e os pontos de carga.

No intuito de promover simplificações no sistema de distribuição, para análise da confiabilidade, pratica-se a aplicação do conjunto mínimo de cortes, que se trata de uma técnica para identificar os modos de falha da rede [12]. Apesar de sua fácil implementação, a determinação dos cortes via inspeção torna-se complexa e até mesmo impraticável quanto maior o sistema. Assim, a técnica é acompanhada de auxílios representativos para o sistema, adicionados a métodos de identificação dos caminhos, como por exemplo a busca em profundidade a partir de uma estrutura em árvore [16].

A identificação dos caminhos mínimos utilizando a estrutura em árvore segue os seguintes passos:

- i) Construção da árvore que representa o sistema;
- ii) Identificar através da árvore, os caminhos que levam da fonte à carga e classificá-los em aberto ou fechado.

Em [16] é proposto desenvolver árvores que partem do ponto consumidor e finalizam na fonte, o que faz com que a análise possua igual número de árvores e pontos. Para minimizar esse esforço, nesta tese, serão utilizadas árvores que iniciam na fonte e finalizam no ponto de carga. Com isso o número de representações se reduz ao número de alimentadores em avaliação.

É de extrema importância identificar a contribuição de cada modo de falha, pois com isso se torna possível analisar quais componentes são mais influentes na interrupção de consumidores. Tendo em vista os pontos críticos, ou pontos de maior incidência de falha, ficam abertas as possibilidades de investimentos financeiros que podem ser direcionados para áreas onde haverá maiores impactos na confiabilidade, estabelecendo um maior retorno quanto ao valor investido.

Redes equivalentes

Através da identificação dos cortes mínimos torna-se possível construir a rede equivalente de confiabilidade. Nesta, os cortes são dispostos em série, enquanto os componentes, de um mesmo corte, em paralelo, como mostra a Figura 2.2.

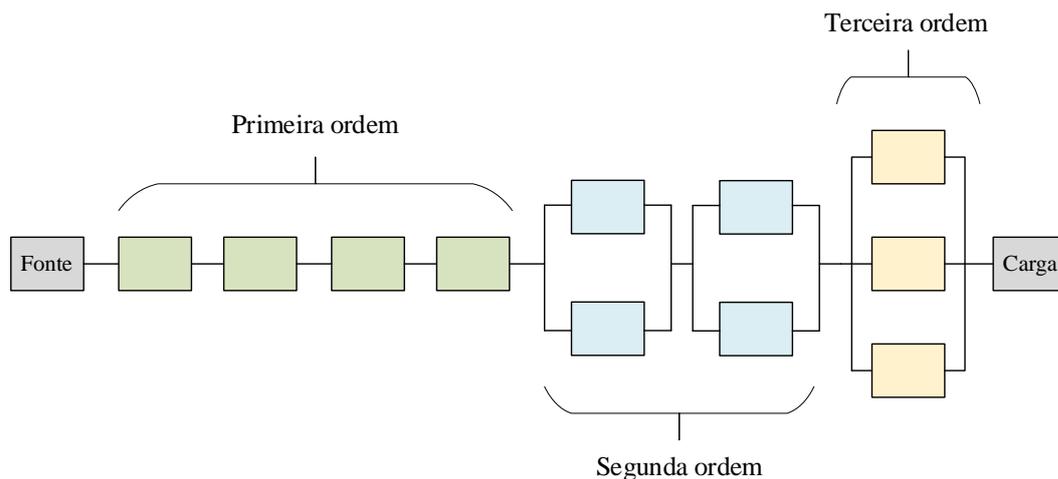


Figura 2.2: Exemplo de rede equivalente

Nas análises de confiabilidade, comumente desprezam-se cortes de ordem superior, devido à raridade desses eventos, com isso a rede pode ser avaliada como um equivalente em série.

Sistemas de Grande Porte

A análise da confiabilidade de sistemas de grande porte pode ser complexa devido à dimensão da rede, acometendo em extrapolação da memória computacional e elevado esforço de processamento. Para solucionar esse problema, foi proposta em [75], [76] uma técnica de decomposição que permite o desacoplamento dos alimentadores que constituem o sistema.

A decomposição tem o objetivo de subdividir o sistema principal em subsistemas de menor porte, mantendo as características de operação do sistema original. Para que esse processo seja feito é necessário identificar os alimentadores principais da rede, também chamados de ramais¹. Como exemplo, considera-se o sistema IEEE-RBTS Bus 2 [77], [78] de topologia radial com recurso, apresentado na Figura 2.3. Em condições normais de operação, os ramais (1 a 4) são capazes de trabalhar de forma independente e as falhas somente serão de influência

¹ No presente trabalho, optou-se por utilizar as palavras “ramal” e “alimentador” (AL) de forma intercambiável, i.e., com o mesmo significado.

mútua, em cenários onde houver conexão entre eles via atuação de um dispositivo anteriormente aberto (CHNA).

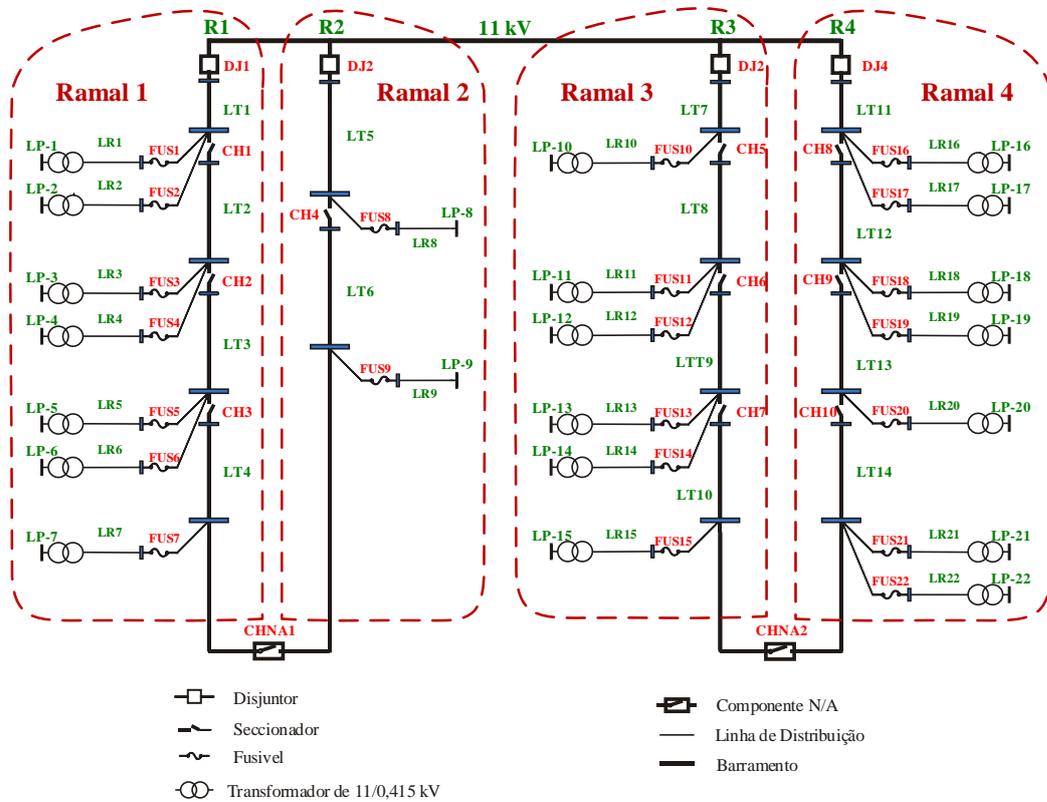


Figura 2.3: Sistema IEEE-RBTS Bus 2

Uma falha na linha LT2 faz com que o disjuntor DJ1 seja aberto e a alimentação dos pontos 1 a 7 seja interrompida. Este defeito pode ser isolado pela abertura das seccionadoras CH1 e CH2. Assumindo que o Ramal 2 seja capaz de atender os pontos de 1, a chave será fechada e a alimentação dos consumidores de 5 a 7 restaurada. Uma vez que o defeito está eletricamente isolado, o disjuntor principal é novamente fechado reestabelecendo 1 e 2. Os pontos 3 e 4 aguardarão o reparo da linha.

A metodologia de desacoplamento sugere representar cada ramo individualmente, a conexões entre eles é substituída por uma chave NA seguida de uma fonte cuja capacidade equivale à potência do ramo interligado [75], [76]. A Figura 2.4 ilustra o sistema IEEE-RBTS Bus 2 após a decomposição. Para este exem-

plo, a conexão ocorre aos pares de alimentadores, e a representação da interligação se concentra em uma fonte. Na prática, os caminhos alternativos podem indicar conexões entre diversos alimentadores que serão representados por fontes e chaves distintas. O impacto dessa simplificação na análise de confiabilidade se dá no nível de cortes de segunda ordem, que em muitos casos são desprezados da avaliação [35].

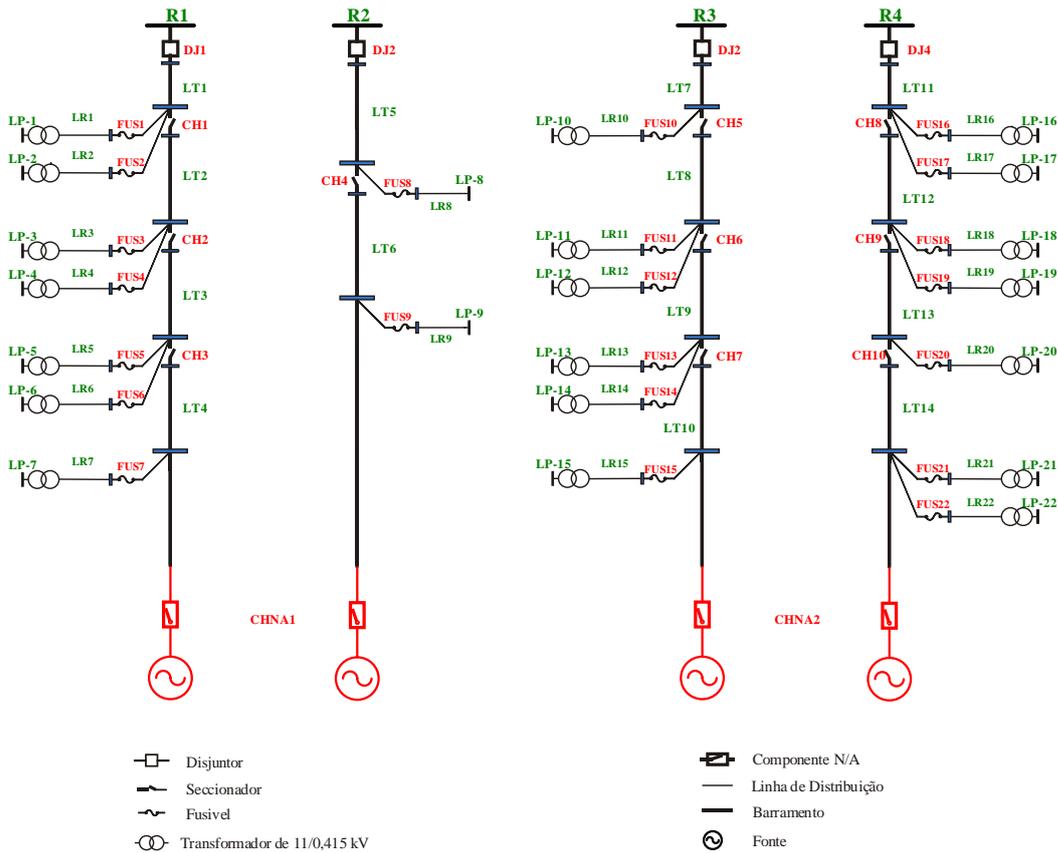


Figura 2.4: Sistema IEEE-RBTS Bus 2 decomposto

Inicialmente, o dimensionamento da chave NA que interliga os ramais era feito de forma experimental, segundo dados fornecidos pelas concessionárias [4], [16], [75]. Neste trabalho, visando aproximar do valor real disponível para o chaveamento, esse dimensionamento é feito através resultados obtidos da implementação de um fluxo de potência (método da soma de potências) [79].

2.3.3 Dispositivos de Proteção

Um componente, quando em falha, promove a abertura do dispositivo de proteção acima do defeito, na direção da fonte, cessando assim a alimentação, no intuito de isolar a região de contingência. Em sistemas de distribuição, onde a predominância da topologia é radial ou radial com recurso, a abertura de um dispositivo de proteção pode, em diversas ocasiões, levar à interrupção da energia em um ponto posterior.

Determinados pontos podem voltar ao estado de operação tanto por reparo do componente falhado, quanto por chaveamento de um dispositivo de manobra. Assim, caso seja possível executar um chaveamento, essa ação é tomada no intuito de isolar o componente indisponível, com isso, a carga antes interrompida é redistribuída, sendo restabelecida. Do ponto de vista da confiabilidade, a atuação da chave leva à redução da potência não suprida pela concessionária e da duração da indisponibilidade de energia para o consumidor.

Em diversos estudos considera-se que uma vez possível, o chaveamento é executado em todos os cenários de falta [3]. Vale ressaltar que essa ação, tal qual o reparo, requer um determinado tempo de execução. De uma forma geral, o tempo de chaveamento (T_{ch}) é menor que o tempo de reparo (T_r). A ação do chaveamento em um cenário oposto, $T_{ch} > T_r$, conduz à cálculos errôneos referentes à confiabilidade do sistema de distribuição e esses impactos são discutidos em detalhes na referência [75].

Em uma representação para avaliação analítica deve-se, portanto, considerar que o componente falhado é capaz de transitar para o estado de operação de duas formas distintas [75]. Esse efeito, antes visto na Figura 2.1 para um evento, passa a ser descrito como mostra a Figura 2.5, ou seja, a duração média do defeito (r) pode ser discriminada em \bar{T}_{ch} e \bar{T}_r . A captura correta do tempo de interrupção da falha se dá pelo menor valor dentre as distribuições de probabilidade, que caracterizam o reparo e o chaveamento no momento da falta.

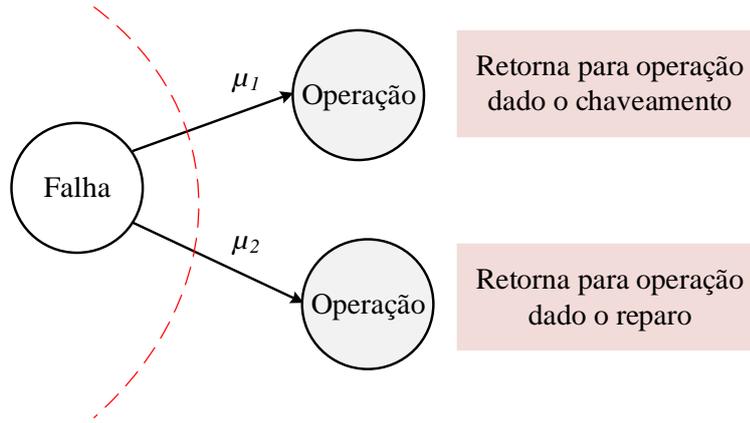


Figura 2.5: Transições de estados considerando proteções

Consonante ao que foi apresentado em 2.3.1, o método analítico assume que um componente pode ser representado pelo modelo de Markov [12] e, dessa forma, as funções densidade de probabilidade que configuram T_{ch} e T_r são distribuições exponenciais. Por conseguinte, a relação que descreve o tempo de duração da interrupção (T_{int}) e traduz a superposição existente entre os tempos médios de reparo e chaveamento é dada pela Equação (2.10) [75].

$$f(t)_{T_{int}} = (\mu_r + \mu_{ch}) \times e^{-(\mu_r + \mu_{ch})t} \quad (2.11)$$

onde $f(t)_{T_{int}}$ é função densidade de probabilidade referente ao tempo de interrupção.

O valor médio, da função densidade de probabilidade do tempo de interrupção, pode então ser descrito pela Equação (2.11) [75].

$$\bar{f}(t)_{T_{int}} = \frac{1}{(\mu_r + \mu_{ch})} = \frac{1}{\frac{1}{\bar{T}_r} + \frac{1}{\bar{T}_{ch}}} = \frac{\bar{T}_r \times \bar{T}_{ch}}{\bar{T}_r + \bar{T}_{ch}} \quad (2.12)$$

sendo $\bar{f}(t)_{T_{int}}$ o valor médio da função densidade de probabilidade do tempo de interrupção, \bar{T}_r o tempo médio de reparo e \bar{T}_{ch} o tempo médio de chaveamento.

2.3.4 Cálculo dos Índices

A análise da confiabilidade um sistema de distribuição a partir de um método analítico inicia com a representação do sistema e finaliza com o cálculo dos indicadores de desempenho, apresentados na Seção 2.2. Nos tópicos anteriores foram discutidas formas de conduzir o processo representativo, como simplificar a identificação de falhas e analisar o impacto dessas. Após essas ações é necessário mensurar o desempenho da rede através dos índices [3] modelados pelas equações (2.13) a (2.17).

Por meio das análises apresentadas no decorrer deste capítulo, nota-se que o cálculo dos índices de confiabilidade para um sistema de distribuição refere-se às aproximações propostas para o sistema equivalente em série. Por sua vez, isso pode ser observado através das equações a seguir apresentadas.

Indicadores individuais e coletivos:

$$\text{IFC ou FIC}_i = \sum_i \lambda_i \quad (2.13)$$

$$\text{IDC ou DIC}_i = \sum_i \lambda_i r_i \quad (2.14)$$

$$\text{EENS}_i = \sum L_{a(i)} U_i \quad (2.15)$$

$$\text{SAIFI ou FEC} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (2.16)$$

$$\text{SAIDI ou DEC} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (2.17)$$

sendo N_i o número de consumidores conectados no ponto i e $L_{a(i)}$ a potência média conectada no ponto i .

É importante destacar que o cálculo do indicador EENS pode ser feito tanto para o ponto consumidor quanto para um conjunto de clientes. Este indicador ou

índice também pode ser convertido no índice LOLC, da mesma forma, tanto para o ponto i quanto para um conjunto de consumidores [4], [16], [23].

O cálculo do indicador DMIC não pode ser feito através dos métodos analíticos tradicionais baseados nos métodos de Markov [12], mas somente por modelos mais sofisticados como pode ser observado em [39]. Isso ocorre devido à característica do índice, que requer informações adicionais referentes à duração da falha, como será apresentado no capítulo posterior.

Os índices apresentados são importantes para o consumidor e a concessionária, pois permitem avaliar o desempenho atual e futuro do sistema de distribuição. Analisar a performance do sistema é um procedimento essencial dadas as seguintes razões [3]:

- Permite identificar pontos onde há necessidade de reforço;
- Permite estabelecer padrões comparativos para avaliações futuras;
- Permite avaliar o desempenho comparando a experiência com as previsões.

2.4

Exemplo de Aplicação

Considera-se, para fins de análise, apenas o Ramal 1 do sistema IEEE-RBTS Bus 2, apresentado na Figura 2.6, com o propósito de identificar os caminhos mínimos. A composição do subsistema a ser avaliado é dada por disjuntores (DJ), linhas de distribuição (LT e LR, trechos e ramos), pontos de carga (LP), fusíveis (FUS) e chaves seccionadoras (CH). Há ainda, ao final do ramal, a presença de uma chave do tipo NA que promove a transferência de cargas entre os alimentadores 1 e 2 do sistema. Neste caso, o Alimentador 2 é representado pela Fonte NA.

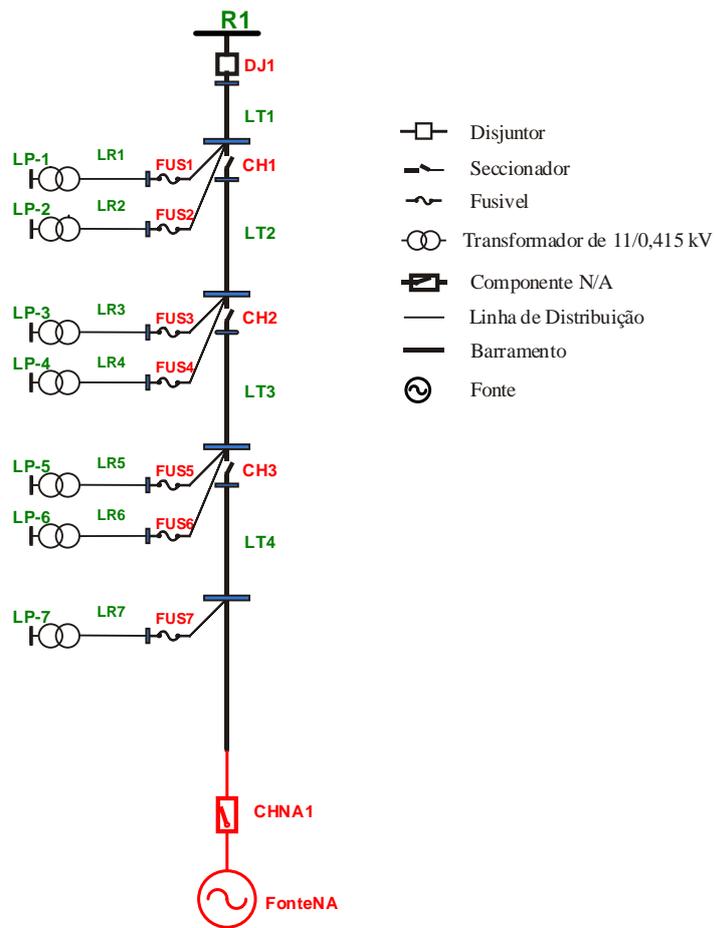


Figura 2.6: Ramal 1 sistema RBTS Bus 2

Em condições normais de operação, os pontos de carga 1 a 7 são alimentados pela fonte principal, conectada em R1 (Fonte NF ou SO). A Fonte NA, localizada após a chave NA, será utilizada somente em cenários de contingência. Partindo dessas observações, é possível determinar os caminhos mínimos do subsistema apresentado, e para isso utiliza-se a técnica de busca em profundidade a partir de uma estrutura em árvore, ilustrada na Figura 2.7, como descrito em [16].

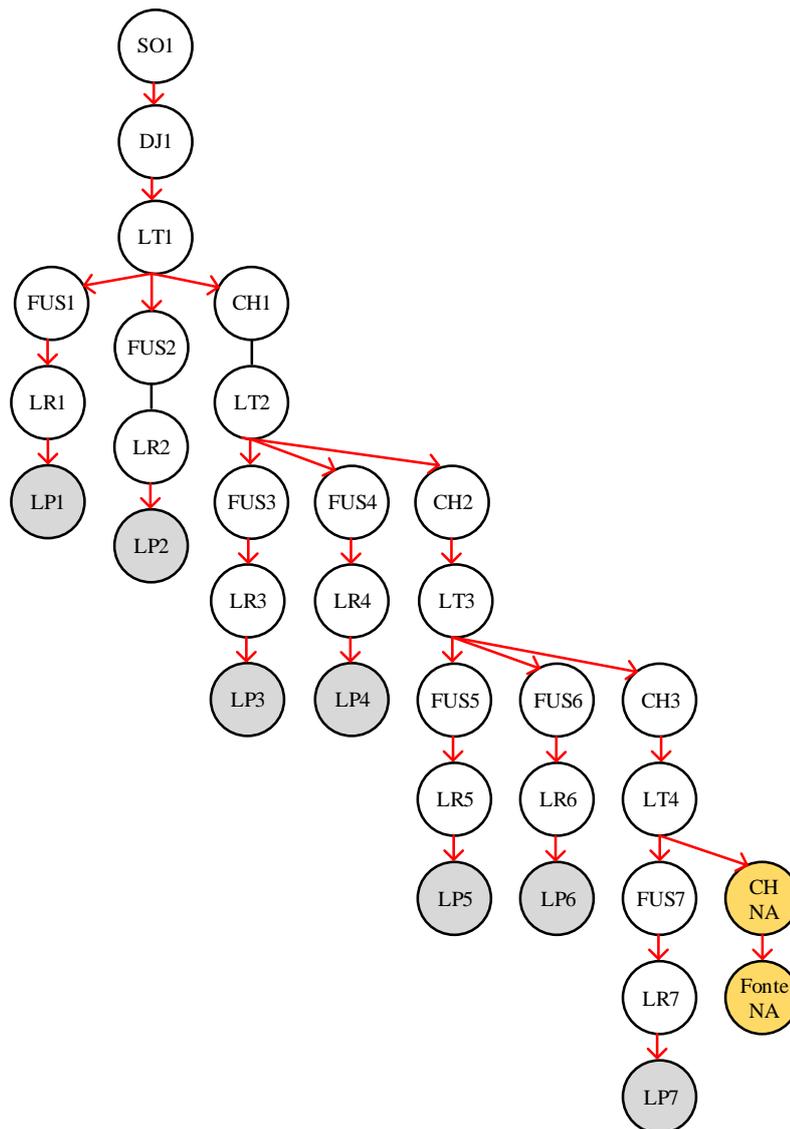


Figura 2.7: Árvore do Ramal 1 - Sistema RBTS Bus 2

No presente trabalho, propõe-se a utilização da árvore iniciando na fonte principal e finalizando nos pontos consumidores, como visto na Figura 2.7. Dessa forma, para o Ramal 1, em distinção do que é apresentado em [16], a análise se reduz a uma única configuração.

A procura pelo caminho mínimo utilizando a estrutura da Figura 2.7 se dá através da identificação das conexões existentes nas barras de entrada e saída do elemento. A árvore é construída de forma a eliminar os componentes repetidos, para que estes não sejam percorridos mais de uma vez, o que invalidaria a teoria do caminho mínimo.

Os caminhos podem ser determinados ao percorrer a árvore da fonte até o ponto de carga. Em condições de falha, é possível que parte da carga seja suprida pelo alimentador oposto, assim, para esse sistema os caminhos podem ser subclasificados em normalmente fechados (NF), ilustrados na Tabela 2.1, e normalmente abertos (NA), apresentados na Tabela 2.2, sendo que nestes últimos, deve haver pelo menos uma chave NA.

Tabela 2.1: Caminhos normalmente fechados

Ponto de Carga	Caminho NF
LP-1	LP-1, LR1, FUS1, LT1, DJ1, FonteNF
LP-2	LP-2, LR2, FUS2, LT1, DJ1, FonteNF
LP-3	LP-3, LR3, FUS3, LT2, CH1, LT1, DJ1, FonteNF
LP-4	LP-4, LR4, FUS4, LT2, CH1, LT1, DJ1, FonteNF
LP-5	LP-5, LR5, FUS5, LT3, CH2, LT2, CH1, LT1, DJ1, FonteNF
LP-6	LP-6, LR6, FUS6, LT3, CH2, LT2, CH1, LT1, DJ1, FonteNF
LP-7	LP-7, LR7, FUS7, LT4, CH3, LT3, CH2, LT2, CH1, LT1, DJ1, FonteNF

Tabela 2.2: Caminhos normalmente abertos

Ponto de Carga	Caminho NA
LP-1	Não possui
LP-2	Não possui
LP-3	LP-3, LR3, FUS3, CH2, LT3, CH3, LT4, CHNA1, FonteNA
LP-4	LP-4, LR4, FUS4, CH2, LT3, CH3, LT4, CHNA1, FonteNA
LP-5	LP-5, LR5, FUS5, CH3, LT4, CHNA1, FonteNA
LP-6	LP-6, LR6, FUS6, CH3, LT4, CHNA1, FonteNA
LP-7	LP-7, LR7, FUS7, CHNA1, FonteNA

O passo seguinte para avaliação do sistema é a utilização dos caminhos na atuação da proteção. O ponto de carga 1 (LP-1), por exemplo, possui somente um caminho capaz de transportar a energia da fonte até o mesmo. Qualquer componente dentro desse caminho, quando em falha, é capaz de promover a interrupção

nesse ponto e leva à abertura do disjuntor principal do ramal, o que indica que é capaz de suspender o suprimento nos demais pontos consumidores.

Considerando uma falha na linha LT1, o disjuntor DJ1 será aberto e todos os pontos interrompidos. Por outro lado, os pontos de 3 a 7 podem ser alimentados pelo caminho NA. Avaliando os caminhos NF desses pontos, identifica-se um dispositivo de manobra que permite isolar o defeito (CH1), com isso a chave CHNA1 pode ser fechada e a alimentação destes é transferida ao Ramal 2 (representado pela FonteNA).

Para mensurar o impacto das falhas nos pontos consumidores é necessário desempenhar o cálculo dos indicadores de confiabilidade. Para isso, são consideradas falhas em linhas de distribuição e pontos de carga, ainda, serão apresentados dois cenários: *i*) sem a possibilidade de transferência de carga, isto é, o chaveamento entre alimentadores não será incluído; e *ii*) considerando a transferência entre alimentadores.

Tabela 2.3: Taxa de falha para linhas de distribuição

Componente	λ (falhas/ano)
LT1	4,88E-02
LR1	3,90E-02
LR2	5,20E-02
LT2	4,88E-02
LR3	5,20E-02
LR4	3,90E-02
LT3	4,88E-02
LR5	5,20E-02
LR6	4,88E-02
LT4	3,90E-02
LR7	5,20E-02

Os dados referentes à taxa de falha dos equipamentos que caracterizam o ramal são apresentados na Tabela 2.3. O tempo médio de reparo e de chaveamento, para as linhas de distribuição é de 5 e 1h, respectivamente. Para pontos de carga, assume-se que a taxa de falha é de 0,015 falhas/ano e o tempo médio para reparo dos mesmos é de 200h. Esse valor é atribuído ao reparo do transformador de acordo com dados originais do sistema que podem ser consultados em [77].

Lembrando que LT é referente às linhas dos trechos principais do ramal, enquanto LR se remete àquelas localizadas no ramo.

Para avaliar a confiabilidade desse sistema são realizados os seguintes passos:

- i) Identificar quais componentes promovem a indisponibilidade do ponto;
- ii) Identificar os locais onde há possibilidade de chaveamento.

Utilizando o ponto 1 como exemplo e aplicando os conceitos de frequência e duração para o cálculo dos índices de confiabilidade FIC e DIC, nota-se que a falha das linhas LT1, LR1, LT2, LT3 e LT4, bem como a falta do próprio ponto, farão com que o disjuntor principal seja aberto, contabilizando falhas ao índice de frequência. Assim, conforme as equações (2.5) e (2.13), tem-se:

$$FIC_1 = [4,88 + 3,90 + 4,88 + 4,88 + 3,90 + 1,50] \times 10^{-2}$$

$$FIC_1 = 0,23940 \text{ falhas/ano}$$

Avaliando ainda esse mesmo ponto, sabe-se que as interrupções ocorrem sob determinada duração. Observando a arquitetura do sistema é possível concluir que as linhas LT1 e LR1, tal como o próprio ponto só estarão aptas a operar após a falha, se reparadas. Por outro lado, as demais linhas estão localizadas em uma configuração favorável ao chaveamento. Desse modo, utilizando as equações (2.7) e (2.14) tem-se:

$$DIC_1 = \left[(4,88 + 3,90)(5,00) + 1,50(200) + (4,88 + 4,88 + 3,90)\left(\frac{5}{6}\right) \right] \times 10^{-2}$$

$$DIC_1 = 3,55283 \text{ h/ano}$$

Aplicando os conceitos e equações em todo o alimentador, obtêm-se os resultados dispostos na Tabela 2.4, que também podem ser visualizados através do estudo [77] e nos próximos capítulos desta tese. Observa-se que a possibilidade de transferência de carga entre os alimentadores promove uma melhoria nos pontos atendidos (LP-3 a 7).

Tabela 2.4: Índices de confiabilidade – Ramal 1

Pontos	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	
		Sem Transferência	Com Transferência
LP-1	0,23940	3,55283	3,55283
LP-2	0,23940	3,55283	3,55283
LP-3	0,25240	3,82117	3,61783
LP-4	0,25240	3,82117	3,61783
LP-5	0,25240	4,02450	3,61783
LP-6	0,24920	4,00850	3,60183
LP-7	0,25240	4,18700	3,57700

2.5 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados conceitos e terminologias gerais empregados na análise de confiabilidade de um sistema de distribuição. A técnica descrita deu ênfase ao modelo analítico de avaliação, cujos resultados fornecem valores médios para os indicadores de desempenho.

O método analítico apresentado faz menção à utilização dos caminhos mínimos para determinação dos conjuntos de cortes que promoverão impacto nos pontos do sistema. Como forma de determinar esses caminhos foi apresentada a busca em profundidade, proposta em estudos anteriores, com modificações estruturais, que são a base construtiva das ferramentas que seguirão descritas nos capítulos posteriores. Os conceitos e técnicas apresentados foram por fim aplicados em um exemplo, em que os resultados podem ser conferidos e validados com a literatura.

Certos equipamentos, como as fontes distribuídas, se comportam de forma a exceder os princípios básicos postulados pelas técnicas analíticas pois, além da alta tecnologia envolvida, estes experimentam influências externas. A modelagem característica da falha, bem como o comportamento estocástico dos sistemas, requer ferramentas de simulação mais flexíveis, capazes de capturar tal complexidade com maior precisão, como será visto no capítulo seguinte.

3 Confiabilidade de Sistemas de Distribuição: Métodos de Simulação Monte Carlo

3.1 Introdução

A avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição pode ser feita de duas formas distintas: via técnicas analíticas e simulação Monte Carlo (SMC). Ambos os métodos, por serem probabilísticos, conferem boa representação quanto aos aspectos estocásticos do problema. O uso de técnicas analíticas carrega algumas restrições quanto ao modelo, como o uso exclusivo de distribuições exponenciais para a representação dos tempos de reparo, chaveamento e fornecimento de apenas valores médios para os indicadores.

As técnicas de SMC podem ser subdivididas de acordo com sua natureza em: sequenciais (SMCS) [26], não sequenciais (SMC-NS) [18], pseudo-sequenciais [23], quase sequenciais [20], baseadas em *state transition* [46] e até mesmo outras variantes não mencionadas no presente trabalho. Ao longo dos anos o uso de métodos baseados em SMC teve uma predominância se comparados ao uso de métodos analíticos (principalmente em aplicações em sistemas reais), pois apresentam maior flexibilidade representativa quanto ao modelo do sistema, sendo capazes de modelar características temporais do problema, como correlações espaciais, envelhecimento de equipamentos e, a presença de GD.

Quanto aos resultados obtidos, ainda que a avaliação da confiabilidade se dê em torno de valores médios, esse valor pode ser pouco representativo. Por isso, é importante, sempre que possível, avaliar as distribuições de probabilidade para a obtenção de informações detalhadas dos índices. Assim como a ferramenta analítica, a maioria dos métodos baseados em SMC fornecem valores médios. Neste contexto, a SMCS é altamente aplicada, pois além de possuir a flexibilidade quanto às distribuições utilizadas para os tempos de reparo e chaveamento, permite avaliar informações adicionais referentes às interrupções.

Um dos grandes desafios inerentes à implementação da SMCS é atribuído ao desempenho computacional do método, dessa forma, ao longo desse capítulo serão apresentados conceitos relacionados à SMCS e novas técnicas de simulação, uma de característica híbrida, tal como o quase sequencial e outra baseada na transição de estados do sistema (*state transition*). O objetivo dos novos modelos é de reduzir o esforço computacional e manter os aspectos cronológicos da SMCS.

3.2 Simulação Sequencial ou Cronológica

3.2.1 Conceitos

A SMCS se refere a um método probabilístico amplamente utilizado no cálculo da confiabilidade de sistemas de distribuição. Em distinção aos métodos analíticos, essa técnica se caracteriza pela versatilidade em modelar os aspectos estocásticos dos problemas em análise e, devido seu caráter cronológico, permite representar quaisquer distribuições de probabilidade dos eventos, além de capturar correlações espaciais e temporais. Contudo, uma vez que se propõe avaliar um histórico de ocorrências ao longo de um período de simulação, nota-se a existência de elevado esforço computacional, o que conseqüentemente pode inviabilizar sua adoção.

A implementação da SMCS em um sistema de distribuição implica na descrição comportamental de cada componente através de históricos operacionais que traduzem os tempos de duração da falha e do reparo de cada um deles, o que agrega dependência temporal ao processo. Cada estado deve ser analisado individualmente, podendo ele promover ou não a indisponibilidade (i.e., interrupção) em um ou mais pontos do sistema.

Usualmente, um sistema é descrito por meio de um conjunto de dados (incluindo a própria configuração da rede) representado por variáveis aleatórias, muitas vezes definidas a partir de taxas de falha ou reparo como no caso de distribuições exponenciais. Outras distribuições também podem ser utilizadas como por exemplo: gama, normal, lognormal, Weibull, etc. Porém, para a avaliação da confiabilidade, a distribuição exponencial mostra-se satisfatória quanto à descrição da

operação dos componentes. Além disso, por ser caracterizada por apenas um parâmetro (μ ou $1/r$), opta-se por esse modelo de curva por sua simplicidade representativa.

Como exemplo, considera-se novamente o sistema IEEE-RBTS (Figura 2.3). Sabe-se que um determinado componente, representado através do modelo Markoviano a dois estados [12], transita para a falha, com taxa λ e de volta à operação com taxa μ . Cada transição é desempenhada por um determinado tempo, exponencialmente modelado e obtido através da variável pseudo-aleatória, uniformemente distribuída entre 0 e 1 (U_{01}), como mostram as equações (3.1) e (3.2).

$$\text{TTF} = -\frac{1}{\lambda} \ln(U_{01}) \quad (3.1)$$

$$\text{TTR} = -\frac{1}{\mu} \ln(U_{01}) \quad (3.2)$$

A Figura 3.1 mostra uma sequência de tempos de operação TTF (*time to failure*) e TTR (*time to repair*), os quais irão caracterizar os parâmetros MTTF (*mean time to failure*) e MTTR (*mean time to repair*) e, conseqüentemente, as taxas de falha e reparo no caso de distribuições exponenciais. Cada falha ocorrida no sistema deve ser individualmente verificada e a interação destas resulta no histórico de falhas do componente afetado. A Figura 3.1 ilustra ainda a cronologia de falhas de dois componentes do sistema RBTS, sendo eles LT1 e LR1. A indisponibilidade destes componentes afeta diretamente o ponto de carga 1 (LP-1), uma vez que promovem a abertura do disjuntor principal. A avaliação individual desses eventos produz o histórico de ocorrências em LP-1.

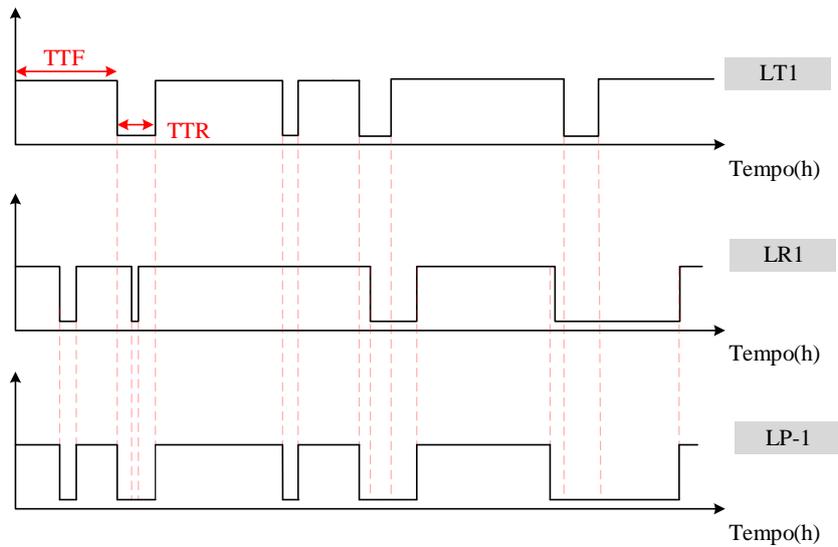


Figura 3.1: Histórico de ocorrências

3.2.2 Funções Teste

Após avaliação da ocorrência e atuação das proteções é necessário quantificar o comportamento do sistema. Um parâmetro essencial para o cálculo da confiabilidade é a obtenção do valor esperado das funções teste, explicitadas para cada tipo de índice de desempenho, genericamente escrito através da Equação (3.3):

$$E(G) = \frac{1}{T} \int_0^T G(t) dt \quad (3.3)$$

onde:

$E(G)$: Valor esperado da função teste G ;

$G(t)$: Função teste no instante t de avaliação;

T : Período avaliado.

A Equação (3.3) pode ser também representada em seu formato discretizado por anos simulados, NS , como mostra a Equação (3.4). Neste caso y_k traduz a sequência de estados ocorridos ao longo do ano, definido por k .

$$\tilde{E}(G) = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} G(y_k) \quad (3.4)$$

Os valores obtidos da função $\tilde{E}(G)$ são observados mediante incertezas, que podem caracterizadas pela variância amostral do estimador $V(\tilde{E}(G))$, descrita pela Equação (3.5), sendo $V(G)$ a variância associada à função teste. Vale ressaltar que a incerteza do índice tende a reduzir com o aumento de amostras simuladas.

$$V(\tilde{E}(G)) = \frac{V(G)}{NS} \quad (3.5)$$

A convergência do processo de simulação é definida pelo coeficiente de variação β , que associa a incerteza ao valor esperado como mostra a Equação (3.6).

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\tilde{E}(G))}}{\tilde{E}(G)} \quad (3.6)$$

Tomando como exemplo um ponto de carga arbitrário LP (*load point*) do sistema de distribuição, o impacto da interrupção será quantificado pelas funções teste a seguir, que por sua vez têm por base a frequência e duração dos eventos.

Frequência de interrupção do ponto LP (FIC):

$$FIC(y_k)_{LP} = \begin{cases} 0, & \text{se } y_k \text{ não afeta o ponto LP} \\ n_k, & \text{se } y_k \text{ afeta ponto LP} \end{cases} \quad (3.7)$$

em que n_k representa o total de interrupções que influenciam na alimentação de LP no ano y_k , podendo haver falhas simultâneas.

Duração da interrupção do ponto LP (DIC):

$$DIC(y_k)_{LP} = \begin{cases} 0, & \text{se } y_k \text{ não afeta o ponto LP} \\ t_k, & \text{se } y_k \text{ afeta o ponto LP} \end{cases} \quad (3.8)$$

onde t_k representa o período em LP deixa de ser alimentado, dado pela soma dos tempos de interrupção do ponto em detrimento das falhas em y_k . Salienta-se que, em uma SMCS a duração, t_k , pode ser resultado da transição de um único equipamento, i , ou ainda proveniente da combinação de falhas simultâneas, que por sua vez interferem na atuação da proteção do trecho, como ilustrado pela Figura 3.1.

Energia não suprida no ponto LP (EENS):

$$EENS(y_k)_{LP} = \begin{cases} 0, & \text{se } y_k \text{ não afeta o ponto LP} \\ ENS_k, & \text{se } y_k \text{ afeta o ponto LP} \end{cases} \quad (3.9)$$

sendo ENS_k a energia total não suprida ao ponto (LP) no ano y_k . Para cada interrupção i , a energia é calculada por $L(h) \times t$, em que $L(h)$ é a potência do ponto no instante da interrupção e t a duração da falha de LP.

Duração máxima identificada no ponto LP (DMIC):

$$DMIC(y_k)_{LP} = \begin{cases} 0, & \text{se } y_k \text{ não afeta o ponto LP} \\ \alpha \times \Delta t_k, & \text{se } y_k \text{ afeta o ponto LP} \end{cases} \quad (3.10)$$

sendo Δt_k , o tempo total de ultrapassagem do máximo permitido no ano y_k , para cada interrupção i , onde $\Delta t = t - t_{\text{limite}}$. Uma das vantagens da SMCS é o cálculo do indicador DMIC, uma vez que é necessário avaliar valores máximos da curva de densidade de probabilidade. Esse índice, assim como os demais, pode ser convertido em multa através do fator de conversão α . O fator de conversão é definido sendo a tarifa média multiplicada pelo coeficiente de majoração [74], e nesta tese, por simplificação, define-se que $\alpha = 1$.

3.2.3 Algoritmo Sequencial ou Cronológico

De uma forma geral, a implementação de um algoritmo baseado no método sequencial pode ser dividida em etapas gerais que sofrem adequações conforme o modelo seguido. Para a SMCS utilizada como referência neste trabalho são adotados os seguintes passos [16], [26]:

- a) Define-se como estado inicial, para todos os componentes do sistema, a condição “*em funcionamento*”, ou “*operando*” (é possível amostrar o estado inicial em função das disponibilidades de cada equipamento);
- b) A partir do gerador de números pseudo-aleatórios e da distribuição exponencial adotada, define-se, para cada componente, os tempos para falha/reparo;
- c) Dentre os valores definidos na etapa b), identifica-se qual o menor tempo, sendo que este valor irá contribuir para a definição do “*clock*” do processo.

Por consequência, o elemento de menor tempo é aquele cujo estado e seus impactos serão avaliados;

- d) Analisar o comportamento do elemento identificado em c), e em caso de falha, o defeito deve ser isolado pela atuação das proteções do sistema;
- e) Após a verificação do estado do componente em d), avalia-se o impacto promovido nos pontos de carga devido à mudança de estado do elemento em análise. Em diversos casos é possível reestabelecer a operação dos pontos atingidos através da ação de chaveamentos internos, assim o sistema é percorrido com o intuito de identificar caminhos alternativos para o suprimento da demanda. Ressalta-se que, mesmo sob a presença de chaves que permitam o reestabelecimento da carga, a interrupção é computada. Ainda nesta etapa uma terceira varredura é feita no sistema, avaliando a possibilidade de transferência de carga entre alimentadores, assim como ocorre no chaveamento interno, essa ação minimiza o tempo de exposição à falha;
- f) Gerar um novo número pseudo-aleatório que resultará em um novo tempo e estado para o componente em análise. A análise é feita utilizando a base anual, desta forma se o novo tempo sorteado contiver dentro de um ano, retorna-se para o passo c). Senão, são calculados os índices de confiabilidade anuais, para todos os pontos de carga influenciados pela falha e o algoritmo segue para o passo g);
- g) Avaliar a convergência do algoritmo. Isso é feito utilizando o coeficiente de variação (β) atribuído a funções teste. Até que a convergência seja atendida, repete-se o processo, retornando ao passo c). Quando esta for alcançada, os índices médios de confiabilidade são calculados, sendo estes dependentes dos valores anuais obtidos. Nesse ponto a simulação se encerra, destaca-se que ainda é possível imprimir as curvas de distribuição de probabilidade referentes aos índices.

No fluxograma da Figura 3.2 estão dispostas etapas referentes à SMCS.

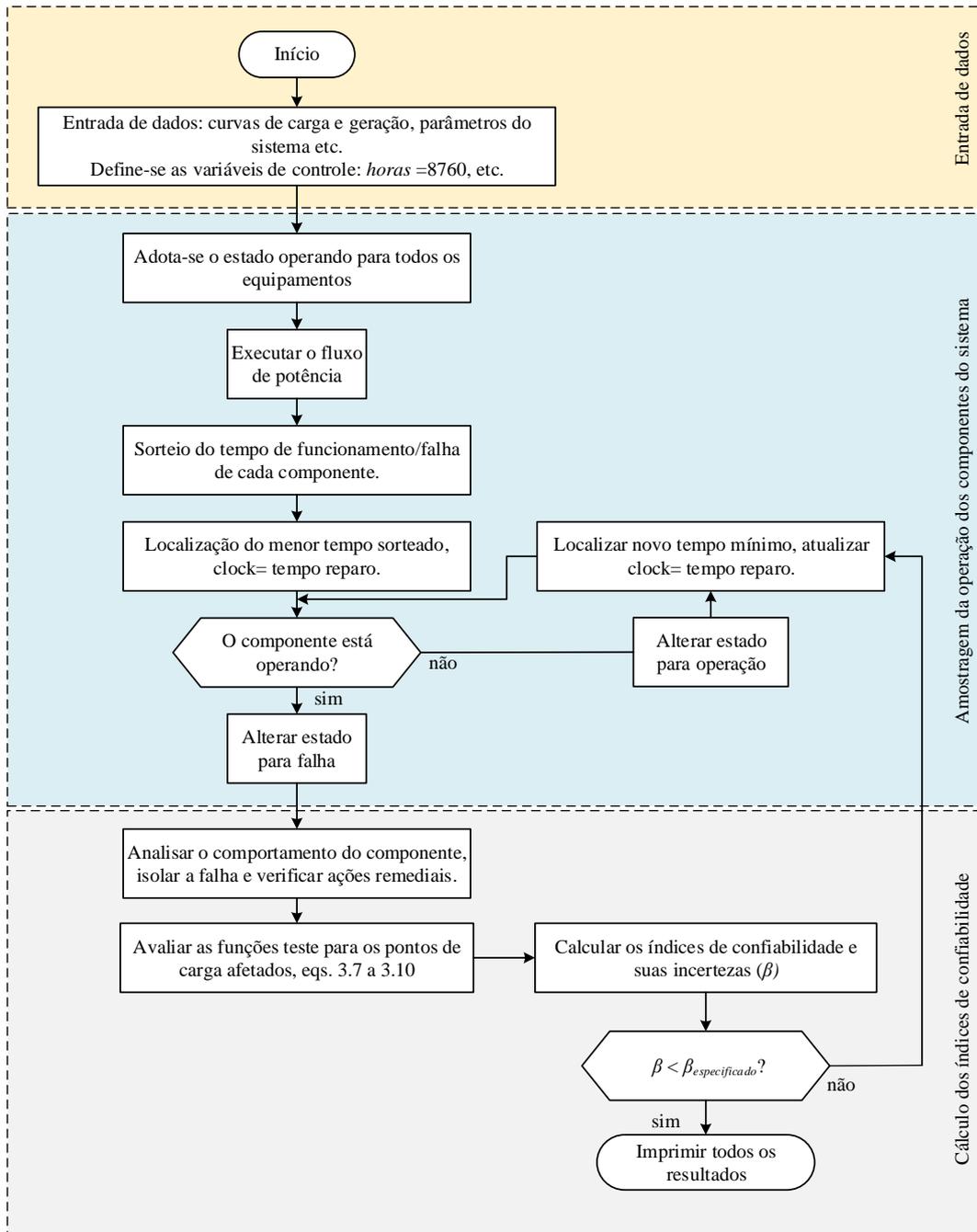


Figura 3.2: Proposta de algoritmo sequencial

3.3 Simulação Quase Sequencial

3.3.1 Conceitos

Em distinção à SMCS, uma simulação de características não sequenciais não considera os aspectos cronológicos do sistema. Esse tipo de método, baseado na enumeração de estados, consiste na amostragem e avaliação de eventos de forma desconexa do tempo. Como resultado, obtêm-se valores médios para os indicadores. Entretanto, com adequada adaptação dos modelos de carga e geração, é possível contemplar aspectos temporais através da SMC-NS, que passa a ser denominada SMC quase sequencial (SMC-QS).

Um modelo de carga consiste na estimativa da demanda real, e sua precisão depende da qualidade e quantidade dos dados disponíveis. Uma curva de carga horária pode ser estabelecida para fornecer informações importantes para os estudos de confiabilidade. Sob as premissas de Markov, as curvas podem ser convertidas em modelos multiestados. Todavia, se o ciclo de operação do componente (*ups/downs*) forem não-exponenciais a avaliação da confiabilidade deve ser feita através da SMCS.

Considerando as restrições citadas e cenários em que a carga possa variar com o tempo, conforme os padrões de consumo locais, um modelo multinível Markoviano não-agregado [20] foi proposto e estendido para a adição de fontes renováveis, que serão adiante implementadas. Este modelo descreve um conjunto de estados multiníveis de carga-GD, abrangendo, por exemplo, um ano ($T=8760h$) conectado sequencialmente, ou seja, na mesma ordem com que aparecem nas sequências observadas. Um estado combinado de carga-GD pode ser amostrado a qualquer instante de tempo $k = 1$ a 8760. Para melhor entendimento do modelo, a Figura 3.3 ilustra um estado amostrado no instante k e também na próxima hora $k + 1$, onde $Carga_m(k)$ denota o nível de carga no instante de tempo k no alimentador m e λ_k é a taxa de transição da carga. Na ocorrência de uma transição, o nível carga-DG em todos os pontos do alimentador será alterado de $Carga_m(k)$ para $Carga_m(k + 1)$. Observe que, neste modelo de carga-GD, a carga em um ponto pode estar crescendo e, de forma correlacionada, pode estar decrescendo em outro ponto de carga do mesmo alimentador.

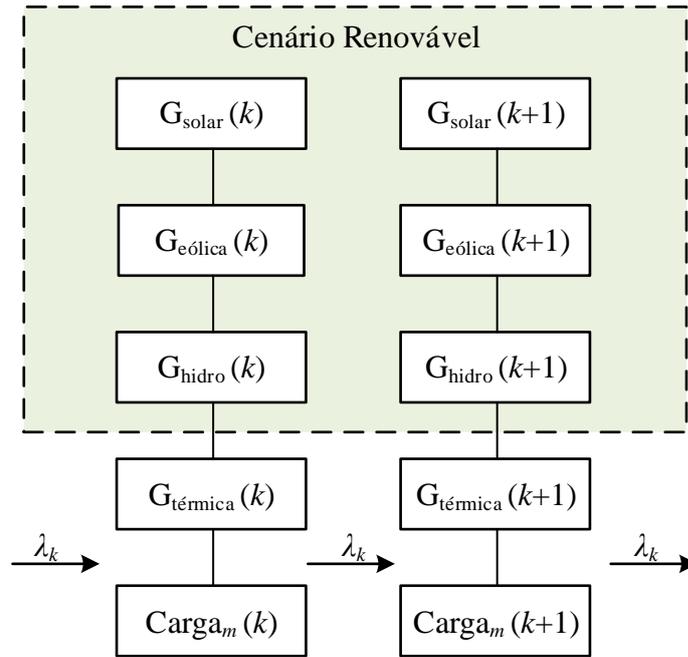


Figura 3.3: Modelo Markoviano de Carga-DG não agregado

Nas simulações não sequenciais, tal qual a SMC-QS, cada componente do sistema é representado por um estado, associado a uma probabilidade de ocorrência $P(x)$, em que x é o vetor de componentes do sistema, cujos estados podem variar. Considerando todas as possíveis realizações de x , o espaço de estados passa a ser representado por X . Havendo independência entre as falhas, a probabilidade de ocorrência do estado pode ser dada pelo produto das probabilidades associadas ao estado do componente.

Após avaliação de um estado de falha é necessário quantificar o comportamento do sistema por meio dos índices de confiabilidade. Para a SMC-QS a obtenção do valor esperado da função teste $F(x)$ é dada pela Equação (3.11).

$$E[F(x)] = \frac{1}{NA} \sum_{i=1}^{NA} F(x_i) \quad (3.11)$$

em que NA se refere ao número de amostras avaliadas. E as funções teste $F(x)$ serão estimadas através do modelo proposto, posteriormente apresentado.

A convergência do método se dá através do coeficiente de variação β , que compara a incerteza ao valor esperado do índice estimado.

3.3.2 Modelo Proposto

Considere um sistema série, composto de n elementos capazes de transitar entre os estados de operação e falha, conforme descreve a Figura 3.4.

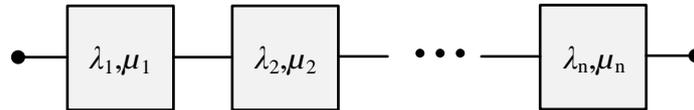


Figura 3.4: Sistema série para n componentes

Seguindo as mesmas adequações implementadas nas técnicas analíticas, as contingências de 2ª ordem (ou superiores) são suprimidas do modelo proposto devido à baixa probabilidade de ocorrência, além de sua baixa influência nos cálculos de confiabilidade [3], [77]. Dessa forma, o diagrama de espaço de estados considerando apenas contingências de grau um é descrito pelo modelo Markoviano representado pela Figura 3.5, em que “s” representa o estado de sucesso e os demais os de falha.

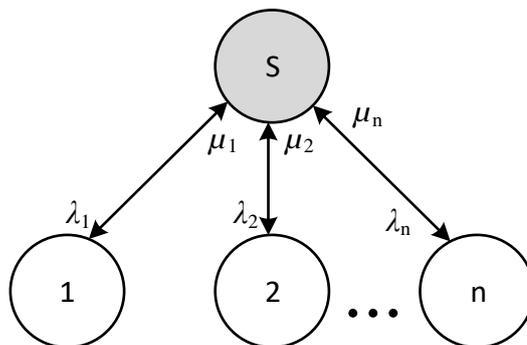


Figura 3.5: Diagrama de transição de estados

De acordo com os conceitos básicos dos processos de Markov descritos em [12], a avaliação da probabilidade de ocorrência de um estado pode ser feita a partir da igualdade de frequências. Isto é, para um sistema ergódico, a frequência esperada para a entrada em um estado, deve ser a mesma de saída.

Define-se, portanto, que, a soma das probabilidades dos estados é igual à unidade, como mostra a Equação (3.12).

$$P_S + P_1 + P_2 + \dots + P_n = 1 \quad (3.12)$$

onde as equações referentes ao balanço de frequência para os componentes do sistema apresentado na Figura 3.4 são descritas nas equações (3.13) a (3.15), resumidas em (3.16).

$$P_S \lambda_1 = \mu_1 P_1 \quad (3.13)$$

$$P_S \lambda_2 = \mu_2 P_2 \quad (3.14)$$

⋮

$$P_S \lambda_n = \mu_n P_n \quad (3.15)$$

Observe que:
$$P_i = \frac{\lambda_i}{\mu_i} P_S \quad (3.16)$$

Sabe-se ainda que o tempo médio de reparo de um componente é dado pelo inverso da taxa de reparo, como mostra a Equação (3.17).

$$r_i = \frac{1}{\mu_i} \quad (3.17)$$

Portanto, ao substituir r_i na Equação (3.12) tem-se:

$$P_S + P_S \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i = 1 \quad (3.18)$$

Rearranjando os termos da Equação (3.18), a mesma pode ser reescrita através da Equação (3.19):

$$P_S = \frac{1}{1 + \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i} = A \quad (3.19)$$

em que A (*Availability*) descreve a disponibilidade do sistema, ou componente em avaliação.

Ao substituir (3.19) em (3.16), obtém-se a Equação (3.20), que descreve a probabilidade de ocorrência do estado i .

$$P_i = \frac{\lambda_i r_i}{1 + \sum_{j=1}^n \lambda_j r_j} \quad (3.20)$$

Uma vez que a soma das probabilidades dos estados (sucesso e falha) é igual à unidade, a soma da indisponibilidade (U - *Unavailability*) e disponibilidade será obviamente unitária, conforme apresentado pela Equação (3.21).

$$A + U = 1 \quad (3.21)$$

Manipulando as equações (3.20) e (3.21), a indisponibilidade pode ser representada também pelas equações (3.22) e (3.23).

$$U = 1 - \frac{1}{1 + \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i} \quad (3.22)$$

$$U = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{1 + \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i} \quad (3.23)$$

Como o cálculo de $\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i$ oferece valores baixos, pode-se considerar que $1 + \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \cong 1$, portanto, a indisponibilidade é aproximadamente o somatório das durações das falhas ocorridas, conforme já mencionado ao longo Capítulo 2 para os métodos analíticos e descrito pela Equação (3.24). Vale ressaltar que, partindo dessa mesma análise é possível concluir que a disponibilidade do sistema tende a um, isto é, o sistema se encontra em operação na maior parte do tempo.

$$U = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad (3.24)$$

Adotando os conceitos propostos em [12] para o exemplo da Figura 3.5, pode-se dizer a frequência de ocorrência do estado “s” é dada pela probabilidade desse evento vezes a taxa de saída do estado, como mostra a Equação (3.25).

$$f_s = P_s \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (3.25)$$

Como $A = P_s \cong 1$ a Equação (3.25) pode ser simplificada como segue:

$$f_{s \rightarrow \text{falha}} \cong \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (3.26)$$

Assim, de acordo com a Equação (3.26), a frequência de falhas de um dado sistema pode ser mensurada pela soma das taxas de falha dos componentes, o que justifica as equações mencionadas em [12], [13].

Vale destacar os seguintes pontos:

- A transição do estado “s” para “i” é de fato a taxa de falha, λ_i ;
- A transição do estado “i” para o estado “s” dependerá da atuação da proteção, podendo ser μ_{ch} ou μ_r , como mencionado no Capítulo 2;
- Podem ocorrer pequenas influências na frequência de falha dado o item anterior, mas devido à dimensão, estas são desprezíveis.

Como visto no Capítulo 2, após identificar a falha, a ação seguinte é a abertura das proteções no intuito de isolar o defeito. Em sistemas de geração e transmissão, a análise de contingência é, em geral, seguida do fluxo de potência ótimo (OPF - *Optimal Power Flow*), cuja função é verificar as possíveis violações operativas e realizar o redespacho dos geradores, se necessário. Em sistemas de distribuição o “redespacho” não é uma ação praticável, dessa forma, a avaliação do OPF pode ser substituída pela análise das proteções pós-falha. A atuação desses dispositivos tem como função minimizar as cargas não atendidas, redistribuindo os pontos consumidores entre os alimentadores e garantindo que as condições operativas não sejam violadas.

Considere como exemplo o sistema da Figura 3.6, em que as probabilidades de saída do estado “s” para os estados de falha, dada a contingência de um componente por vez, são descritas pelas equações (3.27) a (3.29).

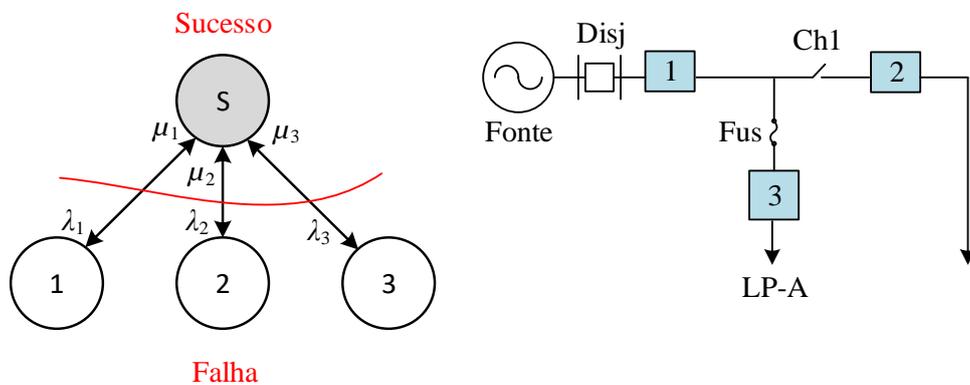


Figura 3.6: Sistema exemplo para modelo da proteção

$$P_{s \rightarrow 1} = \frac{\lambda_1}{\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3} \quad (3.27)$$

$$P_{s \rightarrow 2} = \frac{\lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3} \quad (3.28)$$

$$P_{s \rightarrow 3} = \frac{\lambda_3}{\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3} \quad (3.29)$$

Uma vez identificado o defeito e a proteção ativa que irá atuar interrompendo a alimentação do trecho danificado, a Tabela 3.6 pode ser utilizada em analogia ao OPF para verificação dos índices de confiabilidade, em que t_r é o tempo de reparo do componente falhado e t_{ch} o tempo necessário para chavear o trecho e reestabelecer a alimentação.

Tabela 3.1: Modelo da proteção

Componente em Falha	Duração do Defeito	
	LP-A	LP-B
1	t_{r_1}	t_{r_1}
2	$\min(t_{r_2}, t_{ch_1})$	t_{r_2}
3	t_{r_3}	0

3.3.3 Funções Teste

O novo modelo proposto tem como objetivo a implementação de um método híbrido, conferindo ao processo as características cronológicas utilizadas na SMCS e minimizando as análises, bem como tempo de simulação, ao empregar a amostragem de estados, como na SMC-NS ou na SMC-QS.

Supondo um ano de simulação (i.e., 8760 horas), o estado de sucesso é aquele onde há mudança horária na carga, mas não há falha nos equipamentos. Em sistemas radiais, como os de distribuição, a variação da carga não deve promover sobrecarga nos equipamentos, por isso, não há atuação da proteção nesse cenário. Ao considerar a variação horária, assume-se a existência da flutuação da demanda ao longo do período de avaliação e, portanto, alteração na potência disponível para o chaveamento. Essa oscilação é analisada através do fluxo de potência, também implementado na SMCS.

Sabe-se que cada componente possui uma taxa de transição do estado de sucesso para a falha e um tempo médio para que o defeito seja reparado, a partir desses valores é possível calcular a probabilidade de uma falha ocorrer, Equação (3.16). Com o auxílio de números pseudo-aleatórios pode-se amostrar de forma horária, quais os equipamentos provem interrupções, de acordo com as equações (3.19) e (3.24) para disponibilidade e indisponibilidade (A e U). Essas equações foram desenvolvidas contando com aproximações que podem gerar uma pequena influência nos resultados:

- O diagrama de espaços de estados está truncado, só há consideração de falhas de primeira ordem;
- O cálculo utilizado para a probabilidade de ocorrência do evento é feito por base no valor médio de reparo, porém, um ponto pode ser restaurado por ação de reparo ou proteção, onde esse valor pode ser variável.

Para implementação das equações propostas, inicialmente são calculadas as probabilidades de falha para os equipamentos, por simplificação, sabe-se que $\sum_{i=1,n} r_i \lambda_i \ll 1$, logo a Equação (3.15) pode ser reescrita como:

$$P_i \cong \lambda_i r_i \quad (3.30)$$

De (3.30) e (3.24) em (3.21) tem-se que:

$$A = 1 - \sum_{i=1,n} \lambda_i r_i \quad (3.31)$$

A simulação segue a cronologia horária da carga, onde os estados serão amostrados e somente os indisponíveis serão avaliados. O sorteio da falha é feito com o auxílio das probabilidades acumuladas, o que permite identificar diretamente o componente defeituoso. Em seguida são feitas as análises da atuação da proteção, em substituição ao OPF, valendo ressaltar que o modelo considera: i) a simplificação do diagrama para falhas de primeira ordem; ii) as falhas são independentes, não havendo análises secundárias provenientes de falhas sucessivas. Assim, o impacto da interrupção no ponto de carga pode ser mensurado pelas funções teste referentes à frequência e duração dos eventos, como apresentado nas equações para o ponto de carga genérico LP (*load point*) do sistema exemplo, Figura 3.6.

Frequência de interrupção do ponto LP (FIC):

$$FIC_{LP}(x^k) = \begin{cases} 0, & \text{se } x^k \text{ não afeta o ponto LP} \\ 1/r_i, & \text{se } x^k \text{ afeta o ponto LP} \end{cases} \quad (3.32)$$

Duração da interrupção do ponto LP (DIC):

$$DIC_{LP}(x^k) = \begin{cases} 0, & \text{se } x^k \text{ não afeta o ponto LP} \\ t_i/r_i, & \text{se } x^k \text{ afeta o ponto LP} \end{cases} \quad (3.33)$$

sendo t_i o tempo em que o ponto LP se encontra sem alimentação devido à falha do componente i , podendo este ter a duração do reparo ou chaveamento, segundo a Tabela 3.6.

O valor de t_i é obtido através do emprego da distribuição exponencial que descreve o componente reparável do modelo Markoviano [12] e se altera a cada sorteio. Por outro lado, r_i é um valor médio, e pode ser calculado através da média obtida do somatório de durações das interrupções, como apresentado pela Equação (3.34), ou ainda relacionando os índices de a duração e frequência, conforme a Equação (3.35).

Duração média do reparo do ponto LP:

$$r_{LP}(x^k) = \begin{cases} 0, & \text{se } x^k \text{ não afeta o ponto LP} \\ t_i, & \text{se } x^k \text{ afeta o ponto LP} \end{cases} \quad (3.34)$$

Também se pode obter no final do processo de simulação:

$$r_{LP} = DIC_{LP}/FIC_{LP} \quad (3.35)$$

Os demais indicadores apresentados no Capítulo 2, como Energia Esperada não Suprida (EENS) e Duração Máxima da Interrupção (DMIC), podem ser estimados como mostram as equações (3.35) e (3.36). O indicador DMIC só existe no ambiente cronológico em que são avaliadas as ultrapassagens referentes à duração da interrupção quando comparadas a um valor máximo estabelecido, t_{Limite} . O indicador é apresentado sob a forma de penalidade, traduzindo as multas impostas

às concessionárias pelo não cumprimento da legislação. Como mencionado, a conversão do índice DMIC em multas é feita pela multiplicação da ultrapassagem pelo coeficiente α . A utilização de valores médios para o cálculo do DMIC é errônea uma vez que este se refere a um valor máximo de uma curva de densidade de probabilidade.

Energia não suprida no ponto LP (EENS):

$$EENS_{LP}(x^k) = \begin{cases} 0, & \text{se } x^k \text{ não afeta o ponto LP} \\ (L \times t_i)/r_i, & \text{se } x^k \text{ afeta o ponto LP} \end{cases} \quad (3.36)$$

em que L é a potência média do ponto de carga LP.

Duração máxima identificada no ponto LP (DMIC):

$$DMIC_{LP}(x^x) = \begin{cases} 0, & \text{se } x^k \text{ não afeta o ponto LP} \\ \alpha \times (t_i - t_{\text{limite}})/r_i, & \text{se } x^k \text{ afeta o ponto LP} \end{cases} \quad (3.37)$$

sendo α a tarifa média multiplicada pelo coeficiente de majoração.

A tarifa média é dependente da concessionária em análise e o coeficiente de majoração varia conforme o consumidor [74]. Para validação da ferramenta, define-se a princípio que $\alpha = 1$.

O cálculo da multa referente ao DMIC é feito a partir do valor acumulado anual e posteriormente apresentado como um valor médio para um determinado número de anos simulados. Os demais índices, ainda que sejam feitos da mesma forma, podem ser calculados sem a especificação do ano. O índice DMIC requer a especificação do período de apuração, o que inviabiliza o cálculo deste através de SMC-NS, como a metodologia confere ao algoritmo a característica cronológica da SMCS, o indicador pode ser amostrado.

O “clock” da ferramenta SMC-QS anda sequencialmente com a curva de carga, com $\Delta t = 1$. Quando $t = 8760$, os valores anuais dos índices podem ser calculados e o processo será repetido até que atinja a convergência; neste momento os valores são convertidos em médias anuais. Para a SMC quase sequencial

proposta os valores esperados para as funções teste $F(x)$ serão dados pela Equação (3.11), onde o número de amostras, NA , é dado pelo número de sorteios multiplicado pelo número de horas do ano (8760).

3.3.4 Algoritmo Quase Sequencial

Tendo implementado as adaptações discutidas à SMC-NS, a nova ferramenta SMC-QS segue o algoritmo proposto a seguir:

- a) Inicializar as variáveis de controle como número de anos simulados, número de sorteios, hora e definição dos limites máximos de simulação e convergência;
- b) A partir das probabilidades calculadas e do auxílio do gerador de números pseudo-aleatórios amostrar um estado;
- c) Avaliar o estado amostrado em b), se sucesso, nenhuma análise é feita e o processo amostral continua;
- d) Se o estado é de falha, a tabela de proteções é avaliada com o objetivo de identificar o impacto promovido nos pontos de carga devido à mudança de estado do elemento em análise. Assim como na SMCS são verificadas as possibilidades de reestabelecer a operação dos pontos atingidos através da ação de chaveamentos internos bem como a possibilidade de transferência de carga entre alimentadores;
- e) Atualizar os acumuladores dos índices de confiabilidade;
- f) Avaliar a convergência do algoritmo através do coeficiente de variação (β). Até que a convergência seja atendida, repete-se o processo, retornando ao passo b);
- g) Calcular os valores médios referentes aos índices de confiabilidade.

Os passos descritos acima podem ser observados no fluxograma da Figura 3.7.

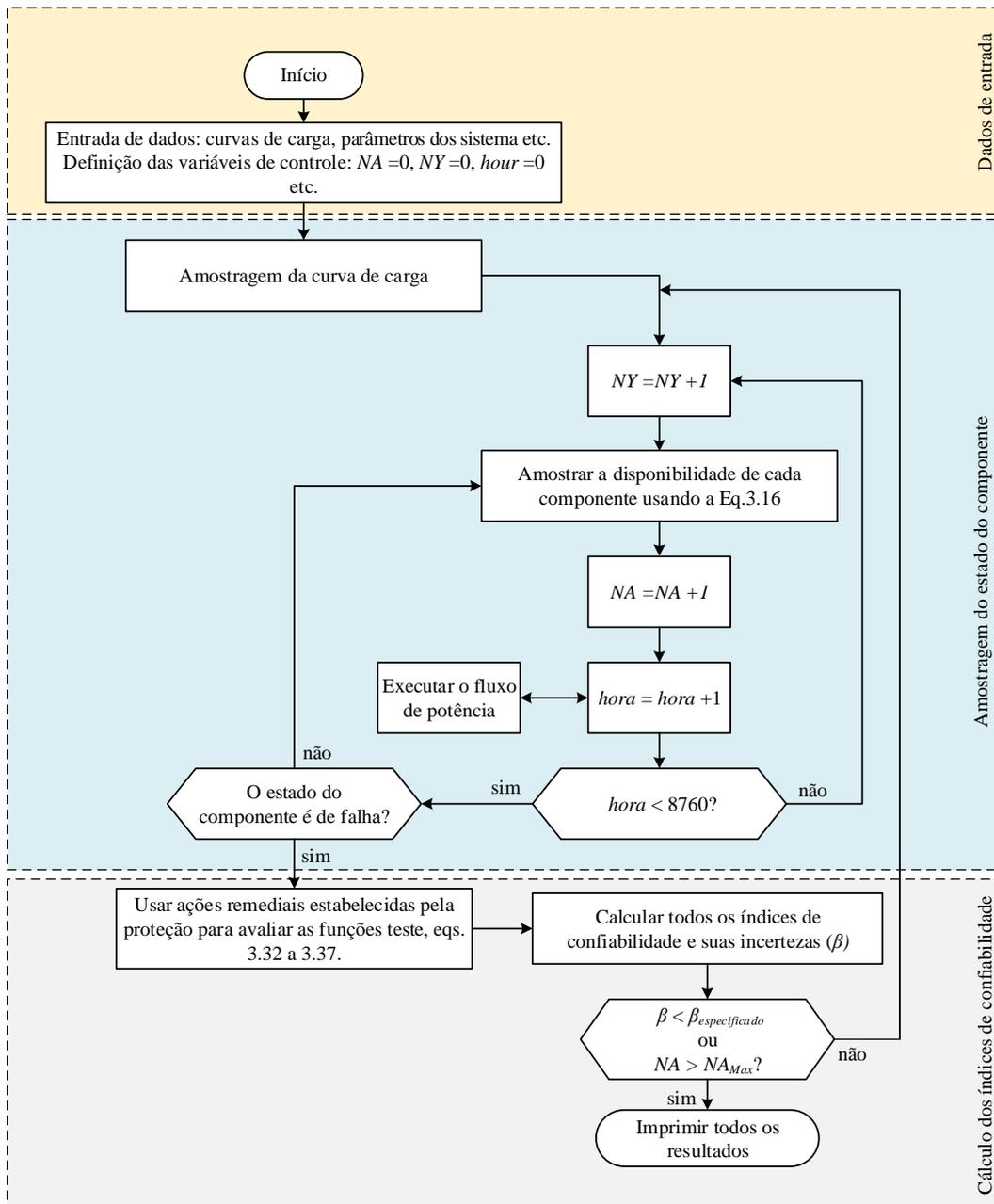


Figura 3.7: Proposta de algoritmo quase sequencial

3.4 Simulação Monte Carlo *State Transition*

3.4.1 Conceitos

Ao utilizar uma SMCS é necessário ter atenção quanto ao tempo de simulação característico da técnica. A elevada demanda computacional é resultado das

análises sucessivas de cada componente considerando sua dependência temporal. A técnica de amostragem via transição de estados, ou *state transition*, também consiste em uma análise temporal do sistema, porém sem a necessidade de avaliações adicionais referentes aos estados dos componentes individuais e suas respectivas durações. Assim como as demais ferramentas apresentadas na literatura, a SMC-ST é capaz de estimar índices médios de confiabilidade, além de informações secundárias como o cálculo das curvas de distribuição de probabilidade dos indicadores, tal qual a ferramenta SMCS.

A fim de compreender a dinâmica da técnica proposta, pode-se considerar novamente o diagrama de estados apresentado na Figura 3.5, onde somente um componente irá falhar por vez, desprezando-se as falhas de segunda ordem. Ressalta-se que a duração de cada estado é representada por uma distribuição exponencial que descreve o componente reparável segundo o modelo Marvokiano [12].

Em distinção à SMCS e SMC-QS, onde a avaliação tem início no componente falhado, na SMC-ST analisa-se o estado do sistema e em seguida o componente responsável pelo defeito. Dessa forma, sorteia-se inicialmente o tempo de residência do sistema no estado de sucesso (T_{up}), determinado pela Equação (3.38):

$$T_{up} = -\frac{1}{\lambda_T} \ln(U_{01}) \quad (3.38)$$

onde U_{01} é uma função uniformemente distribuída entre 0 e 1, e a taxa de falha do sistema, ou total, λ_T é dada pela Equação (3.39):

$$\lambda_T = \sum_{i=1,n} \lambda_i \quad (3.39)$$

Com o esgotamento do tempo sorteado haverá transição entre os estados, que deve ser determinada. Sabe-se que os sistemas de distribuição são majoritariamente radiais, portanto, a transição de um elemento (inicialmente em operação) resultará na perda de um ou mais pontos do sistema.

A probabilidade do componente i transitar para o estado de falha é então estabelecida pela Equação (3.40) [13], [46]:

$$P_i = \frac{\lambda_i}{\lambda_T} \quad (3.40)$$

onde para o exemplo considerado (Figura 3.7), $\sum_{i=1:n} P_i = 1$.

Dado que o componente i foi amostrado, é pertinente determinar a duração do defeito, $T_{i(down)}$, que impactará nos pontos de carga a jusante, portanto:

$$T_{i(down)} = -\frac{1}{\mu_i} \ln(U_{01}) \quad (3.41)$$

A Equação (3.41) pode ser reescrita utilizando os conceitos de tempo médio de reparo, Equação (3.17), como mostra a Equação (3.42).

$$T_{i(down)} = -r_i \ln(U_{01}) \quad (3.42)$$

O tempo de exposição do ponto de carga ao defeito é avaliado conforme a dinâmica da proteção implementada na SMC-QS e exemplificada através da Tabela 3.6. A modelagem é assumida como análoga ao “OPF” para sistemas de geração e transmissão, visto que o “redespacho” em sistemas de distribuição não é praticável. Além disso, são avaliadas as funções teste cujos valores esperados serão dados pela Equação (3.7).

Uma vez que o tempo de reparo tenha sido concluído, o sistema obrigatoriamente retornará ao estado de sucesso (*up*), se tornando dispensável a realização de um novo sorteio. O “clock” do sistema será dependente do tempo de residência no estado de sucesso e da duração das falhas amostradas, o que pode ser observado na Figura 3.8.

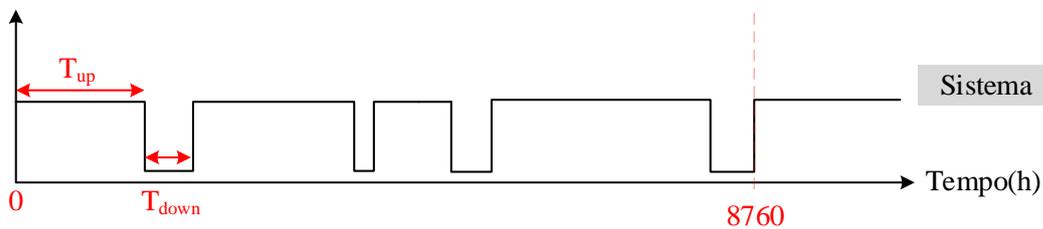


Figura 3.8: Histórico de transição do sistema

3.4.2 Funções Teste

O impacto da interrupção no ponto de carga pode ser mensurado por funções teste similares utilizadas na SMCS e apresentadas nas equações seguintes para um ponto de carga genérico LP (*load point*) do sistema avaliado.

Frequência de interrupção do ponto LP (FIC):

$$FIC_{LP}(y_k) = \begin{cases} 0, & \text{se } y_k \text{ não afeta o ponto LP} \\ n_k, & \text{se } y_k \text{ afeta o ponto LP} \end{cases} \quad (3.43)$$

em que n_k é o total de falhas amostradas durante o ano y_k , sendo que para a SMC-ST não há falhas simultâneas.

Duração da interrupção do ponto LP (DIC):

$$DIC_{LP}(y_k) = \begin{cases} 0, & \text{se } y_k \text{ não afeta o ponto LP} \\ t_k & \text{se } y_k \text{ afeta o ponto LP} \end{cases} \quad (3.44)$$

onde t_k é o somatório das durações das interrupções individuais, t_i , decorrentes das falhas ocorridas no ano y_k . Vale mais uma vez destacar que t_i , o tempo em que o ponto LP se encontra sem alimentação devido à falha do componente i , pode ter a duração do reparo do defeito ou chaveamento do trecho, vide Tabela 3.6.

Energia não suprida no ponto LP (EENS):

$$EENS_{LP}(y_k) = \begin{cases} 0, & \text{se } y_k \text{ não afeta o ponto LP} \\ ENS_k & \text{se } y_k \text{ afeta o ponto LP} \end{cases} \quad (3.45)$$

em que ENS_k é o valor total da energia não suprida ao ponto LP durante y_k . Para cada interrupção i , a energia é calculada por $L(h) \times t_i$, sendo $L(h)$ a potência do ponto no instante em que a falha ocorreu.

Duração máxima identificada no ponto LP (DMIC):

$$DMIC_{LP}(y_k) = \begin{cases} 0, & \text{se } y_k \text{ não afeta o ponto LP} \\ \alpha \times \Delta t, & \text{se } y_k \text{ afeta o ponto LP} \end{cases} \quad (3.46)$$

sendo Δt_k é o tempo total de ultrapassagem do máximo permitido, no ano y_k , definido em concordância com o órgão regulador. Por sua vez, α é a tarifa média

multiplicada pelo coeficiente de majoração [74]. Neste estudo define-se que $\alpha = 1$.

3.4.3 Algoritmo *State Transition*

Após a adequação da SMC-ST em concordância com as especificidades dos sistemas de distribuição, o método percorre resumidamente os passos descritos pelo algoritmo abaixo:

- a) Leitura de dados do sistema e demais parâmetros necessários para a análise da confiabilidade como curvas de carga. Definição das variáveis de controle como β , $NY=0$ etc.
- b) Inicializar contadores $t_{clock} = 0$, $NY = NY + 1$;
- c) Assume-se que o sistema se encontra em condições normais de operação (todos os componentes em *funcionamento*) e determina-se a duração do estado presente, com auxílio da distribuição uniforme (Equação 3.38). Definir:
 $t_{clock} = t_{clock} + T_{up}$;
- d) Utilizando a Equação 3.40 e com auxílio do gerador de números pseudo-aleatórios amostrar o elemento que irá transitar para a falta e calcular o tempo de reparo (Equação 3.41). Como a transição é para o estado de falha, a tabela de proteções é avaliada com o objetivo de identificar o impacto promovido nos pontos de carga devido à mudança de estado do elemento em análise. Semelhante às simulações anteriores, verificam-se as formas praticáveis de reestabelecer a operação dos pontos atingidos, como chaveamentos internos e a transferência de carga entre alimentadores. Definir: $t_{clock} = t_{clock} + T_{(down)}$;
- e) Atualizar os acumuladores dos índices de confiabilidade, lembrando que as contribuições mensuradas pelas funções teste, $G(y_k)$, são anuais;
- f) Avaliar a convergência do algoritmo através do coeficiente de variação (β). Até que a convergência seja atendida, repete-se o processo, retornando ao passo b);

g) Calcular os valores médios referentes aos índices de confiabilidade e as correspondentes funções de densidade de probabilidade, caso desejado. Por fim imprimir os resultados.

Os passos descritos acima podem ser observados com detalhes no fluxograma da Figura 3.9.

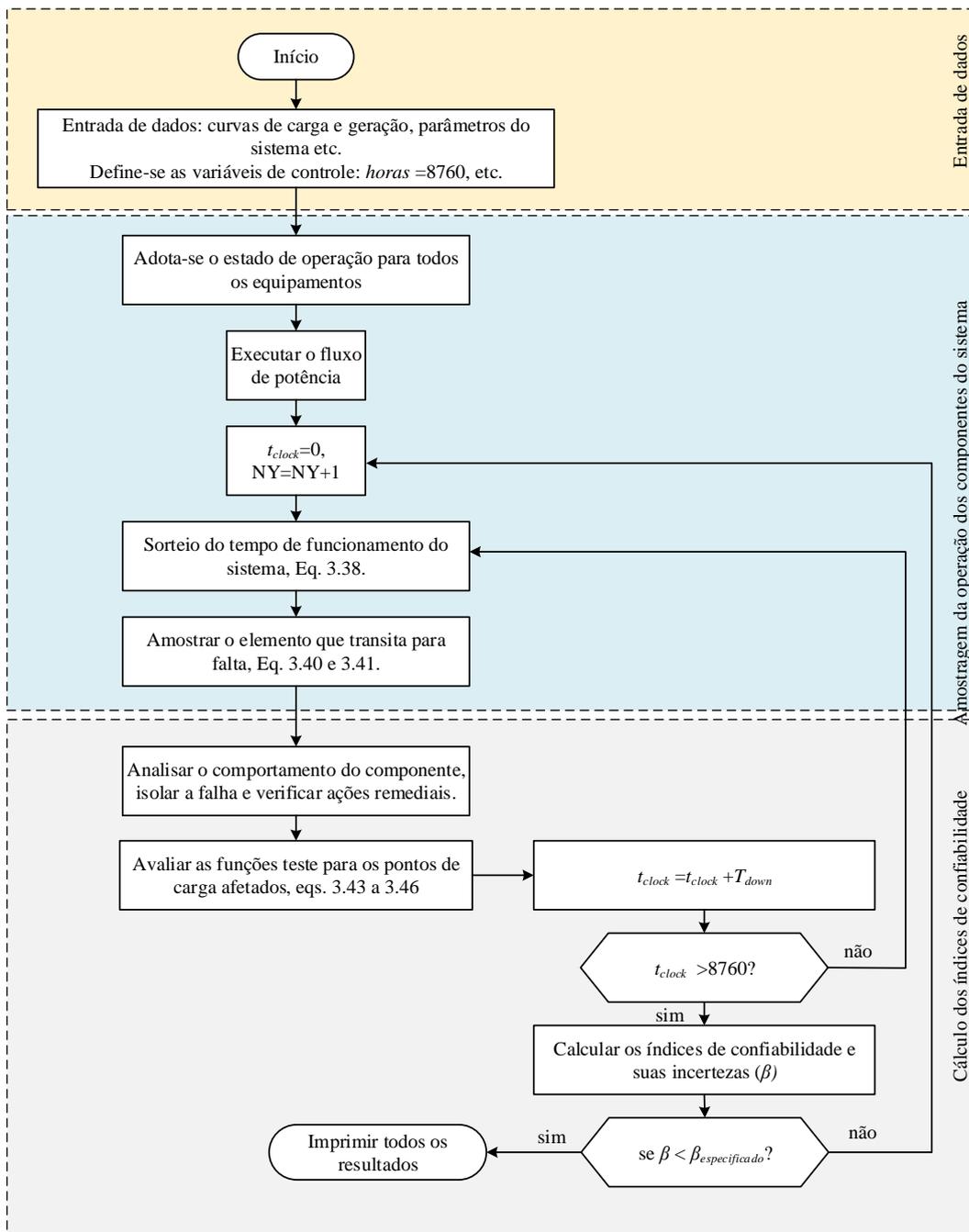


Figura 3.9: Proposta de algoritmo *state transition*

3.5 Considerações Finais

Ao longo deste capítulo foram apresentados conceitos e terminologias utilizadas na análise de confiabilidade de um sistema de distribuição via SMC. Além do modelo convencional sequencial, os métodos apresentados enfatizaram novas técnicas de simulação em sistemas de distribuição: a SMC-QS e a SMC-ST.

O método quase sequencial apresentado baseia-se nos critérios de amostragem não sequencial e garante a característica cronológica de captura de eventos da ferramenta sequencial para a análise do desempenho. A partir da metodologia proposta, tem-se uma ferramenta alternativa à SMCS, onde é possível calcular os indicadores apresentados no Capítulo 2, além de índices adicionais como o DMIC, cuja análise é dependente de cenários onde a cronologia está presente.

Por outro lado, a técnica baseada em *state transition* continua sendo uma ferramenta sequencial, sendo a análise do desempenho feita cronologicamente. Dessa forma, todos os benefícios observados na SMCS são também obtidos através da implementação da SMC-ST, com o principal adicional que se refere à minimização do tempo gasto com as simulações.

No capítulo seguinte serão expostos e discutidos os resultados obtidos diante da implementação das três ferramentas apresentadas para a avaliação da confiabilidade de um sistema de distribuição. Nesse sentido, serão explorados aspectos referentes à flexibilidade, desempenho e precisão, a fim de avaliar adequadamente o desempenho das técnicas propostas. As mesmas serão comparadas e validadas para a posterior inserção de recursos distribuídos tornando o sistema compatível com a realidade do setor.

4

Aplicação das Técnicas Propostas em Sistemas de Distribuição

4.1

Introdução

Este capítulo tem o objetivo de avaliar a confiabilidade de sistemas de distribuição utilizando as ferramentas anteriormente apresentadas: SMCS, SMC-QS e SMC-ST.

Com o intuito de validar e explorar as novas técnicas, quase sequencial e *state transition*, são propostos diferentes cenários de avaliação onde se considera a precisão dos resultados obtidos e o desempenho computacional de cada método. Para tal, dois sistemas de distribuição serão utilizados, sendo um sistema de teste, IEEE-RBTS Bus 2, e um sistema real brasileiro de pequeno porte. Além disso, é incorporada a variação horária da carga representada pelo modelo IEEE-RTS [80]. Ao longo do capítulo os resultados serão comentados e comparados àqueles obtidos via SMCS.

4.2

Simulação Monte Carlo Sequencial

4.2.1

Sistema IEEE-RBTS

O sistema IEEE-RBTS Bus 2, ilustrado na Figura 2.3, é composto por quatro alimentadores principais e 22 pontos de carga, cujos dados podem ser consultados em [77], [78]. Os alimentadores 1 e 2, assim como os alimentadores 3 e 4, estão conectados entre si através de uma chave do tipo NA, que permite a transferência de carga entre eles.

Os resultados apresentados a seguir foram obtidos da simulação utilizando o método sequencial aplicado ao sistema IEEE-RBTS Bus 2 em sua condição normal de operação. O valor atribuído para a convergência do programa (β) é de 1% sobre o índice de duração acumulada da falha (DIC) e de 2% sobre o índice de

duração máxima (DMIC). A utilização de dois coeficientes β tem o intuito de minimizar o tempo de simulação, uma vez que a atribuição de 2% ao DMIC ainda é satisfatória. A SMCS foi desenvolvida utilizando a programação orientada a objetos, tratando-se de uma técnica que auxilia no desempenho computacional da ferramenta, elaborada na linguagem C++ [81], [82]. Os valores a seguir apresentados foram obtidos utilizando uma máquina Intel® Core™ i5-3337U CPU @1.8GHz, 6GB de RAM instalada.

Em condições normais de operação, considera-se que não há restrição quanto à transferência de carga entre os alimentadores, o que define o caso base do estudo. A Tabela 4.1 contém os resultados obtidos para os índices FIC, DIC, DMIC e EENS, considerando o modelo de carga com variação horária. Esses valores podem ser comparados para validação do método com aqueles apresentados na literatura [4], [16], [77] e também com os resultados obtidos pelo método analítico, apresentados na Tabela 2.4. Vale ressaltar que em distinção aos demais estudos, o presente método utiliza um algoritmo de fluxo de potência [79] para determinação da capacidade de transferência de carga, além disso, são consideradas falhas de ordem superior [16], que alteram levemente os resultados obtidos.

Por característica, o sistema IEEE-RBTS Bus 2 possui baixos valores de taxa de falha e nesta avaliação consideram-se falhas de linhas e pontos de carga. O tempo médio de reparo do defeito é de 5h, enquanto que o tempo de chaveamento é de 1h. Dessa forma, a interrupção máxima definida para computação do DMIC é de 5h, sendo computados somente valores que excedem o mesmo. O tempo de simulação, considerando decomposição do sistema, fluxo de potência e avaliação da confiabilidade, é de 41s em média, podendo oscilar de acordo com as características e capacidades do computador utilizado.

Tabela 4.1: Índices de confiabilidade para o sistema IEEE-RBTS via SMCS

Índices de Confiabilidade - SMCS					
	Pontos de Carga	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	DMIC ² (h/ano)	EENS (kWh/ano)
AL 1	LP-1	0,24015	3,53865	3,07268	1893,63
	LP-2	0,25386	3,69592	3,18627	1973,67
	LP-3	0,25342	3,67031	3,16400	1960,42
	LP-4	0,24051	3,55711	3,09178	2109,82
	LP-5	0,25375	3,59872	3,09203	2127,81
	LP-6	0,25009	3,63063	3,13599	1673,54
	LP-7	0,25328	3,52947	3,04757	1633,45
AL 2	LP-8	0,14182	0,54081	0,18406	543,53
	LP-9	0,14049	0,49223	0,16613	565,85
AL 3	LP-10	0,24372	3,56749	3,09851	1889,47
	LP-11	0,25411	3,63802	3,13030	1936,31
	LP-12	0,25692	3,62075	3,10433	1622,62
	LP-13	0,25399	3,57924	3,10061	2119,93
	LP-14	0,25696	3,53752	3,04916	2100,61
	LP-15	0,24432	3,54960	3,07972	1642,20
AL 4	LP-16	0,25339	3,61925	3,11053	1670,32
	LP-17	0,24380	3,58669	3,10785	1607,84
	LP-18	0,24328	3,57514	3,10585	1602,94
	LP-19	0,25660	3,65585	3,14517	1639,20
	LP-20	0,25637	3,69294	3,18594	2188,71
	LP-21	0,25335	3,54861	3,07223	2096,30
	LP-22	0,25687	3,63992	3,15226	1678,67

4.2.2 Sistema Papagaios

Esta rede pertence à cidade de Papagaios e abrange uma área de 556km² na região Centro-Oeste de Minas Gerais. O sistema é de pequeno porte sendo composto por 148 ramos e 61 pontos de carga, distribuídos em quatro alimentadores principais. Sua topologia pode ser observada na Figura 4.1.

Os resultados apresentados neste tópico foram obtidos via SMCS aplicada ao sistema Papagaios em sua condição padrão de operação. O valor atribuído para

² Conforme definido anteriormente, o índice DMIC (ou MCID) é o valor máximo de ultrapassagem observado em relação a um limite preestabelecido. Tal valor poderá ser explicitado em h/ano ou em \$/ano; neste último caso se referindo à multa ou penalidade associada. Se um fator de conversão unitário é assumido, o valor do índice se torna o mesmo da multa e a unidade do DMIC poderá ser h/ano ou \$/ano, a depender da unidade de conversão. Optou-se no presente trabalho utilizar h/ano.

a convergência do programa (β) é de 1% sobre o índice de duração da falha (DIC) e de 2% sobre o índice de duração máxima (DMIC).

Por característica, o sistema Papagaios apresenta valores elevados de taxa de falha e nesta avaliação consideram-se apenas falhas de linhas de distribuição. O tempo médio de reparo do defeito é de 2,4h, enquanto o tempo de chaveamento é de 1h [78]. Dessa forma, a interrupção máxima definida para o cálculo do DMIC é de 3h, uma vez que a utilização do mesmo limite definido para o sistema IEEE-RBTS Bus 2 faz com que o evento seja raro e dificulte a convergência do algoritmo. O tempo médio de simulação, considerando decomposição da rede, fluxo de potência e análise de confiabilidade foi 3min, podendo oscilar de acordo com as características e capacidades do computador utilizado.

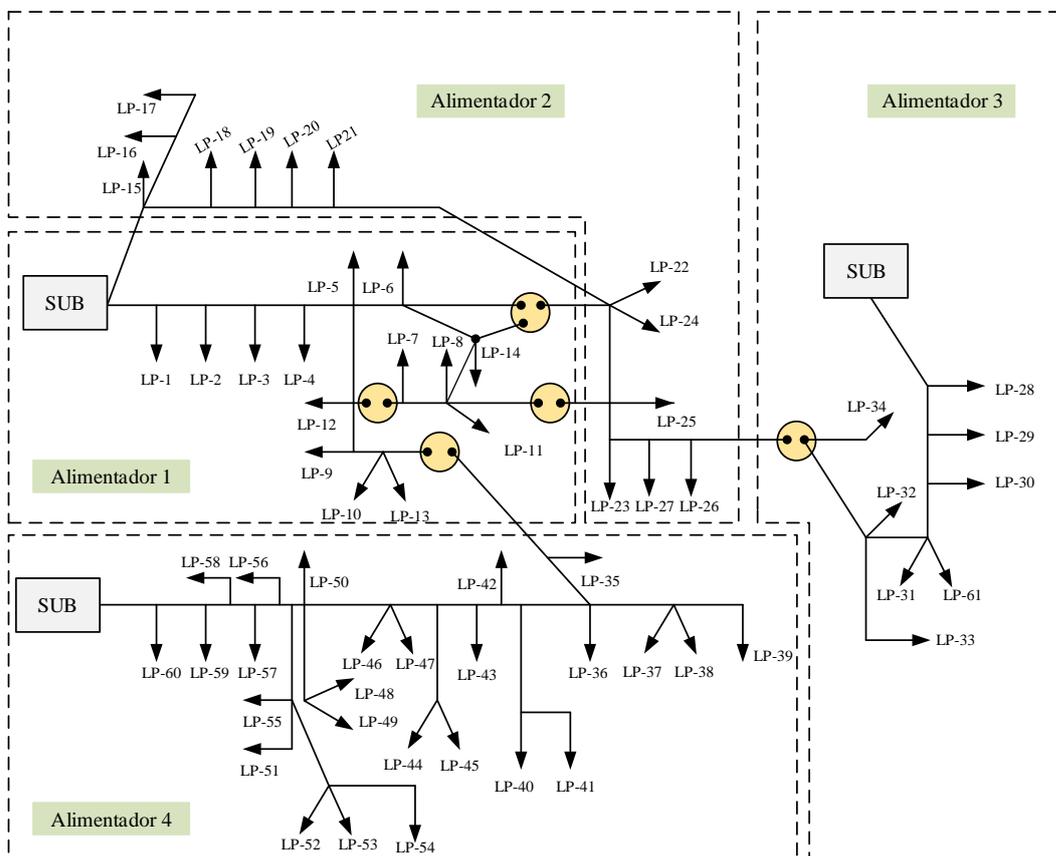


Figura 4.1: Sistema de distribuição Papagaios

As tabelas 4.2 a 4.5 contêm os resultados obtidos para os índices FIC, DIC, DMIC e EENS apresentadas por alimentador, considerando um modelo de carga com variação horária bem como as condições normais de operação do sistema, o que define o caso base de estudo para esta rede. Esses valores podem ser compa-

rados para validação do método com demais artigos presentes na literatura [4], [16], [75], destacando que em distinção aos demais estudos, o presente trabalho utiliza o fluxo de potência para determinação da capacidade de transferência de carga, além de considerar falhas simultâneas, o que promove pequenas alterações nos resultados.

Tabela 4.2: Índices de confiabilidade, AL 1 - sistema Papagaios via SMCS

Índices de Confiabilidade Papagaios					
	Pontos de Carga	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	DMIC (h/ano)	EENS (kWh/ano)
Alimentador 1	LP-1	17,5579	16,5287	1,80198	4303,86
	LP-2	17,5651	13,0200	0,39870	63,98
	LP-3	17,5716	13,0243	0,39250	799,96
	LP-4	17,5728	17,6240	2,25554	4851,00
	LP-5	17,5769	14,3809	0,94050	1342,61
	LP-6	17,5804	12,9397	0,39465	3513,07
	LP-7	17,5787	14,0280	0,78054	1033,96
	LP-8	17,5798	13,6711	0,64748	1007,35
	LP-9	17,5815	13,0089	0,37936	191,80
	LP-10	17,5823	12,5476	0,19905	184,97
	LP-11	17,5821	12,5132	0,18341	2090,54
	LP-12	17,5787	14,0280	0,78054	206,79
	LP-13	17,5823	12,5476	0,19905	6782,25
	LP-14	17,5804	12,9397	0,39465	1843,95

Tabela 4.3: Índices de confiabilidade, AL 2 - sistema Papagaios via SMCS

Índices de Confiabilidade Papagaios					
	Pontos de Carga	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	DMIC (h/ano)	EENS (kWh/ano)
Alimentador 2	LP-15	29,4279	31,4007	4,5661	15748,52
	LP-16	29,4073	39,3595	7,7692	12095,92
	LP-17	29,4073	39,3627	7,7712	241,94
	LP-18	29,4595	21,4520	0,5649	1266,53
	LP-19	29,4663	21,4474	0,5532	1687,82
	LP-20	29,4715	20,9182	0,3384	3395,45
	LP-21	29,4679	22,7359	1,0752	4696,66
	LP-22	29,4543	27,8441	3,1053	3425,45
	LP-23	29,4733	21,3628	0,5216	2889,36
	LP-24	29,4543	27,8441	3,1053	3014,38
	LP-25	29,4543	27,8445	3,1055	8152,63
	LP-26	29,4702	22,2562	0,8671	7664,79
	LP-27	29,4645	23,7634	1,4962	818,08

Tabela 4.4: Índices de confiabilidade, AL 3 - sistema Papagaios via SMCS

Índices de Confiabilidade Papagaios					
	Pontos de Carga	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	DMIC (h/ano)	EENS (kWh/ano)
Alimentador 3	LP-28	16,8831	13,8230	0,92844	3395,46
	LP-29	16,8863	15,8849	1,76957	5854,95
	LP-30	16,9006	12,5163	0,40070	2153,26
	LP-31	16,8947	18,6870	2,85324	2067,14
	LP-32	16,8948	17,5917	2,43926	648,65
	LP-33	16,8948	17,5920	2,43935	9438,09
	LP-34	16,8948	17,5906	2,43859	1902,62
	LP-61	16,8947	18,6870	2,85324	3215,54

Tabela 4.5: Índices de confiabilidade, AL 4 - sistema Papagaios via SMCS

Índices de Confiabilidade Papagaios					
	Pontos de Carga	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	DMIC (h/ano)	EENS (kWh/ano)
Alimentador 4	LP-35	29,7488	22,3902	0,85655	330,10
	LP-36	29,7295	27,5723	2,93625	541,74
	LP-37	29,7207	30,0692	3,95298	1180,84
	LP-38	29,7207	30,0692	3,95298	442,81
	LP-39	29,7207	30,0712	3,95458	295,23
	LP-40	29,7303	26,5041	2,54094	455,61
	LP-41	29,7303	26,5067	2,54315	650,93
	LP-42	29,7390	23,9195	1,49880	1409,91
	LP-43	29,7413	22,4431	0,89422	220,49
	LP-44	29,7403	22,6555	0,97543	695,41
	LP-45	29,7403	22,6555	0,97543	8344,93
	LP-46	29,7354	23,6284	1,36204	2320,51
	LP-47	29,7354	23,6284	1,36204	3016,67
	LP-48	29,7274	25,2416	2,02079	744,06
	LP-49	29,7274	25,2416	2,02079	868,07
	LP-50	29,7274	25,2410	2,02055	1860,11
	LP-51	29,7097	28,5728	3,38418	1123,19
	LP-52	29,7052	29,8401	3,89471	2455,78
	LP-53	29,7052	29,8401	3,89471	1759,37
	LP-54	29,7052	29,8406	3,89491	2015,97
LP-55	29,7097	28,5705	3,38254	6528,03	
LP-56	29,7184	24,4002	1,68734	1318,40	
LP-57	29,7176	22,9775	1,10838	8696,15	
LP-58	29,7107	23,5391	1,35897	578,19	
LP-59	29,7008	25,8042	2,25376	1109,70	
LP-60	29,7008	25,8042	2,25376	25269,50	

4.3 Simulação Monte Carlo Quase Sequencial

4.3.1 Sistema IEEE-RBTS

Nesta seção, são apresentados os resultados obtidos da implementação da ferramenta proposta, SMC-QS. Ao longo desse tópico serão definidos novos cenários de análise, além do caso base, com a finalidade de avaliar a flexibilidade e precisão da ferramenta. Para obtenção dos resultados, utiliza-se uma curva de carga com variação horária e são atribuídos, para a convergência do programa (β), os valores de 1% sobre o índice de duração da falha (DIC) e de 2% sobre o índice de duração máxima (DMIC). Assim como a SMCS, o método quase sequencial foi elaborado utilizando a programação orientada a objetos e os benefícios da linguagem C++.

4.3.2 Resultados: Caso Base

O caso base é definido a partir das condições normais de operação, não sendo impostas restrições para transferência de carga entre alimentadores. Nas tabelas 4.6 a 4.9 estão contidos os índices de confiabilidade para 4 pontos do sistema IEEE-RBTS Bus 2, os demais pontos podem ser consultados no Apêndice A, Seção A.1.

Como pode ser observado, as tabelas estão dispostas de forma a apresentar um resultado comparativo entre as duas ferramentas: SMCS *versus* SMC-QS. O objetivo é comparar os valores e validar o novo método, tomando como referência o algoritmo sequencial (i.e., cronológico). O erro apresentado traduz o desvio do índice obtido pela ferramenta proposta em comparação ao caso sequencial, esses desvios podem ser analisados por ponto consumidor (coluna 5), por alimentador (colunas 6 a 8), ou considerando todo o sistema (ao final da tabela). Como é possível notar, os desvios em relação à SMCS são bem pequenos, tendo em vista que as duas ferramentas consideram um $\beta=1\%$. Vale ressaltar que o tempo de simulação para a SMC-QS foi de 12 s em média o que equivale a 29,27 % do necessário para execução do método sequencial, considerando o caso base.

Tabela 4.6: Índice FIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-QS

Alimentador	P.C.	FIC (Falhas/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-QS	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	0,24051	0,23702	-1,44847	0,84059	1,44847	-0,84059
AL 2	LP-8	0,14182	0,13977	-1,44180	0,93608	1,44180	-0,93608
AL 3	LP-13	0,25399	0,25381	-0,06928	0,82587	1,21348	-0,82587
AL 4	LP-20	0,25637	0,25714	0,30010	0,95751	1,42053	-0,87176
Erro médio do sistema							-0,85518
Erro máximo absoluto do sistema							1,44847
Erro médio absoluto do sistema							0,88246

Tabela 4.7: Índice DIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-QS

Alimentador	P.C.	DIC (h/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-QS	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	3,55711	3,59095	0,95141	1,30485	2,62537	0,07334
AL 2	LP-8	0,54081	0,53866	-0,39716	0,29269	0,39716	-0,29269
AL 3	LP-13	3,57924	3,61474	0,99183	1,01117	1,73420	0,30836
AL 4	LP-20	3,69294	3,67244	-0,55513	0,86894	2,43473	-0,39613
Erro médio do sistema							-0,04521
Erro máximo absoluto do sistema							2,62537
Erro médio absoluto do sistema							0,99404

Tabela 4.8: Índice DMIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-QS

Alimentador	P.C.	DMIC (h/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-QS	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	3,09178	3,13885	1,52255	1,48178	2,93982	0,19753
AL 2	LP-8	0,18406	0,18651	1,33472	0,89063	1,33472	0,44408
AL 3	LP-13	3,10061	3,13945	1,25258	1,22593	2,41042	0,57455
AL 4	LP-20	3,18594	3,15826	-0,86861	1,02210	2,55923	-0,29264
Erro médio do sistema							0,16681
Erro máximo absoluto do sistema							2,93982
Erro médio absoluto do sistema							1,21200

Tabela 4.9: Índice EENS, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-QS

Alimentador	P.C.	EENS (kWh/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-QS	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	2109,82	2123,18	0,63343	1,22782	2,85610	-0,13329
AL 2	LP-8	543,53	537,54	-1,10219	0,62266	1,10219	-0,62266
AL 3	LP-13	2119,93	2130,81	0,51323	0,68574	1,37531	0,10762
AL 4	LP-20	2188,71	2166,16	-1,03059	1,02085	2,58949	-0,49674
Erro médio do sistema							-0,22772
Erro máximo absoluto do sistema							2,85610
Erro médio absoluto do sistema							0,95911

4.3.3

Resultados: Variação de Parâmetros da Rede

A fim de avaliar o desempenho computacional do novo método, definem-se novos cenários de análise, considerando a alteração dos parâmetros do sistema, como taxa de falha e tempo de chaveamento. Essas mudanças podem promover variação na frequência de ocorrência dos eventos e na duração de exposição do ponto à falha. Dessa forma, a convergência é diretamente atingida, afetando o tempo necessário para que a simulação seja concluída.

Para as simulações avaliadas, definem-se os seguintes cenários adicionais:

- Redução da taxa de falha em duas e quatro vezes;
- Aumento da taxa de falha em duas e quatro vezes;
- Redução do tempo médio de reparo em duas vezes;
- Aumento do tempo médio de reparo em duas vezes;
- Restrição da capacidade de transferência de carga do Alimentador 2 (AL 2);
- Aumento do tempo médio de chaveamento.

O impacto da alteração dos parâmetros no desempenho da ferramenta pode ser observado através da Figura 4.2, onde estão dispostos os tempos requeridos em segundos para finalização de cada cenário para os dois métodos utilizados, sequencial e quase sequencial.

Fica claro que a SMC-QS é capaz de concluir as rotinas de forma mais ágil, sem que comprometa os resultados, detalhados no Apêndice A, Seção A.2. Entretanto, vale ressaltar que não é possível extrair distribuições de probabilidade dos índices obtidos.

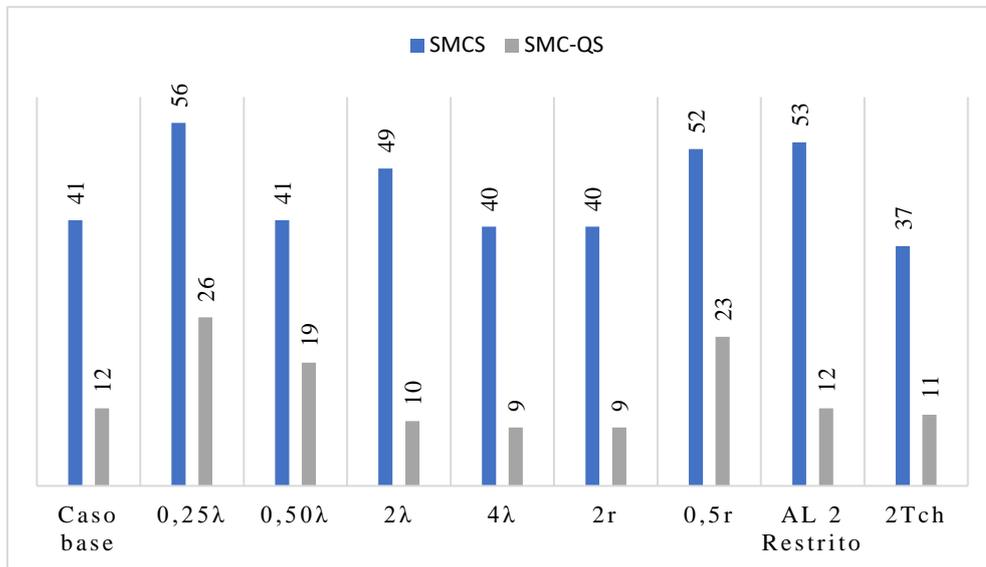


Figura 4.2: Desempenho computacional: tempos em segundos

Na Tabela 4.10 estão expostos os índices de frequência de falhas para os métodos utilizados neste trabalho após a redução da taxa de falha em duas vezes. Essa redução promove maior raridade quanto ao evento amostrado, o que por consequência reduz o índice FIC, DIC, DMIC e EENS, sendo que os demais resultados podem ser verificados no Apêndice A, Seção A.2.

Tabela 4.10: Índice FIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-QS para 0,5λ

Alimentador	P.C.	FIC (falhas/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-QS	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	0,12008	0,11994	-0,11605	0,60482	1,44349	-0,58222
AL 2	LP-8	0,07126	0,07030	-1,34522	0,98240	1,34522	-0,98240
AL 3	LP-13	0,12676	0,12512	-1,29669	0,67585	1,29669	-0,67585
AL 4	LP-20	0,12845	0,12720	-0,97787	0,82880	1,44872	-0,82880
Erro médio do sistema							-0,72259
Erro máximo absoluto do sistema							1,44872
Erro médio absoluto do sistema							0,72978

A Tabela 4.11 é composta dos índices de duração, para ambos os métodos, após o aumento na taxa de falha em duas vezes. É possível verificar, através dos resultados, que os valores obtidos foram aproximadamente duas vezes maiores que aqueles referentes ao caso base. Como o evento é menos raro, o esperado é que a simulação alcance a convergência mais rapidamente, como comprovado pelo gráfico de desempenho da Figura 4.2, para a simulação quase sequencial.

Tabela 4.11: Índice DIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-QS para 2λ

Alimentador	P.C.	DIC (horas/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-QS	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	7,19198	7,11101	-1,12587	1,00076	2,47387	-0,06055
AL 2	LP-8	1,08123	1,08383	0,24052	1,56016	2,87981	-1,31964
AL 3	LP-13	7,12980	7,01450	-1,61723	0,74997	1,61723	-0,03854
AL 4	LP-20	7,21410	7,09260	-1,68416	1,17195	1,68416	-0,53305
Erro médio do sistema							-0,31935
Erro máximo absoluto do sistema							2,87981
Erro médio absoluto do sistema							1,03769

Nas tabelas 4.12 e 4.13 estão dispostos os indicadores DMIC e EENS para os cenários de redução e aumento no tempo médio de reparo. A alteração desse parâmetro impacta diretamente no tempo de exposição do ponto à falha. O que pode ser observado claramente nos índices expostos. Em distinção dos resultados já apresentados, na Tabela 4.12 nota-se um valor atribuído ao erro um pouco maior do que aqueles já apresentados. Isso se deve ao erro amostral atribuído ao gerador de números aleatórios.

Tabela 4.12: Índice DMIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-QS para $0,5r$

Alimentador	P.C.	DMIC (horas/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-QS	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	1,44026	1,46767	1,90299	1,19430	2,07167	-0,42632
AL 2	LP-8	0,03346	0,03356	0,28963	1,52395	2,75828	1,52395
AL 3	LP-13	1,43712	1,44921	0,84191	0,80384	1,70595	0,14449
AL 4	LP-20	1,46736	1,45297	-0,98095	1,34405	3,60247	-0,31477
Erro médio do sistema							-0,05786
Erro máximo absoluto do sistema							3,60247
Erro médio absoluto do sistema							1,16543

Tabela 4.13: Índice EENS, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-QS para 2r

Alimentador	P.C.	EENS (kWh/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-QS	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	4196,67	4154,60	-1,00238	1,11420	2,71537	0,13737
AL 2	LP-8	1050,81	1048,55	-0,21516	1,57804	2,94093	-1,57804
AL 3	LP-13	4167,46	4078,34	-2,13858	0,85144	2,13858	-0,08324
AL 4	LP-20	4210,89	4126,26	-2,00980	1,24461	2,00980	-0,45235
Erro médio do sistema							-0,26638
Erro máximo absoluto do sistema							2,94093
Erro médio absoluto do sistema							1,12620

Diversos testes foram implementados variando a *seed* (semente) inicial nos casos onde o erro foi maior, permitindo a comprovação do efeito amostral. Porém, para que os resultados se mantivessem em uma mesma base comparativa, a mesma *seed* inicial foi utilizada para todas as simulações apresentadas nesta tese.

4.3.4

Sistema Papagaios

Nas tabelas dispostas a seguir estão apresentados os resultados obtidos da implementação da nova ferramenta aplicada ao sistema Papagaios, ilustrado pela Figura 4.1. Para obtenção dos resultados, utiliza-se uma curva de carga com variação horária e são atribuídos, para a convergência do programa (β), os valores de 1% sobre o índice de duração da falha (DIC) e de 2% sobre o índice de duração máxima (DMIC). Vale ressaltar que esse sistema é constituído de componentes com elevada taxa de falha, sendo que o tempo médio de reparo do defeito é de 2,4h, enquanto que o tempo médio de chaveamento é de 1h. A interrupção máxima definida para o cálculo do DMIC é de 3h. O tempo necessário para a conclusão da simulação, considerando decomposição, fluxo e confiabilidade foi 1min, aproximadamente 33% do tempo gasto com a SMCS para o mesmo sistema.

É possível observar os indicadores FIC e DIC na Tabela 4.14 para quatro pontos selecionados de cada alimentador do sistema. O erro por ponto permite verificar que o desvio entre o resultado obtido pela nova ferramenta, em comparação com a SMCS, é baixo, ainda que as técnicas sejam muito distintas.

Tabela 4.14: Índices FIC e DIC - sistema Papagaios via SMC-QS

Pontos de Carga	SMCS		SMC-QS		Erro por ponto (%)		
	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	
AL-1	LP-1	17,5579	16,5287	17,6267	16,6186	0,39191	0,54404
	LP-5	17,5769	14,3809	17,6267	14,4392	0,28351	0,40556
	LP-9	17,5815	13,0089	17,6267	13,0949	0,25738	0,66074
	LP-14	17,5804	12,9397	17,6267	13,0204	0,26356	0,62306
AL-2	LP-15	29,4279	31,4007	29,6404	31,6652	0,72214	0,84237
	LP-19	29,4663	21,4474	29,6404	21,4536	0,59101	0,02866
	LP-22	29,4543	27,8441	29,6404	27,9586	0,63173	0,41105
	LP-25	29,4543	27,8445	29,6404	27,9586	0,63173	0,40974
AL-3	LP-28	16,8831	13,8230	16,9825	13,8710	0,58866	0,34725
	LP-30	16,9006	12,5163	16,9825	12,5142	0,48419	-0,01655
	LP-33	16,8948	17,5920	16,9825	17,6852	0,51899	0,52937
	LP-61	16,8947	18,6870	16,9825	18,8254	0,51956	0,74078
AL-4	LP-35	29,7488	22,3902	29,8678	22,5289	0,39986	0,61955
	LP-44	29,7403	22,6555	29,8678	22,6895	0,42868	0,15007
	LP-49	29,7274	25,2416	29,8678	25,3292	0,47225	0,34711
	LP-54	29,7052	29,8406	29,8678	29,9295	0,54720	0,29793

Na Tabela 4.15 estão dispostos os resultados para os indicadores DMIC e EENS. Nota-se, porém, que alguns valores referentes ao erro são um pouco elevados, porém não inviabilizam a ferramenta utilizada. Ao avaliar o índice DMIC identifica-se que o valor capturado é muito baixo e com isso o erro é calculado a partir de diferenças decimais, promovendo desvios elevados ainda que o resultado seja próximo, como no caso do ponto LP-19. Em casos como esse, a tradução do erro é mais bem percebida através de um cálculo absoluto, ou por verificação do erro do sistema, resultados adicionais podem ser observados em detalhes no Apêndice A, Seção A.3.

Tabela 4.15: Índices DMIC e EENS sistema Papagaios via SMC-QS

Pontos de Carga	SMCS		SMC-QS		Erro por ponto (%)		
	DMIC (h/ano)	EENS (kWh/ano)	DMIC (h/ano)	EENS (kWh/ano)	DMIC (h/ano)	EENS (kWh/ano)	
AL-1	LP-1	1,80198	4303,86	1,78503	4331,31	-0,94057	0,63774
	LP-5	0,94050	1342,61	0,93606	1348,70	-0,47154	0,45351
	LP-9	0,37936	191,80	0,39128	193,24	3,14150	0,75168
	LP-14	0,39465	1843,95	0,40208	1857,03	1,88475	0,70908
AL-2	LP-15	4,56611	15748,52	4,64151	15877,64	1,65126	0,81986
	LP-19	0,55319	1687,82	0,50149	1687,61	-9,34582	-0,01231
	LP-22	3,10534	3425,45	3,09358	3436,02	-0,37854	0,30868
	LP-25	3,10555	8152,63	3,09358	8177,72	-0,38530	0,30775
AL-3	LP-28	0,92844	3395,46	0,91462	3407,94	-1,48819	0,36756
	LP-30	0,40070	2153,26	0,37938	2153,21	-5,31975	-0,00253
	LP-33	2,43935	9438,09	2,46841	9485,83	1,19130	0,50587
	LP-61	2,85324	3215,54	2,89888	3238,98	1,59949	0,72882
AL-4	LP-35	0,85655	330,10	0,87800	332,23	2,50425	0,64603
	LP-44	0,97543	695,41	0,95432	697,11	-2,16476	0,24387
	LP-49	2,02079	868,07	2,02246	871,74	0,08264	0,42280
	LP-54	3,89491	2015,97	3,85456	2022,60	-1,03592	0,32901

4.4

Simulação Monte Carlo *State Transition*

4.4.1

Sistema IEEE-RBTS

Os resultados expostos a seguir foram obtidos da implementação de um modelo de SMC-ST desenvolvido para sistemas de distribuição. No decorrer desse tópico, serão definidos novos cenários de análise, além do caso base, com a finalidade de avaliar a flexibilidade e precisão da ferramenta, similar ao que foi discutido em 4.3.3 para a SMC-QS. A obtenção dos resultados tem auxílio da curva de carga com variação horária anteriormente apresentada, além disso, são atribuídos, para a convergência do programa (β), os valores de 1% sobre o índice de duração da falha (DIC) e de 2% sobre o índice de duração máxima (DMIC). Assim como nas simulações anteriores, o método sequencial baseado em *state transition* foi estruturado utilizando a programação orientada a objetos e os benefícios da linguagem C++.

Nas tabelas 4.16 a 4.19 encontram-se os índices de confiabilidade referentes ao caso base dos quatro pontos de carga apresentados ao longo deste estudo. Destaca-se que para o caso base as condições de restrição de transferência de carga não são consideradas e todos os componentes são definidos conforme apresentado no problema original [77]. Observa-se que os resultados são expostos de forma comparativa, com o objetivo de validar a SMC-ST, tomando como referencial os valores obtidos através do método tradicional, SMCS. Novamente, o erro apresentado tem a função de traduzir o desvio entre o indicador alcançado pela nova ferramenta em comparação com a sequencial. Nas tabelas é possível avaliar o desvio por ponto consumidor (coluna 5), alimentador (colunas 6 a 8) ou ainda considerando todo o sistema (ao final da tabela). Computacionalmente a nova ferramenta requereu cerca de 20s para finalização da simulação, cerca de 49% do tempo investido na conclusão da SMCS. Resultados adicionais podem ser consultados no Apêndice A, Seção A.4.

Tabela 4.16: Índice FIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-ST

Alimentador	P.C.	FIC (falhas/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-ST	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	0,24051	0,23930	0,43596	0,69402	-0,43596	0,24051
AL 2	LP-8	0,14182	0,14134	0,37895	0,41886	0,03991	0,14182
AL 3	LP-13	0,25399	0,25261	0,54624	0,62064	-0,54624	0,25399
AL 4	LP-20	0,25637	0,25549	0,44369	0,59238	-0,44369	0,25637
Erro médio do sistema							-0,42523
Erro máximo absoluto do sistema							0,69402
Erro médio absoluto do sistema							0,46331

Tabela 4.17: Índice DIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-ST

Alimentador	P.C.	DIC (horas/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-ST	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	3,55711	3,55334	-0,10594	1,22606	3,19315	-0,32427
AL 2	LP-8	0,54081	0,53830	-0,46399	0,65346	0,84294	0,18947
AL 3	LP-13	3,57924	3,54509	-0,95417	0,99604	1,90358	-0,03840
AL 4	LP-20	3,69294	3,64067	-1,41565	1,22715	2,11743	-0,62217
Erro médio do sistema							-0,29439
Erro máximo absoluto do sistema							3,19315
Erro médio absoluto do sistema							1,11162

Tabela 4.18: Índice DMIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-ST

Alimentador	P.C.	DMIC (horas/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-ST	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	3,09178	3,08986	-0,06208	1,40118	3,58456	-0,33201
AL 2	LP-8	0,18406	0,18350	-0,30427	0,70412	1,10398	0,39985
AL 3	LP-13	3,10061	3,07043	-0,97329	1,14796	2,31189	0,03876
AL 4	LP-20	3,18594	3,13408	-1,62765	1,34586	2,49083	-0,63419
Erro médio do sistema							-0,26051
Erro máximo absoluto do sistema							3,58456
Erro médio absoluto do sistema							1,25115

Tabela 4.19: Índice EENS, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-ST

Alimentador	P.C.	EENS (kWh/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-ST	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	2109,82	2098,97	-0,51409	1,44773	3,46286	-0,53003
AL 2	LP-8	543,53	538,66	-0,89638	1,11354	1,33071	0,21716
AL 3	LP-13	2119,93	2098,38	-1,01683	0,69554	1,01683	-0,08939
AL 4	LP-20	2188,71	2148,94	-1,81715	1,43543	2,21922	-0,80137
Erro médio do sistema							-0,42827
Erro máximo absoluto do sistema							3,46286
Erro médio absoluto do sistema							1,20830

4.4.1.1 Variação de Parâmetros

De forma a avaliar o desempenho e flexibilidade da SMC-ST, propõem-se novos cenários de análise onde parâmetros como a taxa de falha e o tempo de reparo são manipulados. Como visto na Subseção 4.3.3 para a SMC-QS, a alteração nos parâmetros impacta diretamente no tempo de exposição do ponto de carga ao defeito, atingindo a convergência e por consequência o tempo necessário para a conclusão da simulação.

Para as simulações avaliadas, consideram-se os seguintes cenários:

- Redução da taxa de falha em duas e quatro vezes;
- Aumento da taxa de falha em duas e quatro vezes;

- Redução do tempo médio de reparo em duas vezes;
- Aumento do tempo médio de reparo em duas vezes;

A Tabela 4.20 ilustra os índices de frequência de falhas para os métodos sequencial e *state transition* após a redução da taxa de falha em duas vezes. Portanto, haverá maior raridade quanto ao evento amostrado, e diante disso observa-se a redução dos indicadores FIC, DIC, DMIC e EENS, onde os demais resultados podem ser consultados no Apêndice A, Seção A.5. Os valores expostos na Tabela 4.20 podem ainda ser comparados aos da Tabela 4.12, ficando claro que as três ferramentas apresentam resultados próximos.

Tabela 4.20: Índice FIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-ST para $0,5\lambda$

Alimentador	P.C.	FIC (falhas/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-ST	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	0,12008	0,11982	-0,21664	0,27725	0,44160	-0,27725
AL 2	LP-8	0,07126	0,07069	-0,79860	0,45692	0,79860	-0,45692
AL 3	LP-13	0,12676	0,12645	-0,24332	0,21353	0,44476	-0,21353
AL 4	LP-20	0,12845	0,12793	-0,40968	0,47745	0,65726	-0,47745
Erro médio do sistema							-0,33990
Erro máximo absoluto do sistema							0,79860
Erro médio absoluto do sistema							0,33990

A Tabela 4.21 mostra os índices de duração para os métodos abordados neste tópico, após o aumento na taxa de falha dos componentes, em duas vezes. Observando os resultados, nota-se que os valores foram, aproximadamente, duas vezes maiores que os referentes ao caso base, como esperado. Em oposição ao ocorrido no caso anterior, exposta na Tabela 4.20, onde o evento era mais raro, há agora uma redução da raridade e com isso a simulação atinge a convergência mais rapidamente. Essa análise pode ser confirmada através dos dados expostos na Figura 4.3. Esses resultados podem ser confrontados com os da Tabela 4.11, atestando a precisão entre as ferramentas.

Tabela 4.21: Índice DIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-ST para 2λ

Alimentador	P.C.	DIC (horas/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-ST	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	7,19198	7,08510	-1,48604	0,80290	1,48604	-0,37214
AL 2	LP-8	1,08123	1,07656	-0,43183	0,73827	1,04472	-0,73827
AL 3	LP-13	7,12980	7,06751	-0,87365	1,11917	1,42234	-0,43987
AL 4	LP-20	7,21410	7,26684	0,73110	1,22173	3,33994	-0,66620
Erro médio do sistema							-0,51746
Erro máximo absoluto do sistema							3,33994
Erro médio absoluto do sistema							1,01654

Por fim, nas tabelas 4.22 e 4.23 estão dispostos os indicadores DMIC e EENS para os cenários onde houve variações no tempo médio de reparo. A alteração desse parâmetro impacta diretamente no tempo de exposição do ponto à falha, o que pode ser observado claramente nos índices expostos. Em distinção dos resultados já apresentados, na Tabela 4.12 nota-se um desvio (%) um pouco maior entre os resultados, do que aqueles já apresentados. Isso se deve ao erro amostral atribuído ao gerador de números aleatórios.

Tabela 4.22: Índice DMIC, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-ST para $0,5r$

Alimentador	P.C.	DMIC (horas/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-ST	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	1,44026	1,46135	1,46445	1,13589	2,49911	-0,16803
AL 2	LP-8	0,03346	0,03313	-1,00589	0,78146	1,00589	-0,22444
AL 3	LP-13	1,43712	1,45144	0,99696	1,26845	3,05812	0,08324
AL 4	LP-20	1,46736	1,47171	0,29618	2,22335	4,16167	0,11648
Erro médio do sistema							-0,01410
Erro máximo absoluto do sistema							4,16167
Erro médio absoluto do sistema							1,48583

Tabela 4.23: Índice EENS, Sistema IEEE-RBTS - SMCS versus SMC-ST para $2r$

Alimentador	P.C.	EENS (kWh/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-ST	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	4196,67	4129,14	-1,60908	0,77520	1,60908	-0,39489
AL 2	LP-8	1050,81	1049,30	-0,14342	0,73937	1,33532	-0,73937
AL 3	LP-13	4167,46	4121,31	-1,10740	1,19149	2,00460	-0,65391
AL 4	LP-20	4210,89	4241,38	0,72412	1,17484	2,84448	-0,46509
Erro médio do sistema							-0,51918
Erro máximo absoluto do sistema							2,84448
Erro médio absoluto do sistema							1,01263

Na Figura 4.3 é possível observar o impacto promovido pela alteração dos parâmetros no desempenho computacional da ferramenta. O gráfico mostra o tempo de conclusão de cada um dos cenários acima expostos utilizando os três métodos apresentados nesta tese: sequencial, quase sequencial e *state transition*. Evidencia-se, através do exposto pela Figura 4.3, que a SMC-QS se manteve como mais ágil dentre as três rotinas apresentadas. Contudo, a SMC-ST apresenta a flexibilidade adicional de ofertar as curvas de distribuição de probabilidade dos indicadores, como pode ser visto em detalhes no tópico a seguir. A obtenção das funções de massa de probabilidade não é uma característica do método quase sequencial e, com isso, em muitos casos é viável a aplicação do *state transition* dado o detalhamento obtido.

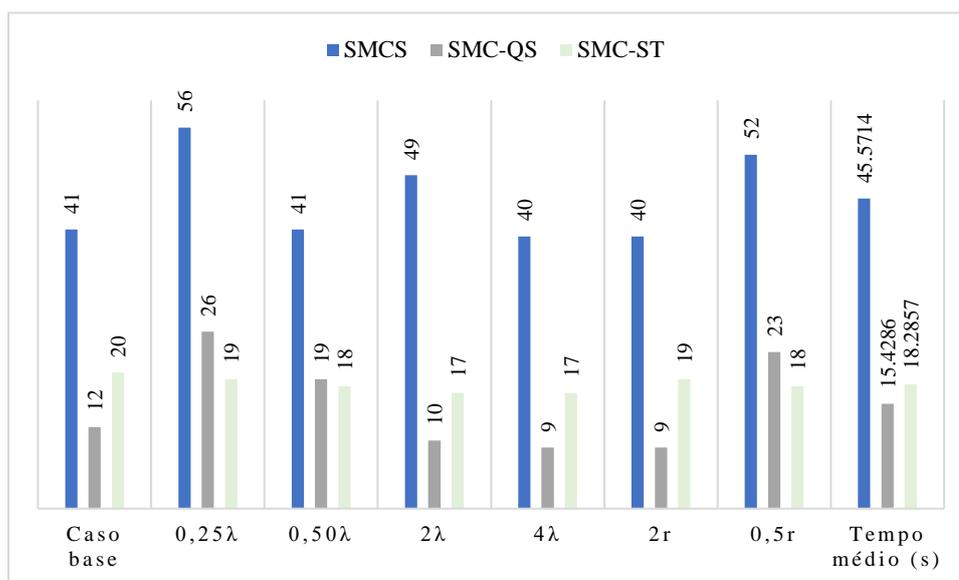


Figura 4.3: Desempenho computacional comparativo: tempos em segundos

4.4.2 Aplicação Sistema Papagaios

A seguir estão dispostos os resultados obtidos da implementação da simulação baseada em *state transition* ao sistema Papagaios. Para fins comparativos, são mantidos os parâmetros utilizados nas simulações anteriores, onde se define para a convergência do programa (β), os valores de 1% sobre o índice de duração da falha (DIC) e de 2% sobre o índice de duração máxima (DMIC). Vale lembrar que a utilização da curva de carga com variação horária é mantida e para o cálculo do indicador DMIC, a interrupção máxima admitida é de 3h. O tempo necessário para a conclusão da simulação, considerando decomposição, fluxo e confiabilidade foi 1,1min, aproximadamente 36,6% do tempo gasto com a SMCS para o mesmo sistema.

Na Tabela 4.24 têm-se os índices FIC e DIC para alguns pontos referentes aos quatro alimentadores do sistema. Os demais resultados podem ser consultados no Apêndice A, Seção A.6. Como já mencionado, o erro por ponto permite verificar o desvio entre o resultado obtido pela nova ferramenta, em comparação com a SMCS. Esses valores são baixos, como pode ser observado, ainda que a nova técnica seja mais simples que a sequencial convencional.

Tabela 4.24: Índices FIC e DIC Papagaios via SMC-ST

	Pontos de Carga	SMCS		SMC-QS		Erro por ponto (%)	
		FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)
AL-1	LP-1	17,55790	16,52868	17,52961	16,58990	-0,16115	0,37043
	LP-5	17,57688	14,38090	17,52961	14,32096	-0,26896	-0,41676
	LP-9	17,58146	13,00893	17,52961	12,99844	-0,29494	-0,08065
	LP-14	17,58038	12,93973	17,52961	12,92691	-0,28879	-0,09907
AL-2	LP-15	29,42791	31,40071	29,33467	31,14658	-0,31684	-0,80934
	LP-19	29,46627	21,44742	29,33467	21,20790	-0,44662	-1,11679
	LP-22	29,45435	27,84410	29,33467	27,62083	-0,40632	-0,80187
	LP-25	29,45435	27,84446	29,33467	27,62083	-0,40632	-0,80316
AL-3	LP-28	16,88307	13,82302	16,88294	13,81665	-0,00075	-0,04613
	LP-30	16,90062	12,51627	16,88294	12,40251	-0,10461	-0,90890
	LP-33	16,89477	17,59204	16,88294	17,55793	-0,07001	-0,19390
	LP-61	16,89468	18,68698	16,88294	18,69103	-0,06945	0,02169

AL-4	LP-35	29,74880	22,39019	29,56352	22,28757	-0,62280	-0,45831
	LP-44	29,74026	22,65550	29,56352	22,43986	-0,59428	-0,95183
	LP-49	29,72736	25,24155	29,56352	25,00846	-0,55115	-0,92346
	LP-54	29,70520	29,84061	29,56352	29,50917	-0,47697	-1,11072

A Tabela 4.25 é composta dos resultados referentes aos índices DMIC e EENS. Neste caso, assim como ocorre na SMC-QS, alguns valores referentes ao erro são um pouco elevados, mas não inviabiliza a ferramenta utilizada. Ao observar os valores referentes ao DMIC, nota-se que os resultados possuem valores muito baixos, fazendo com que o erro seja calculado a partir de diferenças decimais, resultando em desvios elevados, como nos pontos LP-19 e LP-30. Para sistemas com essa característica, a representação e interpretação do erro podem ser mais adequadas através de cálculos absolutos, ou por verificação do erro do sistema.

Tabela 4.25: Índices DMIC e EENS sistema Papagaios via SMC-ST

Pontos de Carga	SMCS		SMC-ST		Erro por ponto (%)		
	DMIC (h/ano)	EENS (kWh/ano)	DMIC (h/ano)	EENS (kWh/ano)	DMIC (h/ano)	EENS (kWh/ano)	
AL-1	LP-1	1,80198	4303,86	1,84007	4319,51	2,1137	0,3635
	LP-5	0,94050	1342,61	0,91606	1336,76	-2,5978	-0,4358
	LP-9	0,37936	191,80	0,38640	191,70	1,8537	-0,0530
	LP-14	0,39465	1843,95	0,40555	1841,84	2,7627	-0,1145
AL-2	LP-15	4,56611	15748,52	4,47707	15620,58	-1,9501	-0,8124
	LP-19	0,55319	1687,82	0,48170	1667,81	-12,9240	-1,1857
	LP-22	3,10534	3425,45	3,03840	3394,42	-2,1554	-0,9058
	LP-25	3,10555	8152,63	3,03840	8078,72	-2,1620	-0,9066
AL-3	LP-28	0,92844	3395,46	0,93287	3397,10	0,4773	0,0482
	LP-30	0,40070	2153,26	0,36033	2135,11	-10,0734	-0,8429
	LP-33	2,43935	9438,09	2,43348	9409,44	-0,2408	-0,3036
	LP-61	2,85324	3215,54	2,89501	3216,77	1,4640	0,0383
AL-4	LP-35	0,85655	330,10	0,85729	328,73	0,0862	-0,4147
	LP-44	0,97543	695,41	0,91382	689,35	-6,3171	-0,8712
	LP-49	2,02079	868,07	1,94463	860,14	-3,7690	-0,9127
	LP-54	3,89491	2015,97	3,73972	1993,94	-3,9844	-1,0927

4.4.2.1 Função Densidade de Probabilidade

Em adição ao ganho computacional oriundo da implementação da SMC-ST, tem-se a viabilidade de obtenção das funções massa de probabilidade dos índices calculados. Os gráficos a seguir correspondem às distribuições obtidas das SMC-ST e SMCS, para o índice EENS de alguns dos pontos de carga cujos indicadores vêm sendo explorados nesta tese. A distribuição de probabilidade da EENS é construída através dos valores computados de energia não suprida (ENS), que ocorrem durante as interrupções, o que pode ser observado nas figuras 4.4 a 4.7.

Para o ponto de carga LP-22, por exemplo, tem-se um valor médio de energia não suprida equivalente a 3425,45 kWh/ano (método sequencial) e 3394,42 kWh/ano (*state transition*). A partir das distribuições é possível avaliar possíveis extrapolações que ocasionariam multas às concessionárias. No caso desse ponto, ainda que a média seja inferior a 4MWh/ano, há uma probabilidade de 0,09 de existirem perdas superiores a 5MWh/ano (SMCS) e de 0,07 para a SMC-ST, informações que não são processadas pela SMC-QS.

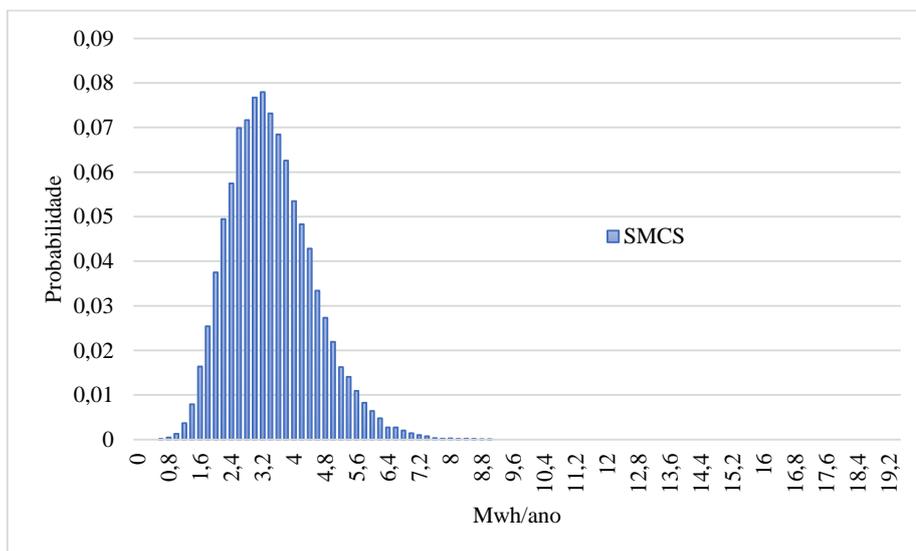


Figura 4.4: SMCS - Função de densidade de probabilidade da ENS, LP-22

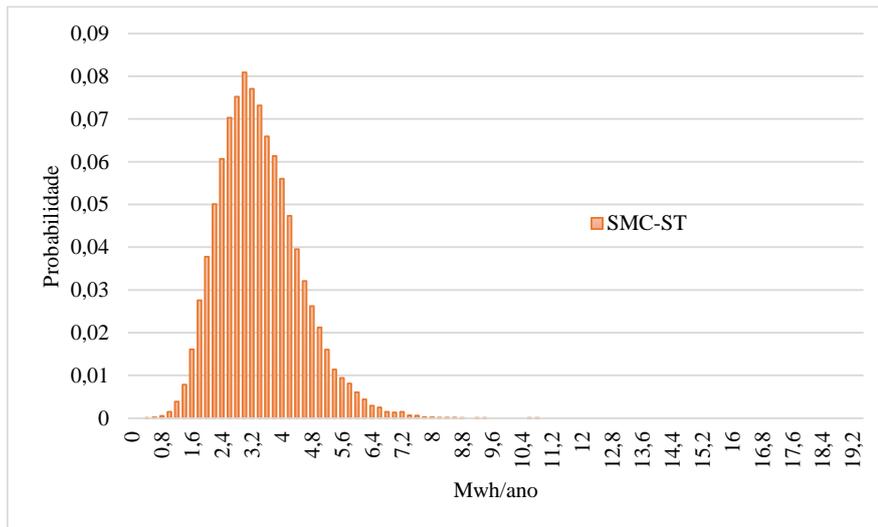


Figura 4.5: SMC-ST - Função de densidade de probabilidade da ENS, LP-22

Fica claro, observando os gráficos referentes ao ponto LP-22, que as projeções são muito próximas, indicando que além da precisão referente aos valores médios, há concordância quanto aos valores parciais acumulados referentes às duas técnicas em discussão.

As figuras 4.6 e 4.7 ilustram as distribuições referentes ao LP-28. Assim como visto para o LP-22, os histogramas das duas ferramentas são similares. Vale ressaltar que ao adicionar essa função, as simulações passam a exigir mais computacionalmente, podendo haver elevação de 15% em média do tempo necessário para finalização das análises de ambas as técnicas.

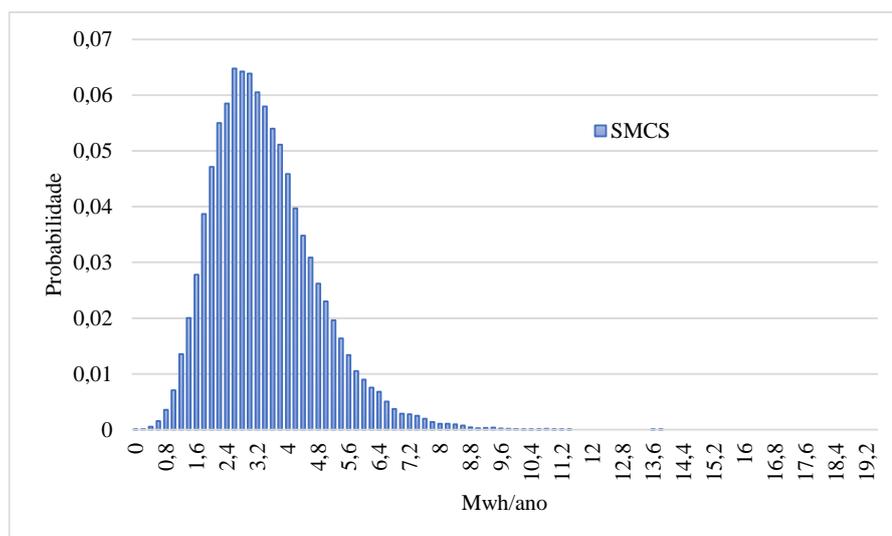


Figura 4.6: SMCS - Função de densidade de probabilidade da ENS, LP-28

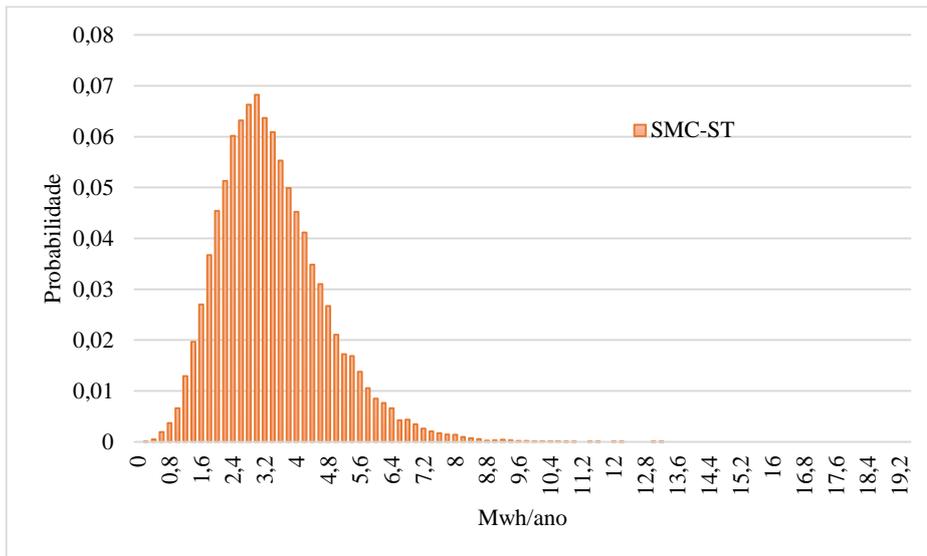


Figura 4.7: SMC-ST - Função de densidade de probabilidade da ENS, LP-28

4.5 Considerações Finais

Esse capítulo objetivou complementar o Capítulo 3 quanto à validação das técnicas quase sequencial e *state transition*.

Analisando o comportamento da primeira ferramenta, a SMC-QS, em comparação com a SMCS, nota-se que os resultados são muito próximos aos obtidos pela técnica sequencial. Além disso, há um ganho computacional envolvido, uma vez que a ferramenta proposta carrega a eficiência do método não sequencial. Ao avaliar o segundo método proposto, o *state transition*, os resultados se mantêm adequados, considerando erros amostrais e convergência das técnicas. Além disso, o ganho computacional ainda é observado, sendo possível a construção de curvas de distribuição de probabilidade, característica observada majoritariamente em algoritmos sequenciais.

Pela análise dos resultados apresentados ao longo deste capítulo, é possível validar os métodos quanto à precisão e desempenho computacional, uma vez que os indicadores obtidos foram muito similares aqueles calculados via SMCS. As duas técnicas se mostraram adequadas para simulação de sistemas com variação de carga e devido a capacidade de resposta dos modelos em representar flutua-

ções, os métodos propostos tornam-se aptos para a avaliação de sistema de distribuição diante da inserção de recursos distribuídos.

No capítulo seguinte serão propostos novos testes para a avaliação da confiabilidade após a inserção de unidades distribuídas utilizando as técnicas apresentadas nesta tese.

5

Avaliação da Confiabilidade na Presença de Geração Distribuída

5.1

Introdução

A utilização de geração distribuída (GD) está cada vez mais presente no sistema elétrico, principalmente no sistema de distribuição, alterando profundamente a estrutura usual do mesmo. Apesar dos diversos conceitos técnicos encontrados nas referências, o objetivo da inserção é descentralizar a geração o que pode impactar no desempenho do sistema. Comumente essas unidades são encontradas nas proximidades dos pontos críticos ou diretamente na rede do consumidor [1].

A adesão de um recurso distribuído ao sistema de distribuição confere desafios quanto à análise de desempenho, principalmente ao se tratar de fontes com características intermitentes. Dessa forma, é necessário não somente um estudo detalhado dos impactos promovidos ao sistema, como o desenvolvimento de ferramentas aptas a capturar o comportamento da GD. O objetivo dessa tese é avaliar somente os impactos promovidos pela GD na confiabilidade do sistema de distribuição. No presente capítulo, busca-se modelar a GD de forma a acrescentá-la aos métodos para avaliação da confiabilidade de redes de distribuição discutidos nos Capítulos 3 e 4, a fim de revalidar a flexibilidade das técnicas quase sequencial e *state transition*.

5.2

Modelagem da Geração Distribuída

A presente tese conta com a conexão de recursos renováveis distribuídos ao longo do sistema de distribuição. Para que a inserção seja considerada, é necessário um modelo capaz de representar as características intermitentes desse tipo de geração e que seja reconhecido pelos algoritmos apresentados no Capítulo 3.

As preocupações acerca dos problemas ambientais bem como a descarbonização da matriz elétrica, resultam no desenvolvimento e utilização de fontes de origem renovável. Com isso o objetivo do trabalho é explorar principalmente a implementação de fontes eólicas e solares por parte do consumidor. No Brasil, em particular, observa-se o predomínio quanto à inserção de energia solar distribuída, onde segundo dados da EPE, em 2022 a capacidade instalada de micro e minigeração distribuídas era de 17.325 MW, sendo que 99% atribuídas às fontes fotovoltaicas [83].

De forma resumida, a energia solar fotovoltaica é obtida da conversão da irradiação solar em eletricidade por intermédio de materiais semicondutores que compõem a célula fotovoltaica. No contexto dessa tese, considera-se que os sistemas fotovoltaicos são pertencentes aos consumidores, sendo instalados em suas unidades de acordo com os critérios descritos na resolução vigente (e.g., no Brasil, RN 1059/2023 [9]). Para mensurar a energia gerada pelo sistema fotovoltaico, aplica-se o método de Osterwald, como proposto em [4], [84], que considera aspectos de radiação solar e temperatura, permitindo estimar a potência gerada pela aplicação da Equação (4.1) [85].

$$P_{PV} = P_{PV,STC} \times f_{PV} \times \frac{G_i}{G_{STC}} [1 + \gamma(T_c - T_{c,STC})] \quad (5.1)$$

onde:

P_{PV} : potência de saída nominal do arranjo fotovoltaico em kW;

f_{PV} : fator de depreciação em %;

$P_{PV,STC}$: potência de saída sob condições STC (*Standard Test Conditions*) em kW;

G_i : radiação incidente no arranjo fotovoltaico em kW/m²;

G_{STC} : é a radiação incidente no arranjo sob STC igual a 1 kW/m²;

γ : coeficiente de temperatura de potência em %/°C;

T_c : temperatura do arranjo fotovoltaico em °C, tipicamente compreendido entre -0,5%/°C e -0,3%/°C;

$T_{c,STC}$: temperatura do arranjo fotovoltaico sob STC igual a 25°, calculada conforme mostra os estudos [84], [85].

A energia eólica é proveniente da movimentação do ar na atmosfera. O deslocamento da camada de ar de regiões de pressão mais elevada para aquelas de pressão reduzida caracteriza o que é chamado de vento. A energia eólica é uma forma de energia cinética que pode ser convertida em elétrica com o auxílio de turbinas (aerogeradores). A proporção de energia convertida é função de diversos parâmetros como velocidade dos ventos, densidade do ar, altura da turbina e que podem oscilar com a localização geográfica [86]. Neste estudo, serão usadas curvas determinísticas de previsão de energia eólica, que relacionam as séries horárias de vento com a potência de saída das unidades geradoras [4], [87].

Vale ressaltar que a conversão das fontes primárias em eletricidade não foi aplicada neste estudo, sendo as curvas utilizadas nesta tese, as mesmas dos estudos precedentes [4], [10], [17].

Dentro dos algoritmos em estudo, sequencial, quase sequencial e *state transition*, a GD é incluída como injeção de potência negativa e atua em duas etapas, primeiramente no fluxo de potência e em seguida na confiabilidade. A presença desse recurso promove alterações positivas no balanço energético do sistema, como o aumento da potência disponível para o suprimento, ou seja, atua remodelando a demanda do consumidor, conforme ilustra a Figura 5.1. As curvas de geração solar e eólica são agregadas aos novos métodos e avaliadas de forma temporal, tal como a carga, permitindo verificar o benefício desse recurso na confiabilidade do sistema.

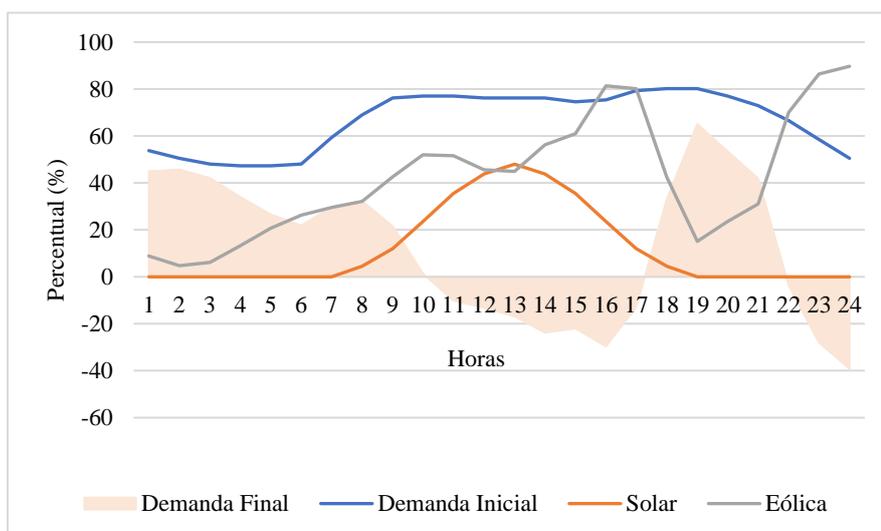


Figura 5.1: Curvas de geração e carga – exemplo ilustrativo

Depois de inserida, a primeira alteração promovida pela GD ocorre no cálculo do fluxo de potência. O aumento da potência disponível pode interferir diretamente na capacidade de transferência de carga entre alimentadores, o que por consequência impacta diretamente na confiabilidade. Como exemplo, tem-se os ramais 1 e 2 do sistema IEEE-RBTS Bus 2, onde na estrutura do Ramal 1 foram inseridas unidades de geração distribuída, como pode ser visto na Figura 5.2. Estruturalmente, esses alimentadores estão conectados entre si por uma chave normalmente aberta (CHNA1), em um cenário de contingência no Alimentador 2, haverá maior possibilidade do ponto de carga LP-9 ser transferido para o 1, dado a disponibilidade de potência remodelada pela GD.

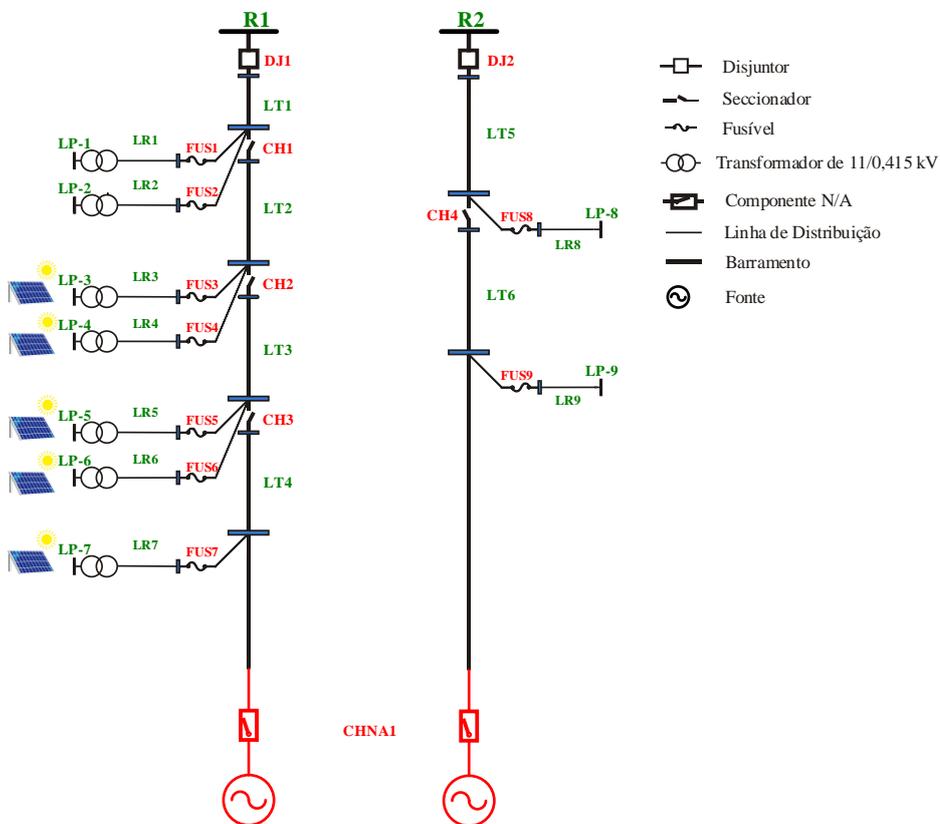


Figura 5.2: Ramais 1 e 2 do sistema IEEE-RBTS Bus 2 com GD

No contexto da confiabilidade, a avaliação conta agora com uma geração adicional inserida ao longo do sistema, que como já apresentado, é capaz de atuar diretamente no fluxo de cargas. Avaliando ainda a Figura 5.2, pode-se por extensão concluir que a GD inserida no Ramal 1, além de beneficiar o Ramal 2, atua no

próprio alimentador remodelando a demanda a ser suprida, o que por consequência reduz a carga a ser transferida em um cenário de falta.

Dentro dos algoritmos apresentados no Capítulo 3, a GD será incluída no Passo “e” referente à SMCS, Passo “d” para o quase sequencial e também para o método baseado em *state transition*. Nas três técnicas, os passos a serem modificadas se referem à avaliação das proteções e impacto da falha nos pontos, o que é análogo ao fluxo de potência ótimo (ou OPF) no caso da avaliação da confiabilidade composta. Para todos os métodos, os seguintes passos são executados:

- i. Ocorrida a falha, verifica-se o instante de ocorrência, este valor é então projetado ao longo da curva de potência da GD permitindo avaliar a disponibilidade daquele recurso no momento do defeito;
- ii. O valor identificado em i) é agregado negativamente à carga alterando o valor final a ser suprido.

5.3

Análise da Confiabilidade com GD via Método Sequencial

Para melhor visualização dos impactos esperados diante da agregação da GD em sistemas de distribuição, serão avaliados nos tópicos que seguem, os sistemas IEEE-RBTS Bus 2 e Papagaios anteriormente apresentados, utilizando a SMCS. O intuito é comparar o resultado obtido com o caso base, observando possíveis melhorias.

5.3.1

Aplicação Sistema IEEE-RBTS Bus 2

Nas tabelas a seguir são apresentados os resultados obtidos para o sistema IEEE-RBTS Bus 2, via SMCS. No intuito de analisar a influência da GD na confiabilidade são definidos os seguintes cenários:

- SR (sem restrição): Equivalente ao caso base, já apresentado no Capítulo 4;
- CR (com restrição): Reduz-se a capacidade de transferência de carga entre os alimentadores;

- CR+GD (com restrição e geração distribuída): Mantém-se a restrição e agrega-se ao sistema unidades distribuídas para remodelar a demanda.

Os testes apresentados a seguir utilizam curvas de geração solar e eólica com variação horária, combinadas à curva de carga variável (Capítulo 4). Para a convergência do programa (β), são mantidos os valores de 1% sobre o índice de duração da falha (DIC) e de 2% sobre o índice de duração máxima (DMIC). Para uma melhor observação dos resultados, optou-se por trabalhar com os alimentadores em pares, sendo inicialmente avaliados os alimentadores 1 e 2 com GD de perfil solar e em seguida os alimentadores 3 e 4 com GD de perfil eólico.

Alimentadores 1 e 2:

Para verificar o efeito da GD no sistema é necessário considerar um cenário onde as condições operativas não são atendidas, isto implica que a demanda é maior que a geração, resultado de uma possível contingência de trecho. O efeito descrito pode ser representado através da restrição de transferência de carga (CR), e para este exemplo essa redução é aplicada ao Ramal 2. Com isso, diante de uma falha no Ramal 1, as cargas não poderão ser transferidas, impactando diretamente nos índices confiabilidade, o que é ilustrado na Tabela 5.1.

Após a adesão da GD (CR+GD) nota-se que há redução no índice de confiabilidade, indicando uma melhoria nesses indicadores. Nas tabelas 5.1 a 5.3 estão expostos resultados referentes ao uso de uma unidade distribuída solar para cada ponto (de 3 a 7, Figura 5.1) com geração igual à demanda máxima do consumidor para os índices DIC, DMIC e EENS. Uma vez que não ocorrem variações nas frequências de falha, o índice FIC mantém-se constante, como pode ser observado no Apêndice A, Seção A.7. Destaca-se que a restrição aplicada ao Alimentador 2 não é total, não havendo ainda limitação no que tange à transferência de cargas de 2 para 1, dessa forma os pontos LP-08 e LP-09 serão supridos, não comprometendo a confiabilidade do ramal.

Tabela 5.1: Variação do índice DIC via SMCS, IEEE-RBTS com GD - ramais 1 e 2

	Pontos de Carga	DIC (h/ano)			Impacto (%)	
		SR	CR	CR+GD	CR	CR+GD
AL 1	LP-01	3,53865	3,53865	3,53865	0,00003	0,00000
	LP-02	3,69592	3,69592	3,69592	0,00003	0,00000
	LP-03	3,67031	3,86082	3,82824	5,19065	-0,84406
	LP-04	3,55711	3,74763	3,71504	5,35619	-0,86959
	LP-05	3,59872	3,85211	3,77957	7,04103	-1,88312
	LP-06	3,63063	3,88587	3,81299	7,03016	-1,87567
	LP-07	3,52947	3,64509	3,59991	3,27581	-1,23936
AL 2	LP-08	0,54081	0,54081	0,54081	0,00000	0,00000
	LP-09	0,49223	0,49223	0,49223	0,00000	0,00000

Tabela 5.2: Variação do índice DMIC via SMCS, IEEE-RBTS com GD - ramais 1 e 2

	Pontos de Carga	DMIC (h/ano)			Impacto (%)	
		SR	CR	CR+GD	CR	CR+GD
AL 1	LP-01	3,07268	3,07268	3,07268	0,00000	0,00000
	LP-02	3,18627	3,18627	3,18627	0,00000	0,00000
	LP-03	3,16400	3,24839	3,23392	2,66725	-0,44543
	LP-04	3,09178	3,17618	3,16171	2,72977	-0,45558
	LP-05	3,09203	3,20343	3,17116	3,60299	-1,00744
	LP-06	3,13599	3,24924	3,21664	3,61144	-1,00348
	LP-07	3,04757	3,09840	3,07883	1,66791	-0,63169
AL 2	LP-08	0,18406	0,18406	0,18406	0,00000	0,00000
	LP-09	0,16613	0,16613	0,16613	0,00000	0,00000

Tabela 5.3: Variação do índice EENS via SMCS, IEEE-RBTS com GD - ramais 1 e 2

	Pontos de Carga	EENS (kWh/ano)			Impacto (%)	
		SR	CR	CR+GD	CR	CR+GD
AL 1	LP-01	1893,63	1893,63	1893,63	0,00003	0,00000
	LP-02	1973,67	1973,67	1973,67	0,00002	0,00000
	LP-03	1960,42	2064,97	2048,44	5,33322	-0,80063
	LP-04	2109,82	2225,82	2207,47	5,49818	-0,82431
	LP-05	2127,81	2299,28	2254,34	8,05847	-1,95452
	LP-06	1673,54	1808,20	1772,95	8,04628	-1,94930
	LP-07	1633,45	1704,67	1677,67	4,36019	-1,58363
AL 2	LP-08	543,53	543,53	543,53	0,00000	0,00000
	LP-09	565,85	565,85	565,85	0,00000	0,00000

A coluna Impacto (CR) mostra (de forma percentual) o quanto os índices dos pontos de carga LP-03 a 07 sofrem com a impossibilidade de chaveamento, enquanto a melhoria promovida nesses índices é exposta através da coluna Impacto (CR+GD). Devido à topologia do sistema, os pontos LP-01 e 02 não são afetados, pois as fontes distribuídas atuam remodelando a carga para a transferência e por se localizarem antes da chave seccionadora, esses não são incluídos no processo.

Como a GD e carga são variáveis, é esperado que o aumento do valor instalado promova maiores benefícios aos indicadores. Na Figura 5.3 é possível observar o comportamento do índice de duração da falha (DIC) diante da elevação da potência instalada. Ainda, é notável a melhora no índice de confiabilidade comparando o sistema sem GD com os demais cenários. Destaca-se que a potência da fonte distribuída é inicialmente igual ao valor da potência instalada pelo consumidor (GD igual ao PC), em seguida, os testes são acerca de valores mais elevados, no intuito de verificar o comportamento do sistema

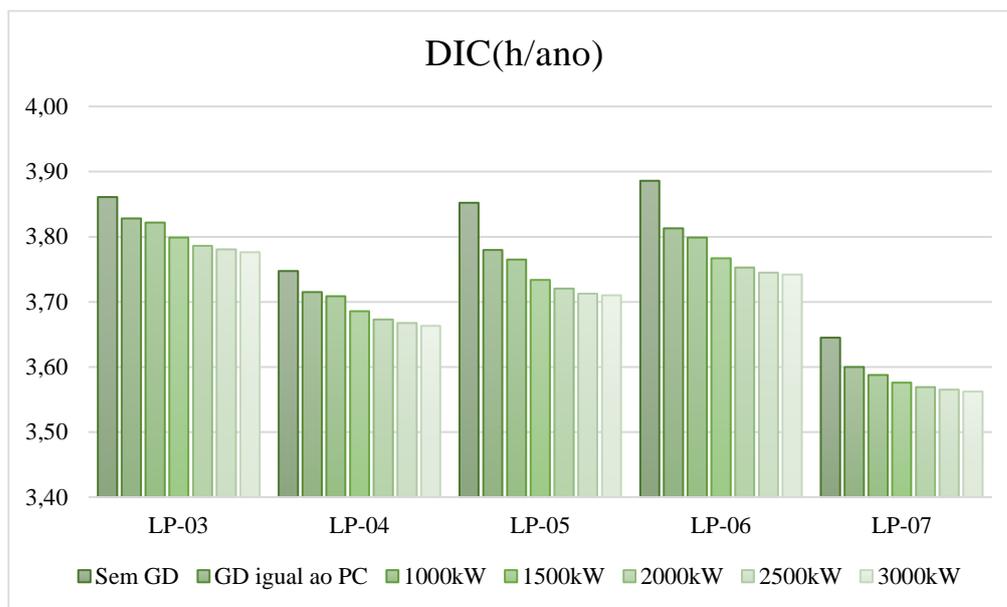


Figura 5.3: Variação do índice DIC diante da elevação de GD (em kW) instalada

O tempo necessário para a conclusão da SMCS com GD é de cerca de 51s, havendo um aumento de 24% na demanda computacional para esse sistema.

Alimentadores 3 e 4:

Considera-se para esta análise o arranjo da Figura 5.4 em que a geração eólica está distribuída no Alimentador 4.

Reduz-se a capacidade de transferência de cargas entre os ramais 3 e 4, ressaltando que a que a restrição aplicada ao Alimentador 3 não é total, permitindo que o mesmo cumpra com as condições operativas onde deve atender aos pontos de carga LP-10 a LP-15. Sendo assim, apenas a confiabilidade do Alimentador 4 é afetada, uma vez que não há restrição de transferência de cargas de 3 para 4, como mostra a Tabela 5.4 colunas CR e Impacto CR.

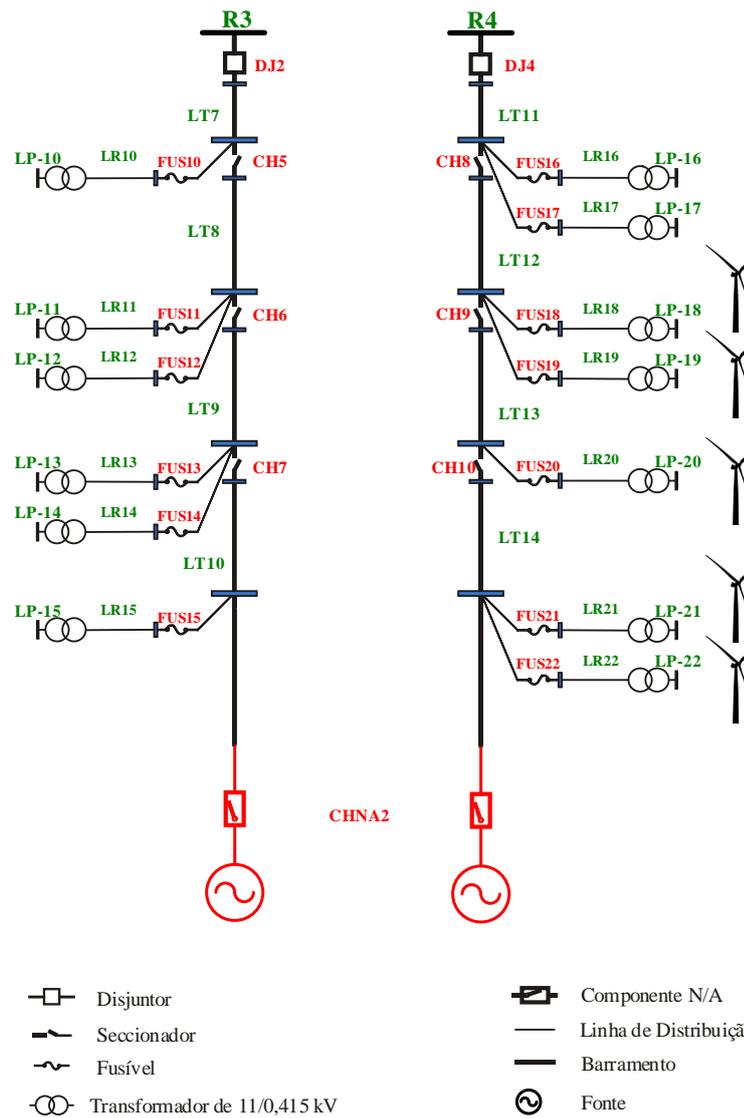


Figura 5.4: Ramais 3 e 4 do sistema IEEE-RBTS Bus 2 com GD eólica

Ao incluir a GD (CR+GD) há uma melhoria no índice de confiabilidade, pois a carga é remodelada e pode ser alimentada em alguns casos. A redução do índice também pode ser vista através da Tabela 5.4 para o indicador DIC, cujos resultados foram obtidos a partir da inserção de uma unidade distribuída eólica para cada ponto (LP-18 a 22, conforme ilustrado na Figura 5.4) com geração igual à demanda máxima do consumidor.

Tabela 5.4: Variação do índice DIC via SMCS, IEEE-RBTS com GD - ramais 3 e 4

	Pontos de Carga	DIC (h/ano)			Impacto (%)	
		SR	CR	CR+GD	CR	CR+GD
AL 3	LP-10	3,567495	3,567495	3,5674949	0,00000	0,00000
	LP-11	3,638023	3,638023	3,6380227	0,00000	0,00000
	LP-12	3,620749	3,620749	3,6207495	0,00000	0,00000
	LP-13	3,579239	3,579239	3,5792394	0,00000	0,00000
	LP-14	3,53752	3,53752	3,5375204	0,00000	0,00000
	LP-15	3,549595	3,549595	3,5495954	0,00000	0,00000
AL 4	LP-16	3,619245	3,624332	3,6243317	0,14054	0,00000
	LP-17	3,586686	3,575278	3,5752783	-0,31807	0,00000
	LP-18	3,575143	3,786208	3,7364974	5,90370	-1,31295
	LP-19	3,655853	3,873391	3,8238165	5,95041	-1,27988
	LP-20	3,692945	4,119371	4,0182147	11,54706	-2,45562
	LP-21	3,548611	4,145677	3,9936605	16,82533	-3,66687
	LP-22	3,639924	4,254284	4,1023068	16,87839	-3,57234

Os pontos LP-16 e 17 não são beneficiados pela GD, pois esse recurso atua na flexibilização do chaveamento entre alimentadores, ação que não afeta esses consumidores. Ao avaliar as colunas Impacto CR e Impacto CR+GD é possível verificar oscilações nos indicadores desses pontos, essa variação não está atribuída ao benefício da fonte e sim ao efeito amostral. Uma vez inserida no sistema, a GD altera a lógica das chaves que irão atuar, em especial nos cenários em que há falhas de ordem superior. O efeito amostral poderia ser minimizado para se caracterizar melhor os efeitos dos cortes de ordem superior, mas tais cortes são de fato desprezíveis como se pode observar.

Na Figura 5.5 é possível observar o comportamento do índice de duração máxima da falha (DMIC) diante da elevação da potência instalada.

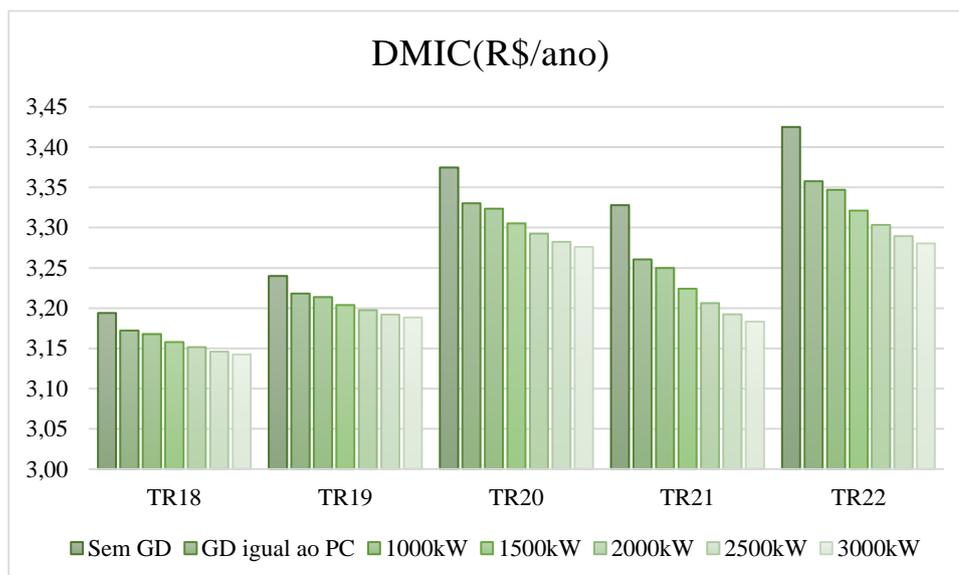


Figura 5.5: Variação DMIC diante da elevação de GD (em kW) instalada

5.3.2

Aplicação no Sistema Papagaios

Em um sistema real, espera-se que os recursos distribuídos sejam encontrados em todos os alimentadores e, a natureza da fonte não deve ser impedimento para a avaliação da confiabilidade. A fim de conferir maior realismo às análises feitas neste estudo, o sistema Papagaios é submetido aos cenários anteriormente apresentados, admitindo a instalação de GD em alguns consumidores dos ramos, como mostra Figura 5.6.

A restrição de transferência de carga é empregada em todos os alimentadores, impactando distintamente cada ramal. Isso ocorre devido às características construtivas dos mesmos e principalmente à demanda instalada. Um exemplo são os pontos pertencentes ao Alimentador 1, como mostra a Tabela 5.5 para o índice DIC, a restrição aplicada ao sistema faz com que os consumidores conectados fiquem mais tempo expostos à falha. Em condições normais de operação, os pontos pertencentes a esse ramal poderiam ser redistribuídos para os demais alimentadores em conexão, em contrapartida, a redução da potência disponível para chaveamento impede que essa transferência seja feita, afetando diretamente o índice de confiabilidade.

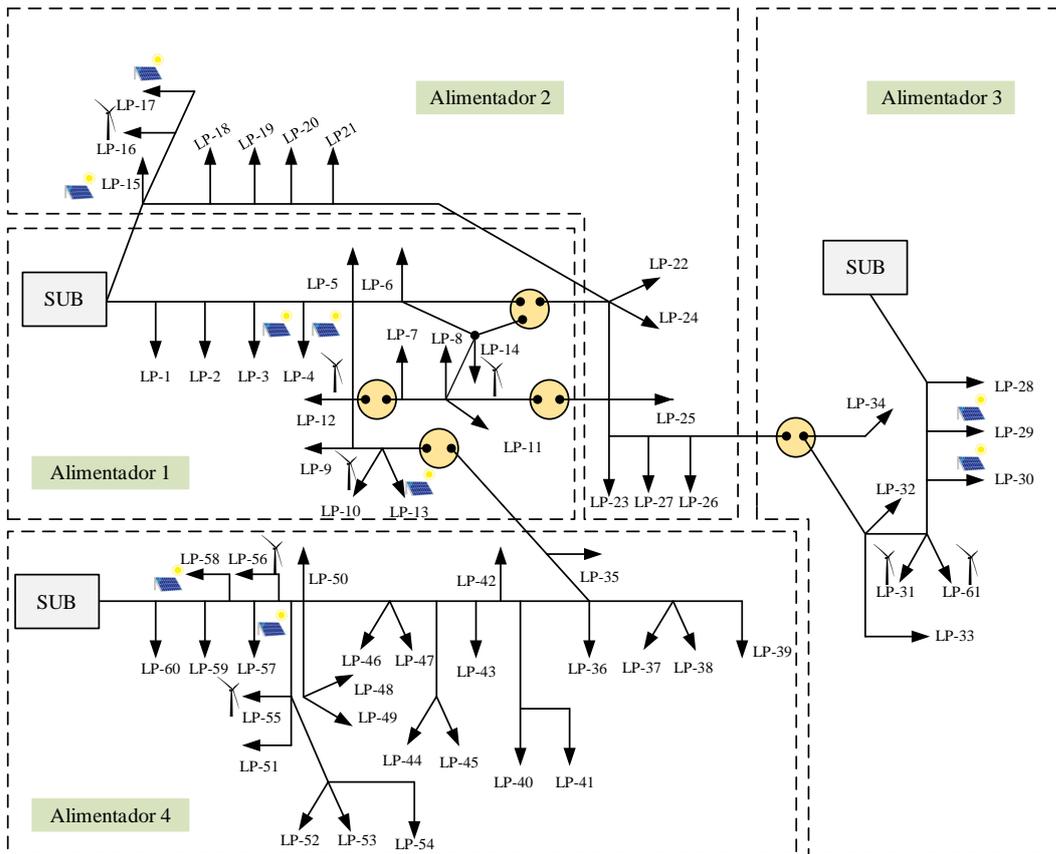


Figura 5.6: Sistema Papagaios com GD

A Tabela 5.5 mostra ainda o comportamento do sistema após a adesão de unidades distribuídas por alguns consumidores. O impacto proveniente dessa inclusão é traduzido sob a forma percentual, onde é possível comparar o indicador DIC antes e depois da participação da GD. A tabela é constituída de alguns pontos do sistema, aleatoriamente selecionados, onde a duração do defeito se mostrou ainda mais crítica após a restrição na transferência de cargas.

Tabela 5.5: Variação do índice DIC via SMCS - Sistema Papagaios com GD

	Pontos de Carga	DIC (h/ano)			Impacto (%)	
		SR	CR	CR+GD	CR	CR+GD
AL 1	LP-02	13,02005	13,96298	13,21330	7,24216	-5,36905
	LP-03	13,02429	14,91636	13,41606	14,52723	-10,05812
	LP-04	17,62405	20,25180	18,13808	14,91002	-10,43719
	LP-10	12,54764	14,18829	12,94228	13,07536	-8,78199
	LP-12	14,02805	16,02588	14,38645	14,24170	-10,22986
	LP-13	12,54764	14,18829	12,94228	13,07536	-8,78199
	LP-14	12,93973	14,92442	13,30099	15,33793	-10,87768
AL 2	LP-15	31,40071	32,51893	31,84790	3,56113	-2,06350
	LP-16	39,35950	40,50257	39,80502	2,90418	-1,72224
	LP-17	39,36267	40,50257	39,80820	2,89587	-1,71439
AL 3	LP-29	15,88491	16,15753	15,96408	1,71625	-1,19728
	LP-30	12,51627	13,18492	12,68772	5,34223	-3,77095
	LP-31	18,68698	19,02934	18,77536	1,83207	-1,33467
	LP-61	18,68698	19,02934	18,77536	1,83207	-1,33467
AI 4	LP-55	28,57051	28,75329	28,69287	0,63973	-0,21011
	LP-56	24,40020	24,60131	24,49595	0,82423	-0,42828
	LP-57	22,97749	24,16274	23,30261	5,15832	-3,55975
	LP-58	23,53909	24,28888	23,78626	3,18527	-2,06931

O tempo necessário para a conclusão da SMCS com GD é de cerca de 3,25min, havendo um aumento de 8% na demanda computacional para esse sistema.

5.4

Análise da Confiabilidade com GD via Método Quase Sequencial

Nos tópicos seguintes serão avaliados via SMC-QS os mesmos sistemas utilizados na Seção 5.3. O objetivo dessa implementação é a verificação comportamental da ferramenta quase sequencial diante da adesão de unidades distribuídas. A utilização desses recursos eleva o grau de dificuldade de avaliação da confiabilidade devido à característica intermitente dos mesmos.

5.4.1 Aplicação sistema IEEE-RBTS Bus 2

Nas tabelas a seguir são apresentados os resultados obtidos para o sistema IEEE-RBTS Bus 2, via SMC-QS para os mesmos cenários apresentados na Subseção 5.3.1. Os testes utilizam curvas de geração solar e eólica com variação horária sendo mantidos para a convergência do programa (β), os valores de 1% sobre o índice de duração da falha (DIC) e de 2% sobre o índice de duração máxima (DMIC).

Alimentadores 1 e 2:

A restrição de transferência de carga é novamente aplicada ao Ramal 2, impactando diretamente a confiabilidade do Ramal 1 (CR). O desempenho do sistema pode, portanto, ser melhorado por meio da inclusão da GD (CR+GD). Por meio das tabelas 5.6 a 5.8 é possível avaliar os resultados referentes ao uso de uma unidade distribuída para cada ponto (de 3 a 7) de potência máxima instalada igual à demanda consumidora, para os índices DIC, DMIC e EENS. Vale lembrar que não ocorrem variações nas frequências de falha, portanto o índice FIC mantém-se constante.

Tabela 5.6: Variação do índice DIC via SMC-QS, IEEE-RBTS com GD, ramais 1 e 2

	Pontos de Carga	DIC (h/ano)			Impacto (%)	
		SR	CR	CR+GD	CR	CR+GD
AL 1	LP-01	3,58434	3,58434	3,58434	0,00000	0,00000
	LP-02	3,59888	3,59888	3,59888	0,00000	0,00000
	LP-03	3,62576	3,82891	3,79047	5,60298	-1,00408
	LP-04	3,59095	3,79410	3,75565	5,65727	-1,01341
	LP-05	3,66894	3,92630	3,85335	7,01475	-1,85794
	LP-06	3,61353	3,87089	3,79794	7,12208	-1,88457
	LP-07	3,55171	3,66688	3,62268	3,24269	-1,20539
AL 2	LP-08	0,53866	0,53866	0,53866	0,00000	0,00000
	LP-09	0,49130	0,49130	0,49130	0,00000	0,00000

Tabela 5.7: Variação do índice DMIC via SMC-QS, IEEE-RBTS com GD, ramais 1 e 2

	Pontos de Carga	DMIC (h/ano)			Impacto (%)	
		SR	CR	CR+GD	CR	CR+GD
AL 1	LP-01	3,11223	3,11223	3,11223	0,00000	0,00000
	LP-02	3,09260	3,09260	3,09260	0,00000	0,00000
	LP-03	3,12679	3,21813	3,19879	2,92136	-0,60096
	LP-04	3,13885	3,23020	3,21085	2,91011	-0,59875
	LP-05	3,16036	3,27669	3,24333	3,68104	-1,01814
	LP-06	3,12411	3,24045	3,20708	3,72387	-1,02951
	LP-07	3,07371	3,12588	3,10541	1,69699	-0,65471
AL 2	LP-08	0,18651	0,18651	0,18651	0,00000	0,00000
	LP-09	0,16539	0,16539	0,16539	0,00000	0,00000

Tabela 5.8: Variação do índice EENS via SMC-QS, IEEE-RBTS com GD, ramais 1 e 2

	Pontos de Carga	EENS (kWh/ano)			Impacto (%)	
		SR	CR	CR+GD	CR	CR+GD
AL 1	LP-01	1908,44	1908,44	1908,44	0,00000	0,00000
	LP-02	1917,30	1917,30	1917,30	0,00000	0,00000
	LP-03	1932,48	2043,44	2023,71	5,74142	-0,96527
	LP-04	2123,18	2246,28	2224,40	5,79796	-0,97432
	LP-05	2167,71	2342,49	2297,26	8,06267	-1,93056
	LP-06	1665,46	1801,76	1766,50	8,18393	-1,95740
	LP-07	1642,27	1713,52	1687,04	4,33868	-1,54564
AL 2	LP-08	537,54	537,54	537,54	0,00000	0,00000
	LP-09	565,04	565,04	565,04	0,00000	0,00000

Avaliando a Figura 5.7 nota-se que a ferramenta quase sequencial consegue capturar a influência da GD de maneira adequada, o que é confirmado através da comparação entre os resultados obtidos desta e da SMCS (Tabela 5.9).

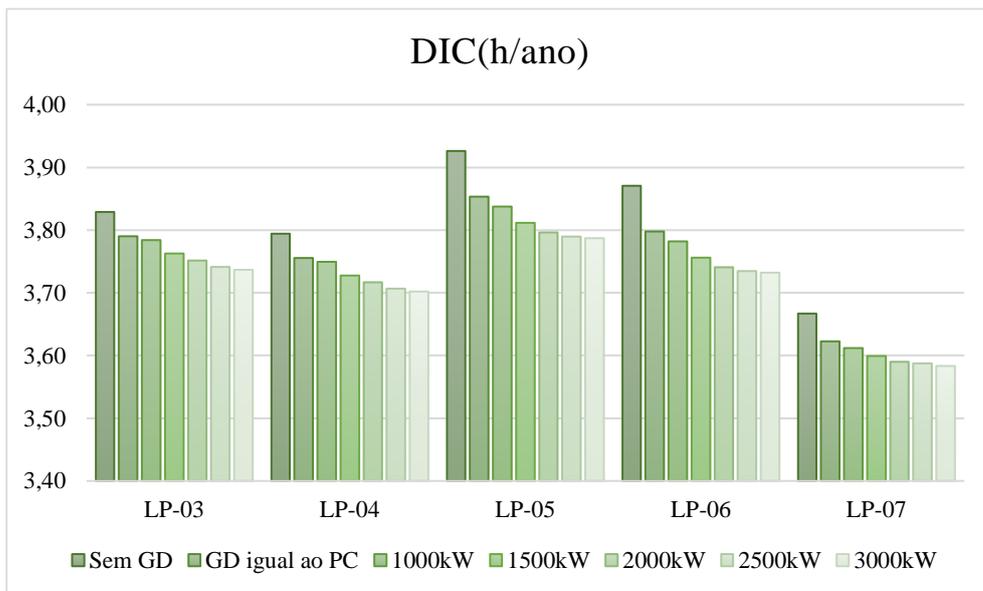


Figura 5.7: Variação DIC diante da elevação de GD (em kW) instalada

Tabela 5.9: Comparação SMC versus SMC-QS – IEEE-RBTS com GD

DMIC (CR+GD)				
	Pontos	SMCS	SMC-QS	Erro por ponto (%)
AL 1	LP-01	3,07268	3,11223	1,28731
	LP-02	3,18627	3,09260	-2,93982
	LP-03	3,23392	3,19879	-1,08632
	LP-04	3,16171	3,21085	1,55450
	LP-05	3,17116	3,24333	2,27579
	LP-06	3,21664	3,20708	-0,29704
	LP-07	3,07883	3,10541	0,86337
AL 2	LP-08	0,18406	0,18651	1,33472
	LP-09	0,16613	0,16539	-0,44655
Erro Máximo absoluto				2,93982
Erro Médio				0,28289
Erro Médio Absoluto				1,34282

O tempo necessário para a conclusão da SMC-QS com GD, para este sistema, é de cerca de 19 s.

Alimentadores 3 e 4:

Novamente, aplica-se a restrição ao Alimentador 3 e verifica-se o efeito dessa ação na confiabilidade do Ramal 4, onde a geração eólica será distribuída conforme feito na SMCS. Como mostra a Tabela 5.10, para o índice DIC, há melhorias no desempenho do sistema após a inserção da GD (CR+GD) nos pontos LP-18 a 22. A potência da unidade instalada é igual à demanda consumidora, destacando que os pontos do Alimentador 3 não são afetados, portanto, foram suprimidos dos resultados apresentados.

Tabela 5.10: Variação do índice DIC com GD via SMC-QS

	Pontos de Carga	DIC (h/ano)			Impacto (%)	
		SR	CR	CR+GD	CR	CR+GD
AL 4	LP-16	3,64812	3,64812	3,64812	0,00000	0,00000
	LP-17	3,54407	3,54407	3,54407	0,00000	0,00000
	LP-18	3,56621	3,79906	3,74304	6,52925	-1,47450
	LP-19	3,66924	3,90208	3,84606	6,34578	-1,43555
	LP-20	3,67244	4,10872	4,00847	11,87982	-2,43992
	LP-21	3,56604	4,18340	4,03752	17,31224	-3,48708
	LP-22	3,55130	4,16866	4,02278	17,38404	-3,49951

Na Tabela 5.10 pode-se ainda observar que a *seed* não promove influências nos resultados da SMC-QS como ocorre na SMCS (Tabela 5.4), isso se dá devido à simplificação do espaço amostral, onde as falhas são apenas de primeira ordem, reafirmando que os cortes de ordem superior são de baixa influência [16].

5.4.2 Aplicação no Sistema Papagaios

No intuito de validar a precisão da nova ferramenta proposta diante da inclusão de unidades distribuídas em um sistema real, novamente o sistema Papagaios é submetido aos cenários já apresentados, admitindo a instalação de GD conforme mostra a Figura 5.5.

A SMC-QS consegue capturar adequadamente os efeitos da GD distribuída na avaliação da confiabilidade, o que observável através do comportamento dos resultados expostos na Tabela 5.11, para o índice DIC. A partir do contraste entre

as simulações, apresentado na Tabela 5.12, é possível reafirmar a precisão da SMC-QS, onde o erro máximo comparativo para o sistema foi aproximadamente 1%.

Tabela 5.11: Variação do índice DIC para o sistema Papagaios com GD via SMC-QS

	Pontos de Carga	DIC (h/ano)			Impacto (%)	
		SR	CR	CR+GD	CR	CR+GD
AL 1	LP-02	13,08181	14,05544	13,29063	7,44259	-5,44135
	LP-03	13,11363	15,06200	13,52337	14,85766	-10,21534
	LP-04	17,66685	20,47101	18,22143	15,87247	-10,98914
	LP-10	12,58217	14,31328	13,00339	13,75843	-9,15154
	LP-12	14,10868	16,12731	14,47006	14,30777	-10,27606
	LP-13	12,58217	14,31328	13,00339	13,75843	-9,15154
	LP-14	13,02036	15,03496	13,38171	15,47273	-10,99602
AL 2	LP-15	31,66522	33,07834	32,17922	4,46267	-2,71815
	LP-16	39,72829	41,14138	40,24220	3,55689	-2,18557
	LP-17	39,72829	41,14138	40,24220	3,55689	-2,18557
AL 3	LP-29	15,90745	16,24438	16,01501	2,11808	-1,41198
	LP-30	12,51420	13,27421	12,72936	6,07316	-4,10456
	LP-31	18,82541	19,20397	18,91309	2,01092	-1,51472
	LP-61	18,82541	19,20397	18,91309	2,01092	-1,51472
AL 4	LP-55	28,70194	29,23202	28,83797	1,84685	-1,34802
	LP-56	24,42865	24,88455	24,53877	1,86628	-1,38954
	LP-57	23,08892	24,40301	23,44217	5,69142	-3,93741
	LP-58	23,62138	24,55605	23,87929	3,95690	-2,75599

Tabela 5.12: Comparação de ferramentas dada a inserção de GD no sistema Papagaios

	Pontos de Carga	DIC (h/ano)		
		SMCS	SMC-QS	Erro (%)
AL 1	LP-02	13,21330	13,29063	0,58527
	LP-03	13,41606	13,52337	0,79986
	LP-04	18,13808	18,22143	0,45952
	LP-10	12,94228	13,00339	0,47224
	LP-12	14,38645	14,47006	0,58114
	LP-13	12,94228	13,00339	0,47224
	LP-14	13,30099	13,38171	0,60688

AL 2	LP-15	31,84790	32,17922	1,04030
	LP-16	39,80502	40,24220	1,09832
	LP-17	39,80820	40,24220	1,09024
AL 3	LP-29	15,96408	16,01501	0,31905
	LP-30	12,68772	12,72936	0,32817
	LP-31	18,77536	18,91309	0,73357
	LP-61	18,77536	18,91309	0,73357
AL 4	LP-55	28,69287	28,83797	0,50569
	LP-56	24,49595	24,53877	0,17480
	LP-57	23,30261	23,44217	0,59890
	LP-58	23,78626	23,87929	0,39109
Erro médio do sistema				0,40247
Erro máximo do sistema				1,09832
Erro médio absoluto do sistema				0,41727

O tempo necessário para a conclusão da SMC-QS com GD é de cerca de 1min, não havendo um aumento na demanda computacional para esse sistema, para essa ferramenta.

5.5

Análise da Confiabilidade com GD via Método baseado em *State Transition*

Os sistemas anteriormente apresentados serão reavaliados nos itens posteriores através da SMC-ST. Com isso, serão feitas observações no que tange o comportamento da ferramenta após a adesão de unidades distribuídas de geração, que são responsáveis por elevar o grau de dificuldade da análise de confiabilidade.

5.5.1

Aplicação Sistema IEEE-RBTS Bus 2

Nas tabelas a seguir são apresentados os resultados obtidos para o sistema IEEE-RBTS Bus 2, via SMC-ST para os mesmos cenários apresentados na Subseção 5.3.1. Os testes utilizam curvas de geração solar e eólica com variação horária sendo mantidos para a convergência do programa (β), os valores de 1% sobre o índice de duração da falha (DIC) e de 2% sobre o índice de duração máxima (DMIC).

Alimentadores 1 e 2:

Para avaliação dos ramais 1 e 2, opta-se por manter a restrição de transferência de carga ao Ramal 2, ação que impacta a confiabilidade do Ramal 1 (CR). A fim de melhorar o desempenho do sistema, unidades de GD são distribuídas ao longo do alimentador (CR+GD). Analisando as tabelas 5.13 a 5.15 é possível notar o impacto promovido pela adição de uma unidade de GD por ponto consumidor (de 3 a 7), cuja potência instalada é referente à demanda consumidora. Os resultados apresentados são referentes aos índices DIC, DMIC e EENS, o índice FIC, por sem manter constante, foi omitido.

Tabela 5.13: Variação do índice DIC via SMC-ST, IEEE-RBTS com GD, ramais 1 e 2

	Pontos de Carga	DIC (h/ano)			Impacto (%)	
		SR	CR	CR+GD	CR	CR+GD
AL 1	LP-01	3,54031	3,54031	3,54031	0,00000	0,00000
	LP-02	3,57790	3,57790	3,57790	0,00000	0,00000
	LP-03	3,59224	3,78033	3,74900	5,23596	-0,82868
	LP-04	3,55334	3,74141	3,71009	5,29291	-0,83710
	LP-05	3,62206	3,87405	3,80381	6,95729	-1,81320
	LP-06	3,64434	3,89635	3,82610	6,91503	-1,80292
	LP-07	3,60300	3,71848	3,67347	3,20515	-1,21058
AL 2	LP-08	0,53830	0,53830	0,53830	0,00000	0,00000
	LP-09	0,49638	0,49638	0,49638	0,00000	0,00000

Tabela 5.14: Variação do índice DMIC via SMC-ST, IEEE-RBTS com GD, ramais 1 e 2

	Pontos de Carga	DMIC (h/ano)			Impacto (%)	
		SR	CR	CR+GD	CR	CR+GD
AL 1	LP-01	3,07528	3,07528	3,07528	0,00000	0,00000
	LP-02	3,07206	3,07206	3,07206	0,00000	0,00000
	LP-03	3,08745	3,16983	3,15605	2,66826	-0,43461
	LP-04	3,08986	3,17224	3,15847	2,66623	-0,43419
	LP-05	3,11755	3,22825	3,19745	3,55093	-0,95401
	LP-06	3,14854	3,25923	3,22843	3,51580	-0,94497
	LP-07	3,12169	3,17247	3,15274	1,62678	-0,62206
AL 2	LP-08	0,18350	0,18350	0,18350	0,00000	0,00000
	LP-09	0,16797	0,16797	0,16797	0,00000	0,00000

Tabela 5.15: Variação do índice EENS, IEEE-RBTS com GD via SMC-ST

	Pontos de Carga	EENS (kWh/ano)			Impacto (%)	
		SR	CR	CR+GD	CR	CR+GD
AL 1	LP-01	1881,56	1881,56	1881,56	0,00000	0,00000
	LP-02	1905,33	1905,33	1905,33	0,00000	0,00000
	LP-03	1915,18	2018,15	2002,17	5,37646	-0,79174
	LP-04	2098,97	2213,18	2195,46	5,44135	-0,80078
	LP-05	2153,96	2324,62	2281,09	7,92335	-1,87259
	LP-06	1675,48	1808,56	1774,61	7,94275	-1,87697
	LP-07	1663,95	1735,39	1708,46	4,29294	-1,55178
AL 2	LP-08	538,66	538,66	538,66	0,00000	0,00000
	LP-09	573,38	573,38	573,38	0,00000	0,00000

Avaliando os resultados apresentados, nota-se que a ferramenta *state transition* consegue capturar a influência da GD de maneira adequada. Além disso, a influência da *seed* e os erros amostrais são poucos ou raramente presentes, dada a simplificação do método. A precisão da ferramenta é confirmada através da comparação entre os resultados obtidos desta com as demais técnicas (Tabela 5.16).

Tabela 5.16: Comparação entre as técnicas propostas – IEEE-RBTS com GD

	Pontos	DMIC (CR+GD)			
		SMCS	SMC-QS	SMC-ST	Erro por ponto (%)
AL 1	LP-01	3,07268	3,11223	3,07528	0,084802
	LP-02	3,18627	3,09260	3,07206	-3,584558
	LP-03	3,23392	3,19879	3,15605	-2,407967
	LP-04	3,16171	3,21085	3,15847	-0,102435
	LP-05	3,17116	3,24333	3,19745	0,828957
	LP-06	3,21664	3,20708	3,22843	0,366659
	LP-07	3,07883	3,10541	3,15274	2,400511
AL 2	LP-08	0,18406	0,18651	0,18350	-0,304269
	LP-09	0,16613	0,16539	0,16797	1,103979
Erro Máximo absoluto					3,584558
Erro Médio					-0,179369
Erro Médio Absoluto					1,242682

O erro observado na coluna 6 da tabela anterior é referente ao desvio calculado ao comparar a SMC-ST à tradicional SMCS. Nota-se, que o comportamento diante da inserção da GD é muito similar à técnica sequencial. Ainda que as técnicas sejam distintas, os valores obtidos são próximos, como esperado.

O tempo necessário para a conclusão da SMC-ST com GD, para este sistema, é de cerca de 19 s.

Alimentadores 3 e 4:

Mantendo a restrição no Alimentador 3, novamente verifica-se o reflexo dessa ação na confiabilidade do Ramal 4. A GD (CR+GD) será adicionada no Ramal 4, nos pontos LP-18 a 22, com o intuito de melhorar os índices de confiabilidade. Essas ações podem ser observadas na Tabela 5.17 conforme feito na SMCS e SMC-QS anteriormente apresentadas. Os pontos de carga do Alimentador 3 não são afetados, portanto, foram suprimidos da tabela.

Tabela 5.17: Variação do índice DIC com GD via SMC-ST

	Pontos de Carga	DIC (h/ano)			Impacto (%)	
		SR	CR	CR+GD	CR	CR+GD
AL 4	LP-16	3,60774	3,60798	3,60798	0,00668	0,00000
	LP-17	3,55738	3,55673	3,55673	-0,01832	0,00000
	LP-18	3,52544	3,74460	3,69460	6,21640	-1,33531
	LP-19	3,59928	3,81729	3,76729	6,05692	-1,30985
	LP-20	3,64067	4,06073	3,95871	11,53819	-2,51229
	LP-21	3,62375	4,23319	4,08335	16,81790	-3,53954
	LP-22	3,60408	4,21239	4,06256	16,87842	-3,55682

Na Tabela 5.17, nota-se ainda que a *seed* promove pequenas influências nos resultados como ocorre na SMCS (Tabela 5.4), isso pode ser minimizado ou até mesmo eliminado alterando a *seed*.

5.5.2 Aplicação no Sistema Papagaios

Com o objetivo de avaliar o desempenho da ferramenta quanto à captura de unidades distribuídas em um sistema real, o sistema Papagaios é novamente avali-

ado, utilizando agora a SMC-ST. Como é possível notar, observando a Tabela 5.18, a SMC-ST é capaz de capturar adequadamente os efeitos promovidos pela GD no sistema de distribuição em relação à confiabilidade. A partir do contraste entre as simulações, apresentados na Tabela 5.19, é possível reafirmar a precisão da SMC-ST, onde o erro máximo comparativo para o sistema foi inferior a 2%.

Tabela 5.18: Variação do índice DIC para o sistema Papagaios com GD via SMC-ST

	Pontos de Carga	DIC (h/ano)			Impacto (%)	
		SR	CR	CR+GD	CR	CR+GD
AL 1	LP-02	12,98277	13,96298	13,19351	7,55006	-5,51078
	LP-03	12,98897	14,91636	13,38810	14,83871	-10,24555
	LP-04	17,48283	20,25180	17,99469	15,83822	-11,14522
	LP-10	12,47139	14,18829	12,85718	13,76674	-9,38172
	LP-12	14,02178	16,02588	14,36496	14,29273	-10,36396
	LP-13	12,47139	14,18829	12,85718	13,76674	-9,38172
	LP-14	12,92691	14,92442	13,26793	15,45231	-11,09917
AL 2	LP-15	31,14658	32,51893	31,61103	4,40612	-2,79192
	LP-16	39,13037	40,50257	39,59480	3,50674	-2,24125
	LP-17	39,13037	40,50257	39,59480	3,50674	-2,24125
AL 3	LP-29	15,79504	16,15753	15,88528	2,29497	-1,68499
	LP-30	12,40251	13,18492	12,58191	6,30847	-4,57348
	LP-31	18,69103	19,02934	18,77900	1,80998	-1,31554
	LP-61	18,69103	19,02934	18,77900	1,80998	-1,31554
AL 4	LP-55	28,24117	28,75329	28,37525	1,81339	-1,31477
	LP-56	24,12763	24,60131	24,24221	1,96325	-1,45969
	LP-57	22,81285	24,16274	23,16127	5,91725	-4,14469
	LP-58	23,31148	24,28888	23,56104	4,19278	-2,99657

Tabela 5.19: Comparação de ferramentas dada a inserção de GD no sistema Papagaios

	Pontos de Carga	DIC (h/ano)			
		SMCS	SMC-QS	SMC-ST	Erro (%)
AL 1	LP-02	13,21330	13,29063	13,19351	-0,14976
	LP-03	13,41606	13,52337	13,38810	-0,20839
	LP-04	18,13808	18,22143	17,99469	-0,79054
	LP-10	12,94228	13,00339	12,85718	-0,65748
	LP-12	14,38645	14,47006	14,36496	-0,14939
	LP-13	12,94228	13,00339	12,85718	-0,65748
	LP-14	13,30099	13,38171	13,26793	-0,24852
AL 2	LP-15	31,84790	32,17922	31,61103	-0,74377
	LP-16	39,80502	40,24220	39,59480	-0,52811
	LP-17	39,80820	40,24220	39,59480	-0,53606
AL 3	LP-29	15,96408	16,01501	15,88528	-0,49362
	LP-30	12,68772	12,72936	12,58191	-0,83398
	LP-31	18,77536	18,91309	18,77900	0,01939
	LP-61	18,77536	18,91309	18,77900	0,01939
AL 4	LP-55	28,69287	28,83797	28,37525	-1,10698
	LP-56	24,49595	24,53877	24,24221	-1,03585
	LP-57	23,30261	23,44217	23,16127	-0,60653
	LP-58	23,78626	23,87929	23,56104	-0,94685
Erro médio do sistema					-0,69387
Erro máximo do sistema					1,23241
Erro médio absoluto do sistema					0,70681

O tempo necessário para a conclusão da SMC-ST com GD é de cerca de 1,1min não havendo aumento na demanda computacional para esse sistema, para esta ferramenta.

5.5.2.1 Função Densidade de Probabilidade

Uma das características principais da SMC-ST é a capacidade de fornecer informações adicionais referentes aos índices de confiabilidade. Os gráficos a seguir correspondem às distribuições obtidas das SMC-ST e SMCS, para os índices

DIC e EENS de alguns dos pontos de carga do sistema Papagaios, considerando o caso CR+GD.

Para o ponto de carga LP-30 (figuras 5.8 a 5.10), tem-se a representação da curva de probabilidade associada ao indicador DIC. Na Figura 5.10 as distribuições foram colocadas lado a lado, tornando viável a comparação entre as duas ferramentas. Para a SMCS a interrupção média é de 12,6877 h/ano, enquanto para a SMC-ST esse valor é de 12,5819 h/ano, os resultados são muito próximos, uma vez que há um fator de conversão de 1% (β). Analisando detalhadamente esses gráficos tem-se que o desvio padrão para a SMCS é de 4,6763 h/ano, enquanto que para a SMC-ST esse valor é de 4,5794 h/ano.

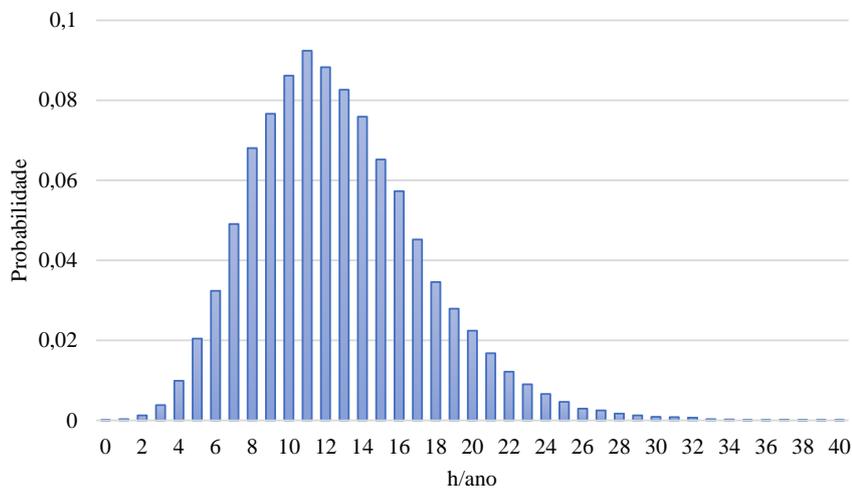


Figura 5.8: SMCS - Função de densidade de probabilidade DIC, LP-30

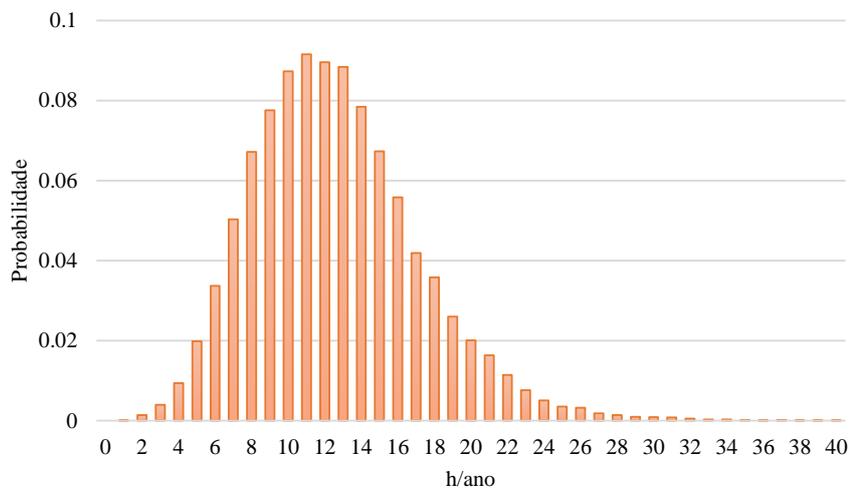


Figura 5.9: SMC-ST - Função de densidade de probabilidade DIC, LP-30

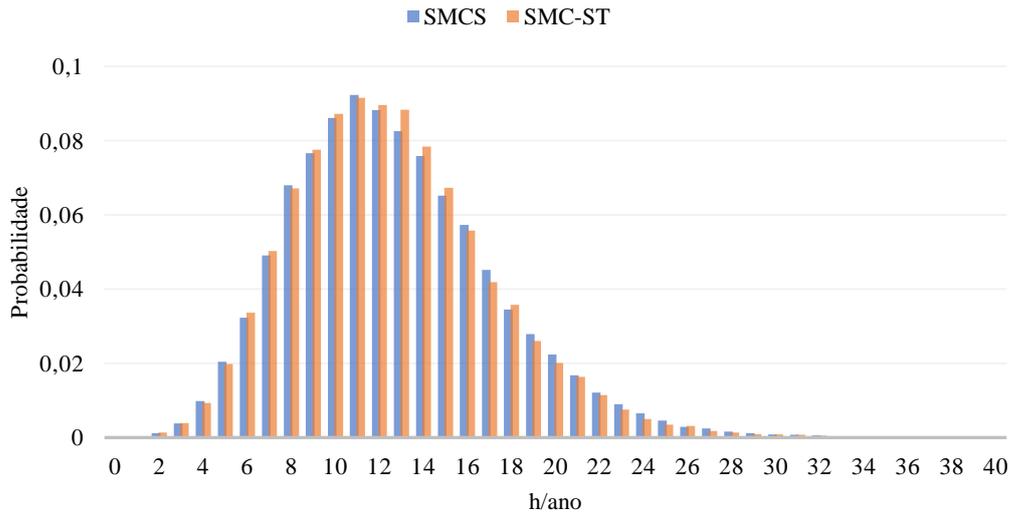


Figura 5.10: Função de densidade de probabilidade DIC, LP-30, comparativo

A Figura 5.11 mostra a densidade de probabilidade referente à energia não suprida ao longo do ano no ponto LP-13. No gráfico é possível observar as distribuições obtidas tanto da SMCS quanto para a SMC-ST, considerando as simplificações da ferramenta baseada em *state transition* e o fator de convergência de 1%, esses valores podem ser considerados iguais.

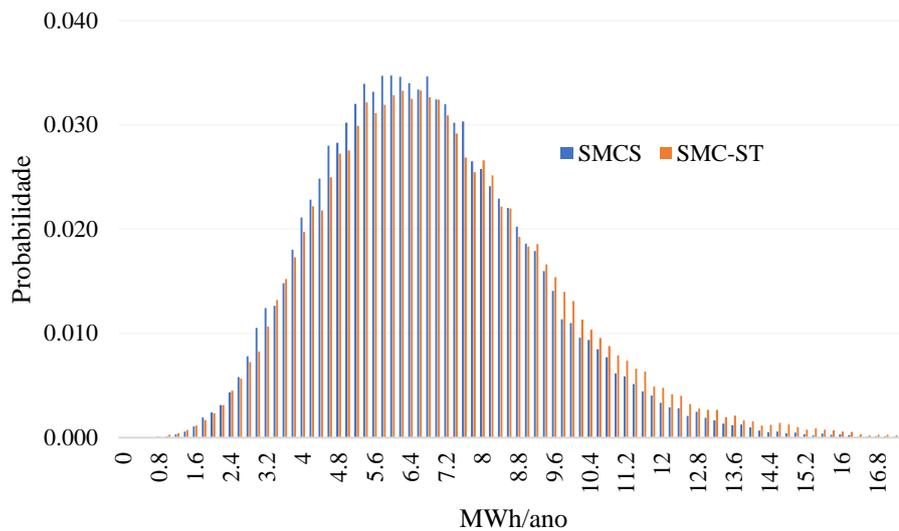


Figura 5.11: SMC-ST - Função de densidade de probabilidade para a ENS, LP-13

5.6

Falha nas Unidades de Geração Distribuída

A falha de equipamentos que constituem a estrutura da GD não é algo trivial. Atualmente, essas instalações são consideradas confiáveis, dada a alta tecnologia dos equipamentos envolvidos. Contudo, ainda que a falha desses equipamentos não seja corriqueira, é necessário prever o acontecimento destas, para que o sistema esteja preparado para esses possíveis eventos. As ferramentas apresentadas têm a capacidade de capturar não somente o funcionamento desses dispositivos, como também seus defeitos.

Para a simulação desses eventos serão considerados os seguintes casos:

- **SR:** Sem restrição, cujas definições já foram apresentadas ao longo do capítulo;
- **CR:** Com restrição, onde a restrição é implementada no alimentador oposto, conforme visto anteriormente;
- **SF:** Sem falha, onde são inseridas unidades de GD ao caso CR, e estas funcionarão de forma prevista (equivalente ao caso CR+GD);

Para simular a falha da GD, são propostas as seguintes taxas de falha para o equipamento:

- $\lambda_{GD} = 1\text{f/ano}$: considerada normal, geração falha 1 vez ao ano;
- $\lambda_{GD} = 52\text{ f/ano}$: considerada alta, geração falha 52 vezes ao ano;
- $\lambda_{GD} = 104\text{ f/ano}$: considerada muito alta, geração falha 104 vezes ao ano;

Os cenários propostos serão avaliados utilizando a SMCS. Para tal, são simulados os alimentadores 1 e 2 do sistema IEEE-RBTS com algumas modificações, onde a taxa de falha dos equipamentos foi elevada, no intuito de obter índices de confiabilidade compatíveis com um sistema real. Além disso, potência da GD é alterada, onde agora, o valor médio anual é coincidente à potência do ponto.

Nota-se através da Tabela 5.20, que à medida que as unidades vão falhando, a tendência é se aproximar do valor com restrição (CR). Porém, para que isso ocorra é necessário que a falha se encontre na condição muito alta, o que é impraticável. Além da influência da *seed*, é possível notar pequenas flutuações nos resultados, que são decorrentes do aumento de chaveamentos dado ao aumento de

falhas na GD. Para que isso deixe de ocorrer, ou seja minimizado, pode-se alterar todas as *seeds* utilizadas e, principalmente, incluir sorteios independentes para as proteções da GD, cujas falhas promovem essa flutuação.

Tabela 5.20: Avaliação da Falha das unidades de GD

DIC (h/ano)						
Pontos	SR	CR	SF	1 f/a	52 f/a	104 f/a
LP-03	7,59101	9,47007	8,56984	8,66699	9,26340	9,98134
LP-04	6,99209	8,86925	7,96921	7,95783	8,82359	9,33391
LP-05	7,72466	10,27674	8,75555	8,74918	9,52813	10,22102
LP-06	7,57837	10,13090	8,60870	8,53700	9,29750	9,99783
LP-07	7,21106	8,41143	7,51868	7,60523	8,16162	8,83569

5.7

Considerações Finais

Esse capítulo teve como objetivo complementar os Capítulos 3 e 4 quanto à validação das técnicas quase sequencial e *state transition* propostas nesta tese.

No decorrer dos tópicos, foram apresentados os resultados acerca da inserção da GD no sistema de distribuição, a fim de avaliar a capacidade das ferramentas em capturar aspectos relacionados à flutuação da fonte inserida e verificar o impacto promovido na confiabilidade. Para a adesão do recurso dentro dos métodos de avaliação propostos, descreve-se um o modelo de GD capaz de traduzir sua intermitência e variação horária para as técnicas sequencial, quase sequencial e *state transition*.

A partir dos cenários propostos, observa-se que o método quase sequencial proposto é capaz de capturar as flutuações da GD, apresentando tanto precisão quanto eficiência computacional, permitindo ainda o cálculo de indicadores mais complexos, como o DMIC. Quando comparado à SMCS, a técnica mostra-se uma alternativa eficaz para a avaliação da confiabilidade. Por outro lado, tem-se a simulação *state transition*, com todos os benefícios da SMC-QS em termos de precisão e desempenho e com a capacidade de construção de curvas de distribuição de probabilidade, o que não é possível a partir de métodos não sequenciais.

Com as informações obtidas nesse capítulo, fica claro que a escolha entre a SMC-ST e SMC-QS dependerá da necessidade em obter ou não maiores detalhes referentes ao sistema. Como o desempenho computacional das ferramentas é superior à SMCS, visto no Capítulo 4, e ambas são capazes de traduzir as intermitências da rede, tem-se excelentes alternativas ao uso das técnicas sequenciais.

6 Conclusões e Propostas Futuras

6.1 Considerações Finais

Esta tese teve como principal objetivo a avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição considerando a presença de geração distribuída (GD). Ao longo desse estudo foram apresentadas metodologias e técnicas já consagradas na literatura, com o intuito de ressaltar os aspectos positivos e negativos advindos da utilização destas e, por fim, apresentar métodos concorrentes, mais simples e igualmente eficazes.

A simulação Monte Carlo quase sequencial (SMC-QS) proposta neste trabalho é capaz de capturar aspectos cronológicos do problema em questão, mantendo o desempenho das técnicas não sequenciais em termos de precisão e tempo computacional. Pela análise exhaustiva dos resultados obtidos com dois sistemas de distribuição, foi possível verificar a precisão da ferramenta em fornecer os índices de confiabilidade, destacando ainda a possibilidade de cálculo de indicadores que somente seriam avaliados através de técnicas cronológicas. Com isso pode-se concluir que a ferramenta proposta é capaz de solucionar avaliações da confiabilidade com cargas e geração (e.g., GD) variando no tempo, incluindo correlações geográficas como também de indicadores do tipo DMIC. Desta forma, a ferramenta proposta poderá ser utilizada em benefício da distribuidora para assegurar o cumprimento legislativo junto ao órgão regulador, não somente em termos do monitoramento dos indicadores como também em relação às possíveis metas de confiabilidade no planejamento da expansão de suas redes.

A simulação Monte Carlo baseada em *state transition* (SMC-ST), técnica também proposta nesta tese, opera de forma cronológica sem a necessidade de avaliar individualmente cada elemento do sistema. Com isso, também é possível manter a característica sequencial com menor tempo de simulação. O método foi avaliado e comparado com a SMCS e com a SMC-QS proposta, se mostrando

eficiente quanto ao cálculo dos índices de confiabilidade e curvas de distribuição de probabilidade associada aos mesmos.

Por fim, as discussões acerca da participação da GD nos sistemas de distribuição estudados deixaram clara a importância da representação da intermitência inerente a esse recurso e, também, a capacidade de ambas as ferramentas em lidar com tais sistemas. Indubitavelmente, redes de distribuição com alta penetração de GD, principalmente renovável, serão o padrão num futuro muito próximo.

Em suma, esta tese contribuiu até o momento com os seguintes aspectos:

- Desenvolvimento e validação das funções de teste para a SMC-QS, até então não existentes para cálculo da confiabilidade em sistemas de distribuição;
- Desenvolvimento e validação das funções de teste para a SMC-ST, até então não existentes para cálculo da confiabilidade em sistemas de distribuição;
- Implementação de fluxo de potência para dimensionamento de chaves, modelagem e sequenciamento das proteções e novas formas de representar o sistema;
- Obtenção de duas ferramentas de grande potencial prático, dada a simplicidade de programação de ambas, para o cálculo da confiabilidade de sistemas de distribuição com inserção de GD. As ferramentas propostas apresentaram bom desempenho (tempo de simulação e resultados adequados), com capacidade para modelar adequadamente flutuações de carga e geração de fontes renováveis.

6.2 Propostas Futuras

A partir dos estudos e resultados discutidos nesta tese, seguem possíveis ações a serem seguidas em prol da continuidade deste trabalho:

- Redesenhar novos testes com os sistemas avaliados considerando correlações estatísticas entre cargas e também entre pontos da geração distribuída;

- Avaliar a possibilidade de utilização de técnicas de otimização baseadas em computação evolucionária (e.g., algoritmos genéticos) no intuito de melhor distribuir a GD e estimular a presença desses recursos no sistema;
- No caso anterior, diferentes objetivos poderão ser apreciados: maximização da confiabilidade, minimização de perdas, etc.;
- Explorar a utilização das técnicas propostas em redes de distribuição de grande porte e a adaptação das mesmas para redes com configurações em anel;
- Avaliar o uso das ferramentas propostas no processo de regulamentação associados às multas e tarifação.

Referências

- [1] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, “Distributed generation: A definition,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, 2001.
- [2] A. M. Cassula, A. M. Leite da Silva, L. A. F. Manso, and R. Billinton, “Avaliação da confiabilidade em sistemas de distribuição considerando falhas de geração e transmissão,” *Soc. Bras. Autom.*, vol. 14, no. 3, pp. 262–271, 2003.
- [3] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd ed. New York: Plenum Press, 1996.
- [4] P. V. S. Borges, “*Tarifação locacional de geração distribuída via teoria de jogos cooperativos*,” Tese de Doutorado, PUC-Rio, 2021.
- [5] “Câmara de Comercialização de Energia (CCEE).” 2023. [Online]. Available: <https://www.ccee.org.br/>.
- [6] Rockmann Roberto, *20 Anos do Mercado Brasileiro de Energia Elétrica*. São Paulo: Pigma Gráfica e Editora, 2018.
- [7] ANEEL, “Resolução Normativa N° 482,” 2012.
- [8] ANEEL, “Resolução Normativa No 687,” 2015.
- [9] ANEEL, “Resolução Normativa No 1059,” 2023.
- [10] A. M. Leite da Silva, L. C. Nascimento, M. Augusto, D. Issicaba, and J. A. Peças Lopes, “Distributed energy resources impact on distribution system reliability under load transfer restrictions,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1–8, 2012.
- [11] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Assessment of Large Electric Power Systems*, Boston: Kluwer Academic, 1991.

- [12] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems*, 2nd ed. New York: Plenum Press, 1992.
- [13] R. Billinton and W. Li, *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*, 2nd ed. New York: Plenum Press, 1994.
- [14] A. A. Chowdhury and D. O. Koval, “Value-based distribution system reliability planning,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 34, no. 1, pp. 23–29, 1998.
- [15] N. Acharya, P. Mahat, and N. Mithulananthan, “An analytical approach for DG allocation in primary distribution network,” *Int. Journal of Electr. Power Energy Syst.*, vol. 28, no. 10, pp. 669–678, 2006.
- [16] L. C. Nascimento, “Avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição utilizando processamento distribuído,” Tese de Doutorado, UNIFEI, 2009.
- [17] M. Matos, J. P. Lopes, M. Rosa, R. Ferreira, A.M. Leite da Silva, W.Sales, L. Resende, L. Manso, P. Cabral, M. Ferreira, N. Martins, C. Artaiz, F. Soto, R. López, “Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: The Portuguese and Spanish cases,” *Int. Journal of Electr. Power Energy Syst.*, vol. 31, no. 9, pp. 562–569, 2009.
- [18] R. N. Allan and M. G. da Silva, “Evaluation of reliability indices and outage costs in distribution systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 1, pp. 413–419, 1995.
- [19] A. C. G. Melo, M. V. F. Pereira, and A. M. Leite da Silva, “A conditional probability approach to the calculation of frequency and duration indices in composite reliability evaluation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 3, pp. 1118–1125, 1993.
- [20] A. M. Leite da Silva, R. A. González-Fernández, W. S. Sales, and L. A. F. Manso, “Reliability assessment of time-dependent systems via quasi-sequential monte carlo simulation,” *2010 IEEE 11th Int. Conf. Probabilistic Methods Appl. to Power Syst. PMAAPS 2010*, pp. 697–702, 2010.

- [21] R. A. González-Fernández and A. M. Leite da Silva, “Reliability assessment of time-dependent systems via sequential cross-entropy Monte Carlo simulation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 4, pp. 2381–2389, 2011.
- [22] A. M. Leite da Silva, L. A. F. Manso, W. S. Sales, S. A. Flavio, G. J. Anders, and L. C. De Resende, “Chronological power flow for planning transmission systems considering intermittent sources,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 4, pp. 2314–2322, 2012.
- [23] A. M. Leite da Silva, L. A. F. Manso, J. C. Oliveira Mello, and R. Billinton, “Pseudo-chronological simulation for composite reliability analysis with time varying loads,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 1, pp. 73–80, 2000.
- [24] G. Celli, E. Ghiani, F. Pilo, and G. G. Soma, “Reliability assessment in smart distribution networks,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 104, pp. 164–175, 2013.
- [25] K. Zou, G. Mohy-Ud-Din, A. P. Agalgaonkar, K. M. Muttaqi, and S. Perra, “Distribution system restoration with renewable resources for reliability improvement under system uncertainties,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 67, no. 10, pp. 8438–8449, 2020.
- [26] I. O. Guimarães, “Avaliação da confiabilidade da distribuição sob a presença de fontes distribuídas utilizando simulação Monte Carlo sequencial,” Dissertação de Mestrado, UFSJ, 2018.
- [27] Y. V. Abreu, “A reestruturação do setor elétrico brasileiro: questões e perspectivas,” Dissertação de Mestrado, USP, 1999.
- [28] D. P. Gaver, F. E. Montmeat, and A. D. Patton, “Power system reliability I—measures of reliability and methods of calculation,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 83, no. 7, pp. 727–737, 1964.
- [29] Z. G. Todd, “A probability method for transmission and distribution outage calculations,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 83, no. 7, pp. 695–701, 1964.

- [30] F. E. Montmeat, J. Zemkoski, A. D. Patton, and D. J. Cumming, "Power system reliability II—applications and a computer program," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 84, no. 7, pp. 636–643, 1965.
- [31] R. N. Allan, R. Billinton, and M. F. Oliveira, "Reliability evaluation of electrical Systems with Switching Actions.," *Proc. Inst. Electr. Eng.*, vol. 123, no. 4, pp. 325–330, 1976.
- [32] R. Billinton and M. S. Grover, "Reliability evaluation in distribution and transmission Systems.," *Proc. Inst. Electr. Eng.*, vol. 122, no. 5, pp. 517–523, 1975.
- [33] C. Wang, T. Zhang, F. Luo, P. Li, and L. Yao, "Fault incidence matrix based reliability evaluation method for complex distribution system," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 6736–6745, 2018.
- [34] X. Liang and L. Goel, "Distribution system reliability evaluation using the monte carlo simulation method," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 98, pp. S66–S74, 1997.
- [35] R. Billinton and P. Wang, "Distribution system reliability cost/worth analysis using analytical and sequential simulation techniques," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, no. 4, pp. 1245–1250, 1998.
- [36] R. Billinton and P. Wang, "Teaching distribution system reliability evaluation using Monte Carlo simulation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 2, pp. 397–403, 1999.
- [37] Y. Ou and L. Goel, "Using Monte Carlo simulation for overall distribution system reliability worth assessment," *IEE Proc. Gener. Trans. Distrib.*, vol. 146, no. 5, pp. 535–540, 1999.
- [38] N. Balijepalli, S. S. Venkata, and R. D. Christie, "Predicting distribution system performance against regulatory reliability standards," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 19, no. 1, pp. 350–356, 2004.
- [39] A. M. Leite da Silva, W. F. Schmitt, A. M. Cassula, and C. E. Sacramento, "Analytical and Monte Carlo approaches to evaluate probability distribu-

- tions of interruption duration,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 1341–1348, 2005.
- [40] A. M. Leite da Silva, A. M. Cassula, L. C. Nascimento, J. C. Freire, C. E. Sacramento, and A. C. R. Guimarães, “Chronological Monte Carlo-based assessment of distribution system reliability,” *9th Int. Conf. Probabilistic Methods Appl. to Power Syst. PMAPS*, 2006.
- [41] P. Gautam, R. Karki, and P. Piya, “Probabilistic modeling of energy storage to quantify market constrained reliability value to active distribution systems,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 11, no. 2, pp. 1043–1053, 2020.
- [42] M. P. Anand, B. Bagen, and A. Rajapakse, “Probabilistic reliability evaluation of distribution systems considering the spatial and temporal distribution of electric vehicles,” *Int. Journal of Electr. Power Energy Syst.*, vol. 117, p. 105609, 2020.
- [43] M. P. Anand, B. Bagen, and A. Rajapakse, “Reliability oriented distribution system analysis considering electric vehicles and hybrid energy resources,” *Int. Journal of Electr. Power Energy Syst.*, vol. 137, p. 107500, 2022.
- [44] J. C. O. Mello, M. V. F. Pereira, and A. M. Leite da Silva, “Evaluation of reliability worth in composite systems based on pseudo-sequential Monte Carlo simulation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 3, pp. 1318–1326, 1994.
- [45] H. Kumamoto, K. Tanaka, K. Inoue, and E. J. Henley, “State-transition Monte Carlo for evaluating large, repairable systems,” *IEEE Trans. Reliab.*, vol. R-29, no. 5, pp. 376–380, 1980.
- [46] R. Billinton and W. Li, “A system state transition sampling method for composite system reliability evaluation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 3, pp. 761–770, 1993.
- [47] R. Billinton and A. Sankarakrishnan, “A system state transition sampling technique for reliability evaluation,” *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 44, no. 2, pp. 131–134, 1994.

- [48] R. Billinton and A. Sankarakrishphnan, “Adequacy assessment of composite power systems with HVDC links using Monte Carlo simulation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 3, pp. 1626–1633, 1994.
- [49] A. M. Leite da Silva, L. C. de Resende, L. A. F. Manso, and V. Miranda, “Composite reliability assessment based on Monte Carlo simulation and artificial neural networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 3, pp. 1202–1209, 2007.
- [50] Y. Wang, C. Guo, and Q. H. Wu, “A cross-entropy-based three-stage sequential importance sampling for composite power system short-term reliability evaluation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 4254–4263, 2013.
- [51] L. D. Arya, S. C. Choube, R. Arya, and A. Tiwary, “Evaluation of reliability indices accounting omission of random repair time for distribution systems using Monte Carlo simulation,” *Int. Journal of Electr. Power Energy Syst.*, vol. 42, no. 1, pp. 533–541, 2012.
- [52] L. D. Arya, A. Koshti, and S. C. Choube, “Frequency-duration analysis of composite distribution system using a non-sequential Monte Carlo simulation,” *Int. Journal of Electr. Power Energy Syst.*, vol. 46, no. 1, pp. 17–25, 2013.
- [53] S. Ge, L. Xu, H. Liu, and M. Zhao, “Reliability assessment of active distribution system using Monte Carlo simulation method,” *Journal of Appl. Math.*, vol. 2014, 2014.
- [54] M. H. J. Bollen and F. Hassan, *Integration of Distributed Generation in The Power System*, 1st ed. New Jersey: Wiley, 2011.
- [55] D. M. Falcão, “Smart grids e microrredes: o futuro já é presente,” *VIII Simpósio Automação Sist. Elétricos*, pp. 1–11, 2009.
- [56] International Telecommunication Union, “Smart grid utility management systems.” Geneva, 2021.
- [57] National Energy Technology Laboratory, “A System View of the Modern Grid (Appendix A1: Self-Heals).” U.S. Department of Energy, 2007.

- [58] A. Ipakchi and F. Albuyeh, "Grid of the future," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 7, no. 2, pp. 52–62, 2009.
- [59] FGV Energia, "Recursos Energéticos Distribuídos," pp. 661–814, 2016.
- [60] S. Ruester, S. Schwenen, C. Batlle, and I. Pérez-Arriaga, "From distribution networks to smart distribution systems: rethinking the regulation of European electricity DSOs," *Util. Policy*, vol. 31, no. 1, pp. 229–237, 2014.
- [61] I. J. Pérez-Arriaga, "The transmission of the future," *IEEE Power Energy Mag.*, pp. 41–53, 2016.
- [62] C. Chen, J. Wang, and D. Ton, "Modernizing distribution system restoration to achieve grid resiliency against extreme weather events: an integrated solution," *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1267–1288, 2017.
- [63] A. A. Chowdhury, S. K. Agarwal, and D. O. Koval, "Reliability modeling of distributed generation in conventional distribution systems planning and analysis," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 39, no. 5, pp. 1493–1498, 2003.
- [64] W. El-khattam, Y. G. Hegazy, and M. M. A. Salama, "Investigating distributed generation systems performance using Monte Carlo simulation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 524–532, 2006.
- [65] Z. Bie, P. Zhang, G. Li, B. Hua, M. Meehan, and X. Wang, "Reliability evaluation of active distribution systems including microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 4, pp. 2342–2350, 2012.
- [66] D. Vieira, R. A. Shayani, and M. A. G. De Oliveira, "Net metering in Brazil: regulation, opportunities and challenges," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 8, pp. 3687–3694, 2016.
- [67] C. L. T. Borges, "An overview of reliability models and methods for distribution systems with renewable energy distributed generation," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 6, pp. 4008–4015, 2012.
- [68] A. K. Karngala and C. Singh, "Reliability assessment framework for the distribution system including distributed energy resources," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 12, no. 3, pp. 1539–1548, 2021.

- [69] S. Wang, Z. Li, L. Wu, M. Shahidehpour, and Z. Li, “New metrics for assessing the reliability and economics of microgrids in distribution system,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2852–2861, 2013.
- [70] K. Zou, A. P. Agalgaonkar, K. M. Muttaqi, and S. Perera, “An analytical approach for reliability evaluation of distribution systems containing dispatchable and nondispatchable renewable DG units,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 6, pp. 2657–2665, 2014.
- [71] S. Conti and S. A. Rizzo, “Monte Carlo simulation by using a systematic approach to assess distribution system reliability considering intentional islanding,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 30, no. 1, pp. 64–73, 2015.
- [72] H. Zhao, H. Zhang, Y. Ge, W. Gao, J. Li, B. Su, M. Xiao, K. Cheng., “Reliability analysis of distribution network based on the deep coupling of high penetration distributed generation and energy storage,” *IEEE Sustain. Power Energy Conf (iSPEC)*, Beijing-China, 2019.
- [73] P. Gautam, P. Piya, and R. Karki, “Resilience assessment of distribution systems integrated with distributed energy resources,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 12, no. 1, pp. 338–348, 2021.
- [74] ANEEL, “Módulo 8-Prodíst,” 2018.
- [75] A. M. Cassula, “Avaliação integrada da confiabilidade de sistemas de geração, transmissão e distribuição baseada em simulação cronológica,” Tese de Doutorado, UNIFEI, 2002.
- [76] A. M. L. da Silva, A. M. Cassula, and C. E. Sacramento, “Reliability evaluation of distribution systems under load transfer restrictions,” *Proc. 7th Int. Conf. PMAPS—Probab. Methods Appl. Power Syst*, Naples - Italia 9–14 Sep. 2002.
- [77] R. N. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel, and K. S. So, “A reliability test system for educational purposes - basic distribution system data and results,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, no. 2, pp. 813–820, 1991.
- [78] “Reliability test systems data,” 2023. [Online]. Available: <https://sites.google.com/view/rtestsystemdata/data>.

- [79] R. Cespedes, “New method for the analysis of distribution networks,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 5, no. 1, pp. 391–396, 1990.
- [80] “Reliability test system task force of the IEEE subcommittee on the application of probability methods,” *IEEE Pas*, vol. 1, no. 2, p. 83, 1979
- [81] W. H. Press, S. A. Teukolsky, W. T. Vetterling, and B. P. Flannery, *Numerical Recipes*, 3rd ed. New York: Cambridge University Press, 2007.
- [82] H. M. Deitel, *Como Programar C++*, 5th Ed. Pearson, 2006.
- [83] “Empresa de Pesquisa Energética (EPE).”, 2023. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/>.
- [84] F. Almonacid, C. Rus, P. Pérez-Higueras, and L. Hontoria, “Calculation of the energy provided by a PV generator. Comparative study: conventional methods vs. artificial neural networks,” *Energy*, vol. 36, no. 1, pp. 375–384, 2011.
- [85] C. R. Osterwald, “Translation of device performance measurements to reference conditions,” *Sol. Cells*, vol. 18, no. 3–4, pp. 269–279, 1986.
- [86] W. Tong, *Wind Power Generation and Wind Turbine Design*. WIT Press, 2010.
- [87] W. S. Sales, “Planejamento de Sistemas de Geração com Elevada Penetração de Energia Eólica,” Dissertação de Mestrado, UNIFEI, 2006.

Apêndice A

Resultados e Testes Complementares

A1.

SMC-QS Aplicada ao Sistema IEEE-RBTS

Nas tabelas a seguir estão dispostos os indicadores FIC, DIC, DMIC e EENS para o caso base referente ao sistema IEEE-RBTS utilizando a SMC-QS.

Tabela A1.1: Índices de confiabilidade para o sistema RBTS via SMC-QS

		Índices de Confiabilidade SMC-QS				
		Pontos de Carga	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	DMIC (h/ano)	EENS (kWh/ano)
AL1	LP-1	0,23881	3,58434	3,11223	1908,442	
	LP-2	0,25148	3,59888	3,09260	1917,302	
	LP-3	0,25112	3,62576	3,12679	1932,484	
	LP-4	0,23702	3,59095	3,13885	2123,182	
	LP-5	0,25322	3,66894	3,16036	2167,712	
	LP-6	0,24758	3,61353	3,12411	1665,463	
	LP-7	0,25122	3,55171	3,07371	1642,271	
AL2	LP-8	0,13977	0,53866	0,18651	537,544	
	LP-9	0,13988	0,49130	0,16539	565,044	
AL3	LP-10	0,24197	3,52907	3,05853	1875,740	
	LP-11	0,25138	3,62718	3,12900	1939,288	
	LP-12	0,25380	3,68354	3,17916	1644,933	
	LP-13	0,25381	3,61474	3,13945	2130,812	
	LP-14	0,25436	3,58112	3,10216	2107,707	
	LP-15	0,24219	3,52356	3,06057	1625,652	
AL4	LP-16	0,25211	3,64812	3,13639	1680,399	
	LP-17	0,24054	3,54407	3,07146	1587,438	
	LP-18	0,24041	3,56621	3,10576	1596,166	
	LP-19	0,25295	3,66924	3,17209	1650,130	
	LP-20	0,25714	3,67244	3,15826	2166,158	
	LP-21	0,25075	3,56604	3,09884	2108,132	
	LP-22	0,25448	3,55130	3,07158	1635,199	

A2.

Variação de Parâmetros IEEE-RBTS Bus 2

▪ *Redução da Taxa de Falha: 0,5λ:*

Nas tabelas A2.1 a A2.3 estão dispostos os indicadores referentes ao comparativo entre as ferramentas SMC-QS e SMC diante da redução da taxa de falha.

Tabela A2.1: Índice DIC, SMCS versus SMC-QS para 0,5λ

Alimentador	P.C.	DIC (h/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-QS	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	1,76414	1,79134	1,54195	1,15985	2,15983	-0,42385
AL 2	LP-8	0,27065	0,26804	-0,96573	1,14032	1,31490	0,17458
AL 3	LP-13	1,76952	1,77455	0,28433	0,58720	1,53246	0,11636
AL 4	LP-20	1,81449	1,80118	-0,73339	1,05417	2,65884	-0,40098
Erro médio do sistema							-0,21484
Erro máximo absoluto do sistema							2,65884
Erro médio absoluto do sistema							0,96827

Tabela A2.2: Índice DMIC, SMCS versus SMC-QS para 0,5λ

Alimentador	P.C.	DMIC (h/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-QS	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	1,53174	1,55549	1,55051	1,19605	2,13315	-0,47399
AL 2	LP-8	0,09223	0,09208	-0,16952	1,35503	2,54054	1,18551
AL 3	LP-13	1,53115	1,53862	0,48818	0,70797	1,71360	0,16693
AL 4	LP-20	1,55947	1,54842	-0,70840	1,18695	3,22569	-0,39264
Erro médio do sistema							-0,12245
Erro máximo absoluto do sistema							3,22569
Erro médio absoluto do sistema							1,07449

Tabela A2.3: Índice EENS, SMC versus SMC-QS para $0,5\lambda$

Alimentador	P.C.	EENS (kWh/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-QS	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	1040,54	1056,49	1,53243	-0,49520	2,80864	-0,49520
AL 2	LP-8	270,54	269,06	-0,54559	0,45282	1,45123	0,45282
AL 3	LP-13	1046,67	1052,52	0,55857	-0,03725	1,64123	-0,03725
AL 4	LP-20	1070,64	1064,72	-0,55335	-0,29890	2,48307	-0,29890
Erro médio do sistema							-0,22166
Erro máximo absoluto do sistema							2,80864
Erro médio absoluto do sistema							1,06371

▪ *Aumento da Taxa de Falha: 2λ*

Nas tabelas A2.4 a A2.6 estão dispostos os indicadores referentes ao comparativo entre as ferramentas SMC-QS e SMC diante do aumento da taxa de falha.

Tabela A2.4: Índice FIC, SMCS versus SMC-QS para 2λ

Alimentador	P.C.	FIC (falhas/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-QS	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	0,48123	0,47483	-1,33021	1,92197	2,74611	-1,92197
AL 2	LP-8	0,28571	0,27993	-2,02267	2,12690	2,23114	-2,12690
AL 3	LP-13	0,50623	0,49436	-2,34595	1,54752	2,37301	-1,54752
AL 4	LP-20	0,51365	0,49902	-2,84853	2,06123	2,84853	-2,06123
Erro médio do sistema							-1,88279
Erro máximo absoluto do sistema							2,84853
Erro médio absoluto do sistema							1,88279

Tabela A2.5: Índice DMIC, SMCS versus SMC-QS para 2λ

Alimentador	P.C.	DMIC (h/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-QS	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	6,26069	6,20137	-0,94750	1,18492	3,18153	0,16796
AL 2	LP-8	0,36771	0,38014	3,37957	3,94409	4,50861	-0,56452
AL 3	LP-13	6,17617	6,08751	-1,43554	0,91404	1,54234	0,21937
AL 4	LP-20	6,19795	6,10455	-1,50688	1,16487	1,77583	-0,30557
Erro médio do sistema							-0,03528
Erro máximo absoluto do sistema							4,50861
Erro médio absoluto do sistema							1,35550

Tabela A2.6: Índice EENS, SMCS versus SMC-QS para 2λ

Alimentador	P.C.	EENS (kWh/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-QS	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	4254,52	4215,10	-0,92654	1,08753	2,53697	-0,01145
AL 2	LP-8	1082,36	1081,26	-0,10194	1,49482	2,88770	-1,49482
AL 3	LP-13	4222,36	4143,61	-1,86498	0,94084	1,86498	0,02411
AL 4	LP-20	4265,19	4187,43	-1,82326	1,08216	1,82326	-0,47864
Erro médio do sistema							-0,28525
Erro máximo absoluto do sistema							2,88770
Erro médio absoluto do sistema							1,08284

- *Redução do tempo médio de reparo: 0,5r*

Nas tabelas A2.7 a A2.9 estão dispostos os indicadores referentes ao comparativo entre as ferramentas SMC-QS e SMC diante da redução no tempo médio de reparo.

Tabela A2.7: Índice FIC, SMCS versus SMC-QS para 0,5r

Alimentador	P.C.	FIC (falhas/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-QS	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	0,23997	0,24069	0,29907	0,60951	1,10949	-0,35675
AL 2	LP-8	0,14185	0,14045	-0,99146	0,50747	0,99146	-0,50747
AL 3	LP-13	0,25348	0,25035	-1,23526	0,42290	1,23526	-0,41584
AL 4	LP-20	0,25690	0,25431	-1,00588	0,60760	1,10566	-0,60760
Erro médio do sistema							-0,46638
Erro máximo absoluto do sistema							1,23526
Erro médio absoluto do sistema							0,54873

Tabela A2.8: Índice DIC, SMCS versus SMC-QS para 0,5r

Alimentador	P.C.	DIC (h/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-QS	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	1,80027	1,83433	1,89213	1,12200	1,95126	-0,35355
AL 2	LP-8	0,28191	0,27975	-0,76324	0,88810	1,01296	0,12486
AL 3	LP-13	1,80756	1,81337	0,32094	0,59177	1,54509	0,08077
AL 4	LP-20	1,85925	1,83862	-1,10972	1,12332	2,71054	-0,34888
Erro médio do sistema							-0,19012
Erro máximo absoluto do sistema							2,71054
Erro médio absoluto do sistema							0,95654

Tabela A2.9: Índice EENS, SMCS versus SMC-QS para 0,5r

Alimentador	P.C.	EENS (kWh/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-QS	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	1063,22	1081,37	1,70747	1,18531	2,04010	-0,31414
AL 2	LP-8	281,32	280,04	-0,45291	0,70620	0,95949	0,25329
AL 3	LP-13	1074,24	1074,74	0,04671	0,52307	1,64726	0,04159
AL 4	LP-20	1100,15	1087,12	-1,18491	1,24184	2,81592	-0,42222
Erro médio do sistema							-0,19992
Erro máximo absoluto do sistema							2,81592
Erro médio absoluto do sistema							0,97913

▪ *Aumento do tempo médio de reparo: 2r*

Nas tabelas A2.10 a A2.12 estão dispostos os indicadores referentes ao comparativo entre as ferramentas SMC-QS e SMC diante do aumento no tempo médio de reparo.

Tabela A2.10: Índice FIC, SMCS versus SMC-QS para 2r

Alimentador	P.C.	FIC (falhas/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-QS	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	0,24063	0,23741	-1,33791	1,93169	2,75051	-1,93169
AL 2	LP-8	0,14243	0,13976	-1,87712	1,92417	1,97121	-1,92417
AL 3	LP-13	0,25308	0,24718	-2,33260	1,52922	2,34571	-1,52922
AL 4	LP-20	0,25661	0,24951	-2,76812	1,97395	2,76812	-1,97395
Erro médio do sistema							-1,83469
Erro máximo absoluto do sistema							2,76812
Erro médio absoluto do sistema							1,83469

Tabela A2.11: Índice DIC, SMCS versus SMC-QS para 2r

Alimentador	P.C.	DIC (h/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-QS	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	7,09405	7,00875	-1,20238	0,99508	2,57095	0,00475
AL 2	LP-8	1,04949	1,05047	0,09373	1,42794	2,76216	-1,33421
AL 3	LP-13	7,01873	6,90374	-1,63831	0,78376	1,63831	0,05845
AL 4	LP-20	7,08568	6,99028	-1,34644	1,08274	1,55267	-0,34143
Erro médio do sistema							-0,21248
Erro máximo absoluto do sistema							2,76216
Erro médio absoluto do sistema							1,00469

Tabela A2.12: Índice DMIC, SMCS versus SMC-QS para 2r

Alimentador	P.C.	DIC (h/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-QS	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	6,55019	6,47527	-1,14373	1,10288	2,95863	0,13876
AL 2	LP-8	0,61039	0,61822	1,28333	2,34577	3,40822	-1,06245
AL 3	LP-13	6,46294	6,36351	-1,53838	0,86994	1,53838	0,19491
AL 4	LP-20	6,48952	6,41083	-1,21250	1,08608	1,69474	-0,20963
Erro médio do sistema							-0,06598
Erro máximo absoluto do sistema							3,40822
Erro médio absoluto do sistema							1,14700

A3.

Aplicação da SMC-QC no Sistema Papagaios

Nas tabelas A3.1 a A3.8 estão dispostos os indicadores referentes ao comparativo entre as ferramentas SMC-QS e SMCS aplicadas ao sistema Papagaios.

Tabela A3.1: Índices FIC e DIC, AL 1, sistema Papagaios via SMC-QS

Pontos de Carga	SMCS		SMC-QS		Erro (%)	
	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)
LP-1	17,55790	16,52868	17,62671	16,61860	0,39191	0,54404
LP-2	17,56514	13,02005	17,62671	13,08181	0,35052	0,47439
LP-3	17,57159	13,02429	17,62671	13,11363	0,31368	0,68588
LP-4	17,57284	17,62405	17,62671	17,66685	0,30655	0,24286
LP-5	17,57688	14,38090	17,62671	14,43922	0,28351	0,40556
LP-6	17,58038	12,93973	17,62671	13,02036	0,26356	0,62306
LP-7	17,57871	14,02805	17,62671	14,10868	0,27306	0,57477
LP-8	17,57975	13,67112	17,62671	13,75257	0,26712	0,59578
LP-9	17,58146	13,00893	17,62671	13,09488	0,25738	0,66074
LP-10	17,58233	12,54764	17,62671	12,58217	0,25240	0,27519
LP-11	17,58213	12,51318	17,62671	12,58217	0,25359	0,55132
LP-12	17,57871	14,02805	17,62671	14,10868	0,27306	0,57477
LP-13	17,58233	12,54764	17,62671	12,58217	0,25240	0,27519
LP-14	17,58038	12,93973	17,62671	13,02036	0,26356	0,62306
Erro médio					0,28588	0,50761
Erro médio absoluto					0,28588	0,50761
Erro máximo					0,39191	0,68588

Tabela A3.2: Índices DMIC e EENS, AL 1, sistema Papagaios via SMC-QS

Pontos de Carga	SMCS		SMC-QS		Erro (%)	
	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)
LP-1	1,801978	4303,86	1,78503	4331,31	-0,94057	0,63774
LP-2	0,398698	63,98	0,38358	64,35	-3,79212	0,58828
LP-3	0,392501	799,96	0,40971	806,26	4,38430	0,78767
LP-4	2,255535	4851,00	2,23523	4866,88	-0,90015	0,32737
LP-5	0,940496	1342,61	0,93606	1348,70	-0,47154	0,45351
LP-6	0,394646	3513,07	0,40208	3537,95	1,88475	0,70832
LP-7	0,780545	1033,96	0,79112	1041,08	1,35494	0,68826
LP-8	0,647476	1007,35	0,65457	1014,94	1,09632	0,75291
LP-9	0,379364	191,80	0,39128	193,24	3,14150	0,75168
LP-10	0,199052	184,97	0,18710	185,66	-6,00430	0,37540
LP-11	0,183407	2090,54	0,18710	2104,19	2,01367	0,65298
LP-12	0,780545	206,79	0,79112	208,22	1,35494	0,68858
LP-13	0,199052	6782,25	0,18710	6807,67	-6,00430	0,37489
LP-14	0,394646	1843,95	0,40208	1857,03	1,88475	0,70908
Erro médio					-0,07127	0,60690
Erro médio absoluto					2,51630	0,60690
Erro máximo					6,00430	0,78767

Tabela A3.3: Índices FIC e DIC, AL 2, sistema Papagaios via SMC-QS

Pontos de Carga	SMCS		SMC-QS		Erro (%)	
	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)
LP-15	29,42791	31,40071	29,64042	31,66522	0,72214	0,84237
LP-16	29,40733	39,35950	29,64042	39,72829	0,79263	0,93698
LP-17	29,40733	39,36267	29,64042	39,72829	0,79263	0,92883
LP-18	29,45954	21,45196	29,64042	21,46911	0,61398	0,07995
LP-19	29,46627	21,44742	29,64042	21,45357	0,59101	0,02866
LP-20	29,47153	20,91824	29,64042	20,95522	0,57305	0,17679
LP-21	29,46793	22,73586	29,64042	22,77431	0,58533	0,16913
LP-22	29,45435	27,84410	29,64042	27,95855	0,63173	0,41105
LP-23	29,47326	21,36284	29,64042	21,47012	0,56714	0,50217
LP-24	29,45435	27,84410	29,64042	27,95855	0,63173	0,41105
LP-25	29,45435	27,84446	29,64042	27,95855	0,63173	0,40974
LP-26	29,47020	22,25618	29,64042	22,33113	0,57760	0,33675
LP-27	29,46447	23,76344	29,64042	23,86622	0,59716	0,43251
Erro médio					0,59342	0,40471
Erro médio absoluto					0,59342	0,40471
Erro máximo					0,79263	0,93698

Tabela A3.4: Índices DMIC e EENS, AL 2, sistema Papagaios via SMC-QS

Pontos de Carga	SMCS		SMC-QS		Erro (%)	
	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)
LP-15	4,56611	15748,52	4,64151	15877,64	1,65126	0,81986
LP-16	7,76920	12095,92	7,87963	12206,82	1,42134	0,91687
LP-17	7,77120	241,94	7,87963	244,14	1,39526	0,90907
LP-18	0,56491	1266,53	0,50862	1266,32	-9,96461	-0,01599
LP-19	0,55319	1687,82	0,50149	1687,61	-9,34582	-0,01231
LP-20	0,33842	3395,45	0,30497	3399,71	-9,88527	0,12546
LP-21	1,07524	4696,66	1,03183	4704,76	-4,03677	0,17248
LP-22	3,10534	3425,45	3,09358	3436,02	-0,37854	0,30868
LP-23	0,52164	2889,36	0,50732	2902,31	-2,74590	0,44825
LP-24	3,10534	3014,38	3,09358	3023,70	-0,37854	0,30894
LP-25	3,10555	8152,63	3,09358	8177,72	-0,38530	0,30775
LP-26	0,86712	7664,79	0,86001	7682,66	-0,82007	0,23323
LP-27	1,49620	818,08	1,46851	821,42	-1,85051	0,40834

Erro médio	-2,52310	0,35219
Erro médio absoluto	3,16137	0,35623
Erro máximo	9,96461	0,91687

Tabela A3.5: Índices FIC e DIC, AL 3, sistema Papagaios via SMC-QS

Pontos de Carga	SMCS		SMC-QS		Erro (%)	
	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)
LP-28	16,88307	13,82302	16,98245	13,87102	0,58866	0,34725
LP-29	16,88626	15,88491	16,98245	15,90745	0,56967	0,14191
LP-30	16,90062	12,51627	16,98245	12,51420	0,48419	-0,01655
LP-31	16,89468	18,68698	16,98245	18,82541	0,51956	0,74078
LP-32	16,89477	17,59166	16,98245	17,68516	0,51899	0,53155
LP-33	16,89477	17,59204	16,98245	17,68516	0,51899	0,52937
LP-34	16,89477	17,59064	16,98245	17,68516	0,51899	0,53736
LP-61	16,89468	18,68698	16,98245	18,82541	0,51956	0,74078
Erro médio					0,52983	0,44406
Erro médio absoluto					0,52983	0,44819
Erro máximo					0,58866	0,74078

Tabela A3.6: Índices DMIC e EENS, AL 3, sistema Papagaios via SMC-QS

Pontos de Carga	SMCS		SMC-QS		Erro (%)	
	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)
LP-28	0,92844	3395,46	0,91462	3407,94	-1,48819	0,36756
LP-29	1,76957	5854,95	1,73156	5866,84	-2,14798	0,20301
LP-30	0,40070	2153,26	0,37938	2153,21	-5,31975	-0,00253
LP-31	2,85324	2067,14	2,89888	2082,20	1,59949	0,72865
LP-32	2,43926	648,65	2,46841	651,95	1,19499	0,50743
LP-33	2,43935	9438,09	2,46841	9485,83	1,19130	0,50587
LP-34	2,43859	1902,62	2,46841	1912,37	1,22292	0,51276
LP-61	2,85324	3215,54	2,89888	3238,98	1,59949	0,72882
Erro médio					-0,26846	0,44395
Erro médio absoluto					1,97051	0,44458
Erro máximo					5,31975	0,72882

Tabela A3.7: Índices FIC e DIC, AL 4, sistema Papagaios via SMC-QS

Pontos de Carga	SMCS		SMC-QS		Erro (%)	
	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)
LP-35	29,74880	22,39019	29,86775	22,52891	0,39986	0,61955
LP-36	29,72945	27,57232	29,86775	27,67736	0,46519	0,38096
LP-37	29,72073	30,06922	29,86775	30,14188	0,49466	0,24162
LP-38	29,72073	30,06922	29,86775	30,14188	0,49466	0,24162
LP-39	29,72073	30,07121	29,86775	30,14188	0,49466	0,23501
LP-40	29,73027	26,50413	29,86775	26,46149	0,46242	-0,16088
LP-41	29,73027	26,50668	29,86775	26,46149	0,46242	-0,17047
LP-42	29,73899	23,91947	29,86775	23,95647	0,43297	0,15467
LP-43	29,74126	22,44307	29,86775	22,48566	0,42531	0,18977
LP-44	29,74026	22,65550	29,86775	22,6895	0,42868	0,15007
LP-45	29,74026	22,65550	29,86775	22,6895	0,42868	0,15007
LP-46	29,73545	23,62838	29,86775	23,6142	0,44493	-0,06003
LP-47	29,73545	23,62838	29,86775	23,6142	0,44493	-0,06003
LP-48	29,72736	25,24155	29,86775	25,32917	0,47225	0,34711
LP-49	29,72736	25,24155	29,86775	25,32917	0,47225	0,34711
LP-50	29,72736	25,24101	29,86775	25,32917	0,47225	0,34925
LP-51	29,70965	28,57279	29,86775	28,70194	0,53214	0,45200
LP-52	29,70520	29,84010	29,86775	29,92952	0,54720	0,29966
LP-53	29,70520	29,84010	29,86775	29,92952	0,54720	0,29966
LP-54	29,70520	29,84061	29,86775	29,92952	0,54720	0,29793
LP-55	29,70965	28,57051	29,86775	28,70194	0,53214	0,46001
LP-56	29,71837	24,40020	29,86775	24,42865	0,50264	0,11658
LP-57	29,71765	22,97749	29,86775	23,08892	0,50510	0,48499
LP-58	29,71065	23,53909	29,86775	23,62138	0,52876	0,34957
LP-59	29,70075	25,80418	29,86775	25,83153	0,56226	0,10600
LP-60	29,70075	25,80418	29,86775	25,83153	0,56226	0,10600
Erro médio					0,48704	0,22799
Erro médio absoluto					0,48704	0,26272
Erro máximo					0,56226	0,61955

Tabela A3.8: Índices DMIC e EENS, AL 4, sistema Papagaios via SMC-QS

Pontos de Carga	SMCS		SMC-QS		Erro (%)	
	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)
LP-35	0,85655	330,10	0,87800	332,23	2,50425	0,64603
LP-36	2,93625	541,74	2,93125	544,69	-0,16997	0,54407
LP-37	3,95298	1180,84	3,91396	1186,36	-0,98733	0,46746
LP-38	3,95298	442,81	3,91396	444,88	-0,98733	0,46737
LP-39	3,95458	295,23	3,91396	296,59	-1,02732	0,46076
LP-40	2,54094	455,61	2,44398	455,46	-3,81584	-0,03458
LP-41	2,54315	650,93	2,44398	650,65	-3,89929	-0,04284
LP-42	1,49880	1409,91	1,44863	1413,36	-3,34752	0,24492
LP-43	0,89422	220,49	0,85325	221,11	-4,58188	0,27917
LP-44	0,97543	695,41	0,95432	697,11	-2,16476	0,24387
LP-45	0,97543	8344,93	0,95432	8365,25	-2,16476	0,24354
LP-46	1,36204	2320,51	1,31227	2322,84	-3,65442	0,10037
LP-47	1,36204	3016,67	1,31227	3019,69	-3,65442	0,10026
LP-48	2,02079	744,06	2,02246	747,20	0,08264	0,42253
LP-49	2,02079	868,07	2,02246	871,74	0,08264	0,42280
LP-50	2,02055	1860,11	2,02246	1868,01	0,09441	0,42446
LP-51	3,38418	1123,19	3,36683	1128,48	-0,51294	0,47097
LP-52	3,89471	2455,78	3,85456	2463,90	-1,03065	0,33050
LP-53	3,89471	1759,37	3,85456	1765,18	-1,03065	0,33056
LP-54	3,89491	2015,97	3,85456	2022,60	-1,03592	0,32901
LP-55	3,38254	6528,03	3,36683	6559,28	-0,46458	0,47866
LP-56	1,68734	1318,40	1,63453	1321,40	-3,12973	0,22749
LP-57	1,10838	8696,15	1,13092	8743,77	2,03377	0,54763
LP-58	1,35897	578,19	1,31726	580,69	-3,06914	0,43308
LP-59	2,25376	1109,70	2,18186	1110,76	-3,19057	0,09547
LP-60	2,25376	25269,50	2,18186	25293,59	-3,19057	0,09533
Erro médio					-1,62738	0,32034
Erro médio absoluto					1,99643	0,32630
Erro máximo					4,58188	0,64603

A4.**SMC-ST Aplicada ao Sistema IEEE-RBTS**

Nas tabelas a seguir estão dispostos os indicadores FIC, DIC, DMIC e EENS para o caso base referente ao sistema IEEE-RBTS utilizando a SMC-ST.

Tabela A4.1: Índices de confiabilidade para o sistema RBTS via SMC-ST

		Índices de Confiabilidade SMC-ST				
		Pontos de Carga	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	DMIC (h/ano)	EENS (kWh/ano)
AL1	LP-1	0,23922	3,54031	3,07528	1881,56	
	LP-2	0,25210	3,57790	3,07206	1905,33	
	LP-3	0,25245	3,59224	3,08745	1915,18	
	LP-4	0,23930	3,55334	3,08986	2098,97	
	LP-5	0,25238	3,62206	3,11755	2153,96	
	LP-6	0,24949	3,64434	3,14854	1675,48	
	LP-7	0,25251	3,60300	3,12169	1663,95	
AL2	LP-8	0,14134	0,53830	0,18350	538,66	
	LP-9	0,14108	0,49638	0,16797	573,38	
AL3	LP-10	0,24234	3,55208	3,08447	1898,31	
	LP-11	0,25254	3,59262	3,08717	1917,99	
	LP-12	0,25562	3,60377	3,08808	1616,26	
	LP-13	0,25261	3,54509	3,07043	2098,38	
	LP-14	0,25574	3,60486	3,11965	2119,27	
	LP-15	0,24293	3,58400	3,11816	1649,80	
AL4	LP-16	0,25206	3,60774	3,10209	1660,86	
	LP-17	0,24235	3,55738	3,08208	1589,06	
	LP-18	0,24247	3,52544	3,05951	1581,20	
	LP-19	0,25523	3,59928	3,09219	1608,88	
	LP-20	0,25549	3,64067	3,13408	2148,94	
	LP-21	0,25248	3,62375	3,14876	2142,82	
	LP-22	0,25575	3,60408	3,11992	1660,68	

A5.

Varição de Parâmetros IEEE-RBTS Bus 2

- *Redução da Taxa de Falha: 0,5λ:*

Nas tabelas A5.1 a A5.3 estão dispostos os indicadores referentes ao comparativo entre as ferramentas SMC-QS e SMC diante da redução da taxa de falha.

Tabela A5.1: Índice DIC, SMCS versus SMC-ST para $0,5\lambda$

Alimentador	P.C.	DIC (h/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-ST	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	1,76414	1,77845	0,81141	0,86180	1,93250	-0,30176
AL 2	LP-8	0,27065	0,26905	-0,59065	0,62265	0,65465	0,03200
AL 3	LP-13	1,76952	1,77455	0,28415	0,74427	2,20211	0,10877
AL 4	LP-20	1,81449	1,82393	0,52025	1,76598	3,44782	-0,10883
Erro médio do sistema							-0,09807
Erro máximo absoluto do sistema							3,44782
Erro médio absoluto do sistema							1,09570

Tabela A5.2: Índice DMIC, SMCS versus SMC-ST para $0,5\lambda$

Alimentador	P.C.	DMIC (h/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-ST	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	1,53174	1,54641	0,95760	0,98335	2,26110	-0,31219
AL 2	LP-8	0,09223	0,09168	-0,60135	0,94454	1,28772	0,34318
AL 3	LP-13	1,53115	1,53696	0,37964	0,86432	2,57154	0,14588
AL 4	LP-20	1,55947	1,57030	0,69469	2,02852	3,87743	-0,04322
Erro médio do sistema							-0,04210
Erro máximo absoluto do sistema							3,87743
Erro médio absoluto do sistema							1,27991

Tabela A5.3: Índice EENS, SMC versus SMC-ST para $0,5\lambda$

Alimentador	P.C.	EENS (kWh/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-ST	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	1040,54	1048,86	0,79938	0,96350	2,65951	-0,59052
AL 2	LP-8	270,54	268,59	-0,72225	0,72211	0,72225	-0,00014
AL 3	LP-13	1046,67	1046,06	-0,05916	0,77194	2,01803	-0,09926
AL 4	LP-20	1070,64	1078,48	0,73239	1,54469	3,48495	-0,08055
Erro médio do sistema							-0,24061
Erro máximo absoluto do sistema							3,48495
Erro médio absoluto do sistema							1,07424

▪ *Aumento da Taxa de Falha: 2λ*

Nas tabelas A5.4 a A5.6 estão dispostos os indicadores referentes ao comparativo entre as ferramentas SMC-QS e SMC diante do aumento da taxa de falha.

Tabela A5.4: Índice FIC, SMCS versus SMC-ST para 2λ

Alimentador	P.C.	FIC (falhas/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-ST	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	0,48123	0,47735	-0,80486	0,68677	0,80486	-0,68677
AL 2	LP-8	0,28571	0,28267	-1,06174	1,08128	1,10083	-1,08128
AL 3	LP-13	0,50623	0,50402	-0,43657	0,34396	0,67720	-0,34396
AL 4	LP-20	0,51365	0,50965	-0,77857	0,94851	1,20816	-0,94851
Erro médio do sistema							-0,71242
Erro máximo absoluto do sistema							1,20816
Erro médio absoluto do sistema							0,71242

Tabela A5.5: Índice DMIC, SMCS versus SMC-ST para 2λ

Alimentador	P.C.	DMIC (h/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-ST	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	6,26069	6,20137	-0,94750	0,90952	1,60004	-0,34976
AL 2	LP-8	0,36771	0,38014	3,37957	0,47454	0,75707	-0,47454
AL 3	LP-13	6,17617	6,08751	-1,43554	1,27097	1,53606	-0,46935
AL 4	LP-20	6,19795	6,10455	-1,50688	1,36828	3,64929	-0,64619
Erro médio do sistema							-0,48804
Erro máximo absoluto do sistema							3,64929
Erro médio absoluto do sistema							1,11452

Tabela A5.6: Índice EENS, SMCS versus SMC-ST para 2λ

Alimentador	P.C.	EENS (kWh/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-ST	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	4254,52	4188,91	-1,5421	0,86791	1,6316	-0,39055
AL 2	LP-8	1082,36	1078,88	-0,3218	0,66281	1,0039	-0,66281
AL 3	LP-13	4222,36	4179,89	-1,0058	1,32754	2,0805	-0,61632
AL 4	LP-20	4265,19	4283,83	0,4369	1,06841	3,1113	-0,50491
Erro médio do sistema							-0,51326
Erro máximo absoluto do sistema							3,11134
Erro médio absoluto do sistema							1,03841

▪ *Redução do tempo médio de reparo: 0,5r*

Nas tabelas A5.7 a A5.9 estão dispostos os indicadores referentes ao comparativo entre as ferramentas SMC-ST e SMC diante da redução no tempo médio de reparo.

Tabela A5.7: Índice FIC, SMCS versus SMC-ST para $0,5r$

Alimentador	P.C.	FIC (falhas/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-ST	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	0,23997	0,23965	-0,13483	0,22283	0,40614	-0,22283
AL 2	LP-8	0,14185	0,14036	-1,05099	0,59832	1,05099	-0,59832
AL 3	LP-13	0,25348	0,25292	-0,21990	0,17812	0,40092	-0,17812
AL 4	LP-20	0,25690	0,25590	-0,39029	0,41314	0,62582	-0,41314
Erro médio do sistema							-0,30532
Erro máximo absoluto do sistema							1,05099
Erro médio absoluto do sistema							0,30532

Tabela A5.8: Índice DIC, SMCS versus SMC-ST para 0,5r

Alimentador	P.C.	DIC (h/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-ST	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	1,80027	1,82103	1,15314	0,87600	1,99520	-0,18604
AL 2	LP-8	0,28191	0,27945	-0,87266	0,52923	0,87266	-0,34343
AL 3	LP-13	1,80756	1,82105	0,74632	1,01271	2,41198	0,04006
AL 4	LP-20	1,85925	1,86179	0,13663	1,80754	3,48912	-0,03418
Erro médio do sistema							-0,09037
Erro máximo absoluto do sistema							3,48912
Erro médio absoluto do sistema							1,17816

Tabela A5.9: Índice EENS, SMCS versus SMC-ST para 0,5r

Alimentador	P.C.	EENS (kWh/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-ST	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	1063,22	1074,09	1,0222	1,0878	2,4449	-0,3946
AL 2	LP-8	281,32	279,56	-0,6256	0,4696	0,6256	-0,4696
AL 3	LP-13	1074,24	1073,91	-0,0307	0,9124	2,4008	-0,0262
AL 4	LP-20	1100,15	1099,02	-0,1033	1,7777	3,6822	-0,1111
Erro médio do sistema							-0,2107
Erro máximo absoluto do sistema							3,6822
Erro médio absoluto do sistema							1,2033

▪ *Aumento do tempo médio de reparo: 2r*

Nas tabelas A5.10 a A5.12 estão dispostos os indicadores referentes ao comparativo entre as ferramentas SMC-ST e SMC diante do aumento no tempo médio de reparo.

Tabela A5.10: Índice FIC, SMCS versus SMC-ST para 2r

Alimentador	P.C.	FIC (falhas/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-ST	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	0,24063	0,23878	-0,76834	0,65744	0,76834	-0,65744
AL 2	LP-8	0,14243	0,14127	-0,81446	0,72722	0,81446	-0,72722
AL 3	LP-13	0,25308	0,25199	-0,43060	0,31007	0,61189	-0,31007
AL 4	LP-20	0,25661	0,25491	-0,66548	0,82119	1,06612	-0,82119
Erro médio do sistema							-0,62115
Erro máximo absoluto do sistema							1,06612
Erro médio absoluto do sistema							0,62115

Tabela A5.11: Índice DIC, SMCS versus SMC-ST para 2r

Alimentador	P.C.	DIC (h/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-ST	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	7,09405	6,98073	-1,59743	0,80123	1,65526	-0,39844
AL 2	LP-8	1,04949	1,04569	-0,36163	0,64868	0,93573	-0,64868
AL 3	LP-13	7,01873	6,96270	-0,79827	1,05313	1,39169	-0,40487
AL 4	LP-20	7,08568	7,15616	0,99469	1,26341	2,92578	-0,55587
Erro médio do sistema							-0,47304
Erro máximo absoluto do sistema							2,92578
Erro médio absoluto do sistema							1,00312

Tabela A5.12: Índice DMIC, SMCS versus SMC-ST para 2r

Alimentador	P.C.	DMIC (h/ano)			Erro por Alimentador (%)		
		SMCS	SMC-ST	Erro (%)	Méd. abs.	Máx. abs.	Med.
AL 1	LP-4	6,55019	6,44028	-1,67789	0,86335	1,76002	-0,38772
AL 2	LP-8	0,61039	0,60856	-0,29951	0,61717	0,93483	-0,61717
AL 3	LP-13	6,46294	6,41040	-0,81297	1,13592	1,52395	-0,42666
AL 4	LP-20	6,48952	6,56284	1,12982	1,35106	3,07800	-0,54482
Erro médio do sistema							-0,46918
Erro máximo absoluto do sistema							3,07800
Erro médio absoluto do sistema							1,07049

A6.

Aplicação da SMC-QC no Sistema Papagaios

Nas tabelas A6.1 a A6.8 estão dispostos os indicadores referentes ao comparativo entre as ferramentas SMC-ST e SMCS aplicadas ao sistema Papagaios.

Tabela A6.1: Índices FIC e DIC, AL 1, sistema Papagaios via SMC-ST

Pontos de Carga	SMCS		SMC-QS		Erro (%)	
	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)
LP-1	17,55790	16,52868	17,52961	16,58990	-0,16115	0,37043
LP-2	17,56514	13,02005	17,52961	12,98277	-0,20231	-0,28629
LP-3	17,57159	13,02429	17,52961	12,98897	-0,23895	-0,27123
LP-4	17,57284	17,62405	17,52961	17,48283	-0,24604	-0,80129

LP-5	17,57688	14,38090	17,52961	14,32096	-0,26896	-0,41676
LP-6	17,58038	12,93973	17,52961	12,92691	-0,28879	-0,09907
LP-7	17,57871	14,02805	17,52961	14,02178	-0,27935	-0,04464
LP-8	17,57975	13,67112	17,52961	13,65413	-0,28525	-0,12427
LP-9	17,58146	13,00893	17,52961	12,99844	-0,29494	-0,08065
LP-10	17,58233	12,54764	17,52961	12,47139	-0,29989	-0,60772
LP-11	17,58213	12,51318	17,52961	12,47139	-0,29871	-0,33402
LP-12	17,57871	14,02805	17,52961	14,02178	-0,27935	-0,04464
LP-13	17,58233	12,54764	17,52961	12,47139	-0,29989	-0,60772
LP-14	17,58038	12,93973	17,52961	12,92691	-0,28879	-0,09907
Erro médio					-0,26660	-0,24621
Erro médio absoluto					0,26660	0,29913
Erro máximo					0,29989	0,80129

Tabela A6.2: Índices DMIC e EENS, AL 1, sistema Papagaios via SMC-ST

Pontos de Carga	SMCS		SMC-ST		Erro (%)	
	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)
LP-1	1,80198	4303,86	1,84007	4319,51	2,11375	0,36348
LP-2	0,39870	63,98	0,37893	63,80	-4,95698	-0,28221
LP-3	0,39250	799,96	0,38960	797,74	-0,73944	-0,27730
LP-4	2,25554	4851,00	2,18557	4811,23	-3,10212	-0,81985
LP-5	0,94050	1342,61	0,91606	1336,76	-2,59785	-0,43579
LP-6	0,39465	3513,07	0,40555	3509,02	2,76266	-0,11517
LP-7	0,78054	1033,96	0,80756	1033,16	3,46108	-0,07714
LP-8	0,64748	1007,35	0,65464	1005,90	1,10617	-0,14405
LP-9	0,37936	191,80	0,38640	191,70	1,85370	-0,05301
LP-10	0,19905	184,97	0,17682	183,83	-11,16642	-0,61685
LP-11	0,18341	2090,54	0,17682	2083,39	-3,58879	-0,34229
LP-12	0,78054	206,79	0,80756	206,63	3,46108	-0,07670
LP-13	0,19905	6782,25	0,17682	6740,39	-11,16642	-0,61711
LP-14	0,39465	1843,95	0,40555	1841,84	2,76266	-0,11447
Erro médio					-1,41407	-0,25775
Erro médio absoluto					3,91708	0,30967
Erro máximo					11,16642	0,81985

Tabela A6.3: Índices FIC e DIC, AL 2, sistema Papagaios via SMC-ST

Pontos de Carga	SMCS		SMC-ST		Erro (%)	
	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)
LP-15	29,42791	31,40071	29,33467	31,14658	-0,31684	-0,80934
LP-16	29,40733	39,35950	29,33467	39,13037	-0,24708	-0,58215
LP-17	29,40733	39,36267	29,33467	39,13037	-0,24708	-0,59017
LP-18	29,45954	21,45196	29,33467	21,21717	-0,42389	-1,09449
LP-19	29,46627	21,44742	29,33467	21,20790	-0,44662	-1,11679
LP-20	29,47153	20,91824	29,33467	20,70683	-0,46439	-1,01064
LP-21	29,46793	22,73586	29,33467	22,49731	-0,45224	-1,04922
LP-22	29,45435	27,84410	29,33467	27,62083	-0,40632	-0,80187
LP-23	29,47326	21,36284	29,33467	21,20105	-0,47024	-0,75734
LP-24	29,45435	27,84410	29,33467	27,62083	-0,40632	-0,80187
LP-25	29,45435	27,84446	29,33467	27,62083	-0,40632	-0,80316
LP-26	29,47020	22,25618	29,33467	22,04108	-0,45989	-0,96645
LP-27	29,46447	23,76344	29,33467	23,55928	-0,44054	-0,85914
Erro médio					-0,37056	-0,80304
Erro médio absoluto					0,37056	0,80304
Erro máximo					0,47024	1,11679

Tabela A6.4: Índices DMIC e EENS, AL 2, sistema Papagaios via SMC-ST

Pontos de Carga	SMCS		SMC-ST		Erro (%)	
	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)
LP-15	4,56611	15748,52	4,47707	15620,58	-1,95006	-0,81238
LP-16	7,76920	12095,92	7,66810	12026,30	-1,30135	-0,57555
LP-17	7,77120	241,94	7,66810	240,53	-1,32673	-0,58385
LP-18	0,56491	1266,53	0,48508	1251,24	-14,13200	-1,20693
LP-19	0,55319	1687,82	0,48170	1667,81	-12,92395	-1,18566
LP-20	0,33842	3395,45	0,28330	3358,61	-16,28879	-1,08492
LP-21	1,07524	4696,66	0,99282	4640,88	-7,66498	-1,18748
LP-22	3,10534	3425,45	3,03840	3394,42	-2,15541	-0,90582
LP-23	0,52164	2889,36	0,48240	2865,75	-7,52413	-0,81704
LP-24	3,10534	3014,38	3,03840	2987,08	-2,15541	-0,90568
LP-25	3,10555	8152,63	3,03840	8078,72	-2,16205	-0,90665
LP-26	0,86712	7664,79	0,82245	7582,23	-5,15183	-1,07717
LP-27	1,49620	818,08	1,41959	810,42	-5,12007	-0,93608
Erro médio					-5,70405	-0,87037
Erro médio absoluto					5,70405	0,87037
Erro máximo					16,28879	1,20693

Tabela A6.5: Índices FIC e DIC, AL 3, sistema Papagaios via SMC-ST

Pontos de Carga	SMCS		SMC-ST		Erro (%)	
	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)
LP-28	16,88307	13,82302	16,88294	13,81665	-0,00075	-0,04613
LP-29	16,88626	15,88491	16,88294	15,79504	-0,01963	-0,56574
LP-30	16,90062	12,51627	16,88294	12,40251	-0,10461	-0,90890
LP-31	16,89468	18,68698	16,88294	18,69103	-0,06945	0,02169
LP-32	16,89477	17,59166	16,88294	17,55793	-0,07001	-0,19174
LP-33	16,89477	17,59204	16,88294	17,55793	-0,07001	-0,19390
LP-34	16,89477	17,59064	16,88294	17,55793	-0,07001	-0,18597
LP-61	16,89468	18,68698	16,88294	18,69103	-0,06945	0,02169
Erro médio					-0,05924	-0,25613
Erro médio absoluto					0,05924	0,26697
Erro máximo					0,10461	0,90890

Tabela A6.6: Índices DMIC e EENS, AL 3, sistema Papagaios via SMC-ST

Pontos de Carga	SMCS		SMC-ST		Erro (%)	
	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)
LP-28	0,92844	3395,46	0,93287	3397,10	0,47733	0,04820
LP-29	1,76957	5854,95	1,72097	5826,60	-2,74631	-0,48420
LP-30	0,40070	2153,26	0,36033	2135,11	-10,07342	-0,84294
LP-31	2,85324	2067,14	2,89501	2067,93	1,46396	0,03821
LP-32	2,43926	648,65	2,43348	646,70	-0,23720	-0,30213
LP-33	2,43935	9438,09	2,43348	9409,44	-0,24085	-0,30357
LP-34	2,43859	1902,62	2,43348	1896,97	-0,20967	-0,29681
LP-61	2,85324	3215,54	2,89501	3216,77	1,46396	0,03826
Erro médio					-1,26277	-0,26312
Erro médio absoluto					2,11409	0,29429
Erro máximo					10,07342	0,84294

Tabela A6.7: Índices FIC e DIC, AL 4, sistema Papagaios via SMC-ST

Pontos de Carga	SMCS		SMC-ST		Erro (%)	
	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)	FIC (falhas/ano)	DIC (h/ano)
LP-35	29,74880	22,39019	29,56352	22,28757	-0,62280	-0,45831
LP-36	29,72945	27,57232	29,56352	27,28641	-0,55814	-1,03695
LP-37	29,72073	30,06922	29,56352	29,70061	-0,52897	-1,22589
LP-38	29,72073	30,06922	29,56352	29,70061	-0,52897	-1,22589
LP-39	29,72073	30,07121	29,56352	29,70061	-0,52897	-1,23241
LP-40	29,73027	26,50413	29,56352	26,20961	-0,56088	-1,11124
LP-41	29,73027	26,50668	29,56352	26,20961	-0,56088	-1,12074
LP-42	29,73899	23,91947	29,56352	23,67136	-0,59003	-1,03727
LP-43	29,74126	22,44307	29,56352	22,23808	-0,59762	-0,91340
LP-44	29,74026	22,65550	29,56352	22,43986	-0,59428	-0,95183
LP-45	29,74026	22,65550	29,56352	22,43986	-0,59428	-0,95183
LP-46	29,73545	23,62838	29,56352	23,41278	-0,57819	-0,91249
LP-47	29,73545	23,62838	29,56352	23,41278	-0,57819	-0,91249
LP-48	29,72736	25,24155	29,56352	25,00846	-0,55115	-0,92346
LP-49	29,72736	25,24155	29,56352	25,00846	-0,55115	-0,92346
LP-50	29,72736	25,24101	29,56352	25,00846	-0,55115	-0,92135
LP-51	29,70965	28,57279	29,56352	28,24117	-0,49187	-1,16063
LP-52	29,70520	29,84010	29,56352	29,50917	-0,47697	-1,10901
LP-53	29,70520	29,84010	29,56352	29,50917	-0,47697	-1,10901
LP-54	29,70520	29,84061	29,56352	29,50917	-0,47697	-1,11072
LP-55	29,70965	28,57051	29,56352	28,24117	-0,49187	-1,15275
LP-56	29,71837	24,40020	29,56352	24,12763	-0,52107	-1,11709
LP-57	29,71765	22,97749	29,56352	22,81285	-0,51863	-0,71653
LP-58	29,71065	23,53909	29,56352	23,31148	-0,49522	-0,96696
LP-59	29,70075	25,80418	29,56352	25,64671	-0,46206	-0,61022
LP-60	29,70075	25,80418	29,56352	25,64671	-0,46206	-0,61022
Erro médio					-0,53651	-0,98162
Erro médio absoluto					0,53651	0,98162
Erro máximo					0,62280	1,23241

Tabela A6.8: Índices DMIC e EENS, AL 4, sistema Papagaios via SMC-ST

Pontos de Carga	SMCS		SMC-ST		Erro (%)	
	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)	DMIC (falhas/ano)	EENS (kWh/ano)
LP-35	0,85655	330,10	0,85729	328,73	0,08617	-0,41467
LP-36	2,93625	541,74	2,83317	536,76	-3,51051	-0,91889
LP-37	3,95298	1180,84	3,80171	1169,13	-3,82680	-0,99185
LP-38	3,95298	442,81	3,80171	438,42	-3,82680	-0,99167
LP-39	3,95458	295,23	3,80171	292,28	-3,86564	-0,99845
LP-40	2,54094	455,61	2,44454	451,16	-3,79393	-0,97798
LP-41	2,54315	650,93	2,44454	644,51	-3,87740	-0,98618
LP-42	1,49880	1409,91	1,41436	1396,78	-5,63425	-0,93115
LP-43	0,89422	220,49	0,82151	218,63	-8,13117	-0,84537
LP-44	0,97543	695,41	0,91382	689,35	-6,31708	-0,87124
LP-45	0,97543	8344,93	0,91382	8272,24	-6,31708	-0,87104
LP-46	1,36204	2320,51	1,30134	2300,68	-4,45686	-0,85493
LP-47	1,36204	3016,67	1,30134	2990,88	-4,45686	-0,85500
LP-48	2,02079	744,06	1,94463	737,27	-3,76900	-0,91263
LP-49	2,02079	868,07	1,94463	860,14	-3,76900	-0,91267
LP-50	2,02055	1860,11	1,94463	1843,16	-3,75768	-0,91101
LP-51	3,38418	1123,19	3,21905	1110,59	-4,87965	-1,12182
LP-52	3,89471	2455,78	3,73972	2428,98	-3,97931	-1,09115
LP-53	3,89471	1759,37	3,73972	1740,16	-3,97931	-1,09164
LP-54	3,89491	2015,97	3,73972	1993,94	-3,98443	-1,09274
LP-55	3,38254	6528,03	3,21905	6455,30	-4,83342	-1,11412
LP-56	1,68734	1318,40	1,58000	1304,28	-6,36167	-1,07116
LP-57	1,10838	8696,15	1,08444	8636,91	-2,16015	-0,68113
LP-58	1,35897	578,19	1,24899	572,98	-8,09269	-0,90082
LP-59	2,25376	1109,70	2,19746	1103,73	-2,49847	-0,53808
LP-60	2,25376	25269,50	2,19746	25133,56	-2,49847	-0,53797
Erro médio					-4,32659	-0,90328
Erro médio absoluto					4,33322	0,90328
Erro máximo					8,13117	1,12182

A7.

Testes com GD

Os resultados a seguir apresentados são referentes aqueles obtidos de testes adicionais e detalhados ao considerar a adesão da GD no sistema de distribuição.

- *SMCS com GD solar:*

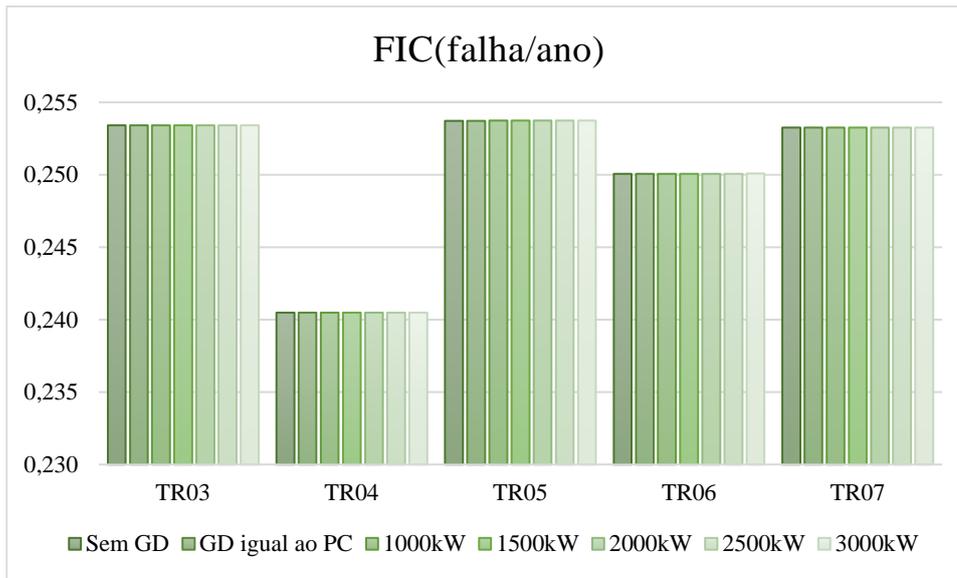


Figura A7.1: FIC Alimentador 1 com GD