

Universidade Federal do Pampa

WAGNER DE MELO RECK

**EMPREGO DE SISTEMAS INTELIGENTES PARA
RESTABELECIMENTO AUTOMÁTICO DE ENERGIA ELÉTRICA A
PARTIR DO USO DE EQUIPAMENTOS TELECOMANDADOS**

Alegrete
2013

WAGNER DE MELO RECK

EMPREGO DE SISTEMAS INTELIGENTES PARA
RESTABELECIMENTO AUTOMÁTICO DE ENERGIA ELÉTRICA A
PARTIR DO USO DE EQUIPAMENTOS TELECOMANDADOS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação *Strictu Sensu* em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Vinícius Jacques Garcia

Coorientador: Daniel Pinheiro Bernardon

Alegrete
2013

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

R298e Reck, Wagner de Melo
Emprego de Sistemas Inteligentes para Restabelecimento
Automático de Energia Elétrica a partir do uso de Equipamentos
Telecomandados / Wagner de Melo Reck.
101 p.

Dissertação(Mestrado)-- Universidade Federal do Pampa,
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, 2013.
"Orientação: Vinícius Jacques Garcia".

1. Sistemas de Potência. 2. Heurísticas. 3. Rede
inteligentes. I. Título.

Wagner de Melo Reck

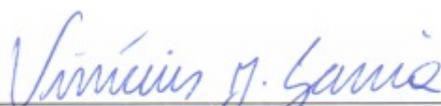
**Emprego de Sistemas Inteligentes para Restabelecimento Automático de
Energia Elétrica a partir do uso de Equipamentos Telecomandados**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação *Strictu Sensu* em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Ciências Exatas e da Terra

Dissertação defendida e aprovada em: 19 de Outubro de 2012.

Banca examinadora:



Prof. Dr. Vinicius Jacques Garcia
Orientador
UFSM



Prof. Dr. Mauricio Sperandio
UNIPAMPA - Campus Alegrete



Prof.^a Dra. Alzenira da Rosa Abaide
UFSM

RESUMO

Com a total dependência pela energia elétrica em todos os setores da sociedade e a consequente regulamentação, é necessário que as concessionárias se preocupem em manter a continuidade do seu fornecimento, além de atender aos padrões que remetem à qualidade. A continuidade do fornecimento de energia elétrica é algo fundamental tanto para os consumidores quanto para a concessionária, a qual deixa de vender energia elétrica e ainda pode ser penalizada por interrupções muito longas ou em áreas críticas (hospitais ou indústrias, por exemplo). Como nem sempre é possível manter a continuidade do fornecimento devido a diversos fatores, sendo os defeitos permanentes os mais críticos, as empresas concessionárias são levadas a procurar novas metodologias e tecnologias para diminuir o tempo que o fornecimento de energia elétrica é interrompido. Nesse trabalho é descrita uma metodologia para o restabelecimento da energia em redes de distribuição de maneira automática. Essa metodologia se baseia no uso de tecnologias de comunicação e na automação dos equipamentos de manobras das redes. Com isso é possível obter os dados do estado da rede em tempo real, e é possível enviar os comandos para tais equipamentos de forma direta, sem a necessidade de intervenção humana. A metodologia aqui apresentada tem como objetivo detectar a localização de um defeito na rede através de leituras dos estados dos equipamentos, e então procurar as melhores manobras que restabeleçam o fornecimento ao máximo de consumidores sem que isso coloque todo sistema de distribuição, ou mesmo parte dele, em sobrecarga. Também é considerado que a rede pode ter sofrido alterações em equipamentos não automatizados (chaves manuais), e que as características de carga mudam no decorrer do tempo. Assim, a topologia deve ser atualizada antes de executar simulações e que os dados para tais simulações devem prever o comportamento da carga para o tempo que a contingência possa durar. Como teste da metodologia, foram executadas simulações em dados de redes reais de distribuição com diferentes topologias e diferentes cenários de defeitos. Os resultados obtidos foram satisfatórios na medida que tais soluções de restabelecimento eram viáveis em termos de carregamento da rede e foram calculadas em um curto espaço de tempo (poucos segundos). Essa agilidade traz vantagens tanto para os clientes quanto para a própria concessionária.

Palavras-chave: Sistemas de Potência, Heurísticas, Rede inteligentes;

ABSTRACT

With the total dependency for electric power in all society sectors and the following regumentation, is necessary that the utilities worry in maintaining the continuity of power supply, in addition to meeting the standards that refer to quality. The continuity of power supply is fundamental both for consumers and for the utility, which stops selling electricity and can still be penalized for too long interruptions or in critical areas (hospitals or industries, for example). As it is not allways possible to maintain the continuity of power supply due several factors, being the most critical the permanets defects, the utilities are driven to seek new methods and tecnologies to reduce the time that power supply is interrupted. In this work we describe a methodology for automatic restoration in power grids. This methodology is based on the use of communication technologies and automation equipment maneuvers networks. With this is possible to get the data status from the grid in real time, and also can send commands to these devices directly, without the need for human intervention. The methodology presented here tries to detect the location of a fault on the grid, through readings of the equipments status, and then search for the best maneuvers to restores supply to maximum consumers without putting the entire distribution system, or portion thereof, in overload . It is also considered that the grid may have changed in non-automated equipment (manual keys), and that the load characteristics change over time. Thus, the topology must be updated before running simulations and data for such simulations should predict the behavior of the load for time that can last contingency. As a test of the methodology, simulations were performed on real power grids data with different topologies and different scenarios defects. The results were satisfactory as such restoration solutions were viable in terms of network loading and were calculated in a short time (few seconds). This agility has benefits both for customers and for the own utility.

Key-words: Power Systems; Heuristics; Smart grids;

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Exemplo de Sistema Elétrico de Potência	21
Figura 2 – Exemplo de uma Rede Distribuição Primária	23
Figura 3 – Rede de Distribuição Primária com defeito	28
Figura 4 – Exemplo de possíveis transferências de uma rede	40
Figura 5 – Arquitetura proposta para o sistema computacional	42
Figura 6 – Diagrama de sequência de comunicação entre sistemas	43
Figura 7 – Gráfico de cargas e estimativas em caso de defeitos	45
Figura 8 – Método de seleção de manobras	46
Figura 9 – Exemplo de possíveis transferências de uma rede	48
Figura 10 – Rede para demonstração da metodologia	53
Figura 11 – Área da rede de exemplo afetada pela manobra de isolamento	54
Figura 12 – Área da rede que pode ser transferida e resultados aplicados	56
Figura 13 – Topologia inicial do caso de teste.	58
Figura 14 – Resultado do estudo do caso 1.	58
Figura 15 – Resultado do estudo do caso 2.	59
Figura 16 – Principais janelas do sistema desenvolvido	60
Figura 17 – Requisição do estado das chaves.	61
Figura 18 – Requisição das informações de um equipamento telecomandado.	62
Figura 19 – Opções de manobras simuladas.	62
Figura 20 – Representação da rede escolhida para aplicação dos testes	63
Figura 21 – Representação unifilar da rede de testes	64
Figura 22 – Representação unifilar para casos 1,2 e 3	65
Figura 23 – Representação unifilar para casos 1	65
Figura 24 – Representação unifilar após defeito para casos 2	66
Figura 25 – Representação unifilar após defeito - caso 3	67
Figura 26 – Representação unifilar para os casos 4 e 5	68
Figura 27 – Representação unifilar após defeito do caso 4	68
Figura 28 – Representação unifilar após defeito do caso 5	69
Figura 29 – Representação unifilar para os casos 6 e 7	70
Figura 30 – Representação unifilar após defeito nos casos 6 e 7	71
Figura 31 – Ordem de restabelecimento para o caso 7	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Exemplos de Manobras	40
Tabela 2 – Resultados de exemplo	64
Tabela 3 – Resultados para o caso de teste 1	66
Tabela 4 – Resultados para o caso de teste 2	66
Tabela 5 – Resultados para o caso de teste 4	69
Tabela 6 – Resultados para o caso de estudo 5	69
Tabela 7 – Resultados para o caso de estudo 6	71
Tabela 8 – Manobras do caso 6 aplicadas às 6:00	72
Tabela 9 – Resultados para o caso de estudo 7. Simulado às 6:00	72
Tabela A.10 Dados de Carga para Previsão de Carga	85

