UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO JOÃO DEL-REI PRÓ-REITORIA DE PESQUISA	CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS DIRETORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA – PPGEL	

APLICAÇÃO DA CONFIABILIDADE NA RECONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Moisés Goulart da Silva

Orientador: Prof. Luiz Antônio da Fonseca Manso

Coorientador: Prof. Luiz Carlos do Nascimento

Dissertação submetida ao PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA – PPGEL, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Novembro de 2015

São João del-Rei – MG – BRASIL

Moisés Goulart da Silva

APLICAÇÃO DA CONFIABILIDADE NA RECONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Banca Examinadora

Orientador: Prof. Luiz Antônio da Fonseca Manso

Coorientador: Prof. Luiz Carlos do Nascimento

Prof. André Luís Marques Marcato

Prof. Eduardo Gonzaga da Silveira

São João del-Rei, 25 de novembro de 2015

À minha pequena princesa, Ana Luísa.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus, que me concedeu tudo o que tenho e todas as minhas conquistas e que me conduziu por bons caminhos, sempre me abençoando.

Aos meus pais, Antônio e Mercês, que sempre estiveram ao meu lado na construção da minha vida e que são meu suporte em qualquer situação.

Às minhas irmãs, Marina e Marília, que foram muito além do companheirismo fraternal, sendo as maiores incentivadoras da minha vida acadêmica.

À minha esposa, Andréia, que me acompanhou em grande parte do caminho percorrido por mim durante o mestrado, sempre me apoiando e incentivando.

A todos os amigos do mestrado, pessoas com as quais passei bons momentos, e que compartilharam mais do que conhecimento, mas também lições de vida.

Ao Fernando Assis, que conheci na minha estadia em São João del-Rei e que, além de se tornar um grande amigo, sempre me ajudou nas disciplinas do mestrado com imensa boa vontade.

Agradeço a todos os professores do PPGEL, e em especial aos meus orientadores neste trabalho, Prof. Luiz Antônio da Fonseca Manso e Prof. Luiz Carlos do Nascimento. A eles agradeço pelos ensinamentos, pela paciência, pelo apoio e pelos conselhos.

Agradeço à UFSJ, em parceria com o CEFET, pela oportunidade de desenvolver este trabalho e à CAPES, pelo apoio financeiro.

RESUMO

O Sistema Elétrico de Distribuição (SED), em decorrência de sua maior participação na ocorrência de falhas de todo o sistema elétrico, vem ganhando espaço dentro dos estudos de confiabilidade, notadamente a partir da década de 1990. Com fiscalização mais rigorosa no setor nos últimos anos, incluindo aplicação de multas pesadas, faz-se necessário analisar os impactos dos defeitos ocorridos, visando à diminuição das interrupções de fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

Com o aumento do consumo de energia elétrica, e também do número de consumidores, os SEDs têm se tornado cada vez mais complexos, o que traz alguns complicadores no que diz respeito à análise de suas falhas. Programas que processam essas falhas precisam tratar grande quantidade de dados, assim como os aspectos operacionais destes sistemas. O aprimoramento das técnicas existentes, ou mesmo o uso de novas técnicas, visando reproduzir mais fielmente as características dos SEDs, têm apresentado bons resultados. No entanto, o decorrente aumento da complexidade, assim como do volume de dados, torna o processamento muito mais extenso e demorado.

Inserida no contexto de viabilizar a aplicação da análise de confiabilidade no planejamento de sistemas reais, esta dissertação apresenta uma nova metodologia para a análise de confiabilidade de SEDs, onde os caminhos mínimos, necessários para a identificação dos conjuntos mínimos de corte, são determinados de forma implícita. Um processo eficiente, em termos de memória e esforço computacional, é proposto para a construção da Árvore de Conexões, a qual representa todas as conexões entre uma fonte e os pontos de carga por ela alimentados. Os caminhos mínimos ficam implicitamente definidos pelas Árvores de Conexões, sendo os conjuntos mínimos de corte obtidos diretamente destas árvores. Com este procedimento, todos os pontos de carga afetados por uma mesma contingência são identificados de forma conjunta e sem qualquer aproximação. Para ampliar a eficiência do método proposto, visando sua aplicação em sistemas reais de grande porte, foram empregadas técnicas avançadas de programação, como UML – *Unified Modeling Language* – e Programação Orientada a Objetos. Para validação da metodologia são utilizados sistemas reais de distribuição da Cemig. Ao final, é realizada uma aplicação do algoritmo desenvolvido visando à reconfiguração de um sistema, existente ou planejado, de distribuição de modo a obter melhores índices de confiabilidade.

ABSTRACT

The Electrical Distribution System (EDS), due to their greater participation in the event of the entire electrical system failures, is becoming more popular within the reliability studies, notably from the 1990s. With closer monitoring in the sector in recent years, including application of heavy fines, it is necessary to analyze the impact of defects occurred, aiming to reduce the interruptions of electricity supply to consumers.

With the increase of electricity consumption and also the number of consumers, EDSs have become increasingly complex, which brings some complicating factors with regard to the analysis of their flaws. Programs that process these failures need to treat large amount of data, as well as the operational aspects of these systems. The improvement of existing techniques – or even the use of new techniques – aimed more faithfully reproduce the characteristics of EDSs, have shown good results. However, the resultant increase in complexity and data volume makes the process more extensive and time consuming.

Keeping in mind the context of enabling the application of reliability analysis in planening of real systems, this dissertation presents a new methodology for EDSs reliability analysis, where the shortest paths necessary for the identification of minimum cut sets are implicitly determined. In terms of memory and computational effort, an efficient process is proposed to build the Connections Tree, which represents all connections between a source and load points for her fed. The shortest paths are implicitly defined by the Connections Trees, and the minimum cut sets are obtained directly from these trees. With this procedure, all load points affected by the same contingency are identified jointly and without approximation. To increase the efficiency of the proposed method for their application in large real systems, advanced programming techniques were used, such as UML – Unified Modeling Language – and Object Oriented Programming. For methodology validation are used real distribution systems of Cemig. Finally, an application of the developed algorithm is performed to the reconfiguration of an existing or planned distribution system, in order to obtain greater reliability.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS ..... **i**

LISTA DE TABELAS ..... **iii**

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS ..... **iv**

CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO **1**

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS 1

1.2 REVISÃO DA LITERATURA 8

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO 14

CAPÍTULO 2. AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO **16**

2.1 INTRODUÇÃO 16

2.2 MODELAGEM DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO 17

2.3 MÉTODO DOS CONJUNTOS MÍNIMOS DE CORTE 24

2.4 PRINCIPAIS ÍNDICES DE DESEMPENHO 26

2.5 UTILIZAÇÃO DE ÁRVORES PARA DETERMINAÇÃO DOS CAMINHOS MÍNIMOS DE CORTE 29

2.6 CONCLUSÕES 34

CAPÍTULO 3. METODOLOGIA PROPOSTA **35**

3.1 INTRODUÇÃO 35

3.2 MODELAGEM UML 36

3.2.1 Conceitos da Programação Orientada a Objetos 36

3.2.2 Herança e Polimorfismo 38

3.3 IDENTIFICAÇÃO DOS CONJUNTOS MÍNIMOS DE CORTE.....42

3.3.1 Estrutura da Árvore.....42

3.3.2 Determinação dos Conjuntos Mínimos de Corte 49

3.3.3 Decomposição de Sistemas 55

3.3.4 Testes Iniciais Utilizando os Sistemas RBTS e Papagaios.....58

3.3.5 Testes Utilizando os Sistemas Carangola e Varginha 62

3.4 CONCLUSÕES 64

CAPÍTULO 4. RECONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO 65

4.1 INTRODUÇÃO 65

4.2 ESTRATÉGIAS DE EVOLUÇÃO APLICADAS AO RSD.....66

4.3 APLICAÇÃO NO SISTEMA VARGINHA 69

4.4 AVALIAÇÃO DAS MELHORES SOLUÇÕES.....71

4.5 RESULTADOS ADICIONAIS 72

4.6 CONCLUSÕES 74

CAPÍTULO 5. CONCLUSÕES 76

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 78

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Níveis hierárquicos do sistema elétrico de potência.....2

Figura 1.2: Representação do nível hierárquico 1 para análise de confiabilidade.....3

Figura 1.3: Representação do nível hierárquico 2 para análise de confiabilidade.....3

Figura 1.4: Representação do nível hierárquico 3 para análise de confiabilidade.....4

Figura 2.1: Sistema com dois componentes conectados em série.....17

Figura 2.2: Sistema com dois elementos ligados em paralelo.....18

Figura 2.3: Exemplo de uma “malha NA”. 20

Figura 2.4: FonteNA representando o ramo que parte da ChaveNA1.....21

Figura 2.5: Exemplo de circuito que contém uma chave NA interna. 23

Figura 2.6: Árvore para o exemplo da Figura 2.5, onde há uma chave NA interna...23

Figura 2.7: Exemplo de uma Rede Equivalente de Confiabilidade.....25

Figura 2.8: Busca em amplitude em uma árvore binária simples. 30

Figura 2.9: Busca primeiro em profundidade em uma árvore binária.....31

Figura 2.10: Exemplo de inserção de ancestral como filho de descendente.....32

Figura 2.11: Exemplo de uma bifurcação em SEDs, justificando a poda do tio. 33

Figura 3.1: Hierarquia utilizada.....39

Figura 3.2: Listas encadeadas de Componentes e Barras.....40

Figura 3.3: Listas auxiliares ‘Elemento’ e ‘Árvore’ de cada componente.....41

Figura 3.4: Sistema hipotético. 43

Figura 3.5: Árvore do sistema hipotético. 43

Figura 3.6: (a) Ponteiros de um nodo qualquer. (b) Ponteiros do nodo Chave 3. 44

Figura 3.7: Sistema exemplo para demonstração da construção das árvores. 45

Figura 3.8: Início da construção da árvore do sistema da Figura 3.7. 46

Figura 3.9: Exemplificação da inserção e “não inserção” de componentes.....46

Figura 3.10: Finalização da construção da árvore. 47

Figura 3.11: Árvore RBTS parcial, que é iniciada na fonte1. 48

Figura 3.12: Árvore do sistema da Figura 3.7 que parte da FonteNA1. 49

Figura 3.13: Análise da falha da Linha1. (a) Árvore NF, (b) Árvore NA. 51

Figura 3.14: Análise da falha da Linha3. 52

Figura 3.15: Árvore NA: falha da Linha3. A ChaveNA1 não pode ser fechada. 53

Figura 3.16: Falha das cargas 1 e 2. 54

Figura 3.17: Corte nas cargas 1 e 2 devido à falha da carga 1. 54

Figura 3.18: Sistema de distribuição IEEE-RBTS Barra 2. 56

Figura 3.19: Alimentadores principais do sistema IEEE-RBTS barra 2. 57

Figura 3.20: Sistema RBTS barra 2 decomposto por alimentador. 58

Figura 3.21: Sistema elétrico de Papagaios. 61

Figura 3.22: Diagrama do sistema da cidade de Varginha. 63

Figura 4.1: Ramais 1 e 2 do sistema RBTS. 68

Figura 4.2: Comparação entre MR e MP. 73

Figura 4.3: Comparação da variação da quantidade de indivíduos. 74

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Índices de desempenho para avaliação de SEDs. 28

Tabela 3.1: Comparação de resultados para o sistema IEEE-RBTS Barra 2.....60

Tabela 3.2: Comparação entre os métodos via índices FIC e DIC – Papagaios.....62

Tabela 3.3: Comparação de desempenho computacional. 64

Tabela 4.1: *Speed up* da aplicação do MP ao sistema de Varginha. 70

Tabela 4.2: Índices FIC e DIC antes e depois da reconfiguração. 72

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

A	*Availability*
AENS	*Average Energy not Suplied*
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASAI	*Average Service Availability Index*
ASUI	*Average Service Unavailability Index*
CA	Corrente Alternada
CAIDI	*Custumer Average Interruption Duration Index*
CC	Corrente Contínua
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora
EENS	Energia Esperada Não Suprida
ENS	*Energy not Supplied*
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
FIFO	*First In First Out*
GW	Giga Watt
G&T	Geração e Transmissão
HP	*Horse Power*
IEEE	*Institute of Electrical and Electronic Engineers*
kV	Quilo Volt

LIFO	*Last In First Out*
LOLC	*Loss of Load Cost*
NA	Normalmente Aberto
NF	Normalmente Fechado
NH	Nível Hierárquico
OOD	*Object Oriented Design*
OOP	*Object Oriented Programming*
PG	Potência do Gerador
Prodist	Procedimentos de Distribuição
r	Duração média da falha
RTS	*Reliability Test System*
RBTS	*Roy BillintonTest System*
RP	Reserva de Potência
SAIDI	*System Average Interruption Duration Index*
SAIFI	*System Average Interruption Frequency Index*
SE	Subestação Elétrica
SED	Sistema Elétrico de Distribuição
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SMC	Simulação Monte Carlo
U	*Unavailability*
UC	Unidade Consumidora
UML	*Unified Modeling Language*
λ	Taxa de Falha
μ	Taxa de Reparo

CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Desde o início de seu uso comercial, na década de 1880, e ainda com transmissão em corrente contínua, a energia elétrica vem desempenhando papel fundamental na sociedade seja para uso residencial, comercial, industrial ou outro qualquer. Com pouco mais de um século, várias mudanças ocorreram no setor elétrico, mas não somente relacionados a fatores técnicos, pois houve, também, crescente aumento da preocupação com a qualidade da energia e confiabilidade no fornecimento aos consumidores.

A rápida popularização do uso de energia elétrica trouxe a necessidade de organização no setor, no qual o sistema elétrico de potência (SEP) passou a ser dividido em categorias, a saber: geração, transmissão e distribuição. Alguns trabalhos publicados, [B11], [L13], [S08], [R11] e [G10], também tratam a subtransmissão como categoria, e, inclusive, determinam níveis de tensão do sistema de subtransmissão. O livro [S99] acrescenta a categoria “carga”, mas agrupa transmissão e subtransmissão em uma única categoria.

Com a divisão das categorias, a geração representa o nível hierárquico 1 (NH1), seguido pelo nível hierárquico 2 (NH2), que engloba o NH1 e transmissão (geração e transmissão) e, finalmente, o nível hierárquico 3 (NH3), que engloba o NH2 e a distribuição (geração, transmissão e distribuição). Em 1989, foi introduzido o nível hierárquico 0 (NH0) para representar o sistema energético [LPS89], ou seja, todos os níveis NH1, NH2 e NH3 englobam o sistema energético (NH0). Esta divisão é usada na análise de confiabilidade, como será visto a seguir. A Figura 1.1 representa a divisão destas categorias, incluindo o nível hierárquico 0, que foi introduzido posteriormente.

O NH0 foi introduzido devido à necessidade de avaliar o balanço entre produção de energia elétrica e disponibilidade de recursos energéticos primários. Este nível hierárquico é voltado para recursos administráveis, como, por exemplo, água e combustível, que podem ser armazenados. No Brasil, a principal fonte é a água, onde o

maior impacto é percebido na coordenação hidrotérmica, a qual determina a participação das gerações de origem hidráulica e térmica no atendimento à demanda.

Os níveis hierárquicos 1, 2 e 3 são usados no tratamento de problemas instantâneos. Em dias nublados, por exemplo, há grande diminuição da produção advinda de fonte solar. Outro exemplo deve-se à baixa produtividade das centrais eólicas, em dias com poucos ventos. Além da influência climática, que afeta a geração proveniente de fontes renováveis, fatores econômicos também influenciam na geração de energia elétrica, como, por exemplo, preço do petróleo, que atinge os setores que geram energia a partir de combustíveis fósseis [F11].

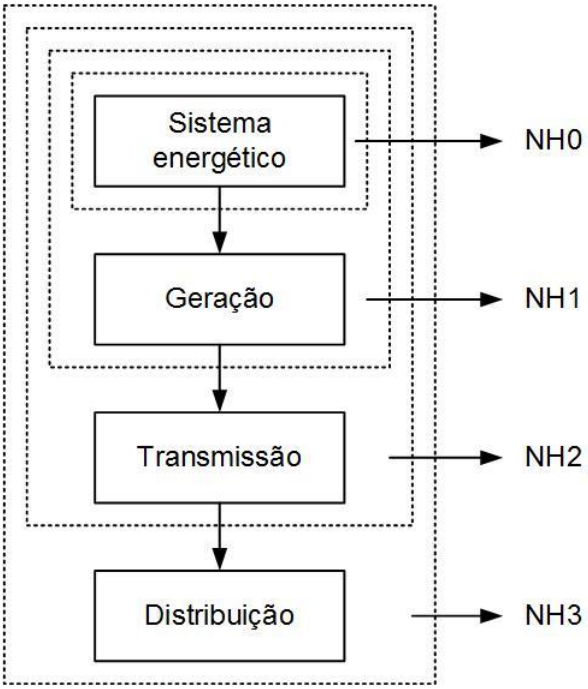

Figura 1.1: Níveis hierárquicos do sistema elétrico de potência.

Ao se tratar da avaliação da confiabilidade da geração, ou seja, do NH1, considera-se apenas uma barra, onde está concentrada toda geração e toda a carga. Neste caso, toda a influência e limitação da transmissão são desprezadas, o que implica em uma análise que leva em consideração, apenas, a carga momentânea e a geração disponível. As deficiências de fornecimento de energia elétrica aos consumidores se devem, exclusivamente, a falhas na geração. A Figura 1.2 representa a simplificação do sistema para análise de confiabilidade do nível hierárquico 1.

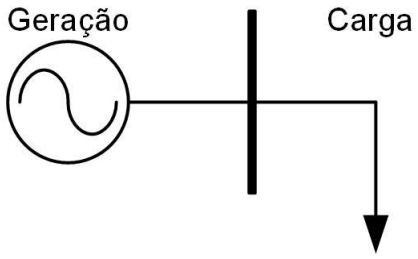

Figura 1.2: Representação do nível hierárquico 1 para análise de confiabilidade.

Como pode ser visto na Figura 1.1, para avaliar a confiabilidade no NH2, a transmissão também é considerada, ou seja, geração, transmissão e carga. Todas as limitações das redes de transmissão serão consideradas. Neste caso, faz-se necessário trabalhar com fluxo de potência, que deve incluir rotinas de otimização e possibilidade de tomada de medidas corretivas, como redespacho de potência, ajuste dos taps dos transformadores e, em último caso, corte de carga. A representação de um sistema simples no contexto do NH2 pode ser vista na Figura 1.3.

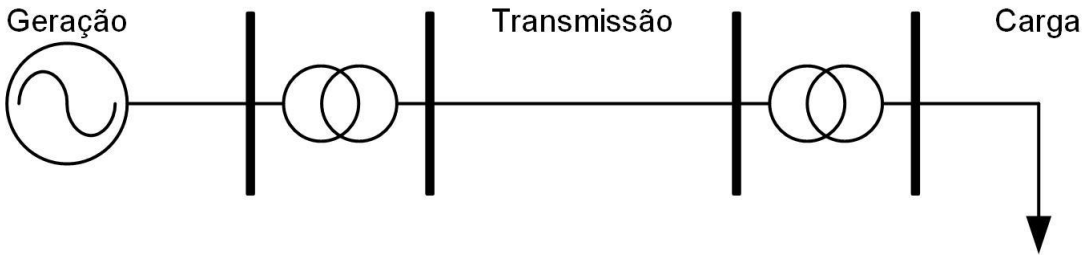

Figura 1.3: Representação do nível hierárquico 2 para análise de confiabilidade.

Seguindo na análise de confiabilidade, o NH3 incorpora todo o sistema elétrico de potência ao considerar, também, o sistema de distribuição, como pode ser visto na Figura 1.4. Contudo, esta configuração não tem despertado grande interesse de estudo. O que ocorre, geralmente, é o estudo feito em geração e transmissão (G&T), que é avaliado separadamente e incorporado ao restante do sistema como um único componente, ou conjunto de componentes [LCBM02]. Neste caso, há um bloco G&T associado à distribuição, que torna a análise mais simples.

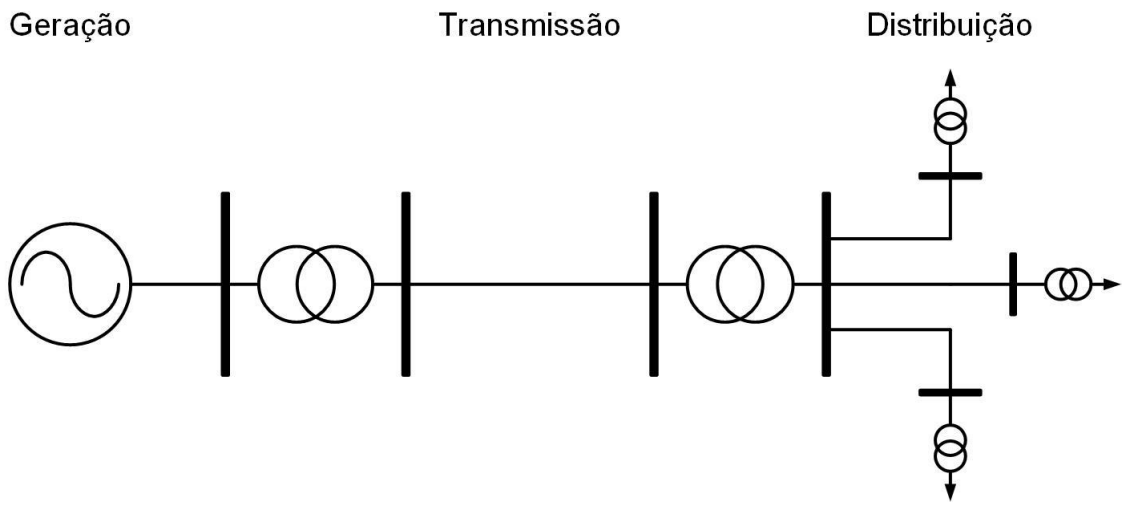

Figura 1.4: Representação do nível hierárquico 3 para análise de confiabilidade.

A quantidade de falhas em geração e transmissão apresenta valores muito baixos, o que indica que o bloco G&T é bastante confiável em oposição ao sistema de distribuição, que é responsável por cerca de 90% dos problemas de confiabilidade para os consumidores [B02].

Uma única falha no sistema G&T pode deixar grande quantidade de consumidores sem energia elétrica, porém é muito baixa a probabilidade de um evento como este acontecer. Ao passo que uma falha na distribuição geralmente causa interrupção de fornecimento para poucos consumidores, mas com maior probabilidade de ocorrência.

Com isso, é comum tratar da análise de confiabilidade de sistemas de distribuição considerando o bloco G&T 100% confiável. Mesmo neste cenário, geração e transmissão foram o principal foco de estudos de confiabilidade até a década de 1990, quando começou a haver um melhor equilíbrio entre os estudos nos três níveis hierárquicos.

A primeira publicação a respeito da confiabilidade dos sistemas de geração surgiu há cerca de setenta anos. Sobre transmissão e distribuição, não se sabe ao certo quando foi iniciado o interesse de estudo, mas as primeiras publicações mais significativas foram em 1964. Como exemplo citam-se os artigos [GMP64] e [T64]. Ambos introduziram importantes conceitos à análise de confiabilidade, mesmo apresentando conceitos complementares diferentes [A11].

A predominância de trabalhos envolvendo a transmissão é compreensível considerando-se a quantidade de energia elétrica que estes sistemas transportam, as distâncias de interligação e a grande região de abrangência. Porém, os sistemas elétricos de distribuição (SEDs) são mais ramificados e afetam os consumidores de forma mais direta, merecendo, portanto, igual atenção no que diz respeito à confiabilidade e segurança na operação destes sistemas.

O SED é um sistema que se conforma à própria topografia das cidades. Toda rua onde há pelo menos uma residência ou comércio também recebe um ramo da rede de distribuição. O SED é responsável pela conexão física entre os sistemas de transmissão, ou até mesmo pequenas unidades geradoras, e o consumidor de energia elétrica.

A energia distribuída é aquela efetivamente entregue aos consumidores e é de responsabilidade das distribuidoras. No Brasil, cerca de 60% da distribuição é de responsabilidade do setor privado e, consequentemente, 40% de responsabilidade de empresas públicas [A14].

Em 2014, o Brasil contava com mais de 74 milhões de "Unidades Consumidoras" (UC), sendo cada UC um conjunto de instalações e/ou equipamentos elétricos cujo recebimento de energia elétrica é feita em um único ponto de entrega, correspondendo a um único consumidor. Dentre os consumidores, 85% das UCs brasileiras são residenciais [A14].

Com tanta responsabilidade, os SEDs se tornaram um dos mais regulados e fiscalizados sistemas, tendo a obrigação de prestar contas ao órgão regulador do setor, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Esta agência edita resoluções, portarias e outras normas que regem os sistemas de distribuição, tratando do assunto com muito rigor. Como exemplo, podem ser citados os Procedimentos de Distribuição (Prodist), cuja função é dispor disciplinas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação e medição da energia elétrica. Além dos itens mencionados, o Prodist também estabelece critérios e indicadores de qualidade tanto para os consumidores quanto para os produtores, assim como distribuidores e agentes importadores e exportadores de energia elétrica [A00], [A14].

Paralelamente ao Prodist, há outro referencial do setor, que é a Resolução 414 de 2010, também da ANEEL, que trata de questões relativas à distribuição, apresentando, inclusive, definições usadas neste tipo de sistema, como explicando o que é distribuição, trazendo conceitos-chave e normas de funcionamento, cobrança e atendimento, dentre outros [A00], [A14].

Além destas definições, outros fatores e mudanças podem ser observados no setor. Um deles diz respeito à progressão do sistema, pois, com o passar do tempo, os SEDs vêm se tornando cada vez maiores e mais complexos, tanto para atender aos consumidores, quanto para que este atendimento ocorra da melhor forma possível, no que diz respeito à confiabilidade do sistema e à qualidade de energia elétrica. Atualmente, há mais alternativas para que o fornecimento de energia aos consumidores não seja interrompido, ou em caso de interrupção, que esta seja solucionada em menor tempo possível.

Para que isso ocorra, é necessário que programas mais eficientes e robustos operem os dados do sistema e forneçam resultados precisos, que levem em consideração particularidades do sistema em questão. Em geral, os programas atuais de avaliação do desempenho de SEDs não são capazes de representar detalhadamente a operação destes sistemas ou se mostram muito lentos e requisitando grande espaço disponível na memória RAM. Uma espera muito elevada para a obtenção de resultados pode tornar o processo de planejamento muito moroso e tedioso, inviabilizando a obtenção de soluções de boa qualidade ou a solução ótima.

Sistemas mais confiáveis, além de propiciar um melhor atendimento às necessidades dos consumidores, podem ser mais lucrativos para as concessionárias de energia elétrica, pois estas podem receber gratificações devido à qualidade do fornecimento de energia.

Antes de entrar no estudo de confiabilidade, algumas definições devem ser conhecidas, as quais serão apresentadas a seguir. Dentre as redes usadas no transporte de energia elétrica, têm-se as linhas de média tensão, cujo valor está entre 2,3 kV e 44 kV. São redes mais fáceis de serem vistas em ruas e avenidas, geralmente no alto dos postes de concreto, e são compostas por três condutores.

Já as redes de baixa tensão são aquelas cuja tensão pode variar entre 110 e 440 V, e quando em rede aérea, dividem os mesmos postes da rede de média tensão, porém abaixo daqueles condutores. Estas redes são as que levam energia elétrica às residências e pequenos comércios e indústrias, também de pequeno porte, através dos ramais de ligação. Comércios e indústrias de médio porte, bem como supermercados, recebem energia elétrica da rede de média tensão, tendo a responsabilidade de converter a valores mais baixos de tensão para o uso interno.

Os quatro tipos de redes existentes são apresentados a seguir:

Rede de Distribuição Aérea Convencional: É o tipo de rede elétrica mais encontrada no Brasil, na qual os condutores são nus (sem isolamento). Exatamente por isso, essas redes são mais suscetíveis à ocorrência de defeitos (curtos-circuitos), principalmente quando há contato de galhos de árvores com os condutores elétricos.

