

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

BRUNO ADRIAN SILVA COSTA

**OTIMIZAÇÃO DA MANUTENÇÃO CENTRADA NA CONFIABILIDADE EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA ABORDAGEM ORIENTADA A
REGULAÇÃO BASEADA EM DESEMPENHO**

BRUNO ADRIAN SILVA COSTA

**OTIMIZAÇÃO DA MANUTENÇÃO CENTRADA NA CONFIABILIDADE EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA ABORDAGEM ORIENTADA A
REGULAÇÃO BASEADA EM DESEMPENHO**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do
Maranhão, como requisito parcial para obtenção do
grau de Doutor em Engenharia Elétrica, Área de
concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, D. Sc.

Coorientadora: Prof.^a. Maria da Guia da Silva, Ph.D.

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Diretoria Integrada de Bibliotecas/UFMA

Costa, Bruno Adrian Silva.

OTIMIZAÇÃO DA MANUTENÇÃO CENTRADA NA CONFIABILIDADE EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA ABORDAGEM
ORIENTADA A REGULAÇÃO BASEADA EM DESEMPENHO / Bruno Adrian
Silva Costa. - 2025.

208 f.

Coorientador(a) 1: Maria da Guia da Silva.

Orientador(a): Anselmo Barbosa Rodrigues.

Tese (Doutorado) - Programa de Pós-graduação em
Engenharia Elétrica/ccet, Universidade Federal do
Maranhão, São Luís, 2025.

1. Redes Elétricas de Distribuição. 2.
Confiabilidade. 3. Manutenção Centrada Em Confiabilidade.
4. Pso. 5. Técnica de Agregação de Estados. I.
Rodrigues, Anselmo Barbosa. II. Silva, Maria da Guia da.

BRUNO ADRIAN SILVA COSTA

**OTIMIZAÇÃO DA MANUTENÇÃO CENTRADA NA CONFIABILIDADE EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA ABORDAGEM ORIENTADA A
REGULAÇÃO BASEADA EM DESEMPENHO**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica da Universidade Federal
do Maranhão, como requisito parcial para
obtenção do grau de Doutor em Engenharia
Elétrica, Área de concentração: Sistemas de
Energia Elétrica.

Aprovada em: __/__/__

BANCA EXAMINADORA

Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, D.Sc.
(Orientador, UFMA)

Prof^a. Maria da Guia da Silva, Ph.D.
(Coorientadora, UFMA)

Prof. Diego Issicaba, D.Sc.
(Examinador, UFSC)

Prof^a. Carolina de Mattos Affonso, D.Sc.
(Examinadora, UFPA)

Prof. José Filho da Costa Castro, D.Sc.
(Examinador, UFPE)

Prof. José Eduardo Onoda Pessanha, D.Sc.
(Examinador, UFMA)

*Dedico esta pesquisa para a tese de doutorado à minha família, especialmente aos meus pais **Sebastião e Elaine**, e à minha amada namorada **Amanda Lima**, pelo apoio incondicional e confiança ao longo dessa jornada acadêmica. Sou grato por tê-los ao meu lado.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço profundamente a Deus por me abençoar com saúde e força, essenciais para superar os desafios e dificuldades ao longo desta jornada. Expresso minha mais sincera gratidão aos meus pais, Sebastião da Silva Costa e Elaine Silva Costa, pela sua amorosa orientação, encorajamento constante e apoio incondicional. À minha namorada, Amanda Lima Silva, sou grato pelo amor, inspiração e suporte incansável que foram fundamentais em cada etapa deste percurso.

Agradeço muito aos meus orientadores, Maria da Guia da Silva e Anselmo Barbosa Rodrigues, pelo apoio acadêmico excepcional, orientação precisa e pelo cuidado dedicado em criar um ambiente propício para o desenvolvimento desta pesquisa.

À Universidade Federal do Maranhão (UFMA), ao corpo docente e coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, agradeço por terem aberto a porta para um horizonte de conhecimento e oportunidades. Por fim, mas não menos importante, agradeço a todos que, direta ou indiretamente, participaram e contribuíram para a minha formação acadêmica e pessoal. Cada um de vocês deixou uma marca valiosa em minha jornada, e por isso, meu sincero e profundo agradecimento.

"A qualidade de um sistema não é apenas medida pela sua eficiência, mas também pela sua confiabilidade e sustentabilidade."

(Autor Desconhecido)

RESUMO

Explorando a Manutenção Centrada na Confiabilidade (MCC), apoiada pela Análise de Confiabilidade Preditiva (ACP), o presente estudo enfoca a otimização da frequência de manutenção em redes de distribuição de energia, levando em consideração o rigoroso contexto regulatório imposto pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A ANEEL supervisiona as concessionárias de distribuição de energia elétrica através da apuração de indicadores individuais e coletivos que se relacionam com a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Assim, as concessionárias são penalizadas quando não cumprem as metas estabelecidas para esses indicadores. Uma abordagem eficaz para mitigar essas penalidades é a programação cuidadosa das atividades de manutenção dos equipamentos da rede, com o objetivo de maximizar os índices de confiabilidade e minimizar os custos de manutenção. Neste contexto, esta pesquisa foca em otimizar a frequência de manutenção, buscando minimizar custos e penalidades associados ao índice DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor). O modelo de MCC proposto é baseado em ACP cronológica, empregando o Método Analítico de Enumeração de Estados (MAEE) e técnicas de agregação de estados em Cadeias de Markov. Além disso, incorpora o uso do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) em redes elétricas de distribuição com topologia malhada. O processo de degradação dos componentes é modelado através da distribuição Weibull. O modelo Markoviano não-homogêneo resultante desta distribuição é convertido em um modelo homogêneo através da modelagem de estágios em série. A Otimização por Enxame de Partículas é aplicada em um modelo de otimização multicritérios. Os resultados indicam reduções significativas de penalidades com uma alta relação custo/benefício, destacando a eficácia econômica do método proposto para as concessionárias de energia elétrica, em alinhamento com as regulamentações da ANEEL.

Palavras-chave: Redes Elétricas de Distribuição, Confiabilidade, Manutenção Centrada em Confiabilidade, PSO, Técnica de Agregação de Estados, Fluxo de Potência Ótimo.

ABSTRACT

This study explores the Reliability-Centered Maintenance (RCM), supported by Predictive Reliability Analysis (PRA), focusing on optimizing maintenance frequency in power distribution networks, considering the strict regulatory context imposed by the National Electric Energy Agency (ANEEL). ANEEL oversees the distribution utilities by assessing individual and collective indicators related to the continuity of electricity supply. Consequently, utilities face penalties for non-compliance with these indicator targets, and an effective approach to mitigate these penalties involves careful planning of network equipment maintenance activities to maximize reliability indices and minimize maintenance costs. In this context, this research aims to optimize maintenance frequency to minimize costs and penalties associated with the System Average Interruption Duration Index (SAIDI). The proposed RCM model is based on chronological PRA, employing the State Enumeration Analytical Method (SEAM) and state aggregation techniques in Markov Chains. Additionally, it integrates the use of Optimal Power Flow (OPF) in electric distribution networks with meshed topology. The component degradation process is modeled using the Weibull distribution. The nonhomogeneous Markovian model resulting from this distribution is converted into a homogeneous model through series stage modeling. A Particle Swarm Optimization is applied in a multi-criteria optimization model. The results indicate significant penalty reductions with a high cost-benefit ratio, highlighting the economic efficacy of the proposed method for electric utilities, in alignment with ANEEL regulations.

Keywords: Electric Distribution Networks, Reliability, Reliability-Centered Maintenance, PSO, State Aggregation Technique, Optimal Power Flow.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução da Manutenção.....	2
Figura 2 - Componentes da RCM.....	7
Figura 3 - Curvas de Falha.....	9
Figura 4 - Diagrama de estado do sistema com manutenção.	22
Figura 5 - Comparativo dos artigos publicados.	29
Figura 6 - Árvore de água em cabo subterrâneo	42
Figura 7 - Taxas de falha para o modelo intuitivo.....	59
Figura 8 - Diagrama de Markov para modelo Intuitivo.....	59
Figura 9 - Curva da Banheira.....	60
Figura 10 - Estágios em série	62
Figura 11 - Estágios em paralelo.....	63
Figura 12 - (a) Modelo multiestado genérico. (b) Modelo equivalente de dois estados.	68
Figura 13 - Representação de um sistema com dois componentes em série	70
Figura 14 - Representação de um sistema com dois componentes em paralelo.	71
Figura 15 - (a) Modelo de Markov proposto sem manutenção. (b) Modelo equivalente de dois estados.....	72
Figura 16 - (a) Modelo de Markov proposto com manutenção. (b) Modelo equivalente de dois estados.....	75
Figura 17 - Fluxograma do processo para determinar os índices de confiabilidade	81
Figura 18 - Sistema exemplo para a resposta da rede a uma falta em SE9	83
Figura 19 - Estrutura da Recompensa/Penalidade	100
Figura 20 - Estrutura matemática da Recompensa/Penalidade	101
Figura 21 - Curva de carga IEEE RTS	121
Figura 22 - Diagrama de estados PLOC	122
Figura 23 - Curva de duração de carga com PLOC	123
Figura 24 - Diagrama para a determinação dos índices de confiabilidade.	127
Figura 25 - Distribuição de probabilidade do DEC com a visualização do risco de violação de uma meta de 6.0 horas/ano.....	133
Figura 26 - Movimento de uma partícula	136
Figura 27 - Diagrama do algoritmo MPSO.....	138

Figura 28 - Determinação da distância do aglomerado	140
Figura 29 - Espaço de soluções e Fronteira Pareto	140
Figura 30 - Diagrama do algoritmo de otimização	142
Figura 31 - Diagrama do sistema teste RBTS barra 4	146
Figura 32 - Geometria dos condutores do RBTS barra 4.....	147
Figura 33 - Comparação do DEC para os Casos 0.1, 0.2 e 0.3.....	152
Figura 34 - Estimação das penalidades utilizando ACP cronológica, baseadas no método aproximado e exato para o Caso 0.3	153
Figura 35 - Índices de SAIDI para o Caso 0.3 (sem manutenção) e o Caso 1.0 (MCC proposta).....	154
Figura 36 - Penalidades para o Caso 0.3 (sem manutenção) e o Caso 1.0 (MCC proposta).....	154
Figura 37 - Fronteira Pareto.....	156
Figura 38 - Sistema teste CIGRÉ.....	157
Figura 39 - Ajuste da função Weibull.....	162
Figura 40 - Melhor ajuste para a função Weibull	163
Figura 41 - Resposta do FPO as contingências do sistema CIGRÉ	164
Figura 42 - Perfil de tensão antes e após a aplicação do FPO para a contingência no ramo 102/103.....	167

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Comparação do modelo proposto com a literatura.....	51
Tabela 2 - Diferenças entre a confiabilidade de redes radiais e malhadas	106
Tabela 3 - Relação de dominância entre soluções	141
Tabela 4 -Principais características do sistema RBTS.....	145
Tabela 5 - Dados de confiabilidade dos equipamentos do RBTS	145
Tabela 6 - Dados de fluxo de potência para o sistema RBTS barra 4.....	146
Tabela 7 - Comparação entre o método proposto e a SMCS para o Caso 0.2.....	150
Tabela 8 - Comparativo custo computacional método proposto e SMCS	151
Tabela 9 - Dados dos condutores do sistema CIGRÉ.....	158
Tabela 10 - Dados de ramos do sistema CIGRÉ.....	159
Tabela 11 - Dados de carga do sistema CIGRÉ	160
Tabela 12 - Dados de confiabilidade adotados para o sistema CIGRÉ	161
Tabela 13 - Métrica dos ajustes utilizando o método de Coeficiente de Determinação	162
Tabela 14 - Parâmetros do modelo de múltiplos estados.....	163
Tabela 15 - Corte de carga acumulado	165
Tabela 16 - Tensões nas barras antes e após o FPO	166
Tabela 17 - Carregamento dos ramos.....	167
Tabela 18 - Índices de confiabilidade resultado FPO.....	169

LISTA DE ABREVIATURAS

AENS: *Average Energy Not Supplied*

ANM: *Active Network Management*

ASAI: *Average System Availability Index*

ASIDI: *Average System Interruption Duration Index*

ASIFI: *Average System Interruption Frequency Index*

ASUI: *Average System Unavailability Index*

AUC-ROC: Área Sob A Curva Característica de Operação do Receptor

DIC: Duração média de Interrupção por Consumidor

ENS: *Energy Not Supplied*

ENS: *Energy Not Supplied*

FIC: Frequência de Interrupção por Consumidor

FMEA: Análise De Modos E Efeitos De Falha

FPO: Fluxo de Potência Ótimo

MAEE: Método Analítico de Enumeração de Estados

MAV: Método de Autovalores e Autovetores

MC: Manutenção Corretiva

MCC: Manutenção Centrada na Confiabilidade

MCTS: *Monte Carlo Tree Search*

MP: Manutenção Preventiva

MPI: Método de Pontos Interiores

MPSO: *Multiobjective Particle Swarm Optimization*

MRKI: Método de Runge-Kutta Implícito

MTRAP: Método Trapezoidal

NSGA-II: *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II*

OAF: Operar Até a Falha

ODES: Sistema de Equações Diferenciais Ordinárias

PLOC: *Partial Loss of Continuity*

PPNH: Processo de Poisson Não Homogêneo

PQS: Programação Quadrática Sequencial

PSO: *Particle Swarm Optimization*

RBD: Regulação Baseada em Desempenho

RCM: *Reliability Centered Maintenance*

SAIDI: *System Average Interruption Duration Index*

SAIFI: *System Average Interruption Frequency Index*

SMCNS: Simulação Monte Carlo Não-Sequencial

SMCS: Simulação Monte Carlo Sequencial

SOPs: *Switching Operations Procedures*

TLOC: *Total Loss of Continuity*

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	1
1.1.	Evolução da Manutenção	1
1.2.	Manutenção Centrada na Confiabilidade.....	4
1.2.1.	Funções e padrões de desempenho dos ativos.....	5
1.2.2.	Falhas Funcionais.....	5
1.2.3.	Análise de Modos e Efeitos de Falha.....	6
1.2.4.	Consequência das Falhas.....	6
1.2.5.	Relação da falha com o ciclo de vida do ativo	8
1.3.	Revisão Bibliográfica.....	10
1.3.1.	Modelagem da Taxa de Falha.....	12
1.3.2.	Manutenção Centrada na Confiabilidade em Redes de Distribuição	28
1.3.3.	Modelos de Manutenção para Linhas Aéreas e Subterrâneas	35
1.3.4.	Linhas Subterrâneas	41
1.4.	Contribuições	47
1.5.	Motivação.....	52
1.6.	Objetivos	53
1.7.	Publicações Resultantes da Pesquisa de Doutorado.....	54
1.8.	Estrutura da Tese.....	55
2.	MODELOS PROPOSTOS PARA LINHAS AÉREAS.....	57
2.1.	Modelo Intuitivo.....	57
2.2.	Modelo Baseado na Modelagem de Estágios.....	59
3.	MODELOS EQUIVALENTES DE MARKOV.....	65
3.1.	Modelos de Markov.....	65
3.2.	Agregação de Estados	67
3.3.	Agregação de Estados e Confiabilidade.....	69

3.3.1.	Sistemas série	70
3.3.2.	Sistemas paralelo	71
3.4.	Modelos de Markov Equivalentes de Dois Estados Propostos.....	72
3.4.1.	Taxa de falha intervalar	77
4.	MÉTODOS DE ANÁLISE DE CONFIABILIDADE PREDITIVA PARA REDES RADIAIS	82
4.1.	Estimação de Índices de Confiabilidade.....	82
4.1.1.	Análise de Contingências.....	82
4.1.2.	Índices de Confiabilidade	86
4.1.3.	Método Analítico	90
4.1.4.	Método da SMC.....	94
5.	MÉTODOS DE ANÁLISE DE CONFIABILIDADE PREDITIVA PARA REDES EM MALHA.....	104
5.1.	Fluxo de Potência Ótimo – FPO	106
5.1.1.	Formulação matemática	108
5.1.2.	FPO Não-Linear: SQP.	111
5.2.	Modelo Probabilístico da Curva de Carga	117
5.2.1.	Índices de confiabilidade em redes malhadas	122
5.2.2.	Metodologia para determinar os índices de confiabilidade em redes malhadas.....	126
6.	MODELO DE OTIMIZAÇÃO PROPOSTO PARA A MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE	129
6.1.	Formulação Matemática.....	129
6.1.1.	Modelo convencional.....	129
6.1.2.	Modelo Proposto	132
6.2.	Técnica de Otimização	135
7.	RESULTADOS	144
7.1.	Sistema com Configuração Radial	144

7.1.1.	Características do sistema teste	144
7.1.2.	Definição dos casos de estudo.....	148
7.1.3.	Resultados configuração radial.....	150
7.2.	Sistema com Configuração Malhada.....	156
7.2.1.	Características do sistema teste	156
7.2.2.	Ajuste da função Weibull.....	161
7.2.3.	Resultados do FPO para rede malhada.....	164
7.2.4.	Índices de confiabilidade para taxa de falha constante.....	168
8.	CONCLUSÃO	171
8.1.	Projetos de Pesquisa Futuros Resultantes da Tese	172
8.1.1.	Redes Subterrâneas.....	172
8.1.2.	Fluxo de Potência Ótimo.....	173
8.1.3.	Geração Distribuída Renovável	174
8.1.4.	Aprimoramento Metodológico e Estatístico	175
8.1.5.	Aprimoramento da Meta-Heurística Usada na Otimização das Podas de Árvores	175
8.1.6.	Modelagem Avançada da Degradação por Vegetação.....	176
9.	REFERÊNCIAS.....	177
	APÊNDICE A.....	188

1. INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta um panorama histórico da evolução da manutenção ao longo das décadas, com especial ênfase na Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC). Adicionalmente, contextualiza o estado da arte da manutenção para redes de distribuição aéreas e subterrâneas, destacando a importância da poda de árvores. Por fim, esboça os objetivos, a motivação e a estrutura geral desta tese.

1.1. Evolução da Manutenção

Ao longo das últimas décadas, as redes de energia elétrica, em todo o mundo, cresceram exponencialmente. Esse grande crescimento ocorreu devido a popularização do uso da energia elétrica, ao constante desenvolvimento de componentes e dispositivos que se conectam a esta rede e a demanda crescente da indústria por energia. Com mais pessoas e empresas usando energia, as redes elétricas ficaram maiores e mais complexas. A alta complexidade associada à grande demanda por energia elétrica torna os problemas na infraestrutura da rede elétrica impactantes para os consumidores devido a interrupções não planejadas. Devido a isso, o planejamento, a operação e a manutenção das redes de energia elétrica dentro dos padrões de confiabilidade e qualidade de tensão são de suma importância. Diante dessa realidade, tornou-se evidente que a manutenção precisava evoluir para acompanhar as mudanças e demandas do sistema elétrico. Ao longo dos anos, a manutenção passou por diferentes tipos e abordagens, refletindo as necessidades e desafios de cada época (ALVAREZ-ALVARADO, 2022).

A Figura 1 mostra a evolução da manutenção ao longo dos anos. Observa-se que esta evolução é marcada por quatro etapas que acompanham as revoluções industriais. A manutenção foi primeiramente registrada durante a Primeira Revolução Industrial, que ocorreu entre 1760 e 1870, na Inglaterra. Durante este período, a manutenção era predominantemente percebida como um "retrabalho necessário", com uma importância marginal na produção industrial.

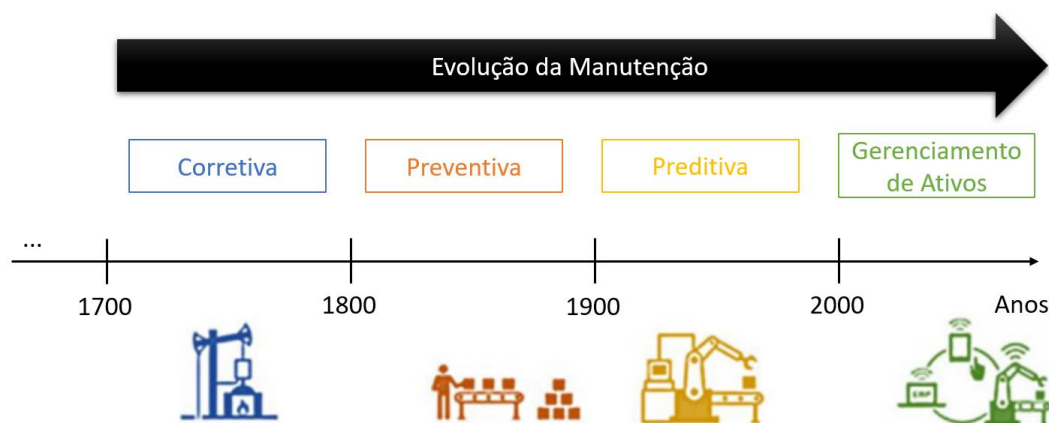


Figura 1 - Evolução da Manutenção.

Fonte: Adaptado ALVAREZ-ALVARADO (2022)

A evolução das estratégias de manutenção, conforme descrito por Alvarez-Alvarado (2022), está intrinsecamente ligada às sucessivas revoluções industriais, cada qual impulsionando uma nova filosofia de gestão para lidar com as crescentes complexidades dos ativos.

Na primeira fase, a abordagem dominante era a Manutenção Corretiva (MC), uma estratégia reativa focada no reparo de defeitos após sua ocorrência. Com o tempo, essa prática provou-se economicamente inviável em cenários onde o custo de substituição de um componente superava o de sua manutenção.

O crescimento exponencial da indústria durante a Segunda Revolução Industrial (1870-1945) e a consequente elevação dos custos de falha demandaram uma abordagem mais proativa. Surgiu, assim, a Manutenção Preventiva (MP), que introduziu ciclos de intervenção periódicos, baseados nas necessidades específicas dos componentes.

Posteriormente, a Terceira Revolução Industrial (1945-2010), caracterizada por avanços em automação, permitiu a evolução para métodos mais sofisticados e orientados a dados. Nesse período, consolidou-se a Manutenção Preditiva, que engloba abordagens como a Manutenção Centrada na Confiabilidade (MCC), a Manutenção Baseada em Condição e a Manutenção Baseada em Risco.

Por fim, a Quarta Revolução Industrial, iniciada em 2011 e marcada pela integração de sistemas ciberfísicos, transformou o campo na chamada "Gestão de

Ativos". Trata-se de uma estratégia holística que integra otimização controlada por risco e o gerenciamento do ciclo de vida completo dos equipamentos, capitalizando os avanços tecnológicos ao incorporar inspeções, dispositivos e serviços inteligentes (ALVAREZ-ALVARADO, 2022).

Existem várias abordagens filosóficas tradicionais para a manutenção de equipamentos elétricos, como operar até falhar (do inglês *run-to-failure*), realizar manutenção conforme necessário, realizar manutenção em intervalos fixos ou manutenção preditiva, que são resumidas brevemente a seguir (GILL, 2016):

- **Operar até falhar (OAF):** Nenhuma manutenção preventiva é realizada, e o equipamento é reparado ou substituído apenas quando sua degradação afeta a saída do processo a um ponto inaceitável. É uma abordagem reativa de manutenção;
- **Inspeção e serviço conforme necessários:** Os operadores ou a equipe de manutenção inspecionam regularmente o equipamento e corrigem falhas em estágios iniciais, antes que se tornem catastróficas. É uma abordagem intermediária entre a reatividade completa do OAF e a manutenção programada;
- **Manutenção baseada no tempo:** Também chamada de manutenção preventiva. As atividades de manutenção são realizadas em intervalos fixos de tempo, horas de operação ou ciclos de operação, seguindo as recomendações dos fabricantes ou padrões da indústria;
- **Manutenção baseada na condição:** Também conhecida como manutenção preditiva, utiliza técnicas de teste não invasivas para avaliar a condição do equipamento com base em seu histórico de operação e tendências de dados de manutenção;
- **Manutenção centrada na confiabilidade (MCC):** Estratégia que integra a condição, criticidade, histórico de falhas e custo do ciclo de vida do equipamento para desenvolver os métodos de manutenção mais eficazes para cada sistema, subsistema e componente. A MCC maximiza a confiabilidade e disponibilidade do equipamento, combinando várias abordagens de manutenção.

Não há uma única estratégia de manutenção que seja adequada para todos os componentes em um sistema de energia elétrica. Esta afirmação ressalta a complexidade inerente aos sistemas de energia e a diversidade dos componentes que os compõem. A seleção da estratégia de manutenção mais adequada não se baseia em uma abordagem genérica, mas sim na análise detalhada do modelo de confiabilidade de cada componente e nas condições operacionais específicas do sistema em que ele está inserido. Dessa forma, é crucial avaliar a confiabilidade do sistema como um todo, mas também deve-se direcionar o foco da análise para cada componente individualmente. Além disso, dependendo do tipo de componente ou ativo e da sua importância em um determinado processo, existirá um tipo de manutenção que melhor se adequará às suas necessidades e contribuirá para a operação econômica e confiável do sistema.

1.2. Manutenção Centrada na Confiabilidade

A manutenção centrada na confiabilidade é definida como: *um processo usado para determinar o que deve ser feito para garantir que qualquer ativo físico continue fazendo o que seus usuários desejam que ele faça* (MOUBRAY, 2001). Esta metodologia utiliza sete perguntas para verificar o estado do ativo/componente que está sob análise crítica. As sete perguntas são:

1. Quais são as funções e padrões de desempenho do ativo no seu contexto atual de operação?
2. De que forma o ativo falha para cumprir a sua função?
3. O que causa cada falha funcional?
4. O que acontece quando ocorre cada falha?
5. De que modo cada falha importa?
6. O que pode ser feito para prever ou prevenir cada falha?
7. O que deve ser feito se não for encontrada uma tarefa proativa apropriada?

A facilidade de implementação da MCC está intrinsecamente ligada à sua abordagem sistemática e estruturada. Ao seguir as sete perguntas, as organizações podem obter uma compreensão clara das necessidades de manutenção de seus ativos e desenvolver estratégias de manutenção eficazes. Esta abordagem passo a

passo torna a MCC uma metodologia fácil de seguir e implementar. Além disso, ao se concentrar nas necessidades reais dos usuários e nas funções desejadas dos ativos, a MCC garante que os recursos de manutenção sejam usados de forma eficiente e eficaz.

1.2.1. Funções e padrões de desempenho dos ativos

O primeiro passo para a aplicação da MCC é definir a função de cada ativo no contexto de operação, associado com os padrões de desempenhos desejados. Os ativos podem ser definidos em duas categorias de funções (MOUBRAY, 2001):

- **Função primária:** é a função que justifica porque o item foi adquirido. Esta categoria de função abrange questões como: velocidade, quantidade, capacidade de transporte ou armazenagem, qualidade do produto e serviços ao cliente;
- **Funções secundárias:** são funções reconhecidas e desejadas para que o item faça além das suas funções principais. Os usuários também têm expectativas nas áreas de segurança, controle, conforto, economia e outras mais.

É crucial entender que os usuários desses ativos estão frequentemente na posição mais adequada para identificar a contribuição exata de cada ativo para o bem-estar físico e financeiro da organização. Por essa razão, sua participação desde o início no processo da MCC é de suma importância.

Quando conduzido de maneira apropriada, esse envolvimento inicial pode representar cerca de um terço do tempo total de uma análise de MCC. Esse processo também proporciona à equipe de análise um aprendizado profundo, e em muitos casos o entendimento sobre o funcionamento real do equipamento.

1.2.2. Falhas Funcionais

Após a identificação das funções e padrões de desempenho deve-se determinar os objetivos da manutenção para os ativos, com isso, torna-se possível realizar o gerenciamento das falhas. Para aplicar as ferramentas para gerenciamento das falhas necessita-se, primeiramente, identificar os tipos de falhas que podem ocorrer para o ativo em análise.

A MCC sugere dois níveis para realizar esse levantamento:

- Identificar quais circunstâncias ocasionam um estado de falha;
- E quais eventos podem desencadear estes estados de falha.

Estas falhas resultam na incapacidade de o ativo desenvolver de forma plena as suas funções dentro dos padrões de desempenho aceitáveis pelo usuário.

1.2.3. Análise de Modos e Efeitos de Falha

A análise de modo e efeito de falha (FMEA, do inglês "*Failure Mode and Effect Analysis*") é uma metodologia estruturada usada para identificar e avaliar os riscos associados a diferentes falhas potenciais em produtos ou processos. O principal objetivo é antecipar possíveis problemas e implementar soluções antes que essas falhas ocorram.

A FMEA avalia a gravidade de cada falha, a frequência com que pode ocorrer e a probabilidade de detecção da falha. Com base nesses fatores, é atribuída uma pontuação de risco para cada falha, permitindo que as equipes priorizem quais problemas devem ser abordados primeiro (ISLAM, 2010).

1.2.4. Consequência das Falhas

A MCC é uma abordagem que reconhece que a prevenção de falhas não é o único objetivo da manutenção. Em vez disso, o foco está em entender e gerenciar as consequências dessas falhas. Isso é crucial porque nem todas as falhas resultam em um mesmo impacto. Algumas podem ter consequências catastróficas, enquanto outras podem ser insignificantes.

A técnica da MCC sugere a classificação das consequências das falhas em diferentes categorias, sendo assim, as organizações podem priorizar suas ações e recursos de manutenção de forma mais eficaz. Segundo MOUBRAY (2001) esta classificação das consequências pode ser da seguinte forma:

- **Consequências de falhas ocultas:** Falhas ocultas não têm impacto direto, mas expõem a organização a múltiplas falhas com consequências graves, muitas vezes catastróficas.

- **Consequências de segurança e ambientais:** Uma falha tem consequências de segurança se puder ferir ou matar alguém. Tem consequências ambientais se puder levar a uma violação de qualquer padrão ambiental corporativo, regional, nacional ou internacional.
- **Consequências operacionais:** Uma falha tem consequências operacionais se afetar a produção.
- **Consequências não operacionais:** Falhas que se enquadram nesta categoria não afetam nem a segurança nem a produção, portanto envolvem apenas o custo direto de reparo.

As consequências das falhas e os tipos de manutenção estão intrinsecamente relacionados. Dependendo do impacto potencial de uma falha, diferentes estratégias de manutenção podem ser adotadas para mitigar riscos e otimizar a operação. A Figura 2 relaciona, sob a ótica da MCC, os tipos de estratégias de manutenção que podem ser adotados para cada consequência de falha (AFEFY, 2010):

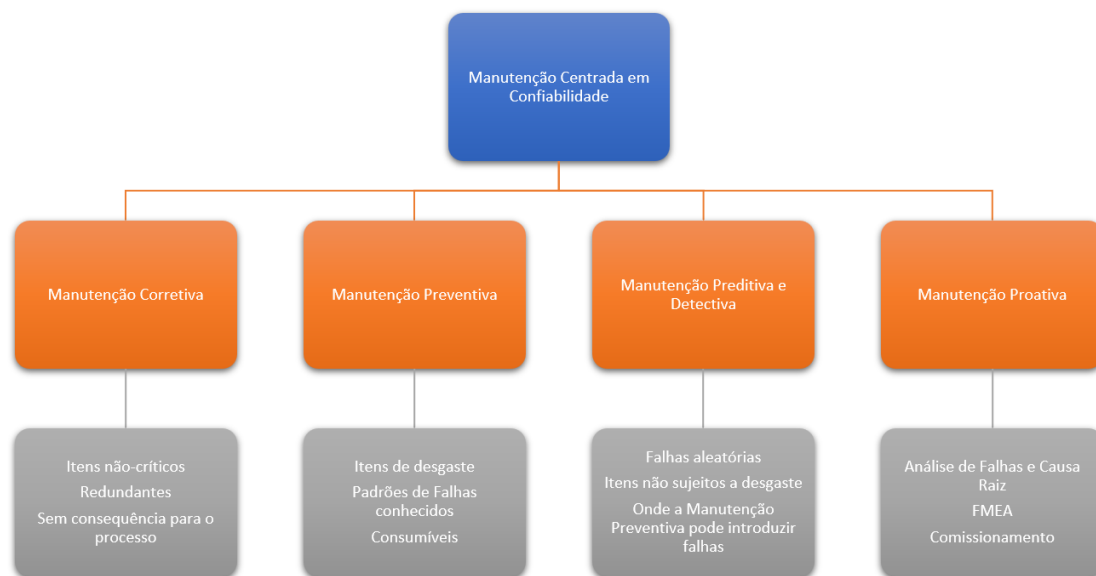


Figura 2 - Componentes da RCM.

Fonte: Adaptado de AFEFY (2010)

Ao analisar as consequências das falhas e os tipos de manutenção associados, é essencial estabelecer uma estratégia de manutenção específica para cada modo de falha identificado. O sistema ABC é uma abordagem comum para essa classificação (SANTOS, 2023). Neste método, as falhas dos equipamentos são categorizadas com

base em seus impactos. As falhas tipo A são aquelas com o maior impacto, muitas vezes relacionadas às consequências de falhas ocultas ou aquelas com implicações sérias de segurança e ambientais. Para essas falhas, a manutenção preditiva é a mais adequada, pois permite monitorar continuamente o equipamento e prever falhas antes que elas ocorram.

As falhas tipo B têm um impacto moderado, podendo estar associadas a consequências operacionais que afetam a produção, mas não necessariamente a segurança ou o meio ambiente. A manutenção preventiva, com inspeções e intervenções programadas, é ideal para essas falhas, garantindo que o equipamento funcione de forma confiável e evitando interrupções inesperadas.

Por fim, as falhas tipo C são aquelas que têm um impacto mínimo no processo. Elas podem ser relacionadas a consequências não operacionais, onde a falha não afeta a produção ou a segurança. Para essas falhas, a manutenção corretiva é suficiente, pois o equipamento pode ser reparado após a ocorrência da falha sem grandes implicações para a operação.

Sendo assim, ao combinar a análise das consequências das falhas com o sistema ABC, é possível desenvolver uma estratégia de manutenção robusta e eficaz, garantindo que os recursos sejam alocados de maneira otimizada e que os riscos sejam minimizados.

1.2.5. Relação da falha com o ciclo de vida do ativo

Existe uma crença que a melhor maneira para otimizar a disponibilidade de um dado ativo é com uma rotina de manutenção proativa ou com intervalos fixos para a substituição de componentes. Porém cada ativo apresenta uma curva característica que relaciona os modos de falha com o atual estado de ciclo de vida do ativo. A Figura 3 apresenta as seis curvas características de falha de acordo com o ciclo de vida do componente.

A curva característica do tipo A é similar ao padrão clássico denominado de curva da banheira, que descreve o comportamento da taxa de falha ao longo do ciclo de vida ativo de muitos produtos ou sistemas. A curva geralmente mostra três fases distintas:

- **Período de mortalidade infantil:** Nesta fase, a taxa de falha é alta inicialmente e depois diminui rapidamente. Isso pode ser devido a defeitos de fabricação ou outros problemas que são rapidamente identificados e corrigidos.
- **Período de vida útil:** Aqui, a taxa de falha é relativamente constante e baixa. Durante este período, falhas são raras e ocorrem a uma taxa constante.
- **Período de desgaste:** Nesta fase, a taxa de falha começa a aumentar à medida que os componentes envelhecem e começam a falhar.

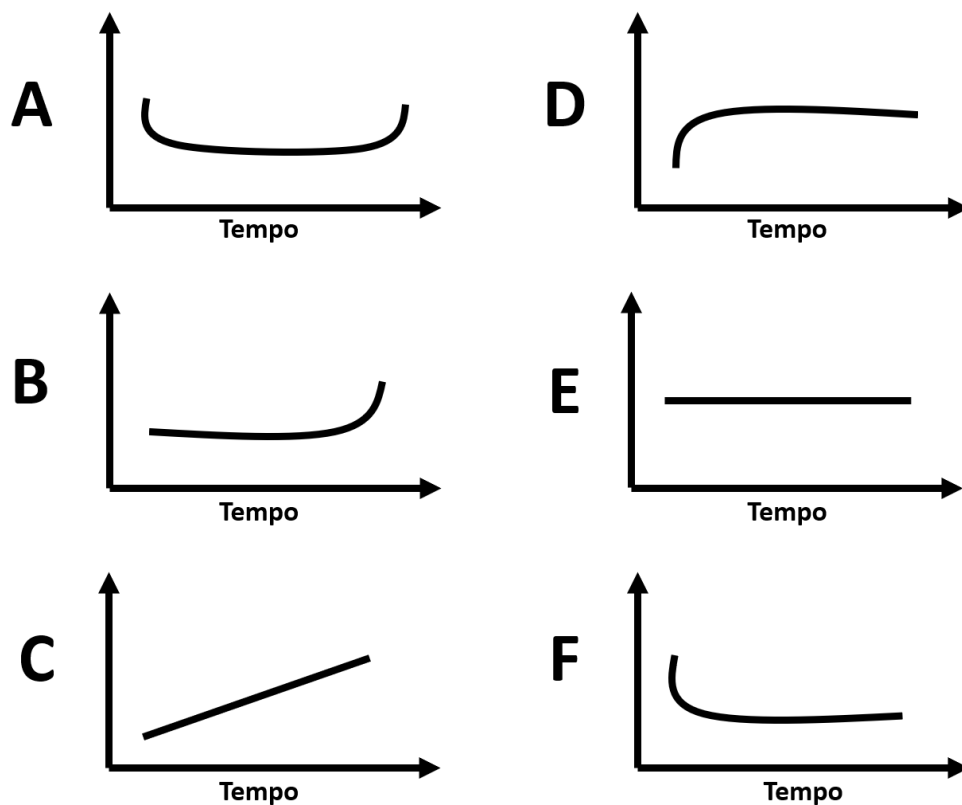


Figura 3 - Curvas de Falha.

Fonte: Adaptado MOUBRAY (2001).

A curva do tipo B mostra uma taxa de falha constante ou lentamente crescente, terminando em uma zona de desgaste. A curva do tipo C mostra uma taxa de falha lentamente crescente de falha, mas não há uma idade de desgaste identificável.

A curva do tipo D mostra uma baixa taxa de falha quando o item é novo ou acabou de sair da fábrica, seguido por um rápido aumento para um nível constante. A curva E mostra uma taxa de falha constante em todas as idades (falha aleatória). O Padrão F começa com alta mortalidade infantil, que eventualmente cai para uma taxa de falha constante ou muito lentamente crescente de falha (MOUBRAY, 2001).

Nesta pesquisa, presume-se que a curva de falha das redes elétricas de distribuição siga o padrão tipo B. Isso indica que, à medida que o tempo avança, a probabilidade de falha da linha cresce continuamente. Tal suposição está alinhada com os modelos propostos, que associam a degradação ao crescimento da vegetação em direção à rede aérea de distribuição (WANIK et al, 2017) (MELAGODA et al, 2021) (CERRAI et al, 2019) e a deterioração da isolação dos cabos em redes subterrâneas devido a formação de árvores de água (ERIKSSON et al, 2003) (SACHAN et al, 2015) (SONG, 2022).

1.3. Revisão Bibliográfica

Esta seção se dedica à revisão bibliográfica, uma etapa fundamental para estabelecer o contexto e a relevância da presente pesquisa. Uma fundamentação adequada é indispensável para compreender a complexidade e a importância da rede de distribuição dentro do sistema elétrico de potência, composto por geração, transmissão e distribuição.

O sistema de distribuição de energia elétrica é estruturado em diferentes níveis de tensão, cada um com uma função específica no fornecimento da energia ao consumidor final. De acordo com a regulamentação da ANEEL (2021), esses níveis são classificados como:

- Alta Tensão (AT) de distribuição, também conhecida como subtransmissão, que opera em tensões iguais ou superiores a 69 kV (tipicamente 69 kV e 138 kV) e conecta as subestações de transmissão da rede básica às subestações de distribuição primárias.
- Média Tensão (MT), que constitui a rede de distribuição primária, responsável por distribuir energia por longas distâncias em áreas urbanas e rurais, operando em níveis como 13,8 kV, 23,1 kV ou 34,5 kV.

- Baixa Tensão (BT), que forma a rede de distribuição secundária, derivando da rede primária através de transformadores e entregando a energia diretamente aos consumidores residenciais e comerciais em tensões nominais como 127/220 V ou 220/380 V.

Formalmente, a ANEEL define como Baixa Tensão os valores inferiores a 1 kV, Média Tensão os valores entre 1 kV e 69 kV, e Alta Tensão os valores iguais ou superiores a 69 kV. É nesta complexa estrutura, especialmente nos níveis de média e baixa tensão, que se concentra a maior parte dos desafios de confiabilidade do setor.

A rede de distribuição é frequentemente considerada o elo menos confiável desta cadeia (ETO et al., 2019; BOLLEN, 2000). Devido a isso, a maioria das mudanças estruturais e inovações tecnológicas no setor elétrico em direção ao paradigma de redes elétricas inteligentes (*Smart Grids*) está concentrada na rede de distribuição (RANA, 2019). Estas mudanças incluem a implementação de tecnologias de auto-recuperação (*self-healing*) (HOU, 2021) (JI, 2016), o aumento na adoção de geração distribuída de fontes renováveis, o armazenamento de energia, a integração de veículos elétricos, além do emprego de Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs) e medidores inteligentes (*Smart Meters*) (LUAN, 2015). Essas inovações são pilares fundamentais das redes elétricas inteligentes, representando uma transformação significativa na forma como a energia é produzida, distribuída e consumida de forma eficaz e confiável. É também importante mencionar que há iniciativas de modernização na rede de transmissão para realizar uma transição para as redes elétricas inteligentes, por exemplo, a aplicação de medições fasoriais sincronizadas (“Phasor Measurement Units -PMU”) para monitoramento da segurança e estabilidade de sistemas compostos de geração e transmissão. Contudo, o principal foco na implantação das redes elétricas inteligentes é o subsistema de distribuição devido a este ser o mais vulnerável dos subsistemas. Portanto, esta tese está centrada na manutenção orientada a confiabilidade de redes de distribuição.

A literatura especializada em Smart Grids enfatiza a importância dessas tecnologias para aumentar a eficiência, a segurança e a sustentabilidade das redes de distribuição. Referências como (AMIRI, 2021), (ZHAO, 2015) e (NASIRI et al,

2016) discutem o impacto da geração distribuída renovável e do armazenamento de energia na estabilidade e na confiabilidade da rede. Além disso, estudos como (REAL-CALVO et al, 2012) e (BARAI et al, 2015) analisam o papel dos IEDs e smart meters na otimização da operação e na melhoria da resposta às demandas dos consumidores. Portanto, a transformação da rede de distribuição, guiada pelas inovações das Smart Grids, é fundamental para enfrentar os desafios atuais e futuros do setor elétrico e minimizar a fragilidade da rede de distribuição em relação as outras zonas funcionais do sistema elétrico de potência. Estes aspectos evidenciam a necessidade do desenvolvimento de metodologias de gerenciamento de ativos orientadas a confiabilidade no escopo de redes de distribuição. Caso contrário, a transição em direção a redes elétricas inteligentes seria comprometida pela baixa confiabilidade dos equipamentos da rede de distribuição. Este aspecto é muito importante, pois estratégias tais como a auto recuperação podem reduzir os tempos de restauração, mas não o número de falhas, pois este número é dependente da condição dos equipamentos, que por sua vez, é dependente das atividades de inspeção e manutenção e da idade do equipamento.

Aprofunda-se na manutenção específica de linhas aéreas e subterrâneas, analisando os principais estudos e modelos existentes para cada tipo de linha. Esta análise proporcionará uma visão holística das práticas contemporâneas no campo. O impacto das podas de árvores na manutenção das redes de energia também será discutido. Apesar de ser um aspecto muitas vezes subestimado, a poda de árvores pode ter implicações significativas na confiabilidade da rede e, portanto, também será alvo dos estudos realizados nesta pesquisa de doutorado.

O objetivo deste capítulo é apresentar um panorama claro e atualizado do campo da Manutenção Centrada na Confiabilidade aplicada às redes de distribuição de energia, evidenciando as áreas que serão abordadas nesta pesquisa.

1.3.1. Modelagem da Taxa de Falha

A Análise de Confiabilidade Preditiva (ACP) é uma ferramenta importante para identificar oportunidades de expansão ou reforço da rede elétrica de distribuição, com o objetivo de melhorar a confiabilidade do sistema otimizando os recursos financeiros a serem investidos (BROWN, 2009; BILLINTON, 1996). Essa análise aponta os pontos fracos na infraestrutura da rede que têm maior impacto na

confiabilidade do sistema. Dessa forma, é possível direcionar os investimentos para as áreas que resultarão em maiores retornos em termos de melhoria da confiabilidade. A ACP permite, portanto, planejar a expansão e o reforço da rede elétrica de modo estratégico e eficiente.

O ponto de partida para qualquer modelo de ACP são os dados de confiabilidade dos equipamentos, especialmente as taxas de falha. Os instantes de tempo em que as falhas ocorrem podem ser obtidos a partir de diversas fontes. Uma abordagem direta seria utilizar dados reais registrados por monitores de qualidade de energia instalados na rede, que capturam eventos de interrupção com alta precisão temporal. Outra possibilidade é usar os dados históricos dos próprios índices de confiabilidade sistêmicos e nodais (como DEC e FEC) para estimar as taxas de falha através de um procedimento de calibração, conforme proposto por BROWN (2009). Contudo, este último procedimento, embora prático, ignora a origem das falhas, isto é, não distingue se as interrupções foram causadas pelo contato com árvores, por falha de equipamentos ou por eventos de outra natureza. Essa limitação justifica a necessidade de modelos mais detalhados que possam isolar e modelar especificamente as causas de falha de interesse, como os abordados nesta pesquisa.

Os modelos de ACP podem se basear tanto em métodos probabilísticos, como a SMC, quanto no MAEE (Método Analítico de Enumeração de Estados), que se destaca pela rapidez em determinar o valor médio de um índice de confiabilidade (BILLINTON, 1996; BILLINTON, 1994). Porém, na ACP, somente o valor esperado de uma grandeza não é suficiente para um estudo de confiabilidade completo e aprofundado (BROWN, 2009).

Dessa forma, surgem métodos probabilísticos que conseguem prever o impacto dos diferentes modos de interrupção na rede de distribuição sobre os indicadores de confiabilidade. Ao contrário do MAEE, que considera apenas o valor médio, os métodos probabilísticos, como a SMC, permitem analisar a distribuição de probabilidade dos índices de confiabilidade (GILKS, 1995). Estas distribuições possibilitam a estimação dos percentis dos indicadores, que fornecem uma visão muito mais ampla do desempenho do sistema frente as interrupções. Além disso, os métodos probabilísticos conseguem capturar adequadamente o efeito das

incertezas associadas com as falhas nos equipamentos e flutuações nas cargas. Dessa maneira, a ACP se beneficia da utilização de métodos como a SMC para uma análise completa da confiabilidade, apoiando decisões assertivas de planejamento e expansão da rede de distribuição. Em resumo, os principais pré-requisitos para a ACP são:

- I. Dados de confiabilidade dos equipamentos: taxas de falha, tempos de reparo e de chaveamento;
- II. Topologia da rede elétrica: conectividade (nós inicial e final) e status (aberto ou fechado) dos componentes;
- III. Parâmetros elétricos da rede: impedâncias das seções, tipos de equipamentos (fusível, chave, transformador etc.), potências ativas e reativas das cargas etc.;
- IV. Emulação do gerenciamento de interrupções: resposta da proteção e estratégias de restauração, por exemplo, isolamento da falta, reenergização de circuitos e transferências de carga;
- V. Técnica de seleção dos estados de falha: enumeração ou SMC.

Para fins de otimização da manutenção em redes de distribuição utilizando a Análise de Confiabilidade Preditiva (ACP), é necessário modelar os efeitos da manutenção sobre as taxas de falhas dos equipamentos da rede de distribuição (primeiro pré-requisito para a ACP). Essa modelagem pode ser feita **essencialmente** por dois métodos:

- I. Paramétrico: onde a taxa de falha é expressa em função de diversos parâmetros, como tempo, idade, comprimento e densidade de árvores, clima etc. (ALIZADEH, 2021);
- II. Multiestado: em que o componente é representado por um modelo de Markov com múltiplos estados (ZARENIA, 2023).

Baseado nestes dois métodos existem trabalhos como o de NEMATI et al. (2019) que apresenta um método para a avaliação da confiabilidade de cabos de energia elétrica baseado em um modelo paramétrico de risco proporcional de Weibull. O método usa dados históricos de falha e de inventário de cabos, sem

requerer medições adicionais nos cabos. O modelo permite a classificação dos cabos para a priorização de manutenção e reparos e é aplicado na avaliação da taxa de falha de cada cabo individual em uma rede de distribuição elétrica na Suécia. Segundo NEMATI et al. (2019) a taxa de falha é modelada usando um modelo de proporção de risco de Weibull. O modelo de proporção de risco pressupõe que a taxa de falha de um sistema ou componente consiste em dois coeficientes multiplicativos: a taxa de falha de referência λ_0 e uma função exponencial que captura o efeito dos fatores explanatórios.

O modelo de proporção de risco de Weibull usado no artigo é definido em (1.1).

$$\lambda(t, X) = \lambda_0(t) \cdot \exp(\beta \cdot X) \quad (1.1)$$

$\lambda_0(t)$ é a taxa de falha de referência que depende do tempo t , X é um vetor representando os fatores explicativos e β é um vetor representando os parâmetros de regressão. Os parâmetros β , que representam o impacto dos diferentes fatores, são estimados usando máxima verossimilhança. Isso permite avaliar quantitativamente o efeito dos fatores explicativos (como idade, comprimento do cabo, número de junções etc.) na taxa de falha.

A referência (NEMATI et al., 2019) modela a taxa de falha dos cabos elétricos usando um modelo de proporção de risco de Weibull, no qual os parâmetros são estimados com base em variáveis explanatórias obtidas dos dados históricos disponíveis. Isso permite calcular uma taxa de falha individual para cada cabo e então ordená-los com base nessa taxa de falha. Uma desvantagem da metodologia proposta neste artigo é que o impacto dos fatores explanatórios associados com a manutenção nos índices de confiabilidade não é avaliado. Consequentemente, não é possível realizar o gerenciamento das atividades de manutenção orientada para os índices de confiabilidade da rede de distribuição.

MOGHADAM et al. (2023) apresenta um método de planejamento de manutenção a longo prazo para redes de distribuição de média tensão, considerando incertezas e causas de interrupção em uma rede real. O método proposto se baseia em uma formulação linear inteira mista estendida que leva em

consideração várias restrições, como orçamento anual, energia não fornecida como resultado da manutenção preventiva e corretiva, bem como a energia média não fornecida. O método foi implementado em uma rede real com 10 alimentadores na província de Markazi, no Irã, e os resultados mostraram que o programa proposto otimiza os custos anuais de manutenção da rede, reduz as interrupções e aumenta a confiabilidade da rede. A taxa de falha é modelada separadamente para cada alimentador e para cada tipo de falha (trovoada, colisão de pássaros, defeito no isolador etc.). Isso permite que seja obtida uma estimativa mais precisa da taxa de falha. Os parâmetros α e β da distribuição de Weibull são calculados para cada alimentador e tipo de falha usando (1.2) e (1.3), resolvidas com algoritmo genético.

$$\beta = \left[\frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i^\beta \ln(\lambda_i)}{\sum_{i=1}^n \lambda_i^\beta} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(\lambda_i)}{n} \right]^{-1} \quad (1.2)$$

$$\alpha = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \lambda_i^\beta \right)^{(1/\beta)} \quad (1.3)$$

Onde:

n é o número de anos com dados de falhas disponíveis.

λ_i é a taxa de falha no ano i (falhas por 100km/ano).

A partir dos parâmetros α e β , a equação (1.4) é usada para obter a taxa de falha $\lambda(t)$ para cada ano de planejamento. Isso permite prever a evolução da taxa de falha ao longo dos anos.

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{(1 - F(t))} = \left(\frac{\beta}{\alpha} \right) \left(\frac{t}{\alpha} \right)^{\beta-1} \quad (1.4)$$

Onde:

$f(t)$ é a função densidade de probabilidade.

$F(t)$ é a função de falha cumulativa da distribuição de Weibull.

Finalmente, o modelo lineariza a taxa de falha usando o método de degraus, viabilizando a obtenção de solução para o problema de otimização por meio de softwares de programação linear. Em resumo, a taxa de falha é modelada usando uma distribuição de Weibull estimada com o método de máxima verossimilhança, a partir dos dados históricos de falhas. Isso permite prever a taxa de falha para os anos de planejamento e incorporá-la no modelo de otimização.

Apesar de MOGHADAM et al. (2023) terem otimizado os índices de confiabilidade através da programação das atividades de manutenção, há algumas deficiências, simplificações e aspectos ignorados na metodologia proposta, por exemplo:

- I. A metodologia é válida apenas para redes com topologia radial;
- II. A programação da manutenção é orientada apenas para linhas aéreas;
- III. As restrições de tensão e carregamento durante as transferências de carga na restauração das interrupções são ignoradas no cálculo dos índices de confiabilidade;
- IV. As penalidades devidas as violações nas metas para os índices de confiabilidade foram ignoradas.

ALIZADEH et al. (2021) apresentaram um modelo de otimização robusta de dois estágios para agendamento de manutenção centrado na confiabilidade, considerando a incerteza nas taxas de falha. Esse modelo evita as limitações dos modelos determinísticos e os desafios dos modelos estocásticos. Um modelo de taxa de falha com incerteza é formulado, separando as partes controláveis e incertas. O modelo robusto é resolvido usando decomposição de Benders e aproximação externa. Os resultados aplicados a sistemas de teste padronizados e reais mostram que o modelo robusto pode satisfazer as metas para os índices de confiabilidade e minimizar os custos de manutenção. Adicionalmente, o modelo de taxa de falha proposto pelos autores é paramétrico multivariado, pois considera que a taxa de falha é função das seguintes variáveis: o tempo e as variáveis de decisão binárias associadas com as ações de manutenção preventiva.