LISTA DE SIGLAS

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

DEC Duração equivalente por consumidor

DIC Duração individual por consumidor

DMIC Duração máxima individual por consumidor

FIC Frequência individual por consumidor

PRODIST Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

SCADA Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados - Supervisory Control and Data Aquisition

SEB Setor Elétrico Brasileiro

SUMÁRIO

1	Introdução	17
1.1	Objetivos	18
1.2	Organização desse Trabalho	19
2	Sistema de distribuição de energia elétrica	21
2.1	Introdução aos Sistemas de Distribuição	22
2.2	Automação de Sistemas de Distribuição	24
2.3	Indicadores individuais e coletivos de continuidade	25
2.4	Procedimento Convencional para Restabelecimento de Energia Elétrica	26
3	Revisão Bibliográfica	31
4	Metodologia Proposta para Restabelecimento Automático de Energia Elétrica	37
4.1	Caracterização e Modelagem do Problema	37
4.2	Arquitetura do Sistema	41
4.3	Método Proposto para Seleção das Configurações	45
4.4	Algoritmo de Tomada de Decisão	47
5	Resultados Práticos	57
5.1	Sistema Desenvolvido	59
5.2	Resultados Obtidos	62
5.2.1	Caso 1	65
5.2.2	Caso 2	66
5.2.3	Caso 3	67
5.2.4	Caso 4	67
5.2.5	Caso 5	69
5.2.6	Caso 6	70
5.2.7	Caso 7	71
6	Considerações Finais	73
6.1	Trabalhos publicados	73
6.2	Trabalhos futuros	74
	Referências	77

1 INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) sofreu grandes mudanças durante anos 1990, onde passou a ser desnacionalizado para ser controlado por empresas privadas e regulamentadas por agências pertencentes ao governo federal (VIEIRA; CASTRO; GUERRA, 2011).

Dentre os objetivos dessas privatizações estava o aumento da competitividade, e com isso melhorar a qualidade do serviço prestado pelas empresas distribuidoras de energia elétrica. Para zelar pelos interesses de seus cidadãos e para garantir que as concessionárias prestem um serviço de qualidade, o governo federal criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através da Lei nº 9.724/96.

Essa agência tem por objetivo propiciar que o SEB se desenvolva por igual, não importante a empresa concessionária ou a região do país. Para isso, a ANEEL definiu processos e regras que todas as concessionárias deveriam adotar em seus sistemas de distribuição. Para os sistemas de distribuição, que são o alvo desta dissertação, a ANEEL desenvolveu o ProDist (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) (ANEEL, 2010), onde são apresentadas as regulamentações do SEB. Em específico no módulo 8 desse manual, são tratados os temas de qualidade da energia elétrica distribuída. Aqui nesse trabalho será tratada a qualidade do serviço prestado pela concessionária no que se refere a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

As concessionárias são forçadas a manter a continuidade do fornecimento com base nos indicadores calculados de suas redes e nos valores limites apresentados pela ANEEL. Esta regulamentação de valores tem por objetivo reduzir o tempo que os consumidores ficam sem fornecimento de energia, visto que interrupções geram transtornos tanto para os consumidores e as concessionárias, já que as últimas deixam de vender energia elétrica naquele intervalo da interrupção. As concessionárias ainda podem ser alvos de ações punitivas por violarem os indicadores de continuidade, tendo de ressarcir os consumidores e, em alguns casos, ter de pagar multas, seja pelo tempo sem fornecimento de energia ou por estar com a demanda abaixo da capacidade contratada das unidades geradoras.

Porém, nem sempre é possível manter o fornecimento contínuo. O fornecimento de energia elétrica de um sistema de distribuição deve ser interrompido quando a concessionária necessita executar manutenções ou expansões na rede, ou quando algum defeito permanente ocorre (por exemplo o rompimento de um condutor ou a queda de um poste).

No primeiro caso de interrupção, as concessionárias conseguem programar previamente a região que ficará sem fornecimento, restringindo a área atingida e escolhendo horários que sejam menos críticos aos consumidores. O segundo caso não pode ser previsto e evitado, mas pode ter suas consequências minimizadas, como será visto a seguir. Com a preocupação permanente de manter os índices de continuidade altos, novos equipamentos e

técnicas são empregados nas redes de distribuição para que o impacto de tais interrupções não planejadas sejam minimizados.

Um exemplo largamente utilizado é o uso de equipamentos de proteção e sua instalação de forma coordenada e seletiva, assim um defeito é isolado com uma menor área afetada pela interrupção (KAGAN; C.C.B.; ROBBA, 2005). Isto é largamente utilizada nas redes de distribuição e consegue isolar a área afetada através da abertura de equipamentos de proteção, como religadores e chaves fusíveis.

A principal característica dessa forma de isolamento de defeitos, é o fato de que quando acontece um defeito ela apenas o isola e não considera que parte dos clientes podem ser restabelecidos transferindo sua carga para alimentadores vizinhos. Essas transferências devem então ser calculadas por operadores da rede, com base nos dados de localização do defeito enviados por equipes de campo, para então despachar essas equipes para executar as manobras. Isso demanda que equipes de manutenção se desloquem até a localização do equipamento atuado para então percorrer a rede e encontrar o defeito. Depois disso é necessário esperar pela indicação de um operador de quais equipamentos que devem ser comutados. Isso demanda novos deslocamentos até tais equipamentos e isso pode demorar devido às distâncias entre eles. Após isso tudo, as equipes então executam os procedimentos de manobra para transferir as cargas e deixar a rede em operação.

Esse tempo de deslocamento das equipes para operar as chaves pode ser zerado com o uso de equipamentos telecomandados. Tais equipamentos permitem que o operador possa enviar comandos para as chaves sem a necessidade de deslocar equipes até as mesmas. Mas ainda recai para as equipes encontrarem a localização do defeito e para o operador simular novas topologias de redes. Tais simulações são necessárias para evitar sobrecargas no sistema, o que poderia levar a novas falhas na rede.

Com o poder computacional cada vez maior e a evolução dos softwares que são executados sobre tais sistemas, juntamente com a crescente disponibilidade de tecnologias de comunicação remota, como as redes de celular e internet, é possível utilizar tais sistemas para prover inteligência computacional para simulações e enviar os resultados para equipamentos distantes vários quilômetros uns dos outros. É imaginável que com essas tecnologias se possa automatizar a operação de redes de distribuição.

As redes que utilizam dessas potencialidades, e podem apresentar algumas outras características que serão apresentadas mais a frente nesse trabalho, são denominadas redes inteligentes (*smart grids*), apesar dessa denominação ser mais para um conceito que para uma tecnologia ou tipo de equipamento (FALCÃO, 2010).

1.1 Objetivos

A metodologia desenvolvida e que será apresentada aqui, objetiva restabelecer o fornecimento de energia elétrica, após a ocorrência de um defeito permanente, para o máximo de consumidores de uma rede de distribuição, isso de maneira automática sem a neces-

sidade de intervenção humana ou programação prévia das ações a serem tomadas. Com essa automatização, a metodologia aqui descrita consegue reduzir o tempo de restauração da energia para os clientes não atingidos diretamente pelo defeito.