Rede de Distribuição Aérea Compacta: Surgidas no Brasil na década de 1990, as redes compactas são muito mais protegidas que as redes convencionais, não somente porque os condutores têm uma camada de isolação, mas porque a rede em si ocupa bem menos espaço, resultando em menor número de perturbações.

Rede de Distribuição Aérea Isolada: Esse tipo de rede é bastante protegido, pois os condutores são encapados com isolação suficiente para serem trançados. Geralmente mais cara, essa rede é utilizada em condições especiais.

Rede de Distribuição Subterrânea: A rede subterrânea é aquela que proporciona o maior nível de confiabilidade e também o melhor resultado estético, dado que as instalações e dutos ficam embutidos no solo. No entanto, as redes subterrâneas são bem mais caras que as demais soluções, sendo comuns apenas em regiões muito densas ou onde há restrições para a instalação das redes aéreas [A14].

Neste contexto, a presente dissertação traz um estudo da confiabilidade de SEDs, propondo uma nova metodologia, a qual utiliza uma estrutura bastante comum em outros ramos de estudo, que é a estrutura em árvore.

1.2 REVISÃO DA LITERATURA

No final do século XIX, o desenvolvimento das máquinas elétricas chegou ao ponto de substituir grande parte das máquinas a vapor, predominantes até o momento. A energia elétrica passara, então, a desempenhar um papel importante na economia mundial, principalmente nas indústrias e meios de transporte.

A primeira empresa geradora de energia elétrica foi fundada neste século, mais especificamente em 1882, impulsionada pela lâmpada elétrica, invenção de Thomas Edison, três anos antes. Em Nova Iorque, Edison criou um sistema cujos geradores eram acionados por máquinas a vapor, com distribuição de energia por barras de cobre [K09]. Este sistema chegou a distribuir energia elétrica em corrente contínua (CC), ao nível de 110 V, para até 400 clientes. Com consumo predominante de iluminação pública e residências, houve grande aceitação e, em pouco tempo, a necessidade de expansão. Mas limitações técnicas e econômicas restringiram a transmissão a pequenas distâncias.

Nas duas décadas que seguiram, ocorreu a chamada “Guerra das Correntes”, na qual Edison defendia a corrente contínua para distribuição de energia, em oposição à defesa da corrente alternada (CA) por George Westinghouse e Nikola Tesla. Westinghouse investiu na fabricação de transformadores, que são funcionais somente em corrente alternada, e este foi um dos primeiros passos no desenvolvimento de sistemas viáveis de distribuição de energia elétrica para maiores distâncias e em maior potência [JHJ94].

Mesmo com as vantagens do uso de corrente alternada, em 1886 já existiam aproximadamente 60 centrais de geração em corrente contínua, responsáveis por alimentar cerca de 150.000 lâmpadas, fato que ocorreu juntamente com o início de operação da primeira central geradora em corrente alternada, em Massachussets, apoiada por Westinghouse.

Com a disputa, foi dado um passo fundamental na decisão do uso de corrente alternada em 1892, com o desenvolvimento do motor de indução CA, por Nikola Tesla. A partir deste invento, o uso de corrente alternada se tornou predominante, se espalhando rapidamente. Não demorou muito para que grandes investimentos fossem feitos em geração de energia elétrica em corrente alternada. O primeiro, dentre os

maiores investimentos, ocorreu na América do Norte, mais especificamente no complexo *Niagara Falls*, o qual resultou em transmissão de energia elétrica por uma distância improvável até então para o sistema em corrente contínua.

O sistema em corrente alternada foi adotado rapidamente por outros países, como a Alemanha, onde um sistema de 100 HP, com tensão de 30 kV chegava até 160 km de distância do sistema gerador. Com as visíveis vantagens sobre o sistema CC, o uso de corrente alternada nos Estados Unidos e Europa consolidou os sistemas CA para interligação entre geração e consumidores.

O avanço dos sistemas CA chegou ao Brasil por volta de 1883, com a construção da primeira usina hidrelétrica do país, localizada no Ribeirão do Inferno, afluente do rio Jequitinhonha, na cidade de Diamantina – MG. No mesmo ano, Dom Pedro II inaugurou, na cidade de Campos – RJ, o primeiro serviço público municipal de iluminação elétrica do Brasil e da América do Sul. No ano de 1889, na cidade de Juiz de Fora – MG, entrou em operação a hidrelétrica Marmelos-Zero, da Companhia Mineira de Eletricidade, que pertencia ao industrial Bernardo Mascarenhas [C12].

Em 1920 a capacidade instalada no Brasil era de cerca de 355 MW, com 430 localidades atendidas e, aproximadamente, 300 empresas fornecedoras. Neste ano, duas empresas eram responsáveis por mais de 70% da capacidade instalada no Brasil, que eram a LIGHT (*Brazilian Traction & Light Eletric Company*) e a AMFORP (*American & Foreign Power Co.*).

A criação da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), em 1948, marcou o início da intervenção estatal no setor, com a construção da usina de Paulo Afonso. Da mesma forma, é criada a CEMIG em Minas Gerais, COPEL no Paraná e FURNAS na região Centro-Sul [A10].

Com tantas empresas operando no sistema elétrico, fez-se necessária a implantação de um órgão regulamentador, responsável pela política de energia elétrica do país. Era então criada a ELETROBRAS, no ano de 1961.

O novo modo de transporte em corrente alternada se desenvolveu muito rápido, trazendo benefícios para a população, mas o progresso ocorreu de forma desordenada. A grande quantidade de cabos nos postes, dentre outros componentes, começou a ser vista de forma negativa. Antes do fim do século XIX, várias cidades já não

aceitavam a expansão das redes aéreas de distribuição, como em Londres, a partir do ano de 1890. Fabricantes passaram então a investir em sistemas de isolação e iniciou-se o uso de redes subterrâneas de distribuição. Com a rede elétrica, foram junto para debaixo da terra, os cabos telefônicos e telegráficos [A10].

Com o rápido desenvolvimento, o fornecimento de energia elétrica abrangia grandes centros de carga como centros comerciais, loteamentos residenciais e parques industriais. O aumento na quantidade de consumidores fazia, também, que a exigência na qualidade do fornecimento crescesse em igual proporção. Neste cenário, surgiram os primeiros estudos de confiabilidade de sistemas elétricos. O histórico de desenvolvimento segue o mesmo sentido do fluxo de energia elétrica, ou seja, os primeiros estudos surgiram nos sistemas geradores de energia, passou pela transmissão até chegar à distribuição. Paralelamente, outros estudos de confiabilidade passaram a ser feitos, como em subestações e sistemas elétricos industriais, por exemplo.

Dentre os artigos referentes ao estudo de confiabilidade de sistemas elétricos, podem ser citados [I72], [I78], [ABL84], [ABSS98], [ABBG94], [ABBG99], [BRB01], os quais tratam dos estudos nos setores de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sendo os mais antigos referências significativas nos estudos de confiabilidade dos sistemas de geração.

As técnicas analíticas, com utilização de processos de Markov para avaliação de sistemas de transmissão, tiveram os primeiros conceitos apresentados em [BB68], onde foi feita comparação entre os resultados obtidos por este, e os resultados obtidos utilizando as técnicas apresentadas em [GMP64]. No âmbito da geração, [ABO77] apresentou um método para avaliação do impacto de sistemas auxiliares na confiabilidade das unidades geradoras de energia elétrica de diferentes tipos.

Em 1979, [ADH79] trabalhou com os conceitos básicos para a avaliação da confiabilidade em sistemas de distribuição, aprimorando-os ao incorporar efeitos operacionais, como a perda parcial da continuidade, por exemplo. Alguns anos depois, [AM97] propôs dois métodos para determinar os índices de confiabilidade dos sistemas de distribuição, um analítico (não Markoviano) e outro baseado em simulação Monte Carlo (SMC). Além da SMC, as técnicas analíticas convencionais continuaram a serem aplicadas, técnicas as quais possibilitam apenas o cálculo dos valores mé-

dios, como em [C98], que aplica o método convencional para calcular os índices de confiabilidade dos sistemas de distribuição, levando em consideração os efeitos de falhas na geração e transmissão.

O método dos conjuntos mínimos de corte ganhou destaque entre as técnicas existentes, pois, além de ser uma metodologia que não apresenta grande dificuldade de implementação, também apresenta a relação entre os conjuntos de corte e os modos de falha do sistema. Estes modos são indicadores das maneiras pelas quais um sistema pode vir a falhar [BA96].

Com o passar do tempo, algumas técnicas foram aplicadas adicionalmente ao método dos conjuntos mínimos de corte, como técnicas de frequência e duração, modelos Markovianos, Poisson, SMC, por exemplo, para calcular os índices de confiabilidade [BA96]. Esta associação de métodos exige um banco de dados com informações como taxa de falha e tempo médio de reparo. Em [G06] é ressaltada a importância da utilização de informações precisas, sujeito ao comprometimento dos índices obtidos a partir da análise de confiabilidade.

A grande extensão dos sistemas elétricos de distribuição (considerando grande quantidade de ramificações), sua predominância em aglomerados populacionais e a instalação dos condutores geralmente aérea, são características que tornam o SED no componente do sistema elétrico mais vulnerável à ocorrência de falhas e interrupções no fornecimento de energia. Estudos realizados mostram que cerca de 80% das interrupções ocorridas no SEP são causados por falhas nos sistemas de distribuição [A11].

Sistemas de média tensão também são tratados usando o método dos caminhos mínimos. Em [LH11], foram associados os métodos de decomposição em zonas por alimentador e caminhos mínimos. De acordo com a topologia da rede de distribuição, esta rede é dividida em zonas diferentes e organizada em um diagrama orientado, com base na rede equivalente de confiabilidade. Todos os pontos de carga de uma zona têm o mesmo tempo de interrupção de falha, portanto, todos os pontos terão os mesmos índices de confiabilidade, o que resulta em precisão de resultados com menos cálculos.

Além de [LH11], [JJ11] também empregou associação de técnicas e divisão do sistema original, onde Simulação Monte Carlo foi usada conjuntamente com o Método dos Caminhos Mínimos e chaves foram usadas para divisão em seções. A técnica é mais compreensível do que o método analítico, e reduz o tempo da SMC, em relação ao tempo que seria gasto usando este método isoladamente.

Modelos probabilísticos e sistemas de Inferência Fuzzy foram usados em [PRBM12] para inferir sobre a probabilidade de operação de cada componente. No artigo é mostrada a viabilidade das técnicas empregadas na avaliação da confiabilidade de um SED. Resultados apresentados validam o uso deste tipo de associação de métodos.

As redes de distribuição secundárias foram propósito do estudo desenvolvido em [AH12]. O método proposto baseia-se da identificação dos conjuntos mínimos usando o conceito das redes de Petri. Segue com codificação de números primos e fatoração única em primos aplicadas para classificar as combinações dos conjuntos mínimos de corte. Os conjuntos mínimos são usados para calcular a disponibilidade, média da frequência de interrupção, e média da duração das interrupções da rede. A técnica apresentada tem maior aplicabilidade em trabalhos *off-line*.

Outro trabalho baseado no Método dos Conjuntos Mínimos de Corte é apresentado em [ZGZHL12]. Neste, é demonstrado que o método FMEA (*Failure Mode and Effect Analysis*) tradicional não pode ser aplicado a sistemas de distribuição complexos que contém redes em anel. Os caminhos mínimos são determinados através de árvores de busca e, posteriormente, é usada a matriz de caminhos mínimos para construção da matriz de cortes mínimos. A metodologia também usa cálculo de fluxo de potência, levando-se em consideração as restrições de capacidade.

Com o objetivo de calcular os valores de frequência e duração de falhas, em [SFL12] são utilizadas, pela primeira vez em análise de confiabilidade de SEDs, Redes Bayesianas Dinâmicas, que são extensões de tempo das Redes Bayesianas estáticas. Este método permite que os valores das taxas de falha e tempos de reparo dos componentes sejam refletidos com precisão.

Já [AH13] retorna aos métodos de Markov, porém com nova abordagem. Utilizando técnicas de truncamento, aplicadas à matriz de conexões de sistemas, reduziu-se o

número de estados, viabilizando a análise e reduzindo o esforço computacional. Os critérios de redução se aplicam a redução de pontos de cargas irrelevantes e combinações de seções série e paralelo, por exemplo.

Distribuição de probabilidade Weibull tem sido usada com frequência para a análise de desempenho de confiabilidade. Em [ABB13] é apresentado um estudo de caso sobre a análise de desempenho de confiabilidade de medidores de energia elétrica com base nos dados de falha de campo utilizando a família distribuição Weibull.

Redes neurais artificiais para avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição são tratadas em [HAZ13]. Neste, um modelo de média ou custo de confiabilidade agregado é proposto usando uma rede neural de base radial, com algoritmo de aprendizagem de descida mais acentuada. O artigo também apresenta o impacto da introdução de unidades de geração distribuída, além de utilizar a técnica FMEA para avaliar o custo de interrupção por ponto de carga individual e para o sistema.

Com base em Simulação Monte Carlo cronológica para calibração de dados, [LGN14] propõe uma metodologia de validação utilizando SMC para avaliar as distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade do sistema, avaliação estatística de amostras, e uma abordagem de otimização baseada em metaheurística. Para calibração do banco de dados, três medidas são tomadas: detecção de dados incorretos, localização no sistema de componentes com informações corrompidas, e correção dos dados. Para correção, é empregada uma abordagem de estratégia de evolução, e um sistema de pequeno porte é utilizado para validação.

Os efeitos da Automação da Distribuição (AD) são abordados em [MW14], onde pode ser verificada grande melhoria da confiabilidade de SEDs pelo uso de AD. O artigo apresenta os efeitos de quatro tipos de regime AD na avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição. É demonstrado que alguns índices têm melhora significativa com o uso da AD.

Em [TT14] é apresentada uma metodologia para a previsão, avaliação e melhoria de índices de confiabilidade em sistemas de distribuição. O método é baseado na análise de interrupção de energia, nas atividades de manutenção e orçamentos de melhorias do sistema, utilizando o método de manutenção centralizada. O objetivo é

otimizar as atividades de manutenção, priorizando os serviços sob restrição orçamentária.

Conforme apresentado nesta seção, é possível ver que as ferramentas e métodos utilizados na análise de confiabilidade de todo o sistema elétrico passaram por um processo de evolução no decorrer dos anos. Porém, ainda há muito que ser explorado no setor de distribuição de energia elétrica.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação é composta por 5 capítulos. Neste primeiro capítulo são apresentadas considerações acerca dos sistemas elétricos de distribuição, demonstrando sua importância dentro do sistema elétrico de potência. Este capítulo também apresentou um breve histórico a respeito do uso de energia elétrica, e a revisão de alguns trabalhos que tratam de confiabilidade de SEDs.

No segundo capítulo é feita uma abordagem da avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição, onde é apresentado, com detalhes, o método dos conjuntos mínimos de corte, principal método de análise de confiabilidade dos SEDs. Neste capítulo também são apresentados os principais índices de desempenho de um sistema. O principal objetivo deste capítulo é familiarizar o leitor aos termos utilizados no estudo relacionado aos SEPs, que serão usados no decorrer da presente dissertação.

O terceiro capítulo inicia-se com a apresentação do modelo computacional que será base para a metodologia proposta, onde são apresentados os conceitos de programação orientada a objetos e, também, um conceito de computação, bastante útil para aplicação em SEDs, que é o de herança e polimorfismo. Em seguida é apresentada a utilização da estrutura em árvore, que consiste em uma ferramenta nova para a análise de confiabilidade de sistemas de distribuição. No fim do capítulo são realizados testes do programa obtido, utilizando-se o sistema IEEE-RBTS (*IEEE-Roy Billinton Test System*) e, também, três sistemas da Cemig, das cidades de Papagaios, Carangola e Varginha.

No quarto capítulo, é apresentada uma breve descrição do método Estratégias de Evolução (*ES – Evolution Strategies*), que será aplicado ao problema da reconfigu-

ração de sistemas de distribuição, por meio do algoritmo desenvolvido em [N09]. No mesmo capítulo a metodologia é aplicada ao SED da cidade de Varginha, o qual é considerado de grande porte, para verificação da funcionalidade do programa desenvolvido. Os resultados obtidos demonstram a potencialidade de aplicação da nova ferramenta no planejamento de SEDs.

Finalmente, no quinto capítulo são apresentadas as conclusões obtidas com o trabalho desenvolvido nesta dissertação. Também são apresentadas propostas de continuidade, pois o trabalho aqui estruturado servirá como base para vários outros relacionados à área.

CAPÍTULO 2. AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

2.1 INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos de distribuição (SEDs) desempenham papel fundamental no fornecimento de energia elétrica, pois são responsáveis pela entrega desta energia ao consumidor, e é de grande importância ter controle do fornecimento para que se possa manter um bom atendimento. Uma análise de confiabilidade dos SEDs traz dados importantes para as concessionárias que, de acordo com os resultados e índices obtidos, fazem a operação, manutenção e expansão do sistema de forma adequada.

Uma única análise de confiabilidade mostra um cenário instantâneo, não sendo uma representação fiel do sistema como um todo. Com isso, uma avaliação constante torna-se uma poderosa ferramenta de planejamento, indicando futuros pontos fracos que, com o tempo, tendem a apresentar problemas. Para que isso seja possível, várias formas de processar o sistema já foram estudadas, aprimoradas e, às vezes, completamente modificadas.

Dois métodos principais são usados como base para a avaliação da confiabilidade em sistemas elétricos: o método analítico e a Simulação Monte Carlo (SMC). O método analítico, ou método da enumeração de estados, assume que os componentes de um sistema podem ser representados por um modelo Markoviano [BA96], [BA83]. A SMC é dividida em dois ramos, conhecidos como metodologias não sequencial e sequencial, sendo esta última chamada também de cronológica.

A SMC sequencial permite maior aproximação do sistema real por levar em consideração o comportamento do sistema cronologicamente. Nesta representação, dois estados consecutivos diferem um do outro apenas pelo estado de um de seus componentes [F11]. A SMC não sequencial é baseada em modelos Markovianos, assim como os métodos analíticos, e não apresenta qualquer relação cronológica entre os possíveis estados que o sistema pode assumir [N09].

Antes de apresentar a nova proposta de cálculo de índices de confiabilidade, é importante conhecer alguns dos métodos anteriores, bem como o sistema de distribuição, que serão apresentados a seguir. A metodologia tradicional é uma importante ferramenta e deve ser levada em consideração, pois esta, além de ser um poderoso instrumento de análise, é, também, ponto de partida para outros estudos.

2.2 MODELAGEM DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Considerando a topologia de um SED, este pode ser representado de diversas formas. Geralmente são representados por redes de componentes em série, paralelo, malhado ou por combinações destas conexões. Na bibliografia atual, o cálculo dos índices de confiabilidade se torna muito simples se os componentes estiverem em série ou paralelo. Com o uso de equações é possível agrupar os componentes em paralelo, o que tem por objetivo permitir a conexão em série dos mesmos. Analogamente, há equações que permitem agrupamento em série [N09]. A seguir é apresentada uma revisão dos conceitos série e paralelo [BA83].

Sistema Série: um conjunto de componentes constitui um sistema série, do ponto de vista da confiabilidade, se para o mesmo operar, todos os componentes precisam estar em operação. Para exemplificar, sejam λ_A e λ_B as taxas de falha e r_A e r_B os tempos de reparo, ambos os parâmetros dos componentes A e B, respectivamente. Conforme mostrado na Figura 2.1, os componentes A e B estão em série.

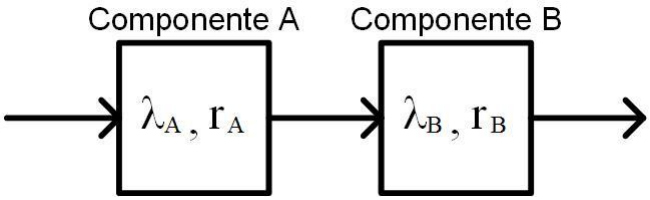

Figura 2.1: Sistema com dois componentes conectados em série.

Para calcular a taxa de falha equivalente deste sistema (λ_S), basta somar as taxas de falha dos componentes, conforme equação 2.1.

$$\lambda_S = \lambda_A + \lambda_B \tag{2.1}$$

Para o tempo de reparo equivalente (r_S), basta fazer a operação conforme equação 2.2.

$$r_S = \frac{\lambda_A r_A + \lambda_B r_B}{\lambda_A + \lambda_B} \tag{2.2}$$

As equações 2.1 e 2.2 podem ser expandidas, respectivamente, para as equações 2.3 e 2.4 para calcular a taxa de falha e o tempo de reparo de um sistema série com *n* componentes.

$$\lambda_S = \sum_{i=1}^{n} \lambda_i \tag{2.3}$$

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

A indisponibilidade do sistema (U_S) pode ser calculada utilizando os conceitos de frequência e duração, conforme equação 2.5.

$$U_S = \lambda_S r_S \tag{2.5}$$

Sistema Paralelo: um conjunto de componentes constitui um sistema paralelo, do ponto de vista da confiabilidade, se para o mesmo operar, apenas um dos componentes precisa estar em operação. Sejam os mesmos componentes A e B do exemplo anterior, mas agora em paralelo, como mostra a Figura 2.2.

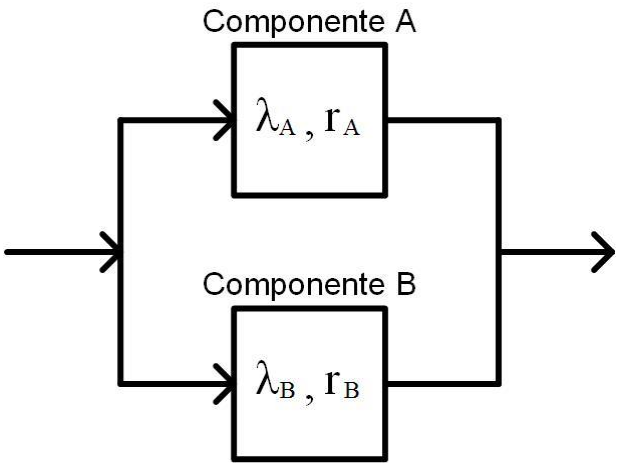

Figura 2.2: Sistema com dois elementos ligados em paralelo.

A taxa falha equivalente (λ_P) pode ser obtida através da equação 2.6.

$$\lambda_P = \lambda_A \lambda_B (r_A + r_B) \tag{2.6}$$

O tempo de reparo equivalente (r_P) é dado pela equação 2.7.

$$r_P = \frac{r_A r_B}{r_A + r_B} \tag{2.7}$$

A indisponibilidade do sistema (U_P) pode ser calculada utilizando os conceitos de frequência e duração, conforme equação 2.8.

$$U_P = \lambda_P r_P \tag{2.8}$$

Para *n* componentes, as equações para cálculo dos parâmetros apresentados anteriormente podem ser encontradas em [BA83].

Outros conceitos importantes a serem considerados no tratamento de SEDs são: “Malha NA (Normalmente Aberta)”, “Fonte NA” e “Chave NA interna”. Uma **malha NA** seria como uma malha normal, porém com uma chave NA, impedindo que a malha seja efetivamente fechada em regime normal de operação. Esta chave NA só poderá ser fechada em caso de contingência, desde que uma chave normalmente fechada (NF) apropriada seja aberta previamente, impedindo que, ao mesmo tempo, mais de um alimentador forneça energia elétrica a um ponto do sistema, ou que o mesmo alimentador seja conectado a uma carga por caminhos diferentes.

Na Figura 2.3 é apresentado um exemplo simples de malha NA. Em modo normal de operação, as fontes 1 e 2 alimentam as cargas 1 e 2, respectivamente. Supondo uma falha na Linha1, o Disjuntor1 deverá abrir para impedir que a Fonte1 alimente a falha. Neste caso, a Carga1 sofrerá corte. Porém, este sistema oferece um recurso, que é alimentar a Carga1 pela Fonte2. Este processo é feito através da abertura da Chave1, com posterior fechamento da ChaveNA1. Nesta operação, é importante que a Chave1 seja aberta antes do fechamento da ChaveNA1. Analogamente, existe a possibilidade de um corte de fornecimento na Carga2 ser solucionado pela alimentação desta carga pela Fonte1, fazendo-se os devidos chaveamentos.

Neste mesmo exemplo, é possível que qualquer uma das fontes alimente todas as cargas ao mesmo tempo (desde que a soma das potências das cargas não seja superior à potência nominal da fonte). Supondo que a Fonte2 saia de operação, o Disjuntor2 será aberto deixando a Carga2 sem alimentação. Neste caso, é possível restabelecer a alimentação da Carga2 pelo fechamento da ChaveNA2. A operação análoga, de falha da Fonte1, também pode ser feita.

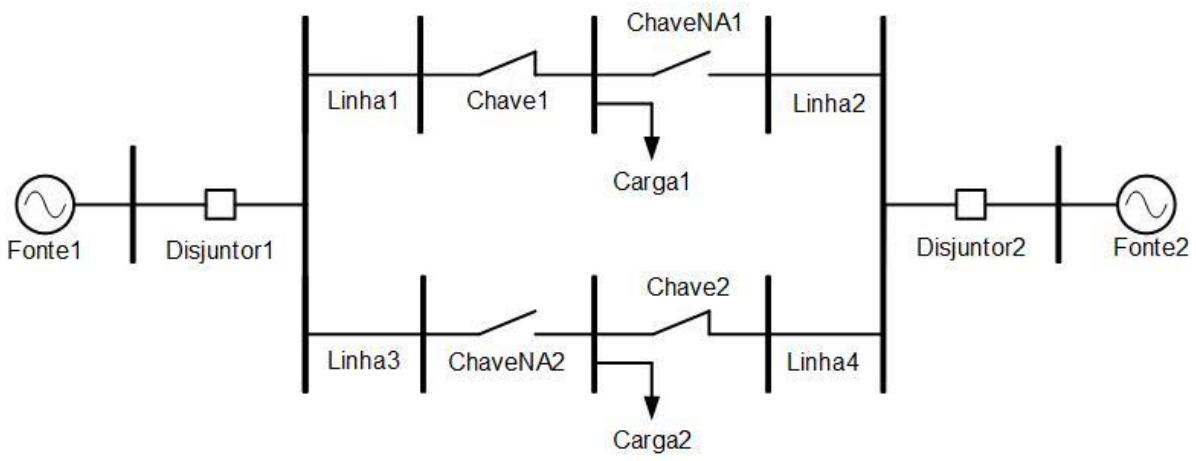

Figura 2.3: Exemplo de uma "malha NA".

Ainda baseado no exemplo da Figura 2.3, é necessário separar o sistema e subsistemas onde há somente um alimentador principal e alimentadores secundários, estes últimos isolados por chaves NAs. Este processo recebe o nome de **decomposição** e permite trabalhar com a parte do sistema que está efetivamente conectada entre si, isto é, com toda parte alimentada pelo mesmo gerador. Para fazer a decomposição [N09] é necessário fazer uma simplificação da parte do sistema que está após uma chave NA e que, neste caso, recebe o nome de **Fonte NA**.

Para exemplificar, seja a análise de alimentação da Carga1 (Figura 2.3), onde basta saber a reserva de potência (RP) no ramo conectado através da ChaveNA1, que poderá solucionar cortes em caso de contingência. Após a ChaveNA1, pode-se ter uma FonteNA1, com única informação necessária sendo a reserva de potência, que será a potência do gerador (PG) subtraída da potência da Carga2 (PC2). A equação 2.9 apresenta a reserva de potência da Fonte2, representada na FonteNA1. A equação 2.10 apresenta a reserva de potência de forma genérica, onde $\sum PG$ representa

a soma das potências de todos os geradores do ramo a ser simplificado, e $\sum PC$ representa a soma das potências de todas as cargas do referido ramo.

$$RP = PG - PC2 \tag{2.9}$$

$$RP = \sum PG - \sum PC \tag{2.10}$$

Na Figura 2.4 pode ser vista a simplificação do sistema responsável pela alimentação da Carga1, onde a FonteNA1 representa a disponibilidade de potência da Fonte2 (Figura 2.3) para a alimentação da Carga1, em caso de contingência.

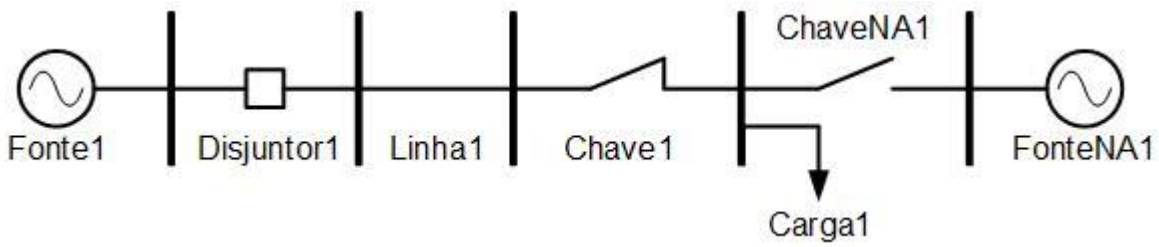

Figura 2.4: FonteNA representando o ramo que parte da ChaveNA1.

Esta simplificação é feita desta forma, pois, geralmente, os SEDs operam com um único alimentador ativo em um dado momento para um ramo, não havendo outros alimentadores conectados simultaneamente no mesmo ramo. Desta forma, para que se possa fazer um chaveamento e transferir potência de um alimentador para outro, basta ter a informação da reserva de potência. Em [C14], as seguintes afirmações são feitas:

Configuração básica da rede primária: o alimentador deve ser radial e constituído de um tronco principal, que conecta a subestação de distribuição aos diversos ramais. Os sistemas radiais podem ser **simples** ou **com recursos**.

- Configuração radial simples: é utilizada em áreas de baixa densidade de carga, onde as características de distribuição da carga ditam as direções dos circuitos, o que dificulta o estabelecimento de pontos de interligação. Nesta configuração, existe somente um ramo onde todas as cargas são conectadas e não existem caminhos alternativos para alimentação.

- Configuração radial com recursos: é utilizada em áreas com maiores densidades de carga, ou em circuitos que alimentem locais como hospitais e centros de computação, onde se demanda maior grau de confiabilidade. Nesta configuração existem alternativas de alimentação, com uso de chaveamentos para mudar o caminho de alimentação, ou até mesmo mudar de alimentador. Esta configuração apresenta algumas características, das quais citam-se:

  - Existência de interligação, normalmente aberta, entre alimentadores da mesma subestação elétrica (SE) ou de SEs diferentes;

  - Previsão, no projeto, da capacidade dos condutores e equipamentos de absorverem carga de outro circuito na eventualidade de defeito;

  - Limitação do número de consumidores interrompidos, por defeito e diminuição do tempo de interrupção em relação ao sistema radial simples, dentre outros.

Se houver alteração, como adição de consumidores, nova configuração padrão poderá ser obtida e, novamente, os ramos de cada alimentador devem ficar independentes.

Finalmente, o último conceito apresentado nesta seção é o de **chave NA interna**, que representa uma conexão normalmente aberta com outro ramo pertencente ao mesmo alimentador. Um exemplo de chave NA interna pode ser visto na Figura 2.5. Neste, uma falha na linha 1 implicará na abertura do disjuntor, deixando a carga em corte. Se as chaves 1 e 2 forem abertas, a chave NA poderá ser fechada, restabelecendo a alimentação da carga. Tanto em estado normal quanto em contingência, a carga recebe energia elétrica do mesmo alimentador, a Fonte. Em outras palavras, um chaveamento NA pode solucionar um corte realimentando a carga pelo mesmo gerador, porém com fornecimento sendo feito através de outro caminho.

A árvore, para este exemplo, pode ser vista na Figura 2.6. Pode-se observar que a carga é representada nos dois ramos da árvore, porém, no ramo do lado direito, há uma chave NA impedindo que a alimentação chegue à carga por dois caminhos diferentes simultaneamente. Neste tipo de operação, a chave NA atua como um *bypass* (do inglês: desvio/ passagem secundária).

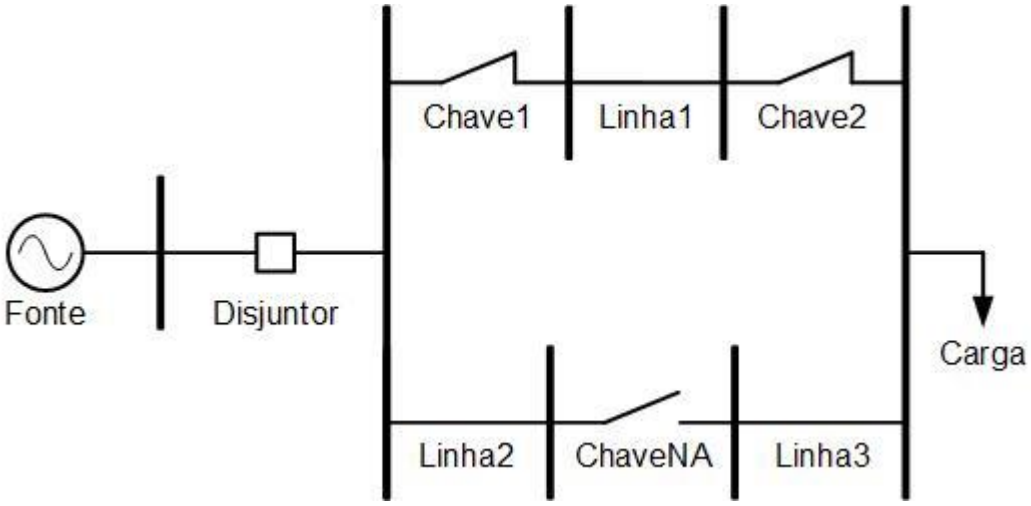

Figura 2.5: Exemplo de circuito que contém uma chave NA interna.

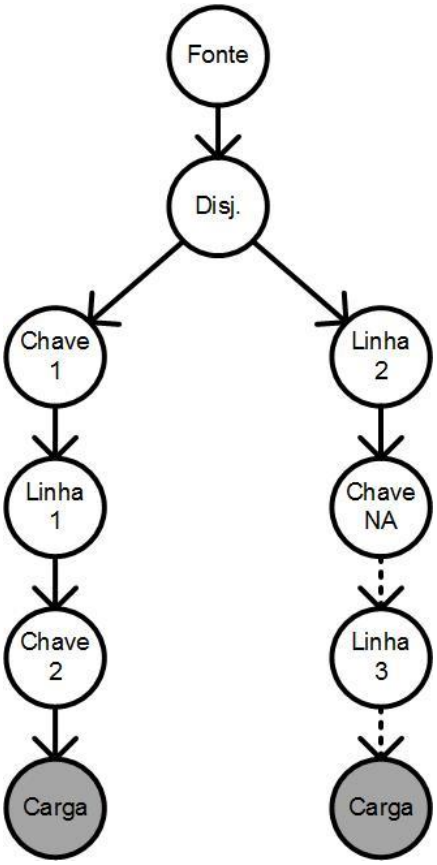

Figura 2.6: Árvore para o exemplo da Figura 2.5, onde há uma chave NA interna.

No caso mostrado na Figura 2.6, outra característica que pode ser observada é que existe apenas um **caminho NF** para cada carga. Isso significa que, mesmo que uma

carga esteja em mais de um lugar em uma árvore, existe somente uma conexão direta entre a fonte e a carga. No ramo do lado direito da Figura 2.6, uma chave NA impede que a carga receba alimentação por este ramo, em modo normal de operação. O caminho entre a fonte e uma carga que possui uma chave NA recebe o nome de **caminho NA**.

2.3 MÉTODO DOS CONJUNTOS MÍNIMOS DE CORTE

A metodologia tradicional consiste na utilização de caminhos desde a fonte até a carga, ou em sentido oposto, dependendo do objetivo ou necessidade. Algumas definições importantes são apresentadas a seguir.

Ponto de carga: barra ou ponto do sistema onde os consumidores estão conectados. A análise de confiabilidade geralmente é realizada neste ponto.

Caminho: constituído de componentes (ramos) responsáveis pela interligação entre a entrada e a saída. Geralmente, usa-se uma fonte como entrada e carga como saída.

Caminho mínimo: caminho pelo qual nenhum nó é percorrido mais que uma vez.

Caminho normalmente fechado: caminho mínimo onde todos os componentes estão energizados, ou seja, em estado de operação. Estes caminhos são utilizados na identificação das falhas causadoras de interrupção no fornecimento de energia aos pontos de carga em estudo.

Caminho normalmente aberto: caminho mínimo onde há pelo menos um componente desenergizado (i.e., fora de operação). É utilizado na análise de alternativas para restabelecer o fornecimento de energia aos pontos de carga.

Conjunto de corte: é um grupo de elementos que compõem o sistema em que a falha de todos os elementos deste grupo causa falha do sistema.

Conjunto mínimo de corte: conjunto de componentes ou ramos cuja falha simultânea causa falha do sistema. Porém, quando pelo menos um elemento do grupo não está em falha, o sistema também não está em falha.

Cortes de 1ª ordem: caracterizado pelo fato de a falha de um único componente ou ramo acarretar em interrupção da continuidade de serviço para um ponto de carga.

Cortes de 2ª ordem: ocorrerá interrupção de continuidade de serviço quando dois componentes ou ramos estiverem simultaneamente em estado de falha.

Cabe destacar que cortes de segunda ordem, ou superior, não contribuem significativamente para os índices de confiabilidade, podendo esta contribuição ser menor que o impacto decorrente de imprecisões nos dados estocásticos utilizados na análise [N09]. Portanto, não é comum estudar os efeitos destes cortes, pois, além de proporcionar pequena contribuição nos índices, a sua consideração resultará em substancial elevação do esforço computacional, inviabilizando o estudo.

A inserção, em série, dos conjuntos mínimos de corte forma a Rede Equivalente de Confiabilidade. Estes conjuntos são formados por componentes dispostos em paralelo. Geralmente, a rede equivalente começa por um conjunto mínimo de corte composto pelo menor número de componentes e segue com os grupos maiores. Nesta estrutura, um componente pode pertencer a mais de um conjunto mínimo.

Na Figura 2.7 pode-se ver um exemplo de uma rede equivalente de confiabilidade composta de cortes até 3ª ordem. Esta rede é, em geral, construída considerando todas as ordens de corte do sistema em estudo. Contudo, o que não é comum é fazer a análise para falha de todas as ordens.

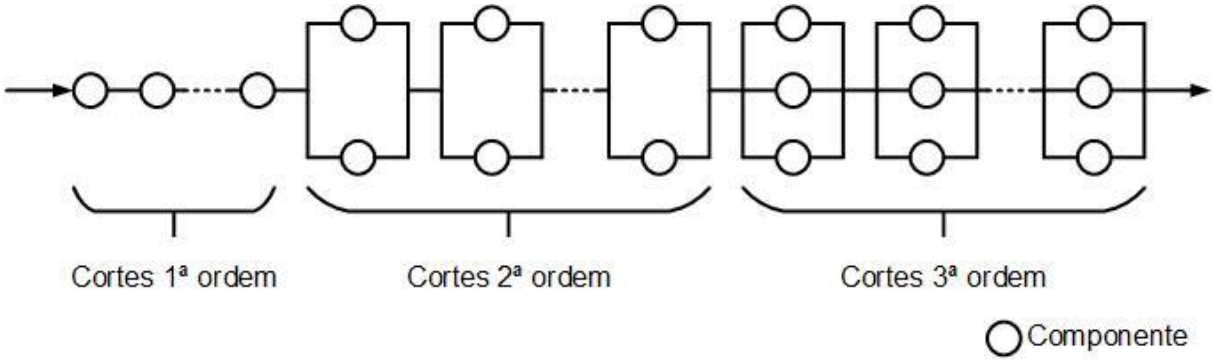

Figura 2.7: Exemplo de uma Rede Equivalente de Confiabilidade.

Conforme o aumento da complexidade do sistema, a construção e a análise dos caminhos se tornam complicadas e, às vezes, isso faz com que o processamento dos dados fique muito lento.

Além dos métodos analíticos, adaptações foram feitas por alguns autores para se utilizar SMC cronológica, que realiza a análise de uma grande quantidade de séries sintéticas, as quais simulam a operação do sistema durante um dado período (e.g., 1 ano). Para tal, os estados operativos devem ser amostrados e avaliados, sequencialmente no tempo, o que torna o processo de simulação demasiadamente caro do ponto de vista computacional. Em geral, são simulados mais de um milhão de estados operativos [N09].

2.4 PRINCIPAIS ÍNDICES DE DESEMPENHO

A confiabilidade é avaliada através de índices de desempenho, os quais trazem informações específicas de funcionamento e operação. Os mais utilizados em SEDs são:

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC): Intervalo de tempo que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica [A00] (em inglês: *System Average Interruption Duration Index* – SAIDI).

Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC): Intervalo de tempo que, no período de observação, em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC): Tempo máximo de interrupção contínua, da distribuição de energia elétrica, para uma unidade consumidora qualquer.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC): Número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado (em inglês: *System Average Interruption Frequency Index* – SAIFI).

Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC): Número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora.

Duração Média da Falha (r): Representa o tempo, em média, que a unidade consumidora ou ponto de conexão permaneceu sem fornecimento de energia por ocasião de uma falha.

Loss of Load Cost (LOLC): Representa o custo pelo não fornecimento de energia a uma unidade consumidora (ponto de conexão) ou mesmo para o sistema.

Indisponibilidade (U): Representa, em média, as horas que um equipamento não está em condição de executar uma determinada função em um dado instante ou durante um intervalo de tempo determinado [A94].

Custumer Average Interruption Duration Index (CAIDI): É o índice da duração média da interrupção para o consumidor. É definido como sendo a razão entre o somatório das durações das interrupções nos consumidores e o número total de interrupções nos consumidores, no período de um ano.

Average Service Availability Index (ASAI): É o índice de disponibilidade média de serviço. É definido como sendo a razão entre o somatório do número de horas em que o sistema está disponível para os consumidores e o número total de horas demandadas no sistema, no período de um ano.

Average Service Unavailability Index (ASUI): É o índice de indisponibilidade média de serviço. É definido como sendo a razão entre o número de horas indisponíveis para os consumidores e o número total de horas demandadas no sistema, no período de um ano.

Energy not Supplied (ENS): É o índice para a energia não suprida. Representa a energia total não fornecida pelo sistema, no período de um ano.

Average Energy not Supplied (AENS): É o índice para a energia média não suprida. É definido como sendo a razão entre o total de energia não suprida e o número total de consumidores, no período de um ano.

Os índices citados anteriormente, conforme descrito, são utilizados nos sistemas de distribuição. No Brasil, especificamente, os mais utilizados são DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC. O índice U corresponde ao índice DIC e o índice AENS, que fornece o valor médio de energia não suprida, e também pode receber a nomenclatura EENS, ou seja, “Energia Esperada Não Suprida” [A11].

Alguns índices são utilizados na avaliação do sistema enquanto os demais são utilizados na avaliação dos pontos de carga. Na Tabela 2.1 pode-se ver a separação dos índices citados.

Tabela 2.1: Índices de desempenho para avaliação de SEDs.

Para pontos de Carga	Para o Sistema
r, U, ENS, AENS, DIC, FIC, DMIC	ENS, AENS, DEC, FEC, SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ASUI, LOLC

Através da análise destes índices de desempenho, podem ser avaliadas as condições dos sistemas estudados. Com a finalidade de oferecer energia de qualidade ao consumidor final, as concessionárias têm a obrigação de manter estes índices dentro de faixas de valores aceitáveis, padronizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. De acordo com a agência, podem ser citados:

Metas de Continuidade: são os valores máximos estabelecidos para os indicadores de continuidade, avaliados pela agência regulatória periodicamente.

Padrão de Continuidade: valor máximo estabelecido, pela agência regulatória do sistema, para um indicador de continuidade e utilizado para a análise comparativa com os valores apurados nas concessionárias de energia elétrica [A00].

É importante levar em consideração fatores que podem influenciar os índices apresentados nesta seção. As principais informações estão relacionadas à taxa de falha e ao tempo médio de reparo de cada elemento, que formam o banco de dados necessário à análise de confiabilidade [G06]. Fatores externos, geralmente relacionados a questões ambientais, influenciam consideravelmente nos valores relativos às taxas de falha dos componentes. Em determinados trechos do sistema, a ocorrência de alguns fenômenos pode ampliar o números de falhas, influenciando os dados considerados [A11].

As árvores, as descargas atmosféricas e a presença de animais são, respectivamente, as causas que mais acarretam o aumento na ocorrência de falhas [B02]. Além destes, outros fatores também podem levar à interrupção do fornecimento aos consumidores, como condições climáticas e erro humano, e, ainda, as falhas inerentes de cada equipamento. Em condições operativas normais, as falhas dos equipamentos de um sistema são, geralmente, eventos independentes, de modo que a falha em um componente ocorre independentemente da operação dos demais. Esta característica torna raras as falhas simultâneas, salvo em condições adversas – como ventos e descargas atmosféricas em excesso, por exemplo – o que normalmente causa falha em vários componentes ao mesmo tempo [A11].

Portanto, fatores como região de localização dos SEDs, assim como características próprias dos equipamentos, devem ser levados em consideração no momento da modelagem dos sistemas, com a utilização de um banco de dados compatível à situação real de funcionamento.

2.5 UTILIZAÇÃO DE ÁRVORES PARA DETERMINAÇÃO DOS CAMINHOS MÍNIMOS DE CORTE

Determinar os caminhos mínimos de corte nem sempre é tarefa simples, principalmente quando se trata da complexidade de sistemas de grande porte. Vários métodos já desenvolvidos e aplicados se baseiam no conhecimento dos caminhos mínimos entre a fonte e o ponto de carga. Dentre estes métodos, foi desenvolvida uma ferramenta eficiente de busca dos caminhos mínimos através de uma busca em profundidade por uma estrutura em árvore [N05]. Para melhor entendimento, os dois principais conceitos de busca em árvore são apresentados a seguir. O termo “busca” é mais apropriado quando se trata de análise de uma árvore já construída, e assim será feito. Porém, o processo de construção segue a mesma sequência lógica.

Busca em amplitude: também conhecida pelo termo “busca primeiro em largura”, é uma estratégia simples, em que o nodo raiz é expandido primeiro. Em seguida, todos os sucessores do nodo raiz são expandidos. Depois, os sucessores destes, até chegar ao fim da árvore. Em geral, se expandem todos os nodos de uma profundidade da árvore antes de expandir qualquer nodo do próximo nível. A busca em amplitude pode ser implementada chamando a árvore de busca com uma fronteira va-

zia que é uma fila “primeiro a entrar, primeiro a sair” (FIFO – *First In, First Out*), garantindo que os primeiros nodos visitados serão os primeiros a serem expandidos. A fila FIFO coloca todos os novos sucessores gerados no fim da fila, o que significa que os nodos superiores são expandidos antes dos nodos mais profundos. Na Figura 2.8 pode-se ver a evolução de uma simples árvore binária de busca [RN04]. Em cada etapa da busca, o próximo nodo a ser expandido é indicado com uma seta.

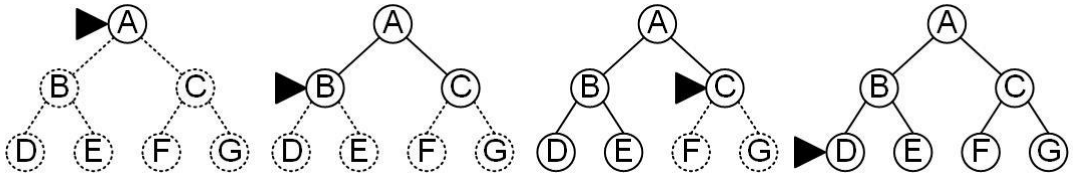

Figura 2.8: Busca em amplitude em uma árvore binária simples.

Busca em profundidade: também conhecida pelo termo “busca primeiro em profundidade”, é um processo onde sempre se expande até o nodo mais profundo da fronteira atual da árvore de busca. O processo está ilustrado na Figura 2.9. A busca procede imediatamente ao nível mais profundo da árvore de busca, onde os nodos não têm mais sucessor. Quando se chega a esses nodos, a busca volta ao seguinte nodo mais superficial que tenha sucessores inexplorados. Esta estratégia pode ser implementada por uma árvore de busca com uma fila onde o último a entrar é o primeiro a sair (LIFO – *Last In, First Out*), também conhecida como uma pilha. Como uma alternativa para a implementação deste sistema, é comum aplicar a busca em profundidade com uma função recursiva, chamada em cada um de seus filhos. A busca em profundidade apresenta poucos requisitos de memória. É preciso armazenar apenas um caminho desde a raiz até um nodo folha, juntamente com os nodos irmãos restantes não expandidos para cada nodo do caminho [RN04].

Como será visto no Capítulo 3, a busca em profundidade é mais adequada para se trabalhar com sistemas elétricos de distribuição por serem sistemas predominantemente radiais, com pouca ou nenhuma malha, ou com malhas NAs.

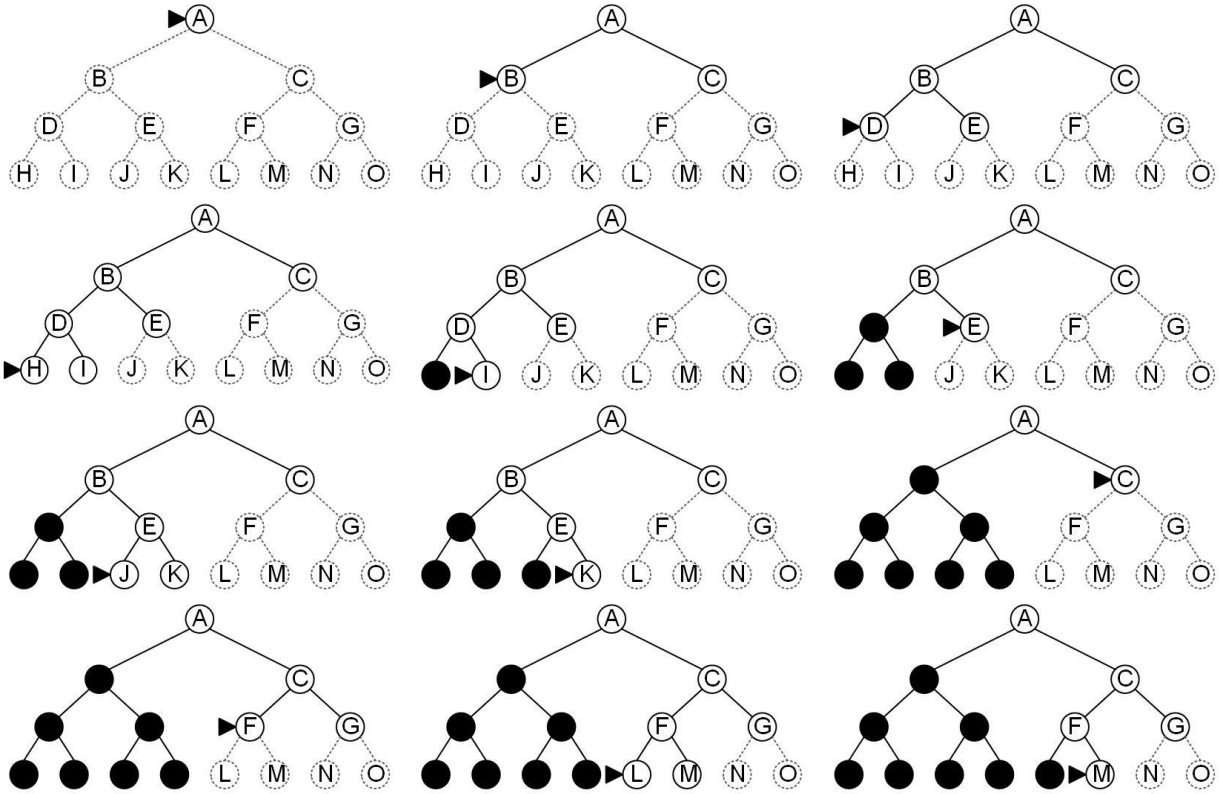

Figura 2.9: Busca primeiro em profundidade em uma árvore binária.

Em uma árvore, a procura de caminhos mínimos é realizada através das conexões feitas pelas barras de entrada e saída de cada componente, tendo início em um ponto de carga e finalizando em uma fonte [N09] (na estrutura que será usada nesta dissertação, a procura inicia em uma fonte e termina em um ponto de carga). Neste caso, haverá uma árvore para cada ponto de carga. Nesta estrutura, um nodo será denominado “pai” se este estiver localizado imediatamente acima do nodo denominado “filho”. Os nodos “irmãos” são aqueles que possuem o mesmo pai. Os “ancestrais” são todos os nodos localizados acima do filho. E o “tio” é o nodo irmão do nodo pai.

Durante a construção das árvores é necessário realizar “podas”, que representam a exclusão de componentes que se enquadrem em alguma das seguintes restrições:

a) Poda de um filho que seja ancestral dele próprio;
b) Poda de um filho cujo tio seja ele próprio.

Se um componente ancestral é inserido novamente, o fluxo de potência fica cíclico, o que não faz sentido do ponto de vista do fornecimento de energia elétrica. Em

SEDs, o fluxo de potência possui um único sentido, em um dado momento, para determinada configuração. A energia é fornecida pelos geradores e segue até seu destino final, os pontos de carga. Um fluxo de potência cíclico poderia fazer sentido para um sistema em anel, porém o algoritmo apresentado foi desenvolvido para trabalhar com sistemas radiais. A Figura 2.10 apresenta um exemplo do que poderia acontecer se um ancestral fosse inserido como filho de um descendente seu, justificando a restrição (a). Na Figura 2.10 (a), está representado um trecho em construção de uma árvore, onde é feita a inserção da Fonte como filho da Carga, fechando um ciclo. O fluxo de potência, para esta situação, é representado na Figura 2.10 (b).

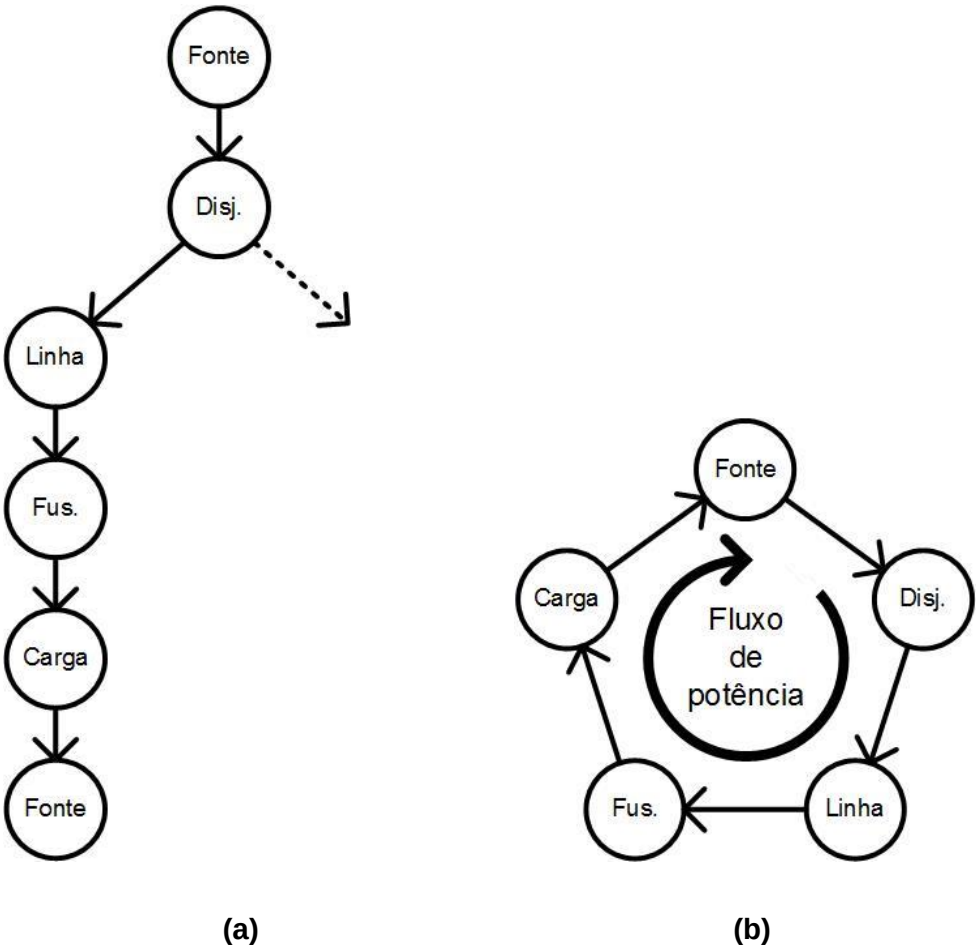

Figura 2.10: Exemplo de inserção de ancestral como filho de descendente.

Uma das características de um SED é que este possui muitas ramificações (bifurcações). Um exemplo de bifurcação pode ser visto na Figura 2.11 (a). A representação deste sistema em árvore, obedecendo à restrição (a), pode ser vista na Figura 2.11 (b). Porém, o disjuntor aparece com filho da chave e vice-versa. Esta situação tam-

bém não faz sentido. Para solucionar este problema, ao inserir a chave como filho do disjuntor, verifica-se o irmão deste. Para este exemplo, pode-se verificar que o componente a ser inserido é seu tio, portanto, a chave não será inserida como filho do disjuntor. A representação correta deste trecho do sistema está na Figura 2.11 (c), onde foram aplicadas as duas restrições, (a) e (b), justificando a necessidade de verificação do tio após a inserção para avaliação da necessidade de poda.

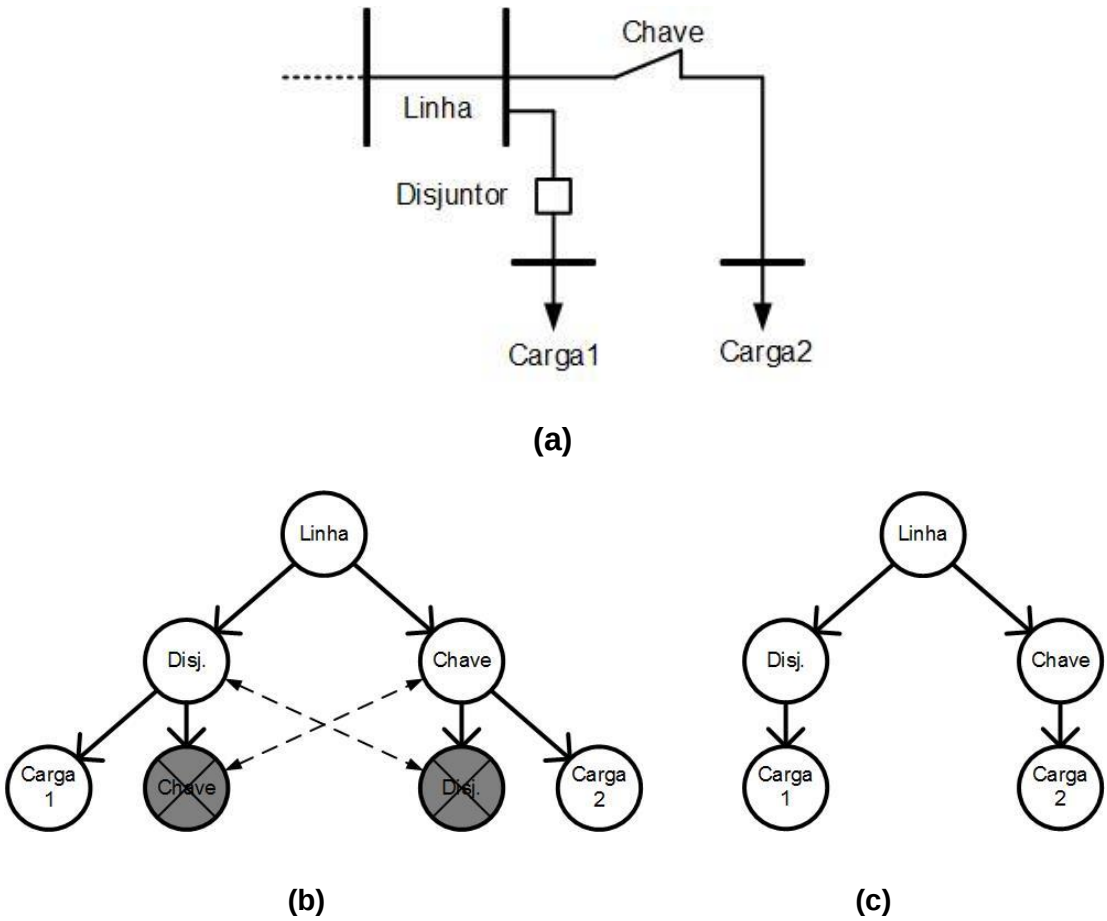

Figura 2.11: Exemplo de uma bifurcação em SEDs, justificando a poda do tio.

Estando pronta a árvore, todas as conexões entre o ponto de carga e seus alimentadores estão disponíveis. Para determinação dos caminhos mínimos, basta “subir” a árvore a partir de cada gerador. Tipicamente, haverá um único caminho NF entre o ponto de carga e um gerador. A conexão do ponto de carga com os demais geradores deverá ser feita por caminhos NA, o qual apresenta, no mínimo, uma chave NA [N09].

2.6 CONCLUSÕES

Tão importante quanto os sistemas de geração e transmissão de energia elétrica, o SED deve ser avaliado de forma adequada para que se tenha qualidade no fornecimento de energia aos consumidores. Este capítulo apresentou alguns dos métodos usados na avaliação de confiabilidade de sistemas elétricos de potência, como o método analítico (Markoviano) e a Simulação Monte Carlo. Neste último, ainda citados seus dois modos de análise: sequencial e não sequencial.

Posteriormente, foi abordada a metodologia tradicional com foco no principal método utilizado, que é o dos conjuntos mínimos de corte, que vem sendo empregado há muito tempo na avaliação e cálculo/estimativa dos índices de desempenho dos sistemas. A identificação dos CMCs é reconhecidamente um processo bastante adequado para o tratamento sistematizado, visando a obtenção de algoritmos computacionais de avaliação da confiabilidade de SEDs. Além disso, as técnicas baseadas nos CMCs são bastante robustas.

Por fim, foram apresentadas algumas definições acerca do estudo de SEDs, além dos principais índices de desempenho, assim como alguns fatores que, possivelmente, influenciam na obtenção dos parâmetros estocásticos e, por consequência, na estimativa dos índices.

CAPÍTULO 3. METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 INTRODUÇÃO

Muitos problemas em engenharia podem ser resolvidos utilizando-se de ferramentas computacionais, desenvolvidas em diversas linguagens de programação. Uma delas é o C++, que apresenta várias vantagens como, por exemplo, programação orientada a objetos e o uso de ponteiros, que fornecem bom desempenho, permitindo acesso direto à memória do computador.

No planejamento e operação de sistemas de distribuição de energia elétrica, geralmente, são empregados programas que utilizam uma enorme quantidade, e variedade, de informações. Logo, a organização estruturada das informações é fator fundamental para os dados possam ser acessados rapidamente, aumentando a velocidade de processamento e viabilizando a aplicação em sistemas de maior porte.

No planejamento, é comum testar várias opções de configurações de chaveamento para melhor equilibrar a carga conectada a cada alimentador. Técnicas de otimização podem ser aplicadas visando encontrar a solução ótima, ou ao menos soluções sub-ótimas de boa qualidade. Na operação, um dos maiores problemas enfrentados se refere à ocorrência de contingências. Quanto mais rápido se obtiver a solução, menores os danos causados ao sistema.

Visando o desenvolvimento de ferramentas apropriadas para aplicação no planejamento e operação de um Sistema Elétrico de Distribuição (SED), neste capítulo é apresentada uma metodologia capaz de oferecer rapidez no cálculo dos índices de confiabilidade, bem como representar este sistema adequadamente, com obtenção de resultados precisos. A ferramenta, aqui apresentada, foi desenvolvida levando-se em consideração vários aspectos dos sistemas elétricos reais.

Primeiramente, foi utilizado o sistema teste RBTS, para o qual foram obtidos os índices de confiabilidade, com base no cálculo analítico. Os resultados foram comparados aos valores encontrados através da utilização de outras ferramentas, que estão disponíveis em [N05], [N09] e [C02].

Como base de dados, foram utilizadas informações referentes aos SEDs, como taxas de falha e tempo de reparo, que são comuns a todos os componentes, e tempo de chaveamento (para disjuntores e chaves), dentre outros. Para o sistema teste, a base de dados é fictícia, porém, para sistemas reais, deve-se levar em consideração o histórico operativo do sistema em estudo.

Quando o banco de dados não está inteiramente disponível, é possível buscar informações em sistemas ou componentes semelhantes. O importante é utilizar valores mais coerentes, tornando possível uma reprodução da operação do sistema minimamente fiel e, por consequência, tornando mais precisa a análise de confiabilidade. Sem estas premissas os índices de confiabilidade estimados podem não corresponder à realidade, tornando incorreta a avaliação do sistema.

Este capítulo, após uma breve apresentação da linguagem de programação empregada, descreve o desenvolvimento da metodologia proposta para análise de confiabilidade de SEDs.

3.2 MODELAGEM UML

Todo trabalho baseado em programas de computador deve ter um modelo a ser seguido. Um dos mais empregados atualmente é a modelagem UML (*Unified Modeling Language*), que é uma linguagem gráfica que permite aos programadores de sistemas de software orientados a objetos utilizar uma notação padrão da indústria para representá-los [D06]. A seguir, são apresentados conceitos importantes relativos a este tipo de modelo utilizado em programação.

3.2.1 Conceitos da Programação Orientada a Objetos

O primeiro conceito a ser levado em consideração é o de objeto. Para entender este conceito, que é simples, basta olhar para o mundo real, onde os objetos estão em toda parte: são pessoas, animais, plantas, carros, aviões, edifícios, computadores e assim por diante. Os humanos pensam em termos de objetos, e estes estão sempre presentes no dia a dia das pessoas. Todo objeto tem seus atributos, que podem ser tamanho, forma, cor e peso, por exemplo. E todos exibem comportamentos, como um carro que pode ser acelerado, freado ou desviado de curso. Mesmo objetos dife-

rentes podem apresentar atributos e comportamentos semelhantes, e esta característica pode ser bastante explorada [D06].

O projeto orientado a objetos (*Object Oriented Design* – OOD) é usado para modelar software com parâmetros semelhantes àqueles que as pessoas usam na descrição de objetos do mundo real. Ao analisar uma classe de objetos, pode-se observar as mesmas características, como, por exemplo, a classe veículos – um carro e um caminhão têm muito em comum. O OOD guia a modelagem de objetos por seus atributos, comportamentos e inter-relacionamentos, e também modela a comunicação entre objetos. O OOD encapsula atributos e operações em objetos. Os objetos, geralmente, ocultam informação, significando que o fato de trocar dados não implica em saber como o outro objeto é implementado. Por exemplo, é possível dirigir um carro sem saber como funciona o motor, transmissão ou freio; basta o condutor saber operar o sistema através dos comandos do volante, do acelerador, do câmbio e dos demais controles que um carro possui [D06].

Nesta dissertação é utilizada a programação orientada a objetos (*Object Oriented Programming* – OOP), em que a unidade de programação é a classe, ponto de partida para instanciar os objetos. O programa é desenvolvido de modo que cada tipo de componente do sistema é tratado em uma classe distinta. Esta divisão proporciona fácil alteração, principalmente em se tratando de expansão do código, pois a inserção de uma nova classe requer simples alterações nos arquivos principais, e nenhuma alteração nas classes dos outros componentes (reusabilidade de software). No trabalho apresentado em [N09] apenas uma classe para representação dos componentes foi criada, não havendo diferenciação entre os itens do sistema.

Além da facilidade de inserção de novos componentes, a divisão em classes traz outro benefício. Nesta estrutura de programação, cada componente precisa ter somente características próprias, o que não ocorre em casos onde todos os componentes são tratados da mesma forma, ou seja, todos eles carregam todas as variáveis, mesmo as que não são referentes a eles. Como, por exemplo, ter a variável "potência da fonte" em uma carga. Mesmo que este valor seja nulo, ele ocupa espaço desnecessário na memória da máquina (computador) e prejudica tanto na programação quanto na (posterior) leitura do programa. Dificulta, também, a alteração deste, pois todas as variáveis devem ser consideradas na inserção ou exclusão de um componente.

3.2.2 Herança e Polimorfismo

A herança é uma forma de programação onde o programador cria uma classe que absorve dados de classes existentes e, normalmente, acrescenta novos dados, que ficam restritos a essa nova classe. Como exemplo, sejam as classes `Elemento`, `Carga` e `Barra`. A classe Elemento possui os dados: nome, barra de entrada, barra de saída, tipo e código. Cada item da classe Carga deverá possuir os mesmos dados da classe Elemento, mas além dos citados, possuirá, também: potência e número de consumidores, dentre outros. Considerando esta relação, a classe Elemento é chamada de `classe básica`, e a Carga, `classe derivada`. Os itens da classe Carga irão herdar as informações (atributos e funções) da classe Elemento e acrescentar informações específicas. Salienta-se que nenhuma informação da classe básica pode ser suprimida. Algumas linguagens de programação usam a nomenclatura superclasse ou classe pai para classe básica e subclasse ou classe filha para classe derivada.

Além da classe Carga, pode-se citar, também, a classe `Fonte`, em que todos os itens desta classe possuirão os dados da classe Elemento e, também, potência máxima, taxa de falha e tempo de reparo. Sendo assim, a classe Fonte também é derivada da classe Elemento. Em especial, a classe Carga apresentará barra de saída com valor nulo, pois, na prática, uma carga não tem esta barra, mas em se tratando de programação, é mais simples deixar este dado nos arquivos. Analogamente, as fontes terão barra de entrada nula.

Esta forma de programar é muito útil, pois, em certos problemas, vários grupos (classes) possuem características comuns. Nestes casos, se a herança não for utilizada, a criação de cada classe acarretaria na criação de todas as informações para cada uma, mesmo as que são comuns [D06].

Esta dissertação apresenta o caso chamado herança simples, onde há somente uma classe básica e classes derivadas desta, não havendo outros níveis na hierarquia. Portanto, as classes derivadas não são classes básicas para outras classes e cada classe derivada só herda de uma única classe básica.

Outra definição importante de relacionamento é a composição, na qual uma classe está contida em outra. Como citado anteriormente, os parâmetros barra de entrada e

barra de saída, que pertencem à classe Barra, também pertencem à classe Elemento. Sendo assim, os itens da classe Barra estão contidos na classe Elemento, mas uma “barra” não é considerada um “elemento”, não sendo válida a relação de herança entre estas duas classes [G04].

Na Figura 3.1 encontra-se a hierarquia do problema utilizado, em que a classe Elemento é a classe básica e as classes derivadas são: Fonte, Carga e Disjuntor. Outras classes derivadas não mostradas na figura, mas que pertencem à hierarquia, são: `Chave`, `Chave NA` (Normalmente Aberta), `Linha` e `Fusível`. A classe Barra compõe a classe Elemento.

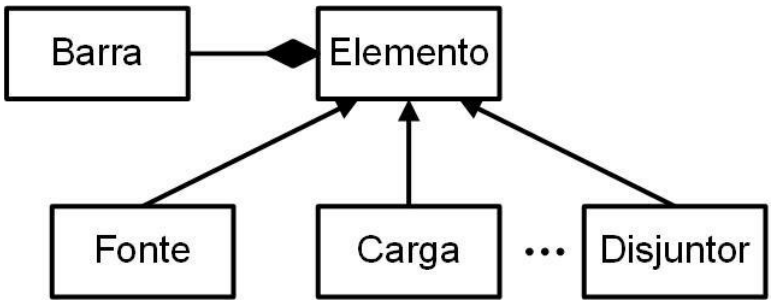

Figura 3.1: Hierarquia utilizada.

O polimorfismo é outro recurso importante, que permite escrever programas que processam objetos de classes que fazem parte da mesma hierarquia como se todos fossem objetos da classe básica. Um comando genérico dado pela classe básica é processado de forma específica em cada classe [D06].

No caso da hierarquia Elemento, uma lista encadeada é criada para relacionar todos os componentes do sistema. Para a construção desta lista, tem-se, na classe Elemento, a declaração da função “inserir elemento”, a qual é responsável pela inserção de todos os componentes do sistema. O código desta função, porém, não é definido na classe básica, mas dentro de cada classe derivada. Para exemplificar, considere-se a inserção de uma carga. Para que isso ocorra, um objeto desta classe irá chamar a função “inserir elemento” dentro da classe básica. Dado que o objeto pertence à classe Carga, a classe Elemento redirecionará o comando para a classe derivada, a qual fará a inserção propriamente dita.

O encadeamento de componentes em uma lista é importante para se ter acesso aos elementos. Este acesso permite leitura e alteração de informações, bem como inserção e retirada de componentes da lista. A Figura 3.2 apresenta listas de componentes e barras, e possíveis relações entre estas listas.

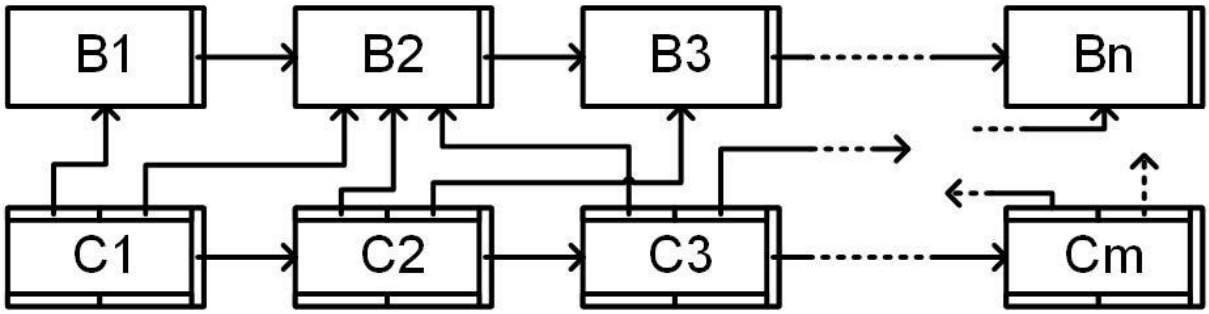

Figura 3.2: Listas encadeadas de Componentes e Barras.

Esta lista relaciona os m componentes do sistema, os quais são representados pelos objetos $C_1, C_2 \cdots C_m$. Estes objetos podem representar qualquer componente das classes derivadas e estão conectados às suas barras de entrada e saída. Cabe destacar que um componente consiste no conjunto de todas as informações relativas ao equipamento que ele representa. As barras são representadas pelos componentes $B_1, B_2 \cdots B_n$, e também estão organizadas em uma lista específica desta classe.

De modo semelhante, todos os componentes (tais como cargas, fontes e chaves) têm suas listas de tipo, ou seja, existe uma lista encadeada de linhas, uma lista encadeada de chaves, assim como as demais classes terão. A criação destas listas segue o mesmo padrão, em que os ponteiros têm a mesma estrutura em qualquer tipo de lista.

Além da lista dos Componentes e Barras, há, também, duas listas auxiliares relacionadas a cada componente. Uma lista contém os componentes que estão conectados à mesma barra do componente em questão. A outra lista contém os nodos da árvore onde este componente se encontra, podendo este estar em mais de um lugar na mesma árvore ou até mesmo em árvores distintas. A situação em que o componente estará em mais de um lugar na mesma árvore é possível devido à presença de chaves NAs internas. Já a situação onde o componente poderá estar em mais de uma árvore se refere ao fato de que existirá uma árvore para cada alimentador principal e uma árvore para cada alimentador auxiliar (ou secundário).

A lista auxiliar do componente permite acesso a todos os componentes conectados às mesmas barras, o que torna rápida a procura e montagem das árvores. Por outro lado, a lista auxiliar da árvore torna rápida a localização do componente nos nodos das árvores. Na Figura 3.3 pode-se ver a estrutura das listas auxiliares.

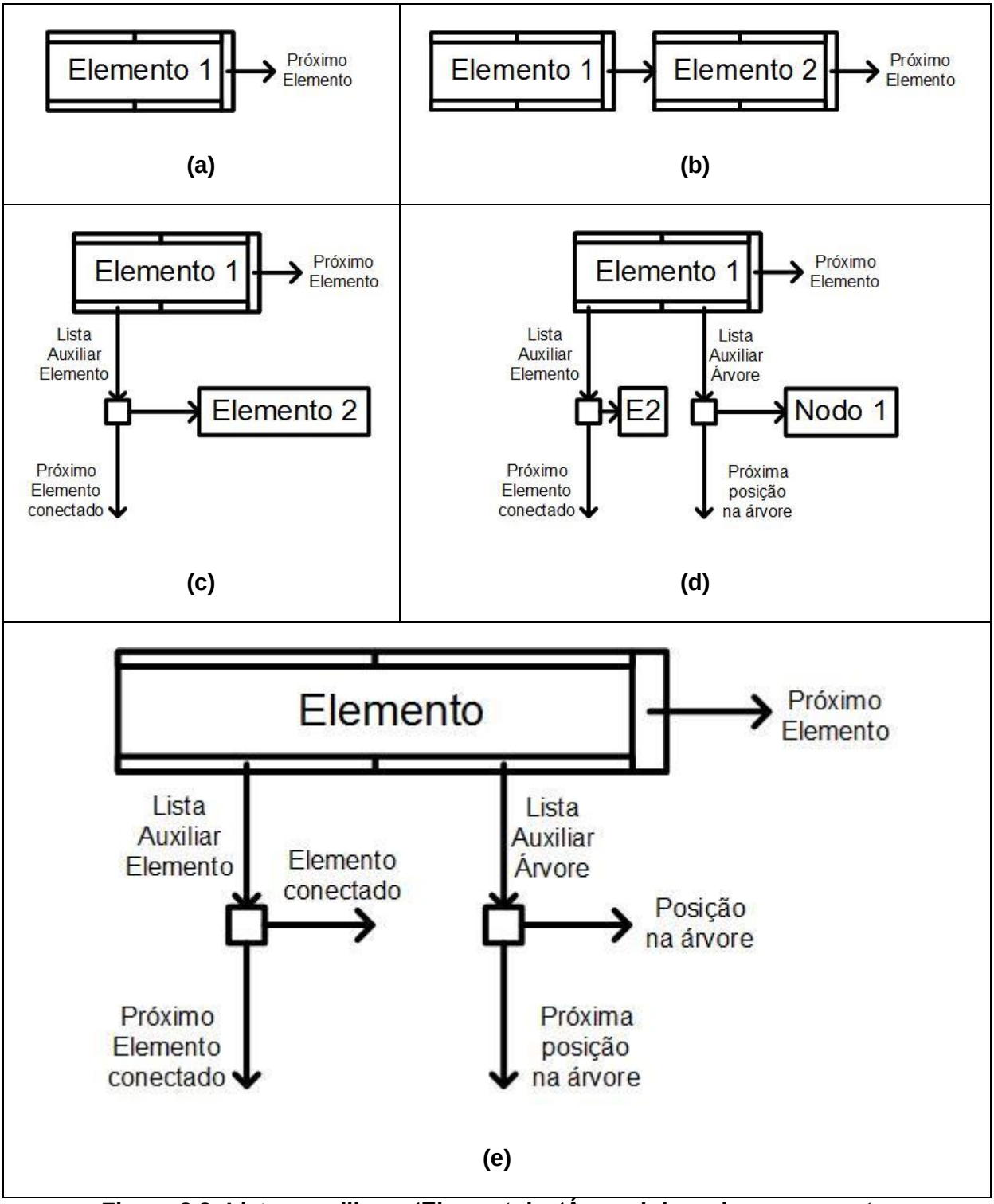

Figura 3.3: Listas auxiliares 'Elemento' e 'Árvore' de cada componente.

Partindo do Elemento 1, por exemplo, mostrado na Figura 3.3 (a), tem-se o ponteiro para o próximo da lista, que, neste caso, será o Elemento 2, conforme Figura 3.3 (b). Após a inserção do segundo, vem o Elemento 3 e assim até que o último elemento seja inserido na lista. Retornado ao Elemento 1, este possui um ponteiro para uma lista que contém todos os elementos conectados a ele, como mostrado na Figura 3.3 (c). O primeiro da lista será o Elemento 2, visto que ambos os elementos 1 e 2 estão conectados um ao outro. A segunda lista auxiliar se refere à posição do elemento na árvore. Supondo que o Elemento 1 seja o primeiro da árvore, pode-se dizer que este ocupará a primeira posição da árvore (o “Nodo 1”), como mostrado na Figura 3.3 (d) (onde “Elemento 2” foi simplificado para “E2”). Finalmente, na Figura 3.3 (e) pode-se ver a estrutura de um Elemento e suas listas auxiliares.

3.3 IDENTIFICAÇÃO DOS CONJUNTOS MÍNIMOS DE CORTE

Vários métodos já foram utilizados para identificação dos conjuntos mínimos de corte. O principal deles, conforme apresentado na Seção 2.2 desta dissertação, utiliza grupos de componentes que formam os conjuntos de corte. Após uma breve análise (iniciada na Seção 2.5 desta dissertação) da técnica empregada em [N09], esta seção propõe uma nova metodologia para a identificação dos conjuntos mínimos de corte.

3.3.1 Estrutura da Árvore

A nova metodologia [SNM15] é baseada na utilização de árvores para determinação dos conjuntos de cortes. O emprego de árvores na análise de SEDs visa maior organização da estrutura do sistema, o que torna o processamento mais rápido, além de melhorar a visualização do problema, caso seja necessária uma análise gráfica. Um sistema hipotético pode ser visto na Figura 3.4, o qual tem sua representação em árvore mostrada na Figura 3.5, em que cada círculo, chamado nodo, representa um componente.

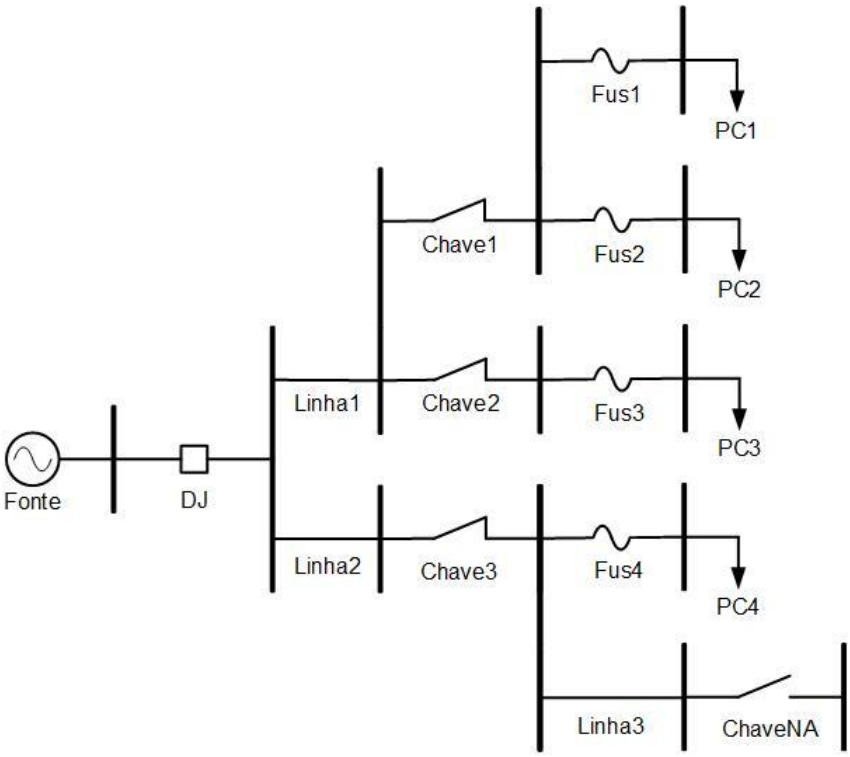

Figura 3.4: Sistema hipotético.

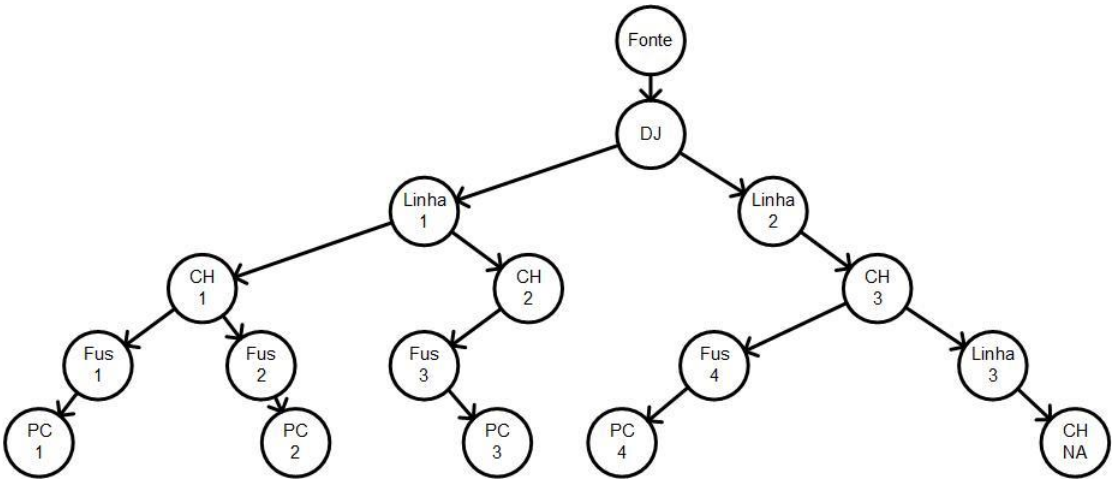

Figura 3.5: Árvore do sistema hipotético.

Em uma árvore, têm-se os nodos que possuem ponteiros para o pai, o filho, o irmão e um para o elemento referente àquele nodo. Na Figura 3.6 (a) podem ser vistos estes ponteiros partindo de um nodo qualquer. Na Figura 3.6 (b) é mostrado um exemplo para o componente Chave 3. O ponteiro Pai aponta para a Linha 1, assim como o Irmão aponta para a Chave 2 e o Filho para a linha 3. Note que a Linha 2 é o irmão

da Linha 1, logo a Linha 2 será o tio de Chave 3. O ponteiro para o elemento não é mostrado na Figura 3.6 (b) por simplificação, mas ele existe, e aponta para o elemento Chave 3, que possui todas as informações deste componente.

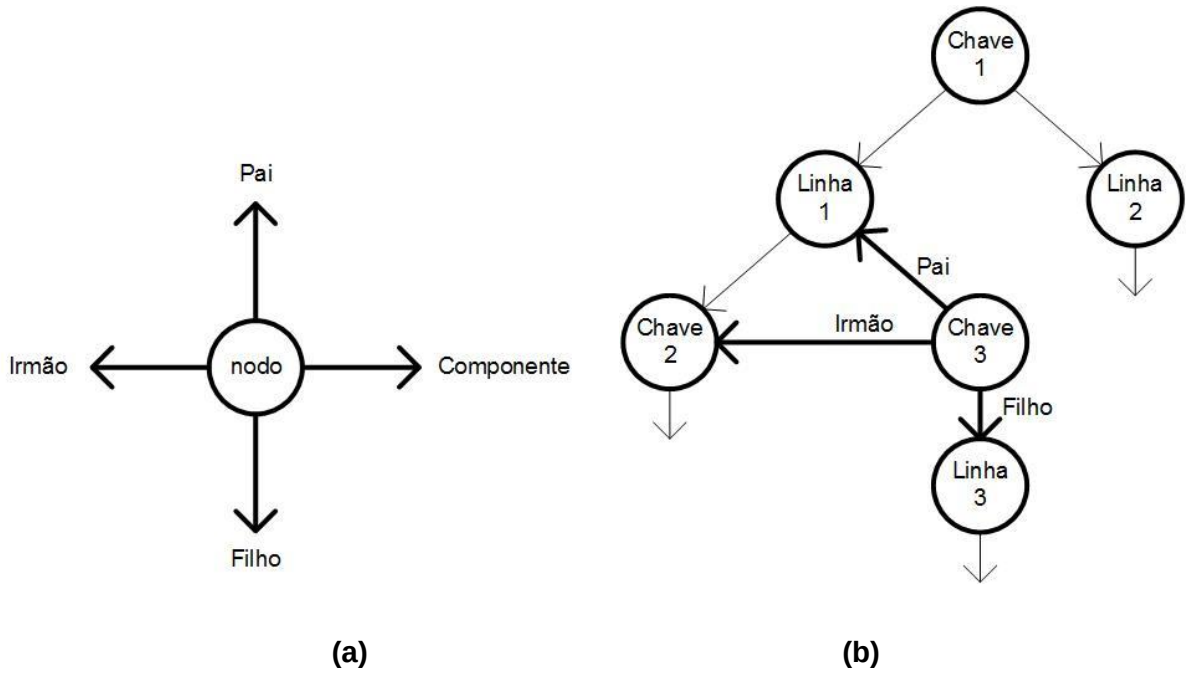

Figura 3.6: (a) Ponteiros de um nodo qualquer. (b) Ponteiros do nodo Chave 3.

A construção da árvore é iniciada por um elemento principal (ou que se tenha interesse) o qual não possuirá pai nem irmão. Na árvore, este elemento ocupará a posição denominada **nodo raiz**. A construção segue com a inserção dos filhos, e filhos dos filhos e assim sucessivamente.

Analisando o método de inserção adotado por [N09] e verificando a estrutura da árvore, foi feito um teste como tentativa para evitar a inserção de componentes que seriam podados posteriormente. O princípio de verificação é baseado na utilização de um sinalizador presente em cada elemento, chamado percorrido, que possui valor unitário quando o elemento já foi inserido e valor nulo caso contrário. A verificação deste sinalizador é fácil e rápida. Após se chegar ao fim de um ramo, todos os sinalizadores são anulados novamente até o primeiro ancestral que tiver irmão, não havendo, assim, impedimento de inserção do mesmo componente em outro ramo. Este sinalizador é suficiente para respeitar as restrições de inserção de ancestral e do tio, utilizadas como critério de poda em [N09], ou seja, são feitas duas verificações em uma única informação.

O novo método é capaz de detectar as restrições de inserção em qualquer nível de construção da árvore, o que pode, inclusive, tornar o processo mais rápido nos níveis mais baixos, próximos aos pontos de carga. O último filho, por exemplo, não faz inserção alguma. Portanto, o programa desenvolvido para esta dissertação testa, para depois inserir, e o de [N09] insere para depois testar.

As definições apresentadas neste capítulo e no anterior serão guia para a construção e análise das árvores de conexões. Um exemplo é apresentado a seguir, que usará o sistema mostrado na Figura 3.7, formado pelos principais componentes de um sistema real. Neste, há uma fonte principal, Fonte1, e uma fonte secundária, FonteNA1, isolada por uma chave normalmente aberta, ChaveNA1. O objetivo é alimentar as duas cargas, Cargas1 e 2, pela fonte principal ou, quando necessário e possível, pela fonte secundária.

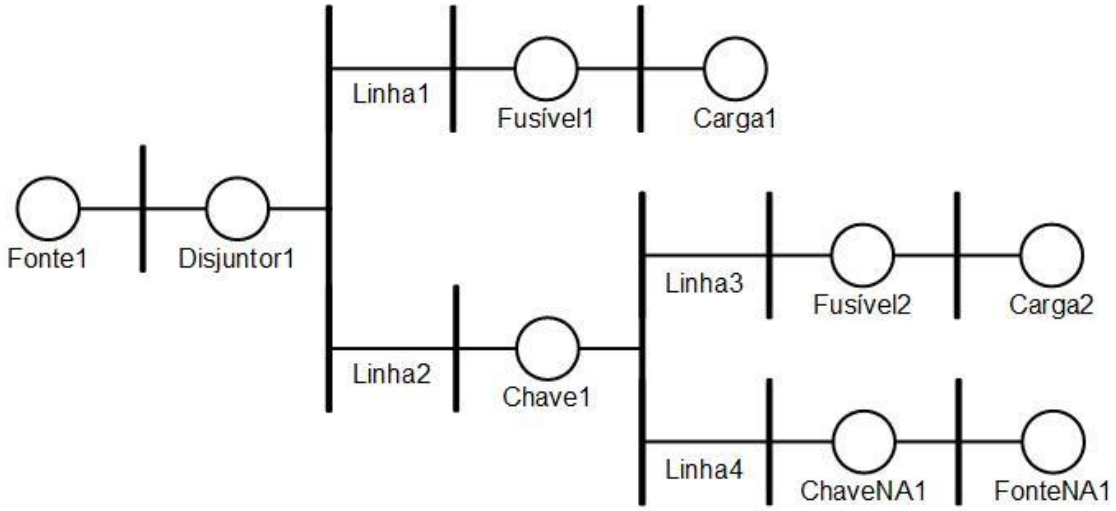

Figura 3.7: Sistema exemplo para demonstração da construção das árvores.

Na Figura 3.8 pode-se ver o início da construção da árvore, que parte da Fonte1 e possui um filho, o Disj1, que é um disjuntor. Este possui dois filhos, a saber, a Linha1 e a Linha2.

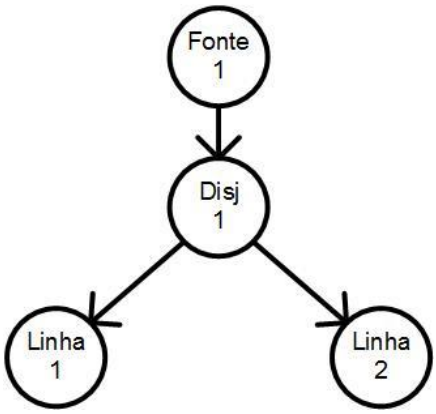

Figura 3.8: Início da construção da árvore do sistema da Figura 3.7.

O Disj1 está conectado à Linha1, logo a Linha1 está conectada ao Disj1, o que poderia gerar a inserção de Disj1 como filho da Linha1. Porém o sinalizador percorrido de Disj1 já está com valor unitário, o que impede esta inserção. Na Figura 3.9 é apresentada a "não inserção" de Disj1 como filho da Linha1 (representada pela linha tracejada), além da inserção de Fus1, que é um fusível, da Carga1 e da Chave1.

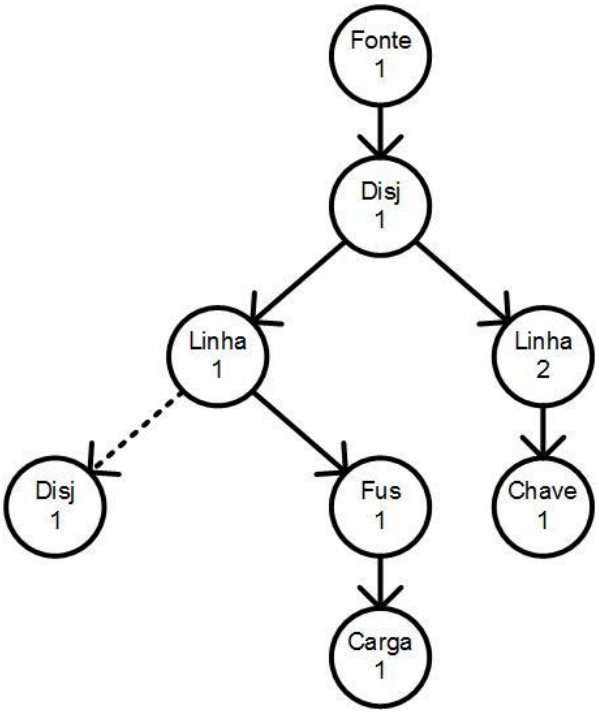

Figura 3.9: Exemplificação da inserção e "não inserção" de componentes.

Na Figura 3.10 pode-se ver a inserção dos demais componentes: Linhas3 e 4, Fus2, Carga2, ChaveNA1 e FonteNA1, que completam a árvore.

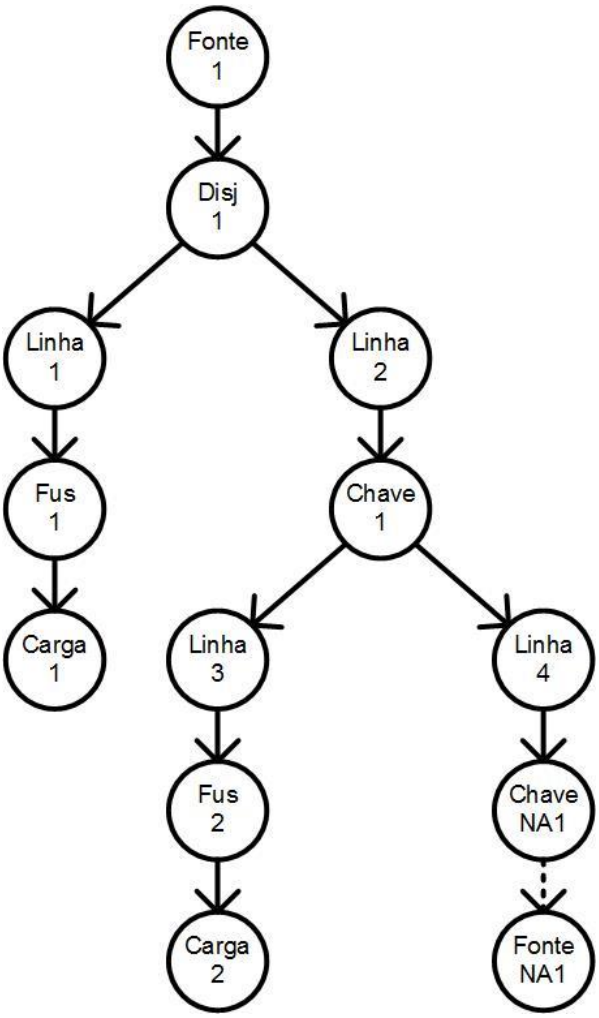

Figura 3.10: Finalização da construção da árvore.

A linha tracejada conectando ChaveNA1 e FonteNA1 representa a única poda feita neste sistema, necessária para eliminar o ramo que termina em uma fonte. A poda é feita no sentido oposto ao da inserção. Graficamente, esta poda é feita de baixo para cima, partindo da fonte NA até que a primeira chave NA seja encontrada. Toda e qualquer chave NA permanece na árvore, não sendo eliminada durante a construção porque pode ser uma chave NA interna.

Como outro exemplo, pode-se observar na Figura 3.11 o início de uma das árvores que compõem o sistema teste RBTS. Nesta figura, pode-se ver que fonte1 não possui pai nem irmão, assim como os pontos de carga TR01 e TR02 não possuem filhos. A fonte1 é o alimentador principal, DJR01 é um disjuntor, RAM01 e LT01 – LT04 são linhas, SEC01 e SEC02 são chaves seccionadoras normalmente fechadas.

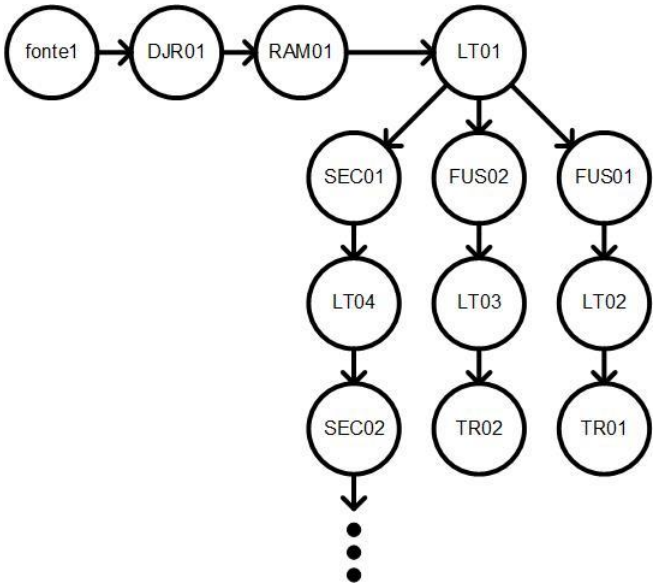

Figura 3.11: Árvore RBTS parcial, que é iniciada na fonte1.

Para a análise de caminhos alternativos, que permitem o restabelecimento do fornecimento de energia a consumidores desconectados devido a possíveis falhas no sistema, tem-se outra árvore que parte de um alimentador secundário seguido por uma chave normalmente aberta (chave NA). Existirá uma árvore para cada alternativa de caminho, ou seja, uma árvore para cada fonte NA, além da árvore que contém o alimentador principal.

Retornando ao exemplo da Figura 3.7, tem-se a árvore que parte da FonteNA1, que será usada para analisar casos em que esta fonte suprirá, sempre que possível, cargas não alimentadas pela Fonte1. Utilizando o mesmo princípio de construção da primeira árvore, pode-se obter a estrutura apresentada na Figura 3.12.

Nesta árvore, a poda também é realizada nos critérios descritos anteriormente, sendo dois componentes retirados, Fonte1 e Disj1. A Linha2 não é podada, pois tem outro filho além de Disj1, que é a Linha1, cujo ramo termina em uma carga.

Após a construção das árvores, os índices de confiabilidade do sistema são rapidamente determinados. Na presente dissertação, em que são apresentados os primeiros testes para a metodologia proposta, apenas os índices FIC e DIC [A00] - [BA96] serão avaliados.

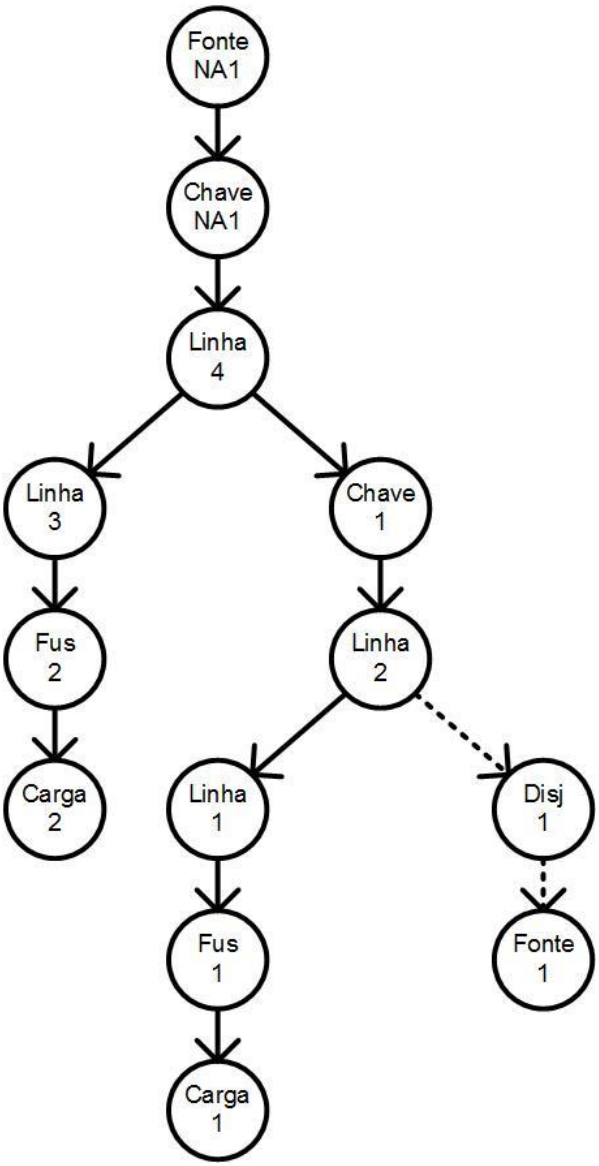

Figura 3.12: Árvore do sistema da Figura 3.7 que parte da FonteNA1.

3.3.2 Determinação dos Conjuntos Mínimos de Corte

Para o desenvolvimento do programa elaborado para esta dissertação, foram considerados apenas cortes de 1ª ordem, onde é tratada a falha de um único componente por vez. O programa permite expansão para análise de cortes de ordem superior, porém a precisão que se ganha é menor que a precisão dos dados usados como entrada, pois os valores de taxa de falha, tempos de reparo e chaveamento dos componentes trazem erros amostrais, que são refletivos nos indicadores de confiabilidade. Além do problema da precisão, a análise de cortes de ordem superior torna mais lenta a execução do programa, pois aumenta o esforço computacional.

Geralmente, cortes de 3ª ordem sequer chegam a ser analisados, pois os de 2ª ordem já apresentam pequena contribuição para os índices de confiabilidade [LCNFG06], [C98]. Em [N09] foi feita uma comparação entre os índices de confiabilidade obtidos considerando cortes de 1ª e 2ª ordem. Dentre seis sistemas testados, para cortes de 2ª ordem, a maior contribuição para os índices do sistema, FEC e DEC foram de 0,458% e 0,632%, respectivamente. Para os índices de ponto de carga, FIC e DIC, as maiores contribuições foram de 1,079% e 1,468%, respectivamente. Portanto, pode-se desprezar a influência dos cortes de 2ª ordem para este tipo de avaliação.

De posse das árvores já construídas, a simulação trata das falhas das linhas e de falhas em pontos de carga, a fim de se estimar os índices de confiabilidade, através da análise dos componentes afetados. Esta análise é feita seguindo-se o caminho pela árvore da fonte para as cargas. A partir da fonte, todos os ramos são percorridos e a análise deve parar em cargas ou chaves abertas. Encontrado qualquer um destes itens, a análise continua no ramo seguinte.

As Figuras 3.13 (a) e (b) apresentam, respectivamente, as árvores NF e NA do sistema da Figura 3.7. Para início da análise, seja a falha da Linha1. A primeira proteção acima desta linha é o Disj1, que atuará e permanecerá aberto até a solução ou isolamento da falha. Este estado impede a alimentação das cargas 1 e 2. Na árvore NA, a alimentação é feita pela FonteNA1, através do fechamento da ChaveNA1. Neste caso, há necessidade de abertura da Chave1, caso contrário a FonteNA1 alimentaria a falha. Este recurso permite a realimentação da Carga2 pela FonteNA1, mas não é suficiente para restabelecer a alimentação da Carga1, que acontecerá somente após a solução da falha.

A partir da Figura 3.13, linhas tracejadas indicam descontinuidade da alimentação.

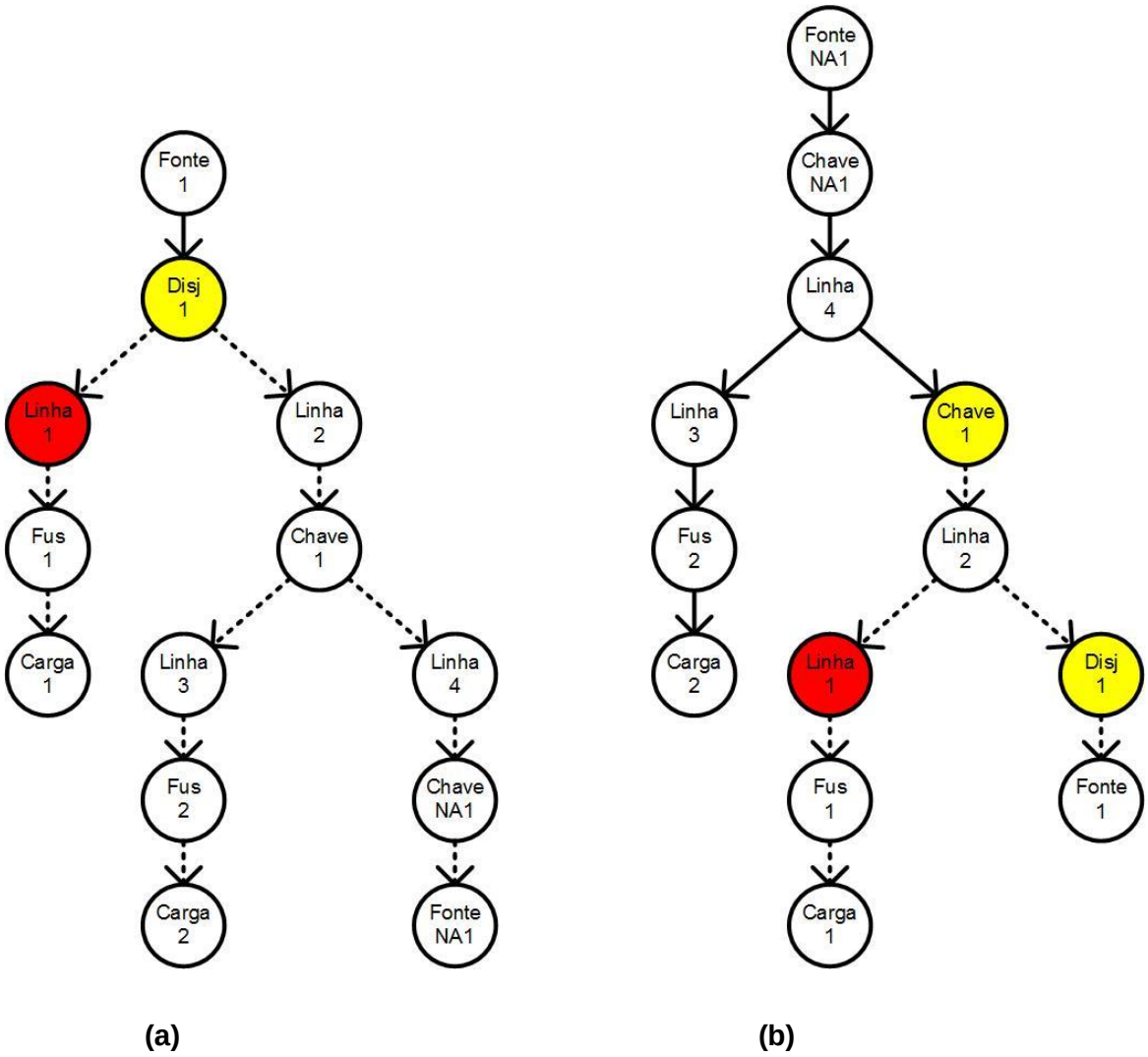

Figura 3.13: Análise da falha da Linha1. (a) Árvore NF, (b) Árvore NA.

Diz-se que o corte da Carga2 foi solucionado por um **chaveamento NA**, pois a alimentação foi restabelecida através do fechamento de uma chave NA. Para a Carga1, diz-se que há um corte com **tempo de reparo**, pois somente o reparo da falha pode permitir a realimentação desta carga.

Se a Linha2 falha, as consequências serão as mesmas, ou seja, Disj1 e Chave1 permanecerão abertos até a solução da falha, a Carga1 estará em corte e a Carga2 terá sua alimentação restabelecida pela FonteNA1 através do fechamento da ChaveNA1.

Analisando-se a falha da Linha3, a proteção que irá atuar será, novamente, Disj1, que deixará as cargas 1 e 2 em estado de corte. Este estado pode ser visto na Figura 3.14 (a). Porém, há uma manobra entre a proteção e a linha que falhou, que é a

Chave1. A abertura desta chave permite o fechamento de Disj1 e a realimentação da Carga1, como pode ser visto na Figura 3.14 (b).

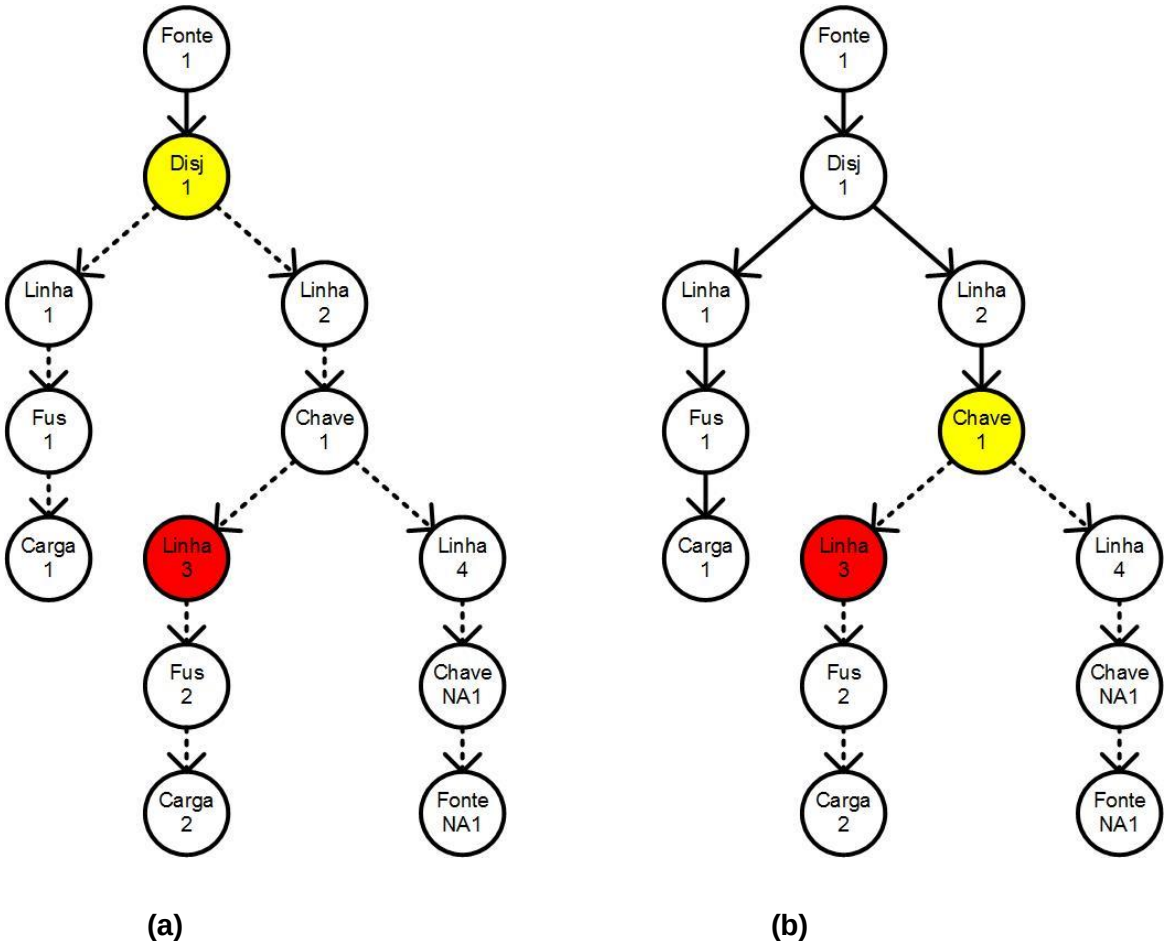

Figura 3.14: Análise da falha da Linha3.

Note que a realimentação da Carga2 não pode ser restabelecida pelo fechamento da ChaveNA1, pois esta operação faria com que a FonteNA1 alimentasse a falha, como pode ser visto da Figura 3.15.

Nesta situação, diz-se que o corte da Carga1 foi solucionado por um **chaveamento NF**, pois a abertura de uma chave NF e o fechamento da proteção foram suficientes para solucionar o corte desta carga. Semelhante ao caso anterior, a Carga2 tem um corte com tempo de reparo. Uma carga terá sua alimentação restabelecida por **tempo de chaveamento** se a solução se deu tanto por chaveamento NF quanto por chaveamento NA.

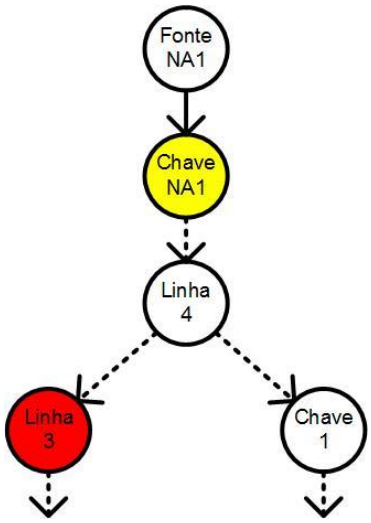

Figura 3.15: Árvore NA: falha da Linha3. A ChaveNA1 não pode ser fechada.

A falha da Linha4 terá o mesmo impacto que a falha da Linha3, pois a Chave1 proporcionará a realimentação da Carga1 devido a um chaveamento NF, e a Carga2 só terá sua alimentação restabelecida após o reparo da falha.

A falha da Carga1 fará com que o Fus1 atue, isolando a falha. A alimentação nesta carga somente poderá ser restabelecida com o reparo da mesma, sendo que nenhum tipo de chaveamento solucionará o problema. Situação semelhante ocorrerá na falha da Carga2, que não afetará a alimentação da outra carga. As falhas das cargas 1 e 2 podem ser vistas na Figura 3.16 (a) e (b), respectivamente.

Situações de falhas de cargas em que não há um fusível para cada carga podem implicar em cortes de outras. Na Figura 3.17 pode-se ver um caso onde a falha da Carga1 causa corte em ambas as cargas.

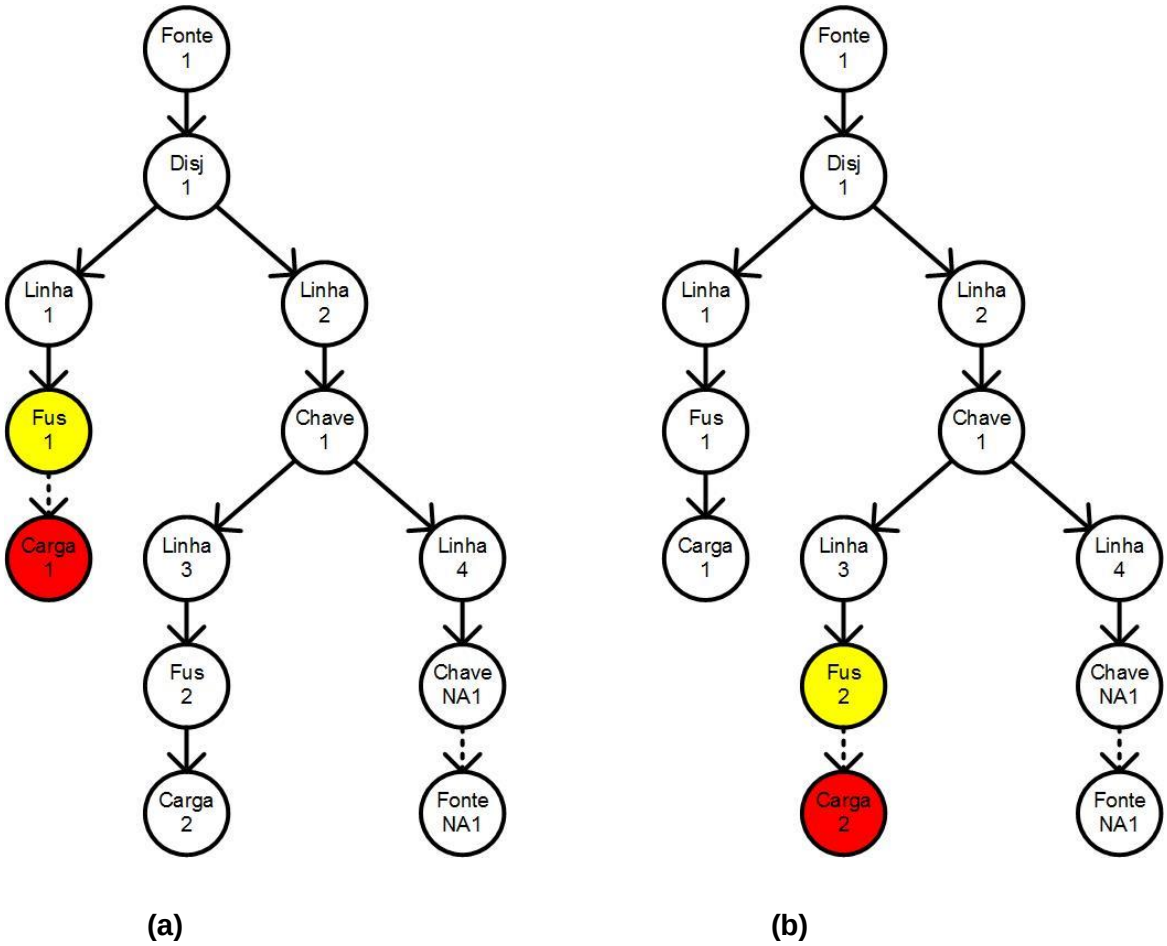

Figura 3.16: Falha das cargas 1 e 2.

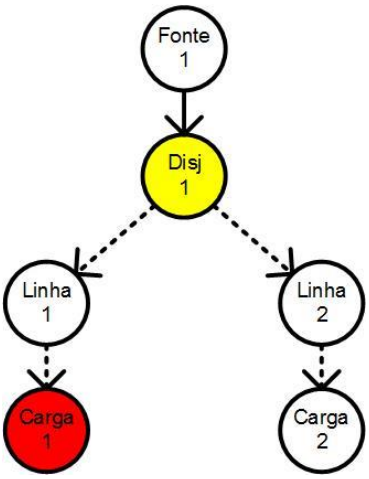

Figura 3.17: Corte nas cargas 1 e 2 devido à falha da carga 1.

De acordo com as linhas e cargas que falham, é possível armazenar uma lista com os cortes ocorridos, conforme necessidade. Trabalhos que utilizam caminhos míni-

mos, geralmente, salvam esta lista, diferente do presente trabalho, que possibilita a geração de relatórios de cortes, mas não salva por não haver necessidade.

Esta estrutura permite determinar uma relação de cortes para cada falha ocorrida no sistema, ou seja, o conjunto de cortes para cada falha. A árvore apresenta os caminhos entre a fonte e cada ponto de carga, os quais correspondem aos caminhos mínimos de corte utilizados na metodologia tradicional, porém, determinados implicitamente. Em [N09], os caminhos mínimos eram determinados através da árvore, fazendo, assim, a determinação destes caminhos duas vezes. Na nova metodologia, os caminhos não precisam ser determinados explicitamente.

Para ir da fonte a qualquer ponto de carga, basta “descer” a árvore pelos devidos ramos. Se algum elemento no caminho estiver em estado de falha, a análise segue pela estrutura da árvore da mesma forma que seguiria se não houvesse falha, porém o programa “sabe” que aquele ramo está fora de operação e faz com que as informações do corte sejam armazenadas em cada ponto de carga afetado. Outro método faz esta análise a partir do elemento que falhou, “sobe” até a fonte, para depois “descer” a árvore, fazendo a verificação ponto a ponto [N09].

Cada técnica já utilizada até o presente momento apresenta suas vantagens e deficiências. Com o passar do tempo, possíveis melhorias são percebidas e exploradas, e isto faz com que o desenvolvimento do estudo esteja sempre em progresso. As técnicas atuais não existiriam se não fossem as anteriores, que hoje podem parecer ineficientes. Ao final desta dissertação, por exemplo, já são apresentadas propostas de melhorias e expansão.

3.3.3 Decomposição de Sistemas

Um dos principais problemas enfrentados na análise de confiabilidade de um SED real é o uso de memória computacional. No método dos caminhos mínimos, por exemplo, é necessário armazenar grande quantidade de dados relativos aos conjuntos de corte, além do elevado tempo computacional gasto para a determinação dos caminhos mínimos. Para contornar estes problemas, é de grande viabilidade explorar uma das características apresentadas pela imensa maioria dos SEDs, que corresponde ao fato de não haver mais de um gerador alimentando os mesmos ramos

ao mesmo tempo. Consequentemente, é possível decompor o sistema em vários subsistemas menores, conforme descrição a seguir.

O primeiro passo consiste em identificar os alimentadores principais do sistema. Um exemplo de fácil identificação pode ser visto no sistema teste IEEE-RBTS barra 2, cujo diagrama é apresentado na Figura 3.18. Este é um sistema padrão de testes, o qual possui 22 pontos de carga e 74 ramos. Na Figura 3.19 pode ser vista a separação dos subsistemas, de acordo com cada um dos quatro alimentadores principais, onde os tracejados delimitam o que são denominados Ramais 1 a 4.

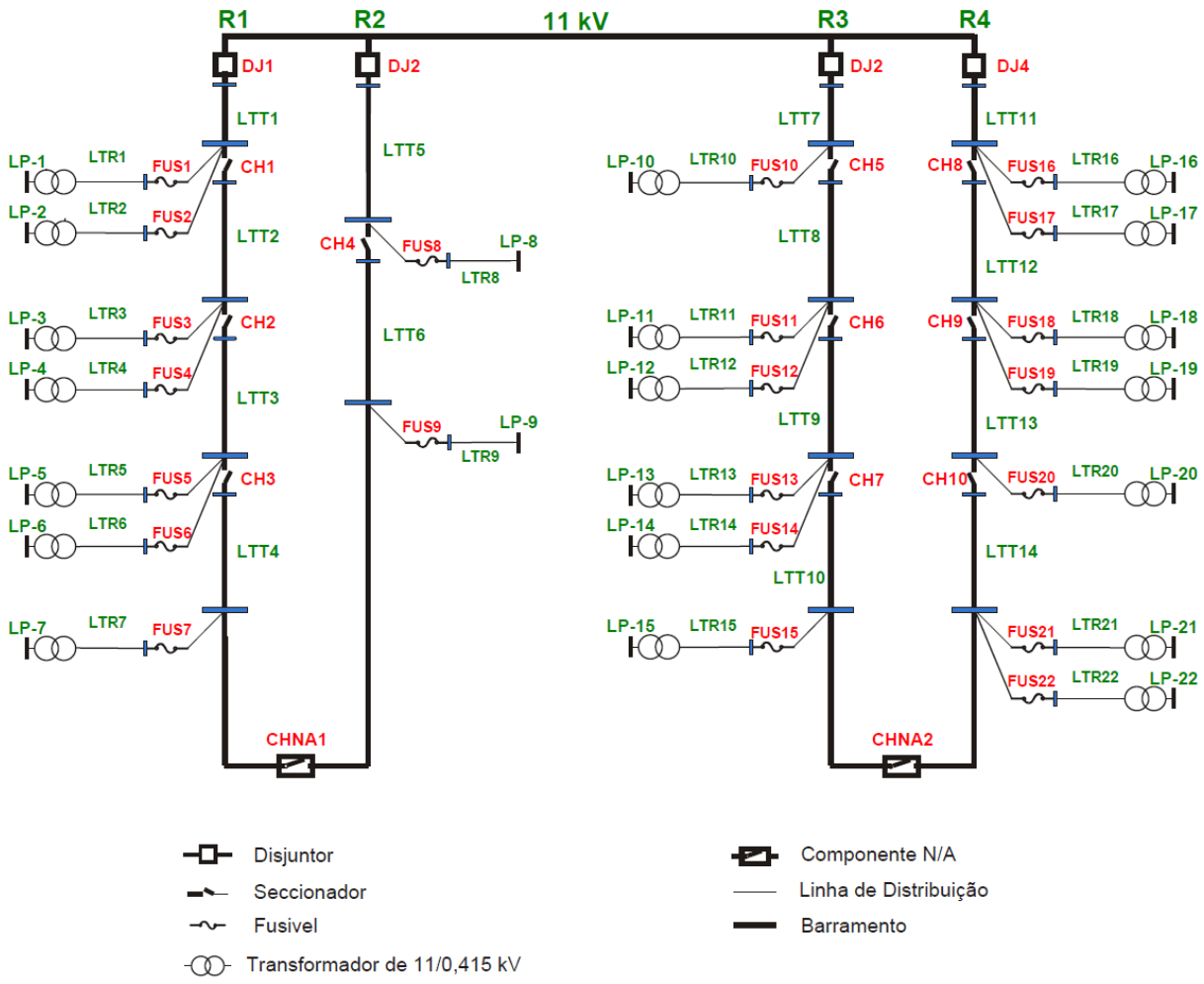

Figura 3.18: Sistema de distribuição IEEE-RBTS Barra 2.

A verificação visual dos ramais não é trivial em sistemas complexos, e um algoritmo de decomposição automática pode ser usado para este fim [N09]. Este algoritmo baseia-se na estrutura em árvore apresentada na seção 3.3.1. Porém, quando uma chave NA é encontrada, é interrompida a construção da árvore, e neste ponto é in-

serida uma fonte NA. Após a inserção de todas as possíveis fontes NAs de um alimentador, o ramal está definido e parte-se para o próximo alimentador.

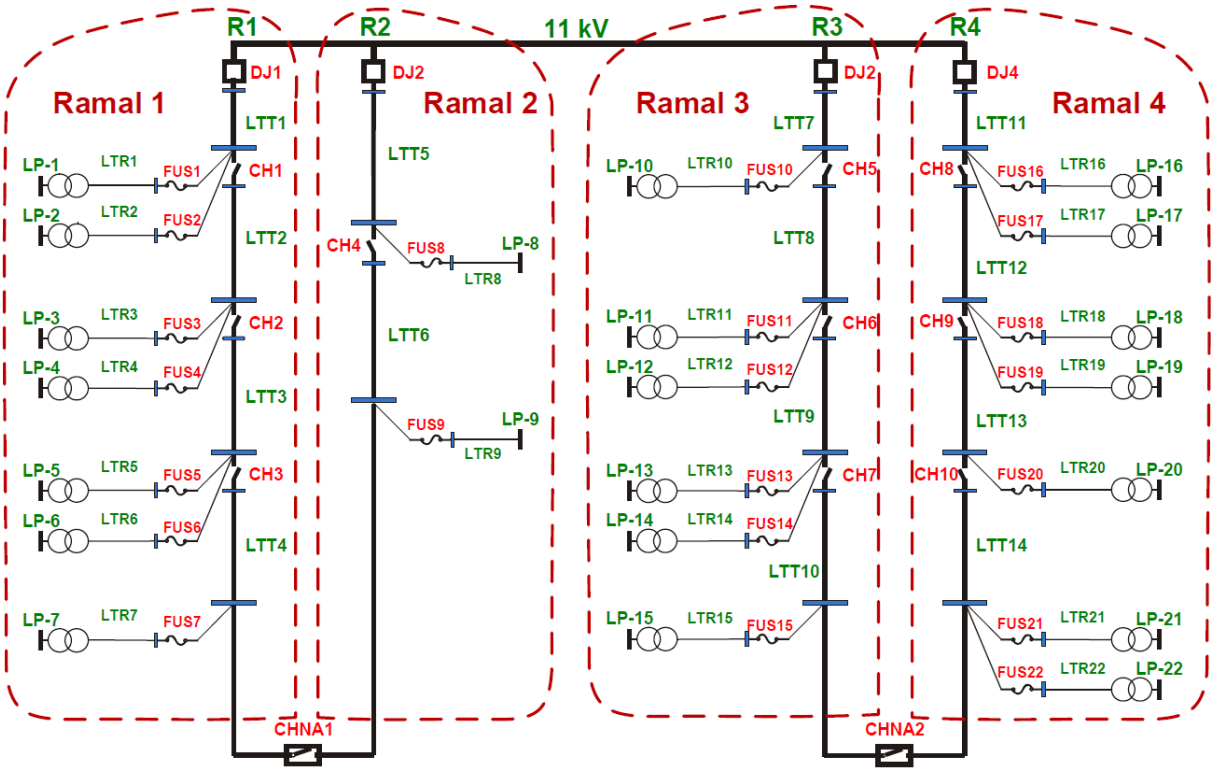

Figura 3.19: Alimentadores principais do sistema IEEE-RBTS barra 2.

Dentro de um ramal, existe apenas um caminho NF, responsável pelo fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Além dos consumidores do ramal em questão, é possível que um alimentador atenda a consumidores de ramais diferentes através de caminhos alternativos (que pode ser feito pelo fechamento de chaves NAs), geralmente em situações de contingência. Em condições normais de operação, os alimentadores trabalham de forma independente, conforme Figura 3.19.

Assim, a decomposição consiste em separar completamente cada um dos alimentadores. Conjuntamente à separação, ocorre a substituição dos ramos após as chaves NAs por fontes alternativas (fontes NAs). Os ramais individuais podem ser vistos na Figura 3.20, representando a nova configuração. Partindo deste ponto, não há mais interferência de um alimentador no outro, o que também torna independente a análise de confiabilidade [N09]. Neste exemplo, existirá apenas uma opção de chaveamento NA para cada ramo, porém em sistemas reais podem existir inúmeras possibilidades.

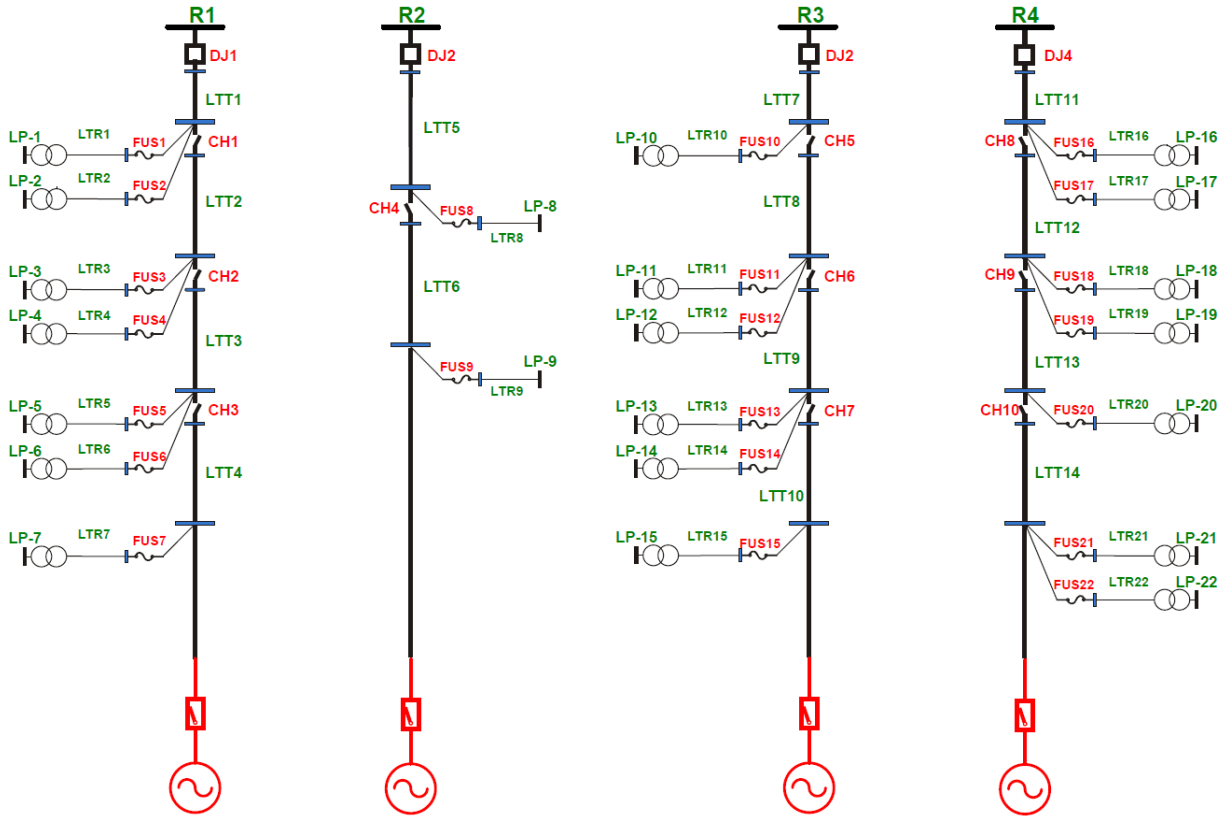

Figura 3.20: Sistema RBTS barra 2 decomposto por alimentador.

Do ponto de vista da confiabilidade, esta simplificação afeta alguns cortes de 2ª ordem, e dentre estes, apenas os que dependem de chaveamento NA. Em geral, despreza-se a influência dos cortes de ordem maior ou igual a 2 [ABSGS91], [BW98]. Em [N09] foi feita uma comparação entre a análise do sistema completo e decomposto, onde foi utilizado para teste o sistema da cidade de Papagaios, e foi verificada uma diferença máxima de 0,93% para o índice FIC e máxima de 1,4% para o índice DIC, o que comprova a viabilidade do método de decomposição. Pelos motivos descritos, o método proposto nesta dissertação aplica-se a sistemas decompostos por ferramentas externas, conforme descrito em [N09].

3.3.4 Testes Iniciais Utilizando os Sistemas RBTS e Papagaios

Os dois sistemas de teste mais comumente usados são IEEE – RTS (*IEEE - Reliability Test System*) e o RBTS. O primeiro, IEEE – RTS, foi introduzido em 1979, e consistia de 24 barras e 32 unidades geradoras, dentre outras características. Este sistema foi usado em muitos tipos de estudos, mas possui uma limitação, que é o fato

de que nenhum dado relativo a sistemas de distribuição foi fornecido por sistemas existentes [B11a].

Já o RBTS foi desenvolvido na Universidade de Saskatchewan, com propósitos educacionais e de pesquisa. Este sistema inclui 6 barras e 11 unidades geradoras. A tensão de transmissão é de 230 kV e a capacidade total instalada é de 240 MW, com pico de carga de 185 MW. O RBTS é menor que o RTS, contudo, os dados são baseados em informações de sistemas existentes. Isto fez este sistema ser muito conveniente para aplicações em análise de confiabilidade de sistemas de distribuição e estudos similares. A área de pesquisa onde este sistema tem sido mais usado é na introdução e teste de novas técnicas probabilísticas. Outra vantagem do RBTS é que este pode ser facilmente modificado devido ao seu tamanho [B11a].

Para validação do programa desenvolvido, será usado o sistema RBTS [ABSGS91] barra 2, apresentado na Figura 3.18. Com os dados deste sistema, foi possível obter os índices FIC e DIC para todos os pontos de carga. Na Tabela 3.1 são apresentados os resultados obtidos, dispostos nas colunas indicadas por “Dissertação”. Esta tabela apresenta uma comparação com os valores disponíveis em dois trabalhos, [ABSGS91] e [N05]. Por se tratar de um sistema de pequeno porte, o tempo de cálculo é desprezível.

Como pode ser observado, os valores correspondentes por ponto de carga são iguais para o índice FIC, se comparados aos valores apresentados por [ABSGS91], pois a frequência de interrupção é determinada em função das taxas de falha dos componentes. Já para o índice DIC, houve pequena variação entre os valores, sendo que esta variação diminui quando comparados aos valores apresentados em [N05]. No caso da duração da interrupção, os critérios de cada método influenciam na precisão dos resultados. Os métodos utilizados em [ABSGS91] e em [N05] são baseados na rede equivalente de confiabilidade, sendo que esta rede é truncada em alguma ordem. Geralmente a rede é construída até 2ª ordem. Com isso, o impacto das ordens superiores é desprezado. Na metodologia proposta, é considerada toda a influência das falhas. Cabe, ainda, salientar que no método apresentado em [N05], apenas uma possibilidade de chaveamento NA é testada, enquanto que no algoritmo da presente dissertação, são testadas todas as possibilidades.

Tabela 3.1: Comparação de resultados para o sistema IEEE-RBTS Barra 2.

Ponto de Carga	FIC			DIC		
	[ABSGS91]	[N05]	Dissertação	[ABSGS91]	[N05]	Dissertação
LP - 1	0,240	0,240	0,240	3,580	3,555	3,555
LP - 2	0,253	0,253	0,253	3,640	3,620	3,620
LP - 3	0,253	0,253	0,253	3,640	3,618	3,577
LP - 4	0,240	0,240	0,240	3,580	3,553	3,512
LP - 5	0,253	0,253	0,253	3,640	3,618	3,577
LP - 6	0,250	0,250	0,250	3,630	3,602	3,561
LP - 7	0,253	0,253	0,253	3,600	3,578	3,536
LP - 8	0,140	0,141	0,141	0,540	0,538	0,538
LP - 9	0,140	0,141	0,141	0,500	0,496	0,455
LP - 10	0,243	0,244	0,244	3,580	3,557	3,557
LP - 11	0,253	0,253	0,253	3,640	3,618	3,577
LP - 12	0,256	0,257	0,257	3,660	3,635	3,593
LP - 13	0,253	0,253	0,253	3,590	3,564	3,523
LP - 14	0,256	0,257	0,257	3,610	3,581	3,539
LP - 15	0,243	0,244	0,244	3,580	3,556	3,515
LP - 16	0,253	0,253	0,253	3,640	3,620	3,620
LP - 17	0,243	0,244	0,244	3,590	3,571	3,571
LP - 18	0,243	0,244	0,244	3,580	3,556	3,512
LP - 19	0,256	0,257	0,257	3,650	3,621	3,577
LP - 20	0,256	0,257	0,257	3,650	3,621	3,577
LP - 21	0,253	0,253	0,253	3,590	3,564	3,520
LP - 22	0,256	0,257	0,257	3,610	3,581	3,536

Além dos sistemas didáticos, sistemas reais também foram utilizados para validação, como é o caso do sistema da cidade de Papagaios, que abrange uma área de 556 km^2, localizado na Região Oeste de Minas Gerais. Considerado de pequeno porte, este sistema possui 148 ramos e 61 pontos de carga, que são atendidos por quatro alimentadores principais. Mesmo não sendo grande, este sistema apresenta uma complexa rede de conectividade. Há vários caminhos alternativos para cada ponto de carga, onde uma inspeção visual seria insuficiente para identificação dos caminhos NAs. Na Figura 3.21 pode ser visto o sistema completo, onde as linhas coloridas indicam a decomposição do sistema original em quatro ramais, que são os subsistemas para cada alimentador.

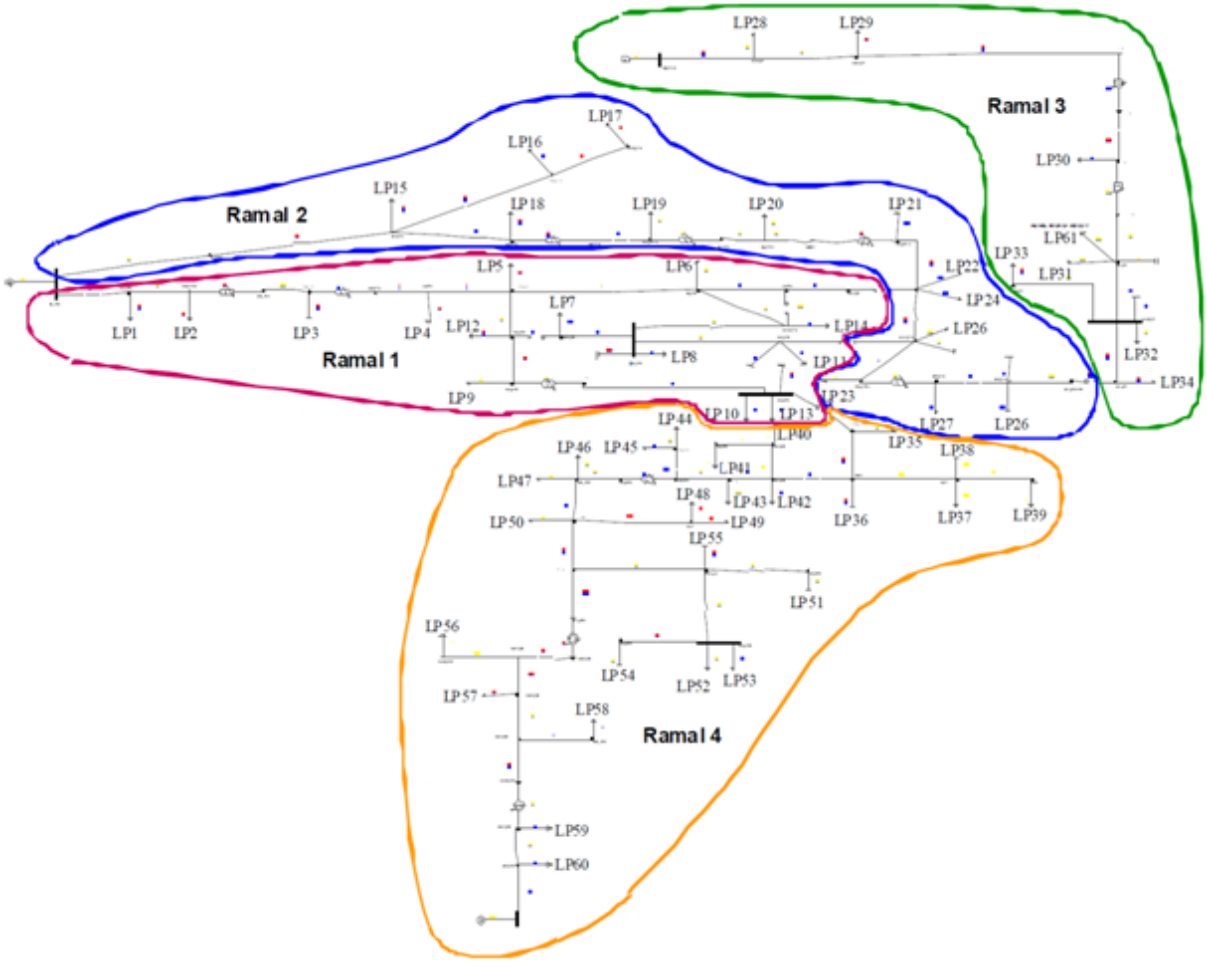

Figura 3.21: Sistema elétrico de Papagaios.

A Tabela 3.2 apresenta uma comparação entre os índices de ponto de carga FIC e DIC obtidos pelo uso dos métodos apresentados em [N09], o qual é denominado MR (método de referência), e a metodologia proposta nesta dissertação, cuja denominação é MP. A terceira coluna de cada índice, representada pelo símbolo “%”, apresenta a diferença percentual entre os índices encontrados. Por simplificação, são mostrados os índices de sete pontos de carga de cada ramal, pois são o suficiente para verificação dos resultados.

Tabela 3.2: Comparação entre os métodos via índices FIC e DIC – Papagaios.

Ponto de Carga		FIC			DIC		
		MR	MP	%	MR	MP	%
Ramal 1	LP - 4	17,6040	17,6040	0	12,4264	12,4264	0
	LP - 5	17,6040	17,6040	0	12,4264	12,4264	0
	LP - 6	17,6040	17,6040	0	12,4264	12,4264	0
	LP - 7	17,6040	17,6040	0	12,4264	12,4264	0
	LP - 8	17,6040	17,6040	0	12,4264	12,4264	0
	LP - 9	17,6040	17,6040	0	12,4264	12,4264	0
	LP - 10	17,6040	17,6040	0	12,4264	12,4264	0
Ramal 2	LP - 19	29,5500	29,5500	0	20,8588	20,8588	0
	LP - 20	29,5500	29,5500	0	20,8588	20,8588	0
	LP - 21	29,5500	29,5500	0	20,8588	20,8588	0
	LP - 22	29,5500	29,5500	0	20,8588	20,8588	0
	LP - 23	29,5500	29,5500	0	20,8588	20,8588	0
	LP - 24	29,5500	29,5500	0	20,8588	20,8588	0
	LP - 25	29,5500	29,5500	0	20,8588	20,8588	0
Ramal 3	LP - 28	16,9550	16,9550	0	12,0699	12,0699	0
	LP - 29	16,9550	16,9550	0	11,9682	11,9682	0
	LP - 30	16,9550	16,9550	0	11,9682	11,9682	0
	LP - 31	16,9550	16,9550	0	11,9682	11,9682	0
	LP - 32	16,9550	16,9550	0	11,9682	11,9682	0
	LP - 33	16,9550	16,9550	0	13,2388	13,2388	0
	LP - 34	16,9550	16,9550	0	11,9682	11,9682	0
Ramal 4	LP - 35	29,7850	29,7850	0	21,0247	21,0247	0
	LP - 36	29,7850	29,7850	0	21,0247	21,0247	0
	LP - 37	29,7850	29,7850	0	25,1922	25,1922	0
	LP - 38	29,7850	29,7850	0	25,1922	25,1922	0
	LP - 39	29,7850	29,7850	0	27,6318	27,6318	0
	LP - 40	29,7850	29,7850	0	22,6002	22,6002	0
	LP - 41	29,7850	29,7850	0	25,1414	25,1414	0

3.3.5 Testes Utilizando os Sistemas Carangola e Varginha

Os dois casos apresentados até o momento são muito pequenos considerando-se a questão computacional. Para avaliar o desempenho da metodologia, é necessário aplicar o método proposto em sistemas de maior porte. Para isso, foram utilizados os sistemas das cidades de Carangola, cidade localizada na Região Leste de Minas

Gerais, que pertence à mesorregião da Zona da Mata, e o sistema de Varginha, outra cidade Mineira, localizada ao Sul do estado, ambos considerados de grande porte.

O primeiro possui 3453 pontos de carga distribuídos em oito alimentadores principais. Os demais componentes são: 4239 linhas, 1468 fusíveis, 729 chaves e 73 chaves Nas, que permitem a conexão com outros alimentadores em caso de contingência. Já o sistema de Varginha é constituído por 4706 pontos de carga distribuídos em quinze alimentadores principais. Além dos elementos supracitados, compõem este sistema: 9810 linhas, 831 fusíveis e 588 chaves. Este sistema também conta com 88 chaves NAs. A Figura 3.22 ilustra o SED de Varginha. Os valores de potência dos pontos de carga são considerados como máximo durante a avaliação.

Figura 3.22: Diagrama do sistema da cidade de Varginha.

Os algoritmos MR e MP são também aplicados ao sistema da Figura 3.22, visando obter os índices por ponto de carga FIC e DIC. Novamente observa-se que os índices obtidos pelos dois métodos são iguais para cada ponto de carga.

Para os dois primeiros sistemas utilizados, ambos de pequeno porte, o ganho de desempenho não é significativo. O tempo de processamento ficou sempre bem abaixo de 1 segundo, para qualquer um dos dois métodos empregados. Contudo, para os dois últimos sistemas utilizados (os de grande porte) a diferença de desem-

penho se torna considerável (> 9,00). A Tabela 3.3 apresenta os tempos computacionais e *speed-ups* (em relação ao método MR) obtidos para estes dois sistemas.

Tabela 3.3: Comparação de desempenho computacional.

SED	Tempos (s)		*Speed up*
	MR	MP	
Carangola	9	0,982	9,16
Varginha	127	10,124	12,54

3.4 CONCLUSÕES

Neste capítulo foi apresentada uma metodologia baseada em Árvores de Conexões, a qual tem grande potencial de aplicação tanto no planejamento quanto na operação de sistemas elétricos de distribuição. A metodologia é capaz de calcular os índices de confiabilidade do sistema com rapidez e precisão, características que viabilizam seu uso na busca da melhor configuração padrão de um sistema elétrico, ou em solução ágil em caso de contingência. Um exemplo de melhoria de desempenho se deve ao fato de a metodologia proposta prescindir de algumas etapas realizadas pelos métodos encontrados na literatura. Por exemplo, os conjuntos mínimos de corte são identificados sem a necessidade de se determinar, explicitamente, os caminhos mínimos. Outro indicador de melhoria pode ser percebido pelo uso de sinalizadores que, através de simples comparação de valores binários, eliminam a necessidade de verificações dispendiosas, realizadas para a determinação das podas.

Testes realizados com o sistema RBTS e mais três sistemas da Cemig demonstram a eficiência da metodologia proposta neste capítulo. Os dois índices calculados foram obtidos com exatidão quando comparados às informações de [ABSGS91], [N05] e [N09]. A determinação precisa destes índices pode ter um papel importante no planejamento de SEDs, para os casos de expansão e/ou reconfiguração, por exemplo. No próximo capítulo será apresentada uma aplicação à reconfiguração de um sistema real de grande porte da Cemig.

CAPÍTULO 4. RECONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

4.1 INTRODUÇÃO

A reconfiguração de sistemas de distribuição (RSD) de energia elétrica é um método que consiste na abertura de chaves seccionadoras normalmente fechadas (NF) e fechamento de chaves normalmente abertas (NA), com objetivo de reduzir as perdas elétricas, melhorar o perfil de tensão, balancear cargas entre alimentadores e elevar o nível de confiabilidade. Pelo fato de utilizar chaves já existentes no sistema, este método não gera custo adicional para a concessionária. Por razões técnicas e de controle, em um SED evita-se que duas fontes alimentem uma mesma carga.

De modo geral, a RSD resulta em um problema de otimização de grande porte, não linear e envolvendo variáveis contínuas e discretas. Para sistemas de grande porte, a grande quantidade de variáveis discretas torna o problema RSD combinatoriamente explosivo [N09]. Na tentativa de solucionar o problema do tempo computacional, técnicas inteligentes podem ser empregadas [B02], [CCS05], [CMR07], [L05], como metaheurísticas, por exemplo. Essas metodologias utilizam técnicas de otimização que apresentam boas soluções factíveis a um baixo custo computacional. Contudo, geralmente as avaliações não empregam parâmetros de confiabilidade, o que pode prejudicar o desempenho dos sistemas [L05], [CRS04].

Neste capítulo a metaheurística Estratégias de Evolução (*Evolution Strategies* – ES) [B01] será empregada para encontrar as melhores alternativas de reconfiguração para um sistema de grande porte da Cemig. A metodologia proposta no Capítulo 3 será responsável pela avaliação da Energia Esperada não Suprida (EENS) para cada alternativa visitada pela ES. A função objetivo para este problema de otimização consiste na minimização da EENS, porém outros indicadores poderiam ser utilizados para este fim. Os resultados obtidos com o emprego da metodologia proposta serão comparados com os resultados fornecidos pelo método apresentado em [N09]. Além da qualidade dos resultados, serão evidenciados os ganhos computacionais obtidos na aplicação realizada.

4.2 ESTRATÉGIAS DE EVOLUÇÃO APLICADAS AO RSD

A evolução de uma população de indivíduos constitui o princípio básico da ES, onde os indivíduos formam o grupo de possíveis soluções. De geração em geração é feita uma avaliação dos indivíduos de acordo com uma função objetivo. Os indivíduos com melhores resultados são selecionados para serem os pais da próxima geração. O procedimento é repetido por várias gerações, até atingir o critério de parada. Seleção e mutação são, geralmente, os mecanismos empregados na simulação do processo evolutivo, os quais são brevemente descritos a seguir [LE08], [LSMRRS09]:

Seleção: Os modos de operação da ES partem de um modelo geral (μ, k, λ, ρ), cujos parâmetros representam: μ – número de progenitores de uma geração; k – número de gerações que um indivíduo sobrevive; λ – número de descendentes criados a cada geração; ρ – número de progenitores de um indivíduo.

Mutação: É esta função que faz com que indivíduos diferentes dos anteriores sejam criados, garantindo a diversidade de populações, permitindo explorar regiões diferentes dentro do espaço de busca. O processo constitui na perturbação de cada vetor X^{pai} pela adição de um vetor gerado aleatoriamente ΔX, gerando um novo indivíduo X^{filho}, conforme Equação 4.1.

$$X_i^{filho} = X_i^{pai} + \Delta X_i \tag{4.1}$$

Onde o fator ΔX_i tem a forma mostrada na Equação 4.2:

$$\Delta X_i = \sigma\left[N_1(0,1), \ldots., N_j(0,1), \ldots., N_n(0,1)\right] \tag{4.2}$$

em que $N_j(0,1)$ corresponde a uma distribuição gaussiana com média zero e variância unitária e σ é a amplitude de mutação ou passo mutacional.

No problema da RSD, cada indivíduo representa uma possível configuração para o sistema, sendo formado por um conjunto de vetores. Cada um destes vetores está associado a uma chave normalmente aberta, sendo formado por esta chave e por algumas chaves normalmente fechadas. A expressão para o vetor associado a uma

chave NA ($chNA_i$) qualquer (*VETOR_chNA$_i$*) é fornecida pela Equação 4.3, onde cada uma das chaves normalmente fechadas ($chNF_j$) são chaves candidatas a serem abertas em operação conjugada com o fechamento da chave $chNA_i$. Salienta-se que cada componente de cada vetor *VETOR_chNA$_i$* representa um gene do respectivo indivíduo.

$$VETOR_chNA_i = \{chNF_1, chNF_2, \cdots, chNF_j, \boldsymbol{chNA_i}, chNF_{j+1},, \cdots, chNF_{n-1}\} \quad (4.3)$$

Em SEDs reais existem várias chaves NAs, de modo que existirá um vetor para cada uma destas chaves. Para garantir a radialidade do sistema, deve-se certificar que indivíduos (grupos de chaves) diferentes não possuam genes (componentes) em comum, assegurando-se assim que sempre haverá uma, e somente uma, fonte alimentando uma carga em um dado instante de tempo. Para que sejam obtidas configurações factíveis, é mais adequado manobrar chaves NFs próximas às chaves NAs. Por consequência, cada vetor será, em princípio, formado por um número não elevado de componentes.

Para exemplificar a modelagem adotada, seja o fragmento ilustrado na Figura 4.1, o qual é extraído da Figura 3.18, com pequena modificação nos nomes das chaves, onde são considerados dois ramais do sistema RBTS. Neste fragmento, a única chave NA é nomeada $chNA_1$, e as chaves NFs são $chNF_1$, $chNF_2$, $chNF_3$ e $chNF_4$. Para o presente exemplo, o vetor de chaves é representado na Equação 4.4.

Uma possível opção de reconfiguração para o subsistema da Figura 4.1 constitui da abertura da chave $chNF_2$ e do fechamento de $chNA_1$. Deste modo, os pontos de carga LP-5, LP-6 e LP-7 deixariam de ser alimentados pelo ramal R1 e passariam a ser alimentados pelo ramal R2.

Para os testes com a metodologia proposta no Capítulo 3, todo o processo de otimização da RSD via ES, exceto a avaliação da função objetivo, é realizado pelo programa computacional desenvolvido em [N09]. Portanto, este programa é utilizado em ambas as simulações realizadas, ou seja, utilizando tanto o método proposto em [N09] quanto a metodologia proposta nesta dissertação. Cabe frisar que a elaboração e implementação de um algoritmo de otimização não faz parte do escopo desta dissertação. Em função das simulações utilizarem o mesmo algoritmo de execução

da ES, fica claro que o ganho computacional obtido é todo ele decorrente da metodologia aqui proposta para avaliar a confiabilidade de SEDs.

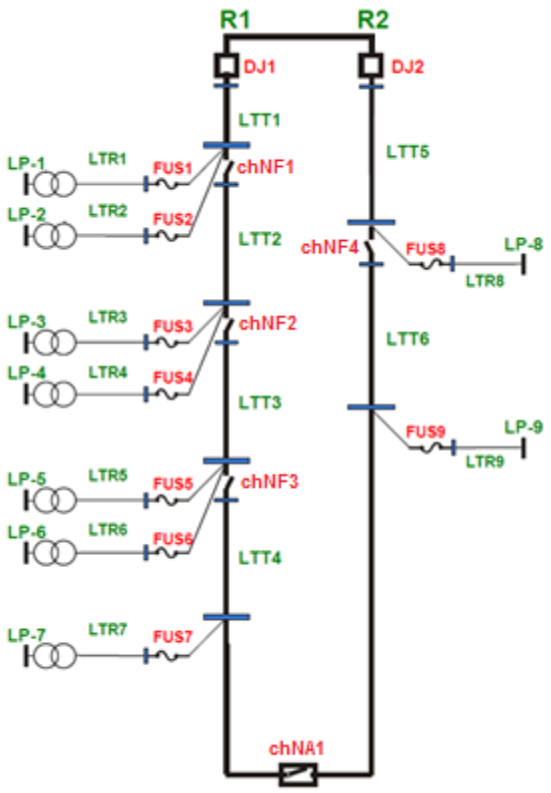

Figura 4.1: Ramais 1 e 2 do sistema RBTS.

$$VETOR_chNA_1 = \{chNF_1, chNF_2, chNF_3, \boldsymbol{chNA_1}, chNF_4\} \tag{4.4}$$

A comunicação entre os dois programas é feita da seguinte forma: o programa desenvolvido em [N09], após fazer a decomposição do sistema, gera configurações através da aplicação da ES. Cada configuração gerada é avaliada pelo programa desenvolvido nesta dissertação, que retorna o índice EENS. O valor da EENS é obtido fazendo-se o somatório do produto do índice DIC pelo valor da carga pico para todos os n pontos de carga, conforme Equação 4.5.

$$EENS = \sum_{i=1}^{n} (DIC_i \cdot Carga_pico_i) \tag{4.5}$$

Na aplicação da ES aos sistemas utilizados para testes, foram avaliados os efeitos das variações dos seguintes parâmetros: número de indivíduos, quantidade de chaves e magnitude da mutação. O primeiro parâmetro se refere à quantidade de cha-

ves NFs que podem ser abertas nas proximidades de uma chave NA. No exemplo da Figura 4.1, se a quantidade de chaves fosse 1, somente as chaves $chNF_3$ ou $chNF_4$ poderiam ser abertas durante o estudo de reconfiguração via ES. Deste modo, uma opção seria fechar a chave NA $chNA_1$ e abrir a chave $chNF_3$. A outra opção seria fechar a chave NA $chNA_1$ e abrir a chave $chNF_4$.

4.3 APLICAÇÃO NO SISTEMA VARGINHA

A metodologia desenvolvida foi aplicada em um sistema da Cemig considerado de grande porte, que é o sistema da cidade de Varginha. Este sistema foi descrito na Subseção 3.3.5.

Para oito simulações (execuções da técnica ES) do sistema de Varginha, a Tabela 4.1 apresenta os valores dos parâmetros utilizados, a energia esperada não suprida (EENS) obtida ao final da aplicação do método apresentado em [N09], denominado MR (método de referência) e pela aplicação da metodologia proposta nesta dissertação (MP), o tempo gasto pela aplicação de ambos os métodos e, também, o *speed up*. Em todos os testes, foram consideradas 50 gerações.

Na Tabela 4.1, NI representa o número de indivíduos, QC a quantidade de chaves e MM a magnitude de mutação. Salienta-se que o número de gerações e a quantidade de indivíduos adotados são reduzidos, visando análises mais rápidas a partir do método de referência. Portanto, o processo de busca não está convergido, o que resulta em grande variação para os valores de EENS obtidos. Cabe informar que o valor da EENS apresentado pela configuração original é de 1,160 GWh/ano (muito acima dos valores contidos na Tabela 4.1). Percebe-se, então, que a configuração original utilizada para o Sistema Varginha não está otimizada do ponto de vista da confiabilidade.

Tabela 4.1: *Speed up* da aplicação do MP ao sistema de Varginha.

NI	QC	MM	EENS (MR) (GWh/ano)	EENS (MP) (GWh/ano)	Tempo (h)		*Speed up*
					MR	MP	
5	2	0,3	0,163	0,133	8,94	0,94	9,49
5	2	0,5	0,123	0,157	11,43	0,96	11,88
5	3	0,3	0,150	0,260	13,36	1,29	10,35
5	3	0,5	0,096	0,155	17,80	1,12	15,89
10	2	0,3	0,106	0,109	18,39	1,93	9,54
10	2	0,5	0,110	0,130	20,94	1,88	11,15
10	3	0,3	0,149	0,180	23,44	2,06	11,38
10	3	0,5	0,088	0,064	35,02	1,92	18,27

Como pode ser visto na Tabela 4.1, o ganho de desempenho ficou entre 9,49 e 18,27 vezes. Com relação ao desempenho apresentado na Subseção 3.3.5 (com *speed up* 12,54), cabe destacar que este é muito próximo ao *speed up* médio das simulações da Tabela 4.1, que ficou em 12,24. Verifica-se, em todas as simulações, que os três parâmetros analisados, quando acrescidos separadamente, produzem aumentos no tempo de processamento do método MR. Este fato não se repete integralmente para o método MP, particularmente para o par: quantidade de chaves igual a 3 e magnitude de mutação igual a 0,5. Esta condição propiciou os maiores *speed ups* para os dois tamanhos de população.

A divergência no valor da EENS final se deve, basicamente, ao fato de que uma das características do MP é não considerar situações onde há mais de um caminho NF para o mesmo ponto de carga. Quando isso acontece, o MP interrompe a análise desta configuração e penaliza sua EENS com um valor alto. No MR, mesmo com mais de um caminho NF, é feita a avaliação da confiabilidade.

Testes com quatro chaves também foram realizados, mas nestes casos os sistemas divergiram muito da configuração inicial, gerando muitas configurações infactíveis, levando a análises de situações que, geralmente, não acontecem na prática. Deste modo, foram descartados os referidos testes.

Os resultados apresentados comprovam a eficiência da metodologia proposta para a avaliação de sistemas de grande porte. Em trabalhos futuros, o algoritmo implementado deve ser aprimorado, tornando sua codificação mais eficiente. Para o caso es-

pecífico desta aplicação, as rotinas destinadas à técnica ES (incluindo a decomposição), devem ser incorporadas ao programa desenvolvido.

4.4 AVALIAÇÃO DAS MELHORES SOLUÇÕES

O objetivo do estudo de reconfiguração realizado é apresentar uma configuração melhor, desde que esta exista, para o sistema. O indicador utilizado na presente aplicação é o índice EENS, o qual é obtido a partir do DIC, conforme Equação (4.5). O índice DIC, por sua vez, tem vínculo com o índice FIC. Na Tabela 4.3 são apresentados os índices FIC e DIC de alguns pontos de carga do sistema de Varginha antes e depois do processo de reconfiguração. Esta comparação foi feita com os seguintes parâmetros da ES: 10 indivíduos, número de chaves igual a 2 e magnitude de mutação igual a 0,3.

Alguns pontos apresentaram piora nos índices de confiabilidade, representados pelas diferenças negativas. Porém, conforme Equação 4.5, a função a ser minimizada considera o somatório do DIC pelo pico de carga, de modo que a melhora de outros pontos compensa o valor global da aplicação. Para este sistema, a EENS foi reduzida de 1,160 GWh/ano para 0,109 GWh/ano. Na Tabela 4.3, nas colunas referentes às diferenças, valores positivos representam melhora (diminuição) dos índices. Destaca-se a melhora de desempenho nos pontos de carga com os piores índices.

Tabela 4.2: Índices FIC e DIC antes e depois da reconfiguração.

Carga	FIC (oc./ano)		DIC (h/ano)		Diferença	Diferença	Diferença	Diferença
	Antes	Depois	Antes	Depois	FIC	FIC (%)	DIC	DIC (%)
100018	62.6689	53.0832	85.9804	80.8453	9.5857	15.30	5.1351	5.97
100027	65.5642	55.9786	100.4572	95.3220	9.5856	14.62	5.1352	5.11
100043	3.0952	3.5963	2.8298	3.0983	-0.5011	-16.19	-0.2685	-9.49
100092	3.9180	4.4192	3.8436	4.1120	-0.5012	-12.79	-0.2684	-6.98
100099	3.1001	3.6012	2.8543	3.1228	-0.5011	-16.16	-0.2685	-9.41
100101	3.1038	3.6049	1.9190	2.1874	-0.5011	-16.14	-0.2684	-13.99
100103	3.0987	2.4512	3.1980	2.8511	0.6475	20.90	0.3469	10.85
100109	2.9482	2.4478	2.5497	2.2816	0.5004	16.97	0.2681	10.51
100118	3.2165	3.5963	2.9211	3.1246	-0.3798	-11.81	-0.2035	-6.97
100124	3.2357	3.6155	3.0169	3.2204	-0.3798	-11.74	-0.2035	-6.75
100130	3.3445	2.8441	4.0314	3.7634	0.5004	14.96	0.2680	6.65
100135	6.4597	5.9594	19.6077	19.3396	0.5003	7.74	0.2681	1.37
100140	3.3481	2.8477	4.0494	3.7814	0.5004	14.95	0.268	6.62
100142	3.4865	2.9860	4.7412	4.4731	0.5005	14.36	0.2681	5.65
100146	2.9482	2.4478	2.3486	2.0805	0.5004	16.97	0.2681	11.42
100156	3.3610	2.8606	4.9570	4.6889	0.5004	14.89	0.2681	5.41
100165	2.9482	2.4478	3.1412	2.8731	0.5004	16.97	0.2681	8.53
100259	3.1640	2.6636	4.2204	3.9524	0.5004	15.82	0.2680	6.35
100264	3.1249	2.6244	4.0247	3.7566	0.5005	16.02	0.2681	6.66
100269	2.9558	2.4554	3.1794	2.9114	0.5004	16.93	0.2680	8.43
100297	3.0855	2.5850	2.6060	2.3380	0.5005	16.22	0.2680	10.28
100302	3.0931	2.5927	2.6443	2.3762	0.5004	16.18	0.2681	10.14
100306	3.2488	2.7484	3.8518	2.8145	0.5004	15.40	1.0373	26.93
100318	3.6214	3.1210	5.7151	4.6778	0.5004	13.82	1.0373	18.15
100329	3.5102	3.0098	5.1588	4.1215	0.5004	14.26	1.0373	20.11
100340	3.5867	3.0864	4.1994	3.1621	0.5003	13.95	1.0373	24.70
100348	2.9567	2.4562	2.0922	1.8241	0.5005	16.93	0.2681	12.81
100355	6.6289	2.6157	5.4246	3.2747	4.0132	60.54	2.1499	39.63

4.5 RESULTADOS ADICIONAIS

Embora o processo de otimização empregado pela metaheurística ES na reconfiguração de SEDs não seja objeto deste trabalho de dissertação, esta seção apresenta testes adicionais visando obter resultados com maior convergência para o processo de otimização da ES. Outro objetivo desta seção é exemplificar o impacto dos parâmetros utilizados pela ES na convergência de seu processo de busca pelas melhores soluções.

O primeiro teste adicional realizado compara os métodos de referência e proposto utilizando-se 200 gerações, 20 indivíduos, 2 chaves e magnitude de mutação 0,5. O tempo gasto pelo MP foi de 22 horas e 49 minutos. Já o tempo gasto pelo MR foi de 267 horas e 8 minutos, o que equivale a pouco mais de 11 dias. Neste caso, um estudo de reconfiguração de um sistema real que poderia ser feito em um único dia, aplicando-se o MP, gastaria mais de uma semana se fosse realizado aplicando-se o MR. Para esta aplicação, o *speed up* obtido foi de 11,71. Na Figura 4.2 é apresentado o gráfico da evolução da EENS, tanto para o MR quanto para o MP.

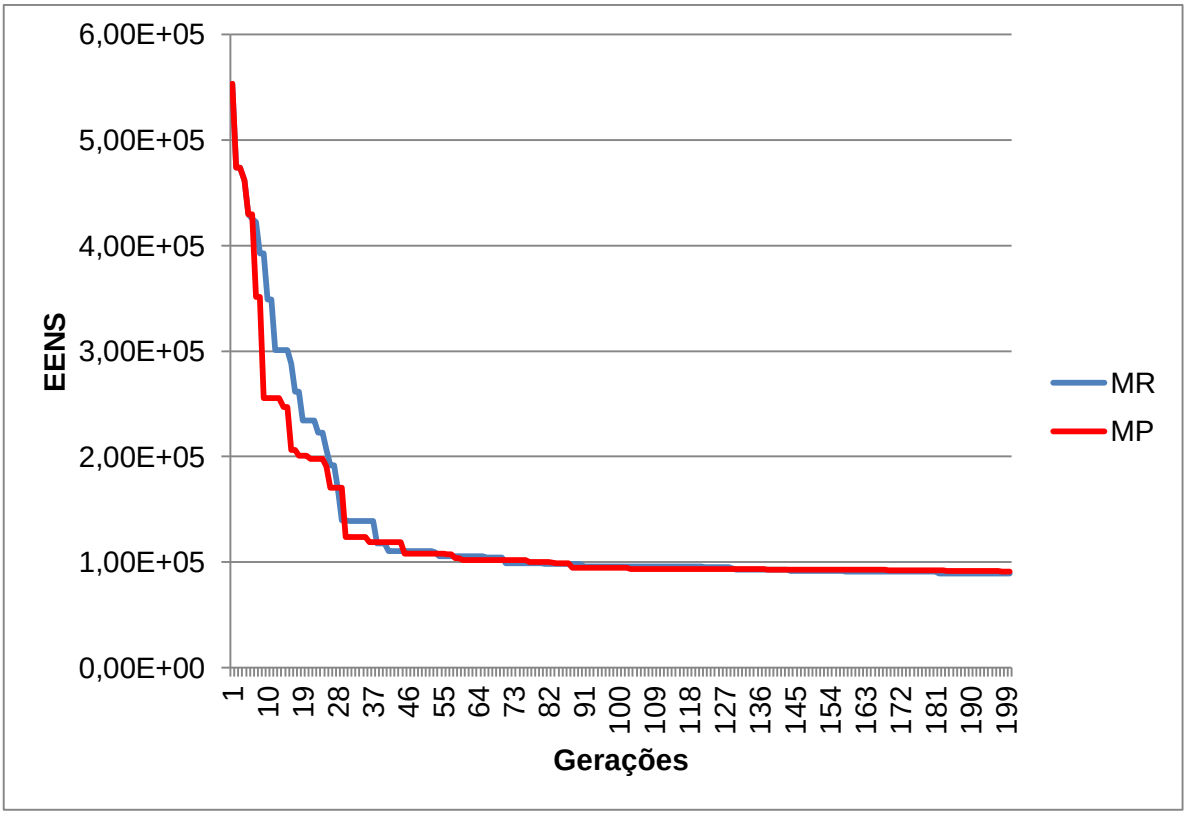

Figura 4.2: Comparação entre MR e MP.

O segundo teste adicional, para o qual utilizou-se somente o método proposto, teve por objetivo avaliar o impacto do tamanho da população (quantidade de indivíduos). São, então, comparadas as situações de 100 gerações com 40 indivíduos e 200 gerações com 20 indivíduos, representados na legenda por 100/40 e 200/20, respectivamente. Os resultados podem ser vistos no gráfico da Figura 4.3.

Conforme pode ser observado, a situação de 100/40 convergiu mais rápido e ambos os testes convergiram para valores muito próximos de EENS. Nas duas aplicações,

o tempo total gasto na simulação variou pouco, sendo 21 horas e 40 minutos para 100/40 e 22 horas e 49 minutos para 200/20.

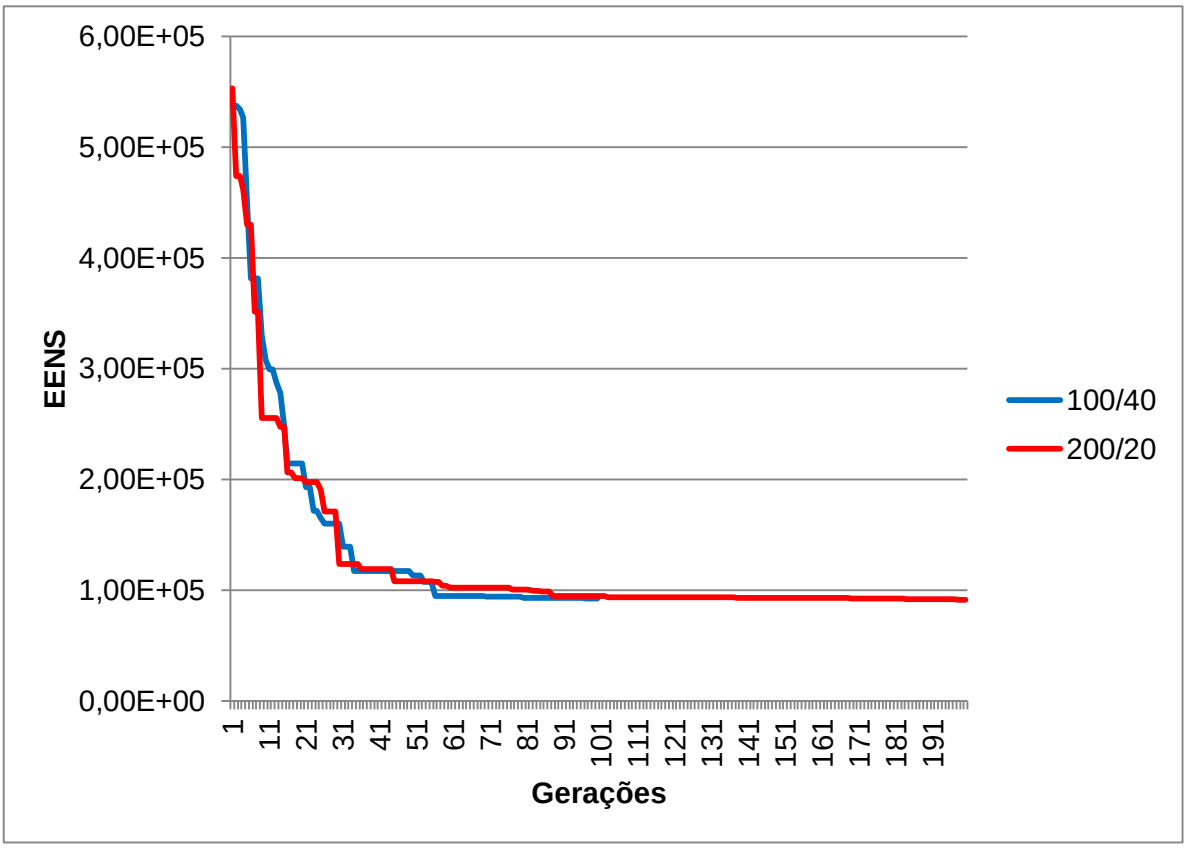

Figura 4.3: Comparação da variação da quantidade de indivíduos.

4.6 CONCLUSÕES

O presente capítulo apresentou a aplicação da metodologia proposta para avaliação de confiabilidade de SEDs de grande porte, visando a reconfiguração de sistemas. Foram utilizadas informações do banco de dados da Cemig, e, também, ferramentas externas de otimização e simulação das possíveis configurações que os sistemas podem assumir.

Primeiramente foi feita a adequação do aplicativo gerado a partir do método proposto, com a finalidade de poder receber e fornecer informações para o aplicativo desenvolvido em [N09], também adaptado para ser plataforma do MP, ou seja, foram feitas adaptações para tornar compatíveis ambos os sistemas. Após a adaptação,

foram feitos testes preliminares a fim de obter bons parâmetros para as avaliações propostas, resultando nos que foram apresentados na Seção 4.3.

Testes adicionais apresentam resultados convergidos para o sistema da cidade de Varginha. Os tempos de processamento obtidos confirmam a necessidade de investir em ferramentas mais eficientes. Pelo método de referência foi necessário esperar mais que 11 dias para a obtenção dos resultados. Já pelo método proposto este tempo caiu para menos de 1 dia.

Os resultados das análises de desempenho do método proposto mostram uma melhora com o aumento da complexidade do sistema. A viabilidade do método pode ser aumentada devido ao potencial de oportunidades de melhorias, as quais poderiam ser percebidas na incorporação das técnicas externas ao método proposto.

CAPÍTULO 5. CONCLUSÕES

Esta dissertação apresentou uma nova metodologia para a avaliação de confiabilidade de Sistemas Elétricos de Distribuição (SEDs). Um aspecto importante do algoritmo desenvolvido está na obtenção implícita dos caminhos mínimos, os quais são necessários para a identificação dos conjuntos mínimos de corte. Deste modo, a metodologia proposta se mostrou bastante eficiente, em termos de memória e esforço computacional, o que a torna mais adequada para avaliar sistemas reais de grande porte.

A redução dos requisitos computacionais, sobretudo em relação ao tempo de processamento, é uma questão fundamental em estudos de planejamento, quando pode ser necessário avaliar milhares de configurações para um sistema real de grande porte. O planejamento da expansão baseado em critérios de confiabilidade é um exemplo de um problema de otimização para o qual a metodologia proposta pode compor, no todo ou em parte, a função de avaliação das alternativas de expansão.

Por fim, deve ser destacado que a redução de tempo computacional não acarretou em nenhum ônus na precisão dos resultados dos índices e que o método ainda pode ser refinado para um melhor desempenho em termos de tempo computacional. Dentre os refinamentos e aprimoramentos percebidos, podem ser listadas algumas propostas de continuidade deste trabalho para estudos futuros:

- Ampliar o algoritmo para realizar a decomposição de sistemas, permitindo que a entrada de dados seja o sistema completo, e não decomposto, que é o procedimento realizado atualmente no método proposto nesta dissertação;
- Incorporar funções de otimização, como Estratégias de Evolução e/ou Busca Tabu, por exemplo, com o objetivo de realizar a reconfiguração, visto que a metodologia proposta foi desenvolvida para avaliação da confiabilidade de sistemas, realizando a análise a partir de configurações geradas externamente;
- Expandir a metodologia para fazer a reconfiguração em situações de contingência, minimizando chaveamentos, que resulta em menor desgaste das chaves. A redução de chaveamentos também tem como objetivo a redução

do tempo sem fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Nestes casos, que geralmente resultam em operações temporárias, os critérios de confiabilidade não são prioritários;

- Estender a metodologia para análise de confiabilidade de subestações, que implicam na avaliação de cortes de ordem superior. Em subestações tem-se muita falha de modo comum como, por exemplo, uma proteção tira vários equipamentos de uma única vez. Em subestações consideram-se, também, falhas nos sistemas de proteção;
- Implementar cálculo de multas (LOLC – *Loss of Load Cost*) a partir de curvas de custo para tipos diferentes de falta, como faltas em estabelecimentos industriais, comerciais, residenciais, área rural ou qualquer outro que possa ser modelado ou mensurado;
- Adaptar o método para avaliação da confiabilidade na ampliação de sistemas existentes, como, por exemplo, adição de ramais, novas chaves e, até mesmo, alimentadores novos. Sempre que há alteração, faz-se necessário encontrar nova configuração para o regime permanente de operação;
- Incluir na rotina o cálculo e avaliação de fluxo de potência, visando melhor compatibilidade com sistemas reais, permitindo análise de maior fidelidade. Neste caso, trabalha-se com restrição de transferência de carga, pois, em algumas situações, existe estrutura física para alimentar cargas através de ramos de outros alimentadores, porém o alimentador ou a rede não suportam o acréscimo de carga.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[A00] ANEEL. (2000, Janeiro) Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. [Online]. http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/cartilha_revisao_1.pdf

[A10] F. A. Azevedo, "Otimização de Rede de Distribuição de Energia Elétrica Subterrânea Reticulada Através de Algoritmos Genéticos," UFPR, Dissertação de Mestrado - 2010.

[A11] E. G. Araujo, "Confiabilidade Aplicada a Sistemas Elétricos Industriais," UFSJ, Dissertação de Mestrado - 2011.

[A14] ABRADEE. (2014, Julho) Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. [Online]. http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia

[A94] ABNT, *NBR5462, Confiabilidade e mantenabilidade - terminologia*. Rio de Janeiro, 1994.

[ABB13] M. Aliyari, V. Baghshani, and A. Barabadi, "Reliability Performance Analysis in power Distribution System using Weibull Distribution - A case Study," in *Electrical Power Distribution Networks (EPDC)*, 2013, pp. 1-6.

[ABBG94] R. N. Allan, R. Billinton, A. M. Breipohl, and C. H. Grigg, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1987-1991," *IEEE Trans. on Power Apparatus Systems*, vol. 9, no. n1, pp. 41-49, Fevereiro 1994.

[ABBG99] R. N. Allan, R. Billinton, A. M. Breipohl, and C. H. Grigg, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability

Evaluation 1992-1996," *IEEE trans. on Power Systems*, vol. 14, no. n1, pp. 51-57, Fevereiro 1999.

[ABL84] R. N. Allan, R. Billinton, and S. H. Lee, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1972-1977," *IEEE Trans. on Power Apparatus Systems*, vol. PAS-103, no. n2, pp. 275-282, Fevereiro 1984.

[ABO77] R. N. Allan, R. Billinton, and M. F. Oliveira, "Reliability Evaluation of the Auxiliary Electrical Systems of Power Stations," *IEEE Trans. on Power Apparatus Systems*, vol. PAS-96, no. 5, pp. 1441-1449, Setembro/Outubro 1977.

[ABSGS91] R. N. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel, and K. S. So, "A Reability Test System for Educational Purposes - Basic Distribution System Data and Results," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 6, no. n° 2, pp. 813-820, Maio 1991.

[ABSS98] R. N. Allan, S. M. Billinton, S. M. Shahidehpour, and C. Singh, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1982-1987," 1998.

[ADH79] R. N. Allan, E. N. Dialynas, and I. R. Homer, "Modelling and Evaluationg the Reliability of Distributions Systems," *IEEE Trans. on Power Apparatus Systems*, vol. PAS-09, no. 6, pp. 2181-2189, Novembro/Dezembro 1979.

[AH12] M. Al-Mhaini and G. T. Heydt, "Minimal Cut Sets, Petri Nets, and Prime Number Encoding in Distribution System Reliability Evaluation," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, 2012, pp. 1-8.

[AH13] M. Al-Muhaini and G. T. Heydt, "Customized Reduction Techniques for Power Distribution System Reliability Analysis," in *Power and*

Energy Society General Meeting (PES), 2013, pp. 1-5.

[AM97] S. Asgarporr and M. J. Mathine, "Reliability Evaluation of Distribution Systems with Non-Exponential Dow Times," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 12, no. 2, pp. 579-584, Maio 1997.

[B01] H.-G. Beyer, *The Theory of Evolution Strategies*, 1st ed. Dortmund, Germany: Springer, 2001.

[B02] R. E. Brown, *Electric Power Distribution Reliability*, 2nd ed. New York: Marcel Dekker Inc., 2002.

[B11] A. A. BITTENCOURT, "Proteção Adaptativa de Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Geração Distribuída," UFSC, Dissertação de Mestrado 2011.

[B11a] P. Bangalore, "Development of Test System for Distribution System Releability Analysis, Integration of Electric Vehicles into the Distribution System," Chalmers University of Technology, Dissertação de Mestrado 2011.

[BA83] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*, 1st ed. New York: Plenum Press, 1983.

[BA96] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*, 2nd ed. New York: Plenum Press, 1996.

[BB68] R R. Billinton and K. E. Bollinger, "Transmission System Reliability Evaluation Using Markov Processes," *IEEE Trans. Power Apparatus Systems*, vol. PAS-87, no. n. 2, pp. 538-547, Fevereiro 1968.

[BRB01] R Billinton, M. F. Firuzabad, and L Bertling, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1996-1999," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 16, no. n4, pp. 595-602, Novembro 2001.

[BW98] R. Billinton and P. Wang, "Distribution System Reliability Cost/Worth Analysis Using Analytical and Sequential Simulation Techniques," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 13, no. no. 4, pp. 1245-1250, Novembro 1998.

[C02] A. M. Cassula, "Avaliação Integrada da Confiabilidade de Sistemas de Geração, Transmissão e Distribuição Baseada em Simulação Cronológica," UNIFEI, Tese de Doutorado 2002.

[C12] CEMIG. (2012, Abril) Companhia Energética de Minas Gerais. [Online]. http://www.cemig.com.br/pt-br/a_cemig/Nossa_Historia/Paginas/historia_da_eletricidade_no_brasil.aspx

[C14] CEMIG, "ND-3.1 - Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas," Manual de Distribuição 2014.

[C98] A. M. Cassula, "Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição Considerando Impactos da Geração e Transmissão," UNIFEI, Dissertação de Mestrado 1998.

[CCS05] J. P. Chiou, C. F. Chang, and C. T. Su, "Variable Scaling Hybrid Differential Evolution for Solving Network Reconfiguration of Distribution Systems," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 20, no. No. 2, pp. 668-674, May 2005.

[CMR07] E. M. Carreno, N. Moreira, and R. Romero, "Distribution Network Reconfiguration Using an Efficient Evolutionary Algorithm," in *PES*

General Meeting, Tampa, US, 2007, pp. 24-28.

[CRS04] A. Coelho Neto, A. B. Rodrigues, and M. G. Silva, "Distribution Network Reconfiguration with Reliability Constraints," in *PowerCon 2004 - Conf. on Power System Technology*, Singapore, 2004, pp. 21-24.

[D06] H. M. Deitel, *C++: Como programar*, 5th ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2006.

[F11] S. A. Flávio, "Avaliação da Confiabilidade Composta de Sistemas Elétricos de Potência com Elevada Penetração de Energia Renovável," UFSJ, Dissertação de Mestrado - 2011.

[G04] G. Guedes. (2004) Linha de Código. [Online]. http://www.linhadecodigo.com.br/Artigo.aspx?id=943

[G06] A. C. R. Guimarães, "Confiabilidade de Sistemas de Distribuição: Calibração de Dados e Mecanismos para Avaliação de Desempenho," UNIFEI, Dissertação de Mestardo - 2006.

[G10] L. M. P. Gazzi, "Decisão de Investimento em Ambiente de Incertezas Integrada à Análise de Viabilidade de Projetos de Subtransmissão e Distribuição," POLI-USP, Dissertação de Mestrado - 2010.

[GMP64] D. P. Gaver, F. E. Montmeat, and A. D. Patton, "Power System Reliability: I - Measures and Methods of Calculation," *IEEE Trans. on Power Apparatus Systems*, vol. 83, no. 7, pp. 727-737, Julho 1964.

[HAZ13] A. Heidari, V. G. Agelidis, and H. Zayandehroodi, "Reliability Worth Analysis of Distributed Generation Enhanced Distribution System Considering the Customer Cost Model Based on Optimal Radial Function Neural Network," in *Power Engineering and Optimization*

Conference (PEOCO), 2013, pp. 641-646.

[I72] IEEE Committee, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation," *IEEE Trans. on Power Apparatus*, vol. PAS-91, pp. 649-660, 1972.

[I78] IEEE Committee, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation," *IEEE Trans. on Power Appauratus Systems*, vol. PAS-97, no. n.6, pp. 2235-2242, 1978.

[JHJ94] D. E Johnson, J. L. Hilburn, and J. R. Johnson, *Fundamentos de Análise de Circuitos Elétricos*, 4th ed.: Prentice Hall, 1994.

[JJ11] A. Jing and Y. Jingyan, "Reliability Evaluation of Distribution System Based on Hybrid Method and Netword Simplification," in *Advanced Power System Automation and Protection (APAP)*, 2011, pp. 2106-2109.

[K09] R. D. Knight, *Física: Uma Abordagem Estratégica*, 2nd ed.: Bookman, 2009.

[L05] F. Li, "Distributed Processing of Reliability Index Assessment and Reliability-Based Network Reconfigurations in Power Distribution Systems," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 20, no. n. 1, Feb 2005.

[L13] D. A. C. Lima, "Localização de Faltas em Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica Baseada na Impedância Aparente: Algoritmo Utilizando Dados de um Terminal," UFRGS, Dissertação de Mestrado 2013.

[LCBM02] A. M. Leite da Silva, A. M. Cassula, R. Billinton, and L. A. F. Manso, "Integrated reliability evaluation of generation, transmission and

distribution systems," *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, vol. 149, no. 1, pp. 1-6, Janeiro 2002.

[LCNFG06] A. M. Leite da Silva, A. M. Cassula, L. C. Nascimento, and J. Freire, "Chronological Monte Carlo-based Assessment of Distribution System Reliability," in *PMAPS 2006 – Int. Conference on Probability Methods Applied to Power Systems*, Estocolmo, Suécia, 2006.

[LE08] K. Y. Lee and M. A. El-Sharkawi, "Modern Heuristic Optimization Techniques: Theory and Applications to Power Systems," *IEEE Press & Wiley-Interscience*, 2008.

[LGN14] A. M. Leite da Silva, A. C. R. Guimaraes, and L. C. Nascimento, "Distribution Reliability: Data Calibration Based on Monte Carlo Simulation and Evolutionary Optimization," in *Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, 2014, pp. 1-6.

[LH11] H. Liu and J. Huang, "Reliability Evaluation for Complex Distribution System Based on the Simplified Zone Model and the Minimal Path," in *Power and Energy Conference (APPEEC)*, 2011, pp. 1-4.

[LPS89] A. M. Leite da Silva, V. F. Pereira, and M. Th. Schilling, "Power System Analysis under Uncertainties - Concepts and Techniques," in *II Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning (SEPOPE)*, São Paulo, Brasil, 1989.

[LSMRRS09] A. M. Leite da Silva et al., "Metaheuristic-based Optimization Methods for Transmission Expansion Planning Considering Unreability Costs," in *Optimization Advances in Electric Power Systems*, Nova Publishers, USA, 2009, p. Chapter 4.

[MW14] Q. Meng and T. Wang, "Effects of Distribution Automation on Distribution System Reliability," in *Transportation Electrification Asia-*

Pacific (ITEC), 2014, pp. 1-4.

[N05] L. C. Nascimento, "Avaliação da Confiabilidade Utilizando Programação Orientada a Objeto: Aplicação em um Sistema Elétrico Interligado a uma Central de Cogeração," UNESP, Dissertação de Mestrado 2005.

[N09] L. C. Nascimento, "Avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição utilizando processamento distribuído," UNIFEI, Tese de Doutorado - 2009.

[PRBM12] D. Piasson, R. B. Rodrigues, A. A. P. Biscaro, and J. R. S. Mantovani, "A Proposal for Reliability Evaluation of Components on Electric Power Distribution System Integrating Probabilistic Models and Fuzzy Inference Systems," in *Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*, 2012, pp. 1-8.

[R11] M. Resener, "Avaliação do Impacto dos Controladores de Excitação na Estabilidade Transitória de Geradores Síncronos Conectados em Sistemas de Distribuição," UFRGS, Dissertação de Mestrado 2011.

[RN04] S. J. Russell and P. Norving, *Inteligencia Artificial, Un Enfoque Moderno*, 2nd ed. Madrid: Pearson Educación, S. A., 2004.

[S08] F. A. Souza, "Detecção de Falhas em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Usando Dispositivos Programáveis," UNESP, Dissertação de Mestrado 2008.

[S99] H. Saadat, *Power System Analysis*.: McGraw-Hill, 1999.

[SFL12] A. Su, M. Fan, and Z. Li, "The Reability Analysis of Distribution System Based on Dynamic Bayesian Network," in *Electricity Distribution (CICED)*, 2012, pp. 1-4.

[SNM15] M. G. Silva, L. C. Nascimento, and L. A. F. Manso, "Um Algoritmo Eficiente para Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição," *CLAGTEE - Congresso Latino-Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica*, Novembro 2015.

[T64] Z. G. Todd, "A probability Method for Transmission and Distribuition Outage Calculations," *IEEE Trans. on Power Apparatus Systems*, vol. 83, no. n7, pp. 696-701, Julho 1964.

[TT14] K. Tirapong and S. Titti, "Reliability improvement of Distribution System Using Reliability Centered Maintenance," in *T&D Conference and Exposition*, 2014, pp. 1-5.

[ZGZHL12] Z. Zhou, Z. Gong, B. Zeng, L. He, and D. Ling, "Reliability Analysis of Distribution System Based on the Minimum Cut-Set Method," in *Quality, Reliability, Risk, Maintenance and Safety Engineering*, 2012, pp. 112-116.