

OTIMIZAÇÃO MULTI-OBJETIVO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO
ALGORITMOS GENÉTICOS VISANDO MELHORIA DA CONFIABILIDADE

FABIO MIRANDA RODRIGUES

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DE JUIZ DE FORA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA
ELÉTRICA.

Aprovada por:

Profa. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D.Sc.

Prof. Leandro Ramos de Araujo, D.Sc.

Prof. Leonardo Willer de Oliveira, D.Sc.

Prof. Leonidas Chaves de Resende, D.Sc.

JUIZ DE FORA, MG – BRASIL

AGOSTO DE 2015

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Rodrigues, Fabio Miranda.
OTIMIZAÇÃO MULTI-OBJETIVO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO ALGORITMOS GENÉTICOS VISANDO MELHORIA DA CONFIABILIDADE / Fabio Miranda Rodrigues. -- 2015.
112 f. : il.

Orientadora: Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo
Coorientador: Leandro Ramos de Araujo
Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2015.

1. Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 2. Confiabilidade em Redes de Distribuição. 3. Índices de Confiabilidade. 4. Modelagem de Redes de Distribuição. 5. Algoritmos Genéticos e Otimização. I. Araujo, Débora Rosana Ribeiro Penido, orient. II. Araujo, Leandro Ramos de, coorient. III. Título.

À minha família.

AGRADECIMENTOS

Ao se cursar um Mestrado, temos a chance de nos tornarmos melhores em muitas coisas. É claro que o foco principal de um Mestrado é o próprio entendimento exaustivo do tema que compõe a dissertação, mas é inegável que muitas habilidades colaterais acabam sendo adquiridas, e muitas coisas que antes não percebíamos tanto, acabam se tornando claras, e nesta seção eu tenho a oportunidade de descrevê-las um pouco.

Uma das coisas que mais vão se tornando claras é a necessidade que o ser humano tem de se apoiar em outro, sejam nas horas boas ou nas horas ruins. Quando os prazos parecem curtíssimos, quando os programas de computador não funcionam, quando tudo parece estar dando errado, é nessas horas que surgem as imagens da família e dos amigos, que vão te incentivar; e quando tudo está dando certo, quando as coisas funcionam, quando você tem a sensação que o objetivo é palpável e que está logo ali, na frente, é com eles que você comemora. Nesse contexto, quero agradecer a fundamental presença dos meus pais, Sergio e Rita, que foram meus primeiros mestres, e aos meus irmãos Sergio Júnior e Pablo.

Percebe-se também o quanto vale a presença constante dos orientadores. O orientador, ao transmitir sua experiência e conhecimento, se torna peça fundamental para que o estudo desenvolvido seja valioso; e, ao cobrar evolução e definir prazos e metas, está mostrando unicamente a preocupação que ele tem para que tudo dê certo e se encaixe no curtíssimo prazo de poucos meses que o mestrando tem para estudar n livros e artigos, digerir toda essa informação, implementar n^2 programas de computador, simular infinitos casos, escrever dezenas de páginas da dissertação e preparar sua apresentação. Por isso, é claro que eu não poderia deixar de agradecer aos meus orientadores, Débora e Leandro, pelo trabalho sem igual que fizeram.

Finalizo neste parágrafo esta dedicatória porque o espaço é muito curto para descrever tudo o que pôde contribuir nesta jornada. Mas resumo citando alguns outros pontos igualmente importantes: a todos os professores que tive, ao PPEE-UFJF, à pessoa que descobriu o café e aos autores dos livros e artigos citados nas Referências Bibliográficas desta dissertação.

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

OTIMIZAÇÃO MULTI-OBJETIVO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO ALGORITMOS GENÉTICOS VISANDO MELHORIA DA CONFIABILIDADE

Fabio Miranda Rodrigues

Agosto / 2015

Orientadores: Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo

Leandro Ramos de Araujo

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho propõe uma forma de modelagem de redes de distribuição de energia elétrica para cálculos de índices e análises de confiabilidade e a otimização dessas redes no que tange seus índices de confiabilidade e custos associados, através do uso de um algoritmo genético. A metodologia envolve considerar as redes de distribuição como grafos, sendo modeladas por matrizes convenientes que permitem avaliar como seus esquemas proteção e manobra funcionam no caso de contingências. A partir daí, os principais índices de confiabilidade da rede são calculados, o que permite a avaliação desses índices frente ao custo total da rede, englobando instalação e manutenção de equipamentos e os custos de desenergização associados aos consumidores. As topologias podem então ser otimizadas utilizando a metodologia desenvolvida baseada em algoritmo genético, o que permite a melhoria dos índices de confiabilidade em relação aos custos envolvidos.

Abstract of Thesis presented to PPEE/UFJF as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

MULTI-OBJECTIVE OPTIMIZATION OF DISTRIBUTION NETWORKS USING
GENETIC ALGORITHMS

Fabio Miranda Rodrigues

August / 2015

Advisors: Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo

Leandro Ramos de Araujo

Department: Electrical Engineering

This work proposes a way of modeling electricity distribution networks for reliability analysis, and the optimization of these networks regarding their reliability indices and associated costs using genetic algorithms. The methodology involves considering the distribution networks as graphs, being modeled by convenient matrixes that are useful for predicting how the protection and switching schemes installed in these networks will operate in the case of faults. This way, reliability indices can be calculated, allowing the evaluation of these indices compared to the total cost of the network, which covers installation and maintenance of equipment and de-energization costs associated with the network's customers. The topology may then be optimized using a genetic algorithm, which permits the improvement of reliability indices in relation to the costs involved.

SUMÁRIO

Capítulo 1	Introdução.....	1
1.1	Considerações Iniciais	1
1.2	Motivações	2
1.3	Revisão Bibliográfica	5
1.4	Objetivos do Trabalho.....	9
1.5	Publicações Relacionadas ao Trabalho.....	11
1.6	Estrutura do Trabalho	11
Capítulo 2	Conceitos básicos sobre confiabilidade	12
2.1	Introdução	12
2.2	Termos comuns na análise de confiabilidade	12
2.3	Índices de confiabilidade	14
2.3.1	Parâmetros históricos de confiabilidade	14
2.3.2	Índices de confiabilidade mais utilizados	16
2.3.3	Custo de confiabilidade	24
2.4	Equipamentos que mais influem na confiabilidade de uma rede de distribuição e considerações para este trabalho.....	25
2.5	Estados e eventos em um sistema de distribuição e considerações para este trabalho.....	28
2.6	Conclusões do Capítulo	31
Capítulo 3	Metodologia e Modelagem	32
3.1	Introdução	32
3.2	Modelagem de redes de distribuição por grafos	33
3.2.1	Matriz de topologia e equipamentos (M).....	37
3.2.2	Etapa de remodelagem do grafo (geração da matriz MM)	42
3.2.3	Etapa de geração da matriz caminhos-acima (Ca)	44
3.2.4	Etapa de geração da matriz equipamentos à montante (Em)	45
3.2.5	Etapa de geração da matriz nós-abaxio (Du)	47
3.2.6	Etapa de geração da matriz equipamentos à jusante (Ej).....	48
3.2.7	Etapa de geração da matriz chaves NC à jusante de cada NC (NCNC).....	50
3.2.8	Etapa de geração da matriz chaves NO à jusante de cada NC (NONC)	52
3.2.9	Etapa de geração da matriz todos não-jusantes (TNJ)	54
3.3	Cálculo de índices de confiabilidade da rede através das matrizes previamente definidas.....	55
3.4	Metodologia de otimização visando minimizar os custos de uma rede de distribuição usando algoritmos genéticos	62
3.4.1	Algoritmos genéticos	63
3.4.2	Construção de cromossomos	65
3.4.3	Função de aptidão.....	66
3.4.4	Esquema de seleção	69
3.4.5	Crossover e mutação	71
3.4.6	Critério de parada e síntese do algoritmo genético	72
3.5	Conclusões do Capítulo	73

Capítulo 4	Resultados	74
4.1	Introdução	74
4.2	Alimentador com 43 seções (RBTS – BUS 5)	74
4.2.1	Características do sistema e resultados originais	74
4.2.2	Resultados obtidos – topologia original	77
4.2.3	Resultados obtidos – processo de otimização	78
4.2.4	Sumário dos resultados obtidos – RBTS BUS 5	87
4.3	Testes: Alimentador com 51 seções (PEA – Tailândia)	89
4.3.1	Características do sistema e resultados originais	89
4.3.2	Resultados obtidos – topologia original	91
4.3.3	Resultados obtidos – processo de otimização	92
4.4	Testes: Alimentador com 134 barras (Brasil)	97
4.4.1	Características do sistema e resultados originais	97
4.4.2	Resultados obtidos – topologia original	99
4.4.3	Resultados obtidos – processo de otimização	99
4.5	Conclusões do Capítulo	105
Capítulo 5	Conclusões	106
5.1	Conclusões Gerais	106
5.2	Trabalhos Futuros	107
Bibliografia		109

Capítulo 1 Introdução

1.1 Considerações Iniciais

O conforto e as tecnologias promovidas pelo uso da energia elétrica tornaram a humanidade altamente dependente dessa forma de energia, de modo que é impossível imaginar como a humanidade se estabeleceria atualmente caso a energia elétrica deixasse de existir. Notadamente, pode-se observar o caos que ocorre para consumidores que sofrem com “blecautes” e “apagões”, e todos os prejuízos econômicos e sociais conseqüentes dessas ocorrências. Assim, o fornecimento de energia elétrica consiste em serviço essencial e de direito de todos os consumidores. Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) possuem, portanto, a importante função de fornecer energia elétrica aos seus consumidores, de todos os portes, com qualidade, continuidade e confiabilidade regulamentadas, a qualquer instante em que esta energia for por eles solicitada.

Sendo inviável o armazenamento de grandes quantidades de energia elétrica, um sistema elétrico de potência deve ter capacidade de, a cada momento, produzir e transportar toda solicitação de potência feita pelas cargas nele conectadas. Devido às particularidades inerentes a cada parte do processo de despacho de energia elétrica, tais partes são comumente classificadas em três blocos: geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A etapa da geração de energia elétrica está relacionada aos processos e dispositivos cuja finalidade básica é a conversão de alguma forma diversa de energia em energia elétrica, consistindo principalmente das usinas geradoras. O transporte dessa energia elétrica, de preferência a alta tensão, desde os grandes centros geradores até as subestações de subtransmissão ou distribuição primária, concerne à etapa de transmissão. Finalmente, a etapa da distribuição de energia elétrica está associada ao recebimento da energia elétrica oriunda dos sistemas de transmissão pelas subestações dos centros consumidores e distribuição dessa energia às grandes, médias ou pequenas unidades consumidoras desses centros, cada qual com seus valores nominais de tensão de entrada e potência demandada. Pode-se dividir essa última etapa em dois blocos, que consistem no sistema de subtransmissão (elo elétrico compreendido entre as primeiras subestações de abaixamento de tensão conectadas à malha de transmissão e as subestações de distribuição finais, responsáveis pelo abaixamento de tensão da

subtransmissão para a tensão de distribuição primária nas cidades) e no sistema de distribuição, englobando a distribuição primária e a distribuição secundária. As cargas conectadas em tensão de subtransmissão usualmente são aquelas que requerem grandes blocos de potência, como estações de bombeamento ou tratamento de água, usinas siderúrgicas ou outras grandes instalações industriais. As redes de distribuição primária consistem em alimentadores que partem das subestações de distribuição e operam, em geral, em média tensão e de forma radial. Em determinados pontos desses alimentadores, existem transformadores que reduzem a tensão a níveis baixos, donde emergem as redes de distribuição secundária, com fins de suprirem energia a unidades residenciais e comerciais, além de pequenas indústrias.

A parte mais crítica à oferta de energia confiável num sistema elétrico de potência ocorre na etapa da distribuição, já que a maioria das contingências e problemas que possam afetar a confiabilidade da energia elétrica suprida aos consumidores ocorre nas redes de distribuição. Tais problemas podem ocorrer por diversos motivos, como falhas em equipamentos (transformadores, cabos subterrâneos ou aéreos, chaves, religadores, disjuntores, isoladores, dentre outros), interferência animal ou humana nas redes, acidentes envolvendo postes, condições climáticas adversas, curto-circuitos em fios devido a galhos de árvores ou queda de materiais sobre os fios – para citar as mais comuns. Aliada à grande probabilidade de ocorrência de problemas nas redes de distribuição existe a crescente sensibilidade das cargas conectadas à rede, já que o uso de equipamentos eletrônicos ou digitais pela população vem crescendo demasiadamente nos últimos anos. Assim, considera-se que a melhoria da confiabilidade num sistema de distribuição é fator de suma importância a ser ponderado na melhoria da confiabilidade da energia ofertada aos consumidores.

1.2 Motivações

A análise, o controle e a melhoria dos índices de confiabilidade em uma rede de distribuição consistem em pontos muito importantes para o setor elétrico, devido às suas fortes implicações no custo da energia elétrica e na satisfação dos consumidores. Praticamente todos os setores de uma concessionária de energia elétrica estão relacionados de forma direta ou indireta com os índices de confiabilidade da rede elétrica por ela administrada, desde os departamentos de engenharia e logística até os

departamentos financeiros. Assegurar energia confiável aos seus consumidores, além de ser necessidade primordial de uma concessionária por lei, é prática que evidencia a organização e capacidade da empresa.

Historicamente, o planejamento de sistemas de distribuição por parte das concessionárias de energia levou em conta basicamente apenas a capacidade da rede, ou seja, os critérios que permitem que a rede possa distribuir a demanda de pico nela conectada, em faixas toleráveis de tensão e sem a violação de restrições de natureza elétrica, como os limites de operação dos equipamentos conectados à rede. Usualmente, a capacidade de uma rede de distribuição é analisada principalmente segundo modelos de fluxo de potência. Nesse contexto, a capacidade da rede vinha em primeiro plano, e a confiabilidade da mesma não era tão analisada e planejada. De forma geral, a confiabilidade de uma rede era aumentada simplesmente pelo aumento da capacidade e pelo uso de arranjos com possibilidades de interconexões, o que permite algumas manobras em situações de contingência. Contudo, nos últimos anos mais ênfase tem sido dada à análise da confiabilidade das redes, e novas formas de disposição da rede têm sido estudadas e implementadas, além da concepção e uso de novos e melhores esquemas de proteção e manobra da rede.

Embora haja relação direta da melhoria da confiabilidade de uma rede de distribuição de energia elétrica com a qualidade da energia suprida, há de se levar em conta também que a melhoria dos índices de confiabilidade de uma rede elétrica também possui relação com os custos de aquisição, instalação e manutenção de equipamentos de proteção e manobra na rede, o que pode impactar no custo da energia, de modo que o planejamento de melhoria da confiabilidade de uma rede não é uma tarefa simples. Se por um lado é de interesse geral que a energia seja tão confiável quanto possível, também é de interesse geral que a energia seja tão barata quanto possível – e esses dois fatores são contrastantes. Dos diversos itens a serem levados em conta por uma concessionária de energia no planejamento da confiabilidade de uma rede, pode-se destacar, dentre outros:

- Os níveis mínimos de confiabilidade indicados por agências oficiais que devem ser verificados em todos os pontos de uso da rede;
- O custo da compra e manutenção de equipamentos de proteção, como fusíveis, disjuntores, relés e religadores;

- O custo da compra e manutenção de dispositivos de manobra, como chaves;
- O custo da realocação de equipamentos já existentes na rede para posições que possam melhorar a confiabilidade da rede;
- O custo da operação das manobras em caso de contingências;
- O custo das multas advindas da falta de energia elétrica em caso de contingências;
- Restrições de ordem elétrica dos equipamentos em caso de sobrecargas.

Especificamente, o uso de chaves de interconexão entre alimentadores distintos e a instalação de equipamentos de proteção e chaves seccionadoras nos alimentadores consistem em métodos comuns de se aprimorar a confiabilidade de uma rede de distribuição. Dessa forma, no caso de faltas, as concessionárias de energia podem isolar o defeito e modificar a topologia da rede através de chaveamentos com intuito de reduzirem-se as áreas sem energia. Porém, na distribuição, a instalação de dispositivos de proteção e manobra em todas as linhas é impraticável, devido aos custos de instalação e manutenção dos mesmos. Por essa razão, as companhias devem escolher cuidadosamente os alimentadores que receberão esses equipamentos. O número e a posição desses equipamentos numa rede podem influenciar na quantidade energia não fornecida pela concessionária (suscetível a multas) no caso de contingências, de modo que esse problema consiste na seleção de um conjunto de linhas do alimentador nas quais eles devem ser instalados. Conforme já citado, dois aspectos buscados num sistema de distribuição são a confiabilidade da rede e o baixo custo de despesas (investimentos, manutenção e multas), e o ponto crucial do problema de alocação de equipamentos é que esses dois aspectos são conflituosos (quanto maior a confiabilidade, maiores os custos de investimentos agregados). O objetivo geral é, portanto, otimizar a confiabilidade em relação aos custos envolvidos.

Assim, a análise da melhoria de confiabilidade de uma rede de distribuição deve ser multi-objetivo, de modo a se buscar soluções que simultaneamente maximizem os índices de confiabilidade dos pontos de uso e minimizem os custos agregados. Soluções ótimas, que envolvam melhoria de confiabilidade a menores custos, são de interesse tanto das concessionárias de energia quanto da população geral, de modo que a busca por redes que aliem esses dois critérios deve ser sempre enfatizada. Nesse contexto,

alguns métodos vêm sendo propostos para se analisar as disposições ótimas das redes, já que a ênfase em redes confiáveis aumentou nos últimos anos. Alguns deles serão resumidos na seção a seguir. Portanto, sendo a análise da confiabilidade de uma rede de distribuição em relação aos seus custos um assunto de relevante importância para os agentes dos sistemas elétricos de potência, e que permite ainda novos estudos e desenvolvimentos, surgiu um interesse em investigar técnicas utilizadas nesta análise, com o intuito de se formular um método de busca de soluções ótimas para as topologias de redes de distribuição, o que consiste na motivação para a realização deste trabalho.

1.3 Revisão Bibliográfica

Nesta seção serão resumidos alguns trabalhos que serviram de base para os estudos que norteiam o desenvolvimento do presente trabalho, além de citar algumas normas relativas ao tema abordado.

A alocação de dispositivos de proteção e manobra em redes de distribuição deve seguir alguns critérios, sendo objeto de estudo de agências regulamentadoras, como podemos avaliar nas normas brasileiras encontradas na RESOLUÇÃO N°24 DA ANEEL (2000) e em todo o conjunto PRODIST (2014).

Para se estimar a confiabilidade de uma dada alocação de equipamentos de proteção e manobra, é preciso determinar a frequência e a duração dos cortes estimados de energia para cada consumidor, para cada possível contingência. Essas estimativas geram índices capazes de medir a confiabilidade da rede. Vários índices podem ser definidos, como no PADRÃO IEEE 1366 (2003). A estimativa da confiabilidade das redes de distribuição motiva até hoje a concepção de trabalhos que abordam exclusivamente esse aspecto das redes de distribuição, como em BROWN (2009).

Devido ao caráter econômico associado às diversas possibilidades de topologias, ao longo dos últimos anos foram sendo criadas ferramentas computacionais com o intuito de otimizar os índices de confiabilidade das redes, de acordo com as escolhas de alocação de dispositivos de proteção e manobra nessa rede. Essas ferramentas possuem diversas variações entre seus autores proponentes – variações essas no que concerne, por exemplo, a modelagem da rede, os índices de confiabilidade analisados, quais equipamentos a se alocar, qual algoritmo que realizará a otimização, dentre outros critérios e restrições.

Um dos primeiros trabalhos concernentes à otimização da confiabilidade das redes de distribuição através da realocação de dispositivos de chaveamento foi proposto por BILLINTON e ALLAN (1996). Embora o procedimento possua algumas restrições (como basear-se apenas em alocação de chaves, sem se preocupar com dispositivos de proteção; além de cada ramo do circuito poder apenas ou receber simultaneamente duas chaves, uma em cada extremidade, ou nenhuma), o trabalho lançou a idéia de otimização de redes de distribuição com o uso de algoritmos heurísticos e pôde, àquela época, permitir a obtenção de algumas soluções com boas características de confiabilidade em relação aos custos envolvidos. No caso, foi utilizado o algoritmo de resfriamento simulado na resolução do problema de alocação otimizada de chaves.

Ainda na década de 1990, SOUDI e TOMSOVIC (1998) formularam um interessante método de modelagem de redes de distribuição para análises de confiabilidade, modelagem esta que passou a englobar, além de chaves, dispositivos de proteção a serem alocados no alimentador, o que significou uma melhoria significativa na otimização da confiabilidade das redes. Essa modelagem é baseada em conhecimentos técnicos e empíricos empregados na construção de redes de distribuição da época, e considera que uma rede é composta por um alimentador principal e algumas derivações laterais – cada um desses ramos apresentando algumas restrições. Nesse contexto, o alimentador principal não deve receber fusíveis e sua única proteção consiste no disjuntor alocado na subestação que o alimenta. As derivações laterais são divididas em várias categorias, as quais serão caracterizadas como tipo 1, 2 ou 3. Uma derivação lateral de tipo 1 é pequena e possui exposição a faltas limitada, e, devido à sua baixa significância, não deve receber fusíveis. Uma derivação lateral de tipo 2 é um pouco maior que a do tipo 1, e pode receber fusíveis. Uma derivação lateral de tipo 3 é longa e/ou possui muitas cargas conectadas, e conseqüentemente é muito exposta a falhas, podendo receber fusíveis, chaves e religadores. Neste trabalho, um método de programação binária foi proposto com o intuito de reduzir-se o custo total da rede (incluindo os custos de equipamentos e confiabilidade) de acordo com a modelagem apresentada.

Embora essa modelagem tenha influenciado outros trabalhos, como SILVA *et al* (2003), SOHN *et al* (2006) e SILVA *et al* (2007), é preciso notar suas limitações, posto que as restrições definidas para cada parte do alimentador nem sempre conduzirão para as soluções ótimas globais, uma vez que tais restrições impedem os algoritmos de testarem a alocação de chaves e dispositivos de proteção em todos os ramos da rede de

distribuição. Porém, os citados trabalhos que se basearam nessa modelagem representaram um sólido avanço no problema da otimização das redes, pois os algoritmos utilizados ficaram cada vez mais robustos e bem estruturados. Em SILVA *et al* (2003), o problema foi analisado por meio de algoritmos genéticos, contribuindo com a idéia de que as soluções ótimas em sistemas de várias barras é melhor abordado por algoritmos baseados em programação não-linear. SOHN *et al* (2006), por outro lado, acrescentou à análise do problema os efeitos de durações prolongadas de desenergização, e no ano seguinte SILVA *et al* (2007) passou a enfatizar o caráter multi-objetivo do problema, que produziria soluções melhores ao serem considerados, simultaneamente, a alocação de dispositivos de manobra e proteção e seus impactos nas frequências e durações de desenergização dos consumidores e nos custos envolvidos, sugerindo a utilização de um algoritmo tabu para a análise do problema. Nota-se também, em SILVA *et al* (2007), uma crescente preocupação em não mais classificar os alimentadores em apenas 3 tipos, posto que os autores passaram a dividi-los em 7 tipos – representando uma melhoria na análise de otimização das redes ao possibilitar testes computacionais em um número mais diverso de topologias.

Na linha de algoritmos bio-inspirados, CHEN *et al* (2006) abordou o problema de alocação de chaves através de um algoritmo imune (baseado no sistema imunológico humano na busca por soluções otimizadas), que embora possuísse a desvantagem de analisar apenas a alocação de chaves, revelou a tendência crescente do uso desta classe de algoritmos na resolução de problemas combinatórios de largo espaço de soluções. Em sequência, foi proposto por MORADI e FOTUHI-FIRUZABAD (2008) um método baseado na otimização por enxame de partículas, que busca regiões ótimas em espaços complexos de possibilidade de soluções através da interação de indivíduos numa população de partículas – também com a desvantagem de alocar apenas chaves, sem se preocupar com o posicionamento de dispositivos de proteção, o que restringe uma análise de confiabilidade mais completa das redes de distribuição.

Um grande avanço no problema de alocação de dispositivos de proteção e manobra nas redes de distribuição se deu com o trabalho de TIPPACHON e RERKPREEDAPONG (2009), também na linha de algoritmos bio-inspirados. Foi utilizado o método de otimização por colônia de formigas na análise das possíveis topologias das redes, método este que se mostrou bem eficaz na resolução do problema, evidenciando novamente as vantagens de se utilizar algoritmos heurísticos na abordagem do problema. Uma característica interessante neste trabalho foi o uso de uma

função multi-objetiva, que procurou minimizar simultaneamente 3 funções objetivo: os índices SAIFI, SAIDI e o custo da rede, o que passou a gerar conjuntos de soluções não-dominadas de Pareto para a rede, de tal forma que a solução ótima final poderia ser escolhida de acordo com a experiência do engenheiro que analisasse o problema, e de acordo com os pesos que ele atribuisse para cada função objetivo. Outra contribuição importante desse trabalho foi a introdução do uso de grafos em árvore para montar a topologia do sistema, que influenciaria vários trabalhos futuros na área, dentre eles ZAMBON *et al* (2009), FERREIRA *et al* (2010), FERREIRA e BRETAS (2012), SARDOU *et al* (2012) e BENAVIDES *et al* (2013). Os grafos em árvores se mostram melhores formas de se modelar a rede em relação à sua classificação em tipos de alimentadores, pois permitem a análise de todas as combinações de equipamentos alocados em cada ramo da rede e facilitam a análise da operação dos esquemas de proteção.

A consideração das faltas momentâneas foi abordada por FERREIRA *et al* (2010). Uma função multi-objetivo foi apresentada, que passou a considerar os índices de confiabilidade de faltas momentâneas além dos índices relativos a faltas sustentadas, ambos em relação aos custos envolvidos. Neste contexto, alocar religadores mostrou-se necessário, mas tal formulação, como era de se esperar, não causou melhorias nos índices de confiabilidade relativos a faltas sustentadas na rede que são os responsáveis imediatos pela frustração dos consumidores frente a situações de desenergização, além das multas aplicáveis a concessionárias de energia pela energia não suprida nos períodos de queda permanente de energia.

No trabalho de BENAVIDES *et al* (2012), o problema de alocação de chaves passou a ser integrado ao problema da restauração da energia, que consiste em buscar formas de se melhorar a confiabilidade da rede ao tentar restaurar energia a pontos desenergizados (isolados por equipamentos de proteção ativados ou chaves seccionadoras abertas) através do fechamento de chaves normalmente abertas na topologia do circuito que conectariam as áreas desenergizadas a áreas energizadas, livres da contingência. O trabalho mostrou que a análise integrada da alocação de equipamentos com a restauração de áreas desenergizadas pôde efetivamente melhorar as soluções encontradas pelas rotinas computacionais, mas possuiu a desvantagem de alocar apenas chaves – sem se preocupar com a alocação de dispositivos de proteção.

Um estudo interessante, feito por DA SILVA *et al* (2005), utiliza simulação de Monte Carlo para se estimar distribuições de probabilidade de índices de confiabilidade

em sistemas de distribuição, mostrando que essa ferramenta é bem promissora nos estudos de confiabilidade, consistindo numa alternativa de cálculo de índices em relação aos métodos analíticos já presentes na literatura.

Dada a variedade dos métodos que já foram propostos, resta saber o que poderia ser melhorado na análise do problema de otimização da confiabilidade de uma rede de distribuição. Poder-se-ia dizer, em primeira análise, que se houvesse um algoritmo que reunisse as melhores características de cada método, as soluções encontradas seriam melhores. Assim, um algoritmo baseado em soluções heurísticas, que utilize como forma de modelagem um grafo em árvore, que possua como objetivo a simultânea melhoria dos índices de confiabilidade em relação aos custos envolvidos, e que analise as possibilidades de restauração de serviço através do uso de chaves normalmente abertas consistirá num algoritmo mais completo, capaz de reunir as melhores contribuições já fornecidas pelos trabalhos na área.

Ainda sobre o conceito de um algoritmo melhor para a abordagem do problema, deveria ser repensada ou no mínimo melhorada a forma como uma rede é modelada, já que nota-se que um dos pontos de maior dificuldade de implementação de um algoritmo que leve a boas soluções é o método utilizado de modelagem de rede nesses algoritmos. Nos algoritmos mencionados, foram utilizadas modelagens como separação da rede em tipos de alimentadores e busca em árvore. Em todas essas modelagens, nota-se que as redes não são bem detalhadas no que diz respeito a posicionamento físico dos equipamentos e pontos de carga; simplesmente o algoritmo aloca ou não um equipamento entre dois pontos; mas não informa de qual ponto ele está mais próximo, o que faz com que o algoritmo não explore de fato todas as possibilidades de alocação de equipamentos já que esse posicionamento relativo gera mudanças no funcionamento dos esquemas e proteção e manobra da rede.

1.4 Objetivos do Trabalho

Com a crescente sensibilidade das cargas conectadas à rede, além do constante aumento da complexidade das redes de distribuição devido ao crescente número de consumidores e áreas a serem energizadas, aumenta o interesse geral em se obter redes de distribuição de energia elétrica mais confiáveis. Buscando contribuir nesta área é que se enquadram os objetivos deste trabalho.

O objetivo geral deste trabalho é apresentar o desenvolvimento de uma metodologia de otimização de redes de distribuição no que tange sua confiabilidade, de modo que seja possível otimizar as posições de alocação de chaves seccionadoras nessas redes que permita melhoria de índices de confiabilidade em relação a custos envolvidos.

Para isso, é necessária antes de tudo uma modelagem específica das redes de distribuição, que seja capaz de analisar a atuação dos esquemas de proteção e chaveamento em todas as situações de contingência que podem ocorrer nessas redes. Inspirada por TIPPACHON e RERKPREEDAPONG (2009), uma modelagem por grafo em árvores será formulada, com a diferença de que esta nova formulação proposta possibilitará, dado um ramo entre dois nós, a alocação de dispositivos de proteção e chaves seccionadoras mais próximos de um e/ou outro nó – e não simplesmente “entre” os nós, de forma genérica. Como, de um modo geral, a maior parte da rede de distribuição é radial, este será o tipo de rede considerada neste trabalho. Ressalta-se que arranjos radiais são os preferidos na etapa da distribuição pois a logística de proteção e de fluxo de potência em redes de distribuição malhadas é bastante complicada e custosa.

A modelagem que será desenvolvida deverá permitir que se analisem quais áreas são afetadas por cada possível contingência que ocorre na rede, pois, para cada situação de falha que ocorrer na rede, uma determinada operação do esquema de proteção dessa rede é desencadeada (abertura de disjuntores ou rompimento de fusíveis em pontos específicos da topologia, de forma coordenada), o que impacta nos seus índices de confiabilidade. A atuação da proteção permite também, em certas ocasiões (a depender da localidade da falta e da topologia da rede), que se realize a reconfiguração da rede, de forma a diminuir os impactos de desenergização por meio de manobras que restaurem a energia ao máximo número de consumidores possível, através da abertura ou fechamento de chaves seccionadoras. Obviamente, isto também deve ser levado em consideração na modelagem a ser desenvolvida.

No que concerne a otimização da rede, já foi descrito que os algoritmos heurísticos têm se mostrado ferramentas interessantes na abordagem do problema. Notando a tendência crescente do uso de algoritmos bio-inspirados, devido às suas boas características de encontro de soluções otimizadas com menores custos computacionais, será formulado um algoritmo genético, tendo por base a teoria de LINDEN (2012), a fim de se melhorarem os índices de confiabilidade de cada topologia analisada em relação aos seus custos associados. Tal otimização será baseada na análise de alocação

de chaves seccionadoras nos alimentadores, de forma a se encontrar quais são as melhores posições para aloca-las ao longo da rede.

Assim, espera-se com este trabalho reunir algumas boas características referentes a trabalhos já publicados, e encontrar soluções melhores para o problema de alocação chaves seccionadoras em redes de distribuição, com fins de se otimizarem suas características de confiabilidade em relação aos custos envolvidos.

1.5 Publicações Relacionadas ao Trabalho

RODRIGUES, F. M.; ARAUJO, L. R.; PENIDO, D. R. R., 2015. “Distribution Network Reliability Optimization Through Relocation of Equipment Using Genetic Algorithms”. Artigo aceito para publicação. CAIP 2015: Congreso Interamericano de Computación Aplicada a La Ingeniería de Procesos.

RODRIGUES, F. M.; ARAUJO, L. R.; PENIDO, D. R. R., 2015. “Reliability Optimization of a Smart Grid Containing Emergency Distributed Generation Units Through Relocation of Equipments”. Artigo aceito para publicação. ISGT-LA 2015: Innovative Smart Grid Technologies – Latin America.

1.6 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está dividido em 5 capítulos, sendo esta introdução o primeiro capítulo. A seguir, segue um breve resumo dos próximos capítulos:

O Capítulo 2 visa o levantamento dos principais conceitos e técnicas relativos à análise da confiabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica, que serão amplamente utilizados ao longo de todo o texto.

No Capítulo 3 será apresentada a modelagem de redes de distribuição que será proposta e utilizada, para que sejam calculados os principais índices de confiabilidade dessas redes. Será mostrado também como um algoritmo genético será utilizado para que tais redes sejam otimizadas, em relação aos seus índices de confiabilidade e custos.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados de simulações realizadas utilizando a metodologia proposta, em três diferentes sistemas de distribuição diferentes. As topologias otimizadas são comparadas com as originais e os resultados discutidos.

No Capítulo 5 encontram-se as conclusões gerais do trabalho e as sugestões de trabalhos futuros.

Capítulo 2 **Conceitos básicos sobre confiabilidade**

2.1 Introdução

Segundo BILLINTON e ALLAN (1992), confiabilidade é a probabilidade de um dispositivo (componente) ou sistema atender seus propósitos de forma adequada para um período de tempo previsto, nas condições operacionais especificadas no seu projeto. A análise de confiabilidade de um sistema de distribuição é baseada em índices de confiabilidade medidos a partir de conceitos da teoria de probabilidades. Neste capítulo, serão abordados tais índices e outros conceitos e técnicas relativos ao estudo da confiabilidade de redes de distribuição, que servirão de base para o desenvolvimento proposto neste trabalho.

2.2 Termos comuns na análise de confiabilidade

Alguns termos relativos à análise da confiabilidade de redes elétricas são definidos em literatura específica, como em BILLINTON e ALLAN (1992), PRODIST (2014), PADRÃO IEEE 1366 (2003) e BROWN (2009). As definições de alguns desses termos que serão recorrentes neste trabalho foram compiladas destes materiais e encontram-se a seguir:

- a) *Contingência*: consiste num evento não-programado que ocorre numa rede elétrica, como um defeito ou uma abertura indesejada de circuito.

- b) *Falta (ou defeito)*: consiste num curto-circuito devido a algum tipo de perda de isolamento elétrico ou rompimento de dielétrico de equipamentos, gerando correntes elétricas indesejadas tanto por suas magnitudes quanto pelos caminhos os quais elas percorrem. Como exemplo de falta, cita-se o curto-circuito entre linhas de redes aéreas devido à presença de galhos molhados que as unem, e o rompimento de dielétrico de isoladores devido a descargas atmosféricas.

- c) *Circuito aberto*: consiste num ponto da rede que interrompe seu fluxo de potência, sem gerar correntes de falta, como a abertura indesejada e incorreta de um disjuntor/religador da rede.
- d) *Perda (ou saída de operação)*: é um termo que usualmente é referido à perda de algum equipamento constituinte da rede, podendo ser definido como a desenergização de um equipamento, podendo ser programada (com o intuito, por exemplo, de que nesse equipamento seja realizada determinada manutenção preventiva) ou não-programada.
- e) *Interrupção sustentada*: evento que provoca a interrupção de fornecimento de energia elétrica a certo consumidor, que dure por um período de tempo superior a um intervalo de tempo pré-determinado. Esse intervalo de tempo varia, a depender dos critérios utilizados por concessionárias ou agências reguladoras. O PADRÃO IEEE 1366 (2003) define esse intervalo de tempo como sendo 5 minutos, embora o PRODIST (2014) defina que no Brasil esse intervalo de tempo é de 3 minutos.
- f) *Interrupção momentânea*: são as interrupções que duram períodos de tempo inferiores aos intervalos pré-estabelecidos que resultariam em interrupções sustentadas.
- g) *Disponibilidade*: pode ser entendida como a probabilidade de algum equipamento ou ponto de uso de energia estar energizado e logo disponível para uso ou consumo. Por outro lado, a “indisponibilidade” mede a probabilidade de algum equipamento ou ponto de uso de energia estar desenergizado, e logo indisponível para uso ou consumo. Redes mais confiáveis possuem, naturalmente, maior disponibilidade. A disponibilidade é geralmente expressa em porcentagem, significando qual fração de determinado período de tempo (normalmente um ano) a rede está energizada, enquanto a indisponibilidade é geralmente expressa em tempo anual de interrupção (dado em dias, horas, minutos ou até mesmo ciclos de onda). Pode-se facilmente montar uma tabela comparativa entre disponibilidade de uma rede e sua consequente indisponibilidade, simplesmente calculando-se, para cada faixa de

disponibilidade, quantas horas do ano haveria interrupção. Os resultados são mostrados na Tabela 2.1, extraída de BROWN (2009).

Tabela 2.1 - Relação entre disponibilidade e tempo anual de interrupção.

Disponibilidade (%)	Tempo anual de interrupção
90	36,5 dias
99	3,7 dias
99,9	8,8 horas
99,99	52,6 minutos
99,999	5,3 minutos
99,9999	31,5 segundos
99,99999	3,2 segundos
99,999999	0,3 segundos
99,9999999	1,9 ciclos (em 60 Hz)

2.3 Índices de confiabilidade

A análise da confiabilidade de uma rede elétrica possui fundamentos probabilísticos, de acordo com BILLINTON e ALLAN (1992). Assim, uma forma de se avaliar a probabilidade de falha de um sistema é através da análise estatística de seus dados (MILOCA, 2012). Os parâmetros históricos de confiabilidade dos equipamentos que constituem uma rede de distribuição servem, então, como base para o cálculo de índices de confiabilidade, que são medidas capazes de informar o quão uma rede é mais ou menos confiável.

2.3.1 Parâmetros históricos de confiabilidade

Cada componente de um sistema de distribuição, ao ser modelado quanto à confiabilidade, pode ser descrito por uma série de parâmetros. As abordagens mais usuais envolvem suas taxas de falha (que na verdade consistem numa análise probabilística de esses equipamentos falharem) e seus tempos de reparo (que na verdade consistem numa média histórica de quanto tempo leva-se para que esse equipamento, no caso de falha, ser reparado e retornado às condições normais de operação). As descrições de alguns dos parâmetros de confiabilidade mais comuns relativos a equipamentos elétricos, baseando-se em BROWN (2009), estão apresentadas a seguir:

- a) *Taxa de faltas sustentadas* (λ): consiste no número médio de faltas sustentadas que dado equipamento sofre num período de tempo (geralmente adotado como um ano). Essas faltas sustentadas geram correntes de curto circuito, induzindo a atuação do esquema de proteção mais à montante do circuito que o contém. Equipes de reparo e manutenção normalmente são enviadas pela concessionária com o objetivo de mitigarem os problemas que levaram a essa contingência e, por fim, restaurarem o circuito às condições normais de operação. Esse é o parâmetro de confiabilidade mais importante, visto que ele é essencial a todas as análises de contingências e determinação de índices de confiabilidade de uma rede elétrica. Normalmente, esse parâmetro varia com a idade do equipamento; porém, na maioria dos casos para equipamentos elétricos são variações que levam anos para se apreciar diferenças significativas, de modo que, nas simulações usuais das redes de distribuição, ele é tomado como uma constante. No cálculo da taxa de falhas, operações planejadas de reparo não são levadas em conta; caso o sejam, deve-se utilizar o termo “frequência de falhas”.
- b) *Taxa de faltas momentâneas* (λ_M): consiste no número médio de faltas momentâneas que dado equipamento sofre num período de tempo (geralmente adotado como um ano). Essas faltas momentâneas geram correntes de curto circuito, mas essas correntes irão desaparecer por si próprias se o circuito for desenergizado e logo em seguida energizado (após alguns segundos), possibilitando que o arco voltaico de curto-circuito se deionize. Normalmente, na distribuição essa tarefa de desenergização e posterior energização após alguns segundos é realizada por religadores.
- c) *Taxa de aberturas indevidas* (λ_{OC}): consiste no número médio de aberturas indevidas que dado equipamento sofre num período de tempo (geralmente adotado como um ano). Essas aberturas indevidas não geram corrente de curto, mas interrompem o fluxo normal de potência da rede, provocando desenergização de equipamentos e consumidores à jusante de si. Um exemplo desse tipo de abertura indevida ocorre quando um disjuntor/religador se abre indevidamente (ou seja, sem necessidade de atuação).

- d) *Tempo médio de reparo* (r): consiste no tempo médio despendido pela concessionária de energia para reparar um equipamento falhado, desde a ocorrência da falha até a restauração plena do circuito no qual esse equipamento se insere. Geralmente, é medido em horas. Cada componente da rede pode possuir um tempo médio de reparo para cada tipo de falta que sofra, mas em modelagens mais simples (e com uma boa aproximação), basta que se tome apenas um tempo médio de reparo global de cada equipamento.
- e) *Tempo médio de chaveamento* (r_s): consiste no tempo médio que se levará para que um determinado equipamento com capacidade de abertura se abra (chaves, interruptores, religadores, disjuntores, etc). Se a abertura for manual, esse tempo corresponde ao tempo gasto para que as equipes de reparo e manutenção da concessionária desloquem-se até esses equipamentos e realizem as manobras de abertura. Se a abertura for automatizada, esse tempo corresponde ao tempo gasto pelos sensores perceberem a necessidade de abertura, enviarem informação aos atuadores e estes, por fim, abrirem o equipamento.

2.3.2 Índices de confiabilidade mais utilizados

Existem várias formas de se expressar matematicamente a confiabilidade de uma rede elétrica. Os fatores matemáticos que possuem essa função são chamados de “índices de confiabilidade” e são baseados nos parâmetros históricos de confiabilidade dos equipamentos componentes da rede.

Os índices de confiabilidade mais utilizados na literatura pesquisada serão definidos nesta subseção, baseando-se no PRODIST (2014), PADRÃO IEEE 1366 (2003), BROWN (2009) e MILOCA (2012). Será feita uma descrição inicial dos índices mais utilizados na literatura estrangeira e depois uma descrição dos índices mais utilizados pelas concessionárias e agências reguladoras brasileiras.

a) Índices globalmente utilizados com maior frequência

Dos índices de confiabilidade mais amplamente utilizados na literatura pesquisada, destacam-se os índices SAIFI, SAIDI, MAIFI, ASAI e EENS. Tais índices

são considerados os mais importantes devido à sua larga utilização pelas concessionárias de energia e agências reguladoras de todo o mundo. Suas definições são:

- **SAIFI** (*System Average Interruption Frequency Index*)

Consiste na frequência média de interrupções sustentadas anuais experimentadas pelos consumidores de uma rede. É calculado através de uma média ponderada, em que o número de falhas anuais experimentado por cada ponto de carga é ponderado de acordo com o número de consumidores que nele está conectado. Assim, se um sistema é composto por N pontos de carga, em que cada ponto de carga i é formado por grupos de n_i consumidores que experimentam anualmente F_i interrupções, o índice SAIFI do sistema será calculado através da Equação 2.1:

$$SAIFI = \frac{\sum_i^N F_i \cdot n_i}{\sum_i^N n_i} \quad \text{interrupções/ano} \quad 2.1$$

O valor F_i em cada ponto de carga é obtido calculando-se todas as prováveis falhas do sistema que impactarão em desenergização desse ponto de carga num período anual, baseando-se na topologia da rede e nos dados históricos concernentes aos equipamentos que constituem essa rede.

- **SAIDI** (*System Average Interruption Duration Index*)

Consiste no tempo médio de interrupção anual experimentada pelos consumidores de uma rede. É calculado somando-se as durações das interrupções de cada unidade consumidora dessa rede durante um ano e dividindo-se o resultado pelo número total de consumidores dessa rede. Assim, se um sistema é composto por N pontos de carga, em que cada ponto de carga i é formado por grupos de n_i consumidores que experimentam anualmente D_i horas de desenergização, o índice SAIDI do sistema será calculado através da Equação 2.2:

$$SAIDI = \frac{\sum_i^N D_i \cdot n_i}{\sum_i^N n_i} \quad \text{horas/ano} \quad 2.2$$

O valor D_i em cada ponto de carga é obtido calculando-se o produto de todas as prováveis falhas do sistema que impactarão em desenergização desse ponto de carga num período anual pelos seus respectivos tempos de reparo, baseando-se na topologia da rede e nos dados históricos concernentes aos equipamentos que constituem essa rede.

- **MAIFI** (*Momentary Average Interruptions Frequency Index*)

Consiste na frequência média de interrupções momentâneas anuais experimentadas pelos consumidores de uma rede. É calculado através de uma média ponderada, em que o número de falhas momentâneas anuais experimentadas por cada ponto de carga é ponderado de acordo com o número de consumidores que nele está conectado. Assim, se um sistema é composto por N pontos de carga, em que cada ponto de carga i é formado por grupos de n_i consumidores que experimentam anualmente F_{Mi} interrupções momentâneas, o índice MAIFI do sistema será calculado através da Equação 2.3:

$$MAIFI = \frac{\sum_i^N F_{Mi} \cdot n_i}{\sum_i^N n_i} \quad \text{interrupções/ano} \quad 2.3$$

O valor F_{Mi} em cada ponto de carga é obtido calculando-se todas as prováveis falhas do sistema que impactarão em desenergização momentânea desse ponto de carga num período anual, baseando-se na topologia da rede e nos dados históricos concernentes aos equipamentos que constituem essa rede.

- **ASAI** (*Average Service Availability Index*)

O índice ASAI é definido pelo quociente entre o tempo de disponibilidade pela demanda total de horas e possui uma relação direta com o índice SAIDI.

$$ASAI = \frac{\text{Disponibilidade (h) de energia do consumidor}}{\text{Demanda (h) de energia do consumidor}} \quad \text{pu} \quad 2.4$$

$$ASAI = 1 - \frac{SAIDI}{8760} \text{ pu} \quad 2.5$$

Como ilustrado em MILOCA (2012), um ASAI de 0,999543 pu indica que a média por consumidor de serviço disponível foi de 8756 horas para um total de 8760 horas no ano, isto é, um SAIDI de 4 h/ano.

- **EENS** (*Expected Unsupplied Energy*)

É uma medida da quantidade de energia que a rede deixará de fornecer durante um ano devido às faltas anuais esperadas. Assim, se um sistema é composto por N pontos de carga, em que cada ponto de carga i demanda uma potência média total L_i e experimenta anualmente D_i horas de desenergização, o índice EENS do sistema será calculado através da Equação 2.6:

$$EENS = \sum_i^N L_i \cdot D_i \quad kWh/ano \quad 2.6$$

b) Índices brasileiros definidos pela ANEEL

No PRODIST (2014), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) definiu indicadores de continuidade de uma rede de distribuição. Assim, por meio do controle das interrupções, do cálculo e da divulgação dos indicadores de continuidade de serviço, as distribuidoras, os consumidores e a ANEEL podem avaliar a continuidade dos serviços prestados e o desempenho do sistema elétrico. Compõem tais índices os indicadores individuais FIC, DIC, DMIC e DICRI, que devem ser apurados para todas as unidades consumidoras, e os indicadores coletivos FEC e DEC. Os indicadores, segundo o PRODIST, devem ser calculados para períodos de apuração mensais, trimestrais e anuais, com exceção do indicador DICRI, que deve ser apurado por interrupção ocorrida em dia crítico. Nota-se que o PRODIST considera apenas as faltas com duração superior a 3 minutos no cômputo dos índices de confiabilidade mencionados. Tais índices serão a seguir descritos.

- **FIC** (*Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora*)

Corresponde ao número de interrupções da unidade consumidora considerada, no universo de todas as unidades consumidoras de uma rede de distribuição. A FIC é então calculada somando-se todas as falhas da rede que impactam em interrupção sustentada desse ponto de carga no período de apuração, gerando assim um valor que expressa o número de interrupções que tal ponto de carga experimenta no período de apuração. Assim, segundo o PRODIST:

$$FIC = n \quad \text{interrupções/tempo de apuração} \quad 2.7$$

Onde:

n = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração.

- **DIC** (*Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora*)

Corresponde ao período de desenergização da unidade consumidora considerada, expresso em horas, no universo de todas as unidades consumidoras de uma rede de distribuição. A DIC é então calculada somando-se os períodos de desenergização experimentados pelo ponto de carga consequentes das falhas na rede que provocam interrupção sustentada neste ponto de carga, no período de um ano. Assim, segundo o PRODIST:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad \text{horas/tempo de apuração} \quad 2.8$$

Onde:

n = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração.

i = índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a n ;

$t(i)$ = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada, no período de apuração.

- **DMIC** (*Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora*)

Consiste no máximo período de desenergização experimentado por uma unidade consumidora, expresso em horas, no universo de todas as unidades consumidoras de uma rede de distribuição. Assim, segundo o PRODIST:

$$DMIC = t(i) \text{ max} \quad \text{horas/tempo de apuração} \quad 2.9$$

Onde:

$t(i) \text{ max}$ = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas.

- **DICRI** (*Duração da Interrupção Individual Ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora*)

Consiste no tempo de interrupção ocorrida num dia crítico, para uma determinada unidade consumidora. Dia crítico corresponde ao 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. A média e o desvio padrão a serem usados serão os relativos aos 24 meses anteriores ao ano em curso, incluindo os dias críticos já identificados. Assim, segundo o PRODIST:

$$DICRI = t_{\text{crítico}} \quad \text{horas/dia crítico} \quad 2.10$$

Onde:

$t_{\text{crítico}}$ = duração da interrupção ocorrida em dia crítico.

- **FEC** (*Frequência Equivalente de Interrupção*)

Aplicado a um conjunto de pontos de carga, o índice FEC expressa o número médio de vezes em que um consumidor conectado a qualquer um desses pontos de carga experimenta interrupção de fornecimento de energia, no período de apuração. Originalmente, de acordo com a resolução normativa de 16 de dezembro de 2008 da ANEEL, a apuração do indicador FEC deve ser efetuada

conforme disposto na Portaria DNAEE nº 046. Seu cálculo deve ser realizado da seguinte forma:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cs} \quad \text{interrupções/período de apuração} \quad 2.11$$

Onde:

n : número de interrupções no período de observação;

$Ca(i)$: número de consumidores do conjunto considerado, atingidos na interrupção i ;

Cs = número total de consumidores do conjunto considerado.

Uma fórmula mais moderna, porém equivalente à formulação original da Equação 2.11, é a fornecida na Resolução Normativa nº 641/2014 do Módulo 8 do PRODIST (2014), que estabelece o índice FEC de um sistema como a média dos índices FIC de todos os consumidores desse sistema:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad \text{interrupções/período apuração} \quad 2.12$$

Onde:

i : número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em baixa ou média tensão;

Cc : número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em baixa ou média tensão.

Da Equação 2.12, pode-se ainda entender que o índice FEC de um sistema é a média ponderada dos índices FIC dos pontos de carga, sendo as ponderações dadas pelo número de consumidores conectados em cada ponto de carga.

Ressalta-se ainda que o índice FEC é análogo ao índice SAIFI, já previamente definido.

- **DEC (Duração Equivalente de Interrupção)**

Aplicado a um conjunto de pontos de carga, o índice DEC expressa a quantidade média de horas que um consumidor conectado a qualquer um desses pontos de carga permanece desenergizado devido a interrupções no seu fornecimento de energia, no período de apuração. Originalmente, de acordo com a resolução normativa de 16 de dezembro de 2008 da ANEEL, a apuração do indicador DEC deve ser efetuada conforme disposto na Portaria DNAEE nº 046. Seu cálculo deve ser realizado da seguinte forma:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)t(i)}{Cs} \quad \text{horas/ano} \quad 2.13$$

Onde:

n : número de interrupções no período de observação;

$Ca(i)$: número de consumidores do conjunto considerado, atingidos na interrupção i ;

$t(i)$ = tempo de duração da interrupção i , em horas;

Cs = número total de consumidores do conjunto considerado.

Uma fórmula mais moderna, porém equivalente à formulação original da Equação 2.13, é a fornecida na Resolução Normativa nº 641/2014 do Módulo 8 do PRODIST (2014), que estabelece o índice DEC de um sistema como a média dos índices DIC de todos os consumidores desse sistema:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad \text{horas/período apuração} \quad 2.14$$

Onde:

i : número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em baixa ou média tensão;

Cc : número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em baixa ou média tensão.

Da Equação 2.14, pode-se ainda entender que o índice DEC de um sistema é a média ponderada dos índices DIC dos pontos de carga, sendo as ponderações dadas pelo número de consumidores conectados em cada ponto de carga.

Ressalta-se ainda que o índice DEC é análogo ao índice SAIDI, já previamente definido.

Segundo o PRODIST (2014), as concessionárias que não cumprem as metas anuais mínimas de continuidade de energia estabelecidas pela ANEEL são penalizadas através de multas, o que reforça a importância do objetivo deste trabalho no que concerne a otimização dos índices de confiabilidade de uma rede de distribuição. Segundo MILOCA (2012), em cada período de revisão tarifária, são definidos novos limites para os indicadores FEC e DEC com trajetória decrescente para os anos seguintes. De um ciclo para outro esses limites se tornam mais restritos exigindo um esforço da empresa para melhorar a prestação do serviço. A metodologia para o estabelecimento de tais limites é divulgada em nota técnica e disponibilizada no site da ANEEL. Portanto, dada a relação intrínseca entre níveis de confiabilidade e custos associados, faz-se necessário um entendimento do que é definido como “custo de confiabilidade”, que é abordado no próximo item.

2.3.3 Custo de confiabilidade

As concessionárias de energia, no geral, monitoram os valores de diferentes índices de confiabilidade de suas redes, em toda a rede e/ou em partes da rede. Os dois índices mais comuns de serem analisados, de acordo com a literatura em geral, são o SAIFI e o SAIDI (no caso do Brasil, seus análogos FEC e DEC). Quando se trata de investimentos em confiabilidade, a redução dos valores de SAIFI e SAIDI possui como consequência praticamente direta a redução dos impactos causados por contingências.

Quando um consumidor experimenta uma desenergização em função de uma contingência, costuma-se associar a esse fato um custo, chamado de “custo de confiabilidade do consumidor”. Segundo BROWN (2009), esse custo pode ser entendido como a multa que a concessionária possa vir a pagar pelos prejuízos sofridos pelo consumidor que ficou desenergizado, ou ainda como o valor que o consumidor estaria disposto a pagar para que não ficasse desenergizado naquele momento.

Anualmente, o custo de confiabilidade do consumidor pode ser muito elevado, principalmente ao levar-se em conta perdas de produção motivadas por falta de energia – isso sem contar os custos referentes a danos sofridos por equipamentos que experimentam as contingências.

O custo de confiabilidade do consumidor pode ser utilizado pelas concessionárias de energia quando estas desejam balancear os custos de investimento em confiabilidade de suas redes com os custos de confiabilidade de seus consumidores. Se quanto maior a confiabilidade da rede, maiores também são os custos de investimento, e se quanto menor a confiabilidade da rede, maiores são os custos de confiabilidade do consumidor, verifica-se aqui a existência de um problema de otimização, já que a concessionária de energia possui interesse em buscar o ponto de menor custo global. Esse valor mínimo global define o preço que as concessionárias associam aos índices de confiabilidade.

2.4 Equipamentos que mais influem na confiabilidade de uma rede de distribuição e considerações para este trabalho

Um sistema de distribuição pode ser entendido como todo um conjunto de equipamentos e alimentadores interconectados, entre os sistemas de transmissão que terminam nas subestações de distribuição e as unidades consumidoras finais. A disposição dessas conexões pode ser feita de várias formas, criando arranjos de circuitos diversos, cada qual com suas características e, especificamente, seus índices de confiabilidade.

Para que seja possível a análise da confiabilidade de um sistema de distribuição é necessário que se conheçam as características de confiabilidade de cada equipamento que faz parte da rede de distribuição. Uma vez que essas características sejam definidas e modeladas matematicamente, é possível analisar matematicamente o sistema como um todo. A modelagem de cada equipamento, no que diz respeito à análise da confiabilidade da rede, deve ser tão simples quanto possível e, ao mesmo tempo, capaz de representar as características e comportamentos desse equipamento face às operações normal e de contingência das redes de distribuição.

No que diz respeito à análise de confiabilidade, os equipamentos que mais influem nesta análise são os alimentadores, os transformadores a eles conectados e os dispositivos de proteção e manobra da rede (como disjuntores, fusíveis, religadores e

chaves seccionadoras). Do ponto de vista da confiabilidade, baseando-se em BROWN (2009) e adaptando alguns conceitos para o presente trabalho, as seguintes considerações são importantes:

- As linhas que compõem os alimentadores, por suas dimensões, natureza e outras características físicas, são os elementos mais críticos na análise de contingências de uma rede de distribuição, e praticamente todas as faltas numa rede de distribuição são originadas nessas linhas – juntamente com seus isoladores.
- Os transformadores impactam na confiabilidade de uma rede de dois modos principais: falhas e sobrecargas. Falhas em transformadores de subestações podem impactar na desenergização de vários consumidores. Quando isto ocorre, outros transformadores da subestação podem ser utilizados para suprir (além de sua carga nominal) a carga que foi desenergizada devido à contingência no transformador falhado. Isto pode provocar sobrecarga nestes transformadores caso a nova carga total exceda seus limites de capacidade. Neste caso, deve-se tomar a decisão de utilizá-los ou não; em caso afirmativo, a sobrecarga diminuirá a vida útil do transformador. Isto significa que a confiabilidade irá melhorar momentaneamente, mas futuramente irá aumentar a probabilidade de falha dos transformadores desgastados. Como estas questões dependem de cada caso específico de falha e sobrecarga, as falhas em transformadores e os impactos da sobrecarga na sua vida útil não serão considerados neste trabalho.
- Os equipamentos de proteção mais utilizados nas redes de distribuição são os disjuntores automatizados, religadores, relés e fusíveis. Os disjuntores basicamente consistem em chaves com alto poder de interrupção de corrente (geralmente a gás SF₆, óleo ou vácuo, capazes de extinguir arco voltaico). Os relés consistem em sensores capazes de monitorar parâmetros elétricos do fluxo de potência e atuadores capazes de acionar os disjuntores, que desta forma se tornam automatizados. Os fusíveis são equipamentos de proteção capazes de interromper sobrecargas, por possuírem elementos fusíveis em seu interior que degradam após determinado tempo de condução de sobrecorrente. As chaves seccionadoras com grande capacidade de interrupção (interrupção de corrente de

curto circuito) e religadores serão tratados como disjuntores neste trabalho, para efeitos de simplificação.

- Os equipamentos exclusivamente de manobra (sem funções de proteção) comumente utilizados são as chaves seccionadoras, sem capacidade de interrupção de corrente. As chaves poderão ainda ser classificadas em “normalmente fechadas” (na literatura pesquisada, comumente referidas por **NC**, do inglês *normally closed*) e “normalmente abertas” (na literatura pesquisada, comumente referidas por **NO**, do inglês *normally open*). As chaves normalmente fechadas, em operação normal da rede, encontram-se conduzindo corrente, sendo muito utilizadas em manobras pós-contingências para isolarem áreas afetadas, preservando a energização de consumidores fora da área de falta. As chaves normalmente abertas, em operação normal da rede, encontram-se sem condução de corrente, sendo utilizadas normalmente para manobras no circuito de modo que, no caso de contingências, possa ser realizada a restauração de áreas desenergizadas que estão livres de curto-circuito, capazes de serem alimentadas por outros circuitos da rede de distribuição.

Ressalta-se que o foco neste trabalho é a otimização da confiabilidade de redes de distribuição analisando-se apenas faltas sustentadas. Ressalta-se ainda que, para fins de cálculo de confiabilidade e simplificação de modelagem, os parâmetros de confiabilidade dos equipamentos conectados aos troncos e laterais dos alimentadores serão, quando possíveis, modelados com equivalentes em série. Assim, por exemplo, um transformador e a linha na qual ele está conectado podem ser modelados, com objetivo de se calcular índices de confiabilidade, como um único equipamento cujos parâmetros de confiabilidade são dados pelo conjunto de equações a seguir:

$$\begin{aligned}\lambda_{série} &= \sum \lambda_i \\ r_{série} &= \frac{\sum \lambda_i r_i}{\sum \lambda_i}\end{aligned}\tag{2.15}$$

2.5 Estados e eventos em um sistema de distribuição e considerações para este trabalho

Todo sistema pode ser entendido como um conjunto de componentes menores que interagem entre si, com um ou mais objetivos em comum. No caso de sistemas de distribuição, o objetivo de todos os componentes e redes que formam esses sistemas é suprir todos os seus consumidores com energia elétrica em níveis mínimos de qualidade – o que engloba a continuidade do serviço, que é o foco deste trabalho.

Define-se “estado normal de operação” de um sistema de distribuição justamente o estado em que esse sistema se encontra nessas condições, sendo o estado que as concessionárias de energia elétrica tentam manter para a rede. No estado normal de operação, além do atendimento de energia a todos os consumidores, a rede encontra-se em topologia tal que todas as chaves estão em suas posições usuais (chaves NC encontram-se fechadas e NO abertas) e nenhum equipamento de proteção encontra-se atuado (disjuntores não abriram e fusíveis não se romperam). Toda a demanda de energia está sendo suprida em níveis adequados de qualidade, não havendo desenergização de nenhuma unidade consumidora (BROWN, 2009).

Uma das formas de se modelar a confiabilidade de uma rede de distribuição é identificar os possíveis problemas que possam ocorrer nessa rede que façam com que seu novo estado seja diferente do estado normal de operação, e qual será o impacto na sua confiabilidade no caso de ocorrência desses problemas. Esses eventos, ou ainda contingências, provocam a alteração da confiabilidade da rede, aumentando o número de falhas anuais que a rede experimenta, bem como o número de horas de desenergização que algum ou alguns de seus consumidores experimentam. Assim, tendo-se em mãos as probabilidades de falha dos equipamentos que constituem a rede, pode-se estimar os índices globais de confiabilidade da rede, testando-se todas as contingências possíveis, ponderando-as pelas suas probabilidades de ocorrência e atualizando-se os resultados para cada contingência.

Pode-se dizer que um sistema de distribuição, em relação às análises de confiabilidade, possui um número finito de estados. Cada equipamento encontra-se em condição normal ou não, gerando um número fixo de possibilidades de operação da rede. Cada estado desses possui uma probabilidade de ocorrência. Em termos probabilísticos, a soma das probabilidades de ocorrência de todos os estados possíveis é de 100%, ou seja, a unidade. Assim, se uma rede de distribuição possui probabilidade

$P(A)$ de se encontrar no estado normal, asseguradamente a probabilidade de se encontrar em estado falhado é de $1 - P(A)$, podendo esse estado falhado ter diversos subconjuntos, um para cada possibilidade de falha. O diagrama de probabilidades, nesse contexto, é esquematizado na Figura 2.1.

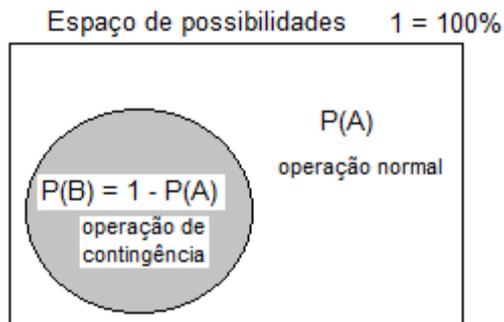


Figura 2.1 - Diagrama de probabilidades de operação normal ou operação em contingência (BROWN, 2009)

Alguns eventos podem ser mutuamente exclusivos (quando não podem ocorrer simultaneamente) ou não. Como exemplo, pode-se dizer que o evento de um dado alimentador estar em contingência indesejada é mutuamente excludente ao evento de esse alimentador estar em manutenção programada, pois obviamente as contingências indesejadas não ocorrem quando o alimentador está desenergizado para manutenção preventiva. Num diagrama de Venn, como feito por BROWN (2009), pode-se entender eventos mutuamente exclusivos como sendo subconjuntos disjuntos do conjunto total unitário. Se o estado normal é $P(A)$, o estado de contingência indesejada é $P(B)$ e o estado de manutenção programa é $P(C)$, tem-se $P(A) + P(B) + P(C) = 1$, não existindo, portanto interseções entre esses subconjuntos, como esquematizado na Figura 2.2.

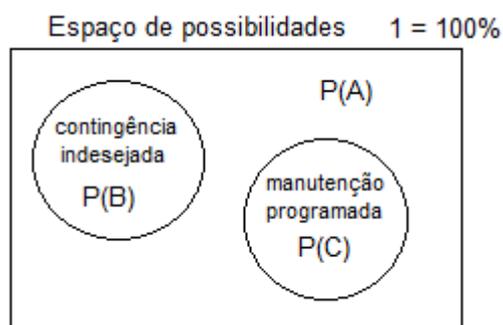


Figura 2.2 - Diagrama de probabilidades de contingência disjunta da manutenção programada (BROWN, 2009)

Eventos que não são mutuamente excludentes são entendidos como subconjuntos do espaço de possibilidades que possuem interseções, o que significa que podem ocorrer simultaneamente. Por exemplo, se ao mesmo tempo em que ocorrer uma determinada contingência numa parte B da rede, com probabilidade geral de ocorrência $P(B)$, ocorrer também uma contingência numa parte C da rede, com probabilidade geral de ocorrência $P(C)$, a probabilidade de ocorrência mútua das duas contingências é $P(B \cap C)$, conforme esquematizado na Figura 2.3.