Para alcançar esse objetivo, a metodologia é capaz de detectar a localização do defeito, e com essa informação definir e enviar os comandos a serem executados pelos equipamentos telecomandados. Ela faz uso de várias tecnologias para alcançar esse objetivo, dentre elas estão o uso de um sistema de controle, supervisão e aquisição de Dados Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados - Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) e de sistemas computacionais inteligentes para definição das manobras a serem executadas e simulações dessas manobras.

Como informações de entrada, além da topologia inicial da rede, a metodologia também necessita do estado atual dos equipamentos de manobra da rede, uma vez que a topologia original pode ser alterada, e um histórico do carregamento da rede para que se possa realizar estimativas de crescimento de carga. O segundo conjunto de dados é necessário para estimar se a carga do sistema irá crescer num horizonte de algumas horas a frente, o que pode gerar sobrecargas no sistema já que a rede estará operando fora de sua topologia otimizada após o restabelecimento.

Como contribuição original, esse trabalho propõe uma metodologia para restabelecimento de fornecimento de energia que pode ser aplicado a redes com diferentes topologias, obtendo a solução em tempo real, o que traz uma diminuição significativa do tempo de restabelecimento do fornecimento de energia para os consumidores.

1.2 Organização desse Trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

No Capítulo 2 é feita uma revisão do estado da arte sobre o problema de restabelecimento de redes, automação de redes, redes inteligentes e sobre reconfiguração automatizada.

No Capítulo 3 é apresentada uma abordagem ao funcionamento dos sistemas de potência, com grande enfoque nos sistemas de distribuição. Também é abordada a questão de automação das redes de distribuição e como é executado o restabelecimento do fornecimento em tais redes. São apresentadas os indicadores de desempenho da rede em relação à continuidade. Ao final é feita uma comparação entre a metodologia tradicional de restabelecimento e o método automatizado.

A metodologia é apresentada no capítulo 4. Esse capítulo é dividido em seções para facilitar o seu entendimento. Inicialmente é feita uma revisão do problema e quais são as funções objetivo bem como as restrições que devem ser consideradas. Em seguida é apresentada a arquitetura idealizada para obtenção de informações em tempo real e também é apresentado, sem entrar em detalhes de implementação, como se dá essa comunicação.

A descrição dos algoritmos de tomada de decisão que enumeram as possibilidades de manobras e escolhem dentre elas a melhor a ser executada é apresentada na secção 4.4.

Os resultados, bem como a descrição dos ambientes de teste e os dados de entrada, estão apresentados no capítulo 5. Nele é apresentado como a metodologia foi testada e implementada em um ferramenta computacional, para depois apresentar alguns testes de restabelecimento em redes e uma análise sobre tais resultados.

No capítulo 6 são apresentadas as considerações finais, bem como ideias de trabalhos futuros que podem ser derivados do que foi apresentado aqui nesse documento.

2 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

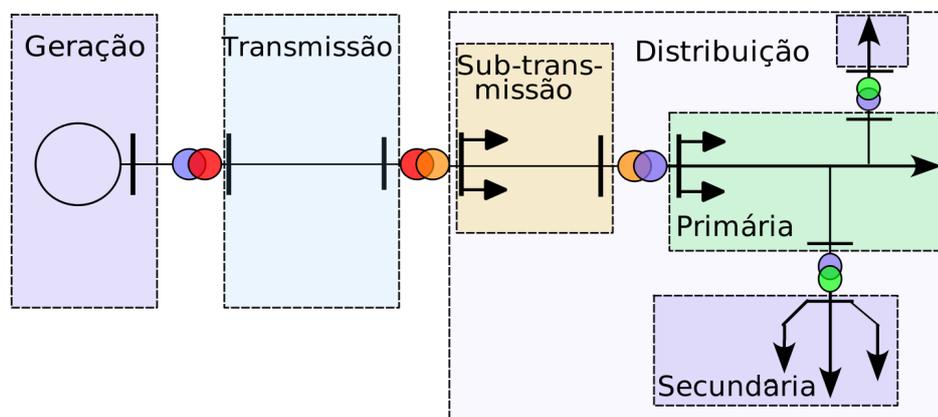
Nesse capítulo serão descritos os sistemas de distribuição de energia elétrica em média tensão, abordando conceitos básicos sobre distribuição que servirão de base para a apresentação da metodologia no decorrer deste trabalho. Além dos conceitos sobre o funcionamento de tais sistemas, também será abordado a ocorrência e solução de defeitos (situações de contingência) bem como a automação dos sistemas de distribuição.

Um sistema elétrico tem por função primária a entrega de energia elétrica para consumidores finais (casas, indústrias, etc) sendo composto por fontes geradoras, que irão transformar algum tipo de energia, seja ela hidráulica, térmica ou outra, em energia elétrica a qual será distribuída para os consumidores finais através de diferentes redes de transmissão/distribuição (KAGAN; C.C.B.; ROBBIA, 2005). Como não é possível de efetuar o armazenamento de grandes quantidades de energia, o sistema deve estar pronto para suportar a demanda imediata de seus consumidores sem sofrer de nenhum tipo de sobrecarga nos equipamentos de transporte de energia (condutores, disjuntores) ou mesmo dos equipamentos de geração.

Os sistemas elétricos de potência possuem a topologia apresentada na Figura 1. Podem ser vistos 3 grandes blocos: um de geração, um de transmissão e outro de distribuição. Estes blocos maiores também podem ser subdivididos em outros blocos, como a distribuição pode ser dividida em sub-transmissão e distribuição primária e secundária. O acoplamento entre esses diferentes blocos é dado através de subestações elevadoras ou rebaixadoras de tensão.

A etapa de geração trata da transformação de algum tipo de energia em energia elétrica, como por exemplo uma hidroelétrica que faz uso de alguma queda d'água para girar suas turbinas as quais são acopladas a conjuntos geradores, como alternadores.

Figura 1: Exemplo de Sistema Elétrico de Potência



Existem também outras formas de geração de energia como por fissão nuclear, queima de combustíveis como madeira, bagaço de cana, óleo combustível, entre outros. Nesses casos o objetivo é de aquecer a água de modo a produzir vapor que faz as turbinas girarem.

Com a energia elétrica gerada, ela deve ser levada até os consumidores. Uma vez que as grandes centrais geradoras se encontram afastadas dos principais centros consumidores, é necessário um sistema que transporte a energia por longas distâncias e tenha uma baixa perda de energia. Para isso a energia gerada é elevada para a casa de centenas de milhares de volts e só então é transmitida por longas distâncias.

O último bloco, a distribuição trata de obter a energia do bloco de transmissão e entregar para o consumidor final em tensões apropriadas conforme a necessidade de cada um. A próxima seção tratará sobre esse tema de modo mais abrangente.