Análises de sensibilidade à incerteza mostram compromissos entre custos, confiabilidade e complexidade. O tempo de cálculo aumenta significativamente com

a incerteza porque quanto maior o intervalo de incerteza, mais complexo fica o modelo robusto. Isso porque para detectar uma região viável em um intervalo de incerteza maior, na verdade, exige mais tempo do que um intervalo de incerteza menor. Além disso, apenas metas para os valores esperados dos índices de confiabilidade são consideradas. Por exemplo, os limites máximos para os valores esperados dos índices: SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*), SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) e ENS (*Energy Not Supplied*). Em outras palavras, não se considerou os riscos de violação das metas devido as variações nos índices de confiabilidade causadas pelo comportamento estocástico do número e da duração das interrupções no fornecimento de energia.

Há diversas deficiências na modelagem proposta por ALIZADEH et al. (2021). Por exemplo, os autores declaram que estão considerando incertezas na taxa de falha, mas estão considerando apenas o processo de degradação na taxa de falha. Na verdade, as incertezas na taxa de falha são devidas ao processo de estimação destes parâmetros ser baseado em uma realização de um processo estocástico. Desta forma, tem-se uma incerteza devido a variabilidade amostral na estimação de dados de confiabilidade, tais como a taxa de falha e tempo de reparo. As incertezas nas taxas de falha e nos tempos de reparo dos equipamentos da rede de distribuição são modeladas através das distribuições Chi-Quadrado e Normal, respectivamente (CHOWDHURY & KOVAL, 2011). A propagação de incertezas dos parâmetros para os índices de confiabilidade é uma etapa importante dos estudos de confiabilidade, por exemplo, em sistemas de geração (BILLINTON & ALLAN, 1996) e distribuição (RODRIGUES & SILVA, 2013). Contudo, os autores ignoram todos os aspectos acima mencionados sobre a propagação de incertezas em estudos de confiabilidade. Adicionalmente, os autores realizaram diversas simplificações que tornam o modelo limitado para aplicações práticas em sistemas reais, por exemplo: restrições de tensão e carregamento foram desprezadas na simulação da restauração para calcular os índices de confiabilidade, a estrutura regulatória baseada em penalidade e recompensa para metas nos índices de confiabilidade foram ignoradas, topologia malhada não é considerada e uma aplicação em redes subterrâneas não é proposta.

SHANG et al. (2020) apresentam um outro modelo paramétrico que utiliza programação estocástica multinível para otimizar cronogramas de manutenção em

redes de distribuição ativas. O modelo visa minimizar os custos de manutenção sujeitos a restrições de confiabilidade, considerando incertezas de geradores distribuídos e na reconfiguração da rede de distribuição orientada a restauração. A probabilidade de falha dos equipamentos é modelada considerando falhas aleatórias e falhas de degradação. As falhas aleatórias são modeladas de forma paramétrica através das distribuições exponenciais, enquanto as falhas de degradação são modeladas por distribuições de Weibull ou normal, cuja probabilidade de falha pode aumentar com o tempo. Uma solução baseada em *Monte Carlo Tree Search* (MCTS) é proposta, utilizando uma técnica de aproximação de média amostral para estimar custos multinível e transformando restrições em funções heurísticas para acelerar simulações. Os autores também utilizam um modelo paramétrico para as taxas de falha dos componentes que é função das seguintes variáveis independentes: tempo, orçamento alocado para manutenção preventiva e de variáveis de decisão binárias que estão associadas com a manutenção preventiva.

Os resultados dos testes, apresentados por SHANG et al. (2020), mostram que o método supera algoritmos de benchmark em termos de custos e confiabilidade, apesar de pressupor distribuições de probabilidade para incertezas e ter eficiência computacional limitada para sistemas grandes. O modelo e a solução propostos são inovadores ao incorporar incertezas em cronogramas de manutenção, embora existam oportunidades de melhoria considerando aspectos mais realistas de incertezas e restrições. Por exemplo, considerou-se apenas restrições de carregamento na simulação da restauração para calcular os índices de confiabilidade, isto é, restrições de tensão foram ignoradas. Também foram desconsiderados os seguintes aspectos na programação da manutenção: penalidades para transgressões nas metas para os índices de confiabilidade, redes subterrâneas e topologia malhada.

MISARI et al. (2020) apresentam um modelo de otimização multiobjetivo para planejar tarefas de manutenção em redes de distribuição de energia elétrica visando maximizar a confiabilidade do sistema com custos mínimos. Os objetivos são minimizar os custos de manutenção e maximizar a confiabilidade do sistema, considerando diferentes níveis de manutenção dos equipamentos. As restrições são

índices DIC (Duração média de Interrupção por Consumidor) e FIC (Frequência de Interrupção por Consumidor) de duração e frequência de interrupções de energia, disponibilidade de recursos financeiros e humanos. Um algoritmo genético multiobjetivo, denominado de *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II* (NSGA-II), é usado para solucionar o modelo matemático, fornecendo um conjunto de soluções não dominadas. O modelo considera a topologia completa da rede para obter a máxima confiabilidade com menor investimento, reduzindo o tempo de interrupção dos consumidores e melhorando os índices DIC e FIC de confiabilidade e disponibilidade.

As soluções otimizadas permitem planejar as tarefas de manutenção de forma econômica e segura. O algoritmo genético mostrou-se eficiente em obter as soluções da fronteira de Pareto. Críticas ao modelo incluem o fato de considerar taxas de falha constantes para os equipamentos, sem levar em conta as incertezas e variações nos parâmetros ao longo do tempo. Um modelo cronológico que considere a variação da taxa de falha ao longo do tempo, dependendo da idade e condição dos equipamentos, provavelmente forneceria resultados mais precisos e realistas. Isso permitiria planejar as tarefas de manutenção de forma mais adequada, baseada na taxa de falha projetada para cada equipamento. Este artigo também compartilha deficiências e desvantagens de outras referências revisadas anteriormente, por exemplo: não considera a topologia malhada, o método não é aplicado a redes subterrâneas, restrições técnicas na restauração das interrupções são ignoradas e a estrutura regulatória baseada em penalidades/bônus para violações de metas nos índices de confiabilidade é desconsiderada. Novamente, o modelo paramétrico bivariado em função do tempo e da tarefa de manutenção é utilizado para a taxa de falha de cada componente.

Todos os modelos de taxa de falha revisados até este ponto se baseiam em técnicas paramétricas. Serão revisados a seguir técnicas de modelagem de taxas de falha baseadas em técnicas multiestados. Assim como na revisão dos modelos paramétricos serão discutidas as deficiências, benefícios e desvantagens de cada modelo revisado.

TOFTAKER et al. (2023) modelam a taxa de falha levando em consideração o estado da condição dos componentes. Os autores propõem uma metodologia para

integrar uma taxa de falha dependente da condição do componente na análise de confiabilidade do sistema de fornecimento de energia. Especificamente, os autores modelam a taxa de falha do componente com base em um processo semi-Markoviano, onde o estado do componente é descrito por seu índice de condição. Isso é aproximado por um processo de Markov, o que simplifica a análise.

A taxa de falha depende de dois tipos de falhas: falhas de meia-vida e falhas de desgaste. As falhas de meia-vida são independentes da condição e dão uma taxa de falha aproximadamente constante. As falhas de desgaste dependem da condição e são modeladas com base no índice de condição e na idade aparente do componente. Além disso, os autores incluem o conceito de aposentadoria preventiva, onde componentes com condição precária são substituídos antes de falharem completamente. Isso reduz a taxa de falha observada em relação à taxa subjacente sem uma estratégia de aposentadoria preventiva.

TOFTAKER et al. (2023) modelam a taxa de falha através de um modelo Markoviano multiestado não-homogêneo (semi-Markoviano) que é convertido através de simplificações para um modelo Markoviano constante. Apesar de o modelo considerar a condição dos equipamentos, há algumas deficiências no modelo proposto:

- I. múltiplos estados de degradação são ignorados, mas níveis distintos de deterioração são bastante utilizados para considerar a condição dos equipamentos. Por exemplo, a proximidade da vegetação com relação a rede elétrica pode ser usada para definir estados de deterioração com taxas de transição entre esses estados determinadas por modelos de crescimento de árvores, dados estatísticos ou calibração de parâmetros;
- II. A duração das atividades de manutenção não é considerada. Este aspecto é muito importante, pois em redes subterrâneas os cabos devem ser removidos de serviço para a realização da manutenção;
- III. O modelo Markoviano não é aplicado para gerar a evolução cronológica dos índices de confiabilidade durante o horizonte de tempo no qual a manutenção está sendo programada;
- IV. O modelo multiestado foi aplicado a transformadores de sistemas de transmissão. Portanto, diversos aspectos associados com a confiabilidade

de redes de distribuição não foram explorados, por exemplo: penalidades/bônus associados com metas para índices de confiabilidade, estimação de índices de frequência e duração das interrupções, gerenciamento de interrupções, topologias malhada e radial, redes aéreas e subterrâneas, etc.

RAVAGHI ARDABILI e HAGHIFAM (2021) propõem uma abordagem de manutenção centrada na confiabilidade (MCC) probabilística que otimiza a alocação de recursos entre manutenção preventiva e corretiva. O modelo de Markov de três estados é utilizado para avaliar a confiabilidade dos componentes levando em conta as ações de manutenção.

A modelagem da manutenção através do modelo de Markov de três estados é mostrada na Figura 4. Os três estados desta figura são:

- I. Estado saudável (S): O componente está funcionando normalmente.
- II. Estado de falha menor (M): O componente apresenta alguma degradação, mas ainda está funcionando.
- III. Estado de falha (F): O componente falhou e precisa ser reparado.

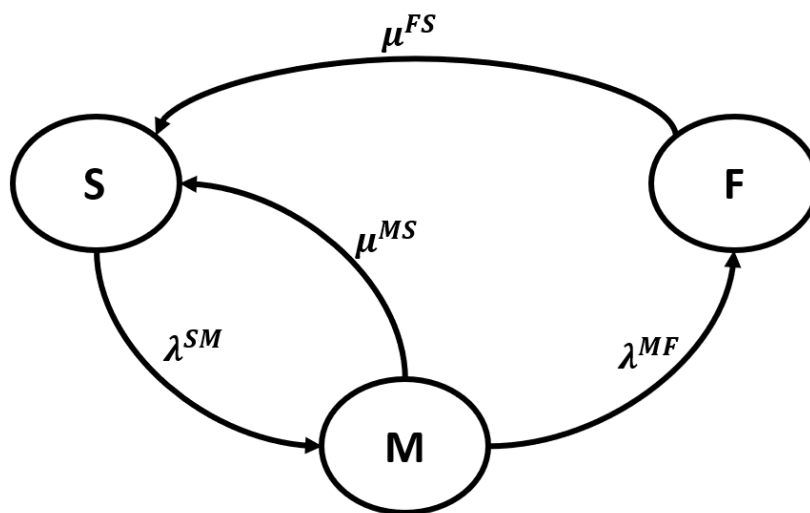


Figura 4 - Diagrama de estado do sistema com manutenção.

Fonte: Adaptado RAVAGHI ARDABILI e HAGHIFAM (2021)

No modelo da Figura 4, as taxas de transição entre os estados são:

- λ_{SM} : Taxa de transição do estado saudável para o estado de falha menor. Isso representa a taxa de degradação do componente.
- μ_{MS} : Taxa de transição do estado de falha menor para o estado saudável. Isso representa a taxa de reparo/manutenção preventiva.
- λ_{MF} : Taxa de transição do estado de falha menor para o estado de falha. Isso representa a taxa de falha do componente já degradado.
- μ_{FS} : Taxa de transição do estado de falha para o estado saudável. Isso representa a taxa de reparo corretivo.

Esses parâmetros são estimados com base nos dados históricos de falhas e reparos dos componentes.

A abordagem objetiva minimizar o custo total, que inclui o custo de interrupção ao cliente e o custo das atividades de manutenção, sujeito a restrições orçamentárias. Isso permite identificar os componentes críticos que devem receber prioridade na alocação dos recursos de manutenção preventiva. Os resultados mostram que a abordagem consegue reduzir o custo de interrupção ao cliente ao alocar o orçamento de manutenção preventiva nos componentes que afetam mais os clientes importantes. Quanto maior o orçamento disponível, menor o custo total até um certo ponto, indicando que aumentos adicionais não são economicamente viáveis.

Além disso, quanto maior o custo de interrupção devido às manutenções programadas, menor a importância da manutenção preventiva para os componentes, pois reduz o ganho em relação à manutenção corretiva. Em resumo, a abordagem proposta fornece uma ferramenta útil para gestores de ativos identificarem as necessidades de manutenção dos componentes de forma otimizada, levando em consideração parâmetros econômicos e restrições orçamentárias. Nesta Tese, o modelo multiestado foi aplicado, porém o modelo de Markov de três estados pode ser aprimorado para incluir mais estados, representando diferentes níveis de degradação do componente. Isso permitiria modelar com mais precisão o efeito da manutenção preventiva ao longo do tempo. A abordagem do modelo proposto poderia ser estendida para levar em conta incertezas, como taxas de falha variáveis e a identificação dos componentes críticos poderia levar em conta fatores adicionais, como a importância do componente na rede e o impacto de sua falha, para além dos

custos de interrupção ao cliente. Isso permitiria priorizar de forma mais abrangente os componentes que mais afetam a confiabilidade da rede. Adicionalmente, diversas características de redes de distribuição foram ignoradas no desenvolvimento do modelo proposto, tais como: penalidades e bônus associados com metas para índices de confiabilidade, evolução cronológica dos índices de confiabilidade, topologia malhada, restrições técnicas (tensão e carregamento) durante a simulação da restauração na ACP e redes subterrâneas.

HAGHGOO e DAMCHI (2022) propuseram um novo modelo de Markov para avaliar a confiabilidade de transformadores de potencial capacitivos (TPC), equipamentos de transdução amplamente utilizados na medição e na proteção de sistemas elétricos. O modelo de Markov proposto é usado para avaliar a confiabilidade do TPC. Para obter o modelo, é apresentado inicialmente um modelo de Markov para cada subsistema do TPC, incluindo o divisor de tensão capacitivo (DTC), a unidade eletromagnética (UEM) e a bucha de alta tensão. Em seguida, os modelos são integrados para obter um modelo estendido de Markov de 10 estados para o TPC. Finalmente, estados semelhantes são combinados para obter um modelo equivalente de Markov com três estados: saudável, baixa qualidade e falha. O modelo é usado para avaliar a confiabilidade do TPC e determinar as atividades de manutenção adequadas.

A modelagem de HAGHGOO e DAMCHI (2022) pode ser aproveitada para avaliar o impacto da degradação da rede de distribuição aérea, devido à proximidade da vegetação, sobre os índices de confiabilidade do sistema, ou seja, pode-se estabelecer uma ponte entre os reinos da análise estatística da confiabilidade dos equipamentos e o da estimação probabilística de índices de confiabilidade sistêmicos.

O modelo Multiestado apresenta vantagens importantes sobre o modelo Paramétrico no contexto da MCC. Em primeiro lugar, o modelo Multiestado permite representar diferentes estados de degradação do equipamento, o que possibilita uma análise mais precisa do impacto do processo de deterioração do equipamento na sua confiabilidade no horizonte de tempo da programação da manutenção. Além disso, o modelo Multiestados considera a dependência da disponibilidade do equipamento em função da frequência e duração das manutenções. Também, é

possível incorporar características importantes do processo de manutenção no modelo com múltiplos estados, por exemplo: duração dos processos de manutenção, níveis de severidade da manutenção, probabilidades da inspeção e da manutenção não identificarem e corrigirem falhas nos equipamentos, respectivamente, e os tempos de espera (“delays”) para a realização da manutenção. Dessa forma, o modelo Multiestado consegue capturar de maneira mais realista os efeitos das ações de manutenção na confiabilidade do ativo, o que é essencial para o planejamento otimizado dentro da MCC.

As referências citadas acima que abordam o modelo multiestado não tratam dos seguintes aspectos fundamentais da MCC:

- I. Representação de estados de degradação para uma modelagem mais acurada do processo de degradação que permite acoplar este modelo com dados de condição do equipamento oriundos das atividades de inspeção;
- II. Análise no domínio do tempo dos índices de confiabilidade através da solução do sistema de equações diferenciais associadas com o Modelo Markoviano. Esta análise permite avaliar a evolução temporal dos índices de confiabilidade no horizonte de tempo da programação da manutenção.

Dessa forma, há espaço para o desenvolvimento de modelos de ACP baseados no formalismo Multiestado, explorando melhor suas capacidades para apoiar a MCC. Isso traria ganhos significativos em termos de acurácia devido a representação de aspectos práticos associados com a realidade do gerenciamento das atividades de manutenção.

Normalmente, as estratégias de Análise de Confiabilidade Preditiva (ACP) para redes de distribuição não consideram a variação temporal dos índices de confiabilidade. No entanto, analisar essa variação temporal é importante para categorizar a evolução cronológica dos índices e, com isso, estimar a penalidade cumulativa e o custo total de interrupções ao longo de todo o horizonte de tempo do cronograma de manutenção estabelecido. Ao negligenciar a análise temporal, perde-se a visão da trajetória dos índices de confiabilidade e do impacto acumulado das

interrupções na qualidade do fornecimento. Consequentemente, as estratégias definidas pela ACP podem não ser ótimas do ponto de vista do custo/benefício. Portanto, é recomendável que os modelos de ACP incorporem a capacidade de projetar os índices de confiabilidade no tempo, contemplando os efeitos das ações de manutenção e investimentos na infraestrutura.

Dessa forma, através do modelo multiestado, é possível quantificar os benefícios dessas ações ao longo dos anos, identificando as alternativas que proporcionam maior retorno considerando todo o horizonte de planejamento. A análise temporal enriquece e fortalece a ACP, permitindo uma visão ampla dos impactos das decisões de operação e manutenção da rede de distribuição. Isso resulta em estratégias mais assertivas e econômicas para garantir a confiabilidade do sistema.

Os modelos de taxa de falha paramétricos são mais utilizados na MCC de redes de distribuição devido aos seguintes motivos:

- I. Fácil inclusão da variação temporal dos índices de confiabilidade, pois o tempo é modelado como uma variável explanatória;
- II. A facilidade de acoplar o modelo de dois estados com a ACP. Isso é possível porque o único parâmetro do modelo de dois estados que precisa ser modificado para realizar a MCC é a taxa de falha.

Outra abordagem bastante utilizada é o modelo de Markov com apenas dois estados, sendo uma abordagem mais simplificada que considera apenas dois estados possíveis para um sistema ou componente: funcionando corretamente ou falhado. A taxa de falha é um parâmetro chave neste modelo, representando a probabilidade de um sistema ou componentes falhar em um determinado período de tempo.

Portanto, ao realizar a MCC, o único parâmetro que precisa ser ajustado no modelo de dois estados é essa taxa de falha. Isso torna o acoplamento com a ACP uma tarefa relativamente simples.

A utilização do modelo multiestado na ACP traz algumas complicações:

- I. Exige a atualização dos softwares de ACP das distribuidoras de energia para se adequarem a modelos de Manutenção Centrada na Confiabilidade (MCC) que empregam o formalismo multiestado. Isso demanda investimentos em desenvolvimento e adaptação desses sistemas.
- II. O método da Simulação Monte Carlo Não-Sequencial (SMCNS), que se baseia em números aleatórios que seguem a distribuição de Poisson para sortear o número de falhas, não pode ser utilizado para estimar a distribuição de probabilidade dos índices de confiabilidade. Isso ocorre porque o modelo multiestado requer a Simulação Monte Carlo Sequencial (SMCS), na qual se amostra a duração de cada estado para reconhecer as transições cronológicas entre eles;
- III. Há aumento do custo computacional para estimar os riscos e violações dos limites dos índices de confiabilidade, necessários para determinar penalidades e multas. Isso se deve ao alto custo computacional da SMCS em comparação à SMCNS.

Para contornar os problemas citados acima, pode-se utilizar a técnica de modelo equivalente de dois estados (ENDRENYI, 1978) e (HAGHGOO; DAMCHI 2022), junto com o modelo multiestado possibilitando a utilização das técnicas convencionais para ACP. Isso porque a concessionária distribuidora de energia poderá utilizar seu programa convencional de ACP, baseado em modelos de dois estados, para realizar a Manutenção Centrada na Confiabilidade (MCC). Basta que se faça a conversão dos dados dos componentes modelados como multiestado para o modelo equivalente de dois estados. Dessa forma, ao utilizar o modelo equivalente de dois estados, pode-se empregar técnicas com menor custo computacional, como a Simulação Monte Carlo Não-Sequencial (SMCNS), para minimizar as penalidades por meio da otimização da MCC. Portanto, o modelo equivalente de dois estados permite contornar as principais complicações do modelo multiestado, viabilizando seu uso prático dentro das rotinas convencionais de ACP das distribuidoras.

O artigo de ZHOU et al. (2023) fornece uma visão aprofundada sobre a gestão de ativos associados com Dispositivos de Chaveamento e Proteção (DCP) em redes elétricas, por exemplo: as chaves seccionadoras, fusíveis e os disjuntores. O estudo destaca a importância do monitoramento de condição, avaliação de saúde e

estratégia de manutenção como pilares fundamentais para a gestão eficaz dos ativos referentes aos DCP. Os autores argumentam que a implementação de processos e técnicas de gestão de ativos pode melhorar a eficiência de custos, equilibrar custos e riscos, e prolongar a vida útil dos DCP envelhecidos nas redes elétricas. Esses fatores são cada vez mais importantes para as concessionárias de energia, dada a idade avançada do equipamento existente e as limitações financeiras que restringem a renovação ou substituição em grande escala.

A relevância deste artigo para a revisão bibliográfica reside em sua abordagem sistemática e detalhada para a gestão de ativos de DCP. Ele reforça a importância de usar técnicas avançadas, como a distribuição Weibull, para modelar a taxa de falha de componentes e fornece recomendações práticas para a manutenção e otimização de custos. Além disso, o artigo oferece um rico contexto teórico e prático para entender a complexidade e os desafios associados à gestão de DCP em redes elétricas. A modelagem da degradação através da distribuição Weibull resulta em um modelo Markoviano não-homogêneo que pode ser convertido em um modelo homogêneo através da conexão de estados/estágios em série. Esta conexão de estados pode ser facilmente incluída em modelos multiestados. Este fato demonstra mais uma vez a flexibilidade e capacidade dos modelos multiestados para estudos de MCC, pois a aplicação da Distribuição Weibull é amplamente difundida na modelagem de deterioração de equipamentos. Neste caso, torna-se necessário a aplicação de técnicas estatísticas para realizar o ajuste dos dados de falha a distribuição Weibull.

1.3.2. Manutenção Centrada na Confiabilidade em Redes de Distribuição

A fim de verificar o atual estado da arte no que diz respeito à MCC, desenvolveu-se uma extensa pesquisa sobre os artigos publicados nos últimos sete anos que abordam o tema. Foram analisadas as principais revistas da atualidade, como:

- *IEEE Transactions on Power Systems;*
- *IET Generation, Transmission & Distribution;*
- *Journal of Control, Automation and Electrical Systems;*

- *Electric Power Systems Research;*
- *International Journal of Electrical Power and Energy Systems;*
- *Sustainable Energy, Grids and Networks;*
- *International Transactions on Electrical Energy Systems;*
- *Electric Power Components and Systems.*

A partir desta revisão, foi realizada uma classificação dos artigos de acordo com a zona funcional de aplicação da MCC, ou seja: Geração, Transmissão ou Distribuição. O gráfico associado com esta classificação é apresentado na Figura 5.

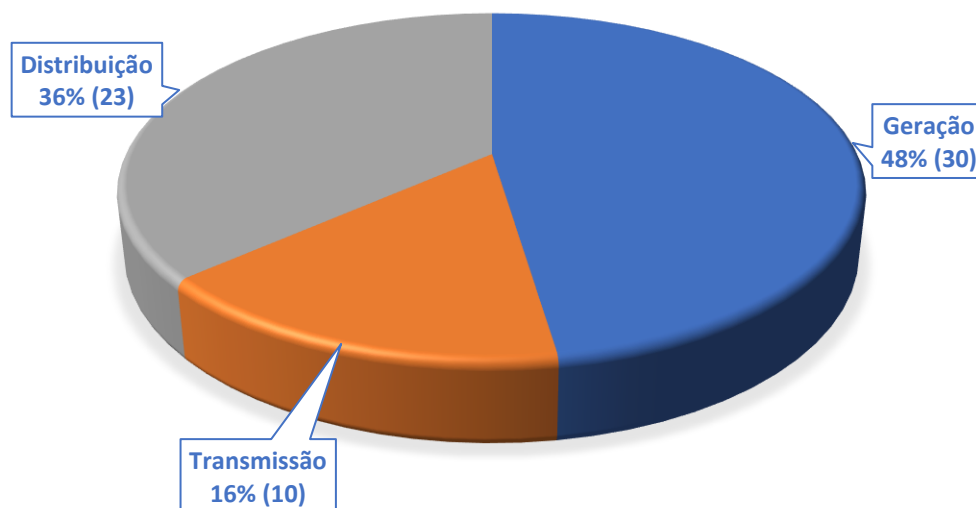


Figura 5 - Comparativo dos artigos publicados.
Fonte: Próprio autor

Nota-se que a Geração apresenta um grande foco nos estudos da MCC. Isso pode ser explicado por fatores com:

- A geração de energia elétrica é o início do processo, portanto falhas e problemas nessa zona funcional desativam a funcionalidade da transmissão e distribuição devido à ausência de energia para ser transportada. Portanto, investir em confiabilidade na geração é estratégico para garantir o fornecimento;
- As usinas de geração, como hidrelétricas e termelétricas, são ativos de grande porte e alto custo. A manutenção preditiva e preventiva nesses ativos é crítica para maximizar a disponibilidade e vida útil, reduzir os custos e maximizar as receitas das empresas geradoras. Estas

reduções asseguram a economicidade da produção de energia e, conseqüentemente, menores tarifas de energia para os consumidores.

A Transmissão apresentou o menor número de artigos com estudos de MCC. Isso pode ser atribuído às características técnicas desse setor, como:

- Menor número de falhas devido aos seguintes aspectos de robustez do projeto:
 - a) Faixa de servidão das linhas de transmissão que elimina muitas falhas associadas causadas por contato com a vegetação. Contrariamente, em redes de distribuição, as árvores estão localizadas próxima da rede aérea em áreas rurais devido a vegetação nativa ou devido a fatores ambientais em áreas urbanas;
 - b) Os condutores são isolados das torres usando-se cadeias de isoladores devido ao nível elevado da tensão. Por outro lado, usa-se apenas um isolador em redes de distribuição para isolar o condutor do poste para reduzir os custos do projeto, mas há um aumento significativo no número de falhas devido a poluição de isoladores, por exemplo, devido ao salitre em áreas litorâneas;
 - c) Existência de cabos para-raios, nas linhas de transmissão para mitigar sobretensões e subtensões causadas por descargas atmosféricas. Opostamente, os cabos para-raios são raramente usados para a proteção de redes de distribuição;
 - d) A maior parte das linhas de transmissão está distante de centros urbanos. Conseqüentemente, estas linhas não estão expostas as falhas causadas por: vandalismo, fraudes, abalroamento de postes, escavações, pipas etc. Diferentemente, as redes de distribuição acompanham o roteamento das vias públicas e estão sujeitas a todos os tipos de falha enumerados acima;
 - e) Os condutores das linhas de transmissão são suportados por torres de grande porte com fundações e estruturas metálicas

robustas para suportar condições climáticas severas e intempéries devido a exposição ao tempo. Opostamente, os condutores das redes de distribuição aéreas são suportados por cruzetas em postes simples de concreto e madeira que muitas vezes são expostos a: cargas adicionais (tais como a devido ao compartilhamento dos postes para a instalação de fiação de empresas telefônicas, internet e TV a cabo), colisões com veículos e degradação da fundação devido à deslizamentos de terra causados por chuvas e obras irregulares.

- Sistema robusto, com redundâncias e proteções elétricas;
- Operação em altas tensões, com menor perda e interferência;
- Monitoramento e manutenção constantes devido ao transporte de grandes blocos de energia a longas distâncias entre as usinas e os centros de consumo;
- A rede de transmissão tem topologia malhada para assegurar a satisfação do critério N-1. Por outro lado, a rede de distribuição tem topologia radial para reduzir os custos de construção e projeto das proteções. Contudo, a falha de qualquer componente em uma rede radial causa a interrupção de pelo menos um ponto de carga.

A rede de distribuição vem apresentando um número crescente de publicações sobre MCC. Conforme destacado por Eto et al. (2019), cerca de 92% das interrupções no sistema elétrico são causadas por problemas na distribuição. Isso ocorre devido a fatores, tais como: ao grande número de componentes da rede de distribuição, operação em baixa tensão e proximidade com o consumidor final. O grande número de componentes é devido ao fato de que o roteamento da rede acompanha o trajeto das vias públicas. Consequentemente, o comprimento de uma seção não corresponderá a menor distância entre dois pontos. Portanto, apesar da MCC na distribuição ainda ser menos estudada que na geração, há uma clara necessidade de mais pesquisas para aumentar a confiabilidade desta zona funcional, reduzindo interrupções e impactos aos consumidores.

Além dos aspectos construtivos mencionados acima, há uma outra variável que demanda maior foco na MCC das redes de distribuição: a desregulamentação do setor elétrico. A desregulamentação da indústria de eletricidade foi motivada pela reestruturação bem-sucedida de outros setores da indústria, tais como: telecomunicações e transportes. No Brasil, este processo foi caracterizado pela introdução de competição na geração, acesso aberto aos sistemas de transmissão, criação de mercados elétricos e privatização de concessionárias de distribuição.

No nível de distribuição, não é possível introduzir competição entre concessionárias em um mesmo território de serviço devido a restrições de espaço físico para rotear alimentadores de várias concessionárias em uma mesma área. Desta forma, os consumidores da rede de distribuição permanecem como clientes cativos das concessionárias locais. Essa situação de monopólio natural na distribuição cria desafios regulatórios para garantir tarifas justas e qualidade no serviço prestado ao consumidor cativo (ANEEL, 2019). A regulação busca compensar a falta de competição por meio de instrumentos como:

- Revisões tarifárias periódicas pela agência reguladora, analisando custos eficientes e determinando uma receita máxima para a concessionária;
- Exigência de metas e indicadores de qualidade e confiabilidade, com penalidades em caso de descumprimento;
- Incentivo à eficiência operacional das concessionárias para reduzir desperdícios que poderiam onerar as tarifas;
- Audiências públicas e consultas para conferir transparência e assegurar a participação dos consumidores no processo;
- Mecanismos de incentivo às concessionárias para antecipar investimentos que beneficiem a qualidade do serviço.

Apesar desses esforços regulatórios, o ambiente monopolista ainda traz riscos como tarifas excessivas e baixa qualidade do serviço. Por isso, é importante que haja um equilíbrio entre a garantia da sustentabilidade econômica das concessionárias e a defesa dos interesses dos consumidores cativos. O aperfeiçoamento dos instrumentos regulatórios e a participação da sociedade são fatores chave para aprimorar a prestação desse serviço essencial.

A aplicação do paradigma MCC em redes de distribuição de energia é motivada pelas metas de confiabilidade impostas pelos órgãos reguladores às distribuidoras, pelo maior impacto das interrupções em cargas sensíveis e pela maior conscientização dos clientes em relação aos problemas de confiabilidade. Adicionalmente, a MCC também beneficia concessionárias de distribuição inseridas em um ambiente de Competição por Critérios (“Yardstick Competition”). Neste ambiente, a receita permitida ou o teto de preço de uma concessionária é definido com base nos custos e índices de desempenho (perdas, confiabilidade etc.) médios de concessionárias semelhantes. Em vez de permitir que cada empresa defina seus próprios preços, os reguladores os comparam com os de seus concorrentes e recompensam aqueles que operam com mais eficiência. Os fatores mencionados acima resultaram em diversos estudos de MCC em sistemas de distribuição.

A pedra angular da MCC em redes de distribuição é a combinação de métodos probabilísticos (para estimar o impacto da manutenção nos índices de confiabilidade) com um procedimento sistemático (como: Inteligência Artificial, programação matemática, análise de sensibilidade, algoritmos heurísticos, meta-heurísticos etc.) para determinar o cronograma de manutenção mais eficiente. Essa eficiência é geralmente avaliada por meio de vários critérios, por exemplo, a minimização simultânea dos custos de manutenção e dos índices de confiabilidade relacionados a interrupções de energia.

Apresenta-se a seguir um levantamento do estado da arte sobre a MCC em redes de distribuição. Este levantamento também enfatizará as deficiências e desvantagens das metodologias existentes para indicar as possíveis contribuições e inovações para pesquisas no tema de MCC de redes de distribuição.

MORADKHANI et al. (2015) propõem considerar o risco financeiro associado ao DEC ao planejar a manutenção levando em conta os esquemas de recompensa/penalidade e os custos das atividades de manutenção. Esses esquemas obrigam as distribuidoras a melhorarem a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica sob pena de multas devido as transgressões nas metas dos índices de confiabilidade. O modelo de gerenciamento de manutenção baseado em riscos para distribuidoras de energia elétrica proposto pelos autores utiliza uma meta-heurística baseada nos Algoritmos Genéticos para encontrar o plano ótimo de

manutenção. Uma contribuição importante desta referência é a inclusão da estrutura de penalidade/bônus para a regulação da confiabilidade na MCC. No entanto, a MCC é realizada sem considerar restrições de rede na simulação da restauração na ACP. Além disso, a metodologia proposta nesta referência não pode ser aplicada em redes subterrâneas e/ou malhadas.

ESCALERA et al. (2020) propuseram uma metodologia para a avaliação da confiabilidade de redes de distribuição de energia elétrica com topologia malhada considerando a inserção de geração distribuída e SOPs (*“Soft Open Points”*). A metodologia proposta calcula índices de frequência, duração e potência/energia não-fornecida através de um algoritmo de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) que minimiza os custos de corte de carga sujeito as seguintes restrições: balanço de potência ativa e reativa nodal, limites de tensão nos nós e carregamentos nos circuitos e intervalos admissíveis para as gerações de potência ativa e reativa. Embora este artigo calcule os índices de confiabilidade para redes malhadas considerando restrições de rede, a metodologia de ACP não é aplicada na MCC de redes malhadas e/ou subterrâneas. Além disso, os autores não demonstraram que a técnica proposta pode ser expandida para estimar as penalidades e bônus associadas com metas para os índices de confiabilidade.

ENJAVIMADAR e RASTEGAR (2022) apresentam uma estratégia de manutenção centrada na confiabilidade para sistemas de distribuição de energia elétrica, baseada na análise de modos e efeitos de falha (FMEA). Após esta análise um modelo de programação linear mista foi utilizado para selecionar estratégias de manutenção ótimas para cada modo de falha nas redes de distribuição de energia. O estudo utiliza a metodologia de análise relativa cinza (*“Grey Relative Analysis”*) para priorizar os modos de falha e obter seu fator de risco na rede. Em seguida, apresenta uma otimização com base no fornecimento de energia não fornecida (ENS) do alimentador de distribuição de energia elétrica, custo de manutenção, custo de interrupção, custo de segurança e fator de risco dos modos de falha. Assim como outras publicações sobre MCC em redes de distribuição, o artigo dos autores também ignorou vários aspectos pertinentes ao gerenciamento da manutenção nestas redes, por exemplo: a estrutura regulatória baseada em penalidades/bônus associadas com metas para os índices de confiabilidade, restrições técnicas durante

a restauração, topologia malhada, redes subterrâneas e distribuições de probabilidade dos índices para realizar uma MCC baseada em risco. É importante enfatizar que estes aspectos são geralmente ignorados devido à complexidade na modelagem e possibilidade de intratabilidade computacional. Por exemplo, a modelagem de restrições de tensão e carregamento requer a execução de fluxos de potência para os cenários de reconfiguração gerados no processo de restauração de cada contingência. Portanto, a modelagem dos aspectos supracitados deve ser realizada de forma criteriosa visando estabelecer um compromisso entre custo computacional e acurácia do modelo.

1.3.3. Modelos de Manutenção para Linhas Aéreas e Subterrâneas

Neste segmento da revisão bibliográfica, serão abordados Modelos de Manutenção para Linhas Aéreas e Subterrâneas. Este tópico é de suma importância, dada a natureza diversa e os desafios singulares que cada tipo de linha apresenta, exigindo estratégias de manutenção diferenciadas. As linhas aéreas e subterrâneas são elementos vitais das redes de distribuição de energia e estão sujeitas a uma variedade de fatores que podem impactar sua confiabilidade e eficiência. Assim, a manutenção eficaz destas linhas é fundamental para assegurar a continuidade e qualidade do fornecimento de energia.

1.3.3.1. Linhas Aéreas

As árvores e a vegetação em geral, quando próximas a essas linhas, podem causar interrupções e falhas, afetando a confiabilidade da rede de distribuição de energia. Portanto, a manutenção eficaz das linhas aéreas requer uma gestão cuidadosa e regular da vegetação circundante, sendo a poda de árvores uma atividade de grande importância. Nesta seção, serão explorados os principais aspectos e técnicas da manutenção de linhas aéreas através da poda de árvores.

BASHKARI et al. (2020) propuseram um trabalho que analisa dados de falhas na rede de distribuição de energia para identificar os principais fatores que causam interrupções relacionadas à vegetação, animais e equipamentos. Técnicas de visualização utilizadas no artigo para ajudar na compreensão das relações entre variáveis como carga, estações do ano, umidade e temperatura em relação às

diferentes causas de falhas. Em seguida, a mineração de regras de associação é usada para encontrar fatores correlacionados a cada tipo de falha e entre si. Os resultados mostram a eficácia do método proposto para identificar fatores relacionados às ocorrências de falhas, porém o artigo se concentra principalmente em identificar fatores que causam falhas, mas não discute como essas informações podem ser usadas para melhorar a confiabilidade da rede através da MCC.

CERRAI et al. (2019) avaliam os efeitos de uma prática de gestão da vegetação chamada "*Enhanced Tree Trimming* (ETT)" no desempenho da rede elétrica de distribuição aérea. O ETT envolve o corte ou remoção de árvores próximas às linhas elétricas para melhorar a resiliência da rede. Os autores quantificam os efeitos do ETT usando duas abordagens. A primeira abordagem é um estudo estatístico da frequência de locais sem falhas de energia antes e depois do ETT. A segunda usa um modelo de previsão de falhas que relaciona características do tempo, solo, vegetação e rede elétrica com falhas relacionadas a tempestades.

Segundo CERRAI et al. (2019) a implementação destas metodologias apresentou uma redução significativa na ocorrência de falhas de energia devido ao ETT, variando de 16% a 65%. Sendo o ETT realizado preferencialmente nas áreas mais vulneráveis, com maior probabilidade de falhas. O artigo em questão quantifica os efeitos do programa de gestão da vegetação na redução das falhas de energia durante tempestades, porém não apresentam um estudo do impacto da confiabilidade, através de indicadores, que demonstrem a real eficiência do método proposto. Outra limitação desta metodologia é sua fundamentação na análise pretérita, isto é, a análise de causa raiz baseada na diagnose. Consequentemente, não é possível expandir a metodologia para prever o impacto da manutenção em cenários futuros da rede elétricas, pois os dados coletados não estão associados com este cenário. Por exemplo, como as estratégias de MCC devem ser reajustadas para uma alteração na topologia da rede devido a uma reconfiguração orientada a minimização de perdas.

DOKIC e KEZUNOVIC (2018) apresentam um método preditivo para o gerenciamento de vegetação em redes de distribuição com base em um quadro de risco. O estado de risco é calculado para cada seção da rede usando vários fatores extraídos de parâmetros de rede e dados históricos de falhas, previsões de tempo e

vários índices de vegetação. O modelo de previsão usado é o *Conditional Random Field Gaussiano*, que leva em conta as interdependências espaciais entre diferentes seções da rede. Isso permite maior precisão de previsão e oferece a capacidade de lidar com dados ausentes e ruins. Com base no risco calculado, é desenvolvido um cronograma de poda de árvores dinâmico e otimizado, que minimiza o risco total da rede mantendo o orçamento determinado. Os resultados obtidos em uma rede de distribuição real mostram que a poda de árvores ótima com base no quadro de risco para o gerenciamento de vegetação poderia reduzir significativamente o risco geral de falhas da rede sem aumentar o orçamento.

A metodologia proposta por DOKIC e KEZUNOVIC (2018) utiliza vários tipos de dados, incluindo dados meteorológicos históricos e de previsão, índices de vegetação, imagens de satélite e registros de falhas e manutenção para propor uma frequência ótima de inspeção. Porém a abordagem proposta no artigo, embora apresente contribuições interessantes para o gerenciamento de vegetação em redes de distribuição, não considera alguns aspectos que poderiam aprimorar o método. Em primeiro lugar, o artigo não leva em consideração a otimização dos intervalos de manutenção, focando apenas em propor um cronograma dinâmico de poda de árvores. A otimização dos intervalos de manutenção poderia fornecer ganhos adicionais em termos de redução de custos e aumento da confiabilidade. Além disso, as restrições do modelo de DOKIC e KEZUNOVIC (2018) são limitadas ao orçamento disponível para a poda de árvores, sem levar em conta outros aspectos operacionais e de confiabilidade que também influenciam a definição de um cronograma de manutenção adequado. O artigo também não apresenta uma métrica de confiabilidade propriamente dita, focando apenas no risco de falhas relacionadas à vegetação. A consideração de índices de confiabilidade, que refletem o desempenho geral da rede, fornece uma base mais robusta para a definição do cronograma de manutenção. Novamente, foram desprezados vários aspectos relevantes da MCC na rede de distribuição: penalidades/bônus referentes as metas nos índices de confiabilidade, topologia malhada e gerenciamento das interrupções sem restrições técnicas na restauração. Contudo, é importante mencionar que o artigo dos autores traz um novo elemento para a análise confiabilidade preditiva: a aplicação de técnicas estruturadas de análise de aprendizagem de máquina (*Gaussian Conditional Random Field*) para estimar o risco de falhas devido a vegetação.

MELAGODA et al. (2021) apresentam um método baseado em aprendizado de máquina para prever interrupções relacionadas à vegetação em sistemas de distribuição de energia. Três algoritmos de aprendizado de máquina são utilizados: Rede Neural, Classificador de Árvore de Decisão e Classificador de Floresta Aleatória. Os dados históricos de interrupções e dados meteorológicos são usados como entrada para os modelos. Os modelos são treinados para prever a probabilidade de ocorrência de uma interrupção nos próximos 14 dias. Um mapa de risco é gerado incorporando a localização geográfica dos alimentadores de distribuição com base nas probabilidades de interrupção previstas. Além disso, uma plataforma de previsão de interrupções em tempo real é desenvolvida para fornecer às empresas de distribuição uma visão melhor das interrupções relacionadas à vegetação. O artigo se concentra principalmente em prever as interrupções, mas não discute procedimentos para reduzir essas interrupções, através de uma estudo mais aprofundado de MCC para otimizar o gerenciamento das podas de árvores.

O artigo de MELAGODA et al. (2021) evidencia mais uma vez que técnicas baseadas em inteligência artificial são muito eficazes para realizar previsões quando as variáveis de entrada/saída do modelo são não-elétricas, isto é, quando não estão associadas com o modelo elétrico da rede de distribuição, por exemplo: alterações topológicas (reconfiguração); mudanças na área, subestação ou alimentador sob estudo; alocação de geração distribuída; instalação de cabos isolados; alocação de subestações etc. Nestes casos, é necessária uma ferramenta de ACP para fornecer os dados de entrada/saída para treinar a inteligência artificial. Contudo, a ferramenta baseada em IA ficaria limitada apenas aos cenários treinados. Este problema pode ser contornado combinando-se o modelo de ACP com ferramentas de otimização meta-heurística para realizar a MCC. Esta combinação com a inclusão de aspectos práticos e relevantes de redes de distribuição (tais como, restrições técnicas, penalidades e bônus) é um dos aspectos fundamentais da pesquisa referente a MCC em redes de distribuição.

WEDAGEDARA et al. (2023) propõe modelos de risco de vegetação para prever falhas relacionadas a árvores em linhas de distribuição de energia elétrica, levando em conta variáveis ambientais e de gestão. Cinco modelos de risco de vegetação foram desenvolvidos usando diferentes combinações de variáveis:

- Características da floresta ribeirinha - Variáveis derivadas do LiDAR, como altura das árvores e proximidade com as linhas;
- Solo e relevo - Variáveis como tipo de solo, declividade e posição topográfica;
- Gestão da vegetação - Variáveis como extensão de poda e manejo de árvores de risco;
- Infraestrutura de utilidade - Variáveis como comprimento de linhas, aéreas e proporção de linhas aéreas e subterrâneas.

Os modelos propostos por WEDAGEDARA et al. (2023) foram desenvolvidos usando a técnica de Floresta Aleatória e avaliados com base no AUC-ROC (métrica de avaliação em *machine learning* que significa: Área Sob A Curva Característica de Operação do Receptor). O modelo que incluiu todas as categorias de variáveis teve o melhor desempenho, com AUC-ROC de 0,8321. Os modelos que excluíram variáveis relacionadas a árvores e infraestrutura tiveram os piores resultados. A análise das variáveis mais importantes no melhor modelo mostrou que as variáveis derivadas do LiDAR, como pixels de proximidade de árvores e altura média das árvores, além de variáveis de infraestrutura, como comprimento de linhas aéreas e tipo de fio (cobertos ou descobertos), tiveram maior importância.

Resumindo, o artigo propõe modelos de risco de vegetação para prever falhas relacionadas a árvores em linhas de distribuição, considerando variáveis ambientais e de gestão. Os resultados mostram a importância de incluir dados sobre árvores e infraestrutura para melhorar a precisão dos modelos. As descobertas podem auxiliar no planejamento de programas de gestão da vegetação para aumentar a confiabilidade e resiliência da rede elétrica. Assim como o artigo de MELAGODA et al. (2021), o trabalho de WEDAGEDARA et al. (2023) também se baseia em técnicas de inteligência artificial para realizar previsões sobre falhas causadas pela vegetação. Portanto, o artigo de WEDAGEDARA et al. (2023) tem as mesmas limitações relacionadas com a aplicação de inteligência artificial na MCC identificadas na revisão do artigo de MELAGODA et al. (2021).

Nos últimos anos, os principais estudos voltados para a manutenção de redes de distribuição, com foco especial na poda de árvores, objetivam primordialmente desenvolver modelos robustos para a identificação e previsão de falhas causadas

pela vegetação. Esses modelos servem como base para propor um programa abrangente de gestão da manutenção. Entretanto, uma gestão eficiente da vegetação em linhas aéreas exige uma visão mais holística. Além da identificação e previsão de falhas, é imprescindível considerar uma série de outros fatores cruciais. Dentre eles, destaca-se: a otimização dos intervalos de manutenção, as penalidades e bônus associadas com o cumprimento de metas para os índices de confiabilidade, as restrições de rede durante a simulação da restauração, modelagem de topologias malhadas, mapeamento da infactibilidade das restrições técnicas nos estados pós-contingências para índices de perda de carga através do Fluxo de Potência Ótimo (FPO), e a minimização dos custos de manutenção.

Por exemplo, a otimização dos intervalos de manutenção pode gerar benefícios significativos tanto em termos de redução de custos quanto no aumento da confiabilidade do sistema. As penalidades por falhas na rede, que podem ser substanciais, devem ser meticulosamente levadas em conta no planejamento da manutenção. Também, as restrições de rede podem influenciar diretamente quando e como a poda das árvores pode ser realizada, exigindo uma análise cuidadosa. Adicionalmente, deve-se desenvolver metodologias de ACP orientadas para redes malhadas. Nestas redes, a falha de um componente não causa perda de conectividade com o(s) ponto(s) de fornecimento. Consequentemente, ao contrário das redes radiais, não é possível avaliar o impacto de uma falha usando-se apenas análises topológicas de conectividade. No entanto, o estado pós-contingência em uma rede malhada pode causar violações de tensão e carregamento que podem resultar em interrupções programadas ou não-programadas para os consumidores devido a: (i) atuação de dispositivos de proteção de corrente e de tensão; (ii) sensibilidade dos equipamentos dos consumidores as variações de tensão; (iii) existência de programas de gerenciamento de energia pelo lado da demanda que modulam o consumo de energia de acordo com as restrições técnicas da rede. Portanto, deve-se desenvolver modelos capazes de mapear as violações em restrições nos estados pós-contingência em índices associados com interrupções nos pontos de carga. Esta tarefa pode ser realizada através de modelos de FPO com o objetivo de minimizar o corte de carga requerido para satisfazer as restrições técnicas de balanço de potência nodal. Ao concentrar os esforços de manutenção nessas áreas, é possível maximizar a confiabilidade da rede, minimizar as perdas de

receita das concessionárias e aumentar a satisfação e o bem-estar dos consumidores.

Em resumo, uma abordagem holística e estratégica para a manutenção de linhas aéreas é essencial para garantir a confiabilidade e eficiência da rede de distribuição de energia elétrica. Este enfoque deve considerar não apenas as falhas e suas causas, mas também uma série de fatores operacionais, financeiros e regulatórios que podem influenciar o desempenho da rede.

1.3.4. Linhas Subterrâneas

As linhas subterrâneas são um componente fundamental na infraestrutura das redes de distribuição de energia. Embora as linhas aéreas sejam comuns e amplamente utilizadas, as linhas subterrâneas oferecem uma série de vantagens significativas, incluindo maior confiabilidade, menor susceptibilidade a condições climáticas adversas e impacto visual reduzido. No entanto, elas também apresentam desafios únicos em termos de instalação, manutenção e detecção de falhas.

As linhas subterrâneas, apesar de suas vantagens, enfrentam desafios únicos de manutenção e detecção de falhas devido ao seu acesso mais complicado e à dificuldade de visualização direta dos componentes. Esses desafios são amplificados pela presença de "árvores de água" na isolação polimérica dos cabos subterrâneos. Na Figura 6 tem-se um exemplo do fenômeno árvore de água acontecendo em um cabo do tipo XLPE.

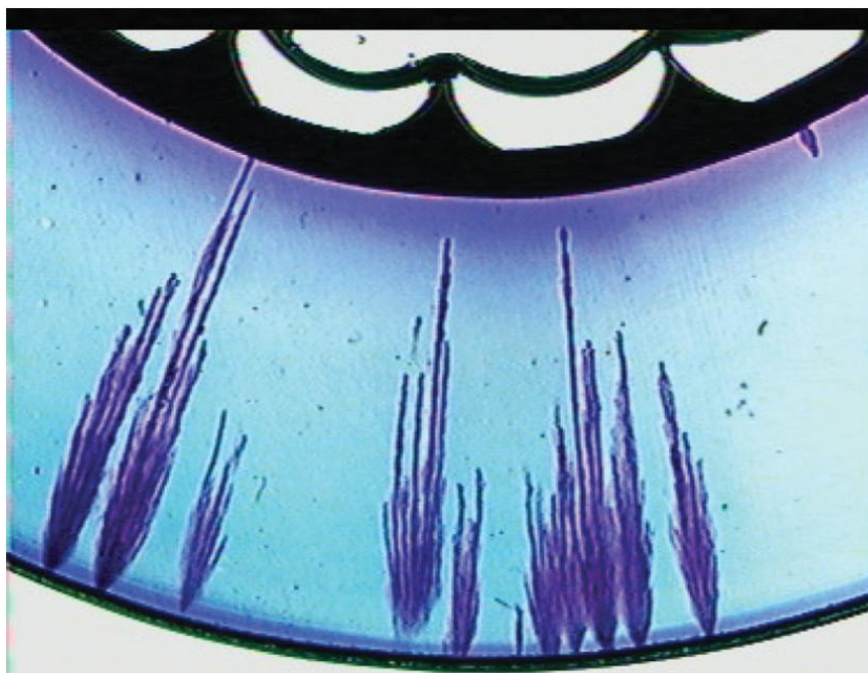


Figura 6 - Árvore de água em cabo subterrâneo
Fonte: TJERNBERG (2018)

Essas estruturas são classificadas em dois tipos: as árvores do tipo "gravata-borboleta" (*bow-tie*) e as "árvores ventiladas" (*vented trees*) (TJERNBERG, 2018). As árvores do tipo gravata-borboleta iniciam seu crescimento a partir de vazios ou impurezas na isolação, crescendo rapidamente a partir do ponto de iniciação ao longo das linhas do campo elétrico, mas esse crescimento desacelera drasticamente, limitando seu comprimento. Por essa razão, raramente são consideradas como causadoras de falhas na isolação.

As árvores ventiladas, por outro lado, começam a crescer nas interfaces entre a isolação e as telas semicondutoras, permitindo a fácil difusão de água e impurezas para dentro da estrutura da árvore de água. O crescimento dessas árvores ocorre em três estágios: início, crescimento rápido e desaceleração do crescimento, podendo atravessar toda a espessura da isolação. Por isso, são vistas como mais perigosas do que as árvores do tipo gravata-borboleta.

Observou-se que as árvores de água reduzem a resistência à ruptura dielétrica sob diversas condições de frequência e tensão. Apesar da água ser um material isolante, amostras de cabos com árvores de água que atravessam toda a isolação ainda apresentam uma resistência à ruptura acima de 2 kV/mm. A tensão

de ruptura pode ser restaurada secando a isolação, mas os valores não retornam ao nível original e diminuem novamente com o retorno da água (TJERNBERG, 2018).

Nos últimos anos, diversos estudos têm se concentrado em abordar esses desafios e identificar maneiras de otimizar a operação e manutenção de linhas subterrâneas.

BUHARi et al. (2015) propõem um novo modelo de confiabilidade para cabos de distribuição envelhecidos e uma metodologia de simulação para priorização de substituição desses cabos, que combina modelos térmicos, de envelhecimento e de distribuição de probabilidade e usa um esquema de classificação baseado na indústria. O artigo também apresenta uma abordagem probabilística baseada no procedimento de Simulação Monte Carlo Sequencial (SMCS) para calcular o impacto financeiro da substituição individual de cabos e criar uma lista de classificação de substituição de cabos. O artigo sugere que a abordagem proposta pode ser usada por empresas de distribuição de energia para priorizar a substituição de cabos com base em critérios financeiros e de confiabilidade.

O artigo de BUHARi et al. (2015) utiliza os índices de confiabilidade SAIDI e SAIFI como parte do cálculo do valor financeiro das interrupções de energia elétrica. Esses índices são especificados pelo órgão regulador da qualidade de energia e são usados para calcular a compensação financeira que as empresas de distribuição de energia elétrica devem pagar aos clientes afetados por interrupções não programadas. O artigo propõe uma abordagem que usa o valor financeiro das interrupções para priorizar a substituição de cabos de distribuição envelhecidos. Entretanto a priorização dos cabos para substituição é baseada apenas em critérios financeiros. Além disso, a metodologia não considera a modelagem de restrições técnicas na restauração e nem redes subterrâneas com topologia malhada.

Os cabos de distribuição de energia subterrâneos estão sujeitos a um aumento no número de falhas devido ao envelhecimento ao longo do tempo. Trabalhos recentes investigaram esse problema propondo modelos de falhas reparáveis que consideram os efeitos do envelhecimento e das condições de carga. A metodologia proposta por VASQUEZ e JAYAWEERA (2021) examina e avalia o desempenho de dois modelos:

a) Modelo 1: utiliza função de taxa de falha de Weibull, com parâmetro de escala calculado com base em tempos de falha dos cabos. Incorpora condições de carga usando função exponencial, com carga equivalente dos cabos, tornando-o flexível, uma vez que parâmetros podem ser ajustados com base no monitoramento dos cabos. Porém, os tempos de falha dos cabos são difíceis de serem obtidos, pois devido à dificuldade em obter dados reais de tempos de falha de cabos, o Modelo 1 depende de tempos de falha artificiais gerados por simulação para estimar seus parâmetros.

b) Modelo 2 (ou modelo IEC-Arrhenius-Weibull): combina função de taxa de falha de Weibull com relação de Arrhenius e norma IEC, com parâmetro de escala calculado usando relação de Arrhenius. Incorpora condições de carga de forma mais sofisticada, considerando temperatura dos cabos. Porém, requer mais informações e a relação de Arrhenius tende a produzir taxas de falha reduzidas, o que pode afetar a manutenção dos cabos. Além disso, o modelo depende significativamente do parâmetro de forma para descrever diferentes graus de envelhecimento.

O Modelo 1 é mais flexível devido ao cálculo simples da carga equivalente, porém depende de dados de falha dos cabos. O Modelo 2 incorpora condições de carga de forma mais abrangente, porém requer mais informações e a relação de Arrhenius pode subestimar as taxas de falha. Ambos os modelos podem auxiliar na manutenção e substituição de cabos envelhecidos, complementados por monitoramento de condição. VASQUEZ e JAYAWEERA (2021) utilizam o índice de potencial de manutenção para classificar os cabos para fins de manutenção. Esse índice quantifica a redução esperada do custo de interrupção do sistema se a taxa de falha de um determinado cabo fosse melhorada por meio da manutenção. O índice é calculado para cada cabo e leva em consideração a taxa de falha do cabo antes e depois da manutenção, bem como o custo esperado de interrupção do sistema. O Modelo 1 e o Modelo 2 são utilizados separadamente para determinar a taxa de falha de cada cabo e calcular o custo esperado de interrupção do sistema. Com base nesses cálculos, os cabos são classificados de acordo com o índice de potencial de manutenção. Isso permite identificar quais cabos têm maior potencial de redução do custo de interrupção do sistema por meio da manutenção.

O processo de Poisson é utilizado neste artigo para modelar as falhas reparáveis dos cabos de distribuição subterrânea de energia elétrica. Todos os modelos propostos assumem que os tempos de falha dos cabos podem ser descritos por um Processo de Poisson Não Homogêneo (PPNH). Isso significa que a taxa de falha dos cabos pode variar ao longo do tempo, levando em consideração o envelhecimento dos cabos e as condições de carga.

A metodologia proposta por VASQUEZ e JAYAWEERA (2021) tem as seguintes limitações e desvantagens:

- a) A modelagem da taxa de falha usando um processo de Markov não-homogêneo foi incorporada no modelo de ACP usando-se a SMCS. Consequentemente, o custo computacional da metodologia é elevado devido a necessidade de realizar o sorteio dos cenários através da técnica de amostragem de duração de estados. Este problema limita a combinação do método proposto com algoritmos meta-heurísticos para realizar uma otimização da MCC.
- b) Penalidades e bônus associados com os índices de confiabilidade são ignorados.
- c) Restrições técnicas durante transferências de carga são desconsideradas.
- d) A metodologia não foi expandida para redes com topologia malhada. Entretanto, esta topologia é frequentemente usada em redes subterrâneas que suprem áreas com alta densidade de carga que exigem altos níveis de confiabilidade, por exemplo, os grandes centros comerciais em áreas metropolitanas.

Segundo WRUK et al. (2022) a substituição preventiva de cabos de energia, devido à degradação, pode ser antecipada e realizada ao mesmo tempo que as ações necessárias para aumentar a capacidade da rede. Estudos de caso mostram que os custos totais podem ser reduzidos, dependendo dos custos de oportunidade e da relação entre os custos diretos e os custos compartilhados pelas ações de manutenção e reforço. Além disso, a decisão sobre a opção técnica para reforçar uma rede pode mudar devido à otimização conjunta de renovação e reforço.

O artigo proposto por WRUK et al. (2022) fornece uma abordagem interessante para alinhar ações de renovação de ativos com medidas de reforço da rede para reduzir custos. Apresentando uma redução de custos que chega a 39% no máximo quando a substituição de cabos e a instalação de novos cabos são alinhados, em comparação com a execução separada do trabalho de construção necessário. No entanto, o artigo não otimiza os intervalos de manutenção dos ativos, assumindo apenas uma vida útil média para determinar quando eles precisam ser renovados. Uma otimização dos intervalos de manutenção poderia identificar oportunidades de redução de custos ainda maiores. Além disso, não há métricas de confiabilidade, como os índices SAIDI e SAIFI, que poderiam avaliar o impacto da estratégia de manutenção na confiabilidade da rede. Adicionalmente, o artigo de WRUK et al. (2022) tem as limitações (b), (c) e (d) previamente identificadas na revisão do artigo de VASQUEZ e JAYAWEERA (2021).

YUAN et al (2020) propõem uma abordagem baseada no conceito de atraso de tempo para agendar a manutenção de componentes individuais de cabos de alta tensão. O objetivo é otimizar a periodicidade das inspeções levando em consideração o intervalo de tempo entre o surgimento do defeito e a falha final. O estudo desenvolve um modelo de otimização para programar atividades de manutenção com base em processos estatísticos, visando a minimizar os custos. Os circuitos de cabos são divididos em cinco componentes e a idade do serviço de cada componente é considerada individualmente nos modelos estatísticos. Os resultados mostram que os custos de manutenção podem ser reduzidos em 22,2% após a otimização.

A abordagem baseada no conceito de atraso de tempo permite otimizar a programação da manutenção de cabos de alta tensão ao considerar o intervalo de tempo entre o surgimento do defeito e a falha final. Através do uso de modelos estatísticos, é possível estabelecer a periodicidade das inspeções levando em consideração esse intervalo. Dessa forma, as inspeções podem ser agendadas de forma mais eficiente, evitando a realização de inspeções desnecessárias e direcionando os recursos para as áreas que realmente necessitam de manutenção. Essa abordagem contribui para a redução dos custos de manutenção e melhora a eficiência do gerenciamento dos cabos de alta tensão.

No modelo de otimização proposto por YUAN et al (2020), os circuitos de cabos são divididos em cinco componentes individuais. São eles:

- Condutores de cabo;
- Terminações de cabo;
- Juntas de cabo;
- Corpos principais de cabo;
- Sistemas de aterramento.

Cada um desses componentes é considerado individualmente nos modelos estatísticos, levando em conta a idade do serviço de cada componente, **permitindo** uma programação mais precisa e eficiente das atividades de manutenção, direcionando os esforços para os componentes que apresentam maior probabilidade de falha. Embora o foco principal do artigo seja a minimização dos custos de manutenção, os autores não avaliam adequadamente o impacto da abordagem proposta na confiabilidade dos cabos. Eles não discutem o uso de índices de confiabilidade comuns, como SAIDI e SAIFI, para medir como a otimização dos intervalos de manutenção afeta a frequência e duração das interrupções. A ausência desses indicadores impede uma avaliação completa do impacto da abordagem na confiabilidade da rede de distribuição, além dos benefícios econômicos. Finalmente, o artigo de YUAN et al (2020) também compartilha as limitações identificadas na revisão do artigo de BUHARi et al. (2015).

1.4. Contribuições

Com base na revisão bibliográfica realizada, nota-se que apesar de muitos aspectos diferentes do problema já terem sido abordados na literatura, ainda há algumas lacunas. A análise dos trabalhos existentes revelou que a predominância dos modelos paramétricos de taxas de falha na MCC, em detrimento de modelos de múltiplos estados, pode limitar a abrangência e precisão da análise de confiabilidade. Essa escolha é frequentemente justificada pela simplicidade de integrar tais modelos à análise de confiabilidade convencional, baseada no modelo de dois estados. No entanto, este estudo argumenta que a utilização de modelos de múltiplos estados poderia proporcionar uma representação mais realista e

detalhada dos aspectos práticos da manutenção. Por exemplo, o modelo de múltiplos estados pode incorporar os seguintes aspectos da manutenção em modelos de MCC probabilísticos:

- I. Representação explícita da frequência (intervalo) de manutenções na MCC. Nos modelos paramétricos modela-se os instantes de tempo nos quais a manutenção é realizada. No entanto, a manutenção baseada em uma frequência especificada (anual, bienal, trienal etc.) é mais utilizada pelas concessionárias de distribuição e empresas de transmissão;
- II. A duração das atividades de manutenção. Este aspecto é muito importante na manutenção de redes subterrâneas, pois os cabos devem ser retirados de serviço para a realização da manutenção, ao contrário das redes aéreas nas quais a manutenção é realizada com os condutores energizados (linha). Devido a isso, a confiabilidade das redes subterrâneas pode ser degradada pela manutenção excessiva dos cabos devido a indisponibilidade programada;
- III. Representação de retardos de tempo (“delays”) para a realização de atividades de manutenção e inspeção;
- IV. Probabilidades de as manutenções não retornarem o componente a melhor condição possível e da inspeção não identificar os defeitos;
- V. Flexibilidade para gerar a evolução cronológica dos índices de confiabilidade com base na solução do sistema de equações diferenciais associado com o modelo Markoviano de multiestado.

Outra constatação importante é que a maior parte das referências não incorpora restrições de rede, tais como carregamento dos alimentadores e quedas de tensão, ao estimar os índices de confiabilidade. Essa omissão pode levar à subestimação dos índices relacionados à duração de interrupções, como o SAIDI. Além disso, muitas referências negligenciam variações temporais nos índices de confiabilidade, limitando a capacidade de avaliar o impacto da degradação e manutenção ao longo do tempo.

A complexidade computacional associada à aplicação direta de modelos de múltiplos estados na análise de confiabilidade é uma outra limitação identificada. Este estudo propõe a conversão desses modelos em modelos de dois estados

equivalentes para facilitar a sua integração à análise convencional, otimizando o processo sem perder a precisão necessária. Finalmente, observou-se que poucas referências consideram restrições de rede ao simular a restauração após falhas. Este trabalho argumenta que a inclusão dessas restrições é crucial para estimar corretamente os índices de confiabilidade e evitar a perda de eficácia de modelos de MCC probabilísticos devido a subestimação dos índices de confiabilidade.

Os artigos orientados a MCC de cabos em redes subterrâneas desconsideram as seguintes particularidades destas redes:

- I. Topologia malhada;
- II. Restrições de rede em estados pós-contingência;
- III. Emulação do gerenciamento pelo lado da demanda via fluxo de potência ótimo;
- IV. Estrutura de bônus/penalidade para as metas associadas com índices de confiabilidade;
- V. Evolução temporal dos índices de confiabilidade.

Em vista dessas lacunas na literatura atual, esta proposta para a tese do doutorado propõe uma abordagem inovadora para a MCC que inclui:

- I. A utilização de modelos de múltiplos estados para considerar aspectos práticos da manutenção;
- II. A conversão desses modelos em modelos de dois estados equivalentes para facilitar sua integração à análise de confiabilidade convencional;
- III. A minimização das penalidades relacionadas a alvos de confiabilidade;
- IV. A consideração das variações temporais nos índices de confiabilidade;
- V. A inclusão das restrições de rede na simulação da restauração pós-contingência via reconfiguração em redes de distribuição radiais;
- VI. Aplicação do fluxo de potência ótimo para a eliminação de restrições de rede em estados pós-contingência de redes de distribuição malhadas e emulação do gerenciamento pelo lado da demanda em redes elétricas inteligentes.

Para ilustrar de forma clara e concisa as diferenças entre as abordagens existentes e a metodologia proposta neste trabalho, foi elaborada uma tabela comparativa. A Tabela 1 apresenta um resumo visual das características distintivas da abordagem proposta em relação aos estudos revisados.

Tabela 1 - Comparação do modelo proposto com a literatura

	ABBASI, Masoud Khamushi et al, 2022	BASHKARI, Mohammad Sadeqh et al, 2020	BUHARI, Muhammad et al, 2015	CERRAI, Diego et al, 2019	DOKIC, Tatjana; KEZUNOVIC, Mladen, 2018	DUARTE, Yorlandys Salgado et al, 2020	ENJAVIMADAR, MohammadHosein et al, 2022	ESCALERA, Alberto et al, 2020	GUIKEMA, Seth D. et al, 2006	KUNTZ, Paul A. et al, 2002	MELAGODA, A. U. et al., 2021	MISARI, Antônio R. et al, 2020	MOGHADAM, Mehdi Akbari et al, 2023	MORADKHANI, Amin et al, 2015	RAVAGHI ARDABILI, Habib Allah et al, 2020	SHANG, Yuwei et al, 2020	ULLAH, Zia et al, 2019	VASQUEZ, Wilson A. et al, 2021	WEDAGEDARA, Harshana et al, 2023	WRUK, Julian et al, 2022	YUAN, Jing et al, 2020	ZARENIA, Omid et al, 2023	Metodologia proposta
Otimização dos intervalos de manutenção																							
Penalidade																							
Com restrição de rede																							
Uso do FPO																							
Índices de confiabilidade																							
Minimização dos custos de manutenção																							
Análise de Confiabilidade Preditiva Cronológica																							
Rede de Distribuição Malhada																							
Rede de Distribuição Aérea																							
Rede de Distribuição Subterrânea																							
Interrupção devido vegetação																							
Interrupção por árvore de agua																							
Cadeia de Markov																							
MCC + FPO + Rede Malhada																							

1.5. Motivação

Atualmente, observa-se uma tendência de redução na confiabilidade da rede de distribuição de energia devido à redução dos investimentos para maximizar os lucros em um ambiente competitivo, resultado da reestruturação do setor elétrico. Diante disso, os órgãos reguladores estabeleceram metas para a confiabilidade do fornecimento de energia e penalidades para as concessionárias que não atingem essas metas. Contrariamente, os órgãos reguladores também definem bônus/recompensas para as concessionárias que obtêm índices de confiabilidade acima dos valores alvo. Essa estrutura é chamada Regulação Baseada em Desempenho (RBD).

Contudo, a simples existência desse arcabouço regulatório tem se mostrado insuficiente para garantir a confiabilidade da rede diante de um novo e crescente fator de risco: a intensificação de eventos climáticos extremos. Tempestades severas, como a que atingiu São Paulo em novembro de 2023, não devem ser vistas como a causa raiz dos blecautes de grande porte, mas sim como um catalisador que expõe vulnerabilidades crônicas e preexistentes, notadamente as lacunas sistêmicas na manutenção da infraestrutura.

O caso da concessionária ENEL em São Paulo é paradigmático e ilustra a criticidade do tema desta tese. A magnitude e a duração do apagão que afetou mais de 2 milhões de consumidores foram diretamente atribuídas à falha da empresa em executar seu plano de manejo de vegetação. Dados do sistema de controle da Prefeitura de São Paulo indicaram que menos de 1% dos serviços de poda planejados para 2024 haviam sido realizados, configurando uma falha operacional massiva no principal vetor de risco para a rede de distribuição aérea (G1 SÃO PAULO, 2024). As consequências dessa falha levaram a ANEEL (2024) a abrir um processo de fiscalização que culminou em uma multa milionária à concessionária. A crise em São Paulo, quando comparada a outros eventos históricos como o blecaute do Nordeste dos EUA em 2003 (U.S.-CANADA POWER SYSTEM OUTAGE TASK FORCE, 2004) também iniciado pelo contato de linhas de transmissão com árvores não podadas, reforça que a gestão da manutenção é um investimento essencial na resiliência do sistema.

A falha no manejo da vegetação, exposta por esses eventos, é reconhecida como uma das principais causas de interrupções em redes de distribuição aéreas. Por essa razão, as concessionárias de distribuição no Brasil definem níveis de prioridade para o manejo da vegetação com base nos resultados da inspeção, da seguinte forma:

- I. **Nível #1:** um galho ou árvore a uma distância inferior a 0,5 m dos condutores da rede de distribuição primária (situação de alta prioridade).
- II. **Nível #2:** um galho ou árvore a uma distância maior que 0,5 m e menor que 1,5 m dos condutores (situação de média prioridade).
- III. **Nível #3:** a vegetação não está muito próxima aos condutores (distância maior que 1,5 m) e não é necessário realizar a poda de árvores (nível de baixa prioridade).

A análise e a otimização dessa atividade preventiva requerem ferramentas de Análise de Confiabilidade Preditiva (ACP), que em sua maioria se baseiam em métodos probabilísticos como a SMC e o MAEE para prever o impacto das interrupções nos índices de confiabilidade.

Diante dessa realidade, que une a pressão regulatória por desempenho, a vulnerabilidade a eventos extremos e a complexidade técnica da manutenção preventiva, torna-se imperativo o desenvolvimento de ferramentas mais eficazes e precisas. Esta pesquisa é motivada pela necessidade de criar um modelo de Manutenção Centrada na Confiabilidade (MCC) que não apenas cumpra metas, mas que efetivamente minimize a probabilidade de blecautes sistêmicos. A causa fundamental do blecaute não é o vento, mas a árvore que não foi podada; e é precisamente na otimização dessa atividade que este trabalho se concentra.

1.6. Objetivos

Esta Tese propõe uma metodologia que otimize a MCC em redes de distribuição de energia, tanto aéreas quanto subterrâneas. Esta abordagem é fundamentada na RBD e considera penalidades, estados de deterioração e restrições de rede. O intuito é maximizar a confiabilidade da rede e minimizar os custos de manutenção.

Os objetivos específicos desta tese, apresentados em forma de tópicos, são os seguintes:

- I. Desenvolver um algoritmo de ACP para estimar os índices de confiabilidade. Este algoritmo é uma ferramenta essencial para avaliar o impacto das estratégias de manutenção na confiabilidade da rede;
- II. Aplicar modelos Markovianos de tempo contínuo para modelar o processo de degradação resultante do crescimento da vegetação em redes aéreas e outros fatores em redes subterrâneas. Estes modelos permitem uma representação mais realista e detalhada do impacto desses fatores na confiabilidade da rede;
- III. Integrar a solução transitória dos modelos Markovianos com modelos de ACP para incorporar variações temporais nos índices FEC, DEC e penalidades. Esta integração permite uma análise mais precisa e dinâmica da confiabilidade;
- IV. Utilizar algoritmos de FPO em modelos de ACP para estimar índices de confiabilidade considerando restrições técnicas em redes subterrâneas com topologia malhada. Este aprimoramento permite que o modelo proposto considere as restrições práticas da rede na estimativa da confiabilidade. Além disso, é feita a modelagem de redes de distribuição radiais e malhadas, proporcionando uma abordagem mais completa e realista;
- V. Desenvolver algoritmos de otimização meta-heurística para realizar a alocação de recursos de manutenção orientada a multas e recompensas. Este objetivo visa a maximização da eficiência na alocação de recursos, minimizando as multas, aumentando as receitas das concessionárias e maximizando a confiabilidade da rede.

1.7. Publicações Resultantes da Pesquisa de Doutorado

- I. COSTA, B. A. S.*; CASTRO, J.; RODRIGUES, A. B.; SILVA, M. G.. **Reliability-Centered Vegetation Maintenance of Power Distribution Networks Oriented to Performance-Based Regulation.** Journal of

Control, Automation and Electrical Systems, 2025.
doi:10.1007/s40313-025-01166-5.

- II. COSTA, B. A. S.*; RODRIGUES, A. B.; SILVA, M. G.. **Minimização de multas pagas por concessionárias de distribuição de energia elétrica através da otimização dos intervalos de manutenção.** In: IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE 2022), 2022, Santa Maria. IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE 2022). Campinas: Sociedade Brasileira de Automática, 2022. v. 1. p. 1-8.
- III. COSTA, B. A. S.*; RODRIGUES, A. B.; DA GUIA DA SILVA, MARIA. **Aplicação do Fluxo de Potência Ótimo em Redes Malhadas de Distribuição de Energia Elétrica: Uma Abordagem para Confiabilidade.** In: XVI Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica, 2025, Uberlândia. Anais da XVI Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica. Campinas: SBQEE, 2025. v. i. p. 1-6.

* Doutorando da PPGE/UFMA e autor desta tese.

O trabalho do item III foi reconhecido com o Certificado de Artigo Destaque do evento, conforme atesta a comissão organizadora da XVI CBQEE 2025.

1.8. Estrutura da Tese

Esta Proposta está dividida em oito capítulos que são descritos resumidamente a seguir:

Capítulo 1: descreve de forma introdutória os conceitos que envolvem o tema da Proposta. É apresentada uma revisão bibliográfica que aborda a evolução do estudo da manutenção centrada na confiabilidade, os objetivos e a motivação para a realização desta Proposta.

Capítulo 2: aborda modelos intuitivos e baseados na modelagem de estágios para linhas aéreas.

Capítulo 3: discute a teoria básica de Markov, a agregação de estados e confiabilidade, e propõe modelos de Markov equivalentes de dois estados.

Capítulo 4: apresenta diferentes métodos para a estimação de índices de confiabilidade, incluindo análise de contingências, método analítico e o método da SMC.

Capítulo 5: introduz o Fluxo de Potência Ótimo (FPO) e o modelo probabilístico da curva de carga utilizado para converter o resultado do FPO em índice de confiabilidade.

Capítulo 6: apresenta a formulação matemática do modelo proposto e discute o modelo de meta-heurística denominada PSO (*“Particle Swarm Optimization”*) para determinar a frequência de manutenção para cada seção do sistema.

Capítulo 7: aborda os resultados dos estudos realizados em sistemas teste radiais e malhados.

Capítulo 8: resume as principais contribuições da pesquisa e sugere trabalhos futuros.

2. MODELOS PROPOSTOS PARA LINHAS AÉREAS

O modelo de múltiplos estados, proposto por ANDERS (1990) e ENDRENYI et al. (1998), é utilizado nesta Tese devido ao fato de que todos os dados disponíveis sobre falhas causadas pela vegetação apresentarem uma tendência crescente em relação ao tempo desde o instante da última poda das árvores. Portanto, modelos probabilísticos similares àqueles usados em estudos de degradação para modelar taxas de falha não-constantes também podem ser utilizados para representar as falhas causadas pela vegetação, a exemplo da modelagem dos estágios em série.

Neste contexto, dois modelos para linhas aéreas são considerados. O primeiro é o modelo intuitivo que possui três estados e tempos de residência nos estados baseados nos valores de taxa de falha para as condições obtidas via inspeção: melhor, média e pior. O segundo modelo é o já mencionado, baseado na modelagem de estágios em série para componentes com tempos de operação/reparo não-exponenciais.

2.1. Modelo Intuitivo

O modelo intuitivo abordado nesta pesquisa foi proposto por BROWN (2004) como uma simplificação do modelo para estimar taxas de falha de equipamentos. O método proposto no artigo baseia-se nos resultados de inspeções periódicas dos equipamentos para atribuir escores de condição no intervalo $[0,1]$, que são mapeados para taxas de falha usando uma função exponencial calibrada. Isso permite capturar a heterogeneidade das condições dos equipamentos dentro de uma mesma classe.

Como uma aproximação inicial, BROWN (2004) sugere um modelo intuitivo de três estados representando as condições melhor, média e pior dos equipamentos, com base nas taxas de falha correspondentes a esses estados. As taxas de falha para cada estado são estimadas da seguinte forma:

- **Melhor condição:** igual à metade das taxas de falha baixas obtidas da literatura, representando equipamentos em bom estado de funcionamento;

- **Condição média:** igual às taxas de falha típicas obtidas da literatura, representando equipamentos em estado regular;
- **Pior condição:** igual ao dobro das taxas de falha altas obtidas da literatura, representando equipamentos em mau estado, próximos da falha.

A expansão e adaptação do modelo de três estados proposto por BROWN (2004) para a manutenção de redes de distribuição aéreas sujeitas a falhas devido a vegetação foi realizada por COSTA (2022). Esta expansão foi realizada usando-se os dados de falhas devido a vegetação apresentados por BROWN (2009) que são ilustrados na Figura 7. Nesta figura, são identificados os valores de taxa de falha que foram associados com os estados de melhor, média e pior condição. Os intervalos de tempo entre estas taxas de falha notáveis são usados para se estimar as taxas de transição do modelo de múltiplos estados mostrado na Figura 8, onde: $k = 3$ é o número de estados de degradação, λ é taxa de transição associada com o processo de degradação e μ é taxa de reparo. A partir da Figura 7, pode-se observar que o intervalo de tempo entre as taxas de falha da melhor condição e média condição é aproximadamente igual aquele entre as taxas de falha da média e da pior condição, ou seja, ambos os intervalos de tempo são aproximadamente iguais a dois anos. Devido a isso, pode-se determinar a taxa de transição λ de acordo com a equação (2.1) (ANDERS, 1990):

$$\lambda = \frac{1}{kT_d} \quad (2.1)$$

Onde T_d é o tempo médio entre os estados de deterioração. Desta forma, tem-se que a taxa de transição λ é dada por:

$$\lambda = \frac{1}{kT_d} = \frac{1}{3 \times 2.0} = \frac{1}{6} \text{ [ocorrências/ano]}$$

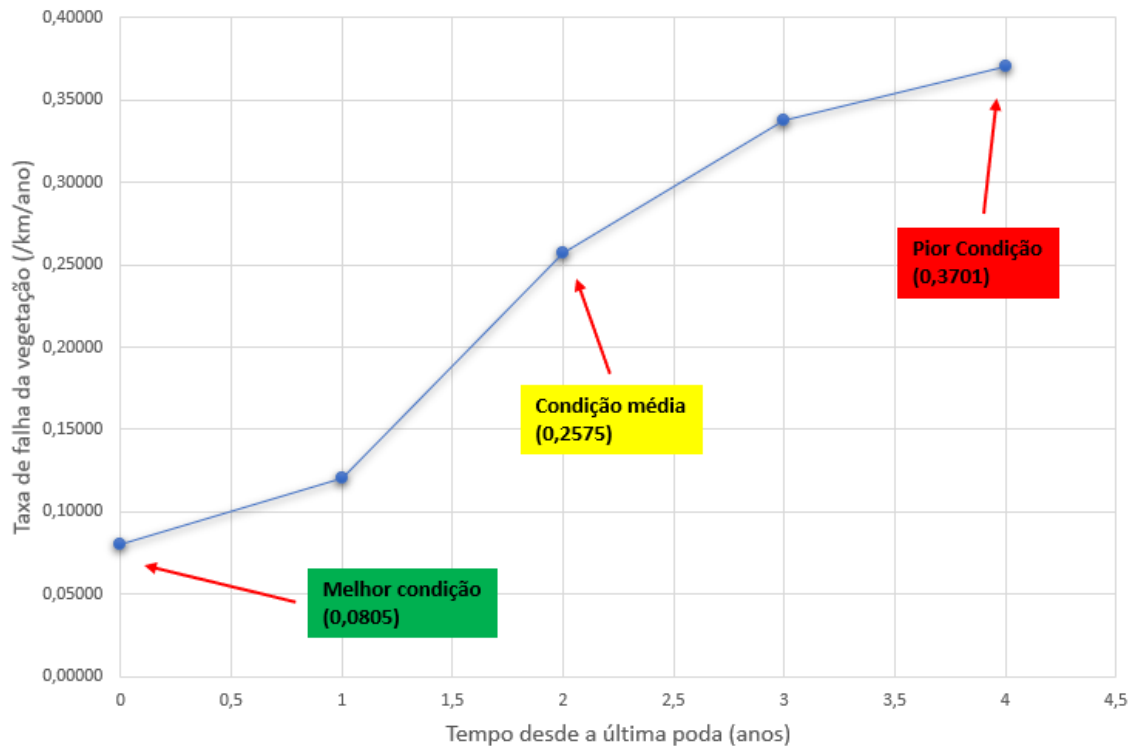


Figura 7 - Taxas de falha para o modelo intuitivo.
Fonte: Adaptado BROWN (2009)

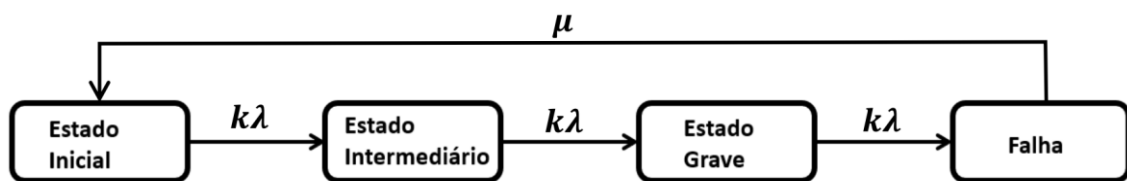


Figura 8 - Diagrama de Markov para modelo Intuitivo

2.2. Modelo Baseado na Modelagem de Estágios

O tempo de operação dos equipamentos é geralmente modelado usando a distribuição exponencial, que pressupõe taxas de falha constantes. No entanto, principalmente para tempos de reparo, distribuições não exponenciais como Weibull e lognormal são usadas com mais frequência. Isso requer abordagens especiais para a modelagem e a avaliação da confiabilidade.

O modelo apresentado nesta tese baseia-se no método de estágios introduzido por BILLINTON e ALLAN (1992), onde estados não exponenciais são aproximados por uma combinação de subestados exponenciais. Esse método

permite representar distribuições não exponenciais como Weibull e lognormal por estágios exponenciais conectados em série, paralelo ou mistos. Isso possibilita a aplicação de técnicas de Markov, normalmente usadas para sistemas exponenciais.

Baseado nos dados históricos de falha apresentados para cabos subterrâneos por TJERNBERG (2018) ou para linhas aéreas por SHORT (2003), faz-se uma aproximação destes dados utilizando a distribuição Weibull. A distribuição Weibull é amplamente utilizada na teoria da confiabilidade devido à sua flexibilidade. Conforme explicam Billinton e Allan (1992), o ajuste de seu parâmetro de forma (β) permite modelar o comportamento de falhas de um componente nas três fases da clássica "curva da banheira" (Figura 9). Quando $\beta < 1$, a função representa a mortalidade infantil, com uma taxa de falha decrescente. Para $\beta = 1$, a distribuição torna-se idêntica à exponencial, caracterizando a vida útil do componente com falhas aleatórias. Finalmente, para $\beta > 1$, a função modela o período de desgaste com uma taxa de falha crescente, o que torna a Weibull uma generalização da distribuição exponencial.

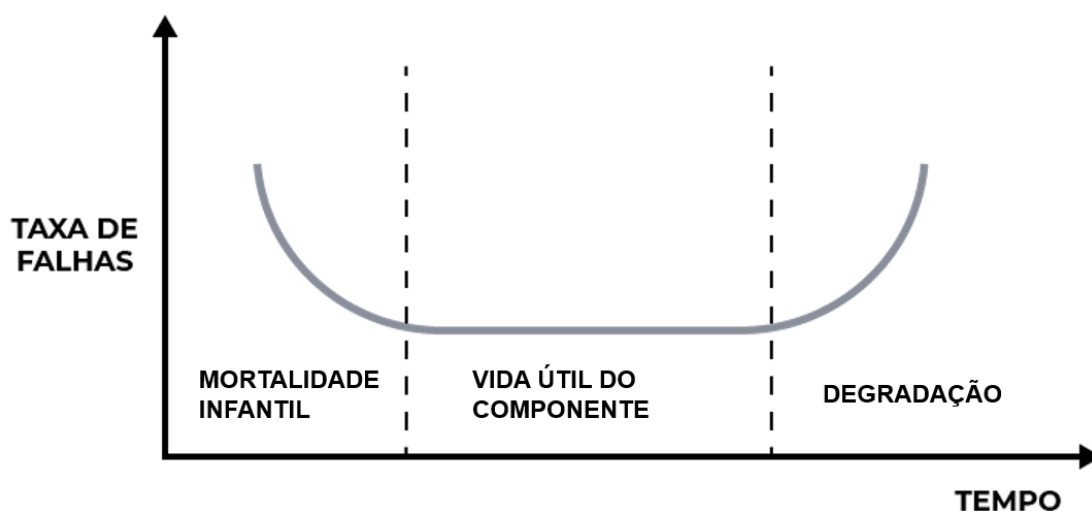


Figura 9 - Curva da Banheira
Fonte: Adaptado BILLINTON e ALLAN (1992)

Devido a esses fatores, optou-se por aproximar os dados históricos de taxa de falha pela distribuição de Weibull. Essa aproximação foi realizada usando o método de regressão linear, cujo objetivo é estimar o parâmetro α da Equação (2.2):

$$\lambda(t) = \frac{\beta t^{\beta-1}}{\alpha^{\beta}} \quad (2.2)$$

Onde:

$\lambda(t)$ é a taxa de falha dependente do tempo

α é o parâmetro de escala

β é o parâmetro que determina a forma da curva.

Para isso, faz-se o ajuste da função (2.2) para valores fixos de β , tal que $\beta \in \{2, 3, 4, 5\}$, sendo assim o ajuste da função fica dependendo somente do fator de escala α . A função da regressão linear para diferentes valores de $\lambda(t)$ é dado por:

$$\begin{aligned}\lambda(t_1) \times \alpha^{exp} &= \beta t_1^{\beta-1} \\ \lambda(t_2) \times \alpha^{exp} &= \beta t_2^{\beta-1} \\ &\vdots \\ \lambda(t_n) \times \alpha^{exp} &= \beta t_n^{\beta-1}\end{aligned}\tag{2.3}$$

Onde:

t_1, t_2 e t_n são os instantes de tempo dos dados da taxa de falha

α^{exp} é o parâmetro de escala a ser estimado pela técnica de regressão linear

Desta forma através da equação (2.2), tem-se que α^{exp} vale:

$$\alpha^{exp} = \hat{\alpha}^{\hat{\beta}}\tag{2.4}$$

Sendo assim,

$$\hat{\alpha} = \sqrt[\hat{\beta}]{\alpha^{exp}}\tag{2.5}$$

A equação (2.5) apresenta a expressão para se obter o valor de $\hat{\alpha}$ estimado pela técnica de regressão linear. Finalmente, com os valores de $\hat{\alpha}$ e $\hat{\beta}$ que melhor se ajustam ao padrão apresentado pelos dados históricos da taxa de falha, pode-se aplicar o método de estágios.

LEWIS (1996) destaca um aspecto fundamental na modelagem de sistemas complexos: quando múltiplos estágios, cada um caracterizado por taxas de transição com distribuição exponencial, são integrados, o resultado não mantém a distribuição exponencial. Esta observação é crítica, pois destaca a não-linearidade inerente ao processo de combinação de estágios. Por outro lado, LEWIS (1996) também aponta que um único estado, cuja taxa de transição não segue uma

distribuição exponencial, pode ser decomposto em vários subestados que possuem taxas de transição exponencialmente distribuídas.

A proposta do método dos estágios é justamente endereçar este desafio, convertendo transições com distribuições não-exponenciais em uma série de subestados exponenciais. Isso permite que um modelo originalmente não-Markoviano seja tratado como Markoviano, facilitando a análise e a aplicação de teorias e ferramentas estatísticas mais robustas. Para alcançar essa transformação, o método dos estágios emprega uma aproximação onde as distribuições não exponenciais são representadas por uma configuração de subestados exponenciais. Estes subestados são estruturados em arranjos que podem ser em série, paralelo ou uma combinação de ambos, dependendo da complexidade e das características específicas do estado original. Essa abordagem permite a modelagem mais precisa do comportamento dos sistemas e sua subsequente análise de confiabilidade e performance. Ao adotar essa técnica, é possível superar as limitações impostas pelas suposições de taxas de transição exponenciais e abordar a dinâmica realista dos sistemas em estudo.

O que define a forma como os subestados serão conectados é o parâmetro de forma β da distribuição de Weibull. Se $\beta > 1$, os subestados são representados por estágios em série, enquanto que se $\beta < 1$ os subestados são conectados por estágios em paralelo. Na Figura 10 e Figura 11 tem-se ilustrado a representação de um sistema com estágios em série e em paralelo, respectivamente.

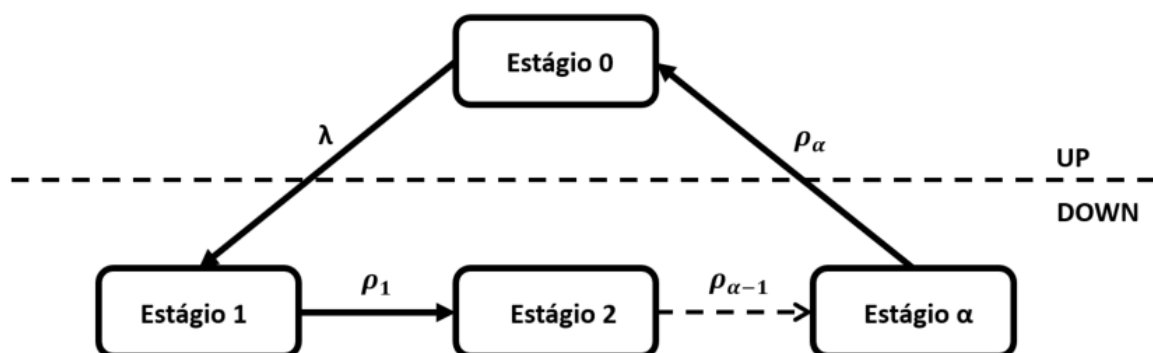


Figura 10 - Estágios em série

Fonte: Adaptado BILLINTON e ALLAN (1992)

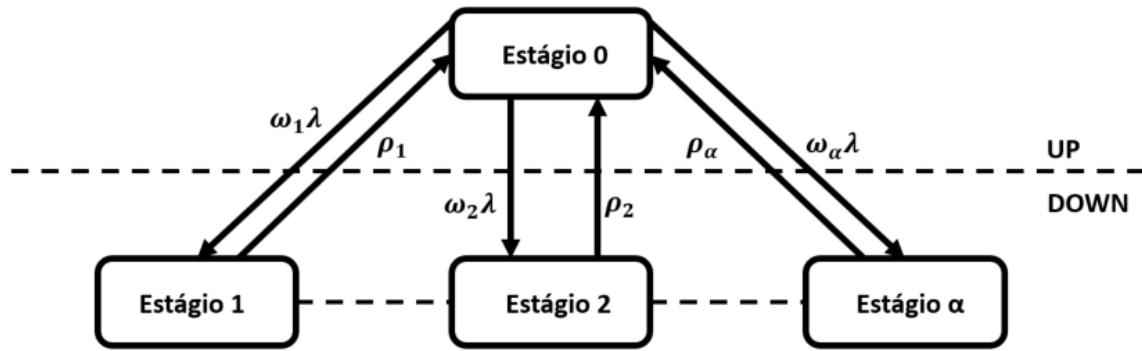


Figura 11 - Estágios em paralelo

Fonte: Adaptado BILLINTON e ALLAN (1992)

Onde:

ω_i é a probabilidade de iniciar no i-ésimo estágio

ρ_α é a taxa de partida do estágio α

α é o número de estágios conectados

Nesta pesquisa, os valores de β que melhor se adequaram aos dados históricos de taxas de falhas foram para $\beta > 2$, sendo assim o modelo desenvolvido é constituído por uma sequência de subestados conectados em série. De acordo com o método de estágios, quando $\beta > 1$, a distribuição de Weibull é aproximada por estágios exponenciais em série. Dessa forma, o modelo Markoviano proposto representa o sistema por meio de uma sequência de estágios exponenciais em série, aproximando a distribuição de Weibull real dos tempos de falha. Os parâmetros desses estágios (ρ e α) são determinados considerando-se os dois primeiros momentos (média e variância) da distribuição de Weibull real com os momentos da distribuição aproximada pelos estágios. A média e a variância são obtidos através da distribuição de Weibull real e são apresentados nas equações (2.6) e (2.7) a seguir, respectivamente:

$$\mu = \int_0^{\infty} t \cdot \frac{\beta t^{\beta-1}}{\alpha^{\beta}} \exp \left[-\left(\frac{t}{\alpha} \right)^{\beta} \right] dt = \alpha \Gamma \left(\frac{1}{\beta} + 1 \right) \quad (2.6)$$

$$\begin{aligned}\sigma^2 &= \int_0^\infty t^2 \cdot \frac{\beta t^{\beta-1}}{\alpha^\beta} \exp\left[-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta\right] dt - E^2(t) \\ &= \alpha^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{\beta}\right) - \Gamma^2\left(\frac{1}{\beta} + 1\right) \right]\end{aligned}\tag{2.7}$$

Os momentos brutos da distribuição Weibull real podem ser determinados em função da média e variância obtidos pelas equações (2.6) e (2.7). As equações que representam os dois primeiros momentos brutos da distribuição Weibull são:

$$M_1 = \mu \tag{2.8}$$

$$M_2 = \sigma^2 + \mu^2 \tag{2.9}$$

No método dos estágios, quanto maior o número de momentos brutos igualados, melhor a aproximação da distribuição de Weibull real. Contudo, considerar os dois primeiros momentos (média e variância) geralmente é suficiente na prática, pois a conexão de estágios em série só possui dois parâmetros: a taxa de transição e o número de estados. Consequentemente, tem-se um sistema determinado de 2ª ordem. Quanto maior o número de estágios, melhor a aproximação. No entanto, isso aumenta a complexidade do modelo. Nesta pesquisa, optou-se por um número de estágios que proporciona uma boa aproximação da distribuição de Weibull real com um nível aceitável de complexidade do modelo.

Finalmente, com os momentos brutos, pode-se obter o número de estágios do modelo Markoviano (α) e a taxa de transição entre os estados (ρ) através das equações (2.10) e (2.11), respectivamente.

$$\alpha = \frac{M_1^2}{M_2 - M_1^2} \tag{2.10}$$

$$\rho = \frac{M_1}{M_2 - M_1^2} \tag{2.11}$$

3. MODELOS EQUIVALENTES DE MARKOV

Modelos de Markov são amplamente utilizados para modelar a confiabilidade de sistemas complexos, como redes de distribuição de energia. No entanto, modelos Markovianos completos de grandes sistemas podem ser muito complexos e de difícil solução. A agregação de estados é uma técnica para simplificar modelos Markovianos, combinando estados semelhantes em estados equivalentes. Isso reduz a dimensionalidade do modelo, tornando-o mais tratável.

A agregação de estados é particularmente útil para modelar a confiabilidade de sistemas compostos por muitos componentes, como redes de distribuição. Isso porque os componentes individuais geralmente são modelados como modelos de Markov de dois estados (operando e falhado), enquanto que os modelos de manutenção podem ter vários estados. A agregação de estados permite representar esses modelos de manutenção complexos como modelos equivalentes de dois estados.

Este capítulo apresenta a técnica de agregação de estados para reduzir modelos Markovianos e aplicá-la para modelar a confiabilidade de sistemas. Dois modelos de Markov equivalentes de dois estados são propostos para ilustrar a abordagem: um modelo sem manutenção e outro com manutenção. Além disso, uma representação temporal dos modelos é apresentada, permitindo avaliar a evolução da confiabilidade ao longo do tempo de manutenção.

3.1. Modelos de Markov

Os modelos de Markov descrevem processos estocásticos sem memória, onde apenas o estado atual do sistema determina o próximo estado de transição, sem levar em consideração os estados anteriores por onde o sistema passou. Essa propriedade é conhecida como "sem memória" e torna os modelos de Markov apropriados para modelar sistemas cujo comportamento futuro depende apenas de seu estado atual (BILLINTON & ALLAN, 1992). Esses modelos são amplamente utilizados para modelagem da confiabilidade de sistemas de engenharia complexos, nos quais as falhas de componentes ocorrem aleatoriamente e de forma independente ao longo do tempo. Isso porque os modelos de Markov conseguem representar de forma simplificada a evolução do estado dos componentes e do

sistema como um todo ao longo do tempo, permitindo calcular métricas importantes de confiabilidade como taxa de falha, tempo médio até falhar, disponibilidade e outros índices.

Em particular, os modelos de Markov têm sido amplamente aplicados para modelar a confiabilidade de redes de distribuição de energia elétrica, que são sistemas complexos compostos por muitos componentes interligados. Nessas redes, as falhas de componentes ocorrem aleatoriamente e de forma independente, seguindo geralmente distribuições exponenciais. Logo, os modelos de Markov são adequados para representar a evolução dos estados dos componentes e da rede como um todo, permitindo avaliar a sua confiabilidade.

Os modelos de Markov têm duas características principais: o tempo e o espaço. Quanto ao tempo, pode-se ter:

- **Tempo discreto:** Transições de estado ocorrem em intervalos discretos de tempo. Isso é conhecido como cadeia de Markov, representada por uma matriz de probabilidade de transição. Este modelo também é denominado de Cadeia de Markov
- **Tempo contínuo:** Taxas de transição constantes entre estados, descritas por distribuições exponenciais. Isso é conhecido como processo de Markov, representado por uma matriz Q de taxas de transição. Este modelo também é denominado de Processo de Markov.

Nesta pesquisa, utiliza-se modelos de tempo contínuo porque são mais adequados para modelar falhas de componentes que seguem distribuições exponenciais, como é o caso dos componentes de redes elétricas de distribuição. Distribuições exponenciais pressupõem que as taxas de transição entre estados no modelo de Markov são constantes.

No entanto, em alguns casos, os componentes podem não ter falhas que seguem distribuições exponenciais então o sistema pode ser melhor representado por um conjunto de estados para representar distribuições não-exponenciais. Nesses casos, aplica-se a técnica de estágios em série mencionada no Capítulo 2 para transformar o modelo de estágios não exponenciais em um modelo de estágios

exponenciais equivalente. Isso é feito dividindo cada estágio não exponencial em uma série de estágios menores com taxas de transição constantes entre eles, de forma a aproximá-lo a distribuição não exponencial original.

Ao transformar o modelo em estágios exponenciais equivalentes, pode-se então aplicar modelos de Markov de tempo contínuo, adequados para representar taxas de transição constantes entre os estados. Isso permite que o modelo represente adequadamente a evolução temporal da confiabilidade do sistema.

Quanto ao espaço, pode-se ter:

- **Espaço discreto:** Os estados em que os componentes podem residir são discretos e identificáveis, ou seja, os valores possíveis da variável de estado podem ser classificados por um conjunto enumerável ou finito de estados;
- **Espaço contínuo:** Os estados podem assumir qualquer valor dentro de um intervalo contínuo, ou seja, apresenta um conjunto infinito de possíveis estados.

Nesta pesquisa, utiliza-se modelos de espaço discreto porque são adequados para modelar componentes com finitos estados. Portanto, foca-se em modelos de Markov de tempo contínuo e espaço discreto.

3.2. Agregação de Estados

Os modelos de MCC usados nesta Tese se baseiam na modelagem do processo de degradação através de um modelo de múltiplos estados. Por exemplo, um transformador pode ser representado através dos seguintes estados:

- Estado 1 - Operando normalmente;
- Estado 2 - Com ligeira perda de óleo;
- Estado 3 - Com perda de óleo moderada;
- Estado 4 - Com perda de óleo severa;
- Estado 5 – Inoperante.

Isso resulta em modelos de Markov de grande dimensão, com muitos estados. Para um sistema com 100 componentes, teríamos um modelo com 500 estados (100 componentes $\times$ 5 estados cada).

A agregação de estados permite simplificar esses modelos, combinando estados semelhantes em estados equivalentes. Por exemplo, os estados 2, 3 e 4 para o transformador, que representam diferentes níveis de perda de óleo, podem ser agregados em um único estado equivalente, representando "perda de óleo".

Ao agregar vários estados em um, obtém-se um modelo simplificado, porém representativo do comportamento do sistema. Isso reduz a dimensionalidade do modelo, tornando-o mais computacionalmente tratável. Em muitos casos os estados do processo de Markov tem impacto semelhante no sistema e com isso pode-se realizar a agregação destes estados. O processo de agregação de estados consiste em realizar o balanço de frequência f entre os estados agregados (ENDRENYI, 1978).

Para se obter as taxas de transição entre dois estados agregados $\mathbb{O}$ e $\mathbb{F}$, conforme ilustrado na Figura 12, deve-se garantir que os estados agregados não foram formados com sobreposição de estados do sistema original.

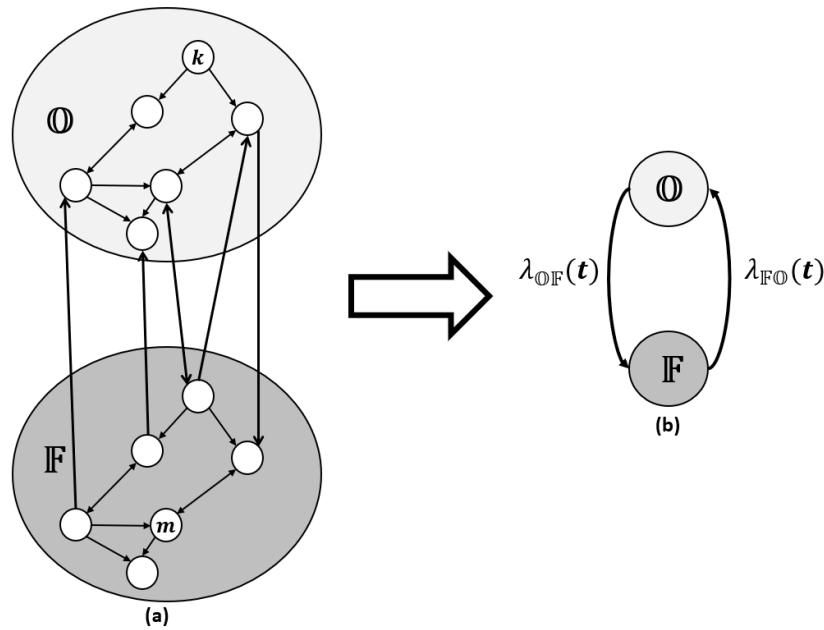


Figura 12 - (a) Modelo multiestado genérico. (b) Modelo equivalente de dois estados.

Fonte: Adaptado ENDRENYI (1978).

As taxas de transição, entre os estados aglomerados $\mathbb{O}$ e $\mathbb{F}$, podem ser definidas pelas equações (3.1) e (3.2).

$$\lambda_{\mathbb{O}\mathbb{F}}(t) = \frac{\sum_{k \in \mathbb{O}} p_k(t) \sum_{m \in \mathbb{F}} \lambda_{km}}{\sum_{k \in \mathbb{O}} p_k(t)} \quad (3.1)$$

$$\lambda_{\mathbb{F}\mathbb{O}}(t) = \frac{\sum_{m \in \mathbb{F}} p_m(t) \sum_{k \in \mathbb{O}} \lambda_{mk}}{\sum_{m \in \mathbb{F}} p_m(t)} \quad (3.2)$$

Onde:

λ_{km} é a taxa de transição do estado k para o estado m

$\lambda_{\mathbb{O}\mathbb{F}}(t)$ ($\lambda_{\mathbb{F}\mathbb{O}}(t)$) é a taxa equivalente de transição instantânea do estado equivalente $\mathbb{O}$ ($\mathbb{F}$) para o estado equivalente $\mathbb{F}$ ($\mathbb{O}$) no tempo t

$p_k(t)$ ($p_m(t)$) é a probabilidade instantânea k (m) no tempo t

Neste ponto, é importante enfatizar que as variações dinâmicas das taxas de falhas não estão relacionadas com um processo Markoviano não-homogêneo. Na realidade, estas taxas são devido a agregação ser realizada em regime transitório para expressar a dependência temporal dos índices de confiabilidade. Em outras palavras, as taxas de falha não constantes foram eliminadas usando-se a modelagem de estágios apresentada na seção 2.2. Em seguida, os estados do modelo de Markoviano aumentado são agregados para reduzir o custo computacional e permitir a sua integração com métodos de ACP convencionais que se baseiam na modelagem de dois estados.

3.3. Agregação de Estados e Confiabilidade

A rede de distribuição é composta por milhares de componentes. Consequentemente, tem-se um sistema com múltiplos estados de grande porte. Nestes casos, não é possível a aplicação direta de modelos Markovianos mesmo com o auxílio de programas computacionais. Uma alternativa para sistemas de grande porte é usar modelos Markovianos baseados em um conjunto de equações aproximadas (simplificadas). Estas equações podem então ser usadas como modelos de rede para fornecer resultados rápidos e suficientemente precisos. Nesta seção é mostrado como os princípios da teoria de agregação de estados são usados para simplificar o cálculo de índices de confiabilidade em redes de grande porte, tais como as redes de distribuição.

3.3.1. Sistemas série

A Figura 13 ilustra o caso de dois componentes conectados em série.

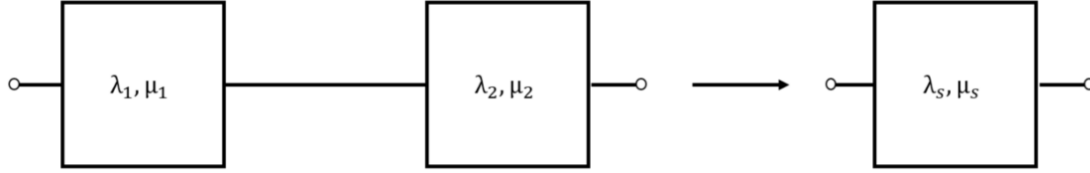


Figura 13 – Representação de um sistema com dois componentes em série

Fonte: Adaptado Billinton e Allan (1992).

A probabilidade de os dois componentes estarem no estado operando (p_{up}) é determinada pela expressão (3.3):

$$p_{up} = \frac{\mu_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (3.3)$$

Sendo λ_1 , λ_2 e μ_1 e μ_2 as taxas de falha e taxas de reparo dos dois componentes em série, respectivamente. A probabilidade do componente resultante da configuração série estar no estado operando (p_{up}^{res}) é determinada pela equação (3.4):

$$p_{up}^{res} = \frac{\mu_s}{\lambda_s + \mu_s} \quad (3.4)$$

Para que os dois sistemas sejam equivalentes as equações (3.3) e (3.4) devem ser idênticas. As equações que representam a taxa de falha e de reparo equivalentes do sistema série são expressas pelas equações (3.5) e (3.6):

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (3.5)$$

$$r_s = \frac{1}{\mu_s} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_s} \quad (3.6)$$

O tempo de reparo r_s dos componentes costuma ser bem menor do que o tempo de operação do componente. Por essa razão, para simplificar a análise, assume-se que o tempo total do ciclo (operação + reparo) é aproximadamente igual

ao Tempo Médio para Falhas (MTTF) (BILLINTON & ALLAN, 1992). Com isso, a indisponibilidade U_s do sistema série pode ser expressa por:

$$U_s = \lambda_s \mu_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad (3.7)$$

3.3.2. Sistemas paralelo

A Figura 14 considera o caso de dois componentes conectados em paralelo.

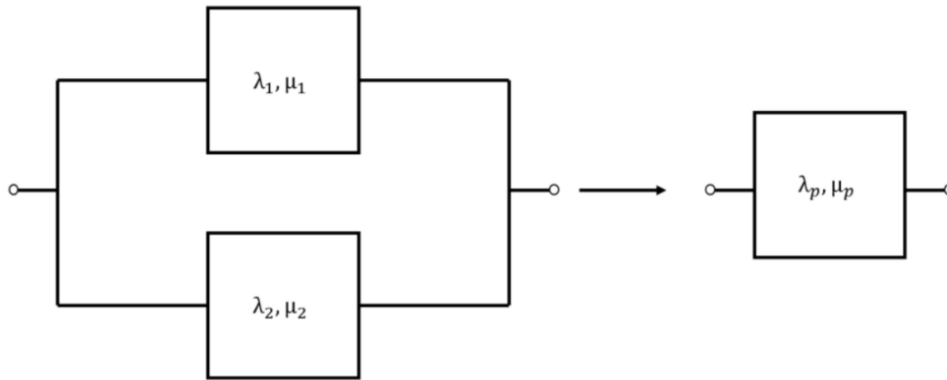


Figura 14 - Representação de um sistema com dois componentes em paralelo.

Fonte: Adaptado Billinton e Allan (1992)

O estado paralelo equivalente dos estados 1 e 2 tem a taxa de falha, reparo e indisponibilidade equivalente expressas pelas equações (3.8), (3.9) e (3.10) respectivamente.

$$\lambda_p = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (3.8)$$

$$r_p = \frac{1}{\mu_p} = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (3.9)$$

$$U_s = \lambda_p \mu_p = \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 \quad (3.10)$$

Frequentemente, o sistema não se limita a uma configuração de componentes exclusivamente em série ou em paralelo. Por isso, torna-se necessário empregar uma combinação dessas técnicas para simplificar a rede. Isso implica na aplicação criteriosa da configuração em série ou paralelo em pontos estratégicos da rede, com o objetivo de reduzi-la a um modelo equivalente mais gerenciável.

As redes de distribuição de energia elétrica, comumente, apresentam uma topologia radial. Neste arranjo, qualquer falha em um componente resulta na

interrupção do fornecimento de energia para todos os componentes situados a jusante da proteção que eliminou a falha. Sob a ótica da confiabilidade, isso associa a rede de distribuição a um sistema com uma configuração em série. Dessa maneira, o cálculo dos índices de confiabilidade, que são fundamentais para o planejamento e gerenciamento da manutenção, deverá ser realizado com base nas equações (3.5), (3.6) e (3.7), que são adequadas para sistemas conectados dessa forma.

3.4. Modelos de Markov Equivalentes de Dois Estados Propostos

Os modelos introduzidos nesta Tese têm por base o modelo apresentado por ANDERS (1990) e ENDRENYI et al. (1998), onde são incluídos no modelo de Markov estados de degradação para os componentes da rede elétrica. Nesta pesquisa, estes estados de degradação indicam o crescimento da vegetação e a sua aproximação com as seções da rede de distribuição aérea. A Figura 15 ilustra o modelo de Markov proposto sem a aplicação da manutenção e com três estados de degradação.

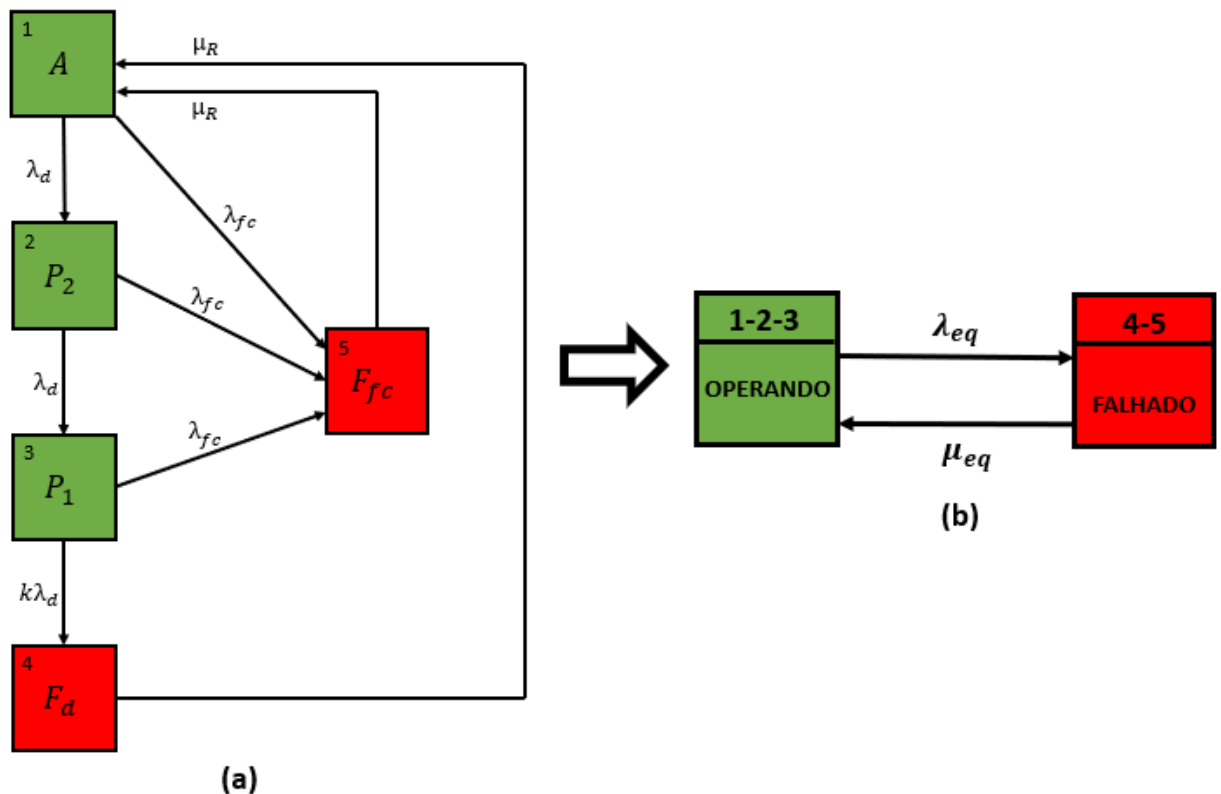


Figura 15 – (a) Modelo de Markov proposto sem manutenção. (b) Modelo equivalente de dois estados.

Fonte: Próprio Autor

Para este modelo as taxas de degradação são constantes, porém quando o sistema se encontra no estado 3 (P_1) a taxa de degradação λ_d é multiplicada pelo fator k para reduzir o tempo de permanência no estado 3. Esta característica do modelo proposto representa uma transição acelerada para o estado de falha em níveis avançados de degradação. Adicionalmente, o modelo apresenta dois modos de falhas que são representados pelos estados 4 e 5 (F_d e F_{fc}). Sendo o estado 4 causado por uma falha por deterioração, ou seja, a vegetação entra em contato com a rede de distribuição gerando uma falta. O estado 5 é ocasionado por um modo de falha das seções sem degradação, isto é, falhas que ocorrem de forma aleatória durante o estado operacional do sistema.

Os valores médios utilizados para as taxas de degradação λ_d foram obtidos da referência BROWN (2009) utilizando o método intuitivo apresentado no capítulo 2 desta Tese. Os valores médios das taxas de falha por modo comum λ_{fc} e de reparo μ_R foram obtidos da referência ALLAN et al. (1991). As taxas de transição equivalentes (λ_{eq} e μ_{eq}) para o modelo equivalente de dois estados foram obtidas através da equação (3.1).

É imprescindível para os modelos de MCC representar a evolução cronológica dos índices de confiabilidade, incluindo efeitos de degradação e poda de árvores, visto que estas questões estão intrinsecamente relacionadas com o tempo. No entanto, a modelagem de variações temporais em modelos multiestado revela-se bastante complexa, exigindo a resolução do Sistema de Equações Diferenciais Ordinárias (EDOs) associadas à cadeia de Markov contínua do modelo multiestado.

Complementarmente, a matriz de probabilidade transicional estocástica do modelo de Markov, que é detalhado na Figura 15, é descrita pela equação (3.12). É por meio dessa matriz que as probabilidades de estado do modelo MCC podem ser articuladas no domínio do tempo. Isso é feito através do EDOS, conforme definido nas equações (3.11) a (3.15) a seguir:

$$\mathbf{p}'(t) = \mathbf{p}(t)\mathbf{Q} \quad (3.11)$$

$$\mathbf{Q} = \begin{bmatrix} Q_{11} & \lambda_d & 0 & 0 & \lambda_{fc} \\ 0 & Q_{22} & \lambda_d & 0 & \lambda_{fc} \\ 0 & 0 & Q_{33} & k\lambda_d & \lambda_{fc} \\ \mu_R & 0 & 0 & Q_{44} & 0 \\ \mu_R & 0 & 0 & 0 & Q_{55} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

$$Q_{ii} = - \sum_{j \neq i} Q_{ij} \quad (3.13)$$

$$\mathbf{p}(t) = [p_1(t) \quad p_2(t) \quad p_3(t) \quad p_4(t) \quad p_5(t)] \quad (3.14)$$

$$\mathbf{p}'(t) = \frac{d\mathbf{p}}{dt} = \left[\frac{p_1(t)}{dt} \quad \frac{p_2(t)}{dt} \quad \frac{p_3(t)}{dt} \quad \frac{p_4(t)}{dt} \quad \frac{p_5(t)}{dt} \right] \quad (3.15)$$

Onde:

p_i é a probabilidade do estado i .

$\mathbf{p}(t)$ é o vetor de probabilidade de estado no tempo t .

$p_k(t)$ é a probabilidade instantânea de se encontrar no estado k no tempo t .

$\mathbf{Q}$ é a matriz de probabilidade transicional estocástica.

Q_{ij} é um elemento não-diagonal da matriz $\mathbf{Q}$.

Para incorporar questões de manutenção na ACP, a cadeia de Markov mostrada na Figura 15 é expandida para alcançar o modelo de MCC exibido na Figura 16. A cadeia de Markov na Figura 16 baseia-se em modelos multiestado para o MCC de componentes individuais (ENDRENYI & ANDERS, 2006).

A partir da Figura 16, conclui-se que a poda de árvores é realizada no estado de manutenção (estado M) e a seção do alimentador retorna ao estado inicial de degradação (estado A) após a poda dos galhos. É importante mencionar que as árvores são podadas com a rede energizada. Portanto, a atividade de manutenção não provoca interrupção no fornecimento de energia. É importante destacar que a principal diferença entre o modelo MCC na Figura 16 e o modelo apresentado por ENDRENYI e ANDERS (2006) é que o modelo MCC da Figura 16 não inclui níveis de manutenção, por exemplo, menor e maior.

A definição de níveis de manutenção é mais adequada para equipamentos (como: máquinas rotativas, disjuntores e transformadores), pois são compostos por partes com diferentes criticidades em termos de operação. Por exemplo, existem vários itens de inspeção em transformadores com diferentes prioridades: núcleo, tanque, sistema de refrigeração, comutador de derivação, análise de óleo etc.

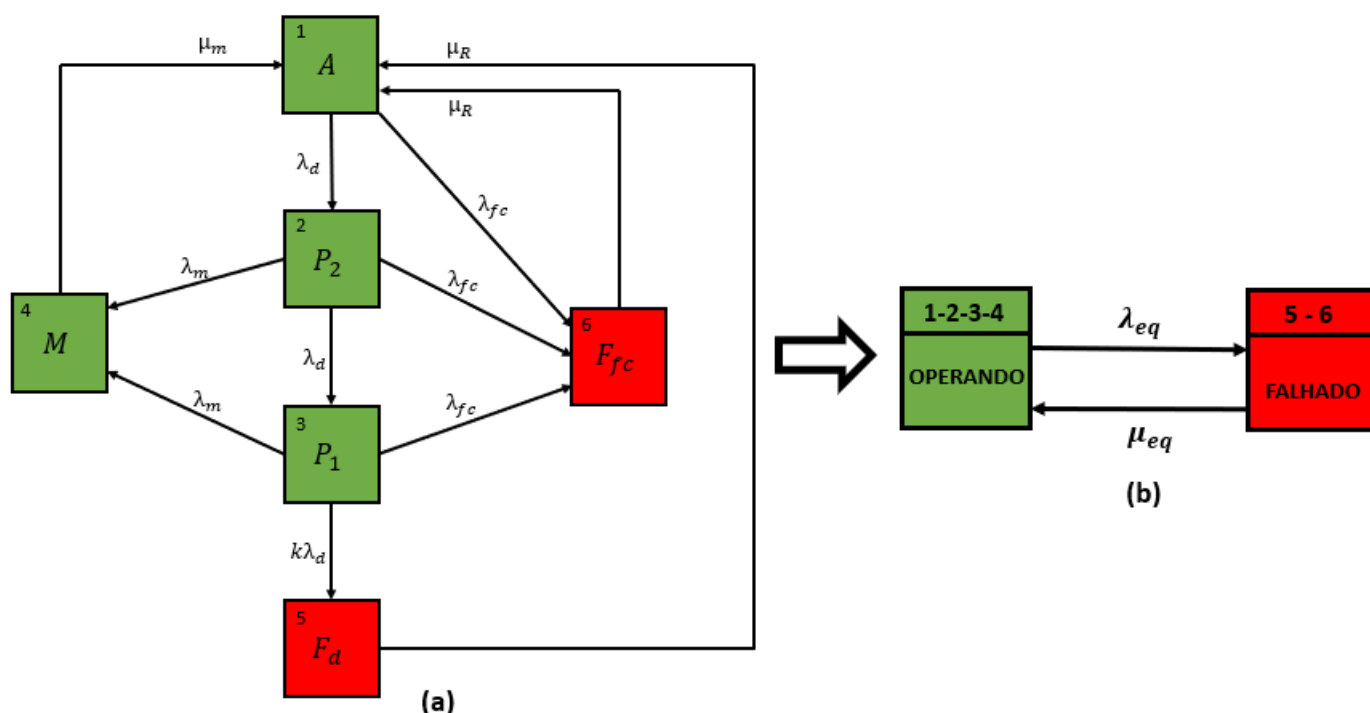


Figura 16 - (a) Modelo de Markov proposto com manutenção. (b) Modelo equivalente de dois estados
Fonte: Próprio Autor

Por outro lado, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT, 2022) estabelece os seguintes tipos de corte de árvores para concessionárias de distribuição:

- I. **Limpeza:** consiste na poda seletiva para remover galhos mortos, quebrados ou doentes.
- II. **Desbaste:** envolve a poda seletiva para reduzir a densidade dos galhos vivos.
- III. **Redução:** visa diminuir a largura e/ou altura da copa e, conseqüentemente, a área e volume do topo da árvore.

- IV. **Emergência:** é realizada sem agendamento para resolver problemas emergenciais causados por galhos de árvores que geram condições de risco para a sociedade ou serviços públicos.
- V. **Palmeira:** é realizada quando partes deste tipo de planta estão apresentando condições perigosas.

Dos tipos de poda definidos nos itens (I)-(V), conclui-se que a poda é classificada conforme o tipo de vegetação, o estado do ramo (vivo, morto, doente ou quebrado) ou as dimensões da vegetação a ser gerenciada (vertical e/ou horizontal). Contudo, não existe uma classificação da poda em termos de severidade ("menor" ou "maior"). Por exemplo, não há intensidades definidas para a poda no topo em relação à sua altura. Além disso, alguns tipos de poda são mutuamente exclusivos, como limpeza e poda de palmeiras. Portanto, é improvável que vários tipos de poda ocorram na mesma árvore. As características dos tipos de poda descritos indicam que é incoerente definir níveis de manutenção associados à poda de árvores.

No Brasil, algumas concessionárias de distribuição definem níveis de prioridade para o manejo da vegetação com base nos resultados de inspeção, que são categorizados da seguinte forma:

- I. **Nível #1:** um galho ou árvore com distância inferior a 0,5 m dos condutores da rede de distribuição primária (situação de alta prioridade).
- II. **Nível #2:** um galho ou árvore com distância maior que 0,5 m e menor que 1,5 m dos condutores (situação de média prioridade).
- III. **Nível #3:** a vegetação não está muito próxima aos condutores (distância maior que 1,5 m) e não é necessário realizar a poda (nível de baixa prioridade).

Esses níveis de prioridade são essenciais para a gestão eficiente da vegetação e garantem que as equipes de manutenção possam focar seus esforços onde há maior risco para o fornecimento contínuo de energia. Integrando essa abordagem com os três graus de degradação (estados A , P_1 e P_2) apresentados nas Figura 15 e

Figura 16, derivados do modelo intuitivo apresentado no capítulo 2, reforça-se ainda mais a escolha deste modelo para a poda de árvores.

Finalmente, o sistema de EDO associado com a cadeia de Markov da Figura (16) é definido como se segue:

$$\begin{bmatrix} \frac{dp_1(t)}{dt} \\ \frac{dp_2(t)}{dt} \\ \frac{dp_3(t)}{dt} \\ \frac{dp_4(t)}{dt} \\ \frac{dp_5(t)}{dt} \\ \frac{dp_6(t)}{dt} \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} p_1(t) \\ p_2(t) \\ p_3(t) \\ p_4(t) \\ p_5(t) \\ p_6(t) \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} Q_{11} & \lambda_d & 0 & 0 & 0 & \lambda_{fc} \\ 0 & Q_{22} & \lambda_d & \lambda_m & 0 & \lambda_{fc} \\ 0 & 0 & Q_{33} & \lambda_m & k\lambda_d & \lambda_{fc} \\ \mu_m & 0 & 0 & Q_{44} & 0 & 0 \\ \mu_r & 0 & 0 & 0 & Q_{55} & 0 \\ \mu_r & 0 & 0 & 0 & 0 & Q_{66} \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

3.4.1. Taxa de falha intervalar

Em MCC os índices de confiabilidade da rede de distribuição de energia são avaliados anualmente. Esses índices de confiabilidade são funções das taxas de transição equivalentes definidas nas equações (3.1) e (3.2). Por sua vez, as taxas de transição equivalentes dependem das probabilidades dos estados transitórios. Portanto, os índices de confiabilidade também são dependentes do tempo. Dessa forma, o valor de um índice de confiabilidade para um período anual pode ser obtido por meio do valor médio de uma função ao longo do tempo.

Em diversos estudos de confiabilidade orientados para intervalos de tempo (horário, diário, semanal, mensal etc.) utiliza-se a definição de valor médio intervalar para os índices referentes as probabilidades e frequências (SINGH & BILLINTON, 1973), (SINGH & BILLINTON, 1977) e (LIU & SINGH, 2010). O principal pré-requisito para a estimação de índices de confiabilidade intervalar é obtenção das probabilidades instantâneas dos estados do sistema sob estudo. Em sistemas com ordem inferior a terceira, estas probabilidades podem ser calculadas através de fórmulas analíticas fechadas. Contudo, para sistemas de ordem superior, é necessário solucionar o sistema de EDO associado com as probabilidades dos estados do sistema. Existem vários métodos numéricos disponíveis que podem ser aplicados para obter as probabilidades via solução do EDO. Entretanto, a escolha de

um método deve considerar determinadas características do sistema sob estudo. Uma das principais características das cadeias de Markov usadas em estudos de confiabilidade é a rigidez (“stiffness”) (Trivedi & Bobbio, 2017). Em outras palavras, a presença de componentes da solução do sistema de EDO que mudam muito mais rápido do que outros. A rigidez de um sistema de EDO, pode ser avaliada através do seguinte métrica (Rao, 2002):

$$SR = \frac{\max_{i=1,\dots,n} |\Re\{\lambda_i\}|}{\min_{i=1,\dots,n} |\Re\{\lambda_i\}|} \quad (3.17)$$

onde λ_i é o i -ésimo autovalor da matriz dos coeficientes da matriz dos coeficientes e SR (“Stiffness Ratio”) é a razão de rigidez.

O índice SR para o sistema de EDO (3.16) é dado por:

$$SR = \frac{0.3333}{2.4659 \times 10^{-4}} = 1.3518 \times 10^3 \quad (3.18)$$

O índice SR calculado em (eq2) foi obtido considerando-se parâmetros para as seções das laterais e frequência de manutenção anual. Todos os parâmetros deste modelo são especificados na Subseção 7.1.2 (Definição dos Casos de Estudo). A partir de (3.18), pode-se concluir que o sistema de EDO (3.16) é rígido. De acordo com Trivedi & Bobbio (2017), a técnica mais adequada para solucionar sistemas EDO rígidos é o Método de Runge-Kutta Implícito (MRKI). Devido a isso, o MRKI foi selecionado nesta tese para solucionar o EDO (3.16). O MRKI determina as probabilidades transitórias conforme a equação (3.19).

$$\mathbf{p}(t_{j+1}) \left[\mathbb{I} - \frac{2}{3} \Delta t \mathbf{Q} + \frac{1}{6} \Delta t^2 \mathbf{Q}^2 \right] = \mathbf{p}(t_j) \left[\mathbb{I} + \frac{1}{3} \Delta t \mathbf{Q} \right] \forall j = 1, \dots, n \quad (3.19)$$

Onde:

$\mathbb{I}$ é a matriz identidade.

$t_j = (j - 1) \Delta t \forall j = 1, \dots, (n + 1)$ é o tempo j discretizado.

$\mathbf{p}(t_1) = \mathbf{p}(0)$

$\Delta t = \frac{T}{n}$ é o passo de discretização do horizonte de tempo da manutenção.

T é a duração do horizonte de tempo da manutenção.

n é o número de passos em que o horizonte de tempo da manutenção foi segmentado.

À medida que as probabilidades associadas às EDOS (3.11) são obtidas pelo MRKI, as probabilidades de estado são definidas para um conjunto de dados numéricos. Consequentemente, os valores instantâneos das taxas de transição equivalentes podem ser calculados a partir das equações (3.1) e (3.2). Esses valores instantâneos das taxas de transição equivalentes são então utilizados para obter os índices de confiabilidade para cada instante de tempo. Finalmente, os índices de confiabilidade para um período anual são obtidos usando uma versão discreta da integral associada ao valor médio de uma função.

Uma desvantagem dessa abordagem é que ela possui um alto custo computacional, já que o cálculo dos índices de confiabilidade deve ser repetido a cada instante de tempo. Essa dificuldade pode ser superada considerando que os índices de confiabilidade (por exemplo, SAIFI, SAIDI e as penalidades) são funções das taxas de transição equivalentes dos componentes ($\lambda_{OF}(t)$ e $\lambda_{FO}(t)$). Consequentemente, o valor esperado de um índice de confiabilidade pode ser aproximadamente calculado avaliando o índice para os valores médios das taxas de transição equivalentes. Esses valores médios são calculados a partir das equações (3.20) e (3.21) (SINGH & BILLINTON, 1977).

$$\bar{\lambda}_{OF}^i = \frac{1}{\Delta T} \int_{t_i^{min}}^{t_i^{max}} \lambda_{OF}(t) dt \quad \forall i = 1, \dots, N \quad (3.20)$$

$$\bar{\lambda}_{FO}^i = \frac{1}{\Delta T} \int_{t_i^{min}}^{t_i^{max}} \lambda_{FO}(t) dt \quad \forall i = 1, \dots, N \quad (3.21)$$

Onde:

$\bar{\lambda}_{OF}^i$ ($\bar{\lambda}_{FO}^i$) é o valor médio de $\lambda_{OF}(t)$ ($\lambda_{FO}(t)$) para o intervalo anual i .

ΔT é a duração do intervalo de tempo anual.

t_i^{min} (t_i^{max}) é o limite mínimo (máximo) do intervalo de tempo anual i .

N é o número de intervalos anuais nos quais o horizonte de tempo de manutenção foi dividido.

Considerando um horizonte de tempo de manutenção de 4 anos e o intervalo de tempo para a solução transitória sendo de 1 hora, então o número total de cálculos dos índices de confiabilidade seria de 35040 ($4 \times 365 \times 24$, ou seja, 8760

cálculos por ano), usando o método de força bruta (avaliação dos índices de confiabilidade instantâneos). Por outro lado, se o método aproximado for utilizado (os índices de confiabilidade são estimados para os valores médios das taxas de transição equivalentes em um período anual), o número de cálculos dos índices de confiabilidade é apenas 4 (um por ano). Portanto, ao invés de calcular os índices de confiabilidade em cada instante no tempo, o que demanda recursos computacionais intensivos, essa abordagem alternativa foca em determinar os valores médios das taxas de transição e aplicá-los para estimar os índices de confiabilidade. Isso simplifica o processo, reduzindo o custo computacional e ainda fornece uma estimativa confiável da performance do sistema ao longo do tempo. Adicionalmente, a estimação horária dos índices de confiabilidade não fornece nenhuma informação relevante para o tomador de decisão envolvido no planejamento orientado a confiabilidade de redes de distribuição.

À medida que as probabilidades associadas às EDOs (3.16) são obtidas pelo MRKI, então as funções $\lambda_{\mathbb{O}\mathbb{F}}(t)$ e $\lambda_{\mathbb{F}\mathbb{O}}(t)$ são definidas para um conjunto de dados numéricos calculados a partir das equações (3.1) e (3.2). Consequentemente, os seus respectivos valores médios integrais devem ser avaliados usando técnicas de integração numérica. Nesta pesquisa, os valores médios das integrais (3.20) e (3.21) foram avaliados pelo método trapezoidal (TRIVEDI & BOBBIO, 2017) de acordo com as equações (3.22) e (3.23), respectivamente.

$$\bar{\lambda}_{\mathbb{O}\mathbb{F}}^i \approx \frac{1}{\Delta T} \sum_{k=k_i^{\min}}^{k_i^{\max}-1} \left[\frac{\lambda_{\mathbb{O}\mathbb{F}}(t_k) + \lambda_{\mathbb{O}\mathbb{F}}(t_{k+1})}{2} \Delta t \right] \quad (3.22)$$

$$\bar{\lambda}_{\mathbb{F}\mathbb{O}}^i \approx \frac{1}{\Delta T} \sum_{k=k_i^{\min}}^{k_i^{\max}-1} \left[\frac{\lambda_{\mathbb{F}\mathbb{O}}(t_k) + \lambda_{\mathbb{F}\mathbb{O}}(t_{k+1})}{2} \Delta t \right] \quad (3.23)$$

Onde:

$k_i^{\min} (k_i^{\max})$ é o índice k do vetor de tempo discreto, sendo $t_k = t_i^{\min} (t_k = t_i^{\max})$

Portanto, o método trapezoidal é utilizado como uma ferramenta de integração numérica para calcular os valores médios das funções ao longo do tempo, o que é essencial para a determinação dos índices de confiabilidade do sistema. Ao

aplicar esse método, é possível estimar a área sob a curva das funções $\lambda_{OF}(t)$ e $\lambda_{FO}(t)$ ao longo de um intervalo de tempo, fornecendo uma média ponderada que reflete o comportamento dessas taxas de transição ao longo do período considerado.

A estratégia de utilizar probabilidades dependentes do tempo (probabilidades transitórias) é mostrar a evolução cronológica dos índices de confiabilidade visto que a apuração dos índices de confiabilidade realizada pelas concessionárias é intervalar, por exemplo: mensal ou anual. Com as equações das taxas de transição equivalentes em mãos, é possível empregar diversos métodos para estimar os índices de confiabilidade, tais como o método analítico e o método SMC, que serão apresentados no capítulo 4 desta Tese. Estes métodos consideram as taxas de falha e de reparo equivalentes resultantes do processo de agregação. Essas taxas são dependentes das probabilidades associadas a cada estado e das respectivas taxas de transição presentes nos modelos originais. A partir da base teórica apresentada nesta seção, a evolução temporal dos índices de confiabilidade no horizonte de tempo de manutenção pode ser avaliada usando-se o fluxograma da Figura 17.

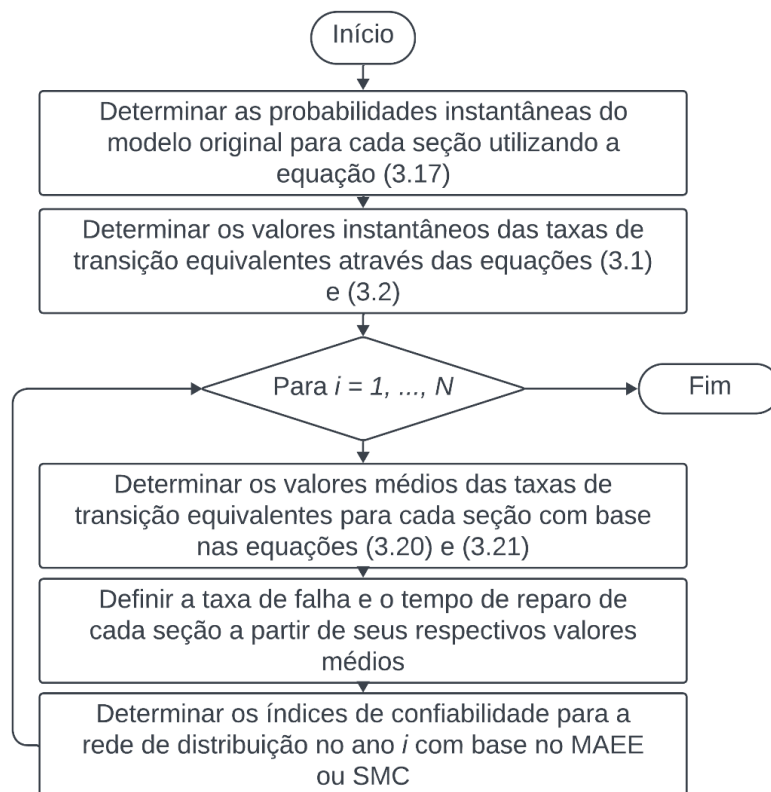


Figura 17 - Fluxograma do processo para determinar os índices de confiabilidade

4. MÉTODOS DE ANÁLISE DE CONFIABILIDADE PREDITIVA PARA REDES RADIAIS

4.1. Estimação de Índices de Confiabilidade

A estimação de índices de confiabilidade surge como uma ferramenta quantitativa para medir a performance de uma rede elétrica, fornecendo métricas essenciais como a frequência, duração e severidade (número de consumidores interrompidos, energia não fornecida, custos de interrupção, etc.) das interrupções no fornecimento de energia. Estes índices são cruciais para os operadores de rede, pois oferecem uma visão clara da qualidade do serviço prestado aos consumidores. Por outro lado, a análise de contingências é uma prática estratégica que envolve a simulação de falhas em componentes específicos da rede, tais como linhas de transmissão, transformadores ou outros equipamentos, e a avaliação do impacto dessas falhas sobre a operação total do sistema. Em redes de distribuição a análise de contingências está relacionada com a simulação/emulação dos seguintes procedimentos operativos: resposta da proteção e restauração do fornecimento de energia via isolamento e reenergização de circuitos para os seus pontos de fornecimento originais ou alternativos. Consequentemente, a análise de contingência em redes de distribuição radiais é capaz de determinar os principais parâmetros associados com a falha de um componente: número de consumidores interrompidos e os tempos necessários para a restauração do fornecimento de energia através de manobras para a reenergização na rede elétrica.

Ao integrar a análise de contingências na estimação de índices de confiabilidade, os engenheiros e planejadores podem antecipar cenários de falha e desenvolver estratégias proativas para mitigar riscos, melhorando assim o desempenho e a robustez das redes radiais. Este apresenta as metodologias e aplicações práticas que unem esses dois conceitos.

4.1.1. Análise de Contingências

A confiabilidade na distribuição de energia elétrica é um aspecto crítico para as concessionárias desta zona funcional. A análise de contingências, que determina o impacto de uma falha por meio da simulação do gerenciamento de interrupções, é essencial para garantir que o fornecimento de energia seja restaurado de maneira eficaz após uma falha. Os principais passos na ocorrência de interrupções são:

- I. Resposta da proteção: Identificação do dispositivo de proteção que elimina a falha;
- II. Restauração a montante: Um dispositivo seccionador a montante da falha é aberto e a proteção é fechada para restaurar o fornecimento de energia a todos os clientes entre esses dois dispositivos;
- III. Restauração a jusante: Os dispositivos seccionadores a jusante da falha são abertos e as chaves Normalmente Abertas (NA) a jusante desses dispositivos são fechados para realizar a transferências de carga para alimentadores adjacentes.

A Figura 18 apresenta um sistema exemplo utilizado para demonstrar o funcionamento da resposta da proteção e da restauração para uma falha na seção SE9.

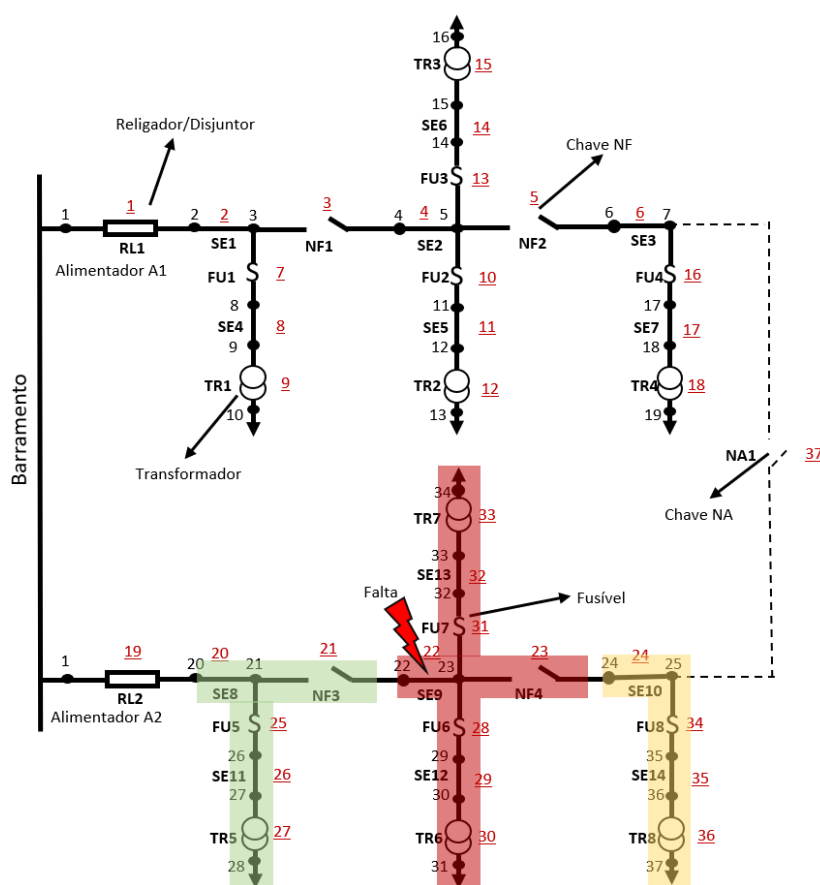


Figura 18 - Sistema exemplo para a resposta da rede a uma falha em SE9

Quando uma falha ocorre na seção **SE9** do sistema de distribuição, o procedimento inicial é interromper o fornecimento de energia para a área afetada, isolando o componente defeituoso através da atuação do religador ou disjuntor **RL2**, o que resulta na suspensão do fornecimento de energia para todo o alimentador **A2**.

Após esta ação inicial, busca-se rapidamente restabelecer a energia para as áreas não afetadas pela falha. Isso é feito pela abertura da chave normalmente fechada **NF3**, permitindo que a região indicada em verde seja reenergizada, dependendo apenas do tempo de operação da chave.

Para os pontos localizados após a falha (a jusante), a energia pode ser restabelecida através da abertura da chave **NF4** e a carga pode ser transferida para o alimentador **A1** pelo fechamento da chave **NA1**. A região em amarelo pode ter sua energia restaurada após o tempo necessário para esse chaveamento. A área em vermelho, diretamente afetada pela falha, só terá energia novamente após o reparo da seção **SE9**. Os consumidores dessa área terão um período sem energia correspondente ao tempo de reparo.

No contexto desta tese, o problema de restauração é abordado por meio de um algoritmo heurístico que otimiza a seleção da chave NA para maximizar o número de consumidores restaurados sem violar as restrições da rede. O algoritmo realiza uma busca local para reconfigurar a rede com uma única manobra: fechando uma chave NA à jusante da falha e abrindo uma chave NF relacionada. A escolha da chave NF é realizada pelo caminho entre o terminal desenergizado da chave NA e o componente defeituoso.

Após a seleção das chaves NA e NF, verifica-se se a nova configuração da rede satisfaz as restrições operacionais por meio de um algoritmo de fluxo de potência. O cálculo de fluxo de potência é de extrema importância nos estudos de planejamento e operação dos sistemas elétricos de potência. A modelagem do sistema é estática, sendo a rede representada por um conjunto de equações e inequações algébricas.

As equações básicas de fluxo de potência são obtidas impondo-se o balanço de potência ativa e reativa em cada nó da rede elétrica, isto é, a potência líquida injetada em uma barra deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes conectados a esta barra. Os fluxos de potência nos componentes são expressos em

função dos módulos e dos ângulos das tensões e das admitâncias dos componentes. (GÓMEZ, 2015).

As barras podem ser classificadas basicamente em três tipos:

- I. $V\theta$: Barras em que as tensões e ângulos são conhecidos;
- II. PQ : Barras em que a potência ativa e a potência reativa são conhecidas;
- III. PV : Barras em que a potência ativa e tensão são conhecidas.

Associadas a cada barra existem quatro grandezas: potência ativa injetada na barra, potência reativa injetada na barra, módulo da tensão e o ângulo de fase.

Aplicando a Lei de Kirchhoff no sistema elétrico se obtém as seguintes equações:

$$P_k = G_{kk}V_k + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (4.1)$$

$$Q_k = -B_{kk}V_k^2 + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4.2)$$

Onde:

P_k e Q_k são as potências ativas e reativas injetadas na barra respectivamente.

V_k e θ_k são a magnitude e a fase da tensão no nó k , respectivamente.

G_{km} e B_{km} são os elementos (k, m) das matrizes de condutância e susceptância nodal, respectivamente.

$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m.$$

Devido a não linearidade das equações de fluxo de potência é necessário usar métodos iterativos para se solucionar estas equações e obter o estado da rede elétrica, ou seja, o módulo e fase das tensões nodais. Um método computacional muito utilizado é o *Newton-Raphson*.

Os métodos numéricos utilizados para a solução do problema de fluxo de potência são os métodos iterativos fundamentados no método do Ponto Fixo (com base nas matrizes Y_{bus}/Z_{bus} (CHEN et al, 1991; STAGG & EL-ABIAD, 1968) e na varredura progressiva/regressiva de redes radiais) (SHIRMOHAMMADI; HONG;

SEMLYEN,1988) e no método de Newton-Raphson e suas versões desacopladas (MONTICELLI, 1983).

Nesta Tese, o fluxo de potência é empregado para calcular as tensões nos estados resultantes da reconfiguração da rede elétrica realizada para restaurar o fornecimento de energia (restauração a jusante) através de transferências de carga para pontos de fornecimento alternativos. As tensões são usadas para determinar os carregamentos dos circuitos e avaliar se o estado pós-reconfiguração é factível, isto é: livre de violações nas restrições de tensão e carregamento. Devido a ACP estar orientada para redes de distribuição com topologia radial, as variantes do método do ponto fixo baseadas na varredura progressiva/regressiva são mais adequadas para solucionar o fluxo de potência nos estados pós-reconfiguração devido ao seu baixo custo computacional. Esta característica é devido ao fato de os métodos de varredura progressiva/regressiva serem livres de operações matriciais. A técnica de varredura progressiva/regressiva usada nesta Tese para solucionar o fluxo de potência é o Método de Soma de Correntes (SHIRMOHAMMADI et al., 1988).

Se o estado da rede no estado pós-reconfiguração é factível, então os consumidores reenergizados por transferências de carga têm um tempo de restauração igual ao tempo de chaveamento. Por outro lado, os consumidores que não foram transferidos têm um tempo de restauração igual ao necessário para o reparo do componente que falhou.

4.1.2. Índices de Confiabilidade

Os procedimentos descritos na seção anterior visam a determinação dos índices de confiabilidade, que calculam o impacto das contingências na rede elétrica de distribuição. Esses índices são fundamentais para assegurar que os consumidores não fiquem expostos a baixos níveis de confiabilidade e qualidade de energia.

Nesse contexto, para equilibrar os interesses econômicos das concessionárias com a necessidade de fornecimento contínuo e de qualidade de energia, a ANEEL estabeleceu um sistema de penalidades. Assim, caso as concessionárias ultrapassem os limites estabelecidos nos indicadores de

continuidade do fornecimento de energia, multas serão aplicadas. Os principais índices de continuidade definidos pela ANEEL incluem:

4.1.2.1. Indicadores de continuidade individuais

Os indicadores de continuidade individuais são apurados para todas as unidades consumidoras ou por ponto de conexão (ponto de carga) (PRODIST, 2017). As definições matemáticas destes índices são apresentadas a seguir.

- a) Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de conexão (DIC):

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (4.3)$$

- b) Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de conexão (FIC):

$$FIC = n \quad (4.4)$$

- c) Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou Ponto de conexão (DMIC):

$$DMIC = t(i) \max \quad (4.5)$$

- d) Duração de Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora ou por Ponto de conexão (DICRI):

$$DICRI = t_{crítico} \quad (4.6)$$

Onde:

i é o índice de interrupções da unidade consumidora ou do ponto de conexão no período de apuração, variando de 1 a n ;

n é o número de interrupções da unidade consumidora ou do ponto de conexão considerado, no período de apuração;

$t(i)$ é o tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou do ponto de conexão, no período de apuração;

$t(i) \max$ é o valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua i , no período de apuração, verificada na unidade consumidora ou no ponto de conexão considerado, expresso em horas e centésimos de horas;

$t_{crítico}$ é a duração da interrupção ocorrida em Dia Crítico. Sendo Dia Crítico, o dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, supera a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários.

4.1.2.2. Indicadores de continuidade sistêmicos

Os indicadores de continuidade sistêmicos a seguir são apurados para cada conjunto de unidades consumidoras (ANEEL, 2019). As definições matemáticas destes índices são apresentadas a seguir.

- a) Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), utilizando a seguinte fórmula:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n DIC(i)}{Cc} \quad (4.7)$$

- b) Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), utilizando a seguinte fórmula:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n FIC(i)}{Cc} \quad (4.8)$$

Onde:

i é o índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto.

Cc é o número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT.

$DIC(i)$ é a Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras.

$FIC(i)$ é a Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras.

4.1.2.3. Compensação

A ANEEL aplica uma multa a concessionária distribuidora de energia caso haja a violação dos limites dos indicadores de continuidade dos pontos de conexão em relação ao período de apuração. Os períodos de apuração são anuais, trimestrais e mensais.

As fórmulas abaixo calculam o valor da compensação para os índices DIC, FIC, DMIC e DICRI respectivamente (ANEEL, 2019).

$$Valor_{DIC} = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) \cdot DIC_p \cdot \frac{EUSD_{med}}{730} \cdot kei \quad (4.9)$$

$$Valor_{FIC} = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) \cdot DIC_p \cdot \frac{EUSD_{med}}{730} \cdot kei \quad (4.10)$$

$$Valor_{DMIC} = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) \cdot DMIC_p \cdot \frac{EUSD_{med}}{730} \cdot kei \quad (4.11)$$

$$Valor_{DICRI} = \left(\frac{DICRI_v}{DICRI_p} - 1 \right) \cdot DICRI_p \cdot \frac{EUSD_{med}}{730} \cdot kei \quad (4.12)$$

Onde:

DIC_v é a duração de interrupção por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora.

DIC_p é o limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador DIC, expresso em horas e centésimos de hora.

FIC_v é a frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em número de interrupções.

FIC_p é o limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador FIC, expresso em número de interrupções e centésimo do número de interrupções.

$DMIC_v$ é a duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora.

$DMIC_p$ é o limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador DMIC, expresso em horas e centésimos de hora.

$DICRI_v$ é a duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora.

$DICRI_p$ é o limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador DICRI, expresso em horas e centésimos de hora.

$EUSD_{med}$ é a média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador.

O valor 730 é utilizado nas fórmulas, pois é o número médio de horas em um mês. A variável kei é denominada de coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em:

- a) 15, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Baixa Tensão.
- b) 20, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Média tensão. e
- c) 27, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Alta tensão.

4.1.3. Método Analítico

No MAEE o procedimento de análise de contingências, já descrito neste capítulo, é realizado para todos os equipamentos da rede para se obter as suas contribuições para os índices nodais (para os pontos de carga) associados com a frequência e a indisponibilidade (duração acumulada) das interrupções.

Uma vez que os impactos da restauração e da proteção nos pontos de carga estão determinados, pode-se adicionar a contribuição do componente falhado (contingência) j para os índices nodais como:

- I. Os pontos de carga interrompidos pela proteção (conjunto $\mathcal{P}_j$): adiciona-se a taxa de falha do componente falhado j (λ_j) ao índice FIC dos pontos de carga interrompidos, isto é: $E[FIC_i] = E[FIC_i] + \lambda_j \forall i \in \mathcal{P}_j$, onde $E[FIC_i]$ é o valor esperado índice FIC no ponto de carga i .
- II. Componentes cujo fornecimento de energia foi restabelecido pelos procedimentos de restauração à jusante e à montante (conjunto $\mathcal{R}_j$): adiciona-se o produto da taxa de falha do componente falhado i pelo tempo de chaveamento (t^{sw}) ao índice DIC dos pontos de carga que foram restaurados, isto é: $E[DIC_i] = E[DIC_i] + \lambda_j \times t^{sw} \forall i \in \mathcal{R}_j$, onde $E[DIC_i]$ é o valor esperado do índice DIC no ponto de carga i .

- III. Componentes cujo fornecimento de energia foi restaurado após o reparo do componente defeituoso (conjunto $\mathcal{F}_j$): adiciona-se a produto da taxa de falha do componente falhado j pelo seu tempo de reparo (t_j^{rep}) ao índice nodal DIC, isto é: $E[DIC_i] = E[DIC_i] + \lambda_i \times t_j^{rep} \forall i \in \mathcal{F}_j$.

Para se obter os índices de confiabilidade sistêmicos, utilizam-se as equações (4.13) e (4.14).

$$E[FEC] = \frac{\sum_{i=1}^{N^{LP}} E[FIC_i] N_i^{cust}}{N_{tot}^{cust}} \quad (4.13)$$

$$E[DEC] = \frac{\sum_{i=1}^{N^{LP}} E[DIC_i] N_i^{cust}}{N_{tot}^{cust}} \quad (4.14)$$

Onde:

$E[FEC]$ e $E[DEC]$ são os valores esperados dos índices FEC e DEC, respectivamente.

N_i^{cust} é o número de consumidores no ponto de carga i .

N^{LP} é o número de pontos de carga do sistema.

$N_{tot}^{cust} = \sum_{i=1}^{N^{LP}} N_i^{cust}$ é o número total de consumidores do sistema.

Pode-se também utilizar a formulação matricial na estimativa para os índices de confiabilidade FIC/FEC e DIC/DEC, que pode ser definida por (FERREIRA, 2010; RODRIGUES & SILVA, 2013):

$$E[FIC] = W^{fail} \lambda \quad (4.15)$$

$$E[DIC] = W^{rep} \Lambda t^{rep} + t^{sw} W^{sw} \lambda \quad (4.16)$$

$$E[FEC] = \frac{(N^{cust})^T E[FIC]}{N_{tot}^{cust}} \quad (4.17)$$

$$E[DEC] = \frac{(N^{cust})^T E[DIC]}{N_{tot}^{cust}} \quad (4.18)$$

Onde:

$$E[\mathbf{FIC}] = \begin{bmatrix} E[FIC_1] \\ \vdots \\ E[FIC_{N^{LP}}] \end{bmatrix};$$

$$E[\mathbf{DIC}] = \begin{bmatrix} E[DIC_1] \\ \vdots \\ E[DIC_{N^{LP}}] \end{bmatrix};$$

$$\mathbf{N}^{cust} = \begin{bmatrix} N_1^{cust} \\ \vdots \\ N_{N^{LP}}^{cust} \end{bmatrix};$$

O sobrescrito T , como em $(\mathbf{N}^{cust})^T$, denota a transposta de uma matriz ou vetor.

$$W_{ij}^{fail} = \begin{cases} 1, & \text{se o ponto de carga } i \text{ é interrompido por uma} \\ & \text{falha no componente } j. \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

$$W_{ij}^{rep} = \begin{cases} 1, & \text{se o tempo de restauração do ponto de carga } i \text{ for igual ao tempo} \\ & \text{de reparo para uma falha no componente } j. \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

$$W_{ij}^{sw} = \begin{cases} 1, & \text{se o tempo de restauração do ponto de carga } i \text{ for igual ao tempo} \\ & \text{de chaveamento para uma falha no componente } j. \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

$$\boldsymbol{\lambda} = \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \vdots \\ \lambda_{N^{comp}} \end{bmatrix} \text{ é um vetor com dimensão } N^{comp} \text{ (número de componentes da rede)}$$

que contém as taxas de falha de cada componente.

$$\mathbf{t}^{rep} = \begin{bmatrix} t_1^{rep} \\ \vdots \\ t_{N^{comp}}^{rep} \end{bmatrix} \text{ é um vetor com dimensão } N^{comp} \text{ (número de componentes da rede)}$$

que contém os tempos de reparo de cada componente.

Λ é uma matriz diagonal cujos elementos não-nulos são os respectivos elementos do vetor $\boldsymbol{\lambda}$.

As matrizes W^{fail} , W^{rep} e W^{sw} expressam o impacto de uma contingência no sistema de distribuição. A matriz W^{fail} indica os componentes que têm o seu fornecimento de energia interrompido pela ação da proteção que elimina a falta. As matrizes W^{rep} e W^{sw} indicam os componentes nos quais os tempos de restauração são iguais aos tempos de reparo e de chaveamento, respectivamente.

Desta forma, tem-se o seguinte algoritmo conceitual para a estimação dos índices de confiabilidade via MAEE:

- i) Ler os dados de entrada da rede elétrica (topologia, dados de fluxo de potência e de confiabilidade).
- ii) Construir a estrutura de navegação da rede (relação pais/filhos e lista de ramos ordenada por camada).
- iii) Repita os passos (iv) até (xiii) para $j = 1, \dots, N^{comp}$.
- iv) Identificar o dispositivo de proteção que eliminou a falta usando a busca a montante baseada nos pais.
- v) Definir o conjunto $\mathcal{P}_j$ (pontos de carga interrompidos pela proteção).
- vi) Identificar o dispositivo de seccionamento acima da falta, usando a busca a montante baseada nos pais, que pode ser aberto para fechar a proteção e restaurar o fornecimento de energia para os consumidores entre a proteção e o dispositivo de seccionamento acima da falta.
- vii) Definir o conjunto de pontos de carga $\mathcal{U}_j$ que foram restaurados pela manobra do passo (vi) (restauração a montante).
- viii) Definir o conjunto $\mathcal{O}_j$ (conjunto de chaves normalmente abertas que podem ser usadas nas transferências de carga).
- ix) Identificar a chave normalmente aberta do conjunto $\mathcal{O}_j$ que restaura o maior número de consumidores sem violar restrições de rede usando o MSC para identificar violações de tensão e de carregamento.
- x) Definir o conjunto de pontos de carga $\mathcal{D}_j$ que foram restaurados pelo fechamento da chave normalmente aberta identificada no passo (ix) (restauração a jusante).
- xi) Definir o conjunto de pontos de carga restaurados após o chaveamento: $\mathcal{R}_j = (\mathcal{U}_j \cup \mathcal{D}_j)$.
- xii) Identificar o conjunto de pontos de carga restaurados após o reparo do componente defeituoso ($\mathcal{F}_j$), isto é, conjuntos de pontos de carga que não foram restaurados após o chaveamento.
- xiii) Atualizar os índices de confiabilidade dos pontos de carga:
 - a. $E[FIC_i] = E[FIC_i] + \lambda_j \forall i \in \mathcal{P}_j$

$$b. E[DIC_i] = \begin{cases} E[DIC_i] + \lambda_j \times t^{sw} & \forall i \in \mathcal{R}_j \\ E[DIC_i] + \lambda_i \times t_j^{rep} & \forall i \in \mathcal{F}_j \end{cases}$$

xiv) Calcular os índices de confiabilidade do sistema:

$$a. E[FEC] = \frac{\sum_{i=1}^{N^{LP}} E[FIC_i] N_i^{cust}}{N_{tot}^{cust}}$$

$$b. E[DEC] = \frac{\sum_{i=1}^{N^{LP}} E[DIC_i] N_i^{cust}}{N_{tot}^{cust}}$$

4.1.4. Método da SMC

4.1.4.1. Introdução

O método da SMC pode ser classificado de acordo com a representação das incertezas em (BROWN, 2009; BILLINTON & ALLAN, 1996):

- i) **Sequencial:** considera a conexão cronológica (dependência temporal) entre os estados do sistema;
- ii) **Não-sequencial:** os estados do sistema são amostrados sem considerar a dependência temporal entre os mesmos.

A principal vantagem do método de SMC sequencial é a possibilidade de estimar índices de confiabilidade considerando-se incertezas dependentes do tempo, por exemplo: flutuações sazonais na carga e variabilidade na potência de saída de geradores distribuídos renováveis. O custo computacional do método de SMC sequencial é bastante elevado devido a necessidade de se avaliar vários cenários do sistema (convolução estados de carga, geração e dos componentes individuais em ordem cronológica) para estimar índices de confiabilidade com precisão aceitável. A principal vantagem do método de SMC não-sequencial é a rapidez de simulação, pois sorteia-se apenas estados do sistema sem considerar a dependência temporal. Contudo, o método de SMC não-sequencial não possui a capacidade de capturar incertezas dependentes do tempo. Apesar disso, é possível utilizar o método de SMC não-sequencial para realizar estimativas dos índices FEC e DEC e de suas penalidades com precisão aceitável e baixo custo computacional (BROWN, 2009). Esta característica é muito importante em aplicações associadas com a solução de problemas de otimização via meta-heurísticas. Nestes problemas é necessário avaliar muitas soluções candidatas para identificar a solução ótima.

Portanto, o algoritmo/modelo que estima a função objetivo deve ter baixo custo para que a solução do problema de otimização seja factível do ponto de vista do custo computacional (tempo de CPU). Devido a isso, a SMC não-sequencial é usada no modelo de gerenciamento ótimo da vegetação orientado a minimização das penalidades.

4.1.4.2. Método da SMC Não-Sequencial

O método da SMC Não-Sequencial, assim como o método analítico, pode ser formulado na forma escalar e matricial. O algoritmo conceitual da SMC Não-Sequencial escalar é dado a seguir:

i) Repita os passos (ii)-(xi) para $y = 1, \dots, N^{year}$, onde N^{year} é o número de anos simulados (tamanho da amostra).

ii) Inicialize os índices anuais simulados como se segue:

$$FIC_l^{sim} = 0 \text{ e } DIC_l^{sim} = 0 \text{ para } l = 1, \dots, N^{LP}; \text{ } FEC^{sim} = 0 \text{ e } DEC^{sim} = 0.$$

Onde:

FIC_l^{sim} é o valor do FIC anual simulado para o ponto de carga l .

DIC_l^{sim} é o valor do DIC anual simulado para o ponto de carga l .

iii) Repita os passos (iv)-(ix) para $c = 1, \dots, N^{comp}$.

iv) Amostre o número de falhas do componente c N_c^{fail} usando a distribuição de Poisson e a taxa de falha deste componente.

v) Repita os passos (vi)-(ix) para $f = 1, \dots, N_c^{fail}$.

vi) Sorteie o tempo de reparo para a falha f no componente c $t_{f,c}^{rep}$ usando a distribuição de probabilidade que modela o tempo de reparo.

vii) Sorteie o tempo de chaveamento para a falha f no componente c $t_{f,c}^{sw}$ usando a distribuição de probabilidade que modela o tempo de chaveamento.

- viii) Realize a análise de contingência para a falha f no componente c (resposta do sistema de proteção, restauração à montante e restauração à jusante).
- ix) Acumule a contribuição da falha f no componente c para os índices de ponto de carga do ano simulado como se segue:

$$FIC_l^{sim} = FIC_l^{sim} + F^{FIC}(p, f, c) \text{ para } l = 1, \dots, N^{LP};$$

$$DIC_l^{sim} = DIC_l^{sim} + F^{DIC}(p, f, c) \text{ para } l = 1, \dots, N^{LP}.$$

Onde:

$F^{FIC}(p, f, c)$ é a função-teste associada com o índice FIC definida como:

$$F^{FIC}(p, f, c) = \begin{cases} 1, & \text{se o ponto de carga } p \text{ é interrompido pela falha} \\ & \text{no componente } c \\ 0, & \text{se a carga } p \text{ não é interrompida por uma falha} \\ & \text{no componente } c \end{cases}$$

$F^{DIC}(p, f, c)$ é a função-teste associada com o índice DIC definida como:

$$F^{DIC}(p, f, c) = \begin{cases} t_{f,c}^{rep}, & \text{se a carga } p \text{ é restaurada somente} \\ & \text{após o reparo do componente } c \\ t_{f,c}^{sw}, & \text{se a carga } p \text{ é restaurada após ações de} \\ & \text{chaveamento para uma falha no componente } c \\ 0, & \text{se a carga } p \text{ não é interrompida por uma} \\ & \text{no componente } c \end{cases}$$

- x) Calcule os índices de confiabilidade FEC e DEC anuais simulados como:

$$FEC^{sim} = \frac{\sum_{l=1}^{N^{load}} N_l^{cust} \times FIC_l^{sim}}{N_{tot}^{cust}}$$

$$DEC^{sim} = \frac{\sum_{l=1}^{N^{load}} N_l^{cust} \times DIC_l^{sim}}{N_{tot}^{cust}}$$

- xi) Atualize as amostras de índices anuais FIC/FEC e DIC/DEC com os valores obtidos para o ano simulado y . Por exemplo, a amostra do índice DEC é atualizada como se segue: $DEC_y^{samp} = DEC^{sim}$, onde DEC_y^{samp} é o elemento y da amostra de valores do índice DEC anualizado.

- xii) Estime os valores médios dos índices de confiabilidade FIC/FEC e DIC/DEC com base nas suas respectivas amostras de anos simulados. Por exemplo, o valor esperado do índice DEC é dado por:

$$\text{xiii)} \quad \tilde{E}[DEC] = \frac{1}{N^{year}} \sum_{y=1}^{N^{year}} DEC_y^{samp}$$

Onde $\tilde{E}[DEC]$ é o valor esperado do índice DEC para amostra com dimensão N^{year} .

O algoritmo conceitual da SMC não sequencial matricial é dado abaixo:

- i) Defina as matrizes W^{fail} , W^{rep} e W^{sw} realizando a análise de contingências (resposta da proteção, restauração à montante e restauração à jusante) para cada componente do sistema.
- ii) Repita os passos (iii)-(xii) para $y = 1, \dots, N^{year}$.
- iii) Repita os passos (iv)-(x) para $c = 1, \dots, N^{comp}$.
- iv) Amostre o número de falhas do componente c N_c^{fail} usando a distribuição de Poisson e a taxa de falha deste componente. Em seguida armazene este número no elemento referente ao componente c do vetor de taxas de falhas simuladas (λ_c^{fsim}) , isto é, $\lambda_c^{fsim} = N_c^{fail}$.
- v) Inicialize os elementos referentes ao componente c dos vetores de indisponibilidades simuladas devido aos processos de reparo (U_c^{rsim}) e de chaveamento (U_c^{ssim}) como se segue: $U_c^{rsim} = 0$ e $U_c^{ssim} = 0$.
- vi) Repita os passos (vii)-(x) para $f = 1, \dots, N_c^{fail}$.
- vii) Sorteio o tempo de reparo para a falha f no componente c $t_{f,c}^{rep}$ usando a distribuição de probabilidade que modela o tempo de reparo.
- viii) Atualize a posição c do vetor de indisponibilidades simuladas devido ao reparo:

$$U_c^{rsim} = U_c^{rsim} + t_{f,c}^{rep}$$

A atualização realizada em (viii) é justificada pelo fato de que a indisponibilidade anual devido ao reparo é um índice de duração acumulada, ou

seja, ela é igual ao somatório dos tempos de reparo do componente c para durante ano simulado y .

- ix) Sorteio o tempo de chaveamento para a falha f no componente c $t_{f,c}^{sw}$ usando a distribuição de probabilidade que modela o tempo de chaveamento.
- x) Atualize o elemento c do vetor de indisponibilidades simuladas devido ao chaveamento:

$$U_c^{ssim} = U_c^{sim} + t_{f,c}^{sw}$$

- xi) Calcule os valores simulados dos índices FIC/FEC e DIC/DEC como:

$$FIC^{sim} = W^{fail} \lambda^{sim}$$

$$FEC^{sim} = [(N^{cust})^T FIC^{sim}] / N_{tot}^{cust}$$

$$DIC^{sim} = W^{rep} U^{rsim} + W^{sw} U^{ssim}$$

$$DEC^{sim} = [(N^{cust})^T DIC^{sim}] / N_{tot}^{cust}$$

- xii) Atualize as amostras de índices anuais FIC/FEC e DIC/DEC com os valores obtidos para o ano simulado y .
- xiii) Estime os valores médios dos índices de confiabilidade FIC/FEC e DIC com base nas suas respectivas amostras de anos simulados.

A partir dos algoritmos da SMC Não-Sequencial, pode-se concluir que a grande diferença com relação ao método analítico é que a SMC utiliza números aleatórios que seguem a distribuição de Poisson para determinar, com base na taxa de falha do componente, o número de falhas desse componente no ano simulado. Além disso, são utilizados números aleatórios que seguem as distribuições que representam os tempos de reparo e chaveamento (por exemplo, a distribuição exponencial ou lognormal) do componente falhado.

Assim como o MAEE, a SMC pode fornecer estimativas dos valores esperados dos índices de confiabilidade que são obtidas através da definição de média amostral considerando uma amostra de anos simulados com dimensão especificada. Por exemplo, a estimação do valor esperado do DEC via SMC é dada em (4.19).

$$\tilde{E}[DEC] = \frac{\sum_{i=1}^{N^{year}} DEC_i^{obs}}{N^{year}} \quad (4.19)$$

Onde:

N^{year} é o tamanho da amostra de valores anuais observados do índice DEC.

DEC_i^{obs} é o valor observado do índice DEC para o ano i .

Além de estimar o valor médio para o índice DEC, conforme visto em (4.19), pode-se utilizar a amostra de valores do DEC para estimar índices estatísticos como: distribuição de probabilidade individual e cumulativa, desvio padrão, mediana, quartis inferior e superior e momentos centrais e brutos. A partir da distribuição de probabilidade do DEC obtida através da SMC, pode-se estimar as penalidades do sistema associadas as violações nas metas do DEC.

4.1.4.3. Estimação das penalidades via método da SMC Não-Sequencial

É possível modelar zonas de bônus e penalidade para os índices FEC e DEC. Contudo, esta pesquisa adota o modelo de penalidade referente ao DEC, pois, conforme aponta BROWN (2009), este índice é mais abrangente por considerar tanto a frequência quanto a duração das interrupções em sua formulação. O índice FEC, por outro lado, restringe-se apenas à frequência dos eventos de interrupção, oferecendo uma visão incompleta do impacto das interrupções no consumidor. Em outras palavras, a adequação do índice DEC a proposta desta tese é devido a sua correspondência com a soma acumulada das durações das interrupções para o período de apuração/estudo (mensal, semestral ou anual). Consequentemente, se não há interrupções (número de interrupções é nulo), então a soma das suas durações também será igual a zero. Este aspecto faz com que o DEC expresse os dois principais atributos das interrupções no fornecimento de energia: frequência e duração.

Para determinar as penalidades do sistema com base no DEC, deve-se primeiramente determinar a zona de recompensa, a zona morta e a zona de penalidade, conforme a Figura 19. Estas zonas indicam intervalos de valores onde o DEC está melhor do que o intervalo especificado (zona de recompensa), dentro do intervalo especificado (zona morta); e, pior do que o intervalo especificado (zona de

penalidade). Quando o valor do DEC_y^{samp} para o ano y se encontra na zona de recompensa, projeta-se esse valor na função que determina o comportamento desta zona e se obtém a recompensa devido ao baixo valor do DEC.

Quando o valor do DEC_y^{samp} para o ano y se encontra dentro da zona morta não há recompensa ou penalidade visto que este valor está dentro da faixa aceitável. Quando o valor do DEC_y^{samp} para o ano y se encontra na zona de penalidade há a projeção desse valor na função que rege essa zona para se obter o valor da penalidade. Realizando-se esse procedimento para todos os anos de simulação, pode-se obter a penalidade média, que corresponde à estimativa do valor esperado da penalidade considerando-se uma amostra de N^{year} elementos. Os valores dentro da zona de recompensa possuem valor negativo e os valores dentro da zona de penalidade são positivos.

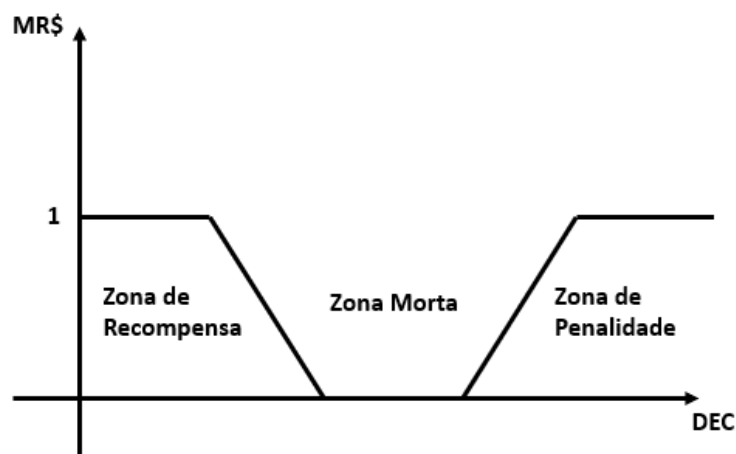


Figura 19 - Estrutura da Recompensa/Penalidade

Matematicamente o gráfico da Figura 19 pode ser representado pela Figura 20 (PAN, 2003), onde cr , sr e wr representam o valor máximo da recompensa, os valores da inclinação e do ponto final na zona da recompensa, respectivamente; e, wp , sp e cp são o ponto de partida, a inclinação e os valores de penalidade máxima na zona de penalidade, respectivamente.

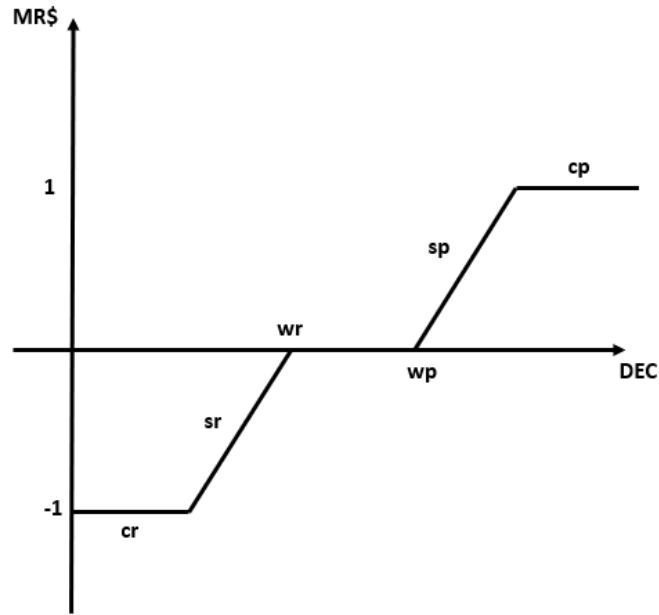


Figura 20 - Estrutura matemática da Recompensa/Penalidade
Fonte: Adaptado Pan (2003)

O modelo matemático pode ser representado pela equação abaixo (PAN, 2003):

$$RP_y^{samp} = \begin{cases} V_{RP} \times cr, & \text{se } DEC_y^{samp} \leq wr + cr/sr \\ \xi^R, & \text{se } DEC_y^{samp} \in (wr + cr/sr, wr) \\ 0, & \text{se } DEC_y^{samp} \in [wr, wp] \\ \xi^P, & \text{se } DEC_y^{samp} \in (wp, wp + cp/sp) \\ V_{RP} \times cp, & \text{se } DEC_y^{samp} \geq wp + cp/sp \end{cases} \quad (4.20)$$

Onde, RP_y^{samp} é a recompensa/penalidade associada com o valor do DEC para o ano y (DEC_y^{samp}), V_{RP} é a valor base para o pagamento da recompensa/penalidade, $\xi^R = V_{RP} \times (DEC_y^{samp} - wr)sr$, $\xi^P = V_{RP} \times (DEC - wp)sp$.

Considerando-se a amostra de recompensas/penalidades, pode-se calcular o valor médio da recompensa/penalidade como:

$$\tilde{E}[RP] = \frac{1}{N^{year}} \sum_{y=1}^{N^{year}} RP_y^{samp} \quad (4.21)$$

Onde, $\tilde{E}[RP]$ é a estimativa (média amostral) do valor esperado da recompensa/penalidade considerando-se uma amostra de N^{year} elementos.

Para se obter a probabilidade de se encontrar o DEC em uma dada zona usa-se as equações abaixo:

$$\tilde{E}[\mathbb{P}\{R\}] = 100\% \times \frac{1}{N^{year}} \sum_{y=1}^{N^{year}} F^R(DEC_y^{samp}) \quad (4.22)$$

$$\tilde{E}[\mathbb{P}\{M\}] = 100\% \times \frac{1}{N^{year}} \sum_{y=1}^{N^{year}} F^M(DEC_y^{samp}) \quad (4.23)$$

$$\tilde{E}[\mathbb{P}\{P\}] = 100\% \times \frac{1}{N^{year}} \sum_{y=1}^{N^{year}} F^P(DEC_y^{samp}) \quad (4.24)$$

Onde:

$\tilde{E}[\mathbb{P}\{R\}]$, $\tilde{E}[\mathbb{P}\{M\}]$ e $\tilde{E}[\mathbb{P}\{P\}]$ são as estimativas das probabilidades das zonas de recompensa, morta e penalidade, respectivamente, para uma amostra de N^{year} elementos.

$F^R(DEC_y^{samp})$, $F^M(DEC_y^{samp})$ e $F^P(DEC_y^{samp})$ são as funções-teste associadas com os índices $\tilde{E}[\mathbb{P}\{R\}]$, $\tilde{E}[\mathbb{P}\{M\}]$ e $\tilde{E}[\mathbb{P}\{P\}]$, respectivamente, definidas como:

$$F^R(DEC_y^{samp}) = \begin{cases} 1, & DEC_y^{samp} < wr \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.25)$$

$$F^M(DEC_y^{samp}) = \begin{cases} 1, & wr \leq DEC_y^{samp} \leq wp \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.26)$$

$$F^P(DEC_y^{samp}) = \begin{cases} 1, & DEC_y^{samp} > wp \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.27)$$

Finalmente, é importante destacar que a ANEEL possui uma estrutura de metas e penalidades para os índices FIC/FEC e DIC/DEC que é estabelecida no módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2019). Nesta estrutura as penalidades são funções das médias aritméticas dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador e de coeficientes que majoram as penalidades de acordo com a classe de tensão da unidade

consumidora. As funções de penalidade definidas pela ANEEL possuem uma zona morta de zero até o valor da meta, mas não têm uma zona de bônus (recompensa) para as concessionárias que reduzirem os indicadores abaixo de limites especificados. Desta forma, a pesquisa desta Tese é coerente com a realidade regulatória atual do setor elétrico nacional. Na verdade, as zonas de bônus e penalidade associadas com os índices FEC e DEC são mais usadas em países da América do Norte, tais como os Estados Unidos e Canadá (BROWN, 2009).

As escolhas das funções de penalidade/bônus para o índice DEC nesta Tese tem como objetivo explorar ao máximo a melhoria na confiabilidade da rede de distribuição. Esta melhoria é obtida com as podas das árvores, pois reduções significativas nas taxas de falha dos alimentadores aéreos podem resultar em penalidades negativas (lucros para as concessionárias).

Finalmente, é importante mencionar que estrutura regulatória brasileira tem mais enfoque nas penalidades dos índices de confiabilidade de ponto de carga (FIC e DIC) do que nos indicadores coletivos FEC e DEC). Além disso, o período de apuração dos indicadores individuais é mensal ao invés de anual. A metodologia proposta pode ser facilmente expandida para calcular as penalidades associadas com os pontos de carga em base de tempo mensal. Esta expansão não foi realizada devido a indisponibilidade de dados do OMS ("*Outage Management System*") de concessionárias nacionais para estimar os dados de confiabilidade (as taxas de transição e os tempos de reparo e chaveamento) coerentes com as metas estabelecidas pela entidade reguladora (ANEEL).

5. MÉTODOS DE ANÁLISE DE CONFIABILIDADE PREDITIVA PARA REDES EM MALHA

Este capítulo introduz uma abordagem estratégica para melhorar a confiabilidade das redes elétricas em malha, essenciais para o fornecimento contínuo de eletricidade em aéreas com alta densidade de carga. Estas áreas requerem altos níveis de continuidade de serviço, por exemplo grandes centros comerciais em regiões urbanas.

Em redes de distribuição com topologia radial o impacto de uma contingência é avaliado com base na conectividade, pois a falha de qualquer componente causa uma interrupção em no mínimo um ponto de carga. Desta forma, o efeito das restrições técnicas (tensão e carregamento) só se manifesta durante a reconfiguração da rede elétrica para a restauração do fornecimento de energia através de transferências de carga para pontos de fornecimento alternativos. Nesta Tese, a transferência de carga só é realizada se o estado pós-reconfiguração é factível com relação as restrições técnicas. Contudo, o problema de reconfiguração é de natureza combinatória que resulta em um alto custo computacional para a ACP, pois deve-se solucionar um problema de programação não-linear (equações de fluxo de potência) inteira-mista (tensões e os fluxos são contínuos enquanto os status das chaves são binários). Portanto, adotou-se nesta pesquisa uma heurística de busca local de primeira vizinhança para eliminar a intratabilidade computacional que se baseia na busca da chave NA que restaura o maior número de consumidores sem violação as restrições técnicas.

Por outro lado, em redes malhadas, uma contingência de primeira ordem não causa interrupções nos pontos de carga devido a perda de conectividade devido a existência de caminhos alternativos entre os pontos de carga e as fontes. Contudo, esta contingência pode resultar em violações de tensão e carregamento que podem resultar em eventos de perda de carga devido a atuação das proteções de sobrecorrente e de tensão e da própria sensibilidade das cargas com relação as variações das tensões. Estes eventos de perda de carga descontrolada podem ser mitigados se o operador da rede de distribuição realizar um procedimento de corte de carga de forma criteriosa para eliminar as violações das restrições. Estes procedimentos são determinados a priori do estado de contingência (na

programação da operação) e podem até ser implementados em dispositivos de proteção para realizar um desligamento de carga seletivo. A principal ferramenta para determinar o montante de corte de carga requerido para eliminar violações nas restrições técnicas é o FPO (BILLINTON & LI, 1994). O FPO é bastante usado em estudos de planejamento da operação e da expansão de sistemas compostos de geração e transmissão. Contudo, esta ferramenta também está sendo usada em redes de distribuição devido a alguns aspectos associados com redes elétricas inteligentes, tais como: gerenciamento pelo lado da demanda, inserção de geração distribuída, penetração de veículos elétricos etc. É importante destacar que a infraestrutura de tecnologias de comunicações e informação disponibilizada para a implementação das redes elétricas inteligentes permite que o gerenciamento pelo lado da demanda seja realizado em tempo real para mitigar violações técnica em condições de emergência. A tecnologia que permite a flexibilização da demanda dos consumidores é o medidor inteligente, pois permite o desligamento de cargas dos consumidores para atender objetivos operacionais da concessionária, tais como: eficiência energética e gerenciamento de condições de emergência caracterizadas por violações em restrições técnicas. Portanto, a aplicação de técnicas de FPO em redes de distribuição malhadas está de acordo com o novo paradigma de redes elétricas inteligentes. Além disso, o corte de carga fornecido pelo FPO permite mapear a infactibilidade das restrições técnicas em índices de perda de carga nodais que, por sua vez, são usados para determinar a frequência, duração e energia não-fornecida associadas com um estado de contingência. A acumulação destes indicadores para todas as contingências permitirá gerar índices de confiabilidade nodais e sistêmicos para a rede de distribuição.

A Tabela 2 sumariza algumas diferenças entre a avaliação da confiabilidade de redes de distribuição radiais e malhadas.

Tabela 2 - Diferenças entre a confiabilidade de redes radiais e malhadas

Critério	Radial	Malhada
Componentes fora de serviço após uma falha	Todos os componentes à jusante da proteção que eliminou a falha	Apenas o componente falhado, pois cada ramo tem disjuntores e relés (direcionais ou de impedância/admitância) nos seus terminais
Impacto das falhas	Análise de conectividade baseada em buscas topológicas	Minimização do corte de carga via FPO
Reconfiguração	Usada na restauração à jusante	Não é usada, pois a falha geralmente não causa perda de conectividade e o chaveamento corretivo de circuitos não é aplicado como no caso das redes de transmissão
Fluxo de potência usado para detectar violações técnicas	Métodos de varredura regressiva/progressiva (somas de corrente, potência ou admitância)	Variante Métodos do ponto-fixa baseadas nas matrizes Y_{bus} e Z_{bus}
Cenários nos quais as violações nas restrições técnicas são identificadas	topologias geradas pela reconfiguração.	apenas para o estado pós-contingência.
Natureza do problema de eliminação das violações nas restrições.	Programação não-linear inteira mista	Programação não-linear

Outra vantagem do FPO é a sua capacidade de fornecer indicadores para o reforço e expansão da rede através dos multiplicadores de Lagrange das restrições (variáveis duais). Estas variáveis são disponibilizadas junto com a solução ótima pela maioria dos solucionadores de problemas de programação não-linear, por exemplo, aqueles disponíveis no software MATLAB. Ao longo deste capítulo, exploramos como essa abordagem orientada pelo FPO não apenas otimiza a eliminação das violações das restrições técnicas, mas também como ela contribui para uma operação mais eficiente e confiável da rede em malha.

5.1. Fluxo de Potência Ótimo – FPO

Identificar e mitigar as violações causadas pelas contingências em redes elétricas envolve reconhecer que falhas em equipamentos podem levar a violações de parâmetros operacionais, como tensão, geração de potência, frequência, carregamento e estabilidade. Não gerir adequadamente tais violações tem o

potencial de desencadear eventos em cascata, resultando em interrupções generalizadas do fornecimento de energia.

Dispor de um conjunto de ações corretivas é essencial para os operadores da rede no intuito de restaurar a operação adequada. Redespachar a geração de energia, ajustar taps de transformadores e, se necessário, cortar carga são medidas fundamentais. Antecipar essas ações por meio de simulações em estudos de planejamento da operação visa minimizar a sobrecarga sobre os operadores e assegurar respostas eficientes e seguras. No escopo da confiabilidade, estas simulações são responsáveis pelo mapeamento da infactibilidade para o domínio das interrupções (corte de carga) que, por sua vez, permite a estimação dos índices de confiabilidade nodais e sistêmicos.

Realizar simulações com modelos de programação matemática busca otimizar uma função objetivo, muitas vezes voltada para a minimização do corte de carga sujeita as restrições do balanço de potência nodal e as limitações técnicas da rede. Este processo é conhecido como Fluxo de Potência Ótimo (FPO), crucial para replicar decisões operacionais em resposta a contingências.

Desta forma, a modelagem de ações corretivas em eventos simulados é fundamental no cálculo dos índices de confiabilidade baseados na probabilidade, frequência e duração das interrupções. A importância do FPO nestes estudos é a sua capacidade para identificar os pontos de carga que experimentaram cortes de carga (interrupções no fornecimento de energia) devido a violações em restrições técnicas após a ocorrência de uma contingência.

Em resumo, o FPO e os avanços das redes elétricas inteligentes são vitais para estabelecer estratégias proativas e reativas que preservam a integridade e confiabilidade da rede elétrica diante de desafios operacionais. Adicionalmente, deve-se mencionar que a aplicação de redes malhadas tem sido motivada pelo advento das redes elétricas inteligentes devido aos seguintes fatores (RITTER; FRANCO; ROMERO; 2015), (HEYDT; 2010) e (DUGAN; ARRITT; MCDERMOTT; 2010):

- I. Maiores níveis de confiabilidade devido ao aumento na redundância estrutural (caminhos alternativos entre a fonte e a carga);

- II. Mais eficiência energética devido à redução nas perdas causada pela existência de vários caminhos para a transferência de potência entre as fontes e as cargas;
- III. Maior capacidade de acomodação de geração distribuída;
- IV. Mais flexibilidade para adoção de estratégia de autorreparo (“*self-healing*”).

Portanto, é importante desenvolver métodos para estimar índices de confiabilidade em redes de distribuição com topologia malhada através da combinação de técnicas probabilísticas e algoritmos de FPO.

5.1.1. Formulação matemática

O problema de minimização do corte de carga para eliminar violações nas restrições operativas pode ser matematicamente formulado como:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{N^{load}} Pd_{k_i} r_i \quad (5.1)$$

Sujeito a:

$$P(V, \theta) - Mp^{load}r - M^{sup}Ps = -Pd \quad (5.2)$$

$$Q(V, \theta) - Mq^{load}r - M^{sup}Qs = -Qd \quad (5.3)$$

$$(M^{sup})^T \theta = \theta^{esp} \quad (5.4)$$

$$(M^{sup})^T V = V^{esp} \quad (5.5)$$

$$Isq(V, \theta) \leq Isq^{max} \quad (5.6)$$

$$-\infty \leq \theta \leq \infty \quad (5.7)$$

$$V^{min} \leq V \leq V^{max} \quad (5.8)$$

$$\sigma^{load} \leq r \leq \mu^{load} \quad (5.9)$$

$$-\infty \leq Ps \leq \infty \quad (5.10)$$

$$-\infty \leq \mathbf{Qs} \leq \infty \quad (5.11)$$

Onde:

N^{load} é o número de pontos de carga.

$r_i \in [0,1]$ é a fração de corte de carga no ponto de carga i .

k_i é o índice do nó associado com o ponto de carga i .

Pd_{k_i} (Qd_{k_i}) é a carga ativa (reativa) conectada ao nó k_i .

N^{node} é número de nós da rede elétrica.

V_k e θ_k são o módulo e a fase da tensão no nó k , respectivamente.

$\mathbf{V}$ e $\boldsymbol{\theta}$ são os vetores com dimensão $N^{node} \times 1$ que armazenam as magnitudes e fases das tensões nodais, respectivamente.

$\mathbf{P}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta})$ é um vetor com dimensão $N^{node} \times 1$ que armazena as injeções de potência ativa nodais e cujos elementos são dados por:

$$P_k(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V}) = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad \forall k = 1, \dots, N^{node}$$

G_{km} e B_{km} são elementos das matrizes de condutância e susceptância nodais, respectivamente.

Ω_k é o conjunto de barras adjacentes ao nó k incluindo-se o nó terra.

$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$$

$\mathbf{Q}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta})$ é um vetor com dimensão $N^{node} \times 1$ que armazena as injeções de potência reativa nodais e cujos elementos são dados por:

$$Q_k(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V}) = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad \forall k = 1, \dots, N^{node}$$

$P_k(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V})$ ($Q_k(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V})$) é a injeção de potência ativa (reativa) no nó k .

$\mathbf{r}$ é um vetor com dimensão $N^{load} \times 1$ que armazena as frações de corte de carga nos pontos de demanda.

$\mathbf{Mp}^{load}$ é uma matriz com dimensão $N^{node} \times N^{load}$ que associa os cortes de carga nos pontos de demanda com as injeções de potência ativa nodais. Os elementos desta matriz são definidos como segue:

$$Mp_{ij}^{load} = \begin{cases} Pd_i & \text{se o ponto de carga } j \text{ está conectado ao nó } i \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$$

$$\forall i = 1, \dots, N^{node}; \forall j = 1, \dots, N^{load}$$

$\mathbf{Mq}^{load}$ é uma matriz com dimensão $N^{node} \times N^{load}$ que associa os cortes de carga nos pontos de demanda com as injeções de potência reativa nodais. Os elementos desta matriz são definidos como segue:

$$Mq_{ij}^{load} = \begin{cases} Qd_i & \text{se o ponto de carga } j \text{ está conectado ao nó } i \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$$

$$\forall i = 1, \dots, N^{node}; \forall j = 1, \dots, N^{load}$$

N^{sup} é o número de pontos de fornecimento da rede de distribuição, ou seja, o número de nós do tipo $V\theta$ no fluxo de potência.

$\mathbf{Ps}$ ($\mathbf{Qs}$) é um vetor com dimensão $N^{sup} \times 1$ que armazena as potências ativas (reativas) geradas nos pontos de fornecimento da rede elétrica.

$\mathbf{M}^{sup}$ é uma matriz com dimensão $N^{node} \times N^{sup}$ que associa as potências geradas nos pontos de fornecimento com as injeções de potência ativa nodais. Os elementos desta matriz são definidos como se segue:

$$M_{ij}^{sup} = \begin{cases} 1 & \text{se o ponto de fornecimento } j \text{ está conectado ao nó } i \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$$

$$\forall i = 1, \dots, N^{node}; \forall j = 1, \dots, N^{sup}$$

$\mathbf{Pd}$ ($\mathbf{Qd}$) são vetores com dimensão $N^{node} \times 1$ que armazenam as cargas ativas e reativas nodais.

O sobrescrito $\mathbf{T}$, como em $(\mathbf{M}^{sup})^T$, denota a transposta de uma matriz ou vetor

$(\mathbf{M}^{sup})^T$ é uma matriz com dimensão $N^{sup} \times N^{node}$ que corresponde a transposta da matriz $\mathbf{M}^{sup}$. Esta matriz é usada para estabelecer as restrições de igualdade associadas com a especificação do módulo e a fase da tensão nos pontos de fornecimento, visto que os nós associados com estes pontos são do tipo $V\theta$.

θ^{esp} e V^{esp} são vetores com dimensão $N^{sup} \times 1$ que armazenam os valores especificados dos módulos e das fases das tensões, respectivamente, nos pontos de fornecimento.

V^{min} e V^{max} são os vetores com dimensão $N^{node} \times 1$ que armazenam os limites mínimos e máximos, respectivamente, para as tensões nodais.

N^{bran} é o número de ramos da rede de distribuição.

$\mathbf{Isq}^{max}$ é um vetor com dimensão $N^{bran} \times 1$ que armazena os quadrados dos limites máximos para os fluxos de corrente nos circuitos. As correntes nos circuitos e os seus respectivos limites são elevados ao quadrado para facilitar o cálculo das derivadas parciais usadas pelo método de solução do problema de otimização (5.1)

a (5.7). Este procedimento é equivalente a restrição original, pois a desigualdade se mantém mesmo quando ambos os membros são elevados ao quadrado.

$Isq(V, \theta)$ é um vetor com dimensão $N^{bran} \times 1$ que armazena os quadrados dos fluxos de corrente nos circuitos. Os elementos deste vetor são dados por:

$$Isq_j(V, \theta) = \frac{1}{|z_j^{ser}|^2} [V_{k_j}^2 - 2V_{k_j}V_{m_j}\cos(\theta_{k_j} - \theta_{m_j}) + V_{m_j}^2]$$

z_j^{ser} é a impedância série do ramo j .

$Isq_j(V, \theta)$ é o quadrado do módulo da corrente no ramo j .

k_j e m_j são os nós inicial e final, respectivamente, associados com o ramo j .

σ^{load} (μ^{load}) é um vetor nulo (unitário) com dimensão $N^{load} \times 1$.

A função objetivo (5.1) expressa o corte de carga total nos pontos de demanda da rede elétrica.

As restrições de (5.2) a (5.5) são associadas com o balanço de potência nodal, isto é, as equações de fluxo de potência.

A restrição (5.6) define os limites de fluxo de corrente nos circuitos.

As restrições de canalização (5.8) e (5.9) modelam os limites nas magnitudes das tensões e na fração de corte de carga.

As seguintes variáveis são ilimitadas: θ , Ps e Qs .

Finalmente, é importante notar que a formulação do FPO para minimização do corte de carga não considera a conexão de geradores distribuídos, ou seja, o corte de carga é realizado para uma rede de distribuição passiva. Contudo, pode-se acomodar facilmente a geração distribuída em redes ativas de forma similar ao corte carga, pois o corte de carga nodal é modelado como um gerador fictício conectado em cada ponto de demanda. Adicionalmente, a modelagem da geração distribuída no FPO para minimização do corte de carga deve considerar estratégias de operação das concessionárias de distribuição. Por exemplo, a concessionária só controla o fator de potência de cada gerador, isto é, a sua injeção/absorção de potência reativa.

5.1.2. FPO Não-Linear: SQP.

A Programação Quadrática Sequencial (PQS) é uma técnica avançada de otimização para resolver problemas de programação não-linear que envolvem restrições tanto de igualdade quanto de desigualdade. Este método é amplamente considerado como um dos mais eficientes para problemas de otimização não-linear

de pequena e médio porte e é especialmente adequado para problemas onde as soluções estão em regiões onde as restrições são ativas (ANTONIOU, 2007).

O PQS funciona resolvendo uma sequência de subproblemas de otimização quadrática, cada um aproximando o problema não-linear original. Em cada iteração, o PQS ajusta a estimativa atual da solução ótima, baseando-se na solução do subproblema quadrático (minimização/maximização de uma função objetivo quadrática sujeito a restrições lineares). Este subproblema é derivado linearizando as restrições do problema original em torno da estimativa atual e substituindo a função objetivo por uma aproximação quadrática. O resultado é um problema quadrático que pode ser resolvido eficientemente, e a solução encontrada é usada para atualizar a estimativa da solução do problema original.

O processo continua iterativamente melhorando a solução até que seja atingido um critério de convergência, como uma pequena mudança na função objetivo ou nas variáveis de decisão entre iterações sucessivas. O PQS é particularmente poderoso porque leva em conta a curvatura da função objetivo e as mudanças nas restrições, proporcionando uma convergência rápida e precisa para o ponto ótimo.

No contexto do problema de otimização (5.1) a (5.11) associado ao FPO, as restrições de igualdade (5.2) a (5.5) estão relacionadas ao fluxo de potência e as restrições de desigualdade (5.6) referem-se aos limites de fluxo de corrente nos circuitos. Isso torna o problema inerentemente não-linear e complexo, desafiando os métodos tradicionais de otimização.

Consequentemente, o modelo de otimização (5.1) a (5.11) se enquadra perfeitamente no âmbito de aplicação do PQS, pois ele pode lidar eficientemente com as complexidades das restrições não-lineares e fornecer soluções ótimas confiáveis. Além disso, a utilização do software MATLAB® e sua função *fmincon* permite a aplicação direta do PQS (e também do MPI - Método dos Pontos Interiores) para resolver esse tipo de problema.

A solução de problemas de programação não-linear no MATLAB via *fmincon* se baseia na seguinte formulação matemática:

$$\text{Minimizar } \mathbf{f}(\mathbf{x}) \quad (5.12)$$

Sujeito a:

$$\mathbf{c}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0} \quad (5.13)$$

$$\mathbf{c}_{eq}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \quad (5.14)$$

$$\mathbf{Ax} \leq \mathbf{b} \quad (5.15)$$

$$\mathbf{A}_{eq}\mathbf{x} = \mathbf{b}_{eq} \quad (5.16)$$

$$\mathbf{lb} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{ub} \quad (5.17)$$

Onde:

$\mathbf{x}$ é o vetor de variáveis de decisão (incógnitas).

$\mathbf{f}(\mathbf{x})$ é a função objetivo.

$\mathbf{c}(\mathbf{x})$ é o vetor de restrições de desigualdade não-lineares.

$\mathbf{Ax} \leq \mathbf{b}$ representa as restrições de desigualdade lineares.

$\mathbf{A}_{eq}\mathbf{x} = \mathbf{b}_{eq}$ modela as restrições de igualdade lineares.

$\mathbf{lb} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{ub}$ modela canalizações definidas pelos vetores de limites inferior $\mathbf{lb}$ e superior $\mathbf{ub}$ sobre o vetor de variáveis $\mathbf{x}$.

A maioria das restrições de igualdade e desigualdade do FPO de carga são não-lineares. Desta forma, pode-se simplificar a formulação de (5.12) a (5.17) pela exclusão de (5.15) e (5.16) para se obter o seguinte problema de otimização não-linear:

$$\text{Minimizar } \mathbf{f}(\mathbf{x}) \quad (5.18)$$

Sujeito a:

$$\mathbf{c}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0} \quad (5.19)$$

$$\mathbf{c}_{eq}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \quad (5.20)$$

$$\mathbf{lb} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{ub} \quad (5.21)$$

A solução do FPO de mínimo corte de carga no MATLAB requer a associação das variáveis e restrições do FPO com as respectivas variáveis e restrições do problema (5.18) a (5.21). Essa associação é definida abaixo:

I. Vetor de variáveis:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\theta} \\ \mathbf{V} \\ \mathbf{r} \\ \mathbf{P}_S \\ \mathbf{Q}_S \end{bmatrix}$$

Desta forma a dimensão do vetor $\mathbf{x}$ é $2N^{node} + N^{load} + 2N^{sup}$

II. Função objetivo:

$$f(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^{N^{load}} Pd_{k_i} r_i$$

III. Restrições de igualdade:

$$\mathbf{c}_{eq}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \mathbf{P}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) - \mathbf{M} \mathbf{p}^{load} \mathbf{r} - \mathbf{M}^{sup} \mathbf{P}_S + \mathbf{P} \mathbf{d} \\ \mathbf{Q}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) - \mathbf{M} \mathbf{q}^{load} \mathbf{r} - \mathbf{M}^{sup} \mathbf{Q}_S + \mathbf{Q} \mathbf{d} \\ (\mathbf{M}^{sup})^T \boldsymbol{\theta} - \boldsymbol{\theta}^{esp} \\ (\mathbf{M}^{sup})^T \mathbf{V} - \mathbf{V}^{esp} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P}(\mathbf{x}) \\ \Delta \mathbf{Q}(\mathbf{x}) \\ \Delta \boldsymbol{\theta}(\mathbf{x}) \\ \Delta \mathbf{V}(\mathbf{x}) \end{bmatrix}$$

Onde:

$$\Delta \mathbf{P}(\mathbf{x}) = \mathbf{P}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) - \mathbf{M} \mathbf{p}^{load} \mathbf{r} - \mathbf{M}^{sup} \mathbf{P}_S + \mathbf{P} \mathbf{d}$$

$$\Delta \mathbf{Q}(\mathbf{x}) = \mathbf{Q}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) - \mathbf{M} \mathbf{q}^{load} \mathbf{r} - \mathbf{M}^{sup} \mathbf{Q}_S + \mathbf{Q} \mathbf{d}$$

$$\Delta \boldsymbol{\theta}(\mathbf{x}) = (\mathbf{M}^{sup})^T \boldsymbol{\theta} - \boldsymbol{\theta}^{esp}$$

$$\Delta \mathbf{V}(\mathbf{x}) = (\mathbf{M}^{sup})^T \mathbf{V} - \mathbf{V}^{esp}$$

Portando, a dimensão do vetor $\mathbf{c}_{eq}(\mathbf{x})$ é igual a $2N^{node} + 2N^{sup}$

IV. Restrições de desigualdade:

$$\mathbf{c}(\mathbf{x}) = \Delta \mathbf{I} \mathbf{s} \mathbf{q}$$

Onde $\Delta \mathbf{I} \mathbf{s} \mathbf{q} = \Delta \mathbf{I} \mathbf{s} \mathbf{q}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) - \mathbf{I} \mathbf{s} \mathbf{q}^{max}$. Desta forma, a dimensão do vetor $\mathbf{c}(\mathbf{x})$ é $N^{bran} \times 1$

V. Limites inferiores e superiores:

$$\mathbf{lb} = \begin{bmatrix} -\infty \\ \mathbf{v}^{min} \\ \boldsymbol{\sigma}^{load} \\ -\infty \\ -\infty \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{ub} = \begin{bmatrix} \infty \\ \mathbf{v}^{max} \\ \boldsymbol{\mu}^{load} \\ \infty \\ \infty \end{bmatrix}$$

Consequentemente, os vetores $\mathbf{lb}$ e $\mathbf{ub}$ têm dimensão $2N^{node} + N^{load} + 2N^{sup}$

Ao abordar problemas de programação não-linear no MATLAB, duas técnicas robustas se destacam: o PQS e o Método de Pontos Interiores (MPI). Ambos os métodos são poderosos, mas cada um tem suas particularidades em termos de requisitos de implementação. Para aplicar esses métodos, o usuário precisa fornecer informações detalhadas sobre a estrutura do problema. Isso inclui as derivadas parciais da função objetivo e as restrições - tanto aquelas que impõem igualdade quanto as que estabelecem limites (desigualdades).

O método PQS, por sua natureza, foca nos gradientes - que são as derivadas parciais de primeira ordem - da função objetivo, bem como nos jacobianos, que são as matrizes das derivadas parciais das restrições de igualdade e desigualdade. Por outro lado, o MPI vai além, exigindo também as matrizes hessianas, que representam as derivadas parciais de segunda ordem da função objetivo e das restrições, além dos gradientes e jacobianos requeridos pelo PQS. Nesta pesquisa usa-se a otimização com o método PQS. A escolha deste método não é aleatória; ela é estratégica, pois o PQS simplifica a implementação inicial ao dispensar a necessidade das derivadas parciais de segunda ordem - as matrizes hessianas. Isso permite focar na formulação e na solução do problema de minimização do corte de carga sem a complexidade adicional.

A primeira derivada parcial requerida pelo algoritmo de PQS é o gradiente da função objetivo. A partir da definição de $\mathbf{f}(\mathbf{x})$, tem-se que este gradiente é dado por:

$$\nabla_x f(x) = \begin{bmatrix} \sigma^{node} \\ \sigma^{node} \\ \overline{Pd} \\ \sigma^{sup} \\ \sigma^{sup} \end{bmatrix} \quad (5.22)$$

Onde:

σ^{node} e σ^{sup} são vetores nulos com dimensões $N^{node} \times 1$ e $N^{sup} \times 1$, respectivamente.

$\overline{Pd}$ é um vetor com dimensão $N^{load} \times 1$ que contém as cargas ativas nos pontos de demanda, ou seja, este vetor é dado por:

$$\overline{Pd} = \begin{bmatrix} Pd_{k_1} \\ \vdots \\ Pd_{k_i} \\ \vdots \\ Pd_{k_{N^{load}}} \end{bmatrix}$$

Pd_{k_i} é a carga ativa conectada ao nó k_i .

k_i é o índice do nó associado com o ponto de carga i .

A segunda derivada parcial é a matriz jacobiana das restrições de igualdade. Esta matriz é definida abaixo:

$$\nabla_x c_{eq}(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial x} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial x} \\ \frac{\partial \Delta \theta}{\partial x} \\ \frac{\partial \Delta V}{\partial x} \end{bmatrix} \quad (5.23)$$

Sendo $\nabla_x c_{eq}(x)$ a matriz jacobiana das restrições de igualdade cuja dimensão é $(2N^{node} + 2N^{sup}) \times (2N^{node} + N^{load} + 2N^{sup})$. A equação (5.23) é apresentada mais detalhadamente no Apêndice A.

A terceira e última derivada requerida pelo algoritmo de SPQ do MATLAB é matriz jacobiana das restrições de desigualdade. Esta matriz é definida abaixo:

$$\nabla_x \mathbf{c}(\mathbf{x}) = \left[\frac{\partial \Delta Isq}{\partial \mathbf{x}} \right] \quad (5.24)$$

Sendo $\nabla_x \mathbf{c}(\mathbf{x})$ a matriz jacobiana das restrições de desigualdade cuja dimensão é $N^{bran} \times (2N^{node} + N^{load} + 2N^{sup})$. A equação (5.24) é apresentada mais detalhadamente no Apêndice A.

Finalmente, é importante mencionar que não foi possível validar o modelo de FPO proposto nesta tese com relação a programas de FPO de código aberto disponíveis na internet, tais como o MATPOWER (Zimmerman, Murillo-Sánchez & Thomas, 2011). Esta restrição é devido ao fato de que o modelo de FPO para a minimização de corte de carga, sujeito as restrições operacionais e orientado para estudos de confiabilidade não está implementado no programa MATPOWER. O MATPOWER pode ser modificado e expandido para solucionar um FPO para minimização do corte de carga. Contudo, estas modificações no MATPOWER também exigiriam uma validação dos resultados. Adicionalmente, a implementação do FPO pelo autor desta tese torna mais fácil incorporar novos equipamentos da rede de distribuição no FPO devido a familiaridade com o código. Considerando-se as limitações da comprovação comparativa do FPO mencionadas acima, a validação do FPO será baseada na análise de factibilidade do montante ótimo de corte de carga. Em outras palavras, verifica-se a satisfação das seguintes restrições operacionais após o corte de carga otimizado:

- i) as tensões em todas as barras estão dentro da faixa admissível especificada pelo código de rede.
- ii) os fluxos de corrente nos circuitos estão abaixo dos seus respectivos limites de corrente máximos.

Os resultados da análise de factibilidade do montante de corte de carga gerado pelo FPO serão apresentados na subseção 7.2 da seção de resultados.

5.2. Modelo Probabilístico da Curva de Carga

O FPO, descrito na seção anterior, é projetado para realizar uma simulação abrangente das contingências em todas os circuitos (linhas e transformadores) do sistema de distribuição de energia. O propósito principal deste algoritmo é

identificar a estratégia de corte de carga mais eficiente que permita a continuidade operacional da rede elétrica, minimizando o impacto sobre os consumidores. Ao aplicar o FPO, busca-se uma solução que não apenas satisfaça as restrições de balanço de potência nodal (fluxo de carga) e distribuição de energia, mas que também garanta a manutenção dos parâmetros operacionais dentro dos limites estabelecidos pelas normativas e diretrizes do operador do sistema.

Este processo otimizado de corte de carga é essencial para assegurar a integridade e a confiabilidade da rede, especialmente em cenários de emergência ou durante condições anormais de operação. O algoritmo de FPO leva em consideração uma variedade de fatores, incluindo a configuração atual da rede, as condições de carga, as restrições operacionais e a capacidade dos equipamentos. Ao fazer isso, este método propõe ajustes operacionais que podem incluir o redirecionamento do fluxo de energia ou o desligamento seletivo de cargas. Nesta pesquisa o FPO fornece uma estratégia de corte de carga que especifica quais cargas devem ser reduzidas para evitar a desconexão descontrolada de cargas e equipamentos devido a operação de proteções de subtensão e de sobrecorrente durante e após a ocorrência de contingência.

Por outro lado, a curva de carga mostra a demanda de energia ao longo de um período de estudo (por exemplo, diário, semanal ou mensal), refletindo como a carga varia durante o período analisado. Essas variações de carga são influenciadas por múltiplos fatores, incluindo sazonalidade, dias da semana e até variações intradiárias. Ao sobrepor os resultados do FPO à curva de carga, é possível identificar o intervalo de tempo dentro do período de estudo e os níveis de demanda associados com esse intervalo para os quais o sistema violará a sua máxima capacidade de carregamento. Esta capacidade é obtida subtraindo-se a demanda máxima do corte de carga total gerado pelo FPO. A soma das diferenças positivas entre os níveis de demanda e a máxima capacidade de carregamento fornecerá a energia não-fornecida para um dado estado de contingência. Por outro lado, os valores negativos das diferenças entre os níveis de demanda e a máxima capacidade de carregamento indicam o intervalo de tempo para o qual a ocorrência de uma contingência não resulta em perda de carga, isto é, não há violações nas restrições técnicas.

Segundo BILLINTON e ALLAN (1996) a análise de falha de uma rede de distribuição pode levar em consideração dois tipos de eventos críticos: perda total de continuidade (TLOC – *Total Loss of Continuity*) ou perda parcial de continuidade (PLOC – *Partial Loss of Continuity*). Na ocorrência de um evento TLOC, toda a carga da barra é desconectada. Esta situação ocorre geralmente quando há perda de conectividade após a ocorrência de uma contingência, ou seja, separação física da rede elétrica (ilhamento). Esta situação é mais comum em redes radiais onde a falha de qualquer componente causa a desconexão de pelo menos um ponto de carga devido a existência de um único caminho entre as cargas e as fontes. Em redes malhadas a análise de conectividade pode ser realizada através de duas técnicas: o processamento topológico e os conjuntos de cortes mínimos (“*Minimal Cut Sets*”). O processamento topológico identifica a formação de ilhas (subgrafos desconexos) resultantes de contingências através de algoritmos de buscas em grafos, tais como as buscas em superfície e em profundidade. Por outro lado, os conjuntos de corte mínimos se baseiam na identificação dos conjuntos de componentes cujas falhas causam a desconexão de um nó de interesse da rede elétrica. Contudo, a análise da confiabilidade de redes malhadas baseada na conectividade tem algumas desvantagens:

- I. Enumeração de eventos de baixa probabilidade. Este problema ocorre devido a existência de múltiplos caminhos entre a carga e os pontos de fornecimento. Consequentemente, seria necessário ocorrerem falhas simultâneas em ramos distintos para que um nó perdesse a conectividade. Contudo, esta situação possui baixa probabilidade. Esta situação é mais crítica nos sistemas malhados do tipo reticulado, pois há um entrelaçamento de alimentadores para fornecer altos níveis de redundância estrutural e, consequentemente, de confiabilidade. Além disso, a enumeração de contingências de alta ordem aumenta significativamente o tempo de CPU da ACP e dificulta a sua integração em metodologias de otimização da MCC;
- II. A análise de contingências baseada apenas na conectividade assume que a rede possui capacidade infinita. Esta suposição não é realista, pois as transferências de potência para os pontos de demanda só podem ser realizadas se não houver violações nas restrições técnicas;

- III. Uma contingência que não resulte em TLOC ainda pode causar violações nas restrições operacionais do sistema, como subtensões nas barras e/ou sobrecargas nos ramos, desencadeando assim contingências em cascata no sistema de distribuição que podem causar perda de carga descontrolada.

Em redes de distribuição malhadas o critério de perda parcial de continuidade (PLOC) é considerado mais apropriado para análises de confiabilidade. Nestas circunstâncias, ainda existe fornecimento de energia para as barras da rede, mas sob condições operativas infactíveis associadas com violações de tensão nas barras ou de fluxo de carga nos circuitos

Em princípio, o cálculo dos índices de confiabilidade deve considerar cada combinação de falhas individualmente. Esta estratégia é viável somente para sistemas de pequeno porte devido à complexidade e ao esforço computacional exigido para redes com grande número de componentes. Como resultado dessa complexidade, nas análises de confiabilidade de redes malhadas, geralmente são considerados apenas os eventos de PLOC associados com contingências de primeira ordem (critério N-1), onde ocorre falha em um único elemento. Esta abordagem simplificada tende a não afetar significativamente os índices finais de confiabilidade. Isso se deve ao fato de que eventos de falha de segunda ordem ou superiores têm uma probabilidade muito baixa de ocorrência. Assim, mesmo que esses eventos mais raros sejam excluídos da análise, a precisão dos índices de confiabilidade não é substancialmente alterada, mantendo a acurácia do modelo para a previsão da confiabilidade da rede e a otimização da MCC. Contudo, a metodologia proposta pode ser expandida para incluir eventos de ordem superior a primeira com o objetivo de aumentar a precisão dos índices de confiabilidade. Esta expansão pode ser realizada combinando-se o FPO e os modelos probabilísticos com um processador topológico para identificar a perda de conectividade (eventos de perda de carga total) que pode ocorrer devido a contingências de ordem superior a primeira.

Nesta Tese, os índices de confiabilidade são estimados considerando-se contingências de primeira ordem nos circuitos e a variação da carga ao longo de um período anual. Os dados da curva de carga anual do sistema-teste IEEE RTS

(BILLINTON & ALLAN, 1996) foram usados nesta proposta para calcular os índices de confiabilidade em redes de distribuição malhadas. Esta curva de carga foi escolhida por sua representatividade e precisão, refletindo a variação da demanda de energia ao longo de um ano com 364 dias (8736 horas), o que corresponde a 52 semanas completas, iniciando-se numa segunda-feira. O pico de consumo energético, conforme modelado nesta curva, ocorre no 352º dia do ano. Adicionalmente, considera-se que as demandas de todas as barras de carga são correlacionadas com a curva de carga do sistema. Esta hipótese permite obter as curvas de carga nodais usando-se fatores de alocação de carga.

Conforme apresentado na Figura 21, observa-se que a curva de carga adotada reflete variações significativas na demanda energética, com períodos de maior consumo coincidindo com os meses de temperaturas mais extremas, tanto no inverno quanto no verão. Esta tendência é demonstrada pela curva, que indica um consumo energético mais elevado durante os dias úteis em comparação com os finais de semana. Esta característica ressalta a influência das condições climáticas e dos padrões de atividade semanal sobre o uso de energia.

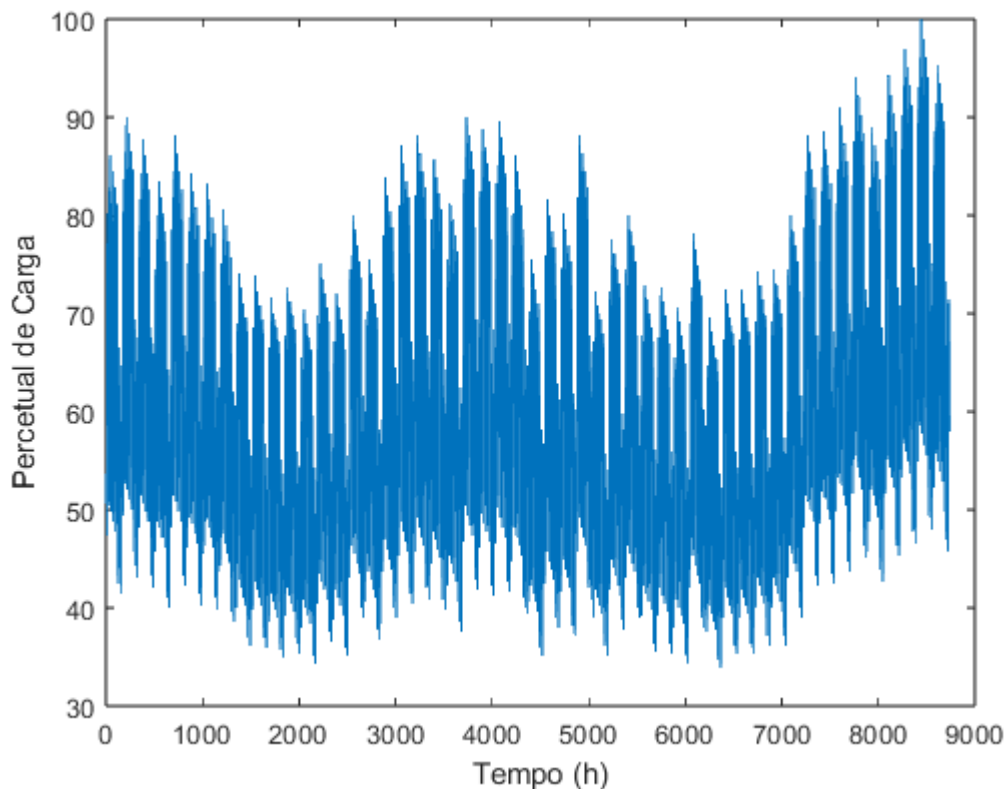


Figura 21 - Curva de carga IEEE RTS
Fonte: Adaptado BILLINTON e ALLAN (1996)

5.2.1. Índices de confiabilidade em redes malhadas

Em redes de distribuição malhadas usando o critério de PLOC, pode-se estimar os índices de confiabilidade através do modelo de diagrama de estados apresentado na Figura 22.

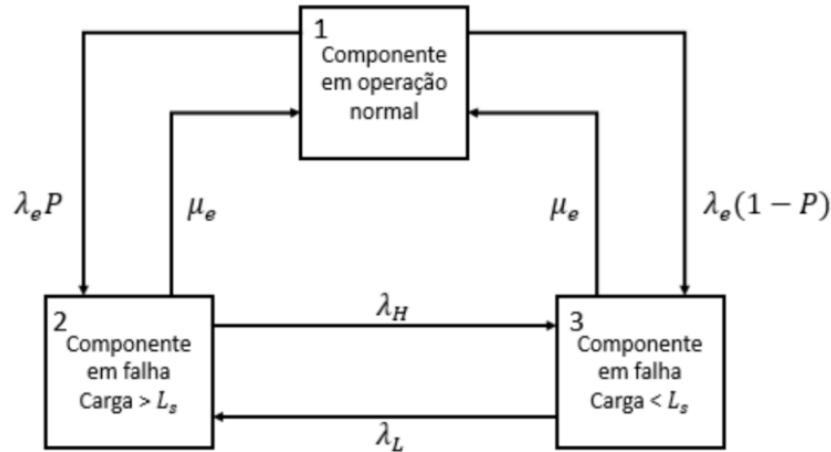


Figura 22 - Diagrama de estados PLOC
Fonte: Adaptado BILLINTON e ALLAN (1996)

Onde:

λ_e é a taxa de falha do componente sob contingência.

μ_e é a taxa de reparo do componente sob contingência.

L_s é a carga máxima disponível na barra após o corte de carga realizado pelo FPO.

P é a probabilidade de a carga demandada ser maior do que a carga máxima disponível.

λ_H é a taxa de transição entre o estado de carga maior do que a oferta para o estado de carga menor do que a oferta.

λ_L é a taxa de transição entre o estado de carga menor do que a oferta para o estado de carga maior do que a oferta.

A Figura 22 ilustra o diagrama de estados associado ao evento de PLOC, no qual o estado 1 denota que o componente i está no seu estado de operação (em serviço/funcionamento). Por outro lado, o estado 2 é caracterizado pela ocorrência de uma contingência (falha) no componente i , situação em que a demanda de carga imposta pelo sistema excede a capacidade máxima de carga disponível. Neste cenário, o FPO executa o desligamento de carga necessário para preservar a

integridade da rede elétrica de distribuição, evitando assim a transgressão dos seus parâmetros operacionais estabelecidos e desligamentos de carga pela atuação das proteções. Portanto, um evento de PLOC ocorre quando a demanda de carga, de acordo com o comportamento da curva de carga do sistema (conforme mostrado na Figura 21), ultrapassa a capacidade máxima de carga disponível a partir do corte de carga realizado pelo FPO.

No estado 3 a contingência no componente i não resulta em um evento de PLOC, pois a carga demandada pelo sistema é menor do que a carga máxima disponível após o corte de carga realizado pelo FPO.

A Figura 23 ilustra o caso particular do estado 2, onde a carga média desconectada corresponde à média da carga que excede o nível máximo L_s que pode ser sustentado. Isso é deduzido ao avaliar a área sob a curva de duração de carga para níveis de carga que são maiores do que L_s , a fim de determinar a energia que não pode ser fornecida dada a condição de contingência sob estudo e dividindo pelo tempo t_1 durante o qual a carga L_s é excedida.

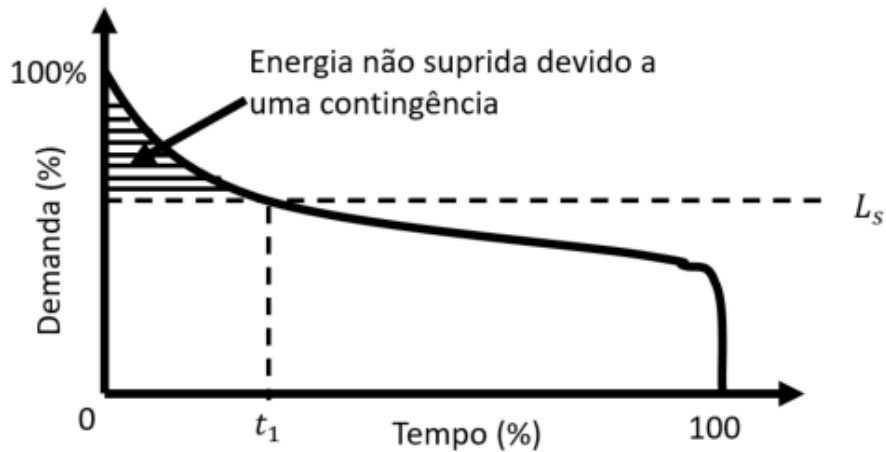


Figura 23 - Curva de duração de carga com PLOC
Fonte: Adaptado BILLINTON e ALLAN (1996)

Ao analisar o diagrama de estado da Figura 22, tem-se que a taxa de falha dos componentes proveniente de uma contingência é expressa pela taxa de entrada no estado 2, conforme equação abaixo:

$$\lambda_i = \lambda_e P + \lambda_e (1 - P) \lambda_L \frac{r_e r_L}{r_e + r_L} \quad (5.25)$$

Onde:

λ_i é a taxa de falha da barra i para a contingência sob estudo.

r_e é a duração média da falha do componente sob contingência, isto é, o inverso da taxa de reparo μ_e .

r_L é a duração média do estado de carga menor do que a oferta. É o inverso da taxa de transição λ_L .

A duração média do evento, considerando que a carga é desconectada e reconectada sempre que ocorrer alguma transição do estado 2 para o estado 3 ou vice-versa, pode ser calculada pela equação (5.26):

$$r_i = \frac{r_e r_H}{r_e + r_H} \quad (5.26)$$

Onde:

r_H é a duração média no estado de carga inferior a máxima capacidade de carregamento, sendo o inverso de λ_H

Neste estudo, a duração média do evento é representada pela equação (5.27), na qual se presume que a carga excedente, uma vez desconectada, mantém-se assim até a finalização dos reparos.

$$r_i = r_e \quad (5.27)$$

Por fim, a indisponibilidade média do evento é determinada pela equação (5.28):

$$U_i = \lambda_i r_i \quad (5.28)$$

Com estes indicadores, pode-se determinar os índices de confiabilidade sistêmicos simulando as contingências em todos os componentes da rede elétrica de distribuição e calculando-se as suas contribuições para as taxas equivalentes de cada ponto de carga.

Os principais índices de confiabilidade apresentados nesta Tese são o FEC e DEC, demonstrados nas equações (4.26) e (4.27) do capítulo quatro desta Proposta. Estes indicadores necessitam do número de consumidores em cada ponto de carga para serem calculados. O sistema malhado do CIGRÉ (TASK FORCE C6.04.02, 2014)

que é o sistema utilizado nesta Proposta não apresenta os dados dos números de consumidores em cada ponto de carga. Sendo assim, utilizou-se os índices ASIFI (*Average System Frequency Interruption Index*) e ASIDI (*Average System Interruption Duration Index*) (WARREN; AMMON; WELCH, 1999), que utilizam a potência aparente em kVA em cada ponto de carga ao invés do número de consumidores. O ASIFI e o ASIDI são determinados matematicamente através das equações (5.29) e (5.30), respetivamente.

$$ASIFI = \frac{\sum_{i=1}^{N^{LP}} [\sum_{k=1}^n \lambda_k] S_i}{S_{tot}} \quad (5.29)$$

$$ASIDI = \frac{\sum_{i=1}^{N^{LP}} [\sum_{k=1}^n \lambda_k r_k] S_i}{S_{tot}} \quad (5.30)$$

Onde:

λ_k é a taxa de falha do ramo k .

r_k é a duração média de reparo do ramo k .

n é o número de contingências que afetaram o ponto de carga i .

N^{LP} é o número de pontos de carga do sistema.

S_i é a potência aparente conectada ao ponto de carga i .

$S_{tot} = \sum_{i=1}^{N^{LP}} S_i$ é a potência aparente total do sistema.

Para determinar os índices de confiabilidade considerando-se a variação anual da carga, é essencial extrair informações adicionais da curva de carga da rede. Desta forma se obtêm as contribuições de uma contingência em um componente quando o modelo de Markoviano de dois estados deste componente é submetido a uma convolução com a curva de carga. Estas informações adicionais são geradas com base na carga máxima nodal L_s obtida pelo FPO após uma contingência e estão relacionadas com as seguintes taxas de transição e tempos de residência: λ_L , P e r_H . As taxas de transição λ_L e λ_H estão relacionadas entre si por meio da equação (5.31):

$$\lambda_L = \frac{P}{1-P} \lambda_H = \frac{P}{1-P} \times \frac{1}{r_H} \quad (5.31)$$

Os parâmetros P e r_H são obtidos diretamente através da análise da curva de carga e são expressos matematicamente através das equações (5.32) e (5.33), respetivamente.

$$r_H = \frac{n}{f} \quad (5.32)$$

$$P = n/T \quad (5.33)$$

Onde:

n é o número total de horas em que a carga demandada é maior que L_s .

f é número de vezes que a demanda supera L_s .

T é o período total de análise em horas.

5.2.2. Metodologia para determinar os índices de confiabilidade em redes malhadas

Para obter os índices de confiabilidade em redes malhadas deve-se primeiramente selecionar/enumerar as contingências de primeira ordem nos componentes. O passo seguinte envolve a avaliação destas contingências que é identificar se estas contingências causaram violações de tensão e/ou carregamento. Esta avaliação é realizada usando-se algoritmos de fluxo de potência projetados para redes em malha. Nesta Tese, usou-se o algoritmo de Gauss-Zbus (CHEN et al, 1991). Este algoritmo tem custo computacional inferior ao Método de Newton-Raphson devido ao cálculo das tensões em cada iteração ser obtido através da solução de sistemas triangulares (inferior e superior) associados com os fatores LU da matriz Zbus. Se uma contingência causar violações nas restrições técnicas, emprega-se o FPO para determinar o corte de carga em cada ponto de carga requerido para eliminar estas violações. Essa etapa é essencial para otimizar a resposta do sistema na ocorrência de contingências, minimizando os seus impactos sobre os consumidores.

Os resultados obtidos são então armazenados em uma matriz que contém as potências de cada ponto de carga após o corte de carga. Com esses dados, procede-se à determinação dos parâmetros r_H e P , utilizando as equações (5.32) e (5.33), que se baseiam na curva de carga e nos resultados do corte de carga ótimo. O parâmetro λ_L e r_L são definidos com base na equação (5.31), que considera a frequência e a duração das falhas/contingências na rede. Com esses parâmetros, é possível calcular as taxas equivalentes usando-se as equações (5.25), (5.27) e (5.28). Finalmente, com todas as taxas equivalentes determinadas, os índices de confiabilidade são

calculados conforme as equações (5.29) e (5.30). Estes índices fornecem métricas sobre a confiabilidade do sistema com base na sua adequação, isto é, a existência de instalações com capacidade suficiente para suprir a demanda dentro de limites operacionais especificados. A Figura 24 mostra o fluxograma para a determinação dos índices de confiabilidade em redes de distribuição malhadas.

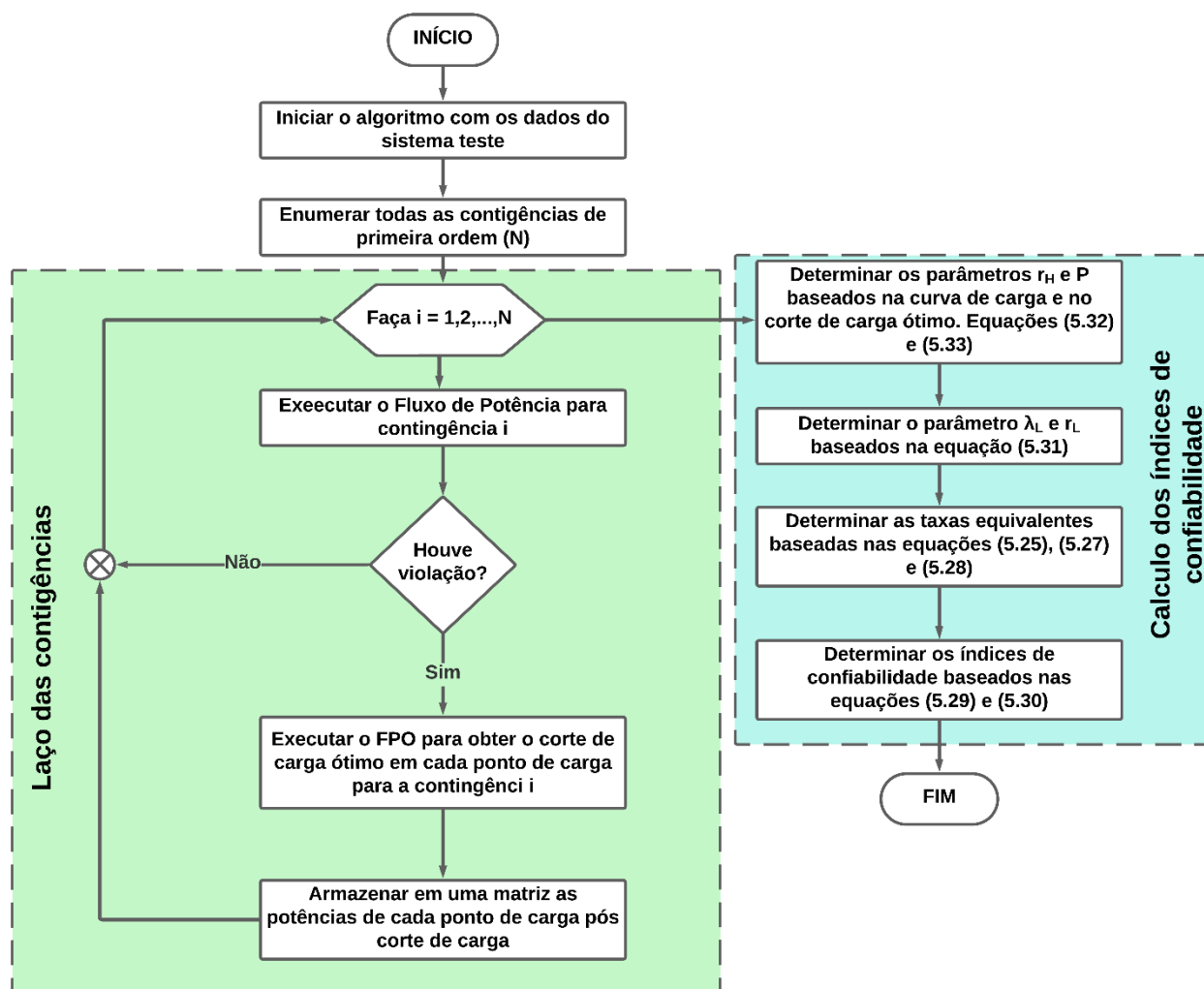


Figura 24 - Diagrama para a determinação dos índices de confiabilidade.

Fonte: Próprio Autor

A partir do fluxograma da Figura 24, pode-se observar que os cortes de carga nodais associados com cada contingência são armazenados para o cálculo posterior dos índices de confiabilidade. Esta estratégia consome mais memória do que aquela na qual os índices de confiabilidade são atualizados dentro do laço de contingências e sem armazenamento. Contudo, esta estratégia possui menor tempo de CPU para a

otimização da MCC, pois neste estudo apenas as taxas de falha dos componentes são alteradas e o corte de carga associado a cada contingência não é modificado.

Finalmente, é importante mencionar que a metodologia proposta para a estimação de índices de confiabilidade em redes de distribuição malhadas se baseia no método analítico de enumeração de estados. Em outras palavras, a ferramenta desenvolvida para o cálculo da confiabilidade em redes malhadas só é capaz de estimar os valores esperados dos índices de confiabilidade. Contudo, o modelo de FPO usado para mapear os impactos das contingências em eventos de corte de carga pode ser facilmente embarcado na SMC para gerar as distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade e calcular os riscos e penalidades resultantes das violações nas metas para estes índices.

6. MODELO DE OTIMIZAÇÃO PROPOSTO PARA A MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE

A manutenção das redes elétricas de distribuição é uma atividade crítica que assegura a continuidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Dentro deste contexto, a MCC emerge como uma filosofia proativa, que busca otimizar as operações de manutenção com base em dados de confiabilidade dos equipamentos (tempos de reparo, taxas de falha e parâmetros dos modelos de degradação/deterioração) e técnicas analíticas avançadas. A introdução de um modelo de otimização para a MCC, especialmente no que tange à frequência de manutenção em redes aéreas de distribuição, é essencial para abordar os desafios impostos pela interação entre a vegetação, a infraestrutura elétrica e o ambiente regulatório no qual as concessionárias de distribuição estão inseridas. Este último aspecto é bastante relevante na atualidade, pois as concessionárias podem aumentar as suas receitas por causa das reduções nas multas por transgressões nas metas para os índices de confiabilidade.

Este capítulo descreve o desenvolvimento do modelo de otimização proposto, detalhando os métodos utilizados para avaliar e minimizar os riscos associados à vegetação nas redes de distribuição aérea e subterrânea. A abordagem adotada visa a equilibrar os custos de manutenção com os benefícios em termos de aumento da confiabilidade.

6.1. Formulação Matemática

6.1.1. Modelo convencional

As técnicas de otimização da frequência da manutenção das podas de árvores comumente minimizam os custos de manutenção e o valor esperado para um índice de confiabilidade, por exemplo: custos de interrupção, energia não fornecida e DEC. Para isso utiliza-se ferramentas meta-heurísticas no processo de otimização, pois esse tipo de problema apresenta as seguintes características:

- I. Combinatória: os intervalos de manutenção estão associados com variáveis discretas, por exemplo: mensal, bimestral, trimestral, semestral etc.

- II. Não-linear: os índices de confiabilidade são funções não lineares das frequências de manutenção em modelos com múltiplos estados de degradação.
- III. Estocástico: incertezas associadas com a frequência e duração das interrupções.

Desta forma, não se pode aplicar algoritmos de programação matemática convencionais para obter um programa ótimo de manutenção. Além das complexidades citadas acima, a definição dos intervalos de manutenção deve também minimizar os custos de podas de árvore (custos de manutenção). Portanto, têm-se dois objetivos conflitantes na programação da manutenção, pois quanto maior a frequência de poda de árvores menor será o número de falhas devido a vegetação. Porém, os custos para obter esta melhoria na confiabilidade serão mais elevados. Desta forma, o gerenciamento da vegetação centrado em confiabilidade pode ser formulado através da solução do seguinte problema de otimização multiobjetivo:

$$\text{Min} \left\{ \sum_{t=1}^N E[DEC(\lambda^m, t)], C_{tot}^m(\lambda^m) \right\} \quad (6.1)$$

Sujeito a:

$$C_{tot}^m = \sum_{s \in \mathbb{S}} C_s^m(\lambda_s^m) \quad (6.2)$$

$$E[DEC(\lambda^m, t)] = A^{rep} \bar{U}^{rep}(\lambda^m, t) + A^{sw} \bar{U}^{sw}(\lambda^m, t) \quad (6.3)$$

$$\bar{U}^{rep}(\lambda^m, t) = \Lambda^{eq}(\lambda^m, t) t^{req}(\lambda^m, t) \quad (6.4)$$

$$\bar{U}^{sw}(\lambda^m, t) = \Lambda^{eq}(\lambda^m, t) t^{sw} \quad (6.5)$$

$$\forall s \in \mathbb{S} \text{ e } \lambda_s^m \in \mathbb{F}$$

Onde:

λ_s^m é a frequência de manutenção da seção s ;

C_{tot}^m é o custo total de manutenção;

$\mathbb{S}$ é o conjunto de ramos associados com seções do tronco e das laterais;

$C_s^m(\lambda_s^m) = C^m \times \ell_s \times \lambda_s^m$ é o custo de manutenção associado com a seção s ;

C^m é o custo unitário de manutenção expresso em \$/km;

ℓ_s é o comprimento da seção s ;

$\mathbf{t}^{req}(\boldsymbol{\lambda}^m, t)$ é o vetor de tempos de reparo equivalentes dos componentes. Os elementos deste vetor são definidos como:

$$t_c^{req}(\lambda_c^m, t) = \begin{cases} \mu_c^{req}(\lambda_c^m, t) & c \in \mathbb{S} \\ \mu_c^{rep} & c \notin \mathbb{S} \end{cases} \forall c = 1, \dots, N^{comp}$$

$\mu_c^{req}(\lambda_c^m, t)$ é o tempo de reparo equivalente do modelo agregado de dois estados (obtido pela solução transiente do modelo de Markov) para o mês t ;

$\mathbf{t}^{sw}$ é o vetor de tempos de chaveamento dos componentes;

$\Lambda^{eq}(\boldsymbol{\lambda}^m, t)$ é a matriz diagonal das taxas de falha equivalentes dos componentes. Os elementos diagonais desta matriz são definidos como:

$$\Lambda_{cc}^{eq}(\lambda_c^m, t) = \begin{cases} \lambda_c^{req}(\lambda_c^m, t) & c \in \mathbb{S} \\ \lambda_c & c \notin \mathbb{S} \end{cases}$$

$\lambda_c^{req}(\lambda_c^m, t)$ é a taxa de falha equivalente do modelo agregado de dois estados (obtida pela solução transiente do modelo de Markov) para o mês t ;

$\mathbb{F}$ é o conjunto de valores discretos das frequências de manutenção, sendo definido como:

$$\mathbb{F} = \{1/4, 1/2, 3/4, 1, 3/2, 2, 3, 4\} \text{ manutenções/ano}$$

$E[DEC(\boldsymbol{\lambda}^m, t)]$ é o valor esperado do DEC em função do tempo e das frequências de manutenção das seções.

O espaço de busca da solução é constituído por um conjunto discreto de frequências de manutenção referentes as podas de árvores, que são combinadas com o conjunto de seções da rede de distribuição. Quanto maior o sistema sob estudo, maior será a dimensão do problema de otimização combinatória. Portanto, a dimensão do espaço de busca do problema de gerenciamento ótimo da manutenção é dada por: $|\mathbb{F}|^{|\mathbb{S}|}$, onde $|\mathbb{S}|$ e $|\mathbb{F}|$ são as cardinalidades dos conjuntos $\mathbb{S}$ e $\mathbb{F}$, respectivamente.

6.1.2. Modelo Proposto

A formulação apresentada nesta Tese busca otimizar a gestão de manutenção para atingir dois objetivos principais: reduzir as penalidades financeiras impostas à concessionária de energia e diminuir os custos associados à manutenção. A estratégia convencional, que se concentra na minimização do valor esperado DEC, não garante por si só que o DEC permaneça dentro dos limites regulatórios após a implementação de um plano de manutenção otimizado. Esta desvantagem é devido ao fato de que as penalidades devidas as violações nas metas são dependentes da distribuição de probabilidade do DEC e não apenas do seu valor esperado. Desta forma, mesmo que o valor esperado do DEC esteja dentro dos parâmetros aceitáveis, a concessionária ainda pode enfrentar o pagamento de compensações aos consumidores devido as flutuações aleatórias do DEC em torno do seu valor médio. A questão reside na possibilidade de o DEC ultrapassar os limites estabelecidos, mesmo com um plano de manutenção que parece ideal em teoria. Isso ocorre devido à variabilidade inerente ao DEC, que é influenciada pelas incertezas associadas à frequência e duração das interrupções. Como resultado, podem existir períodos em que a concessionária não recebe multas, mas também períodos em que penalidades são inevitáveis. A variabilidade mencionada acima só pode ser avaliada de forma acurada através da geração da distribuição de probabilidade do DEC.

A variabilidade do DEC em torno de seu valor médio é demonstrada na Figura 25, que exibe a distribuição de probabilidade desse índice com um valor médio estabelecido em 3,0 horas/ano. Com uma meta e uma penalidade definidas em 6,0 horas/ano e \$10 milhões, respectivamente, é possível notar que o valor médio do DEC está abaixo da meta. No entanto, é crucial reconhecer o risco existente de violação dessa meta (indicado pela área sombreada na figura), o que poderia resultar em uma penalidade substancial para a concessionária. Portanto, a formulação proposta visa abordar essa variabilidade e reduzir o risco de transgressão das metas regulatórias.

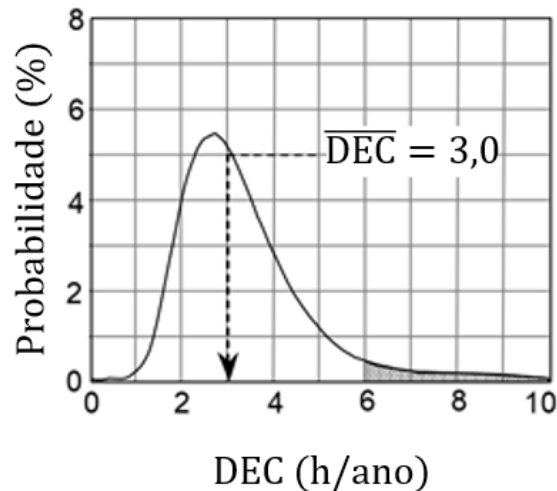


Figura 25 - Distribuição de probabilidade do DEC com a visualização do risco de violação de uma meta de 6.0 horas/ano.
Fonte: Adaptado BROWN (2009)

A minimização da exposição do risco de penalidade experimentado pela concessionária só pode ser realizada se o modelo de otimização da manutenção considerar a minimização do valor esperado da penalidade na sua função objetivo. Todavia, não se pode utilizar o MAEE para a estimação das penalidades, porque esse método só fornece o valor médio do índice de confiabilidade DEC e a penalidade é obtida a partir da distribuição de probabilidade do índice DEC. Em outras palavras, não há uma fórmula analítica fechada associada com a recompensa/penalidade do sistema. Para determinar a recompensa/penalidade ao longo de um dado horizonte de tempo, deve-se usar a SMC para estimar a variação do índice de confiabilidade DEC em torno da sua média.

Assim como no paradigma convencional (minimização do DEC), o paradigma proposto, baseado na minimização das multas, também deve minimizar os custos de manutenção para que a programação ótima das manutenções seja economicamente viável. Desta forma, o programa de manutenção baseado no modelo proposto (redução das multas e custos) pode ser obtido através da solução do seguinte problema de otimização multiobjetivo:

$$\text{Min} \left\{ \sum_{t=1}^N E[RP(\lambda^m, t)], C_{tot}^m(\lambda^m) \right\} \quad (6.6)$$

Sujeito a:

$$C_{tot}^m = \sum_{s \in \mathbb{S}} C_s^m(\lambda_s^m) \quad (6.7)$$

$$E[RP(\lambda^m, t)] = \int_0^\infty RP(\xi) \cdot f(\xi) d\xi \quad (6.8)$$

$$\xi = DEC(\lambda^m, t) = A^{rep} \hat{U}^{rep}(\lambda^m, t) + A^{sw} \hat{U}^{sw}(\lambda^m, t) \quad (6.9)$$

$$\forall s \in \mathbb{S} \text{ e } \lambda_s^m \in \mathbb{F}$$

Onde:

$E[RP(\lambda^m, t)]$ é o valor esperado da recompensa/penalidade em função do tempo e das frequências de manutenção das seções;

$DEC(\lambda^m, t)$ é a variável aleatória associada com o índice DEC em função do tempo e das frequências de manutenção das seções;

$f(\xi) = f(DEC(\lambda^m, t))$ é função densidade de probabilidade de $DEC(\lambda^m, t)$;

$d\xi = dDEC(\lambda^m, t)$ é uma mudança infinitesimal em $DEC(\lambda^m, t)$;

$\hat{U}^{rep}(\lambda^m, t)$ é o vetor de somas aleatórias dos tempos de reparo com dependência em relação ao tempo e a frequência de manutenção. Os elementos deste vetor são definidos como:

$$\hat{U}_c^{rep}(\lambda^m, t) = \begin{cases} \sum_{f=0}^{N_c^{fail}(\lambda^m, t)} t_{f,1}^{rep}(\lambda^m, t) & c \in \mathbb{S} \\ \sum_{f=0}^{N_c^{fail}} t_{f,c}^{rep} & c \notin \mathbb{S} \end{cases}$$

$\hat{U}^{sw}(\lambda^m, t)$ é o vetor de somas aleatórias dos tempos de chaveamento com dependência em relação ao tempo e a frequência de manutenção. Os elementos deste vetor são definidos como:

$$\hat{U}_c^{sw}(\lambda^m, t) = \begin{cases} \sum_{f=0}^{N_c^{fail}(\lambda^m, t)} t_{f,1}^{sw} & c \in \mathbb{S} \\ \sum_{f=0}^{N_c^{fail}} t_{f,c}^{sw} & c \notin \mathbb{S} \end{cases}$$

$N_c^{fail}(\lambda^m, t)$ é uma variável aleatória com distribuição de Poisson que representa o número de falhas no componente $c \in \mathbb{S}$. A taxa de falha desta distribuição é igual a

taxa de falha equivalente do modelo agregado de dois estados para o mês t . A taxa de falha equivalente é obtida através da solução transitória do modelo de Markov;

$t_{f,c}^{rep}(\lambda^m, t)$ é uma variável aleatória com distribuição exponencial que representa o tempo de reparo do componente $c \in \mathbb{S}$ para o evento de falha f associado com $N_c^{fail}(\lambda^m, t)$. A taxa de reparo desta distribuição é igual a taxa de reparo equivalente do modelo agregado de dois estados para o mês t . A taxa de reparo equivalente é obtida pela solução transitória do modelo de Markov.

Comparando-se os paradigmas convencional e proposto para o gerenciamento da manutenção centrado em confiabilidade, pode-se concluir que no modelo convencional a função objetivo e as restrições estão associadas com valores esperados das indisponibilidades anuais (reparo e chaveamento) que definem o DEC. Por outro lado, no modelo proposto a função objetivo e as restrições estão relacionadas com as somas aleatórias (processos estocásticos geradores) das indisponibilidades anuais que definem o índice DEC.

O modelo convencional definido nesta Tese tem uma função objetivo semelhante aquelas identificadas na revisão bibliográfica sobre gerenciamento da manutenção centrada em confiabilidade. No entanto, o modelo convencional tem uma vantagem com relação aos modelos previamente publicados, ou seja, é considerada a representação da evolução temporal da degradação através de um modelo Markoviano de múltiplos estados.

6.2. Técnica de Otimização

Os desafios associados ao gerenciamento de manutenção, apresentados nas seções anteriores deste capítulo, foram abordados por meio da aplicação do algoritmo de Otimização Multiobjetivo via Enxame de Partículas (Do inglês *Multiobjective Particle Swarm Optimization* - MPSO). Esta técnica meta-heurística emprega um conjunto de partículas que exploram o espaço de busca, o qual é definido a priori. No contexto deste algoritmo, uma "partícula" representa uma solução potencial dentro do espaço de busca para o problema em questão.

Cada partícula possui uma velocidade atribuída, que é influenciada por três forças principais que determinam sua trajetória dentro do espaço de busca. A

primeira força é a experiência própria da partícula, que consiste na sua velocidade e posição atuais. A segunda força é a cognitiva, que direciona a partícula para a melhor solução que ela mesma já identificou. A terceira força é a social, que guia a partícula em direção à melhor solução encontrada pelo enxame como um todo. A Figura 26 ilustra a dinâmica destas forças, demonstrando como elas interagem para moldar o movimento da partícula. O equilíbrio entre estas forças permite que o MPSO encontre soluções eficazes, navegando no espaço de busca de forma estratégica para resolver os problemas de manutenção propostos.

A implementação do algoritmo se faz gerando as N partículas que formarão o enxame com suas respectivas posições. Pode-se neste momento gerar o vetor de velocidades iniciais para cada partícula. Os vetores de velocidade e posição de todas as partículas são atualizados a cada geração (iteração), até que seja atingindo um critério de parada (número máximo de gerações/iterações, partícula com valor desejado etc.).

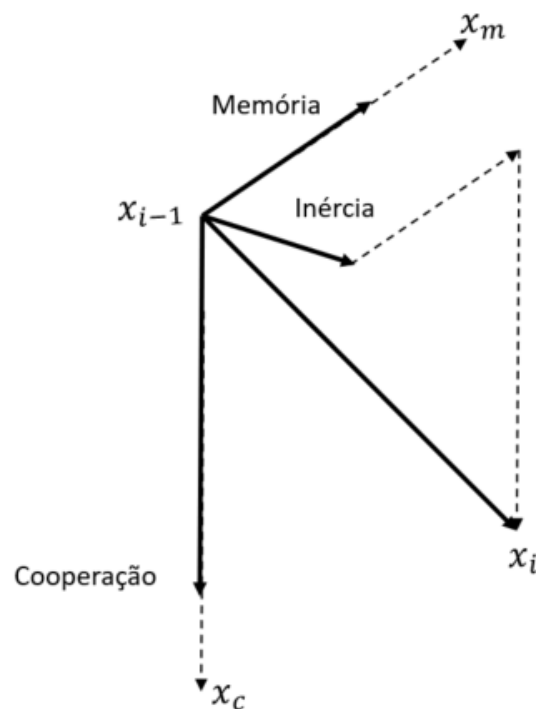


Figura 26 - Movimento de uma partícula
Fonte: Adaptado BORGES (2006)

No MPSO cada partícula irá possuir um *pbest* que é a melhor posição já visitada por essa partícula. O enxame terá o *gbest*, que é a melhor posição já visitada

pelo enxame. Para atualizar as velocidades de cada partícula, utiliza-se o peso w , que representa a inércia da partícula e os parâmetros de confiança $c1$ e $c2$. O parâmetro $c1$ define o quanto a partícula confia em si, enquanto o $c2$ define o quanto a partícula confia no enxame. A equação (6.10) é utilizada para atualizar a velocidade de cada partícula.

$$v_i^{(k+1)} = wv_i^{(k)} + c1r1(pbest_i - x_i^{(k)}) + c2r2(gbest^{(k)} - x_i^{(k)}) \quad (6.10)$$

Onde:

$x_i^{(k)}$ é a posição da partícula i na iteração k .

$v_i^{(k)}$ é a velocidade da partícula i na iteração k .

$pbest_i$ é a melhor posição encontrada pela partícula i .

$gbest^{(k)}$ é a melhor posição encontrada pelo enxame até a iteração k .

$r1$ e $r2$ são números aleatórios entre zero e um.

A equação (6.11) mostra como é feita a atualização da posição futura de cada partícula no algoritmo.

$$x_i^{(k+1)} = x_i^{(k)} + v_i^{(k+1)} \quad (6.11)$$

Onde:

x_{k+1}^i é a posição de cada partícula i na iteração $k+1$.

v_{k+1}^i é o vetor de velocidade da partícula.

Na Figura 27 é apresentado o diagrama que representa o fluxo do algoritmo PSO.

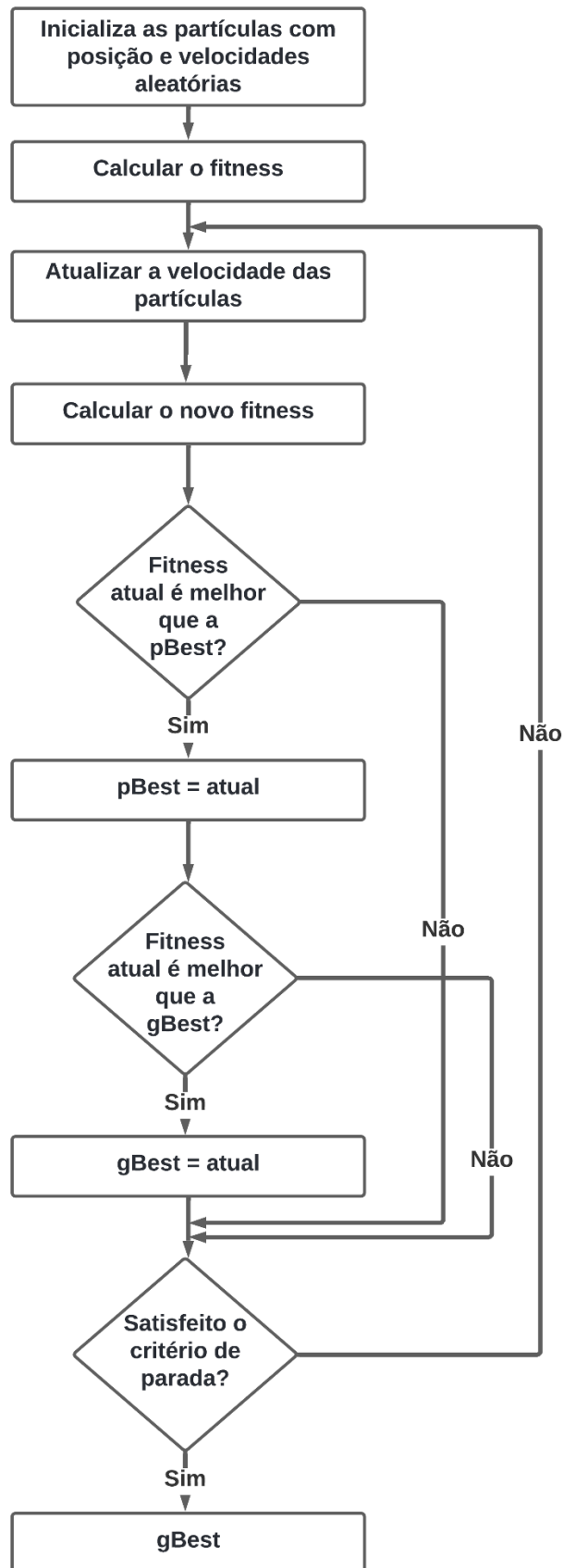


Figura 27 - Diagrama do algoritmo MPSO
Fonte: Próprio Autor

O algoritmo PSO foi originalmente projetado para problemas com variáveis aleatórias contínuas. Porém as frequências de manutenção são discretas, conforme pode-se observar na formulação matemática (6.6)-(6.9). Para contornar o problema das variáveis discretas, utiliza-se o MPSO de forma contínua, porém os valores são arredondados para o inteiro mais próximo quando o algoritmo for atualizar a posição das partículas. Foi implementada uma estratégia de mutação no MPSO para evitar a sua convergência para uma solução ótima local. Esta estratégia consiste em alterar de forma aleatória algumas partículas de acordo com o valor percentual escolhido para uma taxa de mutação.

Após a determinação dos valores das funções objetivos para cada partícula, utiliza-se a teoria da dominância de Pareto, introduzida por Vilfredo Pareto no século XIX (DEB, 2001), para comparar as soluções do PSO multiobjetivo. Este processo é realizado para encontrar as soluções não-dominadas do conjunto de partículas do PSO, ou seja, dado um conjunto de soluções V , diz-se que a solução x_1 é não-dominada por x_2 quando $f_m(x_1) \leq f_m(x_2)$ para todo $m = 1, 2, \dots, M$ e $\exists_m \rightarrow f_m(x_1) < f_m(x_2)$, tratando-se de um problema de minimização.

Um vetor com as soluções não-dominadas é criado e compara-se esse vetor com o conjunto de partículas que é gerado aleatoriamente a cada geração do PSO. Para garantir que o espaço de busca da solução seja o maior possível (para evitar que o algoritmo encontre um ótimo local como solução ótima do problema), além da mutação introduzida nas partículas do PSO, utiliza-se a técnica de *Crowding Distance* (Distância do Aglomerado) para estimar a densidade de soluções em torno de uma dada solução (DEB, 2000).

A Figura 28 ilustra como se determina a distância do aglomerado para uma dada solução i , onde estima-se o maior cuboide que se pode obter sem incluir nenhuma outra solução.

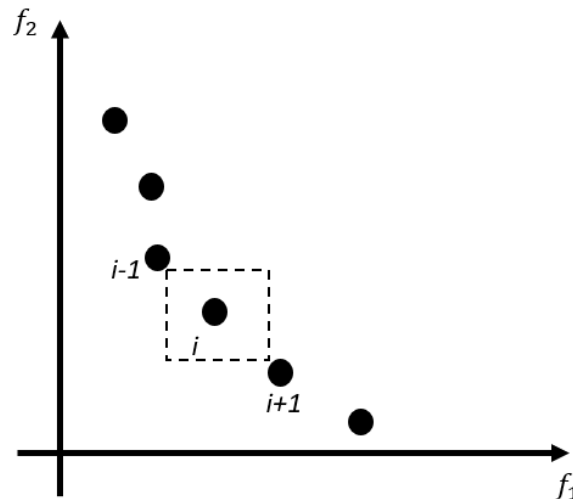


Figura 28 - Determinação da distância do aglomerado
Fonte: Adaptado RAQUEL e NAVAL (2005)

Na Figura 29 tem-se um exemplo de espaço de soluções, onde se deseja minimizar as funções f_1 e f_2 . O gráfico é composto por seis pontos, onde cada um representa uma solução distinta no espaço de busca.

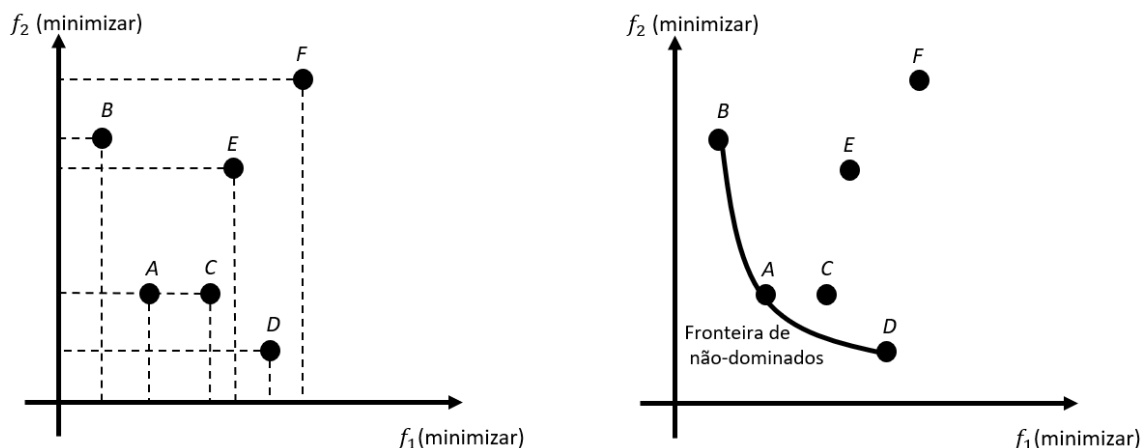


Figura 29 - Espaço de soluções e Fronteira Pareto
Fonte: Adaptado DEB (2002)

A Tabela 3 apresenta a relação de dominância entre todas as possíveis soluções dadas no gráfico da Figura 29. Nota-se que as soluções A, B e D não são dominadas por nenhuma outra. Sendo assim, estas soluções formam a fronteira Pareto. Pares de soluções como o C e D, onde a solução C apresenta o menor valor para a função objetivo f_1 , enquanto a solução D apresentam o menor valor para a função objetivo f_2 , são tidas como não comparáveis.

Tabela 3 - Relação de dominância entre soluções

Combinação	Relação de dominância	Combinação	Relação de dominância
A e B	Não comparáveis	B e F	B domina F
A e C	A domina C	C e D	Não comparáveis
A e D	Não comparáveis	C e E	C domina E
A e E	A domina E	C e F	C domina F
A e F	A domina F	D e E	Não comparáveis
B e C	Não comparáveis	D e F	D domina F
B e D	Não comparáveis	E e F	E domina F
B e E	Não comparáveis		

Após estimar a densidade das soluções obtidas pelo algoritmo MPSO, pode-se utilizar as soluções não-dominadas mais distantes (com menor densidade) como *gbest's* do MPSO, ou seja, utiliza-se o vetor de soluções não-dominadas com menor densidade de soluções como o vetor que contém as melhores posições já visitadas pelo enxame. Esse processo torna o algoritmo ainda mais robusto fazendo com que haja um maior espalhamento das partículas no espaço de busca das soluções.

A Figura 30 ilustra o diagrama do algoritmo de otimização utilizado nesta Tese. Os valores das frequências de manutenção são discretos, sendo assim, houve a necessidade de utilizar um gerador de números aleatórios do *software* MATLAB® para sortear números contínuos dentro do intervalo [1,8] (número de valores possíveis para a frequência de manutenção) e arredondá-los para o número inteiro mais próximo. Por esse motivo, pode-se selecionar a frequência de manutenção discreta para cada seção que compõem as partículas do algoritmo.

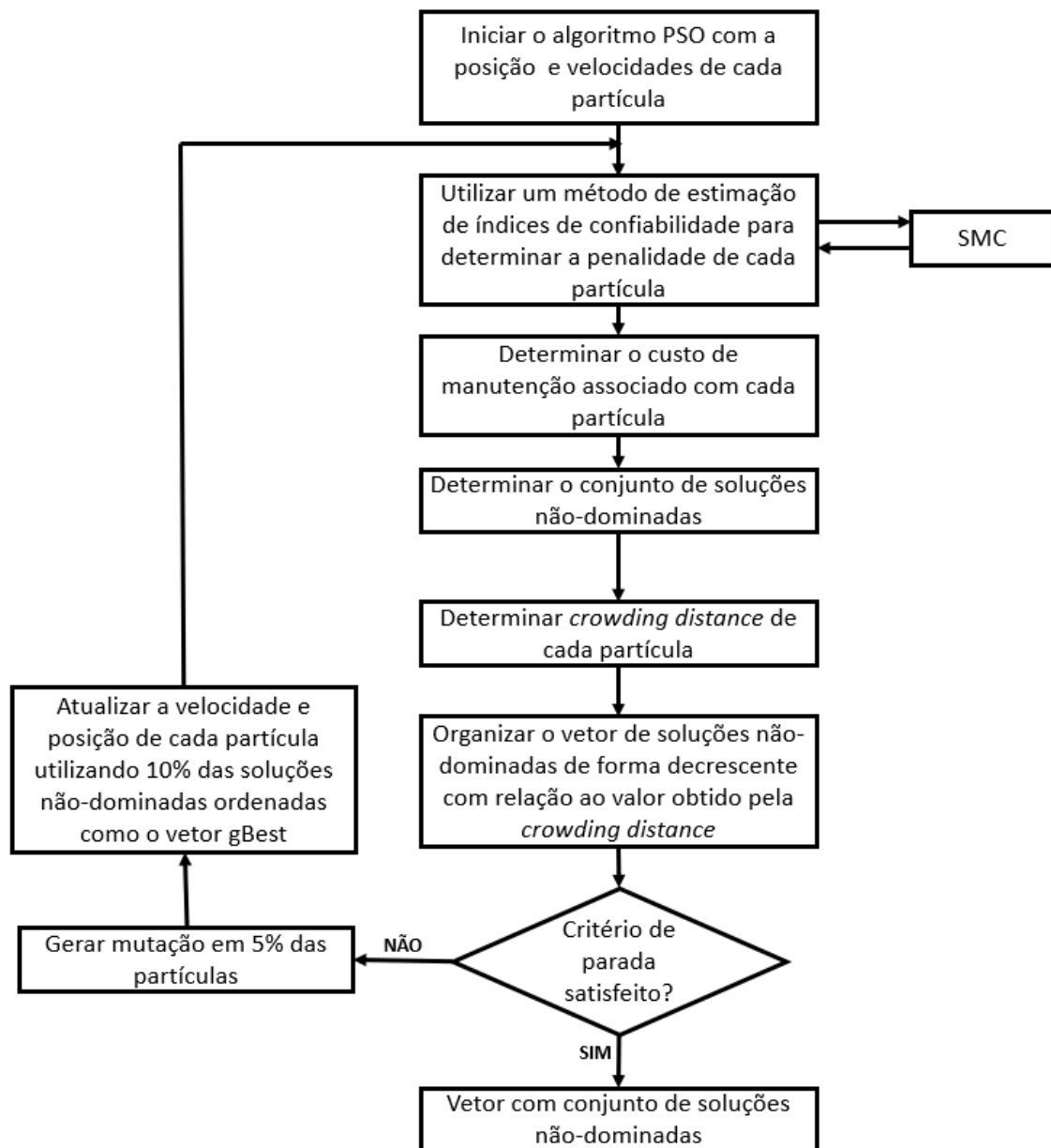


Figura 30 - Diagrama do algoritmo de otimização
Fonte: Próprio Autor

O critério de parada adotado neste algoritmo foi o número de gerações do PSO. (1000 gerações). Quando o critério de parada é alcançado se obtém um vetor com todas as soluções não-dominadas, que formam a fronteira Pareto. Com isso, necessita-se de um critério de decisão para determinar a melhor solução Pareto dentre do conjunto de soluções encontrado. Utilizou-se a métrica de aproximação Max-Min, que encontra uma solução equilibrada (mediana) entre as funções objetivos, sendo calculada pelas expressões abaixo (NEGRETE; BRIGATTO; ZANIN, 2018):

$$AMM^{(i)} = \left[\frac{f_{max}^{(1)} - f^{(i1)}}{f_{max}^{(1)} - f_{min}^{(1)}} \dots \frac{f_{max}^{(j)} - f^{(ij)}}{f_{max}^{(j)} - f_{min}^{(j)}} \dots \frac{f_{max}^{(m)} - f^{(im)}}{f_{max}^{(m)} - f_{min}^{(m)}} \right] \quad (6.12)$$

$$solução = x_k \mid k = \text{índice} \left(\max \left[\min_{i=1, \dots, n} \{AMM_i\} \right] \right) \quad (6.13)$$

Onde:

$AMM^{(i)}$ é o valor da métrica da i -ésima solução de um conjunto com n soluções não-dominadas;

$f_{max}^{(j)}$ e $f_{min}^{(j)}$ são os pontos máximos e mínimos, respectivamente, da j -ésima função objetivo;

$f^{(ij)}$ é o valor da função objetivo j para a alternativa i ;

n é o número de soluções não-dominadas;

x_k é a solução final.

O algoritmo Max-Min consiste basicamente em padronizar cada solução com o valor máximo e mínimo da sua função objetivo. Com isso, pode-se obter o menor valor dentre cada função objetivo associado com uma dada solução não-dominada. Após ter sido selecionado o menor valor de cada solução, seleciona-se o maior valor dentre todas as soluções não-dominadas, sendo assim o algoritmo rastreia o “centro de gravidade” da fronteira Pareto.

Finalmente, é importante destacar que a estrutura do problema multiobjetivo proposta para o gerenciamento das podas de árvores pode ser solucionada por qualquer algoritmo de otimização. Neste contexto, a escolha do PSO foi devido a sua facilidade de implementação e o seu uso amplamente difundido na solução de problemas de otimização em sistemas de potência, por exemplo, o FPO e o comissionamento de unidades geradoras (ZHU, 2016).

7. RESULTADOS

Neste estudo, foram realizados testes do modelo proposto para o gerenciamento da manutenção centrada na confiabilidade em duas topologias distintas de redes de distribuição. Para a topologia radial, adotou-se como referência o sistema teste RBTS (Roy Billinton Test System) barra 4, que é amplamente reconhecido para estudos de confiabilidade em redes de distribuição, desenvolvido por Billinton et al. (1991). Para a topologia malhada, utilizou-se o sistema CIGRÉ, conhecido como Sistema Referência de Rede de Distribuição de Média Tensão, desenvolvido pelo Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (TASK FORCE C6.04.02, 2014). Essa abordagem dual permite uma avaliação abrangente do modelo proposto, considerando as peculiaridades e desafios de cada configuração de rede.

7.1. Sistema com Configuração Radial

7.1.1. Características do sistema teste

O sistema teste RBTS barra 4 (BILLINTON et al., 1991) foi escolhido devido a quantidade de alimentadores (sete alimentadores) com possíveis transferências de carga através de um conjunto de chaves normalmente abertas. Esta característica é importante na estimação de índices de confiabilidade com restrições de rede durante a restauração à jusante. Outro motivo para a escolha desse sistema é o grande número de publicações que utilizam o RBTS barra 4 como sistema teste para a implementação de estudos de confiabilidade em redes de distribuição. O diagrama unifilar deste sistema é mostrado na Figura 31. As principais características deste sistema são apresentadas na Tabela 4. Os dados de confiabilidade dos equipamentos do RBTS, barra 4, usados nos testes com os modelos de gerenciamento da vegetação centrado em confiabilidade são mostrados na Tabela 5.

Os índices de confiabilidade do sistema RBTS barra 4 foram calculados considerando a existência de restrições de rede durante o processo de restauração à jusante. As violações nestas restrições são identificadas usando-se um algoritmo de fluxo de potência baseado no método de SMC. Todavia, a referência original do RBTS barra 4 (BILLINTON et al., 1991) não disponibiliza os dados para estudos de

fluxo de potência. Desta forma, considerou-se os dados mostrados na Tabela 6 para a realização de estudos de fluxo de potência no sistema RBTS.

Tabela 4 - Principais características do sistema RBTS

Número de Alimentadores	7
Número de Pontos de Carga	38
Carga ativa Total	26,8158 MW
Comprimento Total	48,2 km
Número total de consumidores	4779
Número de Fusíveis	38
Número de Chaves	51
Número de disjuntores/religadores	7
Número de seções	67

Tabela 5 - Dados de confiabilidade dos equipamentos do RBTS

Tipo do equipamento	Taxa de falha	Tempos de Reparo
Disjuntor/Religador	0	0
Seção do Tronco	0,065	5
Seção da Lateral	0,065	5
Chave	0	0
Transformador	0,015	10
Fusível	0	0

Tabela 6 - Dados de fluxo de potência para o sistema RBTS barra 4

Tipo do Componente	Dado
Seção do Tronco	336,4 - ACSR, $r = 0,306$, $GMR = 0,0244$, 530A
Seção da Lateral	1/0 - ACSR, $r = 1,12$, $GMR = 0,00446$, 230A
Transformadores dos pontos de carga	1500 kVA, 11 kV/415 V, $Z_{\%} = 5,5 \%$
Tensão na barra da subestação	1,01875 (p.u)
Tensão de base (kV)	11
Potência de Base (kVA)	10
Fator de potência das cargas	0.95

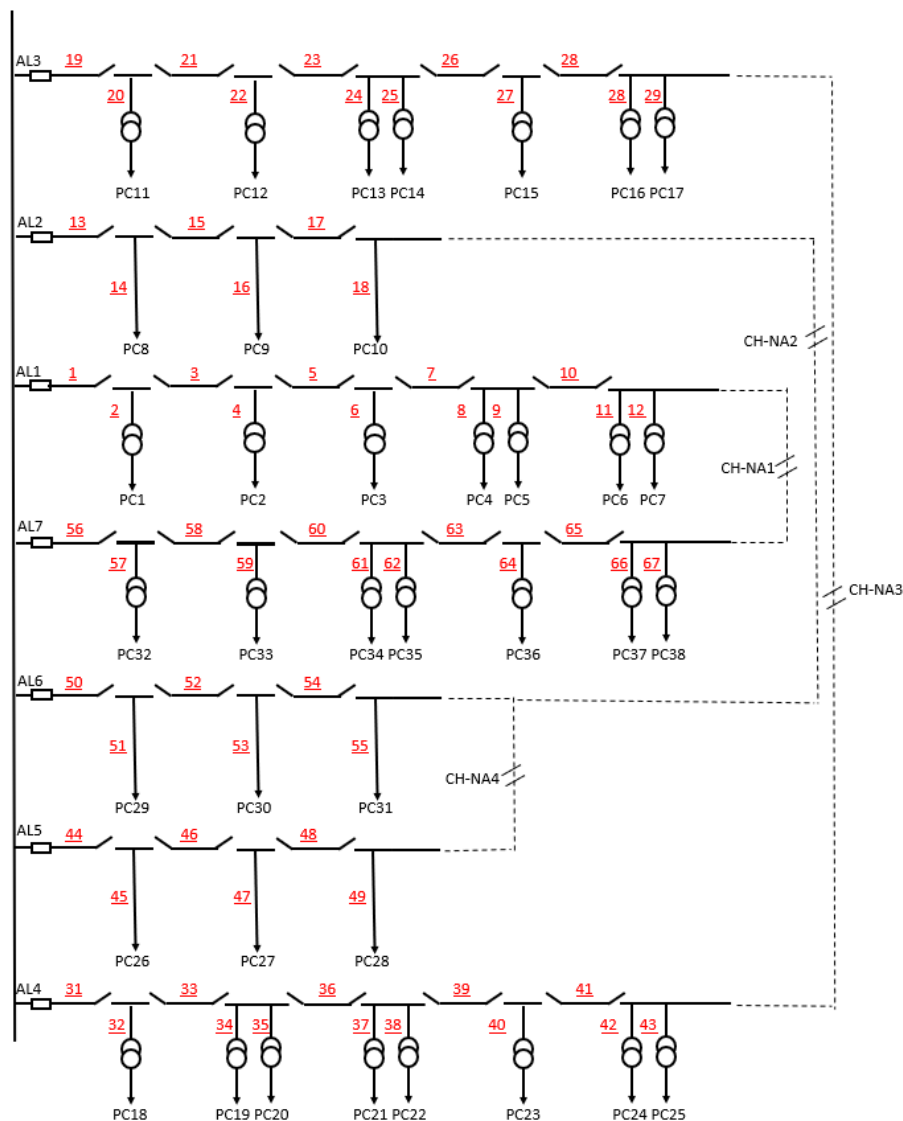


Figura 31 - Diagrama do sistema teste RBTS barra 4
Fonte: Adaptado BILLINTON et al., 1991

As resistências e reatâncias dos condutores foram calculadas considerando-se a geometria definida na Figura 32. Desta forma, tem-se os seguintes valores de resistência e reatância de sequência positiva usando-se as equações de KERSTING (2001):

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ca}} \quad (7.1)$$

$$z_{positivo} = r + j0,12134 \times \ln\left(\frac{D_{eq}}{GMR}\right) \quad (7.2)$$

Onde:

D_{ab} , D_{bc} e D_{ca} são os espaçamentos entre os cabos, conforme a Figura 32, sendo $D_{ab} = 2,5 \text{ ft}$, $D_{bc} = 4,5 \text{ ft}$ e $D_{ca} = 7,0 \text{ ft}$.

D_{eq} é o espaçamento equivalente.

$z_{positivo}$ é a impedância de sequência positiva dada em Ω/km .

r é a resistência do condutor.

GMR é a média geométrica do condutor dada em radianos.

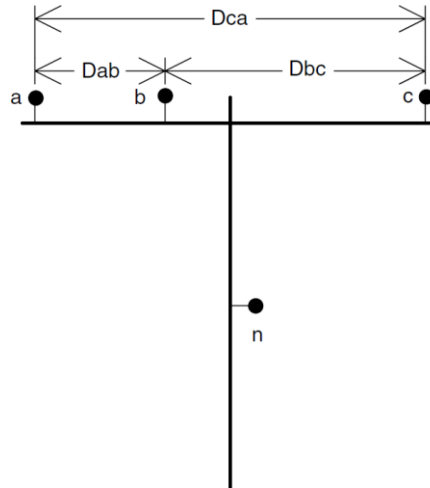


Figura 32 - Geometria dos condutores do RBTS barra 4.

As impedâncias dos transformadores foram calculadas como (MAMEDE, 1994):

$$I_p = \frac{P_{nt}}{\sqrt{3} \cdot V_{nt}} \quad (7.3)$$

$$P_{cu,\phi} = \frac{P_{cu,3\phi}}{3} \quad (7.4)$$

$$R_{eq} = \frac{P_{cu,\phi}}{I_p^2} \quad (7.5)$$

$$V_{cc} = \frac{Z_{\%} V_p}{\sqrt{3}} \quad (7.6)$$

$$Z_{eq} = \frac{V_{cc}}{I_p} \quad (7.7)$$

$$X_{eq} = \sqrt{Z_{eq}^2 - R_{eq}^2} \quad (7.8)$$

Onde:

I_p é a corrente do primário do transformador.

P_{nt} e V_{nt} são a potência e tensão nominais do transformador, respectivamente.

$P_{cu,\phi}$ e $P_{cu,3\phi}$ são as perdas no cobre monofásicas e trifásicas.

R_{eq} é a resistência equivalente do transformador.

V_{cc} e V_p é a tensão de curto-circuito e a tensão do primário do transformador, respectivamente.

$Z_{\%}$ é a impedância percentual do transformador.

Z_{eq} e R_{eq} são a impedância e resistência equivalentes, respectivamente.

Finalmente, é necessário enfatizar que não é necessário utilizar programas especializados para estimar os parâmetros elétricos das seções alimentadores, pois as fórmulas para estimar estes parâmetros são amplamente difundidas na literatura técnica associada com sistemas de distribuição (KERSTING, 2001; SHORT, 2003; MAMEDE, 1994).

7.1.2. Definição dos casos de estudo

Para fins de análise dos resultados obtidos nessa Tese, optou-se por utilizar diferentes casos de estudo para se analisar o impacto de cada metodologia na otimização dos intervalos de manutenção associados às podas de árvores. Os casos de estudo para o sistema-teste utilizados nesta Tese, para avaliar e validar os modelos propostos são definidos a seguir:

- I. **Caso 0.1:** sem manutenção, sem degradação e sem restrições de rede;
- II. **Caso 0.2:** sem manutenção, com degradação e sem restrições de rede;

- III. **Caso 0.3:** sem manutenção, com degradação e com restrições de rede.
- IV. **Caso 1.0:** com degradação, com restrições de rede, com manutenção baseada na minimização das penalidades e estimação das penalidades via SMC.

Para os casos de estudo apresentados utilizou-se as seguintes suposições:

- i) O tamanho da população do MPSO: 40;
- ii) O número máximo de gerações do MPSO: 1000;
- iii) A taxa de mutação do MPSO: 5%;
- iv) O custo de manutenção associados com as podas de árvores: 45,6126 \$/mi;
- v) O valor base para pagamento da penalidade/recompensa: \$ 1.000.000,00;
- vi) Os parâmetros das funções de penalidade/recompensa são: $w_r = 0,5$, $w_p = 1,0$, $c_r = -1,0$, $c_p = 1,0$, $s_r = 2,0$ e $s_p = 2,0$;
- vii) Os parâmetros relacionados ao horizonte de tempo de manutenção são: $N = 4$ anos, $T = 35040$ horas ($4 \times 365 \times 24$), $\Delta T = 8760$ horas (365×24), $\Delta t = 1$ hora e $n = 35040$;
- viii) Os modelos de MCC foram implementados usando-se a linguagem de programação do MATLAB®;
- ix) A plataforma computacional usada nos testes possui as seguintes características: computador com processador Intel Core i5-7200U de 2.5 GHz, 8 GB de RAM e sistema operacional Windows 10;
- x) O tamanho da amostra para a SMC: 10000;
- xi) Taxas de transição do modelo de degradação da rede distribuição aérea devido à proximidade da vegetação é: $k\lambda = 1/2$;
- xii) Tronco primário: $\mu_r^{-1} = 5h$, $\lambda_{fc} = 0,10$ falhas/ (ano x milha), $\lambda_d = 0,5$ falhas/ (ano x milha) (tempos de reparo de ALLAN et al. (1991) e taxas de falha de BROWN (2009));
- xiii) Tronco secundário: $\mu_r^{-1} = 5h$, $\lambda_{fc} = 0,16$ falhas/ (ano x milha), $\lambda_d = 0,5$ falhas/ (ano x milha) (tempos de reparo de ALLAN et al. (1991) e taxas de falha de BROWN (2009));

xiv) Transformadores: $\mu_t^{-1} = 10h$, $\lambda_t = 0,0015$ falhas/ano (taxas de ALLAN et al. (1991))

7.1.3. Resultados configuração radial

Antes de prosseguir com a análise detalhada dos casos de estudo, é essencial realizar uma comparação criteriosa entre o modelo de ACP cronológica proposto (utilizando a SMCNS) e a Simulação Monte Carlo Sequencial (SMCS). Este passo é crucial para verificar a precisão e o custo computacional do novo método em relação ao SMCS, que é um método amplamente reconhecido e utilizado na área.

Para esta comparação, a SMCS foi aplicada utilizando o método de amostragem de duração de estado, uma abordagem eficaz para modelar transições de estado cronológicas em modelos de multiestados, conforme descrito na referência (BILLINTON & LI, 1994). A Tabela 7 ilustra os valores esperados de DEC e penalidades calculadas tanto pelo SMCS quanto pelo método proposto. Estes valores são específicos para o Caso 0.2, onde os componentes são modelados pela cadeia de Markov (Figura 15), sem a aplicação da MCC e com degradação, e as restrições de rede são relaxadas no processo de restauração da ACP.

De maneira a proporcionar uma análise quantitativa mais profunda, as quartas e sétimas colunas da Tabela 7 destacam os erros relativos percentuais do método proposto em comparação ao SMCS. Os resultados, obtidos sob a premissa de que a regra de parada para a SMCNS e o SMCS é definida pelo tamanho da amostra ($N_{samp} = 10000$), indicam que o método proposto mantém uma precisão comparável ao SMCS. Para ilustrar, os erros relativos máximos para o DEC e as penalidades são de apenas 1,79% e 7,86%, respectivamente.

Tabela 7 - Comparação entre o método proposto e a SMCS para o Caso 0.2

Ano	DEC (hora/ano)			Penalidade (k\$)		
	SMCS	Proposto	ERRO	SMCS	Proposto	ERRO
1	0.8711	0.8705	0.068926	12.34	11.44	7.862449
2	1.6103	1.6397	1.793011	112.32	114.01	1.48171
3	2.1445	2.1516	0.329987	153.88	154.29	0.262984
4	2.3872	2.4055	0.760757	166.62	164.00	1.596762

Além da precisão, um aspecto crucial a considerar é a eficiência computacional. Os tempos de processamento (CPU) necessários para a ACP cronológico proposto e o SMCS, a fim de alcançar os resultados mencionados na Tabela 7, são significativamente diferentes: 1,52 segundos e 19,73 segundos, conforme apresentado na Tabela 8. Isto implica que a ACP proposto é aproximadamente 12,98 vezes mais rápido do que o SMCS. O ganho de tempo é notável, especialmente considerando que este cálculo se baseia em uma única execução do SMCS.

Tabela 8 - Comparativo custo computacional método proposto e SMCS

Métodos	Tempo computacional (s)	Ganho
SMCS	19,73	-
Proposto	1,52	12,98

É importante destacar que, na prática, são exigidas múltiplas rodadas da SMCS para identificar a programação de manutenção ótima no contexto do MCC. Portanto, a adoção do modelo proposto, que integra um modelo equivalente de dois estados, SMCNS e a solução transitória das cadeias de Markov, apresenta-se não apenas como uma alternativa viável, mas também como uma solução estratégica para contornar a complexidade computacional inerente ao problema de RCM.

Finalmente, é relevante destacar que, embora o SMCS seja simples de implementar e flexível para acomodar características complexas do sistema, seu alto custo computacional permanece como um desafio significativo. Neste contexto, o método proposto emerge como uma alternativa promissora, equilibrando precisão e eficiência computacional, essenciais para a análise de confiabilidade no gerenciamento de redes de distribuição de energia.

Os próximos resultados estão associados com a avaliação do impacto das restrições de rede e da degradação nos índices de confiabilidade. Primeiramente, compara-se o modelo convencional de dois estados utilizado na ACP para o Caso 0.1 com dois modelos básicos propostos nesta pesquisa: os Casos 0.2 e 0.3. Essa

comparação é ilustrada na Figura 33. A partir desta figura, observa-se que a degradação da rede e as restrições de rede exercem um impacto significativo no índice DEC. Por exemplo, a mudança percentual no DEC no quarto ano para os Casos 0.2 e 0.3, em relação ao Caso 0.1, é de 284,61% e 668,27%, respectivamente.

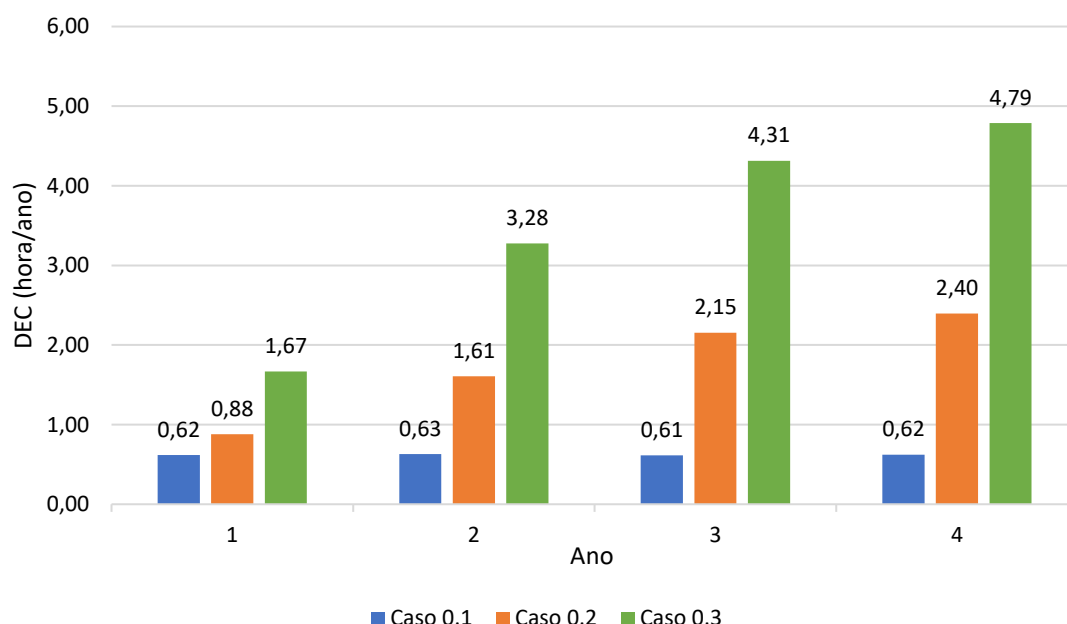


Figura 33 - Comparação do DEC para os Casos 0.1, 0.2 e 0.3.

Na Seção 3 desta Tese, são apresentados dois métodos para a realização da ACP cronológica: um exato e outro aproximado, baseados nos valores instantâneos e médios das taxas de transição equivalentes, respectivamente. Uma comparação entre esses dois métodos para o Caso 0.3 é mostrada na Figura 7. Esta figura indica que o método aproximado apresentou uma precisão aceitável na estimativa da penalidade para a maioria dos anos no horizonte de tempo da MCC. Além disso, os tempos de processamento (CPU) para estimar índices de confiabilidade com base nos métodos aproximado e exato são de 5,6 segundos e 4682,9 segundos, respectivamente. Isso significa que a ACP cronológica baseada no método aproximado alcançou um ganho de tempo de cerca de 833,5 vezes em relação à baseada no método exato.

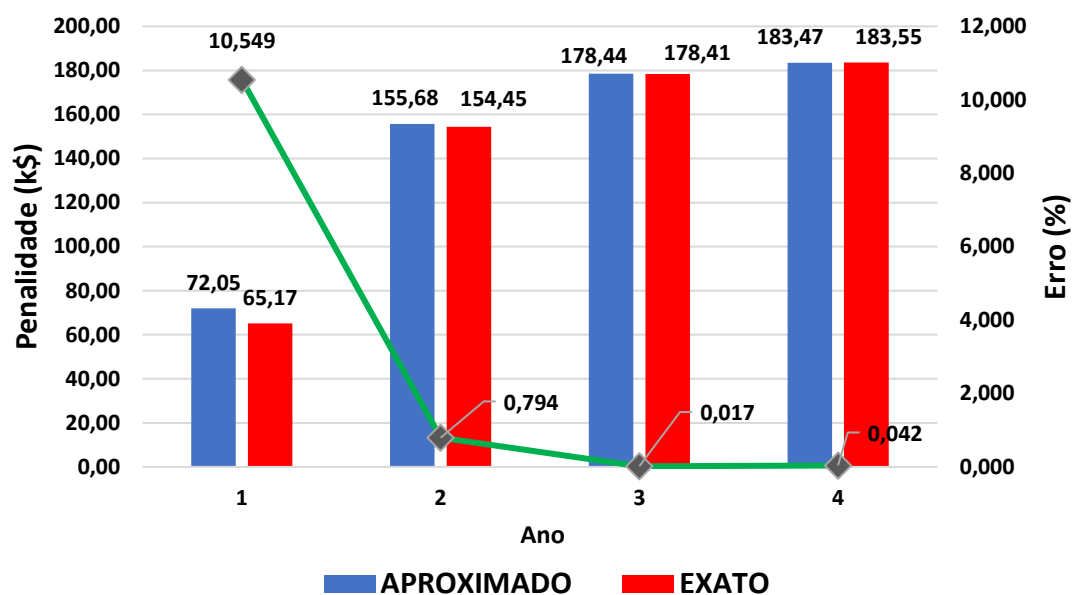


Figura 34 – Estimação das penalidades utilizando ACP cronológica, baseadas no método aproximado e exato para o Caso 0.3

Portanto, o método aproximado alcançou um compromisso adequado entre precisão e custo computacional para a otimização da MCC. Este resultado é particularmente relevante, pois evidencia que, embora o método exato possa fornecer uma análise mais detalhada, o método aproximado oferece uma alternativa eficiente em termos de tempo sem comprometer significativamente a precisão, tornando-se assim uma opção viável para a otimização de manutenção centrada na confiabilidade em redes de distribuição de energia.

A Figura 35 e a Figura 36 apresentam o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) e as penalidades, respectivamente, para os casos 0.3 (sem manutenção) e 1.0 (MCC proposta). A partir destas figuras, é claramente observável que a técnica de MCC proposta obteve reduções muito expressivas no DEC e na penalidade para o período de quatro anos. Isto é, as reduções no DEC médio e na penalidade total no período de quatro anos foram de 55,07%.

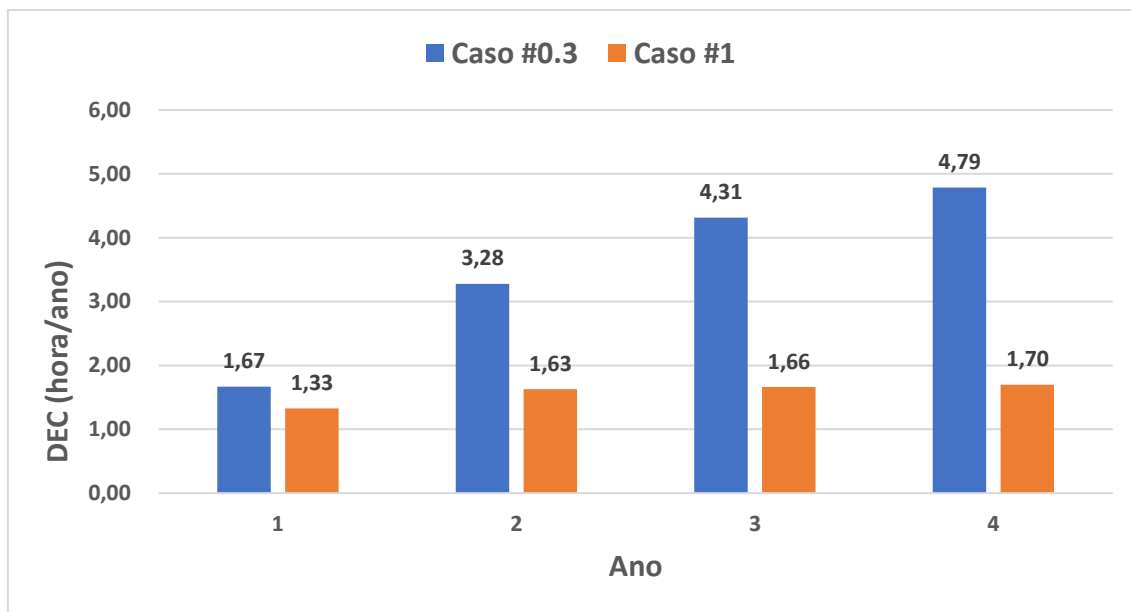


Figura 35 - Índices de SAIDI para o Caso 0.3 (sem manutenção) e o Caso 1.0 (MCC proposta).

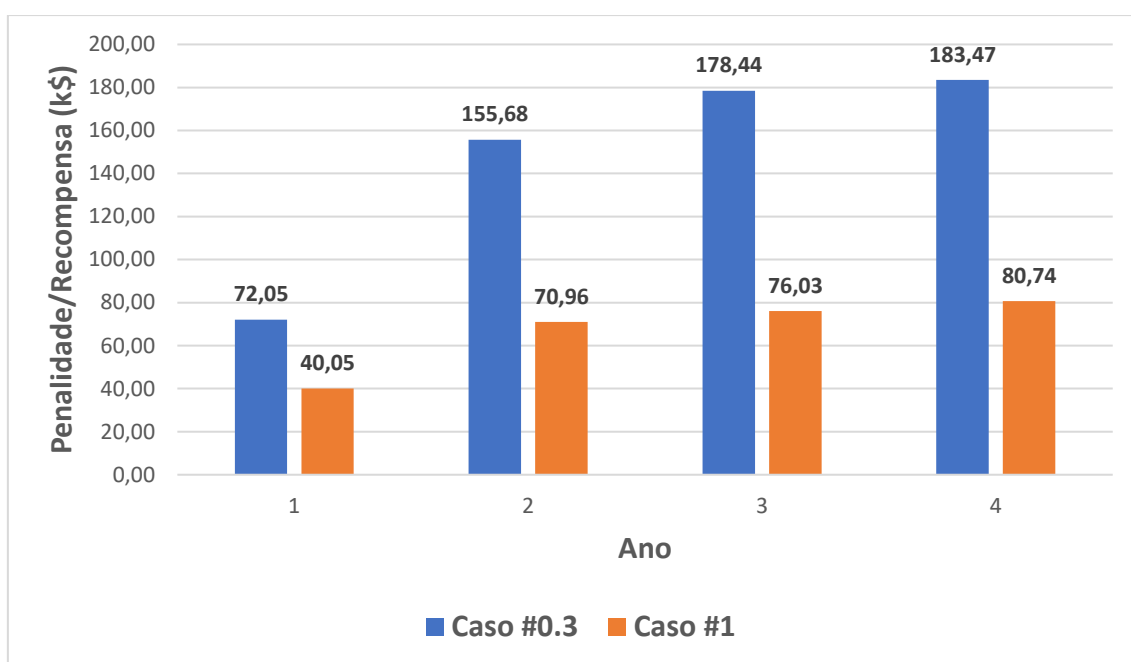


Figura 36 - Penalidades para o Caso 0.3 (sem manutenção) e o Caso 1.0 (MCC proposta).

As reduções no DEC e na penalidade, ilustradas na Figura 35 e Figura 36, respectivamente, foram alcançadas com um custo total de gestão da vegetação de 7,95 mil dólares. Consequentemente, torna-se interessante avaliar a relação custo/benefício para o caso 1.0, a fim de acessar sua viabilidade econômica. A relação benefício/custo é definida pelo quociente entre a redução total da

penalidade e o custo total de poda das árvores. A redução da penalidade é igual à diferença entre a penalidade total para os casos 0.3 e 1.0. Assim, a relação benefício/custo para o MCC proposto é dada por:

$$\begin{aligned} \text{Relação Benefício/Custo} &= \frac{\text{Redução Total da Penalidade}}{\text{Custo Total de Poda}} \\ &= \frac{RP(\text{Caso 0.3}) - RP(\text{Caso 1.0})}{\text{Custo Total de Poda}} \end{aligned} \quad (7.9)$$

$$RP(\text{Caso 0.3}) = 72.05 + 155.68 + 178.44 + 183.47 = 589.64 \text{ k\$}$$

$$RP(\text{Caso 1.0}) = 40.05 + 70.96 + 76.03 + 80.74 = 267.78 \text{ k\$}$$

$$\text{Relação Benefício/Custo} = \frac{(589.64 - 267.78)}{7.95} = 4.05$$

Onde:

$RP(\text{Caso 0.3})$ e $RP(\text{Caso 1.0})$ são a recompensa/penalidade para os casos de estudo 0.3 e 1.0, respectivamente.

Esta análise financeira demonstra que a aplicação da MCC proposta, além de melhorar a confiabilidade do sistema de distribuição de energia, também oferece um retorno econômico significativo. A relação benefício/custo de 4,05 indica que para cada dólar investido em manutenção, há um retorno de quatro dólares em termos de redução de penalidades. Esta conclusão reforça a importância de implementar estratégias de manutenção eficazes, como a MCC, que não apenas melhoram o desempenho técnico dos sistemas de distribuição, mas também trazem benefícios financeiros tangíveis.

A Figura 37 apresenta a fronteira Pareto obtida com as soluções não-dominadas que foram encontradas durante o processo de otimização utilizando a meta-heurística do MPSO para o caso de estudo #1. O ponto em destaque na Figura 37 é a solução ótima escolhida através do método Max-Min. Observa-se que essa solução se encontra no “meio” da fronteira Pareto.

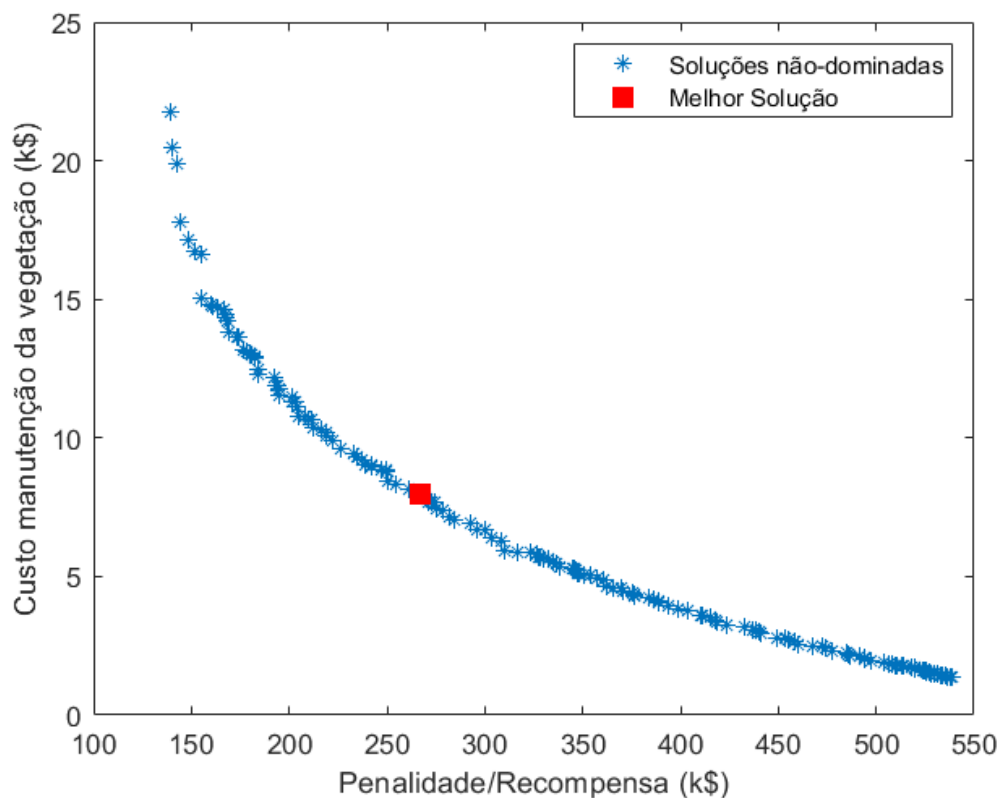


Figura 37 - Fronteira Pareto

7.2. Sistema com Configuração Malhada

7.2.1. Características do sistema teste

Para a análise da rede com topologia malhada, adotou-se o sistema-teste proposto pelo CIGRÉ (TASK FORCE C6.04.02, 2014). Este sistema é caracterizado pela presença de dois alimentadores, operando a uma tensão de 20 kV, os quais são alimentados por transformadores independentes conectados à rede de subtransmissão de 110 kV. A estrutura da rede compreende 15 barras, 15 ramos e 2 transformadores, além de três chaves seccionadoras. Quando estas chaves são fechadas, a configuração da rede se transforma, assumindo uma configuração malhada, conforme indicado na Figura 38 que apresenta uma visualização mais detalhada da estrutura do sistema teste CIGRÉ.

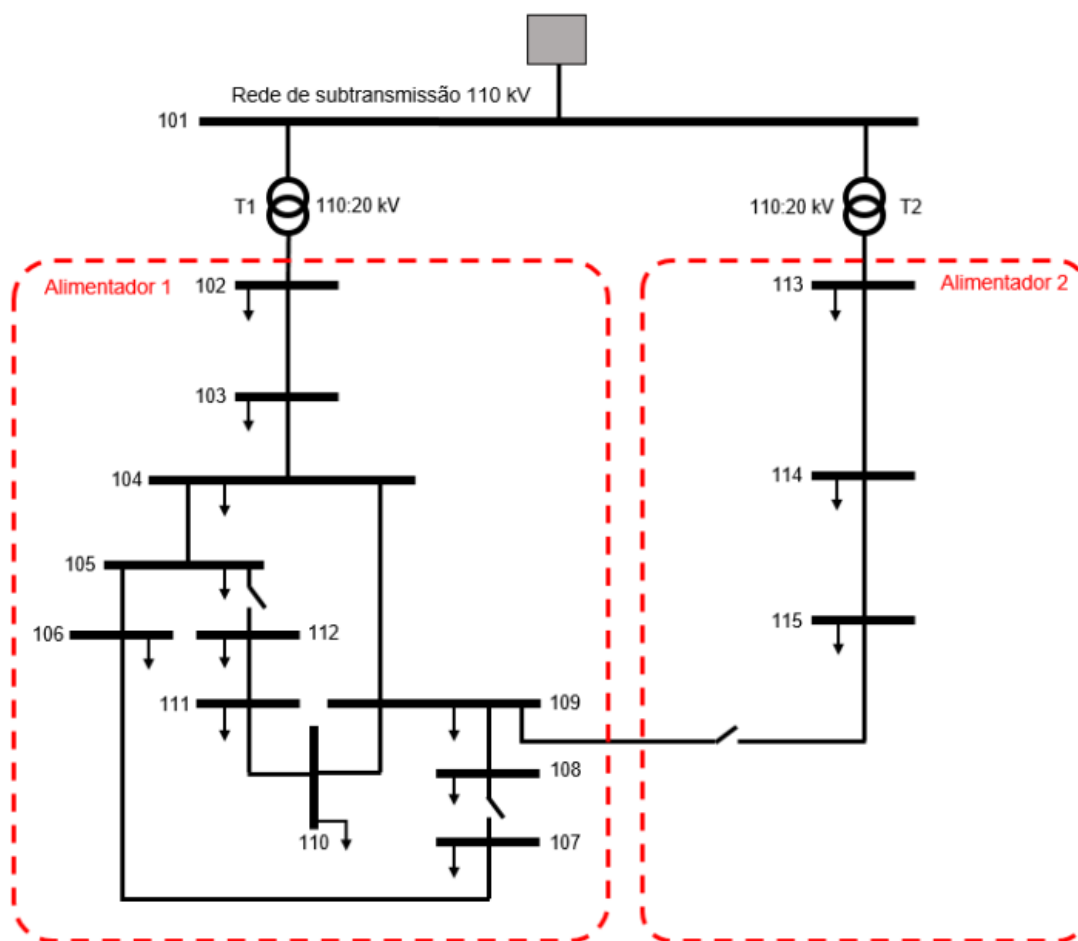


Figura 38 - Sistema teste CIGRÉ
Adaptado TASK FORCE C6.04.02 (2014)

Nesta versão do sistema, as linhas aéreas de distribuição são constituídas por condutores de alumínio do tipo A1, com uma seção transversal de 63 mm^2 . Esses condutores são montados em postes que não possuem neutro. Paralelamente, os cabos subterrâneos utilizados são do tipo NA2XS2Y, uma subcategoria de cabos XLPE (Polietileno Reticulado), com uma seção transversal de 120 mm^2 . Estes cabos são caracterizados por serem blindados e instalados em valas protegidas por uma placa protetora, garantindo maior segurança e durabilidade. A Tabela 9 fornece informações detalhadas sobre os dados construtivos desses dois tipos de condutores, conforme documentado pela TASK FORCE C6.04.02 (2014).

Tabela 9 - Dados dos condutores do sistema CIGRÉ

ID	Tipo	Conductor	Diâmetro (mm)	Área da seção (mm ²)	R_{CC} a 20 °C (Ω/km)	R_{CA} a 90 °C (Ω/km)
1	Linha	A1	10,2	63	0,4545	0,5100
2	Cabo	NA2XS2Y	12,4	120	0,2530	0,3380

A ACP em redes de distribuição malhadas mapeia os impactos das contingências (violações nas restrições técnicas de tensão e carregamento) nos equipamentos em cortes de carga nodais através do FPO para determinar índices de frequência e duração das interrupções para os consumidores com base nos dados de confiabilidade dos equipamentos sob contingência. Os limites de tensão são obtidos de códigos de rede e os de carregamento são geralmente disponibilizados junto com os dados de fluxo de potência. Contudo, não há dados de carregamentos nos dados dos ramos do sistema CIGRÉ. Para a determinação dos limites de corrente do sistema CIGRÉ, uma abordagem eficaz é comparar suas características construtivas com as de outros tipos de condutores cujos limites de corrente são conhecidos. Um exemplo é o condutor Aster, cujas especificações são descritas por MAMEDE FILHO (2005). Este condutor apresenta um diâmetro de 10,5 mm e uma resistência de 0,4245 Ω/km a 20 °C, valores que são bastante semelhantes aos do condutor tipo A1. Portanto, é razoável inferir que o limite máximo de corrente para o condutor tipo A1 é de aproximadamente 282 A. Para os condutores NA2XS2Y, que são cabos XLPE de 120 mm², SHORT (2014) considera uma resistência a 90 °C de cerca de 0,3432 Ω/km , valor que também se assemelha aos dados fornecidos pela TASK FORCE C6.04.02 (2014). Com base nessa comparação, pode-se estimar que o limite superior de condução de corrente para este tipo de cabo é de 325 A.

A Tabela 10 apresenta uma relação detalhada dos componentes do sistema CIGRÉ, incluindo informações essenciais sobre os condutores utilizados. Para cada ramo do sistema, são listados o tipo de condutor, o comprimento, os nós inicial e final, além das características elétricas como resistência, reatância indutiva, susceptância shunt e capacidade de carregamento.

Tabela 10 - Dados de ramos do sistema CIGRÉ

Nó inicial	Nó final	ID do condutor	Comprimento (km)	R_{fase} (Ω/km)	$X_{L,fase}$ (Ω/km)	B_{fase}^{sh} ($\mu S/km$)	Carregamento (A)
102	103	2	2,82	0,501	0,716	47,493	282
103	104	2	4,42	0,501	0,716	47,493	282
104	105	2	0,61	0,501	0,716	47,493	282
105	106	2	0,56	0,501	0,716	47,493	282
106	107	2	1,54	0,501	0,716	47,493	282
107	108	2	0,24	0,501	0,716	47,493	282
108	109	2	1,67	0,501	0,716	47,493	282
109	110	2	0,32	0,501	0,716	47,493	282
110	111	2	0,77	0,501	0,716	47,493	282
111	112	2	0,33	0,501	0,716	47,493	282
112	105	2	0,49	0,501	0,716	47,493	282
104	109	2	1,3	0,501	0,716	47,493	282
113	114	1	4,89	0,51	0,366	3,172	325
114	115	1	2,99	0,51	0,366	3,172	325
115	109	1	2	0,51	0,366	3,172	325

É importante ressaltar que a modelagem da carga como potência constante (modelo S ou PQ), adotada nesta tese, é uma prática padrão em muitos estudos de planejamento e operação. No entanto, para análises de estabilidade de tensão, essa é a representação mais severa, pois assume que a carga demanda a mesma potência independentemente do nível de tensão. Cargas reais frequentemente exibem um comportamento misto, podendo ser representadas por modelos de impedância constante, corrente constante ou, de forma mais completa, por modelos compostos como o modelo polinomial (Monticelli, 1983). A escolha pelo modelo de potência constante, portanto, representa uma premissa conservadora para a validação da metodologia proposta. Essas cargas representam consumidores residenciais, comerciais e industriais, cada um com seu fator de potência específico. A Tabela 11 fornece um resumo da distribuição dessas cargas entre as barras do sistema, especialmente durante o pico de carga, conforme descrito pela TASK FORCE C6.04.02 (2014). Essa distribuição de cargas é importante para a solução do fluxo de potência que irá identificar se há violações nos limites que serão eliminadas através do corte de carga via FPO.

Tabela 11 - Dados de carga do sistema CIGRÉ

Barra	Tipo	Potência aparente (kVA)		Fator de potência	
		Residencial	Comercial/Industrial	Residencial	Comercial/Industrial
101	V0	-	-	-	-
102	PQ	15300	5100	0,98	0,95
103	PQ	-	-	-	-
104	PQ	285	265	0,97	0,85
105	PQ	445	-	0,97	-
106	PQ	750	-	0,97	-
107	PQ	565	-	0,97	-
108	PQ	-	90	-	0,85
109	PQ	605	-	0,97	-
110	PQ	-	675	-	0,85
111	PQ	490	80	0,97	0,85
112	PQ	340	-	0,97	-
113	PQ	15300	5280	0,98	0,95
114	PQ	-	40	-	0,85
115	PQ	215	390	0,97	0,85

Adotou-se os seguintes dados para transformar as grandezas para o sistema por unidade:

- i) Tensão de base: 20 kV;
- ii) Potência de base: 1000 kVA;
- iii) Corrente de base: 50 A;
- iv) Impedância de base: 400 Ω

A tabela a seguir mostra os dados de confiabilidade utilizados para as linhas aéreas, cabos subterrâneos e transformadores do sistema CIGRÉ (BILLINTON et al., 1991).

Tabela 12 - Dados de confiabilidade adotados para o sistema CIGRÉ

Componente	Taxa de falha (λ)	Tempo médio de reparo (r)
Linhas aéreas	0,065	5
Cabos subterrâneos	0,040	30
Transformadores	0,010	15

7.2.2. Ajuste da função Weibull

Para desenvolver um modelo matemático preciso da taxa de falha, optou-se pela aplicação da função Weibull aos cabos subterrâneos, utilizando como referência o gráfico fornecido por TJERNBERG (2018). Este gráfico específico detalha a taxa de falha para cabos XLPE durante o período de 1970 a 1975. No contexto deste trabalho, a distribuição Weibull é empregada para determinar a quantidade de estados no modelo de múltiplos estados para redes subterrâneas, conforme apresentado no Capítulo 2. Essa metodologia contrasta com a utilizada para as linhas aéreas, onde a definição da quantidade de estados foi baseada em um processo mais empírico e intuitivo.

Na Figura 39, apresenta-se o ajuste da função Weibull para os valores de Beta variando de 2 a 12. Observa-se que os valores iniciais de β proporcionam um ajuste mais preciso aos dados anuais da taxa de falha para os cabos subterrâneos. Para determinar o valor de β que oferece o melhor ajuste, recorreu-se ao método do Coeficiente de Determinação (R^2), bem como ao método do R^2 ajustado. Estas técnicas são essenciais para avaliar a precisão do ajuste de um modelo estatístico aos dados observados (MONTGOMERY & RUNGER, 2010).

O método do Coeficiente de Determinação, ou R^2 , é uma medida estatística que quantifica a proporção da variação na variável dependente que é previsível a partir da variável independente. Em outras palavras, R^2 indica o quão bem os valores previstos pelo modelo correspondem aos valores reais. O R^2 ajustado, por

sua vez, é uma versão modificada que ajusta o R^2 para o número de preditores no modelo, oferecendo uma medida mais precisa para modelos com múltiplas variáveis.

Os resultados obtidos, tanto na Figura 39 quanto na Tabela 13, indicam que o valor de β igual a 4 resulta no melhor ajuste para os dados históricos da taxa de falha. Isso implica que a função Weibull com este valor de Beta específico pode representar de maneira eficaz a realidade observada nos dados de falha dos cabos subterrâneos.

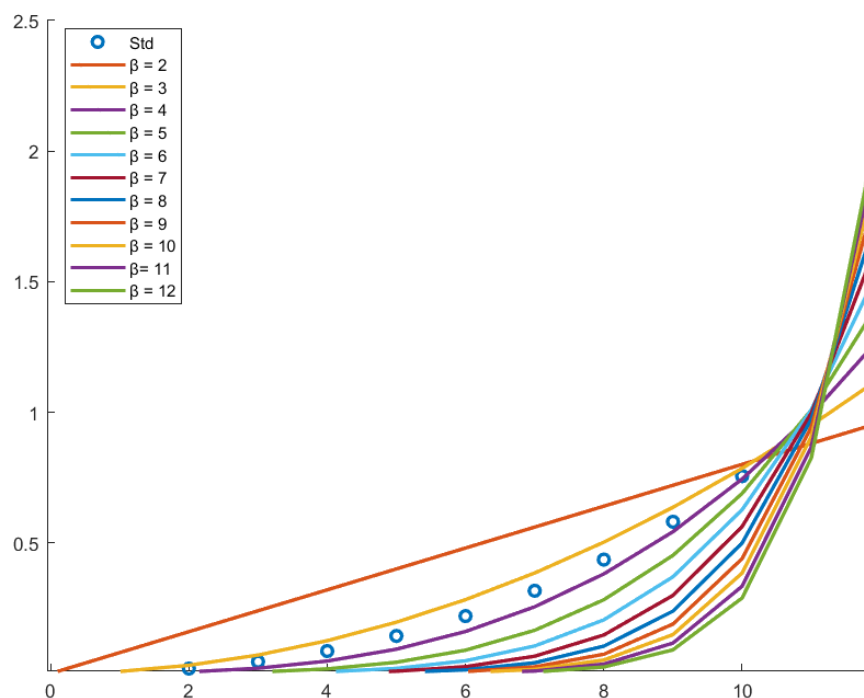


Figura 39 - Ajuste da função Weibull

Tabela 13 - Métrica dos ajustes utilizando o método de Coeficiente de Determinação

Beta	Coeficiente de Determinação - R^2	R^2 Ajustado
2	87,6	86,7
3	99	98,9
4	99,5	99,5
5	96,4	96,1
6	92,2	91,5
7	87,7	86,6
8	83,4	81,9
9	79,4	77,5
10	75,7	73,5
11	72,4	69,8
12	69,4	66,6

A Figura 40 apresenta apenas os dados de taxa de falha e a curva ajustada utilizando β igual a 4. O valor de α obtido pós-ajuste é de 8,5605.

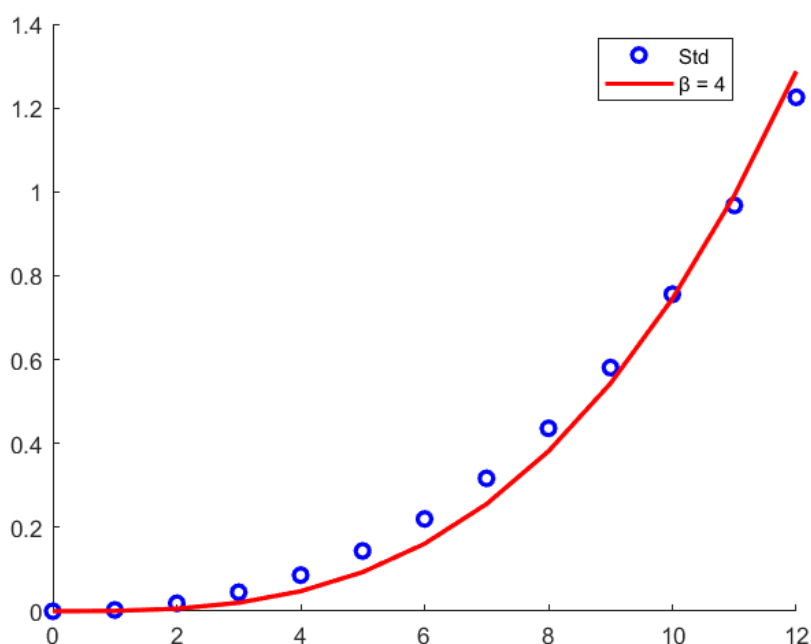


Figura 40 - Melhor ajuste para a função Weibull

Tendo como base a função Weibull apresentada na equação (2.1) e os valores de Alpha e Beta encontrados, tem-se a seguinte equação:

$$\lambda(t) = \frac{4t^{4-1}}{8,5605^4} = \frac{t^3}{1342,6} \quad (7.10)$$

Utilizando as equações (2.5) a (2.10), obtém-se o número de estágios e taxa de transição entre eles para modelo de Markov com múltiplos estados obtidos através do ajuste da função Weibull. A Tabela 13 apresenta os valores obtidos dos parâmetros do modelo com múltiplos estados.

Tabela 14 - Parâmetros do modelo de múltiplos estados

α	ρ (falha/hora)	ρ (falha/ano)
12,7	1,63	14.344,34

Considerando que o número de estágios do modelo Markoviano (α) deve ser um valor inteiro, procedeu-se ao arredondamento para o número mais próximo, resultando em um modelo composto por 13 estágios em série.

7.2.3. Resultados do FPO para rede malhada

Nesta Proposta, o Fluxo de Potência Ótimo (FPO) desempenha um papel crucial na gestão das contingências do sistema de distribuição de energia, visando eliminar violações nos limites de tensão e carregamento nos ramos. A aplicação do FPO tem como objetivo minimizar os cortes de carga nos pontos de demanda para eliminar as violações nos limites de tensão e de carregamento.

O FPO é aplicado para realizar os cortes de carga nos 13 pontos de carga do sistema CIGRÉ para as contingências nos 17 ramos deste sistema. Este processo é detalhado na Figura 41, que apresenta a resposta do FPO, especificando os cortes de carga para cada ponto. Este algoritmo é projetado para identificar a estratégia de corte de carga mais eficiente, assegurando a factibilidade operacional da rede elétrica e minimizando o impacto sobre os consumidores.

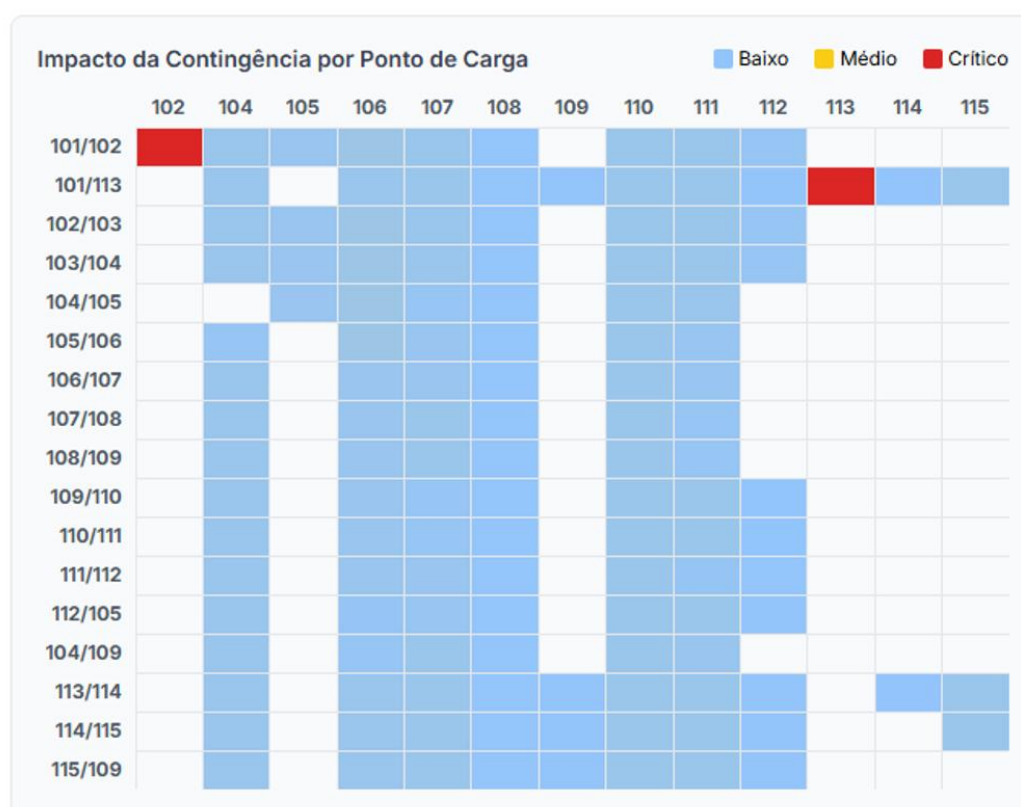


Figura 41 - Resposta do FPO as contingências do sistema CIGRÉ

Na Figura 41, os itens marcados em vermelho referem-se a uma contingência específica: uma falha no ramo que liga a barra 101 à barra 102. Esta tabela detalha os cortes de carga, expressos em quilowatts (kW), para os 13 pontos de carga do

sistema. Para esta situação de contingência, o ponto de carga na barra 102 sofrerá um corte significativo de 19.837,37 kW. A análise da Figura 38 revela que o ramo 101/102 corresponde a um dos transformadores de força da subestação do sistema CIGRÉ e que supre toda a carga do alimentador 1. O FPO gera uma solução com cortes de carga em todos os pontos de demanda ligados ao alimentador 1. Contudo, os pontos de carga associados ao alimentador 2 não foram afetados e permaneceram sem cortes de carga. Este efeito é devido ao fato de que após a contingência no ramo 101/102, todas as barras do alimentador 1 são supridas através do alimentador 2. Consequentemente, as cargas do alimentador 1 tendem a experimentar violações de tensão mais severas que exigem maiores montantes de corte de carga.

A Tabela 15 apresenta o total de corte de carga acumulado para cada uma das 17 contingências do sistema teste.

Tabela 15 - Corte de carga acumulado

Número do ramo	Corte de carga (kW)
101/102	23503.54
101/113	23550.84
102/103	3664.59
103/104	3664.59
104/105	2598.99
105/106	2448.36
106/107	2426.45
107/108	2443.55
108/109	2443.55
109/118	2447.07
110/111	2447.07
111/112	2427.34
112/105	2435.48
104/109	2430.57
113/114	3540.84
114/115	3506.84
115/109	2966.79

Observa-se, na Tabela 15, que os ramos 101/102 e 101/113 são os que apresentam os maiores cortes de carga. Essa situação decorre da conexão direta desses ramos com o alimentador principal do sistema. Portanto, uma falha em

qualquer um desses ramos resulta na perda de alimentação para todos os pontos de carga conectados a este alimentador específico. Essa condição destaca a importância crítica desses ramos para confiabilidade da rede de distribuição de energia. Os impactos das contingências nestes ramos críticos do sistema enfatizam a necessidade de uma atenção especial na manutenção e monitoramento dos ativos para assegurar a continuidade do fornecimento de energia.

Para analisar as violações dos limites de tensão e carregamento nos ramos, a contingência 102/103 foi selecionada como um caso de estudo. A Tabela 16 e a Figura 42 os níveis de tensão nos barramentos antes e após a implementação do FPO. Esta contingência específica leva a violações significativas nos barramentos, como indicado na tabela (destacado em vermelho), nos barramentos 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 114 e 115. Todos estes barramentos apresentam níveis de tensão fora dos limites normativos, que variam entre 0,95 *pu* e 1,05 *pu*. Contudo, após a aplicação dos cortes de carga efetuados pelo FPO, observa-se que todos os barramentos afetados são trazidos de volta para dentro dos limites de tensão aceitáveis. Este resultado demonstra a eficácia do FPO em situações de contingência, garantindo a conformidade do sistema em relação aos padrões de tensão estabelecidos.

Tabela 16 - Tensões nas barras antes e após o FPO

Ponto de carga	Tensão antes do FPO (p.u.)	Tensão depois do FPO (p.u.)
101	1.0000	1.0000
102	0.9715	0.9715
103	0.8689	0.9500
104	0.8689	0.9500
105	0.8682	0.9500
106	0.8677	0.9500
107	0.8686	0.9500
108	0.8689	0.9500
109	0.8720	0.9501
110	0.8707	0.9501
111	0.8689	0.9500
112	0.8685	0.9500
113	0.9572	0.9680
114	0.9137	0.9580
115	0.8875	0.9521

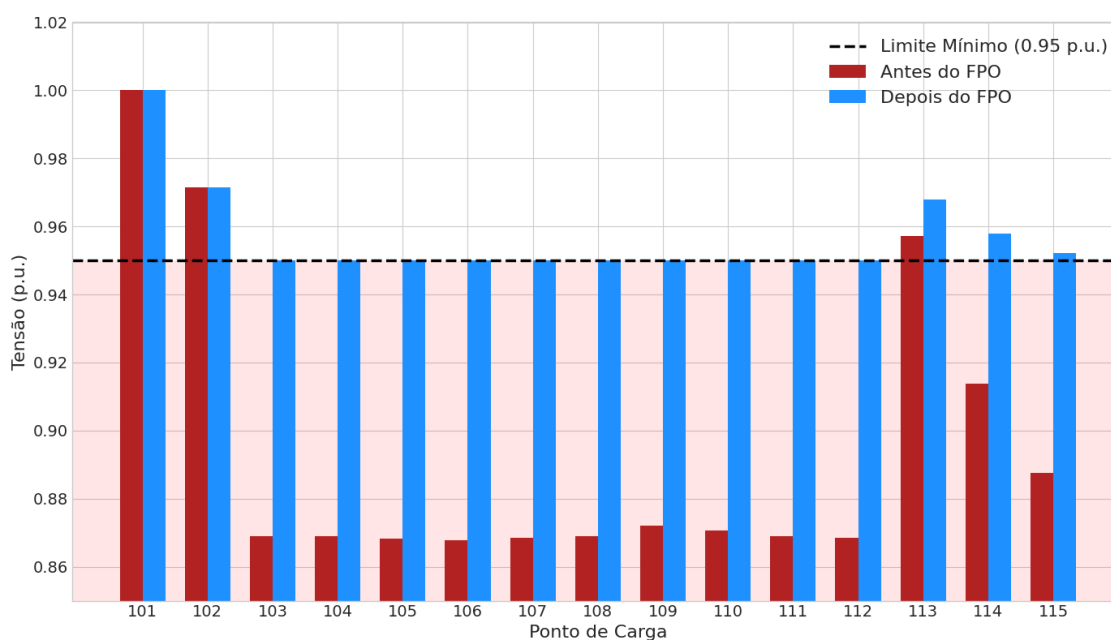


Figura 42 - Perfil de tensão antes e após a aplicação do FPO para a contingência no ramo 102/103

A Tabela 17 fornece detalhes sobre o carregamento dos ramos após a ocorrência da contingência 102/103. A análise dessa tabela revela que todos os ramos mantêm seus carregamentos dentro dos limites aceitáveis, com o carregamento atingindo, no máximo, aproximadamente metade da capacidade máxima de condução dos circuitos.

Tabela 17 - Carregamento dos ramos

Ramo	Carregamento (%)	Ramo	Carregamento (%)
101/102	48.43	109/110	0.30
101/113	52.18	110/111	0.30
102/103	0.00	111/112	0.30
103/104	0.00	112/105	0.00
104/105	0.22	104/109	0.22
105/106	0.00	113/114	12.20
106/107	0.00	114/115	11.83
107/108	0.22	115/109	6.31
108/109	0.22		

Este cenário indica uma margem de segurança considerável e demonstra a eficiência do sistema em manter a operação dos ramos bem abaixo de seus limites críticos, mesmo em situações de contingência. Esta condição é fundamental para a integridade e confiabilidade do sistema de distribuição de energia, assegurando que há capacidade suficiente para lidar com flutuações inesperadas ou aumentos na demanda sem comprometer a adequação da rede.

Os resultados acima demonstram que o FPO é uma ferramenta eficaz para a restauração da factibilidade (eliminação de violações nas restrições) de redes de distribuição malhadas em estados de contingência. Desta forma, a restauração da factibilidade através do corte de carga permite mapear os impactos das contingências (sobrecargas e subtensões) em índices de perda (interrupção) de carga nodais que são combinados com dados de falha dos equipamentos (taxas de falha dos equipamentos e tempos de reparo) para fornecer índices de confiabilidade. A aplicação do FPO em redes de distribuição é coerente com a sua realidade operativa, pois o advento das redes elétricas inteligentes permite a realização de programas de gerenciamento pelo lado da demanda através de medidores inteligentes (“smart meters”).

Dando continuidade a esta análise, o próximo tópico abordará o cálculo dos índices de confiabilidade para o sistema em estudo.

7.2.4. Índices de confiabilidade para taxa de falha constante

Os resultados do FPO geram montantes de perda de carga nodais para as contingências que, por sua vez, são usados para estimar os seguintes índices de frequência e duração das interrupções: ASIFI, ASIDI, CAIDI, ENS e ASAI.

O ASIFI expressa a frequência média de interrupções experimentadas pelos consumidores. O índice ASIDI fornece uma visão sobre a duração acumulada média dessas interrupções para um período de apuração (geralmente anual). Adicionalmente, o CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*) complementa esta análise ao medir a duração média das interrupções para cada consumidor.

O ENS (*Energy Not Supplied*) é fundamental para quantificar a quantidade de energia não fornecida durante as interrupções, oferecendo uma perspectiva da

severidade das falhas em termos de perda de energia. Por sua vez, o AENS (*Average Energy Not Supplied*) destaca o impacto prolongado dessas interrupções ao longo do tempo, sendo essencial para planejar melhorias a longo prazo. O ASAI (*Average System Availability Index*) desempenha um papel importante ao medir a disponibilidade geral do sistema, fornecendo uma medida da confiabilidade global da rede, enquanto o ASUI (*Average System Unavailability Index*), ao focar na indisponibilidade, ajuda a identificar áreas que requerem atenção imediata para melhorias. Esses índices fornecem uma visão abrangente da performance do sistema a partir dos cortes de carga resultantes da execução do FPO para as contingências nos equipamentos.

Nesta pesquisa, os índices de confiabilidade mencionados anteriormente foram calculados sob a premissa de uma taxa de falha constante, significando que a taxa de falha dos componentes da rede permanece inalterada durante toda a análise. Além disso, os índices levam em consideração a curva de carga do sistema, o que torna o modelo mais adequado a realidade. Os índices de confiabilidade para o sistema CIGRÉ, obtidos através do MAEE, são apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 - Índices de confiabilidade resultado FPO

Índices de confiabilidade	Valor
ASIFI	0.159463
ASIDI	2.175157
ENS	226355995.35
AENS	8844.69
CAIDI	13.640546
ASAI	0.999752
ASUI	0.000248

Até o presente estágio de desenvolvimento desta Tese, os resultados obtidos pelo MAEE em redes malhadas (somente os valores esperados dos índices) ainda aguardam validação através da SMC. Em outras palavras, as distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade em redes malhadas não são obtidas via SMC. As particularidades do modelo apresentado até agora introduzem uma complexidade adicional nesta comparação, o que demandará adaptações específicas

na abordagem tradicional da SMC. Esta etapa é essencial para assegurar a acurácia dos resultados obtidos pelo MAEE. Esta comparação com a SMC também mostrará a eficiência do MAEE com relação ao custo computacional (tempo de CPU). A importância das comparações com a SMC garantirá que o MAEE proposto é adequado para uma aplicação de otimização da MCC, pois esta aplicação é caracterizada por:

- I. Avaliação de vários programas de manutenção candidatos para se identificar o programa ótimo. Esta tarefa requer algoritmos com baixos custos computacionais;
- II. Necessidade de estimação acurada dos índices de confiabilidade para evitar as perdas dos benefícios e ganhos inerentes a MCC otimizada devido a imprecisões (subestimação ou sobrestimação) nos índices de confiabilidade.
- III. Adaptação e melhoramento da SMC para estimar riscos e penalidades de violações das metas para os índices de confiabilidade com baixo custo computacional visando embarcar a SMC para redes malhadas na otimização da MCC.

8. CONCLUSÃO

Nesta Tese foram exploradas técnicas e modelos avançados para o gerenciamento da manutenção centrada na confiabilidade em redes elétricas de distribuição, tanto de topologia radial quanto malhada, abrangendo também as particularidades das redes aéreas e subterrâneas. Nas redes aéreas, o foco do gerenciamento de manutenção concentrou-se nas podas de árvores próximas às seções dos alimentadores. Para as redes subterrâneas, a atenção voltou-se para os desafios impostos pelas infiltrações de água (falha conhecida como árvore de água), que podem causar falhas significativas. Uma das principais contribuições desta pesquisa é a modelagem da taxa de falha com base em dados históricos, empregando a distribuição de Weibull. Essa abordagem inovadora proporcionou flexibilidade ao modelo, superando os métodos intuitivos anteriormente utilizados. A aplicação da função Weibull permitiu determinar o número de estágios e a taxa de transição entre eles para a modelagem da Cadeia de Markov de múltiplos estados, representando com maior precisão os cabos da rede elétrica.

Além disso, a aplicação do FPO permitiu o mapeamento das violações nos estados de contingências para montantes de corte de carga nodais que são usados para estimar índices de confiabilidade. A integração da modelagem probabilística da curva de carga do sistema teste trouxe uma característica mais realista ao modelo, considerando variações na demanda de carga, em vez de uma carga máxima constante, o que reflete mais acuradamente as condições reais de operação. Os resultados dos testes com o modelo de ACP, baseado no FPO, para redes de distribuição com topologia malhada demonstram que:

- I. O FPO é uma ferramenta eficaz para eliminação de violações nas restrições;
- II. Permite o mapeamento dos impactos das contingências, que associados com dados de falha dos equipamentos, fornece índices de confiabilidade.

Para redes de distribuição com topologia radial, foi proposto um modelo de otimização baseado na meta-heurística MPSO para determinar a frequência ótima de manutenção, equilibrando o custo das podas de árvores com a minimização de penalidades. Uma das principais contribuições desta metodologia de otimização da

MCC é a minimização multicritério das penalidades devido as transgressões nas metas para os índices de confiabilidade e dos custos de realização das podas de árvores. Esta minimização foi realizada considerando-se as variações cronológicas dos índices de confiabilidade no horizonte de tempo da programação da manutenção. Estas variações temporais foram geradas pela combinação de técnicas de solução de processos Markovianos com múltiplos estados e de redução de cadeias de Markov multiestados para modelos de dois estados equivalentes. Finalmente, as variações cronológicas nos índices foram determinadas considerando-se a inclusão de restrições de tensão e carregamento na simulação do processo de gerenciamento de interrupções na ACP.

Os resultados obtidos com a MCC otimizada em redes radiais mostram que:

- I. A degradação e as restrições de rede exercem um impacto significativo nos índices de confiabilidade;
- II. O modelo aproximado utilizado apresentou uma precisão aceitável e uma excelente redução no custo computacional do método;
- III. O modelo de MCC proposto apresentou reduções expressivas no índice DEC e na penalidade para o horizonte de tempo de análise;
- IV. O modelo proposto apresentou uma relação benefício/custo favorável o que indica a factibilidade do método não somente em redução de indicadores, mas em relação os aspectos econômicos.

8.1. Projetos de Pesquisa Futuros Resultantes da Tese

O tema principal desta tese foi o gerenciamento da manutenção centrada em confiabilidade em redes distribuição de energia elétrica, abrangendo topologias radiais e malhadas e os tipos aéreos e subterrâneos. Este gerenciamento está focado na minimização dos custos de manutenção e das penalidades. Considerando-se a complexidade e amplitude desta pesquisa, ficaram muitas linhas de pesquisas em aberto que podem ser desenvolvidas em trabalhos futuros. Estas linhas de pesquisa são descritas de acordo com o tema nas subseções abaixo.

8.1.1. Redes Subterrâneas

Nesta tese, foi proposto um modelo para a estimação dos parâmetros da taxa de falha da distribuição Weibull com base nos registros históricos de falhas em

cabos subterrâneos. Esta distribuição foi aplicada para gerar um modelo de estágios em série para representar a degradação dos cabos da rede subterrânea. Adicionalmente, também se desenvolveu uma metodologia para calcular os índices de confiabilidade em redes de distribuição malhadas através do uso do FPO para mapear violações nas restrições em eventos de perda de carga. Contudo, a pesquisa desta tese relacionada com redes subterrâneas malhadas e radiais ainda pode ser aprimorada para incluir os seguintes aspectos:

- I. Avaliação da evolução cronológica dos índices de confiabilidade em redes malhadas através da combinação das seguintes técnicas: modelo de estágios em série (para modelagem da degradação), método de agrupamento de estados, probabilidades dependentes do tempo, modelo baseado no FPO para o cálculo dos índices de confiabilidade em redes malhadas;
- II. Desenvolvimento de um modelo de manutenção das redes subterrâneas, pois ao contrário das redes aéreas, a manutenção das redes subterrâneas não pode ser realizada com condutores energizados (linha viva) (BROWN, 2009);
- III. Proposição de uma metodologia para a otimização das frequências de manutenção dos cabos em redes subterrâneas radiais e malhadas baseada em meta-heurísticas para minimização das penalidades, custos de manutenção e de interrupção.
- IV. Acoplamento do modelo de FPO com a SMC para gerar as distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade e calcular os riscos e penalidades associados com as violações nas metas para os índices de confiabilidade.

8.1.2. Fluxo de Potência Ótimo

Nesta tese, o FPO foi utilizado como uma ferramenta para mapear as violações nos limites de operação, após uma contingência em redes malhadas, em eventos de perda de carga. A metodologia proposta se baseou em um modelo não-linear balanceado que foi solucionado através de técnicas de Programação Quadrática Sequencial. Este modelo de FPO pode ser melhorado através da inclusão das seguintes características de redes de distribuição:

- I. Modelos de carga dependentes da tensão, tais como os modelos polinomial e o exponencial. Uma análise aprofundada do impacto desses modelos de carga mais realistas sobre o montante de corte de carga determinado pelo FPO seria uma contribuição valiosa, pois o comportamento da carga pode variar significativamente durante as subtensões experimentadas em estados de contingência;
- II. Representação de transformadores com comutação de taps sob carga para minimizar os cortes de carga requeridos para eliminar as violações;
- III. Modelagem de geradores distribuídos na eliminação das violações.
- IV. Modelagem de cargas não-despacháveis, isto é, cargas nas quais onde não é permitido o corte de carga total ($r_i = 1$) devido a necessidade de fornecimento contínuo de energia elétrica. Desta forma, pode-se preservar as cargas críticas (tais como, hospitais, centros de dados, serviços de emergências, instalações de segurança, bombeamento de água e de comunicação etc.) durante a realização de ações corretivas para eliminar violações nas restrições operacionais.

8.1.3. Geração Distribuída Renovável

Atualmente, há uma penetração considerável de geração distribuída renovável em redes elétricas com o objetivo de reduzir a emissão de poluentes cuja causa é de natureza antropogênica. Este processo é conhecido como descarbonização do setor elétrico e há iniciativas similares em outros setores da sociedade, por exemplo, a aplicação de veículos elétricos no setor de transportes. Os modelos apresentados nesta tese para manutenção centrada em confiabilidade consideraram uma rede de distribuição passiva, pois não incluíram geração distribuída fóssil ou renovável. Contudo, os modelos propostos podem ser facilmente expandidos para considerar a geração distribuída renovável e suas incertezas estocásticas (radiação solar e velocidade do vento), pois os índices de confiabilidade podem ser estimados usando-se a SMC com representação cronológica das incertezas.

8.1.4. Aprimoramento Metodológico e Estatístico

Para refinar ainda mais a robustez dos modelos propostos, sugerem-se duas frentes de aprimoramento metodológico. Primeiramente, na estimação dos parâmetros dos modelos de múltiplos estados, propõe-se a aplicação de técnicas de Inferência Bayesiana. Esta abordagem permitiria não apenas a incorporação de conhecimento prévio de especialistas, mas também a obtenção de distribuições de probabilidade completas para as taxas de transição, em vez de estimativas pontuais, enriquecendo a análise de incertezas. Contudo, a aplicação da estatística Bayesiana requer o acesso a dados reais de tempos para falhas dos equipamentos e informações de especialistas para definir a distribuição a priori e estimar os parâmetros da distribuição Weibull com base na distribuição a priori definida. Durante todo o desenvolvimento da tese não foi possível obter acesso ao OMS (“Outage Management System”) de nenhuma concessionária nacional para estimar se determinar os parâmetros da distribuição Weibull baseado em dados de falha históricos reais. Espera-se que estes obstáculos sejam contornados em trabalhos futuros resultantes da pesquisa desta tese.

Adicionalmente, no que tange à otimização do custo computacional da ACP baseada em SMC, propõe-se investigar a aplicação de técnicas de redução de variância, com especial destaque para a Amostragem por Importância (*Importance Sampling*). Essa técnica é particularmente eficaz em sistemas de alta confiabilidade, onde as falhas são eventos raros, e pode reduzir drasticamente o número de simulações necessárias para estimar com precisão os índices e as penalidades, tornando o processo de otimização da MCC ainda mais eficiente.

8.1.5. Aprimoramento da Meta-Heurística Usada na Otimização das Podas de Árvores

O PSO foi usado nesta tese para solucionar o problema de otimização multiobjetivo associado com a manutenção da vegetação. Contudo, é possível solucionar este problema via outras meta-heurísticas que sejam flexíveis para a otimização com múltiplas metas, por exemplo: os algoritmos genéticos e a evolução diferencial. Adicionalmente, é também possível converter o problema multiobjetivo original em um problema monobjetivo usando funções de pertinência difusas (“Fuzzy”) e solucioná-lo através de uma das meta-heurísticas citadas acima. Desta

forma, o futuro desta linha de pesquisa está relacionado com a implementação e comparação de novas metodologias para a solução do problema de otimização associado com a determinação das frequências das podas de árvores.

8.1.6. Modelagem Avançada da Degradação por Vegetação

Nesta tese, o processo de degradação devido à vegetação foi modelado de forma simplificada, baseando-se em níveis de proximidade para definir os estados Markovianos. Contudo, reconhece-se que as características intrínsecas das árvores (tais como espécie, tamanho, volume da copa, quantidade de galhos, altura e a complexidade da poda em cada local) impactam diretamente tanto o custo da manutenção quanto o risco de falha (e, conseqüentemente, o DEC).

Desta forma, uma linha de pesquisa futura consiste no desenvolvimento de modelos de crescimento de árvores multivariados para aprimorar a definição dos estados de degradação. Para tal, poderiam ser empregados, por exemplo, modelos baseados em redes neurais artificiais, treinados com dados de LiDAR, imagens de satélite e registros de podas, para prever a evolução da distância entre os condutores e os ramos das árvores de forma mais precisa e individualizada para cada região.

9. REFERÊNCIAS

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16246-1: Florestas urbanas - Manejo de árvores, arbustos e outras plantas lenhosas - Parte 1: Poda. Rio de Janeiro (2022).

AFEFY, I.H. **Reliability-Centered Maintenance Methodology and Application: A Case Study**. Engineering, 2(11), 863-873 (2010). doi: 10.4236/eng.2010.211109

ALIZADEH, A.; FEREDUNIAN, A.; MOGHIMI, M.; LESANI, H. **Reliability-centered maintenance scheduling considering failure rates uncertainty: A two-stage robust model**. IEEE Transactions on Power Delivery, 37(3), 1941-1951 (2021). doi: 10.1109/TPWRD.2021.3101458

ALVAREZ-ALVARADO, M.S. et al. **Power System Reliability and Maintenance Evolution: A Critical Review and Future Perspectives**. IEEE Access, 10, 51922-51950 (2022). doi: 10.1109/ACCESS.2022.3172697.

AMIRI, S.S.; RAHMANI, M.; MCDONALD, J.D. **An updated review on distribution management systems within a smart grid structure**. In: 2021 11th Smart Grid Conference (SGC), 1-5, IEEE, (2021). doi: 10.1109/SGC54087.2021.9664067.

ANDERS, G.J. **Probability Concepts in Electric Power Systems**. Wiley-Interscience (1990).

ANEEL. Despacho nº 1.132, de 30 de abril de 2024. Decide aplicar à Enel Distribuição São Paulo a penalidade de multa em decorrência de infrações verificadas em ação de fiscalização que apurou o tempo de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica após o evento climático de 3 de novembro de 2023. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20241132_1.pdf. Acesso em: 30 jul. 2025.

ANTONIOU, A.; LU, W-S. **Practical optimization: algorithms and engineering applications**. New York: Springer (2007).

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 1 – Glossário de Termos Técnicos**. Brasília, DF, 2021.

ANEEL. **Resolução Normativa no 846 de 11 de junho de 2019. Estabelece indicadores e metas de qualidade da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.** [Online] disponível em: <https://agrese.se.gov.br/wp-content/uploads/2022/01/2035.pdf> (Acesso em: 15 de outubro de 2023).

BARAI, G.R.; KRISHNAN, S.; VENKATESH, B. **Smart metering and functionalities of smart meters in smart grid-a review.** In: 2015 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC), 138-145, IEEE, (2015). doi: 10.1109/EPEC.2015.7379940.

BILLINTON, R.; ALLAN, R.N. **Reliability Evaluation of Power Systems.** Plenum Press, New York (1996).

BILLINTON, R.; ALLAN, R.N.; SJARIEF, I.; GOEL, L.; SO, S. et al. **A Reliability Test System for Educational Purposes - Basic Distribution System Data and Results.** IEEE Transactions on Power Systems, 6(2), 813-820, May (1991). doi: 10.1109/59.76730.

BILLINTON, R.; Li, W. **Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods.** Springer, New York (1994).

BORGES, G.S. **Desenvolvimento de Ambientes Computacionais para Análise de Dispositivos e Sistemas para Redes de Comunicações Ópticas e Móveis.** Universidade Federal do Pará, Pará, 54 (2006).

BROWN, R.E. **Electric Power Distribution Reliability.** CRC Press, Boca Raton (2009).

BROWN, R.E. **Failure rate modeling using equipment inspection data.** In: IEEE Power Engineering Society General Meeting, 693-700, IEEE, 2004. doi: 10.1109/TPWRS.2004.825824.

BUHARI, M.; LEVI, V.; AWADALLAH, S.K.E. **Modelling of ageing distribution cable for replacement planning.** IEEE Transactions on Power Systems, 31(5), 3996-4004, (2015). doi: 10.1109/TPWRS.2015.2499269.

BURDEN, R. L. & FAIRES, J. D., **Numerical Analysis.** 9th Ed., Boston: Brooks Cole/Cengage Learning (2011).

CERRAI, D.; WATSON, P.; ANAGNOSTOU, E.N. **Assessing the effects of a vegetation management standard on distribution grid outage rates.** Electric Power Systems Research, 175, 105909, (2019). doi: 10.1016/j.epsr.2019.105909.

CHEN, T.H.; CHEN, M. S.; HWANG, K. J; KOTAS, P.; CHEBLI, E. A. **Distribution Systems Power Flow Analysis - A Rigid Approach.** IEEE Transactions on Power Delivery, v. 6, n. 3, p. 1146-1152, July 1991, doi: 10.1109/61.85860.

Chowdhury, A.; Koval, D. **Power distribution system reliability: practical methods and applications.** John Wiley & Sons (2011).

COSTA, B. A. S. ; RODRIGUES, A. B. ; DA GUIA DA SILVA, MARIA . Minimização de multas pagas por concessionárias de distribuição de energia elétrica através da otimização dos intervalos de manutenção. In: IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2022, Santa Maria. IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. Campinas: SBA, 2022. v. I. p. 1-6.

COSTA, B., CASTRO, J., RODRIGUES, A, SILVA, M. **Reliability-Centered Vegetation Maintenance of Power Distribution Networks Oriented to Performance-Based Regulation.** Journal of Control Automation and Electrical Systems, vol. 36, p. 527–539, (2025). doi: 10.1007/s40313-025-01166-5

COSTA, B.A.S. **Minimização de multas pagas por concessionárias de distribuição através da otimização dos intervalos de manutenção.** Dissertação (Programa de Pós-graduação em Engenharia de Eletricidade/CCET) - Universidade Federal do Maranhão, São Luís, (2020).

DEB, K. **Multi-objective optimization using evolutionary algorithms.** John Wiley & Sons (2001).

DEB, K.; AGRAWAL, S.; PRATAP, A.; MEYARIVAN, T. **A fast elitist non-dominated sorting genetic algorithm for multiobjective optimization: NSGA-II.** In: International conference on parallel problem solving from nature. Springer, Berlin, Heidelberg, 849-858, (2000).

DOKIC, T.; KEZUNOVIC, M. **Predictive risk management for dynamic tree trimming scheduling for distribution networks.** IEEE Transactions on Smart Grid, 10(5), 4776-4785, (2018). doi: 10.1109/TSG.2018.2868457.

DUGAN, R.C.; ARRITT, R.F.; MCDERMOTT, T.E., et al. **Distribution system analysis to support the smart grid**. Proc. 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Providence, RI, USA, 25-29 July 2010, pp. 1–8. doi: 10.1109/PES.2010.5589539.

ENDRENYI, J. **Reliability modeling in electric power systems**. New York: Wiley (1978).

ENDRENYI, J.; ANDERS, G.J. **Aging, maintenance, and reliability-approaches to preserving equipment health and extending equipment life**. IEEE Power and Energy Magazine, 4(3), 59-67 (2006). doi: 10.1109/MPAE.2006.1632455

ENDRENYI, J.; ANDERS, G.J.; DA SILVA, A.M.L. **Probabilistic evaluation of the effect of maintenance on reliability. An application to power systems**. IEEE Transactions on Power Systems, 13(2), 576-583 (1998). doi: 10.1109/59.667385.

ENJAVIMADAR, M.H.; RASTEGAR, M. **Optimal reliability-centered maintenance strategy based on the failure modes and effect analysis in power distribution systems**. Electric Power Systems Research, 203, 107647 (2022). doi: 10.1016/j.epsr.2021.107647

ERIKSSON, R.; WERELIUS, P.; ADEEN, L.; JOHANSSON, P. et al. **Condition-based replacement of medium voltage cables saves millions-case study Botkyrka**. In: 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings, IEEE, 5 pp. Vol. 2, (2003). doi: 10.1109/PTC.2003.1304297.

ESCALERA, A.; PRODANOVIC, M.; CASTRONUOVO, E. D.; ROLDAN-PEREZ, J. **Contribution of active management technologies to the reliability of power distribution networks**. Applied Energy, 267, 114919 (2020). doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114919

ETO, J.H., LACOMMARE, K.H., CASWELL, H.C. and TILL, D. (2019), Distribution system versus bulk power system: identifying the source of electric service interruptions in the US. IET Gener. Transm. Distrib., 13: 717-723. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.6452>

ETO, J.H.; LACOMMARE, K.H.; CASWELL, H.C.; TILL, D. **Distribution system versus bulk power system: identifying the source of electric service interruptions in the US**.

IET Generation, Transmission & Distribution, 13(5), 717-723 (2019). doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5664

FERREIRA, M.A.N. **Calibração de Dados para Estudos de Confiabilidade em Redes de Distribuição: Modelagem da Condição dos Equipamentos e dos Índices de Confiabilidade Nodais**. Dissertação de Mestrado, PPGEE, UFMA, (2010).

G. J. ANDERS, J. ENDRENYI, G. L. FORD and G. C. STONE, "A probabilistic model for evaluating the remaining life of evaluating the remaining life of electrical insulation in rotating machines," in IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 5, no. 4, pp. 761-767, Dec. 1990, doi: 10.1109/60.63150.

G1 SÃO PAULO. **Enel executou menos de 1% das podas de árvores em contato com a fiação elétrica em 2024 na cidade de SP, diz sistema da prefeitura**. G1, 16 out. 2024. Disponível em: <https://g1.globo.com/sp/sao-paulo/noticia/2024/10/16/enel-executou-menos-de-1percent-das-podas-de-arvores-em-contato-com-a-fiacao-eletrica-em-2024-na-cidade-de-sp-diz-sistema-da-prefeitura.ghtml>. Acesso em: 30/07/2025.

GILKS, W.R.; RICHARDSON, S.; SPIEGELHALTER, D. eds. **Markov chain Monte Carlo in practice**. New York: Chapman and Hall/CRC Press (1995).

GILL, P. **Electrical power equipment maintenance and testing**. CRC Press (2016).

GLENN W. STAGG and AHMED H. EL-ABIAD, "Computer Methods in Power System Analysis", McGraw-Hill, 1968

GÓMEZ, D.A.A. **Identificação das Barras Críticas do Ponto de Vista de Estabilidade de Tensão**. [Online] Disponível em: https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/26243/26243_4.PDF, Acesso em: 20/10/2023.

HAGHGOO, O.; DAMCHI, Y. **Reliability modelling of capacitor voltage transformer using proposed Markov model**. Electric Power Systems Research, 202, 107573 (2022). doi: 10.1016/j.epsr.2021.107573

HEYDT, G.T. **The next generation of power distribution systems**. IEEE Trans. Smart Grid, 1(3), 225-235 (2010). doi: 10.1109/TSG.2010.2080328.

HOU, J. **A method of distribution network reconstruction based on self-healing technology.** In: 2021 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), 784-788, IEEE, (2021). doi: 10.1109/CICED50259.2021.9556720.

Jl, X.; JIAN, L.; YAN, X.; WANG, H. **Research on self-healing technology of smart distribution network based on multi-agent system.** In: 2016 Chinese Control and Decision Conference (CCDC), 6132-6137, IEEE, (2016). doi: 10.1109/CCDC.2016.7532098.

JÜRGENSEN, J.H.; BRODERSSON, A.L.; NORDSTRÖM, L.; HILBER, P. **Impact assessment of remote control and preventive maintenance on the failure rate of a disconnecter population.** IEEE Transactions on Power Delivery, 33(4), 1501-1509 (2018). doi: 10.1109/TPWRD.2017.2710482

KERSTING, W.W. **Distribution System Modeling and Analysis.** CRC Press (2001).

LAWSON, T., **Álgebra Linear.** São Paulo: Edgard Blucher Ltda (1997).

LEWIS, E.E. **Introduction to reliability engineering.** New York: Wiley & Sons (1996).

LIU, Y.; SINGH, C. **A methodology for evaluation of hurricane impact on composite power system reliability.** IEEE Transactions on Power Systems, 26(1), 145-152 (2010). doi: 10.1109/TPWRS.2010.2050219.

LUAN, W.; PENG, J.; MARAS, M. et al. **Smart meter data analytics for distribution network connectivity verification.** IEEE Transactions on Smart Grid, 6(4), 1964-1971 (2015). doi: 10.1109/TSG.2015.2421304.

MAMEDE FILHO, J. **Manual de Equipamentos Elétricos,** Vol. 2, 2ª Ed., LTC-Livros Técnicos e Científicos Editora SA (1994).

MATH H. BOLLEN, *Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*, IEEE, 2000.

MELAGODA, A.U.; KARUNARATHNA, T. D. L. P.; NISAHARAN, G. et al. **Application of machine learning algorithms for predicting vegetation related outages in power distribution systems.** In: 2021 3rd International Conference on Electrical Engineering (EECon), 25-30 (2021). doi: 10.1109/EECon52960.2021.9580947

MISARI, A.R.; LEITE, J. B.; PIASSON, D.; MANTOVANI, J. R. S. **Reliability-centered maintenance task planning for overhead electric power distribution networks.** Journal of Control, Automation and Electrical Systems, 31, 1278-1287 (2020). doi: /10.1007/s40313-020-00606-8

MOGHADAM, M.A.; BAGHERI, S.; SALEMI, A. H.; TAVAKOLI, M. B. **Long-term maintenance planning of medium voltage overhead lines considering the uncertainties and reasons for interruption in a real distribution network.** Reliability Engineering & System Safety, 233, 109089 (2023). doi: 10.1016/j.ress.2023.109089

MONTICELLI, A.J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica.** E. Blucher (1983).

MORADKHANI, A.; HAGHIF AM, M.R.; ABEDI, S.M. **Risk-based maintenance scheduling in the presence of reward penalty scheme.** Electric Power Systems Research, 121, 126-133 (2015). doi: 10.1016/j.epsr.2014.12.006

MOUBRAY, J. **Reliability-centered maintenance.** Industrial Press Inc. (2001).

NASIRI, B.; AHSAN, A.; GONZALEZ, D. M. et al. **Integration of smart grid technologies for voltage regulation in low voltage distribution grids.** In: 2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia), 954-959, IEEE, (2016). doi: 10.1109/ISGT-Asia.2016.7796514.

NEGRETE, L.P.G.; BRIGATTO, G.A.A.; ZANIN, P.S. **Multi-objective siting and sizing decision model of distributed generation for distribution networks.** In: 2018 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE). IEEE, 1-6 (2018). doi: 10.1109/SBSE.2018.8395529.

NEMATI, H.M. SANT'ANNA, A.; NOWACZYK, S. et al. **Reliability evaluation of power cables considering the restoration characteristic.** International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 105, 622-631 (2019). doi: 10.1016/j.ijepes.2018.08.047

PAN, Z. **Electric Distribution System Risk Assessment Using Reliability Index Probability Distributions.** University of Saskatchewan, PhD Thesis (2003).

PAROL, M.; WASILEWSKI, J.; WOJTOWICZ, T. et al. **Reliability analysis of MV electric distribution networks including distributed generation and ICT infrastructure.** Energies, 15(14), 5311 (2022). doi: 10.3390/en15145311

POPENTIU, F. **Reliability-centered maintenance: Management and Engineering Methods**. Elsevier Applied Science Publishers (1990).

PRODIST (2017). **Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. [Online] Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo8_Revisao_8/9c78cfab-a7d7-4066-b6ba-cfbda3058d19, Acesso em: 01/11/2023.

R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and R. J. Thomas, “**Matpower: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education**,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, Feb. 2011. doi: 10.1109/TPWRS.2010.2051168

RANA, M.M. Self-Healing control to improve reliability for the smart grid distribution system. Staffordshire University, PhD Thesis (2019).

RAQUEL, C.R.; NAVAL JR, P.C. **An effective use of crowding distance in multiobjective particle swarm optimization**. In: *Proceedings of the 7th annual conference on Genetic and evolutionary computation*. ACM, 257-264 (2005). doi: 10.1145/1068009.1068047

RAVAGHI ARDABILI, H.A.; HAGHIFAM, M.-R.; ABEDI, S.M. **A probabilistic reliability-centred maintenance approach for electrical distribution networks**. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 15(6), 1070-1080 (2021). doi: 10.1049/gtd2.12081

REAL-CALVO, R.J.; MORENO-MUNOZ, A.; PALLARES-LOPEZ, V. et al. **Design of an intelligent electronic device to control a private microgrid**. In: *2012 IEEE Second International Conference on Consumer Electronics-Berlin (ICCE-Berlin)*, 99-101, IEEE, (2012). doi: 10.1109/ICCE-Berlin.2012.6336492.

RITTER, D.; FRANCO, J.F.; ROMERO, R. **Analysis of the radial operation of distribution systems considering operation with minimal losses**. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 67, 453–461 (2015). doi: 10.1016/j.ijepes.2014.12.018

RODRIGUES, A.B.; SILVA, M.G. **Confidence intervals estimation for reliability data of power distribution equipment using bootstrap**. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 3283-3291 (2013). doi: 10.1109/TPWRS.2012.2235471

S. S. Rao, “**Applied Numerical Methods for Engineers and Scientists**”, Prentice Hall, Upper Saddle River-NJ, 2002.

SACHAN, S.; ZHOU, C.; BEVAN, G.; ALKALI, B. **Failure prediction of power cables using failure history and operational conditions**. In: 2015 IEEE 11th International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM), 380-383, IEEE, (2015). doi: 10.1109/ICPADM.2015.7295288.

SANTOS, F.S. **RCM: Manutenção Centrada na Confiabilidade**. ABECOM ROLAMENTOS SKF, 01 de março 2023. [Online] Disponível em: <https://www.abecom.com.br/rcm-manutencao-centrada-na-confiabilidade/> (Acesso em: 11 de agosto 2023).

SHANG, Y.; WU, W.; LIAO, J. et al. **Stochastic maintenance schedules of active distribution networks based on Monte-Carlo tree search**. IEEE Transactions on Power Systems, 35(5), 3940-3952 (2020). doi: 10.1109/TPWRS.2020.2973761.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. **A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks**. IEEE Transactions on Power Systems, 3(2), 753-762 (1988). doi: 10.1109/59.192932.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H.W.; SEMLYEN, A.; LUO, G.X. **A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks**. IEEE Transactions on Power Systems, 3(2), 753-762 (1988). doi: 10.1109/59.192932.

SHORT, T.A. **Electric power distribution handbook**. CRC Press (2003).

SINGH, C.; BILLINTON, R. **A frequency and duration approach to short-term reliability evaluation**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, n.6, 2073-2083 (1973). doi: 10.1109/TPAS.1973.293736

SINGH, C.; BILLINTON, R. **System reliability, modelling and evaluation**. London: Hutchinson (1977).

SONG, Y.; CHEN, W.; WAN, F. et al. **Online multi-parameter sensing and condition assessment technology for power cables: A review**. Electric Power Systems Research, 210, 108140 (2022). doi: 10.1016/j.epsr.2022.108140

TASK FORCE C6.04.02. **Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources**. Paris: CIGRÉ (2014).

TJERNBERG, L.B. **Infrastructure asset management with power system applications**. CRC Press (2018).

TOFTAKER, H.; FOROS, J.; SPERSTAD, I.B. **Accounting for component condition and preventive retirement in power system reliability analyses**. IET Generation, Transmission & Distribution, 17(9), 1972-1984 (2023). doi: 10.1049/gtd2.12761

TRENTINI, C.; GUEDES, W. O.; OLIVEIRA, L. W. et al. **Maintenance planning of electric distribution systems—A review**. Journal of Control, Automation and Electrical Systems, 32, 186-202 (2021). doi: 10.1007/s40313-020-00663-z

TRIVEDI, K.S.; BOBBIO, A. **Reliability and availability engineering: modeling, analysis, and applications**. Cambridge University Press (2017).

U.S.-CANADA POWER SYSTEM OUTAGE TASK FORCE. **Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations**. Washington, D.C. e Ottawa, ON, abril de 2004.

VASQUEZ, W.A.; JAYAWEERA, D. **A Study of Repairable Failure Models of Aging Underground Power Distribution Cables**. In: 2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), 1-5, IEEE, (2021). doi: 10.1109/ISGTEurope52324.2021.9639956.

WANIK, D.W.; PARENT, J. R.; ANAGNOSTOU, E. N.; HARTMAN, B. M. **Using vegetation management and LiDAR-derived tree height data to improve outage predictions for electric utilities**. Electric Power Systems Research, 146, 236-245 (2017). doi: 10.1016/j.epsr.2017.01.039

WARREN, C.A.; AMMON, R.; WELCH, G. **A survey of distribution reliability measurement practices in the US**. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 14, no. 1, pp. 250-257, Jan. 1999, doi: 10.1109/61.736733.

WEDAGEDARA, H.; WITHARANA, C.; FAHEY, R. et al. **Modeling the impact of local environmental variables on tree-related power outages along distribution powerlines**. Electric Power Systems Research, 221, 109486 (2023). doi: 10.1016/j.epsr.2023.109486

WRUK, J.; CIBIS, K.; ZDRALLEK, M. **Economic benefit of preventive cable replacement in distribution networks based on the alignment with reinforcement**

measures. Electric Power Systems Research, 209, 107930 (2022). doi: 10.1016/j.epsr.2022.107930

YUAN, J.; ZHOU, W.; XU, X. et al. **Time-delay concept-based approach to maintenance scheduling of HV cables.** High Voltage, 5(6), 724-730 (2020). doi: 10.1049/hve.2020.0024

ZARENIA, O.; SALEHPOUR, M. J.; GHAEDI, R.; SHAFIE-KHAH, M. **Markov-Based Reliability Assessment for Distribution Systems Considering Failure Rates.** IEEE Access, 11, 10018-10031 (2023). doi: 10.1109/ACCESS.2023.3240778.

ZHAO, S.; MENG, X.; SONG, X. **Increasing maximum penetration of distributed generation by voltage regulation in smart distribution grid.** In: 2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 1894-1898, IEEE, (2015). doi: 10.1109/DRPT.2015.7432555.

ZHOU, N.; XU, Y.; CHO, S.; WEE, C. T. **A Systematic Review for Switchgear Asset Management in Power Grids: Condition Monitoring, Health Assessment, and Maintenance Strategy.** IEEE Transactions on Power Delivery, (2023). doi: 10.1109/TPWRD.2023.3272883.

ZHU, J. **Optimization of Power System Operation.** Wiley-IEEE Press (2016).

APÊNDICE A

Este apêndice fornece uma exposição detalhada das derivadas parciais e matrizes jacobianas que são fundamentais para a implementação do algoritmo de PQS aplicado ao problema de minimização do corte de carga no contexto do FPO. A compreensão aprofundada dessas derivadas é crucial para garantir a precisão e a eficácia do algoritmo de otimização.

A.1 Matriz Jacobiana das restrições de Igualdade

A matriz jacobiana das restrições de igualdade é uma representação linearizada das restrições que devem ser satisfeitas em todas as iterações do algoritmo PQS. Conforme apresentado pela equação (5.23) no capítulo 5 deste trabalho, tem que:

$$\begin{aligned} \nabla_x c_{eq}(x) &= \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial x} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial x} \\ \frac{\partial \Delta \theta}{\partial x} \\ \frac{\partial \Delta V}{\partial x} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial V} & \frac{\partial \Delta P}{\partial r} & \frac{\partial \Delta P}{\partial Ps} & \frac{\partial \Delta P}{\partial Qs} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial r} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial Ps} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial Qs} \\ \frac{\partial \Delta \theta}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta \theta}{\partial V} & \frac{\partial \Delta \theta}{\partial r} & \frac{\partial \Delta \theta}{\partial Ps} & \frac{\partial \Delta \theta}{\partial Qs} \\ \frac{\partial \Delta V}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta V}{\partial V} & \frac{\partial \Delta V}{\partial r} & \frac{\partial \Delta V}{\partial Ps} & \frac{\partial \Delta V}{\partial Qs} \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} H & N & -M^{\text{load}} p & -M^{\text{sup}} & \Theta^{ns} \\ M & L & -M^{\text{load}} q & \Theta^{ns} & -M^{\text{sup}} \\ (M^{\text{sup}})^T & (\Theta^{ns})^T & \Theta^{sl} & \Theta^{ss} & \Theta^{ss} \\ (\Theta^{ns})^T & (M^{\text{sup}})^T & \Theta^{sl} & \Theta^{ss} & \Theta^{ss} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (\text{A.1})$$

Onde:

A notação $\frac{\partial g}{\partial x}$ denota a matriz jacobiana de uma função vetorial $g(x)$ com dimensão m com relação ao vetor x com dimensão n , isto é, os elementos de $\frac{\partial g}{\partial x}$ são dados por:

$$\frac{\partial g}{\partial x} = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix}$$

$\nabla_x \mathbf{c}_{eq}(\mathbf{x})$ é a matriz jacobiana das restrições de igualdade cuja dimensão é $(2N^{node} + 2N^{sup}) \times (2N^{node} + N^{load} + 2N^{sup})$

Θ^{ns} é uma matriz nula com dimensão $N^{node} + N^{sup}$

Θ^{sl} é uma matriz nula com dimensão $N^{sup} + N^{load}$

Θ^{ss} é uma matriz nula com dimensão $N^{sup} + N^{sup}$

$\mathbf{H} = \frac{\partial \mathbf{P}(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V})}{\partial \boldsymbol{\theta}}$ é a matriz jacobiana das injeções de potência ativa com relação aos ângulos das tensões. Os elementos desta matriz são definidos como se segue:

$$H_{km} = V_k V_m (G_{km} \sin(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) \quad \forall k, m = 1, \dots, N^{node}$$

$$H_{kk} = -Q_k(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V}) - V_k^2 B_{kk} \quad \forall k = 1, \dots, N^{node}$$

$\mathbf{N} = \frac{\partial \mathbf{P}(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V})}{\partial \mathbf{V}}$ é a matriz jacobiana injeções de potência ativa com relação aos módulos das tensões. Os elementos desta matriz são definidos como se segue:

$$N_{km} = V_k (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sin(\theta_{km})) \quad \forall k, m = 1, \dots, N^{node}$$

$$N_{kk} = \frac{P_k(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V}) + V_k^2 G_{kk}}{V_k} \quad \forall k = 1, \dots, N^{node}$$

$\mathbf{M} = \frac{\partial \mathbf{Q}(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V})}{\partial \boldsymbol{\theta}}$ é a matriz jacobiana das injeções de potência reativa com relação aos ângulos das tensões. Os elementos desta matriz são definidos como se segue:

$$M_{km} = -V_k V_m (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sin(\theta_{km})) \quad \forall k, m = 1, \dots, N^{node}$$

$$M_{kk} = P_k(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V}) - V_k^2 G_{kk} \quad \forall k = 1, \dots, N^{node}$$

$\mathbf{L} = \frac{\partial \mathbf{Q}(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V})}{\partial \mathbf{V}}$ é a matriz jacobiana das injeções de potência reativa com relação aos módulos das tensões. Os elementos desta matriz são definidos como se segue:

$$L_{km} = V_k(G_{km} \sin(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) \quad \forall k, m = 1, \dots, N^{node}$$

$$L_{kk} = \frac{Q_k(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V}) - V_k^2 B_{kk}}{V_k} \quad \forall k = 1, \dots, N^{node}$$

A.2 Matriz Jacobiana das Restrições de Desigualdade

A matriz jacobiana das restrições de desigualdade é discutida aqui. Esta matriz é vital para gerenciar as restrições que estabelecem limites nas variáveis de decisão, como os limites nos fluxos de corrente nos circuitos. Conforme apresentado pela equação (5.24) no capítulo 5 deste trabalho, tem que:

$$\begin{aligned} \nabla_x \mathbf{c}(\mathbf{x}) &= \left[\frac{\partial \Delta Isq}{\partial \mathbf{x}} \right] = \left[\frac{\partial \Delta Isq}{\partial \boldsymbol{\theta}} \quad \frac{\partial \Delta Isq}{\partial \mathbf{V}} \quad \frac{\partial \Delta Isq}{\partial \mathbf{r}} \quad \frac{\partial \Delta Isq}{\partial \mathbf{P}_s} \quad \frac{\partial \Delta Isq}{\partial \mathbf{Q}_s} \right] \\ &= \left[\frac{\partial \Delta Isq}{\partial \boldsymbol{\theta}} \quad \frac{\partial \Delta Isq}{\partial \mathbf{V}} \quad \boldsymbol{\Theta}^{bl} \quad \boldsymbol{\Theta}^{bs} \quad \boldsymbol{\Theta}^{bs} \right] \end{aligned} \quad (\text{A.2})$$

Onde:

$\nabla_x \mathbf{c}_{eq}(\mathbf{x})$ é a matriz jacobiana das restrições de igualdade cuja dimensão é $(2N^{node} + 2N^{sup}) \times (2N^{node} + N^{load} + 2N^{sup})$

$\boldsymbol{\Theta}^{bl}$ é uma matriz nula com dimensão $N^{bran} + N^{load}$

$\boldsymbol{\Theta}^{bs}$ é uma matriz nula com dimensão $N^{bran} + N^{sup}$

$\frac{\partial \Delta Isq}{\partial \boldsymbol{\theta}}$ é a matriz jacobiana dos quadrados dos fluxos de corrente nos ramos com relação aos ângulos das tensões. Os elementos desta matriz são definidos como se segue:

$$\frac{\partial Isq_j}{\partial \theta_l} = \begin{cases} \frac{2V_{k_j}V_{m_j}\sin(\theta_{k_j} - \theta_{m_j})}{|Z_j^{ser}|^2}, & se\ l = k_j \\ -\frac{2V_{k_j}V_{m_j}\sin(\theta_{k_j} - \theta_{m_j})}{|Z_j^{ser}|^2}, & se\ l = m_j \\ 0, & caso\ contrário \end{cases} \quad \forall j = 1, \dots, N^{bran}; \forall l$$

$$= 1, \dots, N^{node}$$

$$\frac{\partial Isq_j}{\partial V_l} = \begin{cases} \frac{2V_{k_j} - 2V_{m_j}\cos(\theta_{k_j} - \theta_{m_j})}{|Z_j^{ser}|^2}, & se\ l = k_j \\ \frac{2V_{m_j} - V_{k_j}\sin(\theta_{k_j} - \theta_{m_j})}{|Z_j^{ser}|^2}, & se\ l = m_j \\ 0, & caso\ contrário \end{cases} \quad \forall j = 1, \dots, N^{bran}; \forall l$$

$$= 1, \dots, N^{node}$$