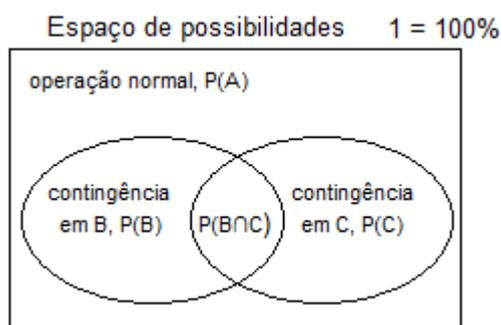


Figura 2.3 - Diagrama de probabilidades de contingências disjuntas ou simultâneas (BROWN, 2009)

Definem-se ainda “eventos independentes” como sendo aqueles em que um não altera a probabilidade de ocorrência do outro. Já eventos dependentes são aqueles em que um impacta na probabilidade do outro. Um exemplo de dependência de eventos nos sistemas de distribuição é a variação de probabilidade geral de contingências com as condições atmosféricas locais; assim, uma tempestade com incidência de raios aumenta significativamente a probabilidade de ocorrência de contingências. Computar eventos dependentes é significativamente mais complexo que computar eventos independentes, e sempre que possível ou de boa aproximação, os eventos dependentes serão evitados.

Neste trabalho, as contingências serão consideradas eventos disjuntos entre si, ocorrendo de maneira singular. A cada contingência singular, a rede assume um estado diferente. Para cada estado diferente, observa-se uma resposta do sistema de proteção, um rearranjo topológico através de chaveamentos da rede, e uma atualização dos índices de confiabilidade dos vários pontos dessa rede. Em capítulo a seguir, será mostrado como o algoritmo proposto pelo trabalho reconhecerá a topologia das redes de

distribuição em seus diversos equipamentos e conexões, através do uso de matrizes aplicadas à teoria dos grafos.

2.6 Conclusões do Capítulo

O capítulo apresentou importantes definições iniciais precípuas à análise da confiabilidade de redes de distribuição, principalmente no que concerne à noção dos tipos de índices de confiabilidade comumente utilizados tanto no Brasil quanto no mundo. Foi visto que os índices de confiabilidade são baseados em dados históricos da rede, que refletem, por exemplo, em média quantas vezes por ano um dado equipamento provavelmente irá falhar e, em caso de falha, quantas horas provavelmente levará para que tal equipamento seja reparado. Também foram abordados os equipamentos que mais influem nos índices de confiabilidade de uma rede elétrica e definidos os estados e eventos referentes a uma análise de confiabilidade de uma rede de distribuição, além de algumas considerações relativas a estes dois pontos que serão tomadas no trabalho. Todos esses conceitos são de suma importância para o porvir deste trabalho.

Capítulo 3 Metodologia e Modelagem

3.1 Introdução

A fim de se analisar a operação de uma rede elétrica, torna-se necessária a sua modelagem matemática. Essa modelagem permitirá que a rede seja simulada computacionalmente, de modo que seus parâmetros elétricos sejam calculados. Além disso, a simulação de um modelo de rede permite saber quais mudanças na rede poderiam melhorar o seu desempenho, e prever como ela pode ser expandida sem que suas restrições sejam violadas, como desenvolvido em MILOCA (2012).

No contexto geral da engenharia elétrica, um dos tipos de modelagens matemáticas mais utilizadas são os modelos de fluxo de potência, que permitem a análise das tensões nos nós e correntes nas linhas das redes. No contexto da análise de confiabilidade de redes de distribuição, como descrito por BILLINTON e ALLAN (1992) e BROWN (2009), tornam-se importantes as modelagens de confiabilidade, que permitem por exemplo a análise das contingências da rede, como ela se comporta frente a essas contingências, quais consumidores são por elas afetados e como os seus índices de confiabilidade são modificados caso a rede sofra alterações físicas, como o remanejamento e a incorporação de equipamentos de proteção ou de manobra. As funções gerais de um modelo de confiabilidade podem consistir em:

- Calcular o número provável de interrupções que unidades consumidoras experimentarão em períodos determinados de tempo (geralmente anuais);
- Calcular o número provável de horas que unidades consumidoras ficarão desenergizadas em períodos determinados de tempo (geralmente anuais);
- Identificar problemas de confiabilidade em redes existentes, como áreas da rede que não estão satisfazendo às especificações mínimas dos níveis de confiabilidade;
- Planejar novos arranjos de rede, com novos índices de confiabilidade e novas possibilidades de manobra;
- Simular o impacto na confiabilidade de uma rede quando esta se expande;
- Testar a eficiência de medidas de melhoria de confiabilidade.

Na modelagem proposta neste trabalho, as redes de distribuição serão tratadas por grafos e modeladas por matrizes, que mostram todos os caminhos do fluxo de potência na rede e quais são os equipamentos presentes nesses caminhos. A partir dessas matrizes, é possível realizar a simulação computacional da análise de confiabilidades das redes.

O uso de matrizes aplicadas na teoria de grafos não é novidade, como em AHUJA *et al* (1994) e FLETCHER (2001). Além disso, alguns pesquisadores, como indicado na Revisão Bibliográfica, utilizam justamente a teoria de grafos na modelagem de redes no problema da otimização da confiabilidade de redes elétricas. Porém, a teoria convencional é baseada em matrizes de incidência, como estabelecido por BROWN (2009). Neste trabalho, a modelagem das redes por matrizes não será feita por matrizes de incidência, e sim através de matrizes de caminhos possíveis para o fluxo de potência da rede elétrica. Tal modelagem não foi encontrada de forma semelhante em nenhuma literatura pesquisada e será descrita neste capítulo. Acredita-se que esta modelagem pode contribuir com os estudos de confiabilidade das redes de distribuição, ao passo que ela permite uma análise interessante do funcionamento dos esquemas de proteção e manobra da rede.

Assim, neste capítulo será descrito como as redes de distribuição foram modeladas e analisadas pelo algoritmo proposto. Também será descrito o método de otimização da topologia da rede proposto para fins de melhoria nos índices de confiabilidade de acordo com a teoria de algoritmos genéticos, cujo desenvolvimento é um dos objetivos deste trabalho.

3.2 Modelagem de redes de distribuição por grafos

As redes analisadas neste trabalho serão radiais, que são as de maior interesse para sistemas atuais de distribuição, pelo seu uso difundido e maior simplicidade de proteção. Uma rede de distribuição radial é definida como sendo aquela em que cada um de seus componentes possui um caminho único até a fonte de energia (no caso, subestações). É este tipo de rede que será tratada neste trabalho.

Uma rede de distribuição convencional pode ser radial por partes, ou seja, é composta por várias redes que podem se entrelaçar, mas de modo que em operação normal esses caminhos estão isolados por meio de chaves normalmente abertas e cuja

topologia só é modificada em caso de contingências, para se restaurar o suprimento de energia em áreas desenergizadas, mas sempre respeitando a radialidade global da rede.

De acordo com BROWN (2009), uma rede de distribuição pode ser entendida, em termos topológicos, como grafos orientados de acordo com o fluxo de potência que atravessa essa rede. Alguns termos genéricos da teoria de grafos aplicada a uma rede radial seguem a seguir, baseados na referência bibliográfica supracitada, utilizando a Figura 3.1 como exemplo:

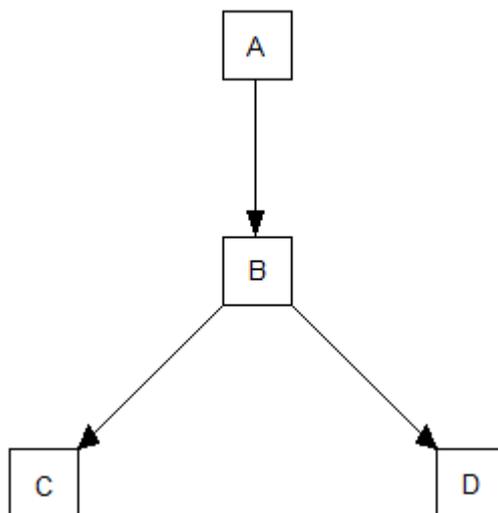


Figura 3.1 - Diagrama da topologia existente entre os pontos A, B, C e D de um grafo

- **Árvore de caminhos:** grafo indicativo da topologia da rede, mostrando todas as conexões entre seus equipamentos, simbolizando o caminho de fluxo de potência. Um exemplo consiste na Figura 3.1.
- **Nó:** um ponto da árvore, que geralmente é um ponto de consumo de energia ou uma extremidade de um equipamento. No exemplo são os pontos A, B, C e D.
- **Raiz:** é o nó principal da árvore, ou seja, a fonte de energia – região de onde se origina o fluxo de potência da rede. No exemplo é o ponto A.
- **Ramo:** uma conexão entre dois nós. No exemplo são os ramos: AB, BC, BD.
- **Caminho à montante de dado nó:** é o conjunto de nós que estão entre o dado nó e o nó raiz (fonte de energia), em sequência. No exemplo, os nós que estão à montante de D são B e A, de modo que seu caminho à montante é D-B-A.
- **Caminhos à jusante de dado nó:** é o conjunto de nós que, em relação ao dado nó, estão mais afastados do nó raiz (fonte de energia), em sequência. No exemplo, os nós que estão à jusante de A são B, C e D, de modo que há dois caminhos à jusante de A: A-B-C e A-B-D.

Como exemplo de como será feita a aplicação da teoria de grafos às redes de distribuição neste trabalho, seja o seguinte exemplo: de uma subestação (SE), parte um alimentador protegido por disjuntor, que supre energia a algumas unidades consumidoras conectadas ao longo de suas linhas aéreas. Entre a subestação e as unidades consumidoras, existem duas chaves normalmente fechadas e dois fusíveis, utilizados respectivamente para manobra e proteção da rede – além do disjuntor da subestação. Uma chave normalmente aberta oferece ainda possibilidade de manobra para re-energização de cargas importantes conectadas mais à jusante da subestação, conforme a Figura 3.2. Ressalta-se que esta figura retrata apenas um exemplo para nos referirmos à topologia de uma rede sob a análise da teoria dos grafos, não devendo ser considerada uma rede prática (por exemplo, na prática evita-se o uso de chave NO em segmento de alimentador contendo fusível, mas com fins ilustrativos considera-se aqui esta possibilidade).

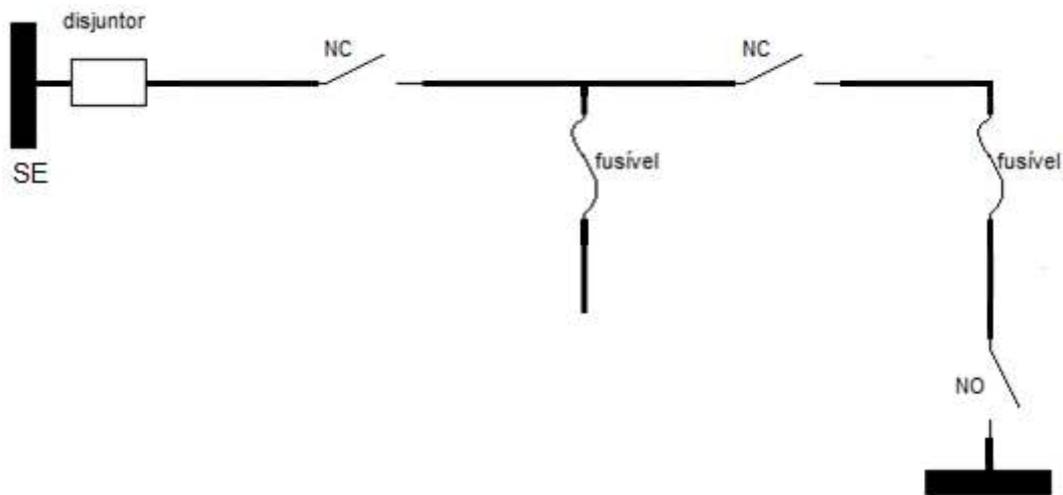


Figura 3.2 - Rede exemplo

Podemos entender esta rede como sendo um grafo, em que as unidades consumidoras são nós e cada segmento de alimentador (contendo ou não dispositivos de proteção/manobra) são ramos que unem os nós. Para isto, podemos dispor de nós numerados convenientemente sobre os pontos de carga:

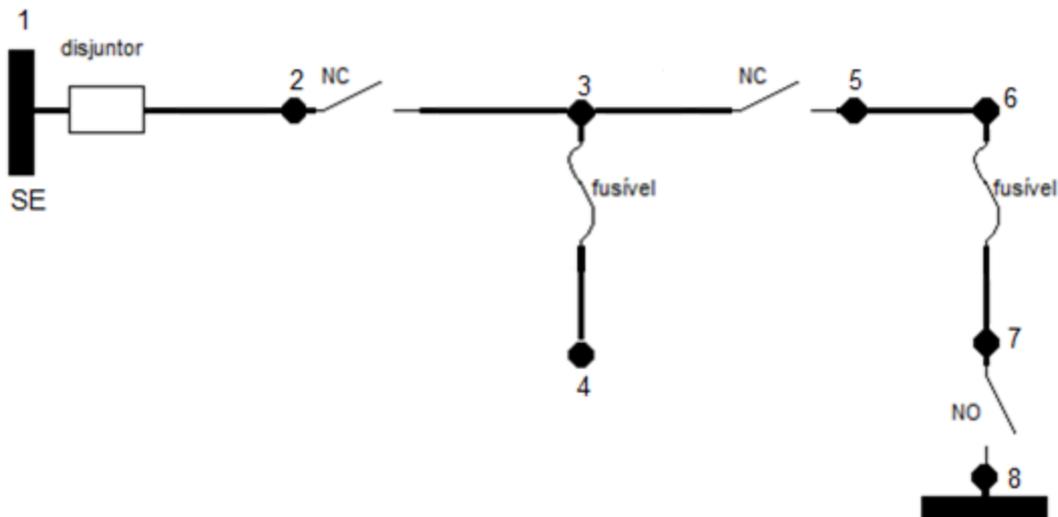


Figura 3.3 - Rede exemplo, com nós numerados

Repare que, na Figura 3.3, temos agora os nós de 1 a 7 representando a subestação e as unidades consumidoras da rede. O nó 8 pertence a outro circuito e só servirá para indicar a presença de uma chave normalmente aberta entre o ponto 7 e o ponto 8, para fins de re-energização caso essa chave venha a ser fechada convenientemente numa situação de contingência.

Os conceitos destacados sobre grafos no início desta seção podem ser empregados aqui: por exemplo, a rede é um grafo, sendo a subestação (nó 1) a sua raiz; os pontos 2, 3, 4, 5, 6 e 7 estão à jusante do ponto 1; os pontos 1, 2 e 3 estão à montante do ponto 5, dentre outras possibilidades de análise da topologia da rede através dos conceitos da teoria dos grafos.

Para que o algoritmo computacional reconheça a inserção de dados da forma descrita acima, os dados a ele fornecidos podem vir em forma de uma matriz, que denominaremos “Matriz de topologia e equipamentos”, que será descrita na subseção a seguir. Este é o único parâmetro externo a ser fornecido para o algoritmo proposto neste trabalho. A partir dessa matriz, o algoritmo montará outras matrizes (que também serão descritas em subseções a seguir, em sequência) a partir das quais serão calculados os índices de confiabilidade dos sistemas.

3.2.1 Matriz de topologia e equipamentos (M)

Esta matriz consiste nos dados de entrada do algoritmo, organizados em forma tabulada, levando-se em conta:

- A topologia do circuito, isto é, os nós que os constituem e seu posicionamento no grafo em árvore (nó “de” e nó “para”);
- As taxas de falha e tempo médio de reparo de cada alimentador (baseados em dados históricos, como já foram explicados neste trabalho);
- O número de consumidores em cada ponto de carga;
- A carga conectada em cada ponto de carga;
- A presença ou não de dispositivos de proteção (disjuntores ou fusíveis) nos ramos; e, em caso afirmativo, onde eles se encontram nesses ramos (na extremidade mais à montante ou mais à jusante de cada ramo);
- A presença ou não de dispositivos de manobra (chaves normalmente fechadas ou chaves normalmente abertas) nos ramos; e, em caso afirmativo, onde eles se encontram nesses ramos (na extremidade mais à montante ou mais à jusante de cada ramo);
- Os tempos de atuação ou chaveamento de cada um dos dispositivos de proteção e manobra inseridos na rede.

Esses dados, relativos aos equipamentos citados da rede de distribuição, são suficientes na análise de confiabilidade dessa rede, pois, como já foi estabelecido neste trabalho, apenas estes equipamentos serão considerados para fins de cálculo de índices de confiabilidade nesta proposta.

A inserção de dados através de uma matriz semelhante a essa não é nova, como já foi feito por vários pesquisadores que modelaram as redes de distribuição através de grafos, como indicado na Revisão Bibliográfica. Porém, em nenhuma referência consultada, os dados mostravam o posicionamento dos dispositivos de proteção e manobra mais à montante (nó “De”) ou mais à jusante (nó “Para”) dos ramos do circuito, conforme está sendo desenvolvido neste trabalho. Esta possibilidade permite que a análise das posições de alocação de chaves seja mais completa. Seja, por exemplo, a Figura 3.4.

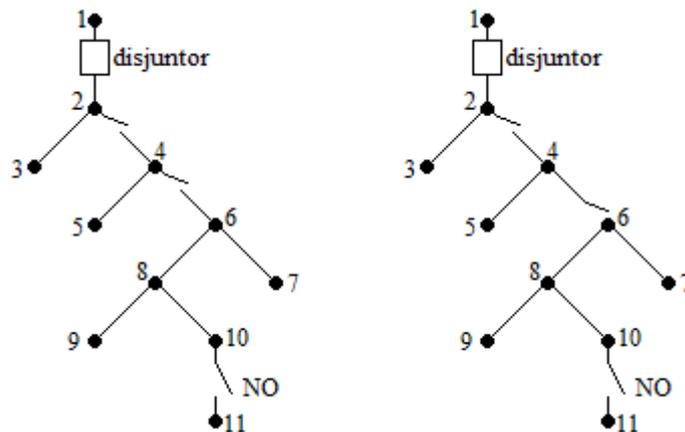


Figura 3.4 - Comparação das possibilidades de manobra entre duas topologias semelhantes, com apenas o posicionamento relativo de uma chave NC num segmento de alimentador alterado

Observe que ambas as figuras representam um mesmo sistema de 11 nós, com topologias semelhantes, exceto o fato de que a chave NC entre os nós 4 e 6 possuem diferentes posições relativas: na rede da esquerda, ela está mais próxima do “de” (nó 4) desse segmento de alimentador, enquanto que, na rede da direita, ela está mais próxima do “para” (nó 6) do segmento. As possibilidades de manobra agora serão distintas. Por exemplo, se uma falha ocorrer no segmento entre 4 e 6:

- na figura da esquerda, o disjuntor abre, desenergizando todos os pontos de 2 a 10. Há a possibilidade de reconfiguração à montante da falta, caso a chave NC entre 4 e 6 seja aberta, o que permite o fechamento do disjuntor e consequente restauração de energia dos pontos 2, 3, 4 e 5. Os pontos 6, 7, 8, 9 e 10 permanecem desenergizados enquanto a falta não for reparada.
- na figura da direita, o disjuntor abre, desenergizando todos os pontos de 2 a 10. Há a possibilidade de reconfiguração da rede, tanto à montante quanto à jusante da falta: se as chaves entre 2 e 4 e entre 4 e 6 forem abertas, a falta estará isolada. O disjuntor pode ser fechado, bem como a chave NO, o que possibilita reenergização dos pontos 2, 3, 6, 7, 8, 9 e 10.

Dependendo do número de consumidores conectados a cada nó, bem como de suas cargas médias, uma ou outra topologia pode ser melhor. Menciona-se também que, nesse caso, foi citada a análise apenas de uma possível falta, de forma que todo o conjunto de faltas possíveis gera várias outras análises diferentes das possibilidades de manobra. Portanto, ressalta-se a importância de que seja considerada a dupla possibilidade de alocação de chaves NC ao longo de um segmento de alimentador, o que foi feito neste trabalho.

Para exemplificar a montagem da matriz M, considere novamente a rede apresentada na Figura 3.3. Assumindo alguns dados hipotéticos para as taxas de falhas dos alimentadores, seus tempos médios de reparo, os tempos de chaveamento dos dispositivos de proteção e manobra e dos números de consumidores conectados em cada nó (e as suas correspondentes cargas totais conectadas), podemos montar a matriz M como mostrada na Tabela 3.1:

A - Dados alimentadores			B - Dados disjuntores			C - Dados fusíveis			D - Dados NCs			E - Dados NOs		F - Dados cargas					
D	P	λ	R	DD	DD (s)	DP	DP (s)	FD	FD (s)	FP	FP (s)	NCD	NCD (s)	NCP	NCP (s)	NOP	NOP (s)	Co	Ca
1	2	1,0	2,0	1	0,02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	50
2	3	2,0	2,0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,02	0	0	0	0	20	50
3	4	0,5	4,0	0	0	0	0	1	0,02	0	0	0	0	0	0	0	0	20	50
3	5	2,0	4,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,02	0	0	20	50
5	6	0,5	2,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	50
6	7	1,0	2,0	0	0	0	0	1	0,02	0	0	0	0	0	0	0	0	20	50
7	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,02	0	0

Unidades utilizadas

λ : falhas/ano R: horas/falha DD(s), DP(s), FD(s), FP(s), NCD(s), NCP(s), NOP(s): horas CaP: kW

D, P: números inteiros que representam os nós dos grafos (e portanto adimensionais)

DD, DP, FD, FP, NCD, NCP, NOP: valores lógicos (1 ou 0) que indicam a existência ou não dos referidos dispositivos nesta seção

CoP: número de consumidores conectados no nó "para" dessa seção

Tabela 3.1 - Matriz M do exemplo

Na matriz M, observa-se que cada linha é referente a um segmento de alimentador (ou seja, ramos do grafo). As colunas podem se referir a dados dos alimentadores, dados de possíveis disjuntores, dados de possíveis fusíveis, dados de chaves normalmente fechadas/abertas e dados de cargas. A descrição dessas colunas é a seguinte:

A. Colunas referentes à topologia do circuito e aos alimentadores

- **Coluna D:** representa o “De” de cada segmento de alimentador, ou seja, o seu nó à montante do ramo;
- **Coluna P:** representa o “Para” de cada segmento de alimentador, ou seja, o seu nó à jusante do ramo;
- **Coluna λ :** informa a taxa anual de falhas sustentadas (histórica) do segmento de alimentador;
- **Coluna r:** informa o tempo médio de reparo (histórico) do segmento de alimentador, em h/ano.

B. Colunas referentes aos disjuntores

- **Coluna DD:** informa a existência (valor lógico 1) ou não (valor lógico 0) de disjuntor nesse ramo, na sua extremidade à montante (mais perto do “De”);
- **Coluna DD (s):** informa o tempo médio de chaveamento do disjuntor DD neste ramo.
- **Coluna DP:** informa a existência (valor lógico 1) ou não (valor lógico 0) de disjuntor nesse ramo, na sua extremidade à jusante (mais perto do “Para”);
- **Coluna DP (s):** informa o tempo médio de chaveamento do disjuntor DP neste ramo.

C. Colunas referentes aos fusíveis

- **Coluna FD:** informa a existência (valor lógico 1) ou não (valor lógico 0) de fusível nesse ramo, na sua extremidade à montante (mais perto do “De”);
- **Coluna FD (s):** informa o tempo médio de chaveamento do fusível FD neste ramo.
- **Coluna FP:** informa a existência (valor lógico 1) ou não (valor lógico 0) de fusível nesse ramo, na sua extremidade à jusante (mais perto do “Para”);

- **Coluna FP (s)**: informa o tempo médio de chaveamento do fusível FP neste ramo.

D. Colunas referentes às chaves NC

- **Coluna NCD**: informa a existência (valor lógico 1) ou não (valor lógico 0) de chave normalmente fechada nesse ramo, na sua extremidade à montante (mais perto do “De”);
- **Coluna NCD (s)**: informa o tempo médio de chaveamento da chave NCD neste ramo.
- **Coluna NCP**: informa a existência (valor lógico 1) ou não (valor lógico 0) de chave normalmente fechada nesse ramo, na sua extremidade à jusante (mais perto do “Para”);
- **Coluna NCP (s)**: informa o tempo médio de chaveamento da chave NCP neste ramo.

E. Colunas referentes às chaves NO

- **Coluna NOP**: informa a existência (valor lógico 1) ou não (valor lógico 0) de chave normalmente aberta nesse ramo, na sua extremidade à jusante (mais perto do “Para”);
- **Coluna NOP (s)**: informa o tempo médio de chaveamento da chave NOP neste ramo.

F. Colunas referentes aos dados de cargas

- **Coluna CoP**: informa o número de consumidores conectados no ponto representado pelo “Para” deste ramo.
- **Coluna CaP**: informa a carga total conectada (kW) no ponto representado pelo “Para” deste ramo.

Acerca da matriz M, são feitas ainda as seguintes considerações:

- Toda chave NO deve ser representada por uma linha à parte na matriz M, exclusiva para esta chave, sem alimentadores ou demais equipamentos (visto que o fluxo de potência não passa normalmente por este ramo);

- O número de consumidores e a carga total conectada em cada nó é feita nas linhas em relação ao nó “Para” em cada uma dessas linhas, pois, como a rede é radial, nunca haverá valores de um mesmo “Para” em linhas diferentes, havendo, portanto, uma relação unívoca entre a carga conectada em cada nó e o “Para” referente a esse nó nas linhas da matriz M.

As subseções a seguir mostram as etapas iniciais do algoritmo proposto, com a geração de matrizes que modelam o comportamento da rede de forma detalhada, para estudos de confiabilidade. Ressalta-se que a modelagem da rede, feita através das etapas associadas às matrizes que serão definidas a seguir, não figura em nenhuma literatura pesquisada pelo autor deste trabalho, de forma que foram definidas todas por ele mesmo.

3.2.2 Etapa de remodelagem do grafo (geração da matriz MM)

Na metodologia proposta, o primeiro procedimento após a inserção da matriz M é a remodelagem do grafo, feita simplesmente acrescentando-se novos nós, de forma a se separar equipamentos distintos. Em outras palavras, o algoritmo “quebra” o grafo em pedaços menores, em que cada equipamento (disjuntor, fusível, chave) é separado do segmento de alimentador em que se encontra, formando também desta forma trechos de alimentadores “puros”, sem equipamentos entre seus extremos – que chamaremos de “linhas”. Esta etapa é necessária, pois todo o resto do algoritmo será baseado no posicionamento relativo de cada equipamento dessa rede, que se faz possível através deste grafo modificado. Como exemplo desta operação, a Figura 3.3 assume a forma da Figura 3.5, e surge no algoritmo uma nova matriz, denominada “Matriz M Modificada (MM)”, indicada pela Tabela 3.2:

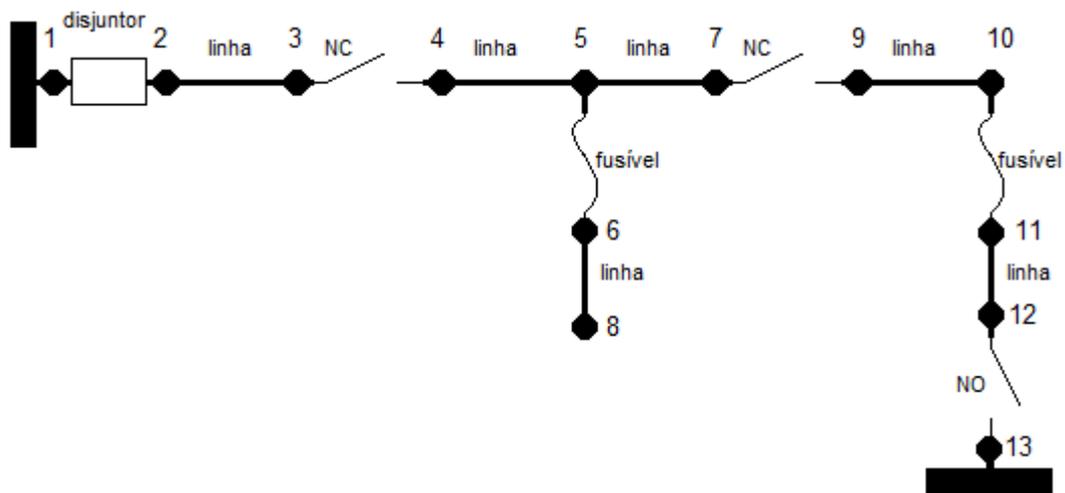


Figura 3.5 - Rede exemplo, com cada equipamento isolado dos outros através de um par de nós

Tabela 3.2 - Matriz MM

DE	PARA	λ	r	Tipo	o/s
1	2	0,0	0,0	2	0,02
2	3	1,0	2,0	1	0,00
3	4	0,0	0,0	4	0,02
4	5	2,0	2,0	1	0,00
5	6	0,0	0,0	3	0,02
6	8	0,5	4,0	1	0,00
5	7	2,0	4,0	1	0,00
7	9	0,0	0,0	4	0,02
9	10	0,5	2,0	1	0,00
10	11	0,0	0,0	3	0,02
11	12	1,0	2,0	1	0,00
12	13	0,0	0,0	5	0,02

Na matriz MM, tabulam-se as extremidades De e Para de cada equipamento isolado no grafo modificado, além das taxas anuais de falha (λ) e tempos de reparo (r) das linhas, o tipo de cada equipamento associado a essas linhas da matriz MM (serão descritos a seguir) e os tempos de abertura ou chaveamento (o/s) para os dispositivos de proteção ou manobra.

A cada tipo de equipamento, associam-se números inteiros:

- uma linha pura é representada pelo valor 1;
- um disjuntor é representado pelo valor 2;
- um fusível é representado pelo valor 3;
- uma chave NC é representada pelo valor 4;
- uma chave NO é representada pelo valor 5.

Destaca-se por fim que a geração da matriz MM a partir da matriz M também é necessária neste trabalho pelo seguinte fato: a análise de confiabilidade de cada

topologia da rede pelo algoritmo proposto parte da idéia do isolamento de equipamentos no grafo (o que é permitido pela matriz MM), enquanto o processo de otimização, que reconfigurará as topologias, parte da idéia de se atribuir valores lógicos 0 ou 1 para as colunas de disjuntores, fusíveis e chaves (o que é permitido pela matriz M). Cada etapa do processo computacional passará, portanto, por uma ou outra matriz, sendo assim ambas sumariamente necessárias neste trabalho.

3.2.3 Etapa de geração da matriz caminhos-acima (Ca)

Foi definida uma matriz chamada “matriz caminhos-acima” (e indicada por matriz Ca). Esta matriz contém os conjuntos de nós à montante de cada nó, relacionados ao fluxo de potência da rede em operação normal, e será importante neste algoritmo para que se analise o caminho do fluxo de potência que sai da fonte e segue até cada nó. Através de uma rotina do algoritmo, a matriz Ca é obtida computacionalmente a partir da matriz M.

A rotina computacional desenvolvida envolve analisar, para dado nó X, quais nós estão conectados a esse nó, desde o próprio nó até a fonte de energia, em sequência. Isso pode ser feito buscando-se, na matriz de equipamentos, qual nó possui como “PARA” o nó X (suponha ser um nó Y), o que indica que Y está à montante de X. Depois, busca-se qual nó possui como “PARA” o nó Y, e assim por diante, fazendo-se uma varredura seqüencial por todos os nós à montante de cada nó, até chegar-se no nó que é raiz da árvore, que representa a fonte de energia. A partir dessa varredura monta-se uma matriz que possui esses nós na sequência correta desde o próprio nó em direção à fonte.

Para o sistema exemplo, a matriz caminhos-acima gerada a partir da Figura 3.5 é apresentada na Figura 3.6:

1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	3	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	4	3	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	5	4	3	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0
7	5	4	3	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0
8	6	5	4	3	2	1	0	0	0	0	0	0	0
9	7	5	4	3	2	1	0	0	0	0	0	0	0
10	9	7	5	4	3	2	1	0	0	0	0	0	0
11	10	9	7	5	4	3	2	1	0	0	0	0	0
12	11	10	9	7	5	4	3	2	1	0	0	0	0
13	12	11	10	9	7	5	4	3	2	1	0	0	0

Figura 3.6 - Matriz Ca da rede exemplo

Cada linha i da matriz corresponde ao caminho à montante do nó i , a começar pelo próprio nó, e indo em direção à raiz do grafo em árvore. Os elementos nulos dessa matriz simplesmente preenchem os espaços vazios da matriz e devem ser desconsiderados por em nada influírem na análise da rede. Por exemplo, o caminho acima do nó 8 é dado pela linha 8 da matriz Ca: 8-6-5-4-3-2-1, indicando que esse é o caminho que vai do nó 8 até a fonte de energia. Isso é ilustrado na Figura 3.7:

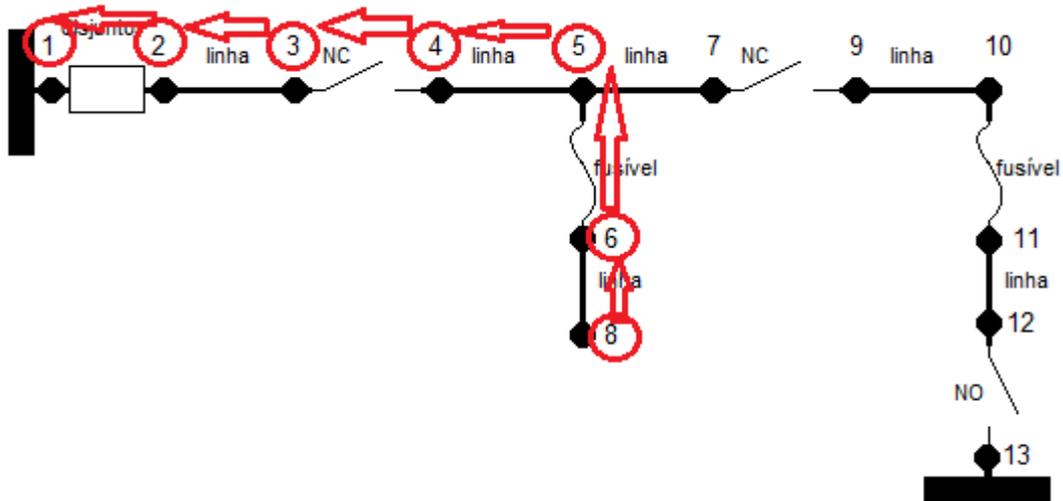


Figura 3.7 - Caminho à montante do nó 8 da rede exemplo

3.2.4 Etapa de geração da matriz equipamentos à montante (Em)

Outra matriz definida foi a “matriz equipamentos à montante” (a qual será indicada por matriz Em). Esta é a matriz que contém os conjuntos de equipamentos à montante de cada nó, relativos ao fluxo de potência da rede em operação normal. Ela é

importante para que se saiba quais são os equipamentos que possivelmente irão atuar no caso de contingências, à montante de cada nó. Essa matriz é obtida a partir da matriz M em conjunto com a matriz Ca.

A rotina computacional analisa quais equipamentos possuem como extremos os nós dados pelas sequências de nós dos caminhos-acima de cada nó. Cada linha da matriz caminhos-acima é analisada; compara-se com a matriz de equipamentos qual é o tipo de equipamento que possui como “PARA” e “DE” dois nós consecutivos da matriz caminhos-acima; e gera-se a matriz de equipamentos à montante.

Para o sistema exemplo, a matriz equipamentos à montante gerada é apresentada na Figura 3.8:

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	4	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	4	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
1	1	4	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
1	3	1	4	1	2	0	0	0	0	0	0	0
4	1	1	4	1	2	0	0	0	0	0	0	0
1	4	1	1	4	1	2	0	0	0	0	0	0
3	1	4	1	1	4	1	2	0	0	0	0	0
1	3	1	4	1	1	4	1	2	0	0	0	0
5	1	3	1	4	1	1	4	1	2	0	0	0

Figura 3.8 - Matriz Em da rede exemplo

Cada linha i da matriz corresponde aos tipos de equipamento, em sequência, que estão à montante do nó i , em direção ao nó raiz do grafo em árvore. Por exemplo, em relação ao nó 8 do sistema, basta olhar a 8ª linha da matriz equipamentos à montante: a sequência 1-3-1-4-1-2 informa que, à montante desse nó, encontram-se em sequência os equipamentos definidos por esses tipos: linha, fusível, linha, chave NC, linha e disjuntor, de acordo com a Figura 3.9. Os elementos nulos dessa matriz simplesmente preenchem os espaços vazios da matriz e devem ser desconsiderados por em nada influírem na análise da rede.

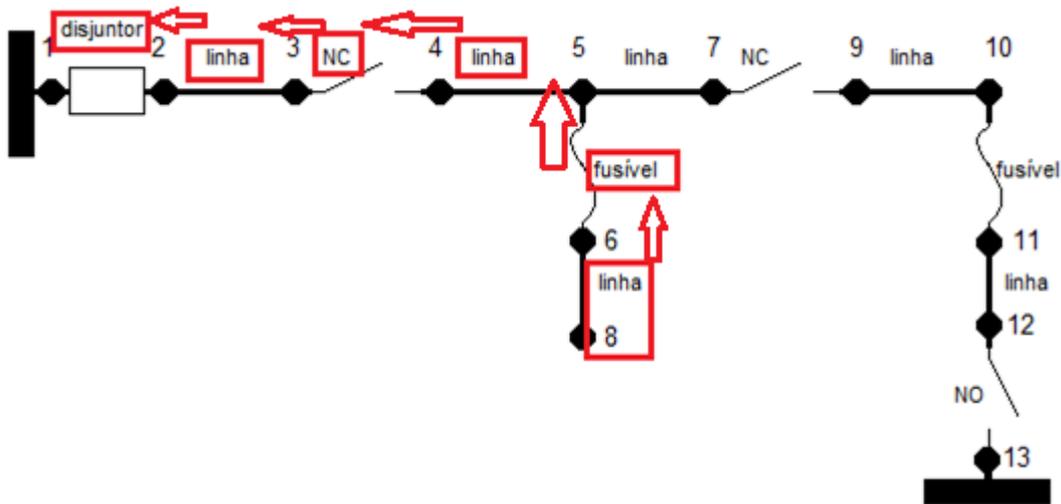


Figura 3.9 - Equipamentos à montante do nó 8 da rede exemplo

3.2.5 Etapa de geração da matriz nós-abaxio (Du)

Outra matriz desenvolvida foi denominada “matriz nós-abaxio” (indicada por matriz Du). Esta matriz contém os conjuntos de nós à jusante de cada nó, relacionados ao fluxo de potência da rede em operação normal. Ela será importante, por exemplo, na análise de quais nós serão afetados quando um dispositivo se abrir devido a uma contingência, com conseqüente desenergização de todos os pontos a jusante de si. Ela é obtida a partir da matriz M.

A rotina computacional desenvolvida analisa, para dado nó X, quais são os nós que estão conectados a esse nó, desde o próprio nó até todos os nós que estão mais afastados do que X em relação à fonte de energia. Isso pode ser feito buscando-se, na matriz de equipamentos, quais nós possuem como “DE” o nó X (suponha que os nós nessas condições sejam os nós Y_i), o que indica que todos os nós do grupo Y estão à jusante de X. Depois se busca, para cada nó Y_i , os nós que possuem como “DE” justamente esse Y_i , e assim por diante, fazendo-se uma varredura por todos os nós à jusante de cada nó, até chegar-se nos nós que não são “DE” de nenhum outro nó, que representam os extremos finais da árvore. Monta-se uma matriz que possui esses nós, desde cada nó até os extremos da árvore.

Para o sistema exemplo, a matriz nós-abaxio gerada é apresentada na Figura 3.10:

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2	3	4	5	6	8	7	9	10	11	12	13	0
3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	0	0
4	5	6	8	7	9	10	11	12	13	0	0	0
5	6	7	8	9	10	11	12	13	0	0	0	0
6	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	9	10	11	12	13	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	10	11	12	13	0	0	0	0	0	0	0	0
10	11	12	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	12	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 3.10 - Matriz Du da rede exemplo

Cada linha i da matriz corresponde a todos os nós que estão à jusante do nó i , a começar pelo próprio nó, e indo em direção a nós “extremos-finais” do grafo em árvore. Os elementos nulos dessa matriz simplesmente preenchem os espaços vazios da matriz e devem ser desconsiderados por em nada influírem na análise da rede. Por exemplo, em relação ao nó 4, os nós-abaixo são fornecidos pela linha 4: 4-5-6-8-7-9-10-11-12-13, indicando que esses são os nós à jusante do nó 4, conforme ilustrado na Figura 3.11:

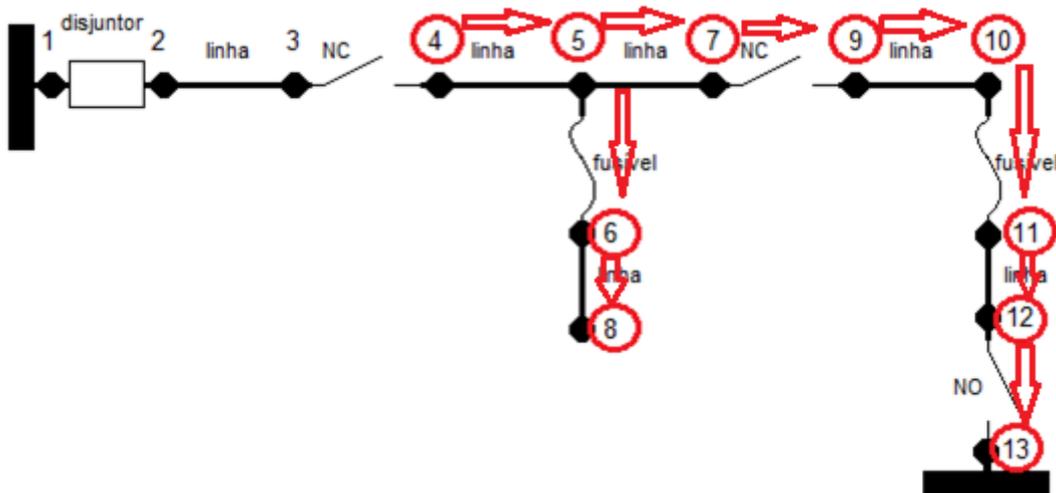


Figura 3.11 - Caminhos à jusante do nó 4 da rede exemplo

3.2.6 Etapa de geração da matriz equipamentos à jusante (Ej)

Foi definida uma matriz denominada “matriz equipamentos à jusante” (indicada por matriz E_j) como sendo a matriz que contém os conjuntos de equipamentos à jusante de cada nó no fluxo de potência da rede em operação normal. Ela será necessária, por exemplo, para identificar possíveis chaves à jusante de uma contingência que poderão

ser manobradas com fins de restaurar a energia em certas localidades da rede que permitam essa manobra. Essa matriz é obtida a partir da matriz M em conjunto com a matriz Du.

A rotina analisa quais equipamentos possuem como extremos, nós dados pelas sequências de nós dos nós-abaxio de cada nó. Cada linha da matriz nós-abaxio é analisada; compara-se com a matriz de equipamentos qual é o tipo de equipamento que possui como “DE” e “PARA” dois nós que formam um ramo de árvore da rede na matriz nós-abaxio; e gera-se a matriz de equipamentos à jusante.

Para o sistema exemplo, a matriz equipamentos à jusante gerada é apresentada na Figura 3.12:

2	1	4	1	3	1	1	4	1	3	1	5	0
1	4	1	3	1	1	4	1	3	1	5	0	0
4	1	3	1	1	4	1	3	1	5	0	0	0
1	3	1	1	4	1	3	1	5	0	0	0	0
3	1	1	4	1	3	1	5	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	3	1	5	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	3	1	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 3.12 - Matriz Ej da rede exemplo

Cada linha i da matriz corresponde aos tipos de equipamento, em sequência, que estão à jusante do nó i, em direção aos nós “extremos-finais” do grafo em árvore. Por exemplo, em relação ao nó 5 do sistema, basta olhar a 5ª linha da matriz equipamentos à jusante: a sequência 3-1-1-4-1-3-1-5 informa que, à jusante desse nó, encontram-se em ramos que possuem equipamentos definidos por esses tipos: fusível, linha, linha, chave NC, linha, fusível, linha, chave NO. Comparando-se com a figura representativa do sistema, percebe-se que de fato, à jusante do nó 5, existem dois caminhos que levam a extremos-finais: um composto por fusível e linha (caminho 5-6-8) e outro composto por linha, chave NC, linha, fusível, linha e chave NO (caminho 5-7-9-10-11-12-13), conforme ilustrado na Figura 3.13. Os elementos nulos dessa matriz simplesmente preenchem os espaços vazios da matriz e devem ser desconsiderados por em nada influírem na análise da rede.

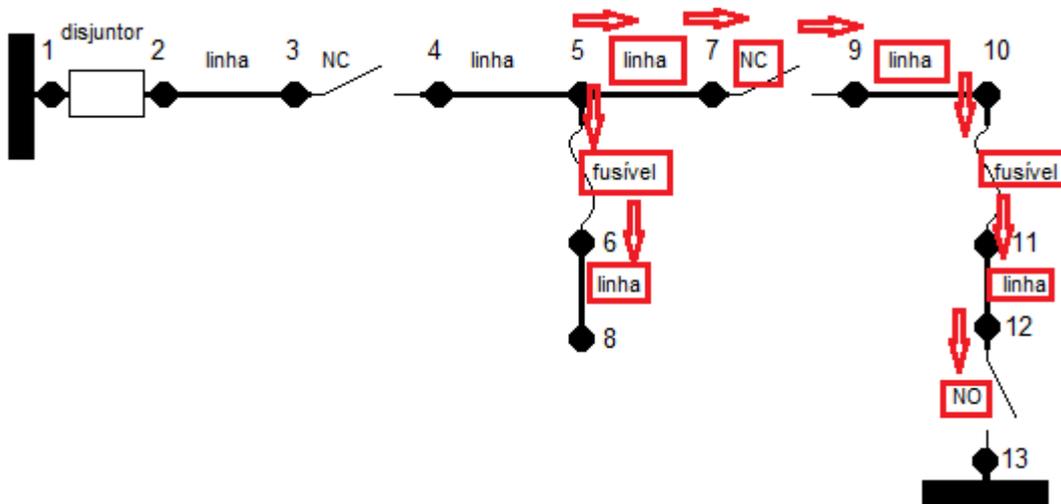


Figura 3.13 - Equipamentos à jusante do nó 5 da rede exemplo

3.2.7 Etapa de geração da matriz chaves NC à jusante de cada NC (NCNC)

Foi definida uma matriz denominada “matriz chaves NC à jusante de cada NC” (a qual foi indicada por “matriz NCNC”) como sendo a matriz que informa a existência ou não de chaves NC ou disjuntores que estariam à jusante de cada chave NC no sistema; e, em caso de existência, em que posição do circuito elas se encontram. Essa matriz é útil na análise da reconfiguração do sistema nos casos de contingência, de modo que ela possibilita determinar quais chaves NC ou disjuntores podem ser abertos de modo a isolar áreas de falta, com conseqüente restauração de energia nas outras áreas que previamente estavam afetadas mas agora isoladas.

Matematicamente, foi definida como uma matriz de dimensão $lmm \times lmm$ (sendo lmm o número de linhas da matriz MM), composta por elementos que são 0 ou 1. Cada elemento 1 pertence a uma linha que indica qual é a linha da matriz MM em que se encontra uma dada chave NC, e a uma coluna que indica a posição na matriz MM de uma chave NC à jusante da chave NC correspondente à posição dada pela linha. Por exemplo, se o elemento $x_{3,8}$ da matriz NCNC for igual a 1, isso indica que o elemento da 8ª linha da matriz MM é uma chave NC que está à jusante da chave NC que ocupa a 3ª linha da matriz MM.

A rotina computacional desenvolvida busca, na matriz MM, todas as chaves NC. Para cada chave NC encontrada, buscam-se na matriz de equipamentos-abaxo, todas as chaves NC que estão à jusante dela.

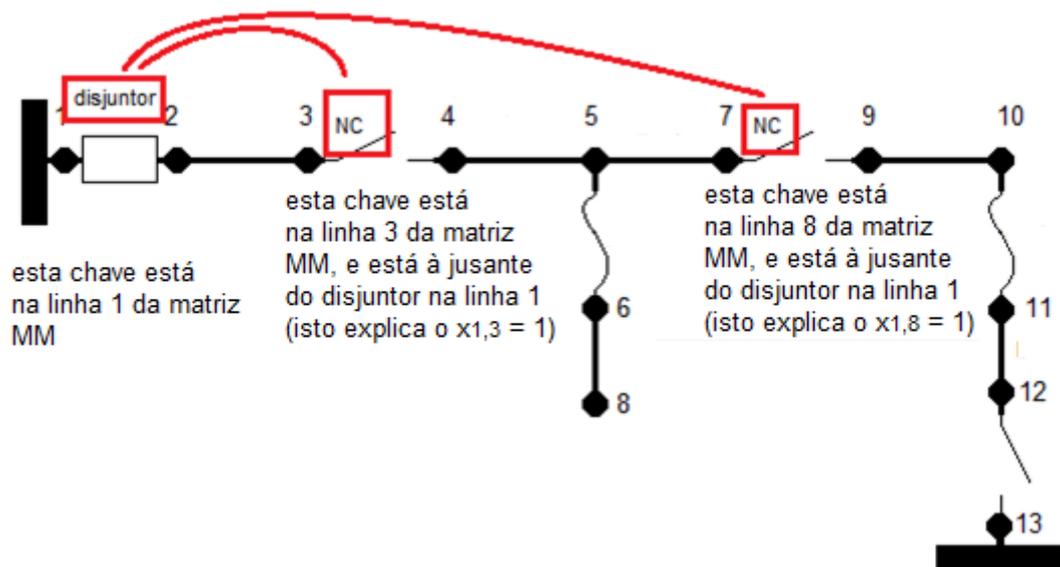


Figura 3.15 - Localização das chaves NC à jusante do disjuntor

3.2.8 Etapa de geração da matriz chaves NO à jusante de cada NC (NONC)

Foi definida uma matriz denominada “matriz chaves NO à jusante de cada NC” (indicada por “matriz NONC”) como sendo a matriz que informa a existência ou não de chaves NO que estariam à jusante de cada chave NC que compõe o sistema; e, em caso de existência, em que posição do circuito elas se encontram. Essa matriz é útil na reconfiguração do sistema nos casos de contingência, de modo que seja possível determinar-se quais chaves NO podem ser fechadas de modo a restaurar áreas que estavam desenergizadas devido a chaves NC que se abriram e isolaram faltas.

Matematicamente, consiste numa matriz de dimensão $lmm \times lmm$ (sendo lmm o número de linhas da matriz MM), composta por elementos que são 0 ou 1. Cada elemento 1 pertence a uma linha que indica qual é a linha da matriz MM em que se encontra uma dada chave NC, e a uma coluna que indica a posição na matriz MM de uma chave NO à jusante da chave NC correspondente à posição dada pela linha. Por exemplo, se o elemento $x_{8,12}$ da matriz NONC for igual a 1, isso indica que o elemento da 12ª linha da matriz MM é uma chave NO que está à jusante da chave NC que ocupa a 8ª linha da matriz MM.

A rotina computacional desenvolvida busca na matriz M, todas as chaves NC. Para cada chave NC encontrada, busca na matriz de equipamentos-abaxo, todas as chaves NO que estão à jusante dela.

Para o sistema exemplo, a matriz NONC gerada é apresentada na Figura 3.16. Opcionalmente, é possível o uso de técnicas de esparsidade para economizar memória computacional nesta matriz, visto que a maioria das suas linhas são completamente nulas, muito embora isto não seja obrigatório.

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 3.16 - Matriz NONC da rede exemplo

Cada linha i da matriz indica a existência (valor lógico 1) ou não (valor lógico 0) de chaves NO à jusante da chave NC dada pela posição i da matriz MM, e em caso de existência, a posição j da coluna que o elemento 1 pertence indica a linha j da matriz MM em que essa chave NO jusante está. Por exemplo, seja a linha 3 da matriz NONC:

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

O fato de o elemento $NONC_{3,12}$ ser igual a 1 indica que:

- a linha 3 da matriz de equipamentos MM refere-se a chave NC;
- à jusante dessa chave, existe uma chave NO: é a chave que se encontra na linha 12 da matriz MM.

Tais fatos ilustram-se na Figura 3.17:

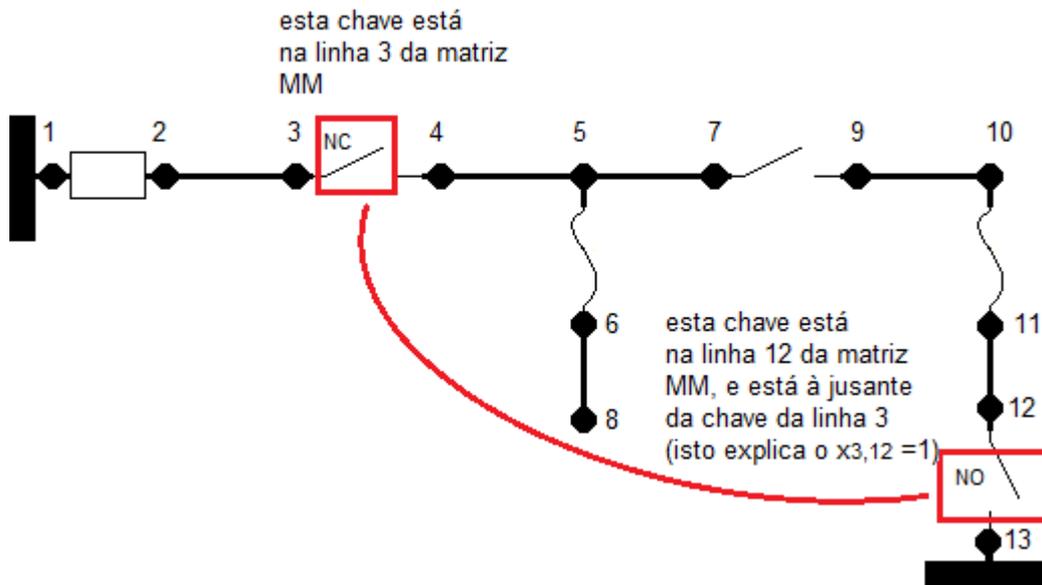


Figura 3.17 - Chaves NO à jusante da chave NC compreendida entre os nós 3 e 4

3.2.9 Etapa de geração da matriz todos não-jusantes (TNJ)

Foi ainda definida uma matriz denominada “matriz todos não-jusantes” (indicada por “matriz TNJ”) como sendo uma matriz que possui cada linha contendo todos os nós que não estão à jusante do nó que possui o mesmo valor da linha. Essa matriz é útil no momento em que for necessário verificar quais pontos são reenergizados após a reconfiguração do sistema por meio de abertura de chaves NC.

A rotina computacional desenvolvida analisa, para cada nó, quais nós não fazem parte da matriz nós-abaixo Du. Assim, se um determinado conjunto de nós não está à jusante de dado nó, é porque esse conjunto de nós é o conjunto dos nós não-jusantes a esse dado nó. Para o sistema exemplo, a matriz TNJ gerada é apresentada na Figura 3.18.

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	2	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	2	3	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	2	3	4	5	0	7	0	9	10	11	12	13
1	2	3	4	5	6	0	8	0	0	0	0	0
1	2	3	4	5	6	7	0	9	10	11	12	13
1	2	3	4	5	6	7	8	0	0	0	0	0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	0	0	0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	0	0	0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	0	0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	0

Figura 3.18 - Matriz TNJ da rede exemplo

Cada linha i da matriz indica os caminhos que não estão à jusante de cada nó. É preciso não confundir “não-jusante” com “montante”, visto que existem caminhos não-jusantes em relação a dado nó que contudo não estão à montante dele em relação ao fluxo de potência. Na realidade, os caminhos à montante de um nó consistem num subconjunto dos caminhos não-jusantes que possuem uma sequência direta até a fonte de energia.

Como exemplo, a linha 7 da matriz TNJ é dada por:

1 2 3 4 5 6 0 8 0 0 0 0 0

Essa linha indica que os nós 1, 2, 3, 4, 5, 6 e 8 são os únicos nós da rede que pertencem ao conjunto dos nós não-jusantes ao nó 7, conforme ilustrado na Figura 3.19.

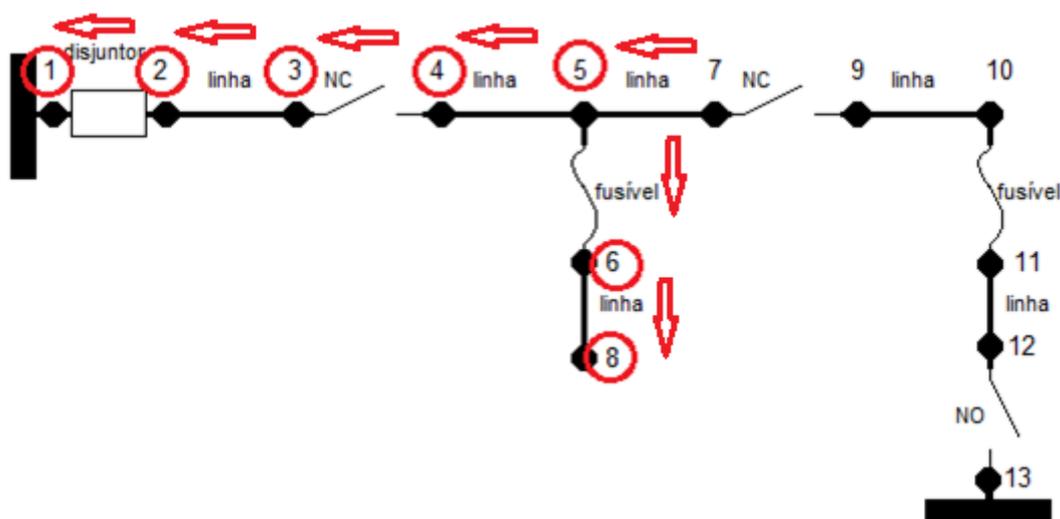


Figura 3.19 - Todos os nós que não pertencem aos caminhos à jusante do nó 7 da rede exemplo

3.3 Cálculo de índices de confiabilidade da rede através das matrizes previamente definidas

As matrizes criadas na seção anterior, por si só, não constituem uma ferramenta de análise de confiabilidade de uma rede de distribuição, mas fornecem subsídios para esta finalidade. Estas matrizes fornecem uma modelagem detalhada da topologia da rede, em relação a vários quesitos (como as posições relativas entre os seus equipamentos, os conjuntos de pontos à jusante ou à montante de cada nó, etc). Essa modelagem permite uma completa compreensão da topologia do circuito pelo

algoritmo, no que concerne seus equipamentos de proteção e manobra. O que será mostrado nesta seção, portanto, é como o algoritmo proposto utiliza esta modelagem para avaliar índices de confiabilidade de uma determinada topologia de rede de distribuição.

A cada falta que ocorre numa rede de distribuição, uma sequência de eventos é desencadeada (por exemplo, abertura ou fechamento de chaves ou disjuntores, rompimento de elos fusíveis), de modo que cada unidade consumidora, dependendo da área afetada pela contingência e do esquema adotado de proteção, pode ou não ficar desenergizada. Todos esses fatores devem ser levados em conta no processo de cálculo dos índices de confiabilidade da rede como um todo.

Em linhas gerais, a sequência de eventos que se sucedem numa situação de contingência pode ser composta pelos seguintes fatos: *ocorrência da contingência, operação da proteção, reconfiguração do circuito, reparo, restauração da topologia original*. As etapas dessa sequência de eventos devem ser traduzidas num método computacional, de modo que o algoritmo possa calcular índices de confiabilidade dessa rede.

No algoritmo proposto neste trabalho foram escolhidos os índices FIC e DIC para serem calculados, sendo que se decidiu calculá-los em todos os pontos da rede, considerando todas as contingências possíveis, utilizando os dados históricos de falhas nos equipamentos. O cálculo dos índices FIC e DIC permite o cálculo dos índices FEC e DEC, além de ser possível calcular a energia não-suprida em cada ponto da rede ao longo de um ano, ao se multiplicar o índice DIC de cada ponto pela carga instalada – o que será de suma importância quando for realizada a otimização de custos da rede, mais adiante.

A seguir, na Figura 3.20, se encontra o fluxograma geral do algoritmo proposto, que é processado enquanto houver alguma linha i a ser analisada; e a seguir serão detalhadas as lógicas das rotinas apresentadas.

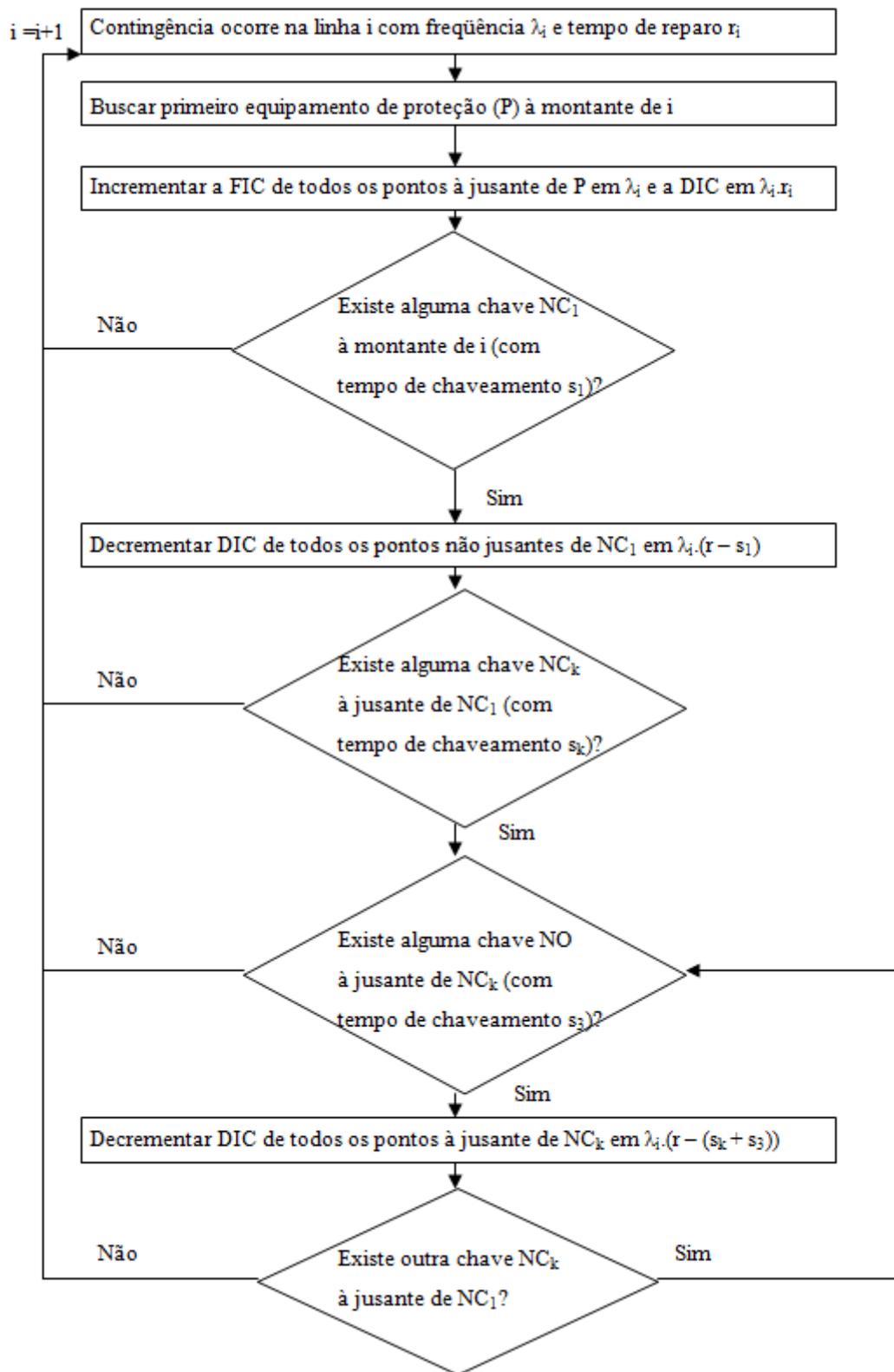


Figura 3.20 - Fluxograma para cálculo dos índices FIC e DIC de todos os pontos da rede, a partir dos parâmetros históricos de falhas dos equipamentos

1. **Ocorrência da contingência e operação da proteção:** a ocorrência de uma contingência de taxa anual de falhas λ_i e tempo de reparo r_i numa linha i provoca operação da proteção da rede. O dispositivo de proteção d que atua neste caso é achado buscando-se, na matriz equipamentos à montante \mathbf{Em} , o primeiro disjuntor ou fusível à montante da falta na linha i , de acordo com a Equação 3.1. Ao atuar, ele desenergizará todos os pontos à sua jusante, que podem ser obtidos pela matriz nós-abaixo \mathbf{Du} . Assim, o conjunto Ω_p dos pontos p que são influenciados por esta abertura é dado pela equação 3.2:

$$\{d \in \mathbf{Em}(i) \mid \text{índice de } d \text{ é mínimo}\} \quad 3.1$$

$$\Omega_p = \{\mathbf{Du}(d)\} \quad 3.2$$

A operação da proteção desenergiza todos os pontos à jusante de si, incrementando o número de interrupções anuais de cada ponto p em λ_i unidades e seus períodos de desenergização em $\lambda_i \cdot r_i$ unidades, o que provoca incremento nos índices **FIC** e **DIC** dos pontos pertencentes a Ω_p , de acordo com as equações 3.3 e 3.4:

$$p \in \Omega_p \Rightarrow \Delta \text{FIC}_p = +\lambda_i \quad 3.3$$

$$p \in \Omega_p \Rightarrow \Delta \text{DIC}_p = +\lambda_i \cdot r_i \quad 3.4$$

2. **Reconfiguração do circuito, à montante da falta:** o algoritmo busca formas de reconfigurar a rede à montante da falta, através de chaves NC. Para isso, deverá ser verificado se existem chaves NC simultaneamente à montante da falta i e à jusante do dispositivo de proteção d que atuou (isto pode ser feito utilizando-se a matriz de equipamentos à montante \mathbf{Em} , como mostra a Equação 3.5). Caso afirmativo, a primeira chave NC à montante da falta é aberta (denominada chave k), com tempo de chaveamento s_k . Pode-se encontrar todos os pontos que não estão à jusante de k com a matriz \mathbf{TNJ} , o que define certo conjunto Ω_k de pontos, de acordo com a Equação 3.6.

$$\{k \in \mathbf{Em}(i) \mid \text{índice de } k \text{ é mínimo e inferior ao índice de } d\} \quad 3.5$$

$$\Omega_k = \{\mathbf{TNJ}(k)\} \quad 3.6$$

Quando k é aberta, todos os pontos pertencentes a Ω_k são restaurados, o que significa decremento de $\lambda_i \cdot (r_i - s_k)$ nos períodos de desenergização desses pontos. Isto se deve ao fato de que esses pontos não mais serão desenergizados por todo o período de reparo r_i da falta i , e sim apenas pelo período de chaveamento da chave k , devendo o excesso de tempo $(r_i - s_k)$ ser abatido dos pontos de consumo restaurados, de acordo com a Equação 3.7. Lembrando ainda que neste trabalho serão consideradas apenas as faltas sustentadas (superiores a 3 minutos de duração), será suposto que as operações de restauração do sistema nos casos de faltas extrapolam esse tempo mínimo, de modo que não haverá decremento de FIC sob nenhuma circunstância de chaveamento.

$$p \in \Omega_k \Rightarrow \Delta DIC_p = -\lambda_i \cdot (r_i - s_k) \quad 3.7$$

3. **Reconfiguração do circuito, à jusante da falta:** o algoritmo busca também reconfigurar a rede com a re-energização de determinados pontos à jusante da falta através do uso de chaves NO. Para isso, é necessário que a falta esteja isolada entre chaves NC, para que o possível fechamento de uma chave NO não alimente a falta. Esta restrição pode ser analisada utilizando-se a matriz **NCNC** e tomando-se duas chaves NC, uma imediatamente à montante e outra imediatamente à jusante da falta, de forma a se “ilhar” a região de falta. Apenas os elementos iguais a 1 da matriz **NCNC** indicam ilhamento possível, pois esses elementos unitários indicam que há duas chaves NC circundantes à região da falta. Pela definição da matriz **NCNC**, as posições dessas chaves na matriz modificada **MM** são tais que, para um dado elemento igual a 1, sua linha corresponde à posição de uma chave mais à montante e a coluna a posição da chave mais à jusante. Portanto, se uma falta ocorre na linha i , para que seja possível a reconfiguração à jusante da falta, uma restrição a ser considerada é que a linha i seja um trecho do grafo contido entre a linha l_1 e a coluna c_1 de um elemento unitário da matriz **NCNC**. O conjunto Ω_j de todas essas faltas que atendem a essa condição é dado pela Equação 3.8:

$$\Omega_j = \{i \mid l_1 < i < c_1, \quad \text{sendo } NCNC_{l_1, c_1} = 1\} \quad 3.8$$

Assim, as faltas candidatas a permitirem reconfiguração à jusante são aquelas que atendem à Equação 3.8; porém, esta é uma condição necessária, mas não suficiente. Para que a restauração seja plenamente possível, deve haver obviamente uma chave NO à jusante da chave NC mais à jusante da faltailhada. Já foi mencionado no parágrafo anterior que a chave NC mais à jusante da faltailhada encontra-se na linha \mathbf{c}_1 da matriz \mathbf{MM} . Assim, a possível chave NO à jusante da chave em \mathbf{c}_1 pode ser encontrada avaliando-se na matriz \mathbf{NONC} . Pela definição de \mathbf{NONC} , somente seus elementos unitários indicam essa possibilidade, à medida que um elemento unitário nessa matriz indica que a linha desse elemento indica a posição em \mathbf{MM} de uma chave NC e a sua coluna indica a posição em \mathbf{MM} de uma chave NO, à jusante. Portanto, o conjunto Ω_j definido pela Equação 3.9 ilustra um subconjunto de Ω_j , significando o conjunto de todas as faltas que, simultaneamente, permitem isolamento de falta e abertura de chave NO. A lógica desta equação é que esses pontos devem satisfazer às condições de Ω_j , além de que deve existir um elemento unitário na linha de \mathbf{NONC} correspondente à chave NC mais à jusante da falta (definida por \mathbf{c}_1 no parágrafo anterior):

$$\Omega_j = \{i \in \Omega_j, \mid \exists \text{NONC}_{\mathbf{c}_1} = 1\} \quad 3.9$$

Deve-se também atentar ao fato de que pode haver mais de uma chave NO atendendo às condições impostas pela Equação 3.9, isto é, talvez existam várias chaves NO no caminho à jusante da chave que permite o ilhamento da falta i . Nesse caso, apenas uma das chaves NO deve ser fechada, pois o fechamento simultâneo de mais de uma chave NO num mesmo caminho provocará geração de malhas fechadas no circuito, que foi projetado para operar apenas radialmente, o que consiste num perigo em termos de proteção da rede. A fim de que se evite o fechamento de mais de uma chave NO, o algoritmo irá realizar o chaveamento de apenas uma das chaves. A escolha dessa chave é um problema à parte que, na realidade, deve passar por toda uma gama de análises combinatórias, sujeitas a restrições de carga e tensão que requerem um estudo completamente à parte, como estabelecidos e realizados por AOKI *et al* (1988), SHIRMOHAMMADI (1994), UCAK e PAHWA (1994) e POPOVIC e CIRIC

(1999). Como esses estudos não consistem no foco deste trabalho, estas análises serão deixadas à parte e, com fins únicos de estimativa de confiabilidade, admitir-se-á o fechamento apenas da primeira chave NO encontrada pelo algoritmo que satisfaça às condições impostas pela Equação 3.9. Realizado enfim o chaveamento da chave NO selecionada, todos os pontos que estão à jusante da chave NC c_1 serão re-energizados por essa chave NO. Tais pontos podem ser obtidos através da matriz nós-abaxio Du e formam um conjunto definido por Ω_r , como mostrado na Equação 3.10.

$$\Omega_r = \{Du(c_1)\} \quad 3.10$$

Os pontos pertencentes a Ω_r são então restaurados, o que significa decremento de $\lambda_i \cdot (r_i - (s_{c1} + s_{NO}))$ nos períodos de desenergização desses pontos, sendo s_{c1} o tempo de chaveamento da chave c_1 , que é a chave NC que isolará a falta, e s_{NO} o tempo de chaveamento da chave NO que realizará a transferência de carga. Isto se deve ao fato de que esses pontos não mais serão desenergizados por todo o período de reparo r_i da falta i , e sim apenas pelo período de chaveamento conjugado das duas chaves supracitadas, devendo o excesso de tempo $(s_{c1} + s_{NO})$ ser abatido dos pontos de consumo restaurados, de acordo com a Equação 3.11:

$$p \in \Omega_r \Rightarrow \Delta DIC_p = -\lambda_i \cdot (r_i - (s_{c1} + s_{NO})) \quad 3.11$$

4. **Reparo e restauração da topologia original:** após calcular com os passos anteriores os índices FIC e DIC de todos os pontos da rede para a falta i , considera-se então o reparo da falta. A rede retorna ao seu estado original e uma nova falta é analisada, até que todos os impactos nos índices de confiabilidade devido às faltas históricas em todas as linhas sejam contabilizados.

No contexto desenvolvido nos passos anteriores, e aliando-se todas as equações de 3.1 até 3.11, montam-se finalmente as equações finais de análise dos índices FIC e DIC das unidades consumidoras da rede, avaliando-se os parâmetros históricos de faltas em todas as L linhas do sistema. São as equações 3.12 e 3.13:

$$FIC_p = \sum_{i=1}^L \lambda_i, \quad \text{em que: } p \in \Omega_p \quad 3.12$$

$$DIC_p = \begin{cases} \sum_{i=1}^L [\lambda_i \cdot r_i - \lambda_i \cdot (r_i + s_k) - \lambda_i \cdot (r_i - (s_{c_1} + s_{NO}))] \\ \text{em que:} \\ p \in \Omega_p \\ \exists (r_i + s_k) \Leftrightarrow p \in \Omega_k \\ \exists (s_{c_1} + s_{NO}) \Leftrightarrow p \in \Omega_r \end{cases} \quad 3.13$$

Sabendo-se os índices FIC e DIC das unidades consumidoras, podem ser calculados outros índices importantes, como FEC (ou seu equivalente SAIFI) e DEC (ou seu equivalente SAIDI), como estes foram definidos na seção 2.3. O índice FEC de uma rede, por exemplo, pode ser encontrado através de uma média ponderada dos índices FIC das unidades consumidoras obtidos na Equação 3.12; isto foi explicado na Equação 2.12. Processo semelhante pode ser aplicado para o cômputo do índice DEC da rede.

Considera-se que a modelagem proposta por meio de matrizes para a rede voltada para cálculos de confiabilidade, além do algoritmo de cálculo de índices de confiabilidade, são contribuições majoritárias deste trabalho, podendo ser utilizados como instrumentos base para outras metodologias que necessitem de alguma análise da rede relativa à sua confiabilidade. Lembrando que a modelagem por matrizes, tal qual foi idealizada, permite a localização de equipamentos (como chaves NC) mais para perto do nó “de” ou do nó “para” de cada ramo, melhorando a qualidade da análise de cada topologia. Neste sentido, neste trabalho desenvolveu-se também uma metodologia de otimização de topologia de rede para melhoria de índices de confiabilidade, que será descrita na seção a seguir, utilizando a estrutura de modelagem matricial e o algoritmo apresentados como ferramentas.

3.4 Metodologia de otimização visando minimizar os custos de uma rede de distribuição usando algoritmos genéticos

Nesta seção será apresentada a metodologia de otimização desenvolvida neste trabalho. Com ela, pretende-se avaliar soluções ótimas para a topologia de redes de

distribuição, no que concerne índices de confiabilidade e custos associados aos equipamentos e aos volumes não supridos de energia nos casos de desenergização.

Para realizar este objetivo pressupõe-se o desenvolvimento e uso de um algoritmo otimizador cuja função objetivo seja associada a um ou mais índices de confiabilidade; ou até mesmo um algoritmo de caráter multi-objetivo em que tais índices de confiabilidade sejam analisados em relação aos custos envolvidos. Os índices de confiabilidade mais comuns podem ser obtidos pelo uso das Equações 3.12, 3.13, 2.12 e 2.14. Por outro lado, tais equações são descontínuas, não-lineares e não-diferenciáveis, além de serem formuladas para pontos que pertencem a conjuntos de nós em grafos cujas topologias devem ser variadas. Soma-se a isso o fato de que, quanto mais pontos de possibilidade de alocação de equipamentos em uma rede são considerados, pela teoria da Análise Combinatória, mais “explode” o número de combinações possíveis que formam as soluções, o que faz com que a solução deste problema através do uso de métodos convencionais de otimização seja extremamente complexa.

Nesse contexto, será utilizado um algoritmo meta-heurístico para solucionar este problema. Como já foi apontado por vários pesquisadores na literatura pesquisada e descrita na Revisão Bibliográfica, o uso de meta-heurística possibilita a obtenção de bons resultados em problemas de análise combinatória com muitas possibilidades.

Nas próximas seções serão descritos alguns aspectos dos algoritmos genéticos que foram aplicados no desenvolvimento da metodologia proposta, e também as considerações específicas feitas para a metodologia.

3.4.1 Algoritmos genéticos

Na metodologia proposta será utilizado um Algoritmo Genético, baseando-se em LINDEN (2012), aplicado ao ambiente MATLAB[®]. Esta classe de algoritmos possui diversas vantagens na análise do problema da alocação de chaves numa rede de distribuição. Uma delas é que a própria natureza binária do algoritmo encaixa-se perfeitamente na análise das possibilidades de alocação das chaves nos alimentadores da rede, permitindo com facilidade a transcrição das topologias dos sistemas de distribuição a serem testadas em soluções candidatas do algoritmo. Outra vantagem é que as buscas pelas soluções ótimas são baseadas nas tentativas anteriores de solução (gerações anteriores), de modo a se preservar boas características das soluções de modo que a qualidade geral das soluções só tenda a melhorar. Na verdade, o uso de algoritmos

genéticos já se provou robusto e eficaz quando aplicado em problemas de otimização de redes de distribuição. Diversos autores já o utilizaram para tal fim e, só para citar alguns, pode-se verificar as referências MIRANDA *et al* (1994) SUNDHARARAJAN e PAHWA (1995) YEH *et al* (1995) SRINIVASAN *et al* (1996) e SILVA *et al* (2003).

Em resumo, os algoritmos genéticos operam em um conjunto de potenciais soluções. Usando terminologia biológica, esse conjunto é denominado *população*, e cada indivíduo um *cromossomo*. Cada cromossomo é definido por uma sequência numérica (ou ainda sequência de bits), que consiste nos *genes*, sendo o valor de cada gene denominado *alelo* – tais conceitos são mais fáceis de distinguir quando se visualiza a Figura 3.21. Associado a cada cromossomo, atribui-se um valor de *aptidão (fitness)* que permite avaliar quão melhor é um cromossomo em relação a outro; em outras palavras, quão melhor é uma solução dentre outras soluções apresentadas. Depois que uma população inicial de soluções é gerada, caracterizadas por esses cromossomos, gerações futuras são determinadas através da seleção probabilística de *cromossomos pais* de alta aptidão, que são então combinados de forma a se criarem *cromossomos filhos*.

Os cromossomos, a função de aptidão e o método de seleção utilizados neste trabalho são descritos nas próximas seções.

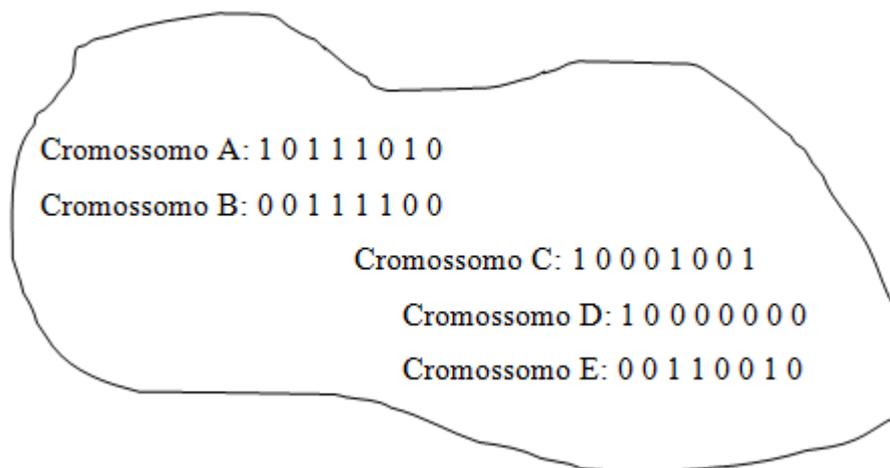


Figura 3.21- Exemplo de população de 5 cromossomos, cada cromossomo com 8 genes, cada gene codificado por um bit

3.4.2 Construção de cromossomos

Os bits que definem um cromossomo, neste trabalho, são codificados por valores lógicos, ou seja: a presença de um determinado equipamento num determinado segmento de alimentador significa um valor lógico 1 para o bit que está associado a esta possibilidade; e a sua ausência significa um valor 0. Como as derivações finais de uma rede de distribuição definem a necessidade de fusíveis (e apenas nestas derivações instalam-se fusíveis), só há a necessidade real de analisar a alocação de chaves NC.

A matriz M utilizada na ferramenta de modelagem definida neste trabalho tem as colunas 14 e 16 referentes ao posicionamento ou não de chaves NC nos extremos de segmentos de alimentadores (mais próximo do “De” ou do “Para” de cada seção), o que permite que cada topologia (que é uma candidata a solução) possa ser transcrita por meio de um cromossomo formado por valores associados a essas colunas da matriz M . Portanto, cada cromossomo é formado por $2 \cdot lm$ bits, em que lm representa o número de linhas da matriz M para a topologia analisada (cada linha definindo uma seção do alimentador) e o valor 2 (multiplicador) representa a inclusão ou não de chaves NC (duas possibilidades para cada seção: mais para perto do “De” ou do “Para” desta seção).

Como exemplo de codificação de uma possível solução em um cromossomo neste trabalho, tomemos novamente a rede exemplo da Figura 3.3 e sua respectiva matriz M dada pela Tabela 3.1. Nota-se que:

- Há 7 seções a se considerar, entre os nós: 1-2, 2-3, 3-4, 3-5, 5-6, 6-7 e 7-8. Cada uma destas seções compõe uma linha da matriz M . Portanto, o cromossomo será formado por $2 \cdot 7 = 14$ bits.
- Há chave NC mais próxima do “De” na seção “de 2 para 3”. Tal fato contabilizará um bit unitário na posição correspondente do cromossomo.
- Há chave NC mais próxima do “Para” na seção “de 3 para 5”. Tal fato contabilizará um bit unitário na posição correspondente do cromossomo.
- Não há outras chaves NC presentes na rede, de forma que os outros bits são nulos.

Assim, monta-se o cromossomo dado na Figura 3.22 para essa rede exemplo:

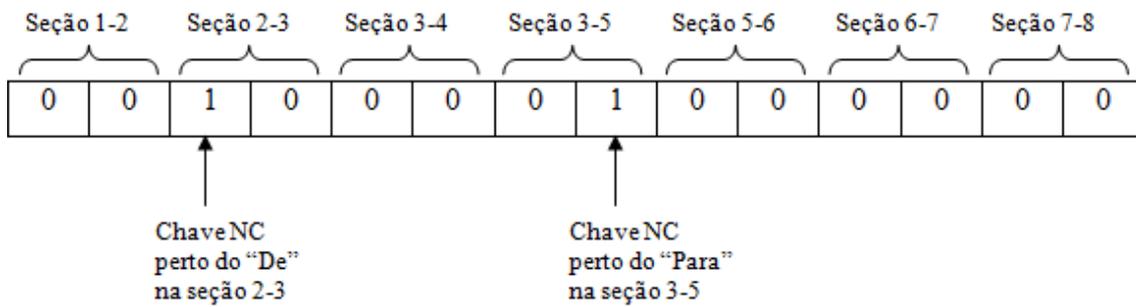


Figura 3.22 - Cromossomo referente à rede exemplo

Enquanto as chaves NC poderão sofrer realocações, ressalta-se que os pontos que possuem chaves NO serão estáticos, visto que as chaves NO interligam circuitos diferentes e, portanto, não deverão sofrer alterações.

3.4.3 Função de aptidão

A aptidão de cada cromossomo, neste trabalho, pode ser modificada de acordo com a análise que se pretende fazer, em cada caso. Ela pode ser quantificada por um índice de confiabilidade (como SAIFI ou SAIDI), por um custo de topologia (que leva em conta o custo dos equipamentos e o custo dos períodos de desenergização) ou uma combinação desses fatores, numa análise multi-objetivo. Assim, o custo total de uma rede, despendido anualmente pela concessionária, é uma função que pode ser avaliada de acordo com a Equação 3.14. Existem equacionamentos parecidos como este na literatura, como em SOHN *et al* (2006) e TIPPACHON e RERKPREEDAPONG (2009), embora não se possa ter certeza que a estrutura do equacionamento seja a mesma, uma vez que, nos referidos trabalhos, o custo total também é dito ser função dos equipamentos e custos de desenergização, mas não é fornecida a equação propriamente dita.

$$Custo = F.CF + C.CC + \sum_{i=1}^n P_i.FDC_{i/h}.DIC_i \quad 3.14$$

Onde:

- F: número de fusíveis instalados na rede;

- **CF**: custo fixo anual, médio, de cada fusível instalado na rede (instalação + manutenção);
- **C**: número de chaves NC instaladas na rede;
- **CC**: custo fixo anual, médio, de cada chave NC instalada na rede (instalação + manutenção);
- **n**: número de pontos de carga da rede;
- **P_i**: carga média conectada (kW) no ponto de carga *i*;
- **DIC_i**: número de horas anuais que o ponto de carga *i* permanece desenergizado. Este valor se refere, na realidade, ao índice definido na equação 2.8, que será calculado pelo algoritmo apresentado, conforme já mencionado, através do uso da equação 3.13.
- **FDC_{i/h}**: função de dano médio (em \$/kW.h) sofrido pelos consumidores do ponto de carga *i* a cada hora de desenergização. Esta função de dano é utilizada de forma similar em trabalhos como SOHN *et al* (2006) e TIPPACHON e RERKPREEDAPONG (2009), sendo calculada com dados obtidos através de pesquisas realizadas com concessionárias de distribuição e consumidores, com o intuito de custear a desenergização de diversos tipos de unidades consumidoras, permitindo com isso a geração de uma função de dano de consumidor que estima seu prejuízo financeiro de acordo com os períodos experimentados de desenergização. No presente trabalho, os custos relativos à **FDC** serão baseados SOHN *et al* (2006), sendo os dados necessários para isso mostrados na Tabela 3.3. Ressalta-se que esses valores podem variar de pesquisador para pesquisador.

Tabela 3.3 - Custo de interrupção por tipo de usuário - SOHN *et al* (2006)

Usuário (tipo)	Duração da interrupção e custo (US\$/kW)				
	1 min	20 min	1 hora	4 horas	8 horas
Industrial	1,625	3,868	9,085	25,16	55,805
Comercial	0,381	2,969	8,552	31,317	83,008
Agricultura	0,060	0,343	0,649	2,064	4,120
Residencial	0,001	0,093	0,482	4,914	15,690
Governamental/ Institucional	0,004	0,369	1,492	6,558	26,040
Escritório	4,778	9,878	21,065	68,83	119,16

Sobre os custos anuais associados aos fusíveis e chaves seccionadoras (levando em conta instalação e manutenção), serão considerados os valores indicados em TIPPACHON e RERKPREEDAPONG (2009), que são compatíveis com a realidade

financeira da época das pesquisas de função de dano indicadas em SOHN *et al* (2006), utilizadas no presente trabalho. Embora tais custos possam estar defasados em relação ao mercado atual, ressalta-se que, como o custo associado a uma topologia leva em conta os equipamentos instalados em conjunto com a função de dano, tais custos devem estar relacionados a uma mesma época financeira, para que os valores relativos sejam coerentes – já que, citando CASAROTTO e KOPITTKKE (2010), é proibido somar quantias de dinheiro que não se referem à mesma data. Portanto, os valores relativos aos custos com equipamentos serão considerados os da Tabela 3.4.

Tabela 3.4 - Custos fixos de equipamentos de proteção e manobra - TIPPACHON e RERKPREEDAPONG (2009)

Dispositivo	Custo (US\$/ano)
Religador	6000
Fusível	1500
Chave	2500

A lógica da equação 3.14 é então a seguinte: soma-se os custos dos equipamentos (conjugando instalação, realocação e manutenção) com os custos advindos das desenergizações experimentadas pelos pontos de carga, calculados pelo produto de suas DIC, suas potências instaladas e a função de dano. Tudo em valores médios, referenciados a uma mesma data. Desta forma, pode-se dizer que estatisticamente essa equação modela de forma razoável o custo anual de uma rede elétrica. É claro que não se pode prever, com absoluta certeza, o custo anual de uma rede de distribuição, pois são muitas variáveis a serem consideradas e basicamente todas as informações que se têm em mãos são baseadas em dados históricos e estatísticos; portanto, o máximo que se pode criar é uma função custo estimada, medial, estatisticamente com grande probabilidade de fornecer um valor próximo ao que a concessionária de energia encontrará de fato ao longo de um ano. Vale ainda demonstrar que a unidade da 3.14 é de fato \$/ano, como mostrado na equação 3.15:

$$\begin{aligned}
 \text{Custo} &= \underbrace{F \cdot CF}_{\$/ano} + \underbrace{C \cdot CC}_{\$/ano} + \sum_{i=1}^n \underbrace{P_i}_{kW} \cdot \underbrace{FDC_{i/h}}_{\$/kW.h} \cdot \underbrace{DIC_i}_{h/ano} \\
 \Rightarrow [Custo] &= \frac{\$}{ano} + \frac{\$}{ano} + \sum kW \cdot \frac{\$}{kW \cdot h} \cdot \frac{h}{ano} \\
 \Rightarrow [Custo] &= \$/ano
 \end{aligned}
 \tag{3.15}$$

Portanto, cada cromossomo neste trabalho será caracterizado por uma função de aptidão, que corresponderá a uma função objetivo (SAIFI, SAIDI ou a função custo anteriormente definida), podendo ou não, de acordo com o caso analisado, ser acrescida de um *fator de penalidade*.

Fatores de penalidade típicos que podem vir a figurar no problema de alocação de chaves são os concernentes a número de chaves disponíveis, limites máximos para índices de confiabilidade para pontos específicos de um sistema ou todo o sistema e outras possíveis restrições. Assim, se por exemplo queremos que uma determinada rede possua no máximo x chaves NC e o objetivo é minimizar o custo da rede, podemos incorporar essa restrição ao problema se for imposta a condição de que, se um cromossomo está codificado com uma topologia que possui mais de x chaves NC, sua função de aptidão *custo* fica multiplicada por algum fator elevado, o que faz com que esta seja uma solução altamente indesejável e evitada pelo algoritmo no processo de seleção. Destaca-se que um dos objetivos que possa levar à inserção de um fator de penalidade é a redução do índice SAIDI da rede mantendo-se o mesmo número de chaves da rede, o que pode ser algo interessante para as concessionárias que desejam otimizar a alocação de seus equipamentos sem haver a necessidade de uso de novas chaves nessa rede. Em algumas simulações neste trabalho, como será visto no capítulo de resultados, foram utilizados fatores de penalidade com fins de se restringir o número de chaves NC que seriam alocadas na solução ótima.

3.4.4 Esquema de seleção

Uma vez que todos os cromossomos receberam um valor de aptidão, a próxima geração de população será criada através de operadores genéticos, como *crossover* e *mutação* (LINDEN, 2012) O *crossover* é o operador genético fundamental dos algoritmos genéticos, consistindo em uma seleção probabilística de dois cromossomos pais (sendo a seleção probabilística regida pela aptidão desses pais) e combinando as informações genéticas desses pais de forma a gerar cromossomos filhos. Já a *mutação* consiste em aleatoriamente alterar uma pequena porcentagem dos genes da nova população de forma a se garantir diversidade genética (com isso, a mutação se configura num recurso de se tentar escapar de soluções ótimas locais em direção a possíveis soluções ótimas globais).

O método de seleção de pais no algoritmo desenvolvido neste trabalho, com fins de se operar o *crossover*, é o denominado “método da roleta”. Esse método pode ser imaginado da seguinte forma: o algoritmo cria uma roleta com várias partições. Cada partição é associada a um cromossomo, e o número de partições referentes a cada cromossomo é definido pela função de aptidão desse cromossomo. Assim, cada cromossomo recebe pelo menos uma partição, e cromossomos mais aptos recebem números maiores de partições, de forma proporcional. Portanto, uma forma de se idealizar a montagem da roleta é com a atribuição de um pequeno número de partições para o pior cromossomo e um número grande de partições para o melhor cromossomo. Assim, o número de partições atribuído para os cromossomos de aptidões intermediárias é obtido através de uma proporção simples entre a sua aptidão em relação à pior aptidão, a diferença entre as aptidões melhor e pior, e o número de partições disponíveis. Isto é ilustrado na Figura 3.23, que gera a Equação 3.16, capaz de encontrar o número de partições proporcionais referentes a qualquer cromossomo da população analisada (tomando seu valor inteiro mais próximo):

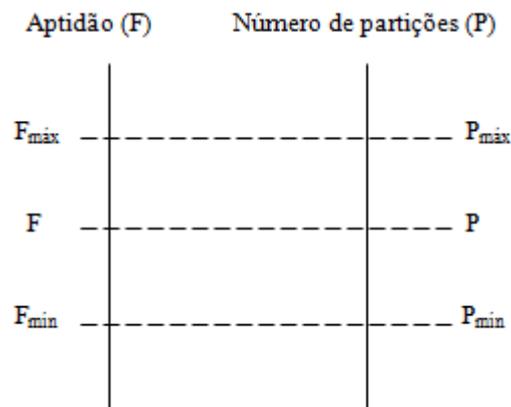


Figura 3.23 - Particionamento proporcional de uma roleta de seleção

$$\frac{F - F_{mín}}{F_{máx} - F_{mín}} = \frac{P - P_{mín}}{P_{máx} - P_{mín}} \quad 3.16$$

Um exemplo hipotético de geração da roleta de seleção, num problema de maximização, é dado na Figura 3.24. Nessa figura, apresentam-se os valores de aptidão de 4 cromossomos, A, B, C e D. Atribui-se arbitrariamente o número de partições 1 ao cromossomo A (menos apto) e o número de partições 6 ao cromossomo D (mais apto). Assim, obtêm-se os números de partições dos cromossomos intermediários, B e C. O

valor dos números arbitrários de partições atribuídos aos cromossomos mais apto e menos apto não influencia na proporcionalidade da roleta, que é circular, o que mantém portanto a mesma fração total de ângulo da circunferência para um mesmo cromossomo ao se somar todas as suas partições.

Cromossomo	Aptidão	Nº Partições
A	2,02	1
B	3,97	2
C	6,01	3
D	12,04	6

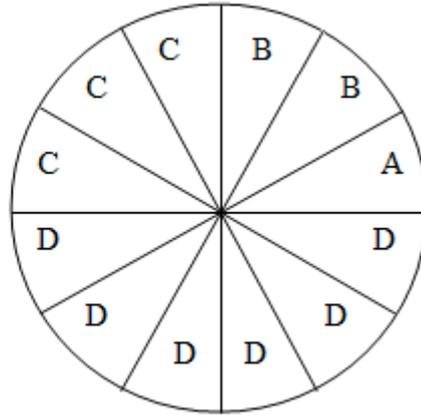


Figura 3.24 - Exemplo de geração de roleta num problema de maximização

3.4.5 Crossover e mutação

Uma vez que dois pais tenham sido selecionados pelo método da roleta, o operador *crossover* é utilizado para gerar cromossomos filhos. A forma mais simples de *crossover*, que será a adotada neste trabalho, consiste na secção aleatória de um único ponto de cada cromossomo pai e permutando os genes seccionados entre os dois cromossomos. Esta série de eventos é ilustrada na Figura 3.25.

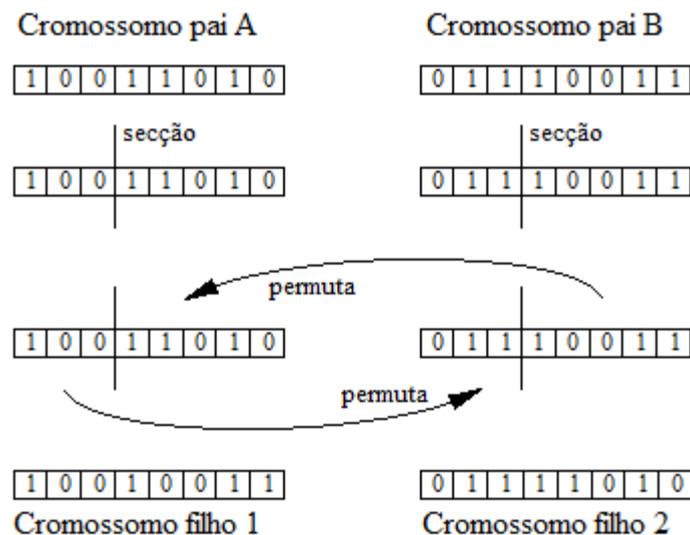


Figura 3.25 - Operador *crossover* como exemplo

O operador “mutação”, conforme já mencionado, consiste numa chance que qualquer bit de um cromossomo filho altere seu valor após esse filho ser gerador por *crossover*. A mutação serve como um artifício de diversidade genética, previne a perda permanente de qualquer alelo e permite a fuga de pontos ótimos locais em direção a ótimos globais. O valor da probabilidade de mutação deve ser escolhido com cautela, visto que valores elevados de chance de mutação geram uma perda da herança de bons genes, ao passo que valores baixos de chance de mutação aumenta o risco de perda permanente de bons genes através do *crossover* e aumenta a chance de o algoritmo convergir para soluções ótimas locais, mas que não são ótimas globais. A definição da porcentagem de chance de mutação depende da filosofia de otimização a ser aplicada, do número de indivíduos da população e do número de genes num cromossomo (de forma geral, valores altos de mutação são desejáveis quando a carga genética é pequena). Os valores numéricos das chances de *crossover* e mutação utilizados no presente trabalho serão definidos empiricamente, de acordo com cada caso.

3.4.6 Critério de parada e síntese do algoritmo genético

Neste trabalho, o critério de parada será um número máximo de gerações (que poderá variar de acordo com a complexidade de cada caso, como será visto no capítulo sobre resultados). O fluxograma geral do algoritmo é o da Figura 3.26:

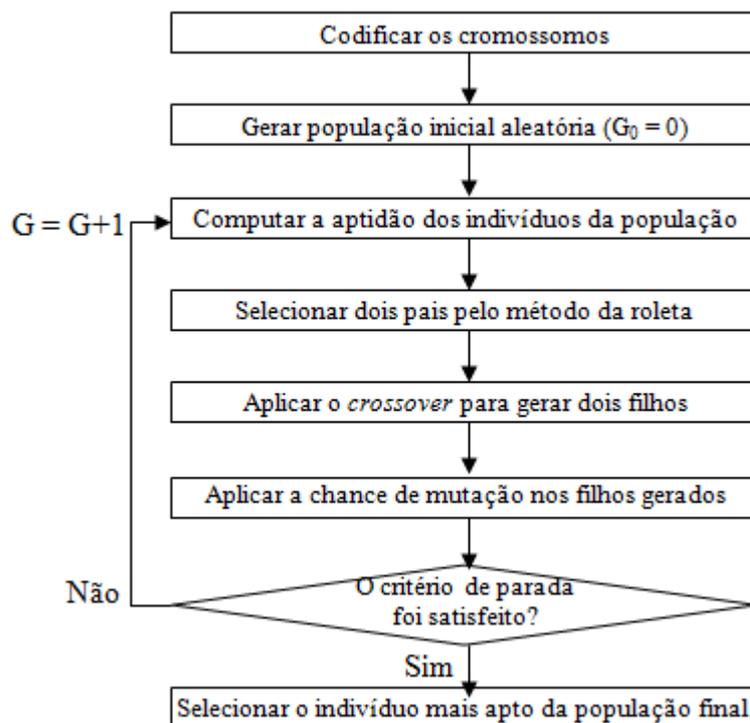


Figura 3.26 - Fluxograma do algoritmo genético

A metodologia proposta neste trabalho para otimização de topologias de rede, com foco em melhoria de índices de confiabilidade e/ou diminuição de custos, é basicamente composta da implementação deste algoritmo. Os componentes desse algoritmo genético foram formados conforme explicado em cada seção individual anterior.

3.5 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo, foram apresentadas as partes que compuseram a ferramenta desenvolvida neste trabalho. Apresentou-se uma descrição detalhada de como as redes de distribuição seriam modeladas pelo algoritmo: a partir de uma matriz de dados referentes às seções dos alimentadores de uma rede de distribuição, o algoritmo gera matrizes que permitem uma varredura completa da topologia dessa rede, no que tange o que for importante para a análise da confiabilidade da rede. Essa modelagem permite que os índices de confiabilidade FIC e DIC sejam calculados para cada ponto da rede, o que permite enfim o cálculo dos índices FEC e DEC (ou, analogamente, SAIFI e SAIDI) do sistema como um todo. Também foi descrita a rotina computacional implementada referente a um algoritmo genético dedicado a otimizar o custo de uma rede de acordo com uma melhor alocação de dispositivos de manobra da rede. O algoritmo da metodologia permite que se avalie quais seções dos alimentadores devem receber ou não os dispositivos, com o intuito de se otimizar o custo total da rede que engloba os custos referentes a equipamentos conjugado ao custo referentes às desenergizações sofridas pelos consumidores conectados a essa rede. O algoritmo permite também a otimização dos índices de confiabilidade de uma rede pela simples realocação das chaves já existentes, com o uso de fatores de penalidade apropriados. Tanto a modelagem, quanto a metodologia desenvolvidas podem ser considerados objetivos deste trabalho.

Capítulo 4 Resultados

4.1 Introdução

Neste capítulo, serão apresentados resultados obtidos com a ferramenta proposta aplicada a 3 casos de sistemas de distribuição, nesta ordem: em primeiro lugar, um sistema-teste de 43 seções e 26 pontos de carga, descrito em JONNAVITHULA e BILLINTON (1996); em segundo lugar, um sistema real de 51 seções e 44 pontos de carga, referentes a uma rede de distribuição tailandesa, descrito em TIPPACHON e RERKPREEDAPONG (2009); e em terceiro lugar, um sistema real de 134 barras, referente a um sistema de distribuição brasileiro.

Todas as simulações foram realizadas utilizando-se a plataforma MATLAB®, em um computador pessoal Intel Core i3 com 4 GB de RAM e um sistema operacional Windows 7 64-bit.

4.2 Alimentador com 43 seções (RBTS – BUS 5)

4.2.1 Características do sistema e resultados originais

De acordo com BILLINTON *et al* (1991), o Subcomitê de Aplicação de Métodos Probabilísticos do IEEE (*IEEE Application of Probability Methods Subcommittee*) publicou em 1979 um Sistema Teste de Confiabilidade (RTS), que mostrou-se uma ferramenta valiosa na avaliação de algoritmos e técnicas capazes de analisar a confiabilidade em sistemas de potência, sobretudo em sistemas de geração e transmissão. Esta base levou os autores a desenvolverem um sistema teste de distribuição, denominado RBTS, dedicado a fornecer informações referentes à confiabilidade de sistemas de distribuição. Tal sistema possui seis barramentos em uma mesma subestação, sendo que destes seis barramentos, dois são descritos em BILLINTON *et al* (1991) e os outros quatro são descritos em JONNAVITHULA e BILLINTON (1996). Nesta seção, será descrito e simulado o Barramento N° 5 (RBTS - BUS 5) desse sistema, sendo que este barramento possui quatro alimentadores, conforme caracterizado pela topologia da Figura 4.1. Como todos os alimentadores

fluem de um mesmo barramento, a palavra “alimentador”, daqui em diante, será utilizada de forma genérica pra qualquer alimentador desse barramento.

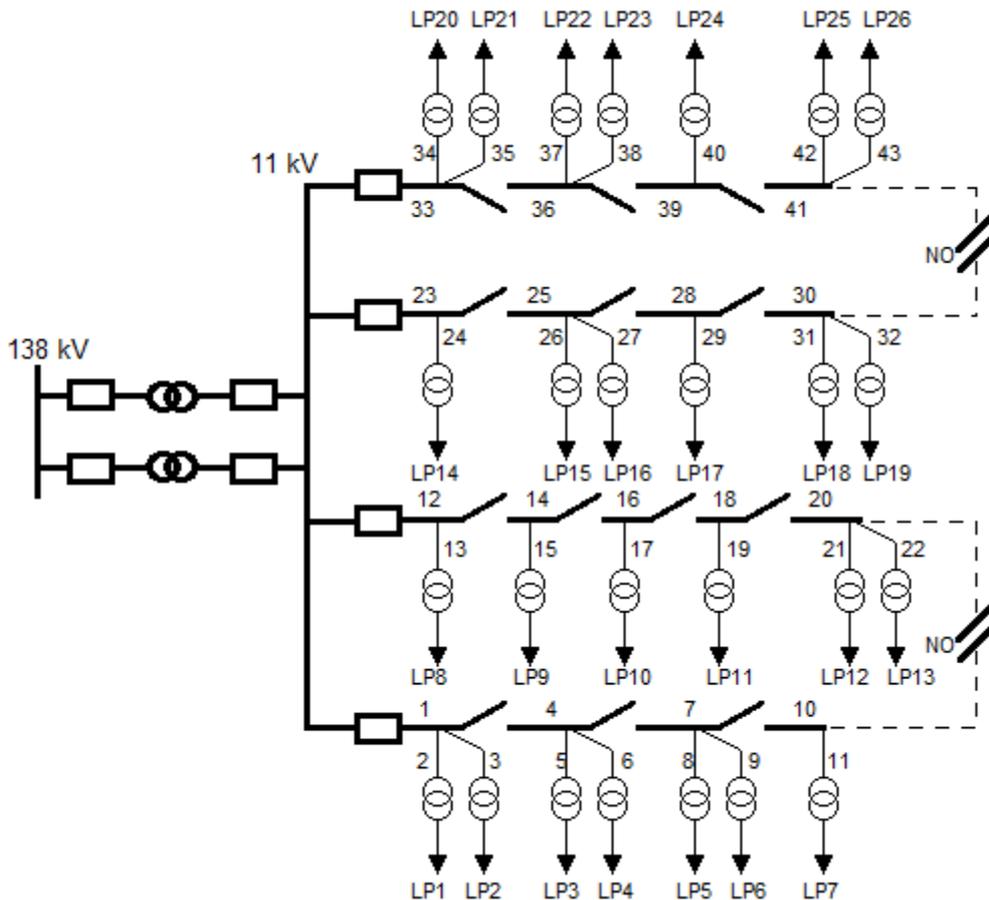


Figura 4.1 - RBTS BUS 5 - JONNAVITHULA e BILLINTON (1996)

O RBTS – BUS 5 representa um sistema de distribuição urbano a 11 kV, consistindo em unidades consumidoras de vários tipos, conforme apresentado na Tabela 4.1. Das referências mencionadas, também podem ser obtidos vários dados concernentes à topologia original da rede e aos parâmetros históricos ou considerados de seus equipamentos, de acordo com a Tabela 4.1, a Tabela 4.2 e a Tabela 4.3. Além disso, é estabelecido que, em todos os ramais finais (contendo pontos de carga, ou LP: *load points*), existem fusíveis a montante dos transformadores de distribuição.

Tabela 4.1 - Dados de consumidor do RBTS BUS 5 - JONNAVITHULA e BILLINTON (1996)

Número de pontos de carga	Pontos de carga (LP)	Tipo de consumidor	Carga por ponto de carga, kW (pico)	Carga por ponto de carga, kW (média)	Número de consumidores
4	1-2, 20, 21	Residencial	762,5	426,9	210
4	4, 6, 15, 25	Residencial	745,0	417,1	240
5	26, 9-11, 13	Residencial	574,0	321,3	195
5	3, 5, 8, 17, 23	Instalações do governo	1110,0	624,7	1
5	7, 14, 18, 22, 24	Comercial	740,0	408,9	15
3	12, 16, 19	Escritórios	616,7	378,6	1
Total	26		20000	11290	2858

Tabela 4.2 - Comprimentos e numeração dos alimentadores do RBTS BUS 5 - JONNAVITHULA e BILLINTON (1996)

Comprimento do alimentador (km)	Número da seção do alimentador
0,5	1-6-9-13-14-18-21-25-27-31-35-36-39-42
0,65	4-7-8-12-15-16-19-22-26-28-30-33-37-40
0,8	2-3-5-10-11-17-20-23-24-29-32-34-38-41-43

Tabela 4.3 - Parâmetros históricos de confiabilidade do RBTS - BILLINTON *et al* (1991)

Parâmetros históricos de confiabilidade					
	Linhas aéreas 11 kV	Trafos 138/11 kV	Trafos 11/0.415 kV	Disj. 138 kV	Disj. 11 kV
Taxa anual de falhas (<i>falha/km.ano</i>)	0,065	0,01	0,015	0,006	0,006
Tempo médio de reparo (<i>h/falha</i>)	5	200	200	8	4
Tempo troca p/ reserva	-	15	10	-	-
Tempo médio de chaveamento (<i>h</i>)	1	1	1	1	1

Na próxima seção, serão apresentados resultados obtidos com o algoritmo desenvolvido neste trabalho simulando o RBTS BUS 5. Uma observação que já pode ser feita, acerca do momento em que forem utilizados os dados da Tabela 4.3, é que, como foi estabelecido no início deste trabalho, nas simulações realizadas não serão consideradas as falhas de operação dos disjuntores/religadores. Foi suposto que apenas as linhas de distribuição e dos transformadores apresentem defeitos, devido às suas maiores probabilidades de falhas, no geral. Porém, para que os índices de confiabilidade calculados em função das taxas de falhas λ dos equipamentos e seus respectivos tempos de reparo r sejam mais fiéis à realidade do sistema mostrado, os valores λ e r dos disjuntores da Tabela 4.3 serão incorporados às linhas que os contêm, posto que eles estão em série com essas linhas. Em termos de parâmetros históricos de confiabilidade, o equivalente de componentes em série possui taxa de falha e tempo médio de reparo dado pelo conjunto de equações 4.1. Isto pode ser feito, mas deve ficar claro que é uma

aproximação, pois no caso de falha de um religador ele ficará inoperante e não atuará circuito, devendo a proteção a montante atuar. Mas o impacto desta simplificação não é relevante neste caso, pois os religadores possuem uma taxa de falha muito baixa comparada aos outros dispositivos da rede.

$$\lambda_{série} = \sum \lambda_i$$

$$r_{série} = \frac{\sum \lambda_i r_i}{\sum \lambda_i}$$
4.1

Além dos dados mencionados em relação à topologia da rede, é fornecido em JONNAVITHULA e BILLINTON (1996) os índices de confiabilidade SAIFI e SAIDI referentemente ao sistema como um todo como mostrado na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Índices de confiabilidade do sistema *RBTS BUS 5* - JONNAVITHULA e BILLINTON (1996)

Índice de confiabilidade do sistema	Valor
SAIFI (falhas/ano.consumidor)	0,2325
SAIDI (horas/ano.consumidor)	3,5512

4.2.2 Resultados obtidos – topologia original

Com fins de comparar os resultados obtidos pelo algoritmo proposto com os dados originais apresentados em JONNAVITHULA e BILLINTON (1996), o sistema em sua topologia original foi testado. Os índices SAIFI e SAIDI obtidos encontram-se na Tabela 4.5. As similaridades entre os valores da Tabela 4.4 e da Tabela 4.5 mostram que o algoritmo proposto pôde, com boa acuidade, calcular os índices de confiabilidade do sistema analisado. As pequenas diferenças podem ser oriundas de:

- Diferentes truncamentos de valores processados pelos algoritmos ou entrada de dados;
- Diferentes formas de cálculo de índices totais de confiabilidade;
- Possíveis considerações diversas, feitas de forma diferente nos dois algoritmos (como não se considerar aqui as falhas operacionais de dispositivos de proteção, retornando valores menores de SAIDI e SAIFI, pois não há falhas nos esquemas de proteção, conduzindo a melhores índices de confiabilidade).

Tabela 4.5 - Índices de confiabilidade obtidos para o sistema *RBTS BUS 5*

Índice de confiabilidade do sistema	Valor
SAIFI (falhas/ano.consumidor)	0,2306 (diferença de 0,82%, abaixo do original)
SAIDI (horas/ano.consumidor)	3,5369 (diferença de 0,40%, abaixo do original)

4.2.3 Resultados obtidos – processo de otimização

Será proposta aqui uma forma de otimização da topologia do *RBTS BUS 5* quanto aos dispositivos de proteção e manobra instalados, levando-se em conta os custos associados aos equipamentos envolvidos e aos períodos de desenergização experimentados pelos consumidores. Isto será realizado na ferramenta proposta por meio de uma função objetivo de custo, cuja minimização será realizada pelo algoritmo.

A aplicação do algoritmo genético proposto na Seção 3.4 neste caso, de acordo com o que foi exposto na seção supracitada, seguiu as definições:

- 1) *Construção de cromossomos*: das 43 seções do alimentador, definiu-se que 13 poderiam receber ou não chaves NC, mais pra perto do “de” ou do “para” dessas seções, o que geraria cromossomos de $13 \times 2 = 26$ bits. Esta definição é sustentada sobre o fato de que 4 das 43 seções da rede (que são as numeradas por 1, 12, 23 e 33 da Figura 4.1) já possuem religadores e, portanto, não carecem da análise de incorporação de chaves NC extras; das 39 restantes, há 26 ramais terminais secundários, protegidos por fusíveis, que alimentam em baixa tensão os pontos de carga. Essas linhas que possuem fusíveis e terminam nos pontos de carga não precisam da análise de incorporação de chaves, posto que chaves NC instaladas em ramais finais seriam irrelevantes para a melhoria da confiabilidade do sistema (localizadas nos ramais finais, elas não re-energizariam nenhum ponto à montante, por já conter fusível neste ramal; e tampouco nenhum ponto à jusante, pois pontos de carga não estão conectados a chaves NO para tal). Assim, sobram apenas 13 seções para análise de alocação de chaves. Tais seções que na Figura 4.1 são as numeradas por: 4, 7, 10, 14, 16, 18, 20, 25, 28, 30, 36, 39 e 41, gerando o cromossomo mostrado na Figura 4.2:

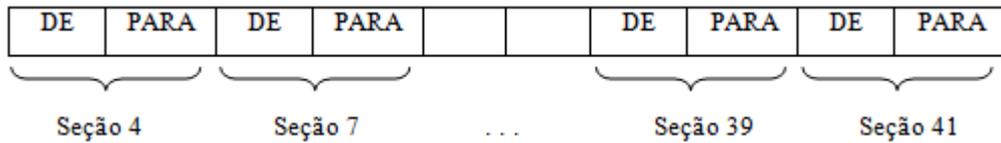


Figura 4.2 - Cromossomo associado ao processo de otimização do RBTS BUS 5

- 2) *População inicial*: foi testado o valor de 90 indivíduos na população inicial neste primeiro caso.
- 3) *Cruzamento e mutação*: foi utilizado o fator 0,75 para a probabilidade de cruzamento e 0,001 para a probabilidade de mutação.
- 4) *Critério de parada*: foi testado o valor de 140 gerações neste primeiro caso.
- 5) *Função de aptidão*: Extraíndo as informações dos tipos de consumidores conectados ao RBTS BUS 5 da Tabela 4.1, e associando-as aos valores da Tabela 3.3, pode-se fazer uma função composta de dano **FDC** (Equação 4.2) única para todo o sistema, que fornece o valor médio das interrupções para um consumidor da rede. Para isto:

- Calculam-se as porcentagens de tipo de consumidor conectado à rede. A carga total média conectada a essa rede é de 11290 kW. Dessa carga total média, a porcentagem que cada tipo de consumidor representa é encontrada com a aplicação da equação 4.2 resolvida com os dados da Tabela 4.1. Feito isto, encontram-se as seguintes porcentagens: 44,14% (residencial), 27,67% (instalações do governo), 18,12% (comercial) e 10,07% (escritórios).

$$\%_{\text{tipo } i \text{ de consumidor}} = \frac{\sum P_{\text{tipo } i}}{P_{\text{total}}} \quad 4.2$$

- Calcula-se a **FDC** composta do sistema aplicando-se a média ponderada dos custos de interrupção referentes aos tipos de consumidores, utilizando-se as porcentagens acima calculadas como ponderações dos valores fornecidos na Tabela 3.3, o que gera a Tabela 4.6.

Tabela 4.6 - FDC composta para o RBTS BUS 5

	Duração da interrupção e custo (US\$/kW)				
	1 min	20 min	1 hora	4 horas	8 horas
FDC_{composta}	0,55	1,68	4,30	16,59	41,17

- Como estabelecido por SOHN *et al* (2006), entre duas interrupções consecutivas pode ser feita uma interpolação aritmética para se calcular custos intermediários. Como no RBTS BUS 5 as interrupções experimentadas possuem uma média de interrupções de 3,5 h, obtido pelo valor calculado da SAIDI (Tabela 4.5), a interpolação será feita entre os períodos de 1 hora e 4 horas com o intuito de se calcular, para esse período, qual é o custo/kW por hora de desenergização, valor esse que poderá finalmente figurar na equação 3.14 com fins de geração da função objetivo do algoritmo proposto aplicado ao *RBTS-BUS 5*. A interpolação e seu resultado estão descritos na equação 4.3:

$$FDC_{composta/h} = \frac{(FDC_{4h} - FDC_{1h})}{4h - 1h} \quad 4.3$$

$$\Rightarrow FDC_{composta/h} = \frac{16,59 - 4,3}{3} = 4,10 \text{ US\$/kW.hora}$$

Finalmente, monta-se a função objetivo do problema, aplicando os dados obtidos na equação 3.14. Obtém-se a equação 4.4:

$$Custo_{RBTS\ BUS\ 5} = F. 1500 + C. 2500 + \sum_{i=1}^n P_i. 4,10. DIC_i \quad 4.4$$

Onde todas as variáveis já foram explicadas na equação 3.14.

Simulação 1: O objetivo foi simplesmente a minimização da função definida na Equação 4.4, ou seja: a minimização do custo da rede, levando em conta equipamentos e dano por período de interrupções dos consumidores. O algoritmo foi testado 5 vezes com fins de se aumentar a probabilidade de se encontrar a solução ótima global do problema, sendo cada teste com duração média de 10 minutos. O cromossomo associado à topologia otimizada, encontrado pelo algoritmo, é o caracterizado pela

- I. Ao aplicar-se a mesma função de custo 4.4 à topologia original, obtém-se como custo o valor anual de US\$ 229.450,00, enquanto que a topologia otimizada pelo algoritmo proposto indica um custo anual de US\$ 213.350,00. Isto significa uma redução de 7,02% dos custos despendidos pela concessionária, anuais, na manutenção do sistema em questão. Em valores absolutos, isto representa a economia de US\$ 16.100,00 por ano.
- II. Foi feita a redução de 13 para 4 chaves NC em atuação na linha. Isto obviamente manteve o índice SAIFI da rede, posto que as chaves NC não possuem poder de reduzir o índice FIC dos pontos de uso, mas elevou um pouco o índice SAIDI da rede porque houve redução no número de manobras possíveis para restauração de energia. A rede passou de um SAIDI original de 3,5369 h/ano para um SAIDI de 3,7047 h/ano, o que representa um aumento de 4,74%. Em valores absolutos, isto representa aumento médio anual de 0,1678 h/ano, ou seja, elevação de cerca de 10 minutos, dentre um ano inteiro, de interrupção média nos pontos de consumo.

Os resultados acima são condizentes com um problema de minimização de custos. Houve mais redução relativa de custos totais do que aumento no índice SAIDI da rede. A rede ficou mais simples de se operar e manter em funcionamento, com a redução para apenas 4 chaves, com baixo prejuízo de confiabilidade.

Simulação 2: Visando melhorar a satisfação do consumidor e avaliar o impacto dessa opção nos custos da rede, a mesma topologia será simulada novamente, fixando agora a alocação de 8 chaves – um intermediário considerado justo entre as 4 chaves da topologia de custo otimizado e as 13 chaves (uma em cada seção de alimentador primário) da topologia original.

Os parâmetros do algoritmo genético e a topologia a ser otimizada foram exatamente os mesmos, com a diferença de que foi atribuído um valor de penalização de custo para casos em que o número de chaves NC instaladas fosse diferente de 8. Assim, de modo a forçar o algoritmo a encontrar soluções otimizadas que contem com 8 chaves, foi imposta a seguinte penalização a ser somada com o custo de cada topologia:

$$pen = (C - 8)^2 \cdot 100000 \quad 4.5$$

Onde:

pen: penalização a ser somada no custo da topologia;

C: número de chaves instaladas na rede.

A lógica da equação 4.5 consiste no fato que essa penalização será sempre um valor não-negativo a ser somado ao custo total (garantido pelo fator quadrático multiplicado por constante positiva), com valor mínimo nulo em $C = 8$. O cromossomo associado à topologia otimizada, encontrado pelo algoritmo, é o caracterizado pela Tabela 4.13. As oito chaves NC foram alocadas de tal forma que, dessas oito, uma ficou mais para perto do nó “de” na seção 10, e as sete restantes mais para perto do nó “para” nas seções 4, 14, 25, 36, 39, 18 e 30, como ilustrado na Figura 4.3, e como resultados numéricos os mostrados na Tabela 4.10.

Tabela 4.9 - Cromossomo da topologia otimizada do *RBTS BUS 5*, forçada a alocar 8 chaves

0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	1	0	0	0	0
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Tabela 4.10 - Índices de confiabilidade e custos obtidos para a topologia otimizada do *RBTS BUS 5*, forçada a alocar 8 chaves

Índice de confiabilidade do sistema	Valor
SAIFI (falhas/ano.consumidor)	0,2326
SAIDI (horas/ano.consumidor)	3,5880
Custo equipamentos: 26 fus., 8 NC (US\$/ano)	59000,00
Custo consumidores (US\$/ano)	158700,00
Custo associado total (US\$/ano)	217700,00

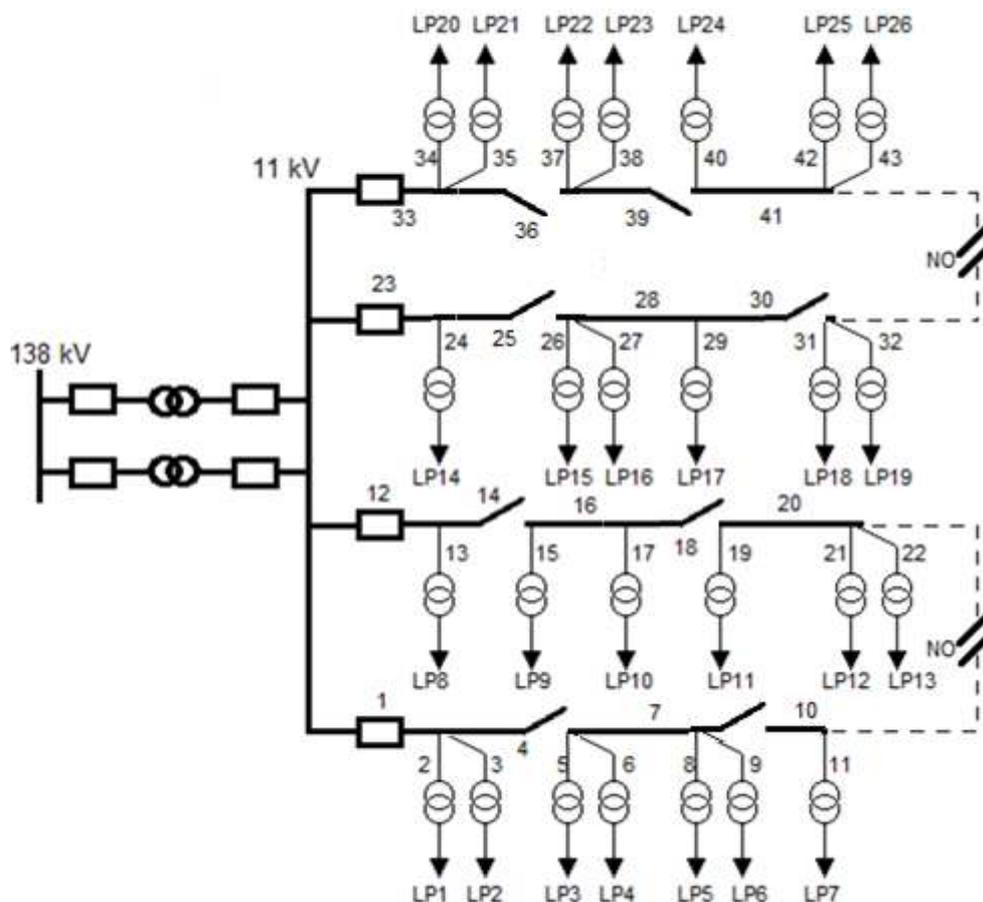


Figura 4.4 - Topologia otimizada para o RBTS BUS 5, forçada a alocar 8 chaves

Dos resultados, podemos fazer as seguintes análises:

- I. Se compararmos a Tabela 4.5, a Tabela 4.8 e a Tabela 4.10, e lembrando que o custo da topologia original foi calculado em US\$ 229.450,00, percebe-se que a topologia a 8 chaves é 5,12% mais barata que a topologia original (em valores absolutos, US\$ 11.750,00 anuais), com índice SAIDI apenas 1,44% superior (em valores absolutos, aumento de cerca de 3 minutos anuais).
- II. Esta configuração pode ser vista como uma topologia intermediária entre a rede otimizada em relação aos custos e a topologia otimizada em relação ao SAIDI, que é topologia original, a qual contém uma chave em cada seção disponível. Ela implica redução moderada de custos, mas elevação extremamente baixa de SAIDI da rede, o que pode ser visto como uma opção plausível, a depender da filosofia de distribuição adotada pela concessionária de distribuição.

Simulação 3: Visando comparar o andamento do algoritmo e os resultados do processo de otimização com ou sem a possibilidade de se alocar chaves mais próximas do nó “para” em cada seção de alimentador, será realizada para o *RBTS BUS 5* uma terceira otimização, mas agora restringindo-se a possibilidade de alocação de chaves apenas ao lado do nó “de” de cada seção do alimentador – o que é feito nos processos clássicos e pesquisados na literatura disponível. Para que a comparação seja feita com a simulação imediatamente anterior (Simulação 2 do *RBTS BUS 5*), o algoritmo será forçado a alocar 8 chaves, utilizando o mesmo fator de penalidade dado pela equação 4.5. Todos os demais parâmetros do algoritmo genético também foram exatamente os mesmos (isto é, probabilidade de cruzamento, de mutação, população inicial e número máximo de gerações), ressaltando-se novamente que a única diferença será a exclusão de possibilidade de alocação de chaves nos nós “para”, o que diminui pela metade o número de bits em cada cromossomo em relação à situação anterior. O cromossomo associado à topologia otimizada, encontrado pelo algoritmo, é o caracterizado pela Tabela 4.11. As oito chaves NC foram alocadas todas próximas ao nó “de” das seguintes seções: 4, 10, 14, 18, 20, 25, 36 e 39, como ilustrado na Figura 4.3, e como resultados numéricos os mostrados na Tabela 4.12.

Tabela 4.11 - Cromossomo da topologia otimizada do RBTS BUS 5, forçada a alocar 8 chaves próximas a nós “de”

1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	0	0	1
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Tabela 4.12 - Índices de confiabilidade e custos obtidos para a topologia otimizada do *RBTS BUS 5*, forçada a alocar 8 chaves próximas a nós “de”

Índice de confiabilidade do sistema	Valor
SAIFI (falhas/ano.consumidor)	0,2326
SAIDI (horas/ano.consumidor)	3,6015
Custo equipamentos: 26 fus., 8 NC (US\$/ano)	59000,00
Custo consumidores (US\$/ano)	161030,00
Custo associado total (US\$/ano)	220030,00

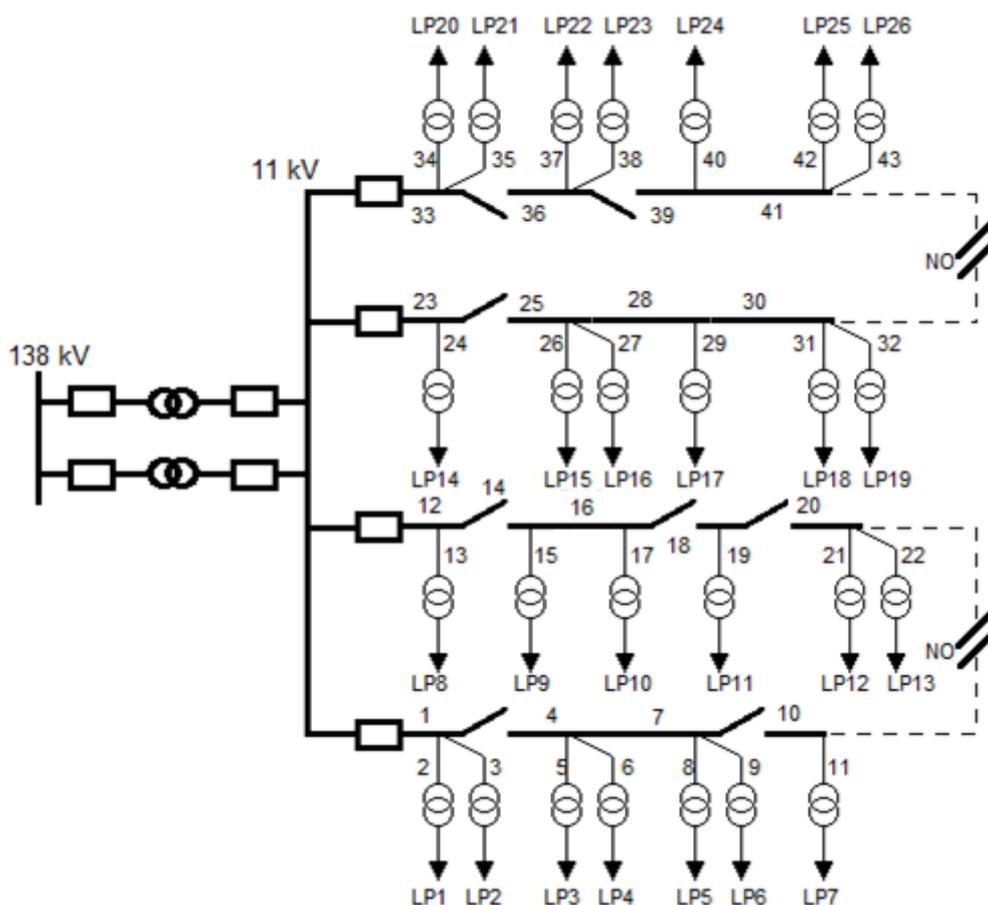


Figura 4.5 - Topologia otimizada para o RBTS BUS 5, forçada a alocar 8 chaves, próximas a nós “de”

Dos resultados, percebe-se que a possibilidade de alocação de chaves próximas a nós “para”, como realizado na Simulação 2, conduz a soluções melhores do que as que não permitem tal possibilidade, como a Simulação 3. Isto porque o mesmo número de equipamentos possui mais possibilidades de alocação quando é admitida tal hipótese, aumentando a probabilidade de se melhorarem as soluções. Assim, com mesmo custo de equipamentos, o índice SAIDI (e, conseqüentemente, os custos de desenergização de consumidores) pode melhorar ao se permitir a alocação de chaves próximas a nós “para” nas seções. Neste exemplo em particular, a falta desta possibilidade penalizou o problema, aumentando o custo em 1,07% (US\$ 2330,00 por ano) e o índice SAIDI em 0,38% (cerca de 50 segundos a mais de desenergização para cada consumidor, por ano).

4.2.4 Sumário dos resultados obtidos – *RBTS BUS 5*

Os resultados obtidos nas simulações desta seção são sumarizados em 2 gráficos de barras, mostrados na Figura 4.6 e na Figura 4.7. Tais figuras mostram, respectivamente, a comparação dos índices SAIDI obtidos para as topologias analisadas do *RBTS BUS 5* e os custos agregados a essas topologias. Fica visível nesses gráficos o caráter contrastante entre bons índices de confiabilidade (baixo SAIDI) e baixo custo. Sobre a alocação a 8 chaves, foi mostrada apenas o caso geral (chaves próximas a “de” e “para”), uma vez que a solução a 8 chaves fixadas apenas em nós “de” não pode ser considerada uma solução otimizada, visto que ela possui o mesmo custo de equipamentos que a geral mas piores custos e SAIDI, e portanto é uma solução dominada (pela teoria de Pareto – TIPPACHON e RERKPREEDAPONG 2009). Em nenhuma dessas soluções, haveria extrapolação de tempos máximos de desenergização de acordo com os critérios atuais das concessionárias brasileiras.

Foi feito ainda um gráfico de dispersão que ilustra as primeiras 51 gerações do algoritmo genético aplicado à solução otimizada geral, para ficar evidente o comportamento desse algoritmo. Verifica-se que há convergência para o custo otimizado logo em poucas gerações.

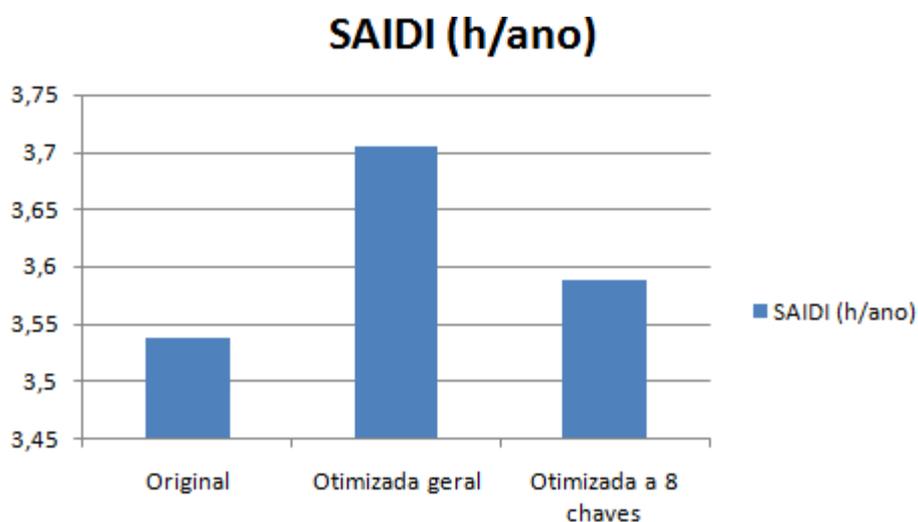


Figura 4.6 - Sumário dos índices SAIDI para as 3 topologias analisadas para o *RBTS BUS 5*

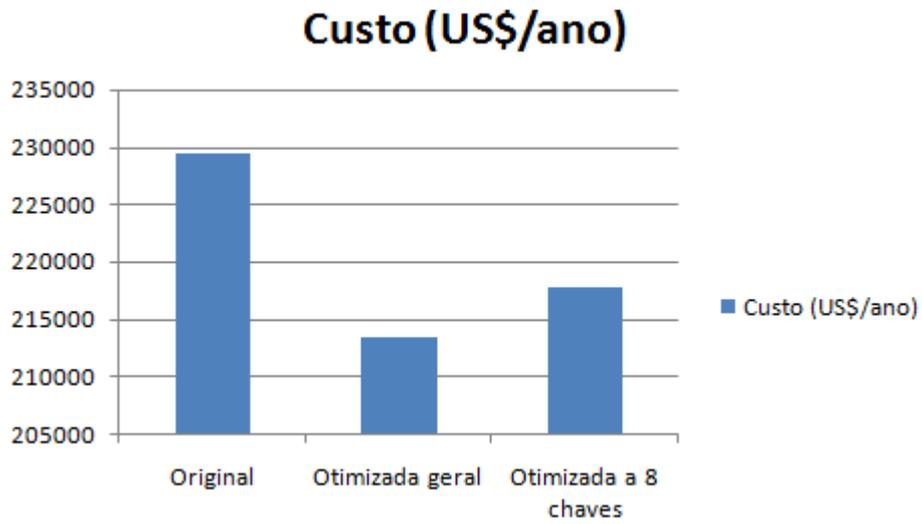


Figura 4.7 - Sumário dos custos das 3 topologias analisadas para o RBTS BUS 5

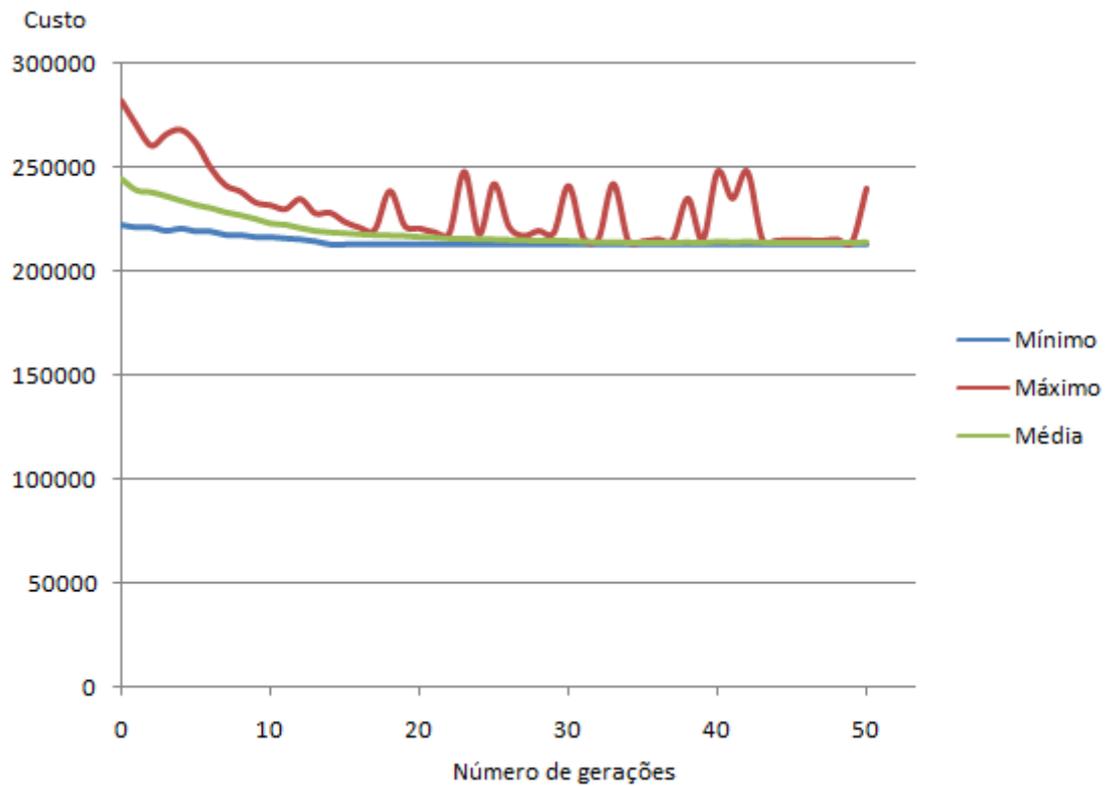


Figura 4.8 - Primeiras 51 gerações da solução otimizada do RBTS BUS 5

4.3 Testes: Alimentador com 51 seções (PEA – Tailândia)

4.3.1 Características do sistema e resultados originais

Em TIPPACHON e RERKPREEDAPONG (2009), são apresentados os dados referentes a uma rede de distribuição real da PEA: *Provincial Electricity Authority of Thailand* (Autoridade Provincial de Eletricidade da Tailândia). Tal sistema consiste num alimentador com 51 seções e 44 pontos de carga, sendo daqui por diante se referido como *PEA 51*. Esse alimentador possui em seus arredores outros 4 alimentadores, separados dele por meio de chaves normalmente abertas (que podem ser fechadas em caso de contingências para que se faça a restauração de serviço em alguns pontos de carga do alimentador de 51 seções). Essa rede está apresentada na Figura 4.9.

O comprimento de cada seção, o número de consumidores e a carga média conectada em cada seção estão listados na Tabela 4.13.

Tabela 4.13 - Comprimento, carga média e número de consumidores em cada seção do PEA 51 – TIPPACHON e RERKPREEDAPONG (2009)

Seção	Comp (km)	L (kVA)	Nº cons	Seção	Comp (km)	L (kVA)	Nº cons
1	3,4	0	0	27	0,9	110	80
2	0,5	0	0	28	4,2	590	120
3	0,1	0	0	29	0,7	90	93
4	0,4	150	55	30	2,3	170	145
5	0,5	0	0	31	2,8	480	65
6	1	220	89	32	1,5	2400	80
7	1	0	0	33	1,3	210	102
8	3	1250	145	34	0,6	50	20
9	0,5	90	85	35	0,5	100	30
10	0,3	90	1	36	0,1	0	0
11	1,2	445	200	37	2,5	100	65
12	1	720	2	38	3,2	480	50
13	1	30	55	39	0,8	500	1
14	0,3	0	0	40	3	450	220
15	2,9	150	55	41	2,7	150	95
16	3	50	57	42	3	110	125
17	1,7	60	105	43	9,3	60	167
18	1,3	310	243	44	3,5	150	141
19	2	340	147	45	1,2	50	21
20	1,4	30	47	46	2	140	93
21	1	2130	107	47	0,9	36	106
22	0,4	250	30	48	1,3	60	90
23	2,3	780	117	49	1,3	30	17
24	4	610	135	50	5	160	145
25	0,7	80	95	51	2	1350	67
26	1,5	60	50				

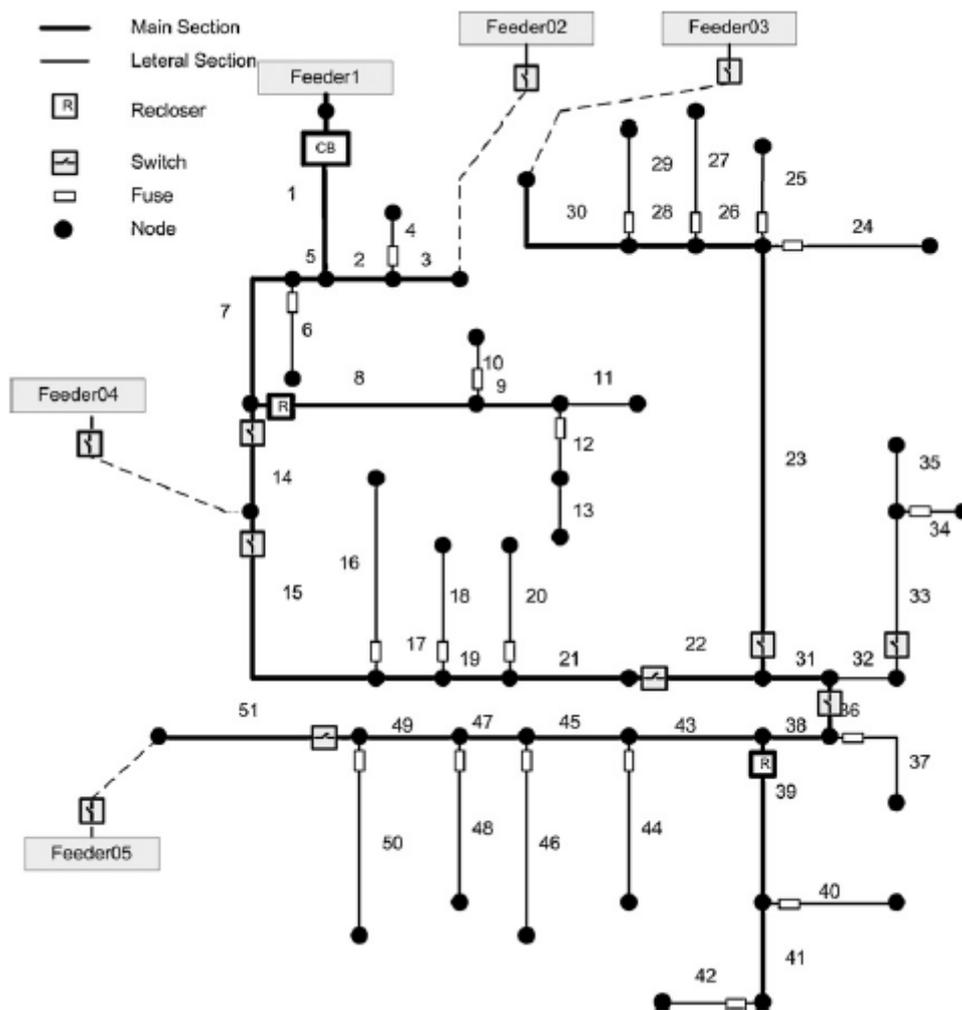


Figura 4.9 - Alimentador real, 22 kV, 51 seções - TIPPACHON e RERKPREEDAPONG (2009)

Outros detalhes referentes à rede seguem:

- Assume-se que as taxas de faltas sustentadas sejam de $\lambda = 0,17$ faltas/km.ano;
- Tempo médio de reparo de uma contingência é 2 h;
- Tempo médio de isolamento de faltas, chaveamento e transferências de cargas pelos alimentadores vizinhos é de 0,5 h;
- A porcentagem de tipos de cargas conectadas nesse alimentador é 85% para unidades residenciais e 15% para pequenas unidades industriais;
- No próprio trabalho desenvolvido por TIPPACHON e RERKPREEDAPONG (2009), já são calculadas as funções de dano compostas para a rede, que serão utilizadas na função objetivo do processo de otimização deste trabalho, como mostrado na Tabela 4.14.

Tabela 4.14 - Função de dano por consumidor nos pontos de carga em caso de interrupções - TIPPACHON e RERKPREEDAPONG (2009)

Duração da interrupção	FDC: Função de dano por consumidor (US\$/ano)
Momentânea	0,245
30 min	0,937
1,5 h	2,802

Os índices de confiabilidade da rede original são também apresentados, de acordo com a Tabela 4.15:

Tabela 4.15 – Índices de confiabilidade da rede original (TIPPACHON e RERKPREEDAPONG, 2009)

SAIFI	8,6712
SAIDI	10,0254

4.3.2 Resultados obtidos – topologia original

Ao simular-se o sistema *PEA 51* com o algoritmo desenvolvido neste trabalho, as seguintes considerações foram feitas:

- Como não estão sendo analisadas faltas momentâneas neste trabalho, elas serão desprezadas.
- Assim, os religadores serão modelados simplesmente como chaves capazes de interromper correntes de faltas sustentadas, tendo suas posições fixadas; assim, não serão realocados no processo de otimização.

Os resultados obtidos pelo algoritmo proposto, bem como os resultados originais, são dados na Tabela 4.16:

Tabela 4.16 - Resultados topologia original - Sistema *PEA 51*

Topologia	SAIFI	SAIDI
Sistema original	8,6712	10,0254
Simulação	8,6441 (dif. 0,31%)	9,7216 (dif. 3,03%)

As similaridades entre os valores originais e obtidos mostram que o algoritmo desenvolvido pôde, com boa acuidade, calcular os índices de confiabilidade do sistema analisado. As pequenas diferenças podem ser oriundas de:

- Diferentes truncamentos de valores processados pelos algoritmos ou entrada de dados;
- Diferentes formas de cálculo de índices totais de confiabilidade;
- A não consideração de faltas momentâneas, que reduzem um pouco o índice SAIDI.

4.3.3 Resultados obtidos – processo de otimização

Será proposta aqui uma forma de otimização da topologia do *PEA 51* quanto aos dispositivos de proteção e manobra instalados, levando-se em conta os custos associados aos equipamentos envolvidos e aos períodos de desenergização experimentados pelos consumidores. Isto será realizado por meio de uma função objetivo de custo, cuja minimização será realizada pela ferramenta proposta.

A aplicação do algoritmo genético, base da ferramenta proposta, apresentado na Seção 3.4, neste caso, de acordo com o que foi exposto na seção supracitada, seguiu as definições:

- 1) *Construção de cromossomos*: das 51 seções do alimentador, definiu-se que 30 poderiam receber ou não chaves NC, mais pra perto do “de” ou do “para” dessas seções, o que geraria cromossomos de $30 \times 2 = 60$ bits. Esta definição é sustentada sobre o fato de que 1 das 51 seções do alimentador é a seção inicial protegida por religador, sendo 20 das 50 seções restantes os ramais finais protegidos por fusíveis (vide Figura 4.9). Os motivos destas considerações já foram explicados no teste anterior para o *RBTS BUS 5*. Portanto, temos para a análise de alocação de chaves as seções: 2, 3, 5, 7, 8, 9, 11, 14, 15, 17, 19, 21, 22, 23, 26, 28, 30, 31, 32, 33, 35, 36, 38, 39, 41, 43, 45, 47, 49 e 51. Isto gera o cromossomo mostrado na Figura 4.10:

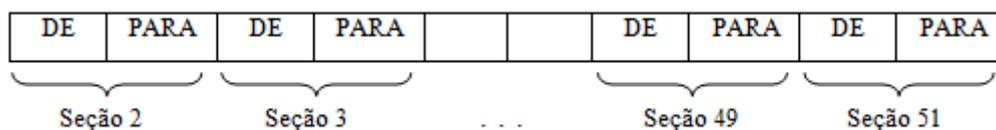


Figura 4.10 - Cromossomo associado ao processo de otimização do *PEA 51*

- 2) *População inicial*: foi testado o valor de 60 indivíduos na população inicial neste caso.
- 3) *Cruzamento e mutação*: foi utilizado o fator 0,75 para a probabilidade de cruzamento e 0,005 para a probabilidade de mutação.
- 4) *Critério de parada*: foi testado o valor de 180 gerações neste caso.

5) *Função de aptidão*: por um processo de interpolação semelhante ao descrito no sistema anterior, pode ser obtida aqui uma função composta de dano associada a um consumidor médio desenergizado, de acordo com os dados da Tabela 4.14, conforme a Equação 4.6. A interpolação será feita entre os períodos de 0,5 h e 1,5 h, levando-se em conta ainda as possíveis manobras de restauração de energia, o tempo médio de restauração de energia cai para um valor entre esses limites de interpolação.

$$FDC_{1h} = \frac{(FDC_{1,5h} - FDC_{0,5h})}{1,5 - 0,5} \quad 4.6$$

$$\Rightarrow FDC_{1h} = \frac{2.802 - 0.937}{1} = 1,865 \text{ US\$/kW.h}$$

Finalmente, monta-se a função objetivo do problema, aplicando os dados obtidos na equação 3.14. Obtém-se a equação 4.7:

$$Custo_{PEA} = F.1500 + C.2500 + \sum_{i=1}^n P_i.1,865.DIC_i \quad 4.7$$

Onde todas as variáveis já foram explicadas na equação 3.14.

O algoritmo foi testado 5 vezes, com fins de se aumentar a probabilidade de se encontrar a solução ótima global do problema, sendo cada teste realizado com duração média de 4 horas. O cromossomo associado à topologia otimizada, encontrado pelo algoritmo, é o caracterizado pela Tabela 4.17 e pela Tabela 4.18. Ele conta com onze chaves NC, de tal forma que, dessas onze, nove estão mais para perto dos nós “de” nas seções 2, 3, 9, 23, 26, 28, 30, 35 e 36, e as duas restantes estão mais para perto dos nós “para” nas seções 19 e 49, como ilustrado na Figura 4.11, e como resultados numéricos os mostrados na Tabela 4.19.

Tabela 4.17 - Cromossomo da topologia otimizada do PEA 51: bits de 1 a 30

1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Tabela 4.18 - Cromossomo da topologia otimizada do PEA 51: bits de 31 a 60

1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

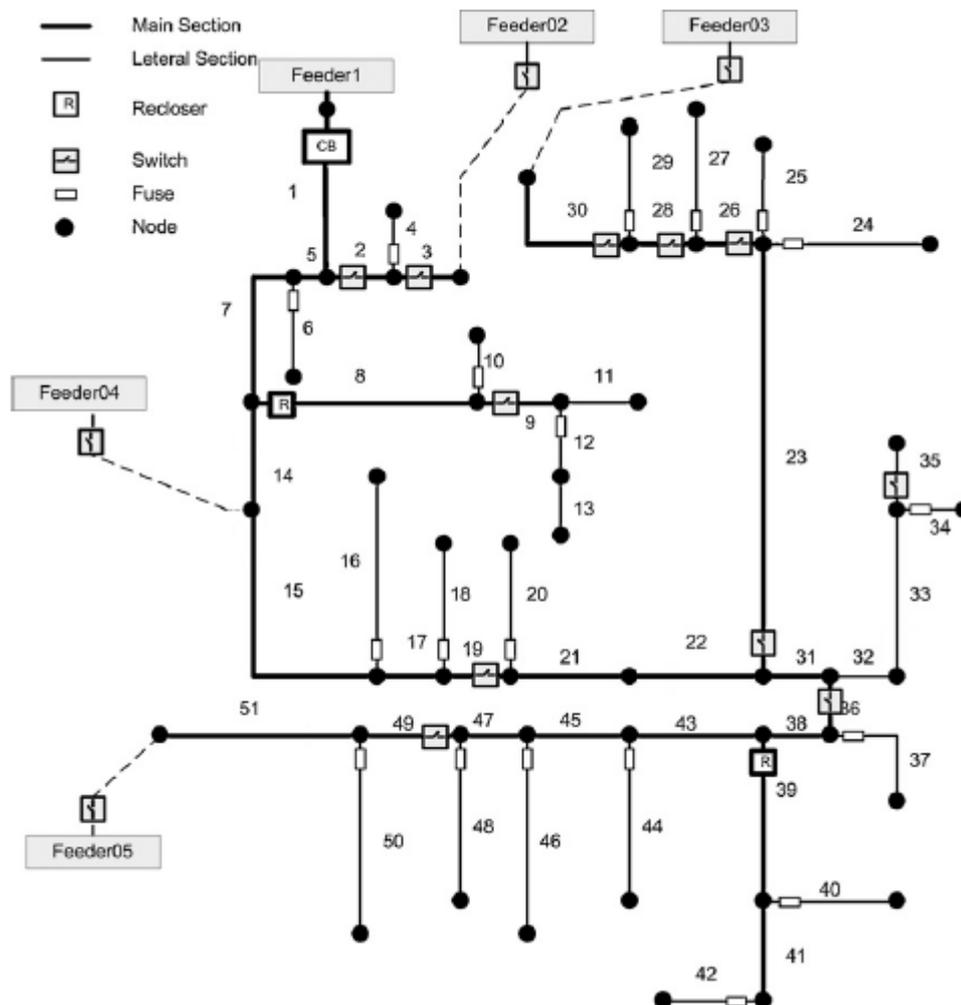


Figura 4.11 - Topologia otimizada para sistema *PEA 51*

Tabela 4.19 - Índices de confiabilidade e custos obtidos para a topologia otimizada do *PEA 51*

Índice de confiabilidade do sistema	Valor
SAIFI (falhas/ano.consumidor)	8,6441
SAIDI (horas/ano.consumidor)	8,2595
Custo equip: 19 fus., 11 NC, 2 relig (US\$/ano)	68000,00
Custo consumidores (US\$/ano)	227680,00
Custo associado total (US\$/ano)	295680,00

Dos resultados, podemos fazer as seguintes análises:

- I. Ao aplicar-se a mesma função de custo 4.4 à topologia original, obtém-se como custo o valor anual de US\$ 326.100,00, enquanto que a topologia otimizada pelo algoritmo proposto indica um custo anual de US\$ 295.680,00. Isto significa uma redução de 9,33% dos custos despendidos pela concessionária, anuais, na manutenção do sistema em questão. Em valores absolutos, isto representa a economia de US\$ 30.420,00 por ano.

II. Foi feito o aumento de 7 para 11 chaves NC em atuação na linha. Isto obviamente manteve o índice SAIFI da rede, posto que as chaves NC não possuem poder de reduzir o índice FIC dos pontos de uso, mas diminuiu o índice SAIDI da rede porque houve aumento no número de manobras possíveis para restauração de energia. A rede passou de um SAIDI original de 9,7216 h/ano para um SAIDI de 8,2595 h/ano, o que representa uma diminuição de 15%. Em valores absolutos, isto representa aumento médio anual de 1,4621 h/ano, ou seja, diminuição de cerca de 88 minutos, dentre um ano inteiro, de interrupção média nos pontos de consumo.

Ressalta-se ainda que nesse caso houve redução simultânea dos custos da rede e do índice SAIDI, o que evidencia que a topologia original da rede estava bem aquém da eficiência que poderia ter. Os resultados estão sintetizados nos gráficos de barras da Figura 4.12 e da Figura 4.13. Em nenhuma dessas soluções, haveria extrapolação de tempos máximos de desenergização de acordo com os critérios atuais das concessionárias brasileiras. Foi feito ainda um gráfico de dispersão que ilustra o comportamento das gerações com o decorrer do algoritmo, na Figura 4.14.

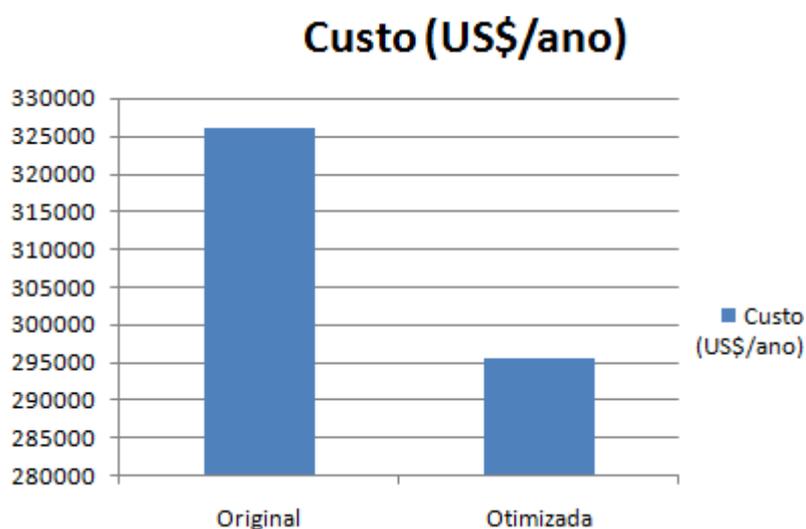


Figura 4.12 - Sumário dos custos para as topologias analisadas para o PEA 51

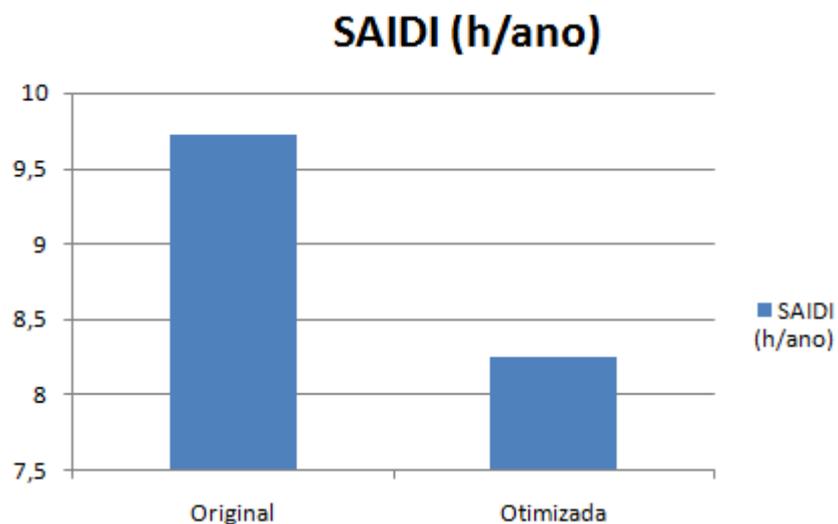


Figura 4.13 - Sumário dos índices SAIDI para as topologias analisadas para o PEA 51

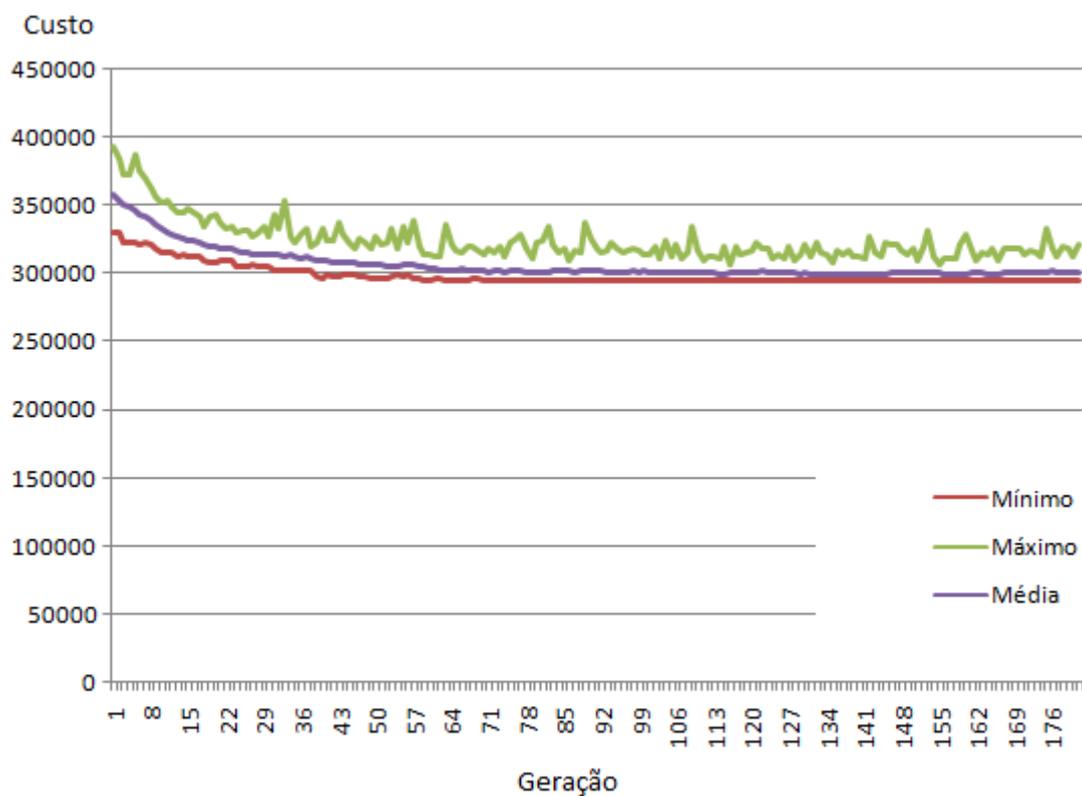


Figura 4.14 - Comportamento das gerações: otimização do PEA 51

4.4 Testes: Alimentador com 134 barras (Brasil)

4.4.1 Características do sistema e resultados originais

Em SILVA *et al* (2007), é mostrada uma rede de distribuição de energia elétrica localizada no Brasil, dotada de 134 barras - embora não haja menção sobre em qual cidade específica ela se encontra. Daqui em diante, tal rede será denominada *BR 134*, e sua topologia é a mostrada na Figura 4.15. Alguns dados concernentes a essa rede de distribuição também são apresentados no referido material, enquanto outros puderam ser extraídos do site da Faculdade de Engenharia Elétrica da UNESP. Devido à extensa quantidade de dados referentes a todas essas barras e linhas que as interligam, eles não serão apresentados aqui neste trabalho, mas podem ser facilmente obtidos no referido site que se encontra na Bibliografia deste trabalho. O único índice de confiabilidade original do sistema, apresentado nos dados pesquisados, é o SAIFI da rede, que é mostrado na Tabela 4.20:

Tabela 4.20 - Índice de confiabilidade original do *BR 134* (SILVA *et al* 2003)

Índice de Confiabilidade	Valor
SAIFI	6,2143

Legend:

- Main Section
- 1st Lateral Category
- 2nd Lateral Category
- Circuit Breaker
- Sectionalizing Switch
- ~** Fuse

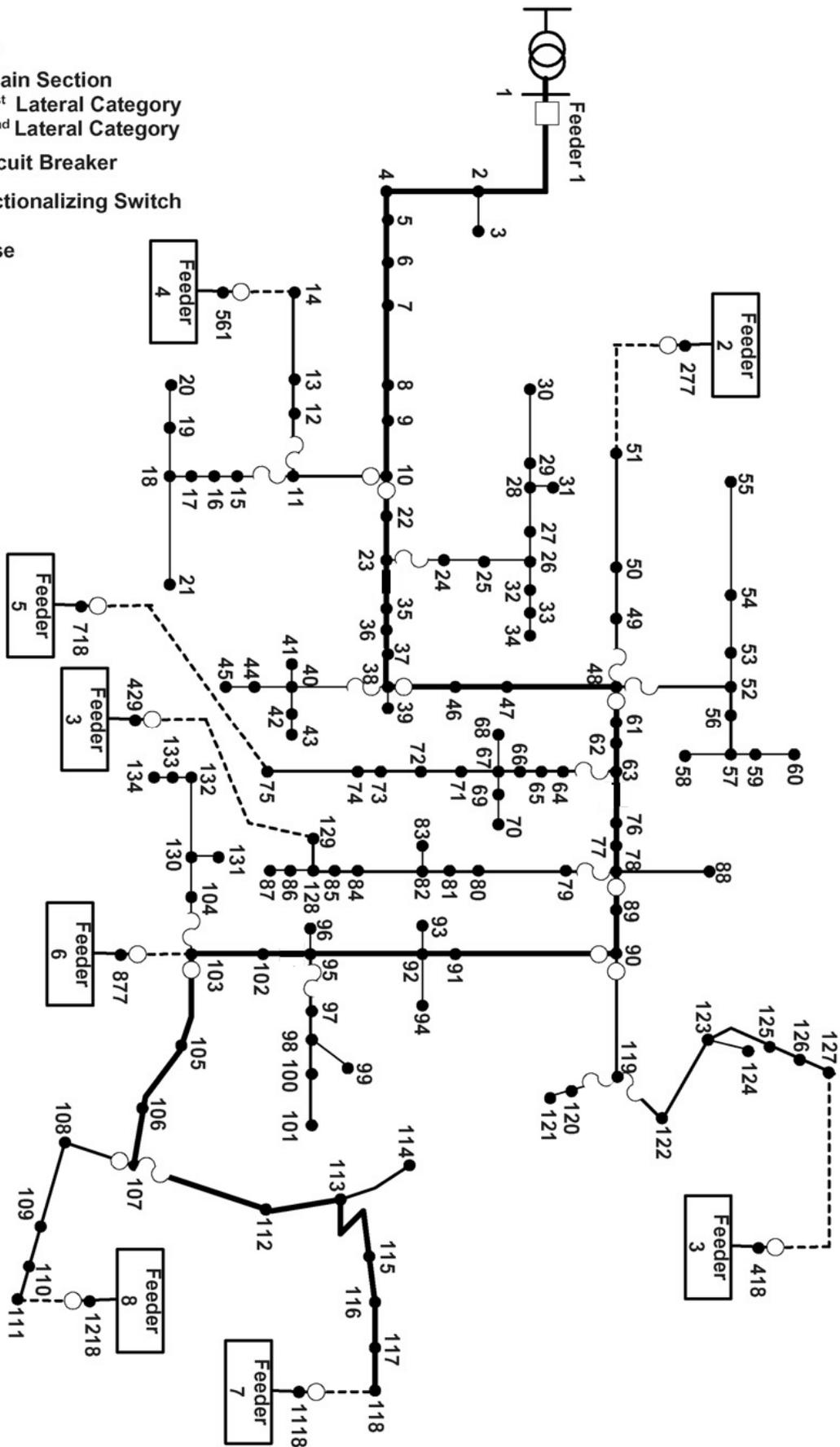


Figura 4.15 - Topologia original do BR 134 (SILVA *et al* 2007)

4.4.2 Resultados obtidos – topologia original

Ao simular o sistema *BR 134* no algoritmo desenvolvido neste trabalho, os resultados obtidos são dados na Tabela 4.21:

Tabela 4.21 - Resultados topologia original - Sistema *BR 134*

Topologia	SAIFI	SAIDI
Simulação	6,0959 (dif. 1,91%)	5,2662 (não há dado original de SAIDI para se calcular a diferença de resultados obtidos)

A similaridade entre o valor original e obtido de SAIFI mostra que o algoritmo desenvolvido pôde, com boa acuidade, calcular esse índice de confiabilidade do sistema analisado. A pequena diferença pode ser oriunda de:

- Diferentes truncamentos de valores processados pelos algoritmos ou entrada de dados;
- Diferentes formas de cálculo de índices totais de confiabilidade.

Muito embora não haja o valor original do índice SAIDI deste sistema nas referências consultadas, assume-se que o valor calculado pelo algoritmo esteja também em razoável conformidade com a realidade.

4.4.3 Resultados obtidos – processo de otimização

Será proposta aqui uma forma de otimização da topologia do *BR 134* quanto aos dispositivos de manobra instalados, levando-se em conta os custos associados aos equipamentos envolvidos e aos períodos de desenergização experimentados pelos consumidores. Isto será realizado por uma função objetivo de custo, que será minimizada com o algoritmo proposto. A aplicação do algoritmo neste caso, de acordo com o que foi exposto na seção 3.4, seguiu as definições:

- 1) *Construção de cromossomos*: das 134 seções do alimentador, definiu-se que 29 poderiam receber ou não chaves NC, mais pra perto do “de” ou do “para” dessas seções, o que geraria cromossomos de $29 \times 2 = 58$ bits. Esta definição é sustentada sobre o fato de que a seção inicial que contém o religador e todas as seções finais protegidas por fusíveis não devem

receber chaves, e os motivos destas considerações já foram explicados no teste do *RBTS BUS 5*. Portanto, temos para a análise de alocação de chaves as seções entre os nós: 10-11, 10-22, 22-23, 23-35, 35-36, 36-37, 37-38, 38-46, 46-47, 47-48, 48-61, 61-62, 62-63, 63-76, 76-77, 77-78, 78-89, 89-90, 90-91, 90-119, 91-92, 92-95, 95-102, 102-103, 103-105, 105-106, 106-107, 107-108 e 108-109. Isto gera o cromossomo mostrado na Figura 4.16:

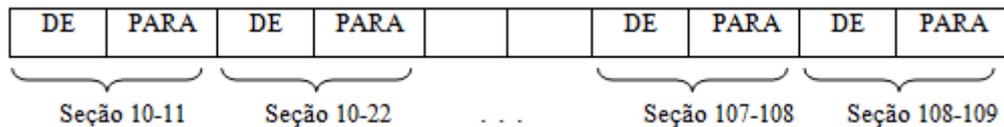


Figura 4.16 - Cromossomo associado ao processo de otimização do *BR 134*

- 2) *População inicial*: foi testado o valor de 60 indivíduos na população inicial neste caso.
- 3) *Cruzamento e mutação*: foi utilizado o fator 0,75 para a probabilidade de cruzamento e 0,005 para a probabilidade de mutação.
- 4) *Critério de parada*: foi testado o valor de 180 gerações neste caso.
- 5) *Função de aptidão*: não há dados de função de dano nas referências consultadas que descrevem este sistema. Tampouco foi observada alguma divisão percentual das cargas conectadas em cargas residenciais, comerciais ou industriais, o que inviabiliza uma análise mais elaborada do dano por desenergização sofrido pelos consumidores desta rede. Foi então assumido um valor de função de dano próximo ao do *RBTS BUS 5*, sendo fixado portanto o valor em 4,0 US\$/kW.h. Assim, monta-se a função objetivo do problema, aplicando os dados obtidos na equação 3.14. Obtém-se a equação 4.8:

$$Custo_{BR134} = F.1500 + C.2500 + \sum_{i=1}^n P_i.4,0.DIC_i \quad 4.8$$

Onde todas as variáveis já foram explicadas na equação 3.14.

A simulação, com fins de minimização do custo da rede, foi conduzida três vezes, com fins de se aumentar a probabilidade de se encontrar a solução ótima global do problema. Cada simulação, nas condições descritas, levou cerca de 20 horas para ser realizada. O cromossomo associado à topologia otimizada, encontrado pelo algoritmo, é o caracterizado pela Tabela 4.22 e pela Tabela 4.23. Ele conta com nove chaves NC, de

tal forma que, dessas nove, seis estão mais para perto dos nós “de” nas seções 10-11, 10-22, 76-77, 78-89, 91-92 e 107-108, e as três restantes estão mais para perto dos nós “para” nas seções 23-35, 47-48 e 105-106, como ilustrado na Figura 4.17, e como resultados numéricos os mostrados na Tabela 4.24.

Tabela 4.22 - Cromossomo da topologia otimizada do BR 134: bits de 1 a 29

1	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Tabela 4.23 - Cromossomo da topologia otimizada do BR 134: bits de 30 a 58

0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Tabela 4.24 - Índices de confiabilidade e custos obtidos para a topologia otimizada do BR 134

Índice de confiabilidade do sistema	Valor
SAIFI (falhas/ano.consumidor)	6,0959
SAIDI (horas/ano.consumidor)	5,2728
Custo equipamentos: 13 fus., 9 NC (US\$/ano)	42000,00
Custo consumidores (US\$/ano)	203830,00
Custo associado total (US\$/ano)	245830,00

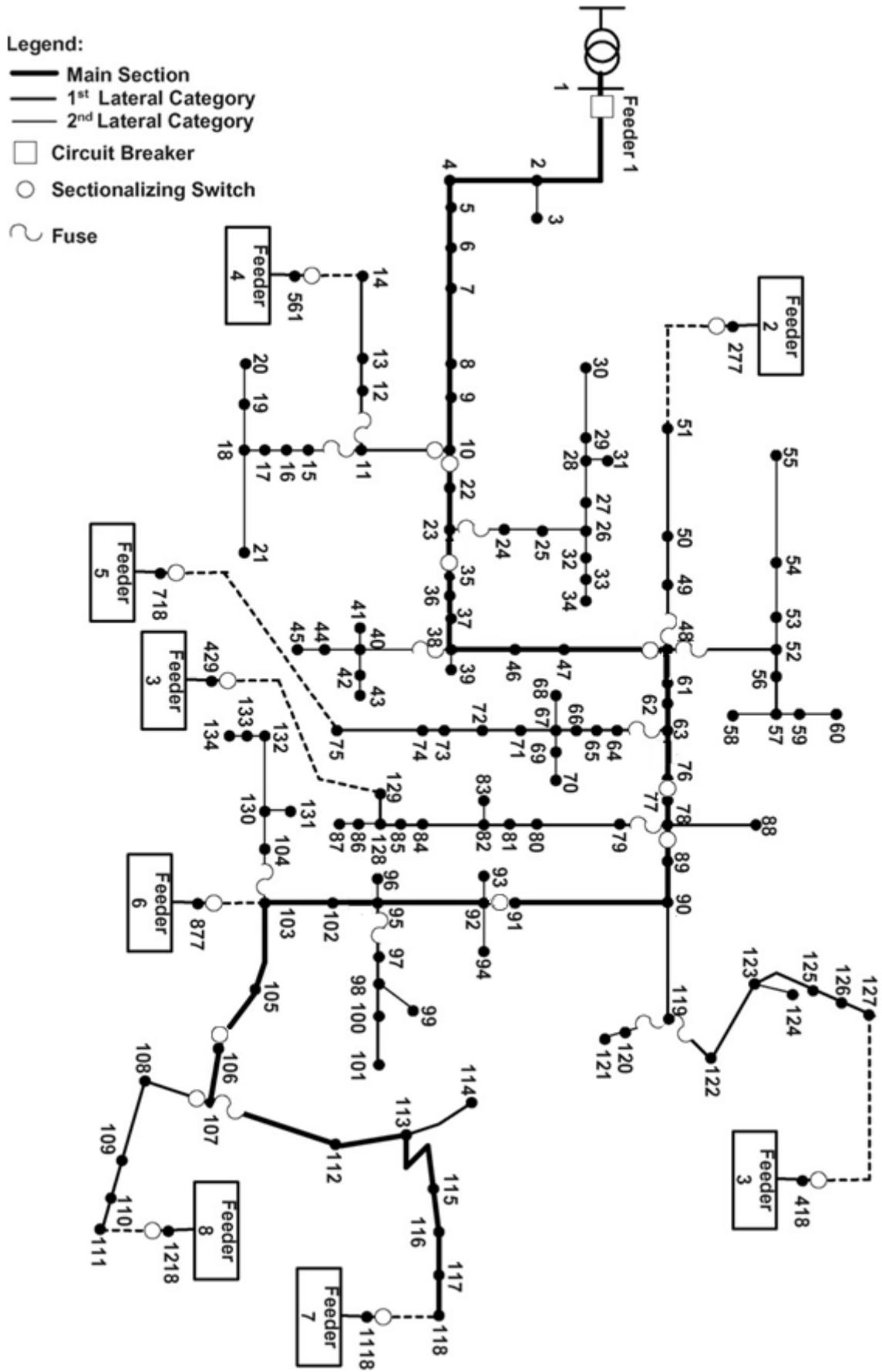


Figura 4.17 - Topologia otimizada para o BR 134, de acordo com o algoritmo proposto

Dos resultados, podemos fazer as seguintes análises:

- I. Ao aplicar a mesma função de custo 4.8 à topologia original, obtém-se como custo o valor anual de US\$ 251.740,00, enquanto que a topologia otimizada pelo algoritmo proposto indica um custo anual de US\$ 245.830,00. Isto significa uma redução de 2,35% dos custos despendidos pela concessionária, anuais, na manutenção do sistema em questão. Em valores absolutos, isto representa a economia de US\$ 5.910,00 por ano.
- II. O número de chaves NC em atuação na linha manteve-se em 9. Houve um ligeiro aumento no índice SAIDI da rede, de 5,2662 h/ano para 5,2728 h/ano, o que representa um aumento de 0,12%. Em valores absolutos, isto representa aumento médio anual de 0,0066 h/ano, ou seja, elevação de cerca de 23 segundos, dentre um ano inteiro, de interrupção média nos pontos de consumo – ou seja, prejuízo quase nulo no índice de confiabilidade.

Os resultados são condizentes com um problema de minimização de custos. Houve mais redução relativa de custos totais do que aumento no índice SAIDI da rede. A rede manteve seu número total de chaves NC, de modo que a topologia otimizada pode ser implantada na prática pela simples realocação das chaves existentes. A topologia otimizada permite boa economia anual, com prejuízo quase nulo de confiabilidade. Os resultados são ilustrados nos gráficos da Figura 4.18 e Figura 4.19.

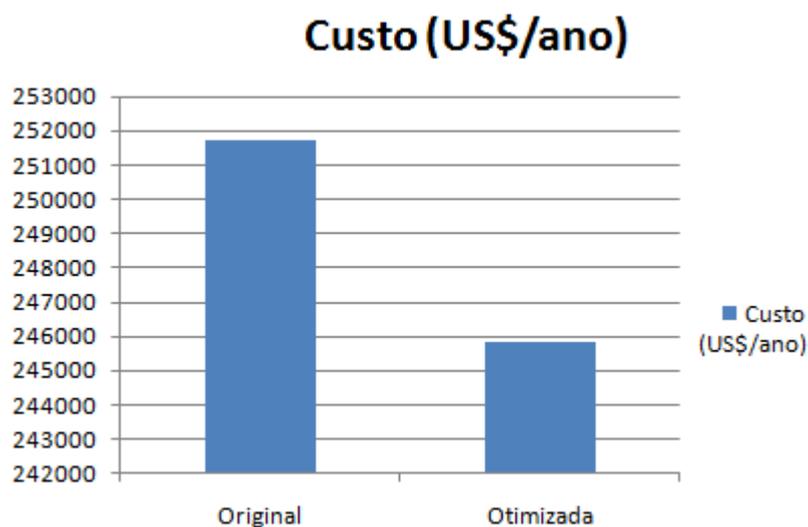


Figura 4.18 - Sumário dos custos para as duas topologias analisadas para o BR 134

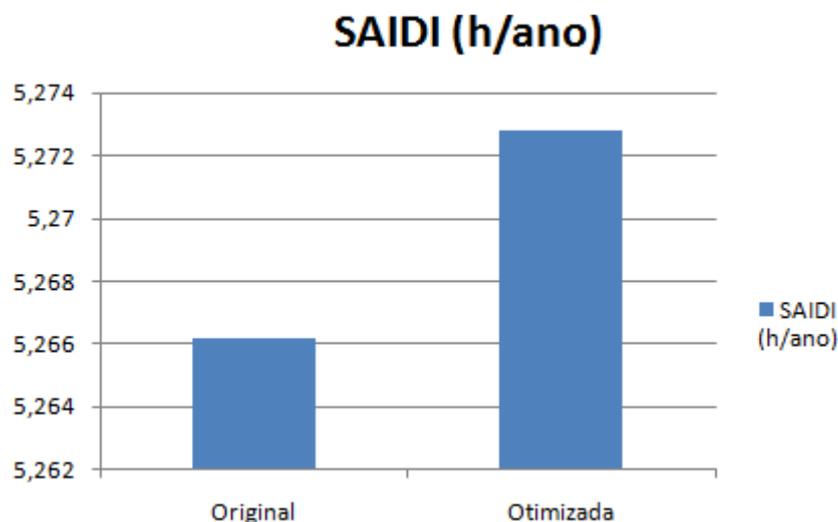


Figura 4.19 - Sumário dos índices SAIDI para as duas topologias analisadas para o BR 134

Em nenhuma dessas soluções, haveria extrapolação de tempos máximos de desenergização de acordo com os critérios atuais das concessionárias brasileiras. Conclui-se com um gráfico que ilustra o comportamento das gerações ao longo do processo de otimização, na Figura 4.20:

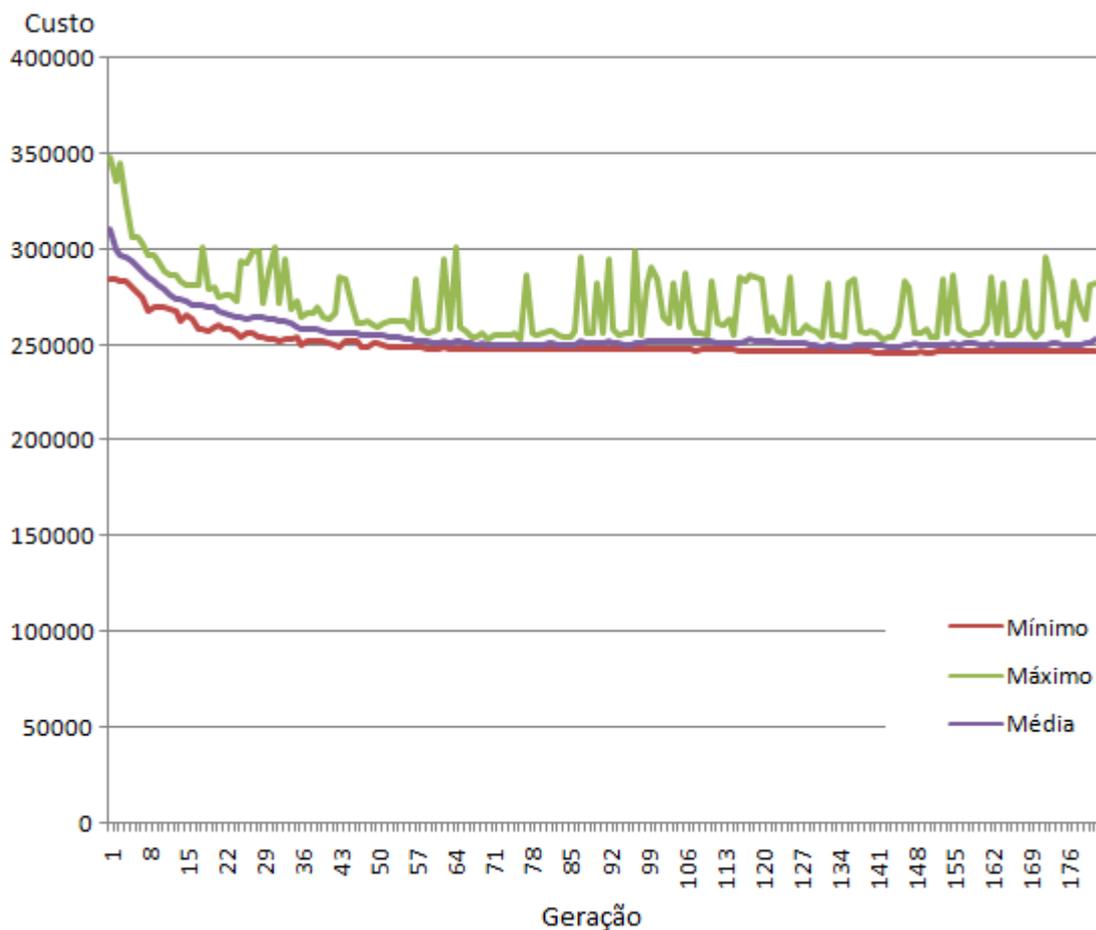


Figura 4.20 - Comportamento das gerações do processo de otimização do BR 134

4.5 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo foram apresentados resultados de simulações feitas com três sistemas de distribuição: o *RBTS BUS 5*, o *PEA 51* e o *BR 134*. Cada um desses sistemas apresenta as suas peculiaridades topológicas, e envolve um crescente número de nós e seções a serem analisados quando se deseja calcular os índices de confiabilidade da rede.

Cada sistema foi simulado, em primeiro lugar, em sua topologia original, com fins de se comprovar que o algoritmo desenvolvido poderia calcular os seus índices de confiabilidade com precisão. Comparando com os resultados originais das literaturas pesquisadas, pode-se dizer que houve bom comportamento do algoritmo nesse quesito.

Em segundo lugar, cada topologia foi otimizada em relação aos custos anuais do sistema, que envolvem os custos médios de instalação e manutenção de equipamentos de proteção e manobra, bem como os custos de consumidores submetidos a períodos de desenergização. Cada topologia possuiu os seus parâmetros genéticos próprios e foi simulada algumas vezes (indicadas em cada teste), com fins de maximizar a chance de obtenção do custo mínimo global no contexto da evolução genética.

Por fim, cada resultado foi analisado, sendo mostrado, para cada caso, gráficos comparativos dos custos de topologia original e otimizada, bem como dos índices de confiabilidade SAIDI da rede original e otimizada. Também foi mostrado, para cada caso, o comportamento de cada geração no algoritmo genético. Muitas gerações foram utilizadas com fins de se maximizar as chances de obtenção do mínimo custo global, mas pôde ser percebido que em cada caso o algoritmo convergiu para a solução ótima em bem menos gerações do que o estipulado.

Conclui-se, portanto, que o algoritmo desenvolvido pôde atender aos seus propósitos de otimização de topologias de distribuição.

Capítulo 5 Conclusões

5.1 Conclusões Gerais

Neste trabalho foi desenvolvida uma ferramenta computacional que modela uma rede de distribuição para fins de cálculos de índices de confiabilidade e uma metodologia composta principalmente de um algoritmo genético com o objetivo de se encontrarem soluções otimizadas, buscando uma melhoria de índices de confiabilidade em termos de custos envolvidos (de equipamentos e de desenergizações), para o problema de alocação de dispositivos de manobra nessa rede.

Foi feita, primeiramente, uma abordagem teórica sobre a teoria da confiabilidade aplicada às redes de distribuição, sobretudo a definição dos índices de confiabilidade mais comuns utilizados no Brasil e no mundo. Como a teoria da confiabilidade é um pressuposto para todo o trabalho desenvolvido nesta dissertação, considera-se a sua descrição como de suma importância.

Em seguida, foi descrita a modelagem de redes de distribuição desenvolvida para ser utilizada para cálculos de índices de confiabilidade e pelo algoritmo, desenvolvida a partir da noção da teoria dos grafos. Esta modelagem se baseia em matrizes diversas que fornecem detalhes das redes de distribuição no que concerne cálculos de índices de confiabilidades dessas redes a partir dos parâmetros históricos de confiabilidade de seus componentes. Ressalta-se que essa modelagem foi desenvolvida possivelmente de forma original, de forma que em nenhuma literatura pesquisada encontrou-se uma modelagem semelhante. Uma das vantagens dessa modelagem é a possibilidade de se avaliar a posição relativa de um equipamento de proteção ou manobra entre dois nós da rede, ou seja, mais próximo de um ou outro nó, o que impacta no funcionamento dos esquemas de proteção e manobra da rede.

Uma vez modelada a rede, pode-se por meio de rotinas implementadas calcular os índices FIC e DIC dos nós dessa rede, baseando-se em parâmetros históricos de confiabilidade dos seus componentes, sua topologia e seus esquemas de proteção e manobra. O cálculo desses índices leva à possibilidade de se calcular outros índices, como a FEC e a DEC da rede como um todo.

Foi desenvolvida uma metodologia de otimização baseada em algoritmo genético com função objetivo de redução de custos, capaz de montar e avaliar a aptidão de

cromossomos referentes às possíveis posições das chaves seccionadoras ao longo dos alimentadores das redes. Tal algoritmo permite a avaliação de topologias otimizadas de redes de distribuição no que tange seus custos agregados de instalação e manutenção de equipamentos e custos relativos a períodos de desenergização sofridos por consumidores, baseando-se numa função composta de dano com dados referentes a pesquisas de custo orientadas a consumidores e concessionárias. A otimização leva então à melhoria de índices de confiabilidade em relação aos custos associados.

A ferramenta foi testada em três casos práticos de redes de distribuição. Em todos os casos, foi possível perceber um bom comportamento do algoritmo, conduzindo a soluções otimizadas para o problema de alocação de chaves numa rede de distribuição no que diz respeito, sobretudo, aos custos associados às topologias testadas. Cada um desses três casos práticos, como todos os casos práticos de redes de distribuição, possui seus próprios detalhes e especificidades, o que indica que o algoritmo desenvolvido não depende de nenhuma restrição e topologia, podendo a princípio ser aplicado a qualquer caso de rede de distribuição.

Portanto, conclui-se que os objetivos do trabalho foram cumpridos. Espera-se que a modelagem desenvolvida possa ser útil e contributiva, sobretudo aos engenheiros de confiabilidade, engenheiros de distribuição, concessionárias de energia e pesquisadores em geral.

5.2 Trabalhos Futuros

O trabalho apresentado ilustra um início da análise geral do problema de melhoria de índices de confiabilidade e mais especificamente de alocação de dispositivos numa rede de distribuição, tendo como objetivo principal a alocação de chaves seccionadoras em pontos dos alimentadores que permitam uma redução global dos custos associados às redes. Alguns dos trabalhos futuros que podem ser feitos, visando a melhoria da ferramenta, são:

- ✓ Inclusão das faltas momentâneas, extremamente frequentes nas redes de distribuição, que são de importante análise com o observado crescimento de sensibilidade das cargas conectadas à rede elétrica;

- ✓ Alocação otimizada de religadores, para que se otimize os custos da rede conjugados com as faltas momentâneas que foram descritas anteriormente;
- ✓ Análise da reconfiguração do circuito através de chaves NO, levando-se em conta a viabilidade dessas operações (sujeitas a cálculos de transferência de cargas), de forma otimizada (quais manobras reenergizam o máximo número possível de consumidores, obedecendo a todas as restrições);
- ✓ Análise de sistemas de distribuição que não são essencialmente radiais;
- ✓ Inclusão da possibilidade de falhas operacionais de equipamentos de proteção;
- ✓ Implementar outros algoritmos de otimização (como programação inteira) com fins de comparação de resultados;
- ✓ Análise de contingências de 2ª ordem para sistemas malhados;
- ✓ Utilizar método de Monte Carlo para simulação de contingências e cálculos de confiabilidade.

Bibliografia

- AHUJA, R.; MAGNATI, T.; ORLIN, J. Network flows: Theory, algorithms and applications. Prentice Hall, 1994.
- AOKI, K.; SATOH, T.; ITOH, M.; KUWABARA, H.; KANASASHI, H. Voltage Drop Constrained Restoration of Supply by Switch Operation in Distribution Systems. IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 3, No.3, July 1988
- BENAVIDES, A. J.; RITT, M.; BURIOL, L. S.; FRANCA, P. M. An iterated sample construction with path relinking method: Application to switch allocation in electrical distribution networks. Computers & Operations Research 40, 2013
- BILLINTON, R.; ALLAN, R.N.; SJARIEF, I.; GOEL, L.; SO, K.S. A Reliability Test System for Educational Purposes - Basic Distribution System Data and Results. IEEE Trans. Power Systems, Vo1.6, No. 2, May 1991
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. Reliability Evaluation of Engineering Systems Concepts and Techniques. 2nd. ed. New York: Editora Plenum Press, 1992.
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. Reliability Evaluation of Power Systems. 2nd. ed. New York: Editora Plenum Press, 1994.
- BILLINTON, R.; JONNAVITHULA, S.. Optimal Switching Device Placement in Radial Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 3, July 1996
- BROWN, R. E. Electric Power Distribution Reliability. 2nd edition. CRC Press, 2009
- CASAROTTO FILHO, N.; KOPITKE, B. H. Análise de Investimentos. 11ª edição. Editora Atlas, 2010.
- CHEN, C. S.; LIN, C. H.; CHUANG, H. J.; LI, C. S.; HUANG, M. Y.; HUANG, C. W. Optimal Placement of Line Switches for Distribution Automation Systems Using Immune Algorithm. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS,

DA SILVA, A. M. L.; SCHMITT, W. F.; CASSULA, A. M. Analytical and Monte Carlo Approaches to Evaluate Probability Distributions of Interruption Duration. IEEE Trans. Power Systems, Vol.20, No. 3, August 2005

FERREIRA, G. D.; BRETAS, A. S.; CARDOSO JR., G. Optimal Distribution Protection Design Considering Momentary and Sustained Reliability Indices. Modern Electric Power Systems 2010, Wroclaw, Poland

FERREIRA, G. D.; BRETAS, A. S. A nonlinear binary programming model for electric distribution systems reliability optimization. Electrical Power and Energy Systems 43 (2012)

FLETCHER, R. Practical Methods of Optimization. 2nd. ed. New York: John Wiley Sons, 2001.

JONNAVITHULA, S.; BILLINTON, R. A Test System For Teaching Overall Power System Reliability Assessment. IEEE Trans. Power Systems, Vol. 11, No. 4, November 1996

LINDEN, R. Algoritmos Genéticos. 3ª edição. Editora Ciência Moderna. 2012

MILOCA, S. A. Planejamento da expansão em redes de distribuição de energia elétrica com indicadores de confiabilidade e base de dados georreferenciada. Tese de Doutorado. Curitiba, Brasil 2012

MIRANDA, V.; RANITO, J. V.; PROENCA, L. M. Genetic Algorithms in Optimal Multistage Distribution Network Planning. IEEE Trans. Power Systems, Vol. 9, No. 4, Nov. 1994.

MORADI, A.; FOTUHI-FIRUZABAD, M. Optimal Switch Placement in Distribution Systems Using Trinary Particle Swarm Optimization Algorithm. IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 23, NO. 1, JANUARY

2008

Padrão IEEE 1366: Guide for Electric Power Distrib. Reliability Indices. IEEE, 2003

POPOVIC, D.; CIRIC, R.; A Multi-Objective Algorithm for Distribution Network Restoration. IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 14, No. 3, July 1999

PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Revisão vigência 2015

RESOLUÇÃO No 24, DE 27 DE JANEIRO DE 2000. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras

SARDOU, I. G.; BANEJAD, M.; HOOSHMAND, R.; DASTFAN, A. Modified Shuffled Frog Leaping Algorithm for Optimal Switch Placement in Distribution Automation System Using a Multi-Objective Fuzzy Approach. IET Generation, Transmission & Distribution, 2012, vol.6, iss. 6.

SHIRMOHAMMADI, D. Service Restoration in Distribution Networks Via Network Reconfiguration. IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 7, No. 2, April 1992

SILVA, L. G. W.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Allocation of protective devices in distribution circuits using nonlinear programming models and genetic algorithms. Electric Power Systems Research 69, 2003.

SILVA, L. G. W.; PEREIRA, R. A. F.; ABBAD, J. R.; MANTOVANI, J. R. S. Optimized placement of control and protective devices in electric distribution systems through reactive tabu search algorithm. Electric Power Systems Research 78, 2007.

Site do LAPSEE – UNESP. <http://www.feis.unesp.br/#!/departamentos/engenharia-eletrica/pesquisas-e-projetos/lapsee/downloads/materiais-de-cursos1193/>

- SOHN, J. M.; NAM, S. R.; PARK, J. K. Value-Based Radial Distribution System Reliability Optimization. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 21, NO. 2, MAY 2006.
- SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimized Distribution Protection Using Binary Programming. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No. 1, January 1998
- SRINIVASAN, D.; WEN, F.; CHANG, C. S.; LIEW, A. C. A Survey of Applications of Evolutionary Computing to Power Systems. Proceedings of the International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems. IEEE Catalog 96TH8152, Jan. 1996
- SUNDHARARAJAN, S.; PAHWA, A. Optimal Design of Secondary Distribution Systems Using a Genetic Algorithm. Proceedings of the 27th Annual North American Power Symposium, IEEE, October 1995.
- TIPPACHON, W.; RERKPREEDAPONG, D. Multiobjective optimal placement of switches and protective devices in electric power distribution systems using ant colony optimization. Electric Power Systems Research 79, 2009.
- UCAK, C.; PAHWA, A. An Analytical Approach for Step-by-Step Restoration of Distribution Systems Following Extended Outages. IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 9, No. 3, July 1994
- YEH, E. C.; VENKATA, S. S.; SUMIC, Z. Improved Distribution System Planning Using Computational Evolution. Proceedings of 1995 IEEE Power Industry Computer Applications Conference. IEEE, May, 1995.
- ZAMBON, E.; BOSSOIS, D. Z.; GARCIA, B. B.; AZEREDO, E. F. A Novel Nonlinear Programming Model for Distribution Protection Optimization. IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 24, NO. 4, OCTOBER 2009