2.1 Introdução aos Sistemas de Distribuição

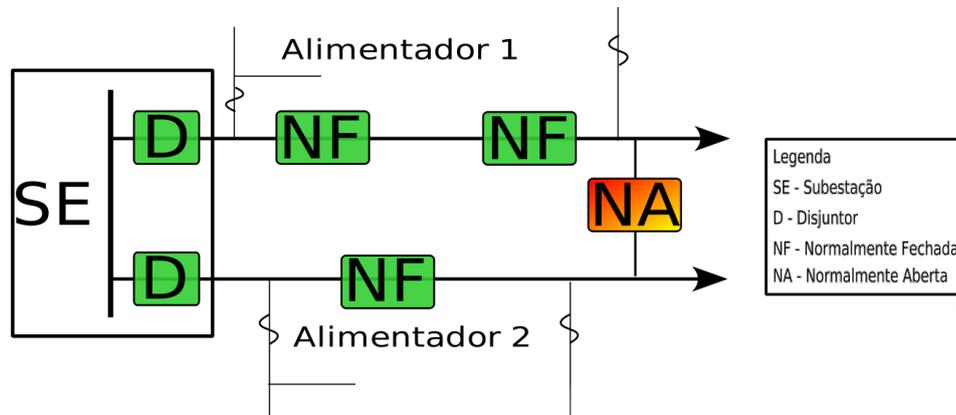
Os sistemas de distribuição de energia elétrica tratam sobre como a energia, depois de ter sido transmitida de uma estação geradora, é entregue para os consumidores. Para isso o sistema pode ser dividido em sub-transmissão, que trata da distribuição para as subestações e consumidores de grande porte, e em dois tipos de distribuição propriamente dita, uma primária e outra secundária, que tratam de como a energia é distribuída de forma segura e eficiente para a grande parte dos consumidores (residências e pequenas/médias indústrias).

A distribuição primária tem dois componentes importantes: as subestações e as redes de distribuição primária, também conhecidas como alimentadores. As primeiras tem o papel de rebaixar a tensão recebida da sub-transmissão e de protegê-la contra defeitos de curto-circuito. Já as redes de distribuição primária têm por objetivo entregar energia elétrica diretamente para os consumidores de médio porte, como indústrias e universidades, além dos transformadores que rebaixarão a tensão para níveis residenciais para que a energia elétrica possa distribuída pelas redes de baixa tensão.

Uma representação de uma rede de distribuição primária, juntamente com os seus principais componentes, pode ser vista na Figura 2. Cada alimentador tem início na subestação e possui equipamentos de proteção localizados logo no seu início e em pontos específicos do alimentador. Eles são responsáveis por impedir que defeitos que apareçam da rede, como postes caídos ou contato entre condutores que geram uma corrente de curto-circuito, se propaguem para dentro da subestação, o que poderia afetar os sistemas de transmissão ou mesmo de geração, além de impedir que defeitos ocorridos em um alimentador afetem os consumidores que são atendidos por outros alimentadores.

Os pontos de carga são ou clientes de maior porte, como indústrias e grandes centros comerciais, ou transformadores rebaixadores, que reduzem a tensão para ser então distribuída pelas redes de distribuição secundária. A energia é transmitida até esses pontos de carga através de condutores, os quais possuem características elétricas que serão melhor

Figura 2: Exemplo de uma Rede Distribuição Primária



Fonte: o autor

apresentada no capítulo 4, onde será explicado o método de simulação da operação das redes de distribuição.

A rede apresentada na Figura 2, é um modelo de rede de distribuição radial (que não apresenta anéis) sendo esse modelo muito utilizado nas redes aéreas onde existem postes (de concreto ou madeira) que sustentam os condutores. Esse é um dos diversos modelos possíveis, sendo outros exemplos as redes subterrâneas do tipo *spot* ou aéreas com primário seletivo (KAGAN; C.C.B.; ROBBA, 2005), mas que não serão abordadas nesse trabalho. Quando se trata de redes de distribuição do tipo radial, alguns termos são utilizados para descrever o sentido que a rede está sendo percorrida: partindo do início do alimentador e percorrendo a rede até algum ponto de carga, é dito que a rede está sendo percorrida a jusante; quando a rede é percorrida no sentido de um ponto de carga para o início do alimentador, é dito que se está percorrendo a rede a montante.

As redes de distribuição contam com diversos tipos de equipamentos seccionadores, chamados de chaves, sendo alguns deles do tipo de proteção contra correntes elevadas, originárias de defeitos ou sobrecargas, e outros de manobras. Uma descrição mais detalhada sobre tais equipamentos pode ser encontrada em (FAULKENBERRY; COFFER, 1996). Tais equipamentos possuem 2 estados: Aberto quando o fluxo de corrente é interrompida e Fechado caso contrário. Tais estados são referenciados como NA (normalmente aberto) e NF (normalmente fechado) quando é referenciada o seu estado na topologia original da rede. As chaves permitem que a topologia da rede possa ser seccionada, seja para isolar defeitos ou regiões para manutenção, como a troca de condutores ou postes. Tais equipamentos também podem ser utilizados para executar transferências de parte da carga de um alimentador para outro alimentador. Essa operação de transferência permite diminuir a carga de um alimentador, ou em caso de defeito, restabelecer o fornecimento para parte dos consumidores que se encontram fora da área afetada. Isto é obtido através do seccionamento da rede após o defeito e o fechamento de alguma chave de fronteira. Antes

de executar esse procedimento, se faz necessária a execução de simulações para verificar se nenhuma parte dos alimentadores ficará sobrecarregada com a nova topologia da rede.

Normalmente a operação de tais chaves de manobra é executada por equipes que devem se deslocar até a chave para executar a manobra de abertura, quando é desejado que a energia seja interrompida naquele ponto ou de fechamento quando é desejado restabelecer o fluxo a partir daquele ponto. Uma solução para evitar esse deslocamento, que pode ser complicado em uma cidade com problemas do trânsito ou com grandes distâncias, é a automação da operação de tais equipamentos de manobra.

2.2 Automação de Sistemas de Distribuição

A automação das redes de distribuição teve início nos anos 1970 com o desenvolvimento de microcontroladores, computadores e de comunicação (SPERANDIO, 2008), sendo que a sua aplicação começou a crescer mais na década seguinte após aprimoramento da tecnologia. Tal automação possui um papel importante no restabelecimento mais ágil do fornecimento de energia elétrica através do uso de equipamentos telecomandados (BERNARDON et al., 2011). Essa automação faz uso de tecnologias de comunicação, informação e dos equipamentos da rede. Para gerenciar isso, são utilizados sistemas supervisórios, chamados de SCADA (THOMAS; ARORA; CHANDNA, 2011).

Tais sistemas supervisórios permitem o envio e recebimento de informações dos equipamentos instalados em campo, sejam eles chaves, religadores ou disjuntores, de forma que não é necessário ter o conhecimento do meio de comunicação utilizado entre esses equipamentos e o sistema. Essa abstração é importante por facilitar a obtenção de estados e eventos de tais equipamentos, como a passagem de corrente de curto-circuito por algum equipamento. A metodologia que será apresentada nesse trabalho se baseia nessa capacidade de envio e recebimento para obter as informações em tempo real dos equipamentos em campo e para enviar os comandos para eles.

Para executar a comunicação entre os equipamentos de campo e o sistema supervisório, vários meios de comunicação podem ser utilizados. Com a cobertura cada vez mais das rede sem fio e a possibilidades de uso de protocolos, como o caso do DNP3, que podem ser transmitidos sobre protocolo de rede TCP/IP (KANABAR; VOLOH; MCGINN, 2011). Isso facilita a criação de redes sobre meios de comunicação como redes de celulares, uma vez que o protocolo de rede TCP/IP garante a confiabilidade da entrega de todos os pacotes e é um protocolo padrão usado por diferentes sistemas de comunicação.

Os equipamentos telecomandados podem ser utilizados para monitoramento e operação por parte de um operador humano. Ele irá analisar os dados de tais equipamentos e tomar decisões de operações que devem ser enviadas para a rede. Outra forma é a substituição da figura do operador por um sistema computacional inteligente, o qual irá analisar o estado dos equipamentos e então poderá operar diretamente os equipamentos ou então sugerir ao operador o que deve ser executado para restabelecer a rede em situações de

defeito. Claro que essa ferramenta computacional deve ser robusta e segura para evitar que ela apresente soluções perigosas para as pessoas ou para o sistema elétrico.

Na secção 2.4 será apresentado um comparativo entre a operação de rede de forma tradicional e a operação completamente automatizada, onde serão utilizados os indicadores de continuidade como medida.

2.3 Indicadores individuais e coletivos de continuidade

As interrupções por causa de defeitos levam a uma diminuição da continuidade de fornecimento de energia elétrica. A continuidade é medida por indicadores que apresentam o tempo total que um grupo de consumidores ficou sem fornecimento de energia elétrica, além da frequência que os mesmos tiveram o fornecimento interrompido. Tais indicadores são definidos por agências reguladoras, como a ANEEL no Brasil. Esses indicadores, com seu respectivos limites, são apresentados no módulo 8 do PRODIST Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional)(ANEEL, 2010). As fórmulas são apresentadas em 2.1, 2.2 para os indicadores globais da rede e 2.3, 2.4 e 2.5 para os indicadores individuais de cada unidade consumidora.

Duração equivalente por consumidor (DEC):

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i) \cdot t(i)}{Cc} \quad (2.1)$$

DEC:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cc} \quad (2.2)$$

Onde:

k Número eventos sendo analisados;

t(i): duração da interrupção *i*;

Ca(i): Número de consumidores afetados pelo evento *i*;

Cc: Total de consumidores da rede.

Os indicadores globais oferecem uma ótima visão geral da rede em termos de continuidade, apresentando a média de interrupções por consumidor e o tempo médio que cada um deles ficou sem fornecimento de energia elétrica. Apesar disso, os valores podem mascarar situação que um pequeno grupo de consumidores ficaram sem fornecimento por um longo período de tempo. Para o caso de uma rede que atende 100.000 consumidores e em um determinado período o tempo total de interrupções foi de 100 horas (6000 minutos), sendo que essa interrupção tenha atingido apenas 100 consumidores, o DEC resultante seria 6, o que indica que na média cada consumidor ficou 6 minutos sem energia elétrica nesse período específico.

Duração individual por consumidor (DIC)

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (2.3)$$

Frequência individual por consumidor (FIC)

$$FIC = n \quad (2.4)$$

Duração máxima individual por consumidor (DMIC)

$$DMIC = \max_{i=1}^n (t(i)) \quad (2.5)$$

Onde:

- n**: total de interrupções do cliente;
t(i): tempo de interrupção do evento *i*.

Já os indicadores individuais apresentam uma visão focada em apenas um cliente, o que permite identificar pontos críticos como frequências elevadas de interrupções e demora para restabelecimento de alguns consumidores.

2.4 Procedimento Convencional para Restabelecimento de Energia Elétrica

Os sistemas de distribuição estão sujeitos a condições anormais de operação, como falhas em equipamentos isoladores, descargas elétricas, contato entre condutores, ou mesmo interferência no sistema por algum fator externo. Essas condições anormais fazem com que os equipamentos de proteção atuem para evitar a propagação do defeito. Isso resulta na interrupção do fornecimento de energia elétrica para um conjunto de consumidores de um alimentador.

A rede de distribuição possui três estados de operação (SILVA; PEREIRA; MANTOVANI, 2010):

1. Estado normal, onde nenhuma restrição de nenhum equipamento está violada;
2. Estado de emergência, quando acontece um defeito e algum equipamento está com alguma restrição violada;
3. Estado restaurativo, acontece após a atuação de algum equipamento de proteção (devido a algum defeito).

No primeiro estado, a rede está configurada para que nenhum equipamento esteja sobrecarregado e que o máximo possível de consumidores estejam com o fornecimento de energia elétrica normalizado. O segundo estado tem início quando acontece algum defeito e pode convergir ao estado normal, quando acontece um defeito temporário (como um galho de árvore que tocou em algum condutor), ou o sistema irá isolar o defeito

indo para o estado restaurativo quando o defeito é permanente. Nesse último estado, o sistema de distribuição tem uma interrupção parcial ou mesmo total de fornecimento de energia elétrica para os seus consumidores, sendo necessário a mobilização de equipes de atendimento para determinar a localização do defeito e logo após executar o seu isolamento e a transferência de carga para outros alimentadores.

Os religadores, equipamentos de proteção capazes de atuar para isolar um defeito, ajudam a amenizar os defeitos temporários, uma vez que na ocorrência do defeito o religador atua interrompendo o fornecimento e, depois de alguns instantes, volta a religar a energia se mantendo nesse estado caso ele não seja atravessado por uma corrente de curto-circuito novamente. Normalmente esse ciclo de atuação e religamento é executado algumas vezes caso o defeito persista, sendo interrompido quando o defeito deixar de existir ou o número máximo de ciclos tenha sido alcançado. Quando isso acontece, é dito que o religador entrou em bloqueio e se mantém no estado aberto (atuado). Já os equipamentos de proteção como os fusíveis, atuam apenas uma vez quando ocorre algum defeito, sem a possibilidade de retorno à condição inicial.

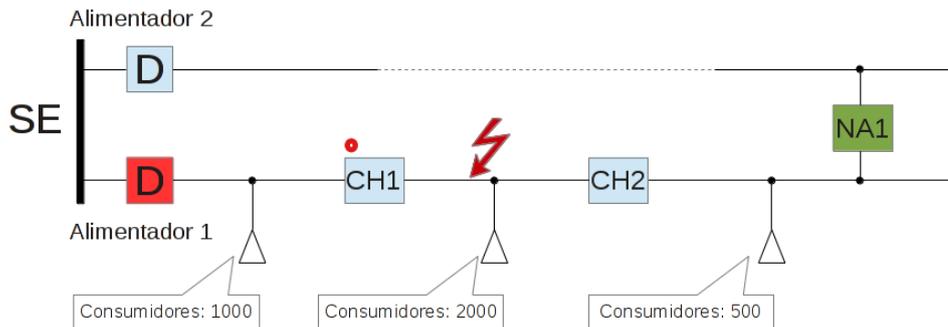
Quando algum equipamento de proteção atua ou vai a bloqueio, uma parcela ou mesmo a totalidade dos consumidores ficam com o fornecimento comprometido e se faz necessário o trabalho das equipes de manutenção para detectar e corrigir o problema para que seja possível o restabelecimento total dos consumidores.

Em alguns casos é possível que o restabelecimento seja parcial através do isolamento do defeito e transferência de parte da carga para outros alimentador com uso das chaves existentes nos alimentadores, melhorando com isso a continuidade para alguns consumidores, uma vez que eles não necessitarão ficar sem fornecimento de energia elétrica durante todo o tempo de reparo do defeito, mas apenas por uma pequena fração de tempo, como será apresentado a seguir. Considerando a Figura 3, onde é apresentado um alimentador e um defeito que fez o disjuntor do alimentador atuar no instante t_0 . É preciso que a equipe de manutenção execute os seguintes passos:

1. Localizar o defeito e sua abrangência: isso é feito percorrendo a rede a jusante a partir da chave que atuou.
2. Com o defeito localizado, são definidas quais chaves serão operadas:
 - a) A chave CH1 é escolhida para ser aberta e assim isolar o defeito do restante da rede a montante;
 - b) A chave CH2 e NA1 são escolhidas para serem manobradas e assim transferir parte da carga para um alimentador vizinho.
3. A equipe executa as manobras:
 - a) Manobrando a chave CH1 é possível religar a chave atuada restabelecendo os consumidores a montante do defeito, isso é feito no instante t_1 ;

- b) A manobra de transferência usando as chaves CH2 e NA1 é concluída no instante t_2 .
4. O defeito é consertado;
 5. As chaves são retornadas ao seu estado original no instante t_3 .

Figura 3: Rede de Distribuição Primária com defeito



Fonte: o autor

Com base nessa sequência de ações, é possível concluir que os clientes antes do defeito ficaram sem fornecimento entre t_0 e t_1 que corresponde ao tempo de localização do defeito, de abertura da chave CH1 e de religamento do disjuntor. Os consumidores após a área defeituosa (a jusante da chave CH2) ficaram sem energia elétrica entre os instantes t_0 e t_2 que corresponde ao tempo de localização do defeito, abertura da chave CH2, deslocamento até a chave NA1 e seu fechamento. A diferença do segundo grupo é que a equipe de manutenção deve se deslocar após operar a chave CH2 até a chave NA1, o que não é necessário no primeiro caso já que existem operadores na subestação para religar o disjuntor. Os demais consumidores na área afetada ficaram sem fornecimento entre os instantes de tempo t_0 até o final do conserto e restabelecimento do fornecimento no instante t_3 , sendo necessário o deslocamento entre todas as chaves a serem operadas.

Esses tempos são chamados de tempo de isolamento, transferência e de restabelecimento, respectivamente e são dados por:

$$T_i = t_1 - t_0 \quad (2.6)$$

$$T_t = t_2 - t_0 \quad (2.7)$$

$$T_r = t_3 - t_0 \quad (2.8)$$

Onde:

T_i : Tempo de isolamento do defeito.

T_t : Tempo de transferência de carga.

T_r : Tempo de restabelecimento total do alimentador.

Considerando os indicadores apresentados na secção 2.3, a ocorrência do defeito (Figura 3) e que os tempos de isolamento, transferência e restabelecimento são, respectivamente, 10, 20 e 40 minutos, sendo que desses 40 minutos de reparo, 20 minutos foram para esperar a área do defeito ser isolado e os outros 20 para executar o reparo. Com esses valores o DEC para o alimentador 1 é apresentado em 2.9.

$$\begin{aligned}
 DEC_{Alimentador1} &= \frac{(10 \cdot 1000) + (40 \cdot 2000) + (20 \cdot 500)}{3500} \\
 &= \frac{100000}{3500} \\
 &= 28,57 \qquad (2.9)
 \end{aligned}$$

Ou seja, cada consumidor ficou cerca de 28,57 minutos sem fornecimento de energia elétrica durante este defeito, que teve duração total de 40 minutos.

Considerando um outro cenário, onde o alimentador possui automação a nível de operação das chaves apresentadas, ou seja, um operador pode operá-las via telecomando, obtém-se a diminuição do tempo de operação das chaves, uma vez que não existirá a necessidade de deslocar equipes entre as chaves, e o conserto pode ser iniciado antes. Para esse cenário, se a equipe levar 5 minutos para detectar o defeito, o operador pode executar as manobras de isolamento em tempo real e a de transferência após alguns poucos minutos, uma vez que isso depende de simulações para garantir que nenhum tipo de equipamento ficará sobrecarregado (considerar que na média essas simulações são executadas em 3 minutos), e a equipe já pode iniciar os trabalhos de reparo da rede.

Como pode ser notado no caso apresentado, o conserto da rede tem um início mais rápido, uma vez que a área afetada foi isolada em cerca de 8 minutos (5 minutos para detectar mais os 3 minutos de transferir os clientes a jusante do defeito). Outro fato é que tanto os consumidores antes quanto os após o defeito ficaram bem menos tempo sem fornecimento (5 minutos contra os 10 anteriores para os consumidores a montante do defeito e de 20 para 8 minutos para os a jusante do defeito). Os consumidores da área afetada ficaram no total 28 minutos (8 minutos, do tempo de isolamento total após transferência dos consumidores a jusante, mais 20 minutos do tempo de reparo do defeito). Com esses novos tempos temos o seguinte cálculo do DEC desse alimentador:

$$\begin{aligned}
 DEC_{Alimentador1} &= \frac{(5 \cdot 1000) + (28 \cdot 2000) + (8 \cdot 500)}{3500} \\
 &= \frac{59000}{3500} \\
 &= 17,57 \qquad (2.10)
 \end{aligned}$$

No exemplo apresentado, apenas com a automação da abertura e fechamento das chaves foi possível reduzir o DEC em quase 11 minutos (cerca de 38% do tempo anterior).

Ao considerar o uso de um sistema computacional inteligente que detecte a localização do defeito e que seja capaz de definir as chaves a serem manobradas, o tempo pode ser ainda menor, uma vez que a equipe de manutenção poderá se deslocar para a área defeituosa enquanto o sistema isola a mesma e restabelece o fornecimento em tempo menor ainda.

Em um sistema real existem muito mais possibilidades de chaves a serem manobradas do que foi mostrado aqui, tornando difícil definir as possíveis manobras e quais dessas são as que trazem melhor benefício para a continuidade da rede.

Existe uma tendência de automação dos equipamentos de manobras das redes de distribuição sendo necessário o desenvolvimento de sistemas computacionais inteligentes que possam tirar o melhor proveito de tais equipamentos para melhorar a continuidade de fornecimento.

O método apresentado no Capítulo 4 é a proposta de uma metodologia que faz uso da automação da rede de distribuição para obter informações em tempo real e assim oferecer soluções para restabelecimento do maior número possível de consumidores de modo automático e inteligente.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Esse capítulo traz uma revisão dos temas de automação e restabelecimento com foco no restabelecimento automatizado das redes elétricas. Também são apresentados alguns conceitos de redes inteligentes (*smart grids*) e onde este trabalho se encaixa nesses conceitos.

O termo *smart grids* vem sendo utilizado para designar as redes do futuro, as chamadas redes inteligentes. Essas redes inteligentes não são uma tecnologia ou um produto, mas sim um conceito que independe da tecnologia ou dos produtos usados (FALCÃO, 2010; IPAKCHI; ALBUYEH, 2009). As redes inteligentes são assim chamadas por utilizarem a automação da rede, sistemas de comunicação e inteligência computacional para ter um maior controle sobre a rede de distribuição. Apesar do termo redes inteligentes tratar desde a geração até as unidades consumidoras, o termo normalmente é aplicado apenas na etapa de distribuição (HASSAN; RADMAN, 2010).

Dentre as características atribuídas às redes inteligentes (FALCÃO, 2010), destaca-se a associação das seguintes características com esse trabalho:

- Tolerância a ataques externos, sejam eles cibernéticos ou físicos;
- Maior qualidade de energia para os consumidores finais;
- Reduzir as perdas e com isso diminuir o impacto ambiental e custos;
- Auto recuperação: Capacidade da rede restabelecer-se após a ocorrência de um defeito de forma autônoma.

O tema de redes inteligentes está sendo tratado em diversos trabalhos atualmente. Estes trabalhos tentam definir as tecnologias que implementam o que era tratado apenas como um conceito (IPAKCHI; ALBUYEH, 2009; FARHANGI, 2010; MOSLEHI; KUMAR, 2010). As redes inteligentes necessitam de uma inteligência computacional para que sejam capazes de tratar de diferentes situações que acontecem no dia-a-dia de uma rede de distribuição. Um trabalho nessa área é o estudo do uso de agentes inteligentes para gerenciar tais redes (SARAIVA, 2012; SOO et al., 2010) devido as características que ambos sistemas compartilham. Apesar dessa ser uma forma de se trabalhar com inteligência computacional e redes inteligentes, existem também outros trabalhos que não fazem uso desse tipo de inteligência artificial, mas fazem uso de heurísticas, meta-heurísticas e bases de conhecimento (TEO, 1992; CURCIC, 1996; KUMAR; DAS; SHARMA, 2008; ADHIKARI; LI; WANG, 2009).

As redes inteligentes fazem uso de diferentes tecnologias de informação, comunicação e automação, o que aumenta a sua complexidade (MOSLEHI; KUMAR, 2010). As diferentes tecnologias utilizadas nessas redes estão em constante evolução, seja pelo desenvolvimento de novos equipamentos ou pela definição de padrões de projeto para uso em tais redes (SINGHAL; SAXENA, 2012).

Ressaltam-se também as primeiras experiências práticas sobre o uso dessas redes inteligentes, como a cidade de Évora em Portugal (PRATA et al., 2011) e a criação de consórcios e plataformas para alavancar o desenvolvimento de tais redes, como por exemplo ETP *smart grids*¹, E-Energy² e Gridwise³.

As redes inteligentes têm como uma de suas bases a automação dos equipamentos pertencentes à rede de distribuição. Essa automação teve início nos anos 70 com o desenvolvimento de novos componentes eletrônicos (SPERANDIO, 2008), como os microcontroladores, e também com o desenvolvimento de novos sistemas de comunicação. Com o passar dos anos, essas tecnologias foram sendo empregadas cada vez mais nos sistemas de distribuição, ao mesmo tempo que foram agregados os sistemas computacionais para automatizar tais equipamentos (KOZIOLEK et al., 2012).

Os equipamentos automatizados são capazes de enviar uma quantidade muito grande de informações sobre o seu estado. Essas informações podem ser enviadas por uma variedade de meios de comunicação, como redes de micro-ondas, fibras óticas, as quais podem ser mantidas e operadas tanto pela própria concessionária quanto por terceiros (empresas de telecomunicações). Devido a essa grande quantidade de informações, o tratamento das mesmas pode ser difícil sem o auxílio de um sistema que as agregue de maneira centralizada e padronizada. Aqui entra o SCADA, o qual é uma peça fundamental no uso da automação nas redes inteligentes. Estes sistemas permitem tanto monitorar os dados medidos pelos equipamentos, quanto controlá-los (KANABAR; VOLOH; MCGINN, 2011).

Para visualizar essa quantidade enorme de dados que são adquiridos da rede de distribuição, alguns desses sistemas os apresentam de forma organizada e centralizada através de alguma interface (LAHTI; SHAMSUZZOHA; KANKAANPÄÄ, 2011). Esses sistemas também podem oferecer uma interface para que outros *softwares* possam se comunicar com os equipamentos de forma transparente, sem que o sistema computacional necessite conhecer o equipamento e o meio de comunicação. Para isso, esses SCADA fazem uso de padrões, em sua maioria abertos, para se ter uma maior interoperabilidade entre diferentes equipamentos e os sistemas computacionais.

Segundo Thomas, Arora e Chandna (2011), a automação da distribuição é dividida em três partes: Automação de subestação, Automação de consumidores e Automação do alimentador. Os dois primeiros não serão discutidos nesse trabalho por fugir do escopo do mesmo. A automação da distribuição é definida de maneira diferente por cada uma das pessoas envolvidas com a rede automatizada, podendo ser vista como controle de carga para os envolvidos com gerenciamento de carga e como a operação remota do ponto de vista dos operadores da rede.

A possibilidade de operação remota dos equipamentos telecomandados é um dos pontos

¹ <http://www.smartgrids.eu>

² <http://www.e-energy.de/en/>

³ <http://www.gridwise.org>

chaves desse trabalho. Essa capacidade abre espaço para a automatização das redes (ESCUDE, 2010), usando da comunicação das chaves para obter informações de campo e a inteligência computacional para determinar quais chaves devem ser operadas.

Apesar da metodologia que será apresentada aqui necessitar de mais informações sobre o estado da rede, o uso de equipamentos telecomandados é o que permite que a metodologia possa automatizar a reconfiguração da rede, e não apenas indicar ao operador quais equipamentos devem ser manobrados.

A reconfiguração das redes trata sobre a alteração da topologia da rede através da abertura e fechamento de chaves, sendo a maioria dos estudos sobre a melhoria da qualidade de energia e redução das perdas (BRAZ; SOUZA, 2011; RADHA; RUGHOOPUTH, 2010; SOUZA; SILVA; FERREIRA, 2010). A reconfiguração da rede também é tratada quando é desejado restabelecer o fornecimento em partes da rede de distribuição em caso da mesma apresentar algum defeito. Nesse caso, os mesmos conceitos de alteração de topologia com suas restrições são aplicados e o objetivo pode ser o de restabelecer o máximo de consumidores, deixando apenas a área afetada pelo defeito desenergizada (GARCIA, 2005). Esse tipo de reconfiguração também é referenciado como restabelecimento.

Como o estudo da reconfiguração da rede é tido como sendo de natureza combinatória (SOUZA; SILVA; FERREIRA, 2010), não é prático, em casos reais com vários equipamentos, testar todas as possibilidades devido ao alto custo computacional envolvido. Para resolver o problema de reconfiguração, normalmente são aplicadas heurísticas para encontrar a melhor solução possível em um espaço de tempo aceitável.

Levando em consideração a importância da solução rápida e eficiente do restabelecimento do fornecimento de energia em situações de contingência, tanto para as concessionárias quanto para os consumidores, este assunto é discutido em um grande número de publicações realizadas durante um longo período de tempo (CASTRO; BUNCH; TAPKA, 1980; AOKI et al., 1987; UCAK; PAHWA, 1994; NAGATA; SASAKI, 2001). Primeiramente, estas pesquisas foram direcionadas somente para a análise dos sistemas de potência (TEO, 1992; KOJIMA et al., 1989). Nos anos noventa, surgiram situações em que a confiabilidade dos sistemas de potência tornou-se muito maior que a dos sistemas de distribuição. Os dados apresentados em vários países mostraram que as falhas nos sistemas de distribuição eram responsáveis por cerca de 90% do tempo em que os consumidores ficavam sem fornecimento.

Para se obter uma solução eficiente e factível desse problema, a metodologia proposta deve considerar a definição do comportamento de uma rede de distribuição com o máxima fidelidade possível. Os primeiros trabalhos apresentaram as dificuldades ligadas com a tentativa de utilização de métodos clássicos de programação matemática para a solução deste problema (CURCIC, 1996). Por isto, os esforços dos pesquisadores foram direcionados para a análise da possibilidade de utilização de vários métodos heurísticos de otimização (MOON et al., 2000; SOO et al., 2010), como por exemplo o uso de meta

heurísticas do tipo algoritmos genéticos (KUMAR; DAS; SHARMA, 2008) e agentes inteligentes (SARAIVA, 2012), além de algoritmos desenvolvidos especificamente para o problema (ADHIKARI; LI; WANG, 2009). Também foram propostos sistemas especialistas baseados em regras (MA et al., 1992).

Os sistemas especialistas baseados em regras, tentavam ao máximo aproveitar o conhecimento dos operadores humanos da concessionária, sendo que eles tentavam repetir as ações dos operadores humanos em condições de contingência. Caso a topologia da rede fosse atualizada, as regras também deveriam ser atualizadas (TEO, 1992).

O uso de meta heurísticas, como os algoritmos genéticos, demanda a criação de funções de comparação entre os indivíduos e normalmente vários indivíduos devem ser gerados. Para cada um desses indivíduos, deve-se testar se ele é uma solução válida através de sua simulação, o que pode consumir um certo tempo computacional.

Os algoritmos desenvolvidos especificamente para o problema, também denominados *ad hoc*, apesar de serem específicos para um determinado problema, permitem ser melhor ajustados para as diferentes nuances do problema e das redes. Eles também podem ser desenvolvidos para que o mínimo de soluções sejam geradas, reduzindo assim o tempo de processamento.

Nesse cenário cada vez mais pesquisas são desenvolvidas voltadas para o aumento da confiabilidade dos sistemas de distribuição (AOKI et al., 1989; LIN; CHIN, 1998; ZHOU; SHIRMOHAMMADI; LIU, 1997), e mais recentemente, tais pesquisas referenciam as redes inteligentes (MOSLEHI; KUMAR, 2010; ADHIKARI; LI; WANG, 2009; SOO et al., 2010; PODMORE, 2010), o que demonstra que as redes inteligentes estão trazendo novas perspectivas sobre esse problema.

Sob essa nova ótica das redes inteligentes, estão sendo investigadas formas de trazer para a realidade das concessionárias o que antes era tido apenas como um conceito. A atenção principal dos pesquisadores está voltada para a busca de métodos eficientes de otimização, levando em conta a extrema complexidade deste problema combinatorial de grandes dimensões (ADHIKARI; LI; WANG, 2009; SOO et al., 2010; PODMORE, 2010).

Apesar de haver várias pesquisas, este tema ainda não está finalizado. Cada vez mais os equipamentos evoluem e são capazes de fornecer novas informações, as quais podem ser utilizadas em novas metodologias. Como cada vez mais as redes tradicionais são atualizadas com equipamentos e sistemas de controle, trazendo o conceito de redes inteligentes para algo mais palpável a cada dia que passa. Essa atualização traz a necessidade do desenvolvimento de métodos eficientes aplicados para sistemas reais de distribuição de energia elétrica, com o propósito de restabelecimento automático do fornecimento de energia elétrica.

Este trabalho explora parte do conceito de redes inteligentes, principalmente automação e auto recuperação, junto com o tratamento combinado das informações de campo (monitoração, controle, aquisição de dados...) com simulações computacionais. Para isso

serão apresentados aqui a arquitetura necessária para um sistema de restabelecimento de fornecimento funcionar, bem como também é apresentada a metodologia para definição das manobras a serem executadas. Todas proposição descritas aqui, tanto de algoritmos quanto de arquiteturas, consideram os aspectos de carregamentos, simulações de operação e podem ser aplicadas à diferentes topologias de rede.

4 METODOLOGIA PROPOSTA PARA RESTABELECIMENTO AUTOMÁTICO DE ENERGIA ELÉTRICA

Esse capítulo descreve a metodologia desenvolvida para restabelecimento automático com o uso de chaves telecomandadas. A criação de tal metodologia teve como meta a definição de um conjunto de ações universais que possam ser aplicadas a diferentes topologias de redes de distribuição radial, tendo como função objetivo o restabelecimento do máximo de consumidores após um defeito permanente, sem que isso ocasione sobrecargas no sistema de distribuição.

4.1 Caracterização e Modelagem do Problema

Como foi apresentado no capítulo 3, a automação da rede de distribuição pode reduzir o tempo de interrupção de energia elétrica para os consumidores. O uso de um sistema computacional inteligente pode reduzir ainda mais esse tempo, uma vez que tal sistema pode analisar todas as possibilidades de manobras e executar as simulações necessárias para cada uma das possibilidades enumeradas de forma automática, apresentando ao final o melhor conjunto de manobras, tudo isso em questão de poucos instantes. Quando a metodologia apresenta o melhor conjunto de manobras como resultado de seu processamento, essas manobras são melhores que as demais com base em algum objetivo específico e porque não violam as restrições impostas. Neste trabalho, esse objetivo será tentar restabelecer o número máximo de consumidores e ele irá direcionar as escolhas feitas pelo sistema computacional, ou seja, qual é a melhor manobra dentre um conjunto de opções. As restrições devem ser definidas para que as manobras apresentadas pelo sistema sejam respostas factíveis, ou seja, que tais respostas possam ser aplicadas a realidade de uma rede de distribuição.

Para representar a rede de distribuição, foi escolhida a representação através de um grafo não orientado, onde as arestas representam os elementos de conexão como condutores e chaves, e os vértices representam os pontos de carga ou sustentação da rede (para um modelo mais detalhado). Devido a característica direcionada do grafo (orientado), há a necessidade de se criar ramos fictícios para representar o fluxo inverso quando se faz uma transferência. Para exemplificar, se antes de executar uma transferência de carga para uma outra fonte o sentido da corrente era do ponto i até o ponto j passando pelo ramo X , após a transferência a corrente inverterá seu sentido, vindo agora de uma outra fonte, e passará do ponto j até o ponto i , sendo que nesse caso será usado o ramo fictício X' . A escolha dessa estrutura de representação foi por tal estrutura permitir uma implementação computacional mais eficaz e também facilitar uma formulação matemática que represente o problema. As respostas apresentadas por essa metodologia não devem provocar danos, por exemplo, uma manobra que sobrecarregue um condutor a ponto de rompê-lo. Para isso, a metodologia utilizará a seguinte função objetivo e restrições de operação da rede,

as quais foram baseadas no trabalho de (GARCIA, 2005):

$$\min \sum_{i \in CC} (1 - Z_i) NC_i \quad (4.1)$$

sujeito a:

$$X_i + X'_i \leq 1, \text{ para } i = 1, \dots, M \quad (4.2)$$

$$Y_i + Y'_i \leq 1, \text{ para } i = 1, \dots, M \quad (4.3)$$

$$\sum_{k \in B_k} (X_i + X'_i + Y_i + Y'_i) \leq 1, \text{ para } k = 1, 2, \dots, N \quad (4.4)$$

$$I_k - IL_k X_k \leq 0, \text{ para } k = 1, 2, \dots, M \quad (4.5)$$

$$I'_k - IL_k X'_k \leq 0, \text{ para } k = 1, 2, \dots, M \quad (4.6)$$

$$I_k - IL_k Y_k \leq 0, \text{ para } k = 1, 2, \dots, M \quad (4.7)$$

$$I'_k - IL_k Y'_k \leq 0, \text{ para } k = 1, 2, \dots, M \quad (4.8)$$

$$V_{min} \leq \sqrt{L_k Z_k R_k}, \text{ para } k = 1, 2, \dots, N \quad (4.9)$$

Onde:

N - Número de nós na rede;

M - Número de arestas na rede;

I_k - Corrente no ramo k ;

I'_k - Corrente no ramo fictício k ;

Z_k - Indica se o nó está sendo alimentado ($Z_i = 1$) ou não ($Z_i = 0$);

IL_k - Capacidade de fluxo na aresta k ;

R_k - Impedância do nó k ;

L_k - Demanda do nó k ;

B_k - Conjunto de todas arestas com o nó k como início;

F_i - Conjunto de todas arestas com o nó i como fim;

CC - Conjunto de nós consumidores;

NC_i - Número de consumidores no nó i ;

X_i - Indica se a chave normalmente fechada do ramo i está fechada ($X_i = 1$) ou aberta ($X_i = 0$) na solução final;

X'_i - Indica se a chave normalmente fechada do ramo fictício i está fechada ($X'_i = 1$) ou aberta ($X'_i = 0$) na solução final;

Y_i - Indica se a chave normalmente aberta do ramo i está fechada ($Y_i = 1$) ou aberta ($Y_i = 0$) na solução final;

Y'_i - Indica se a chave normalmente aberta do ramo fictício i está fechada ($Y'_i = 1$) ou aberta ($Y'_i = 0$) na solução final;

V_{min} - Módulo da tensão mínima aceitável na rede;

Como função objetivo (4.1), foi definido que deseja-se minimizar o número de consumidores não restabelecidos, que é o mesmo que tentar restabelecer o máximo de consumidores. Em caso de empate (duas soluções restabeleçam o mesmo número de consumidores), como critério de desempate, será escolhida a manobra que tiver o menor carregamento máximo nos condutores. Deve-se notar o uso de arestas fictícias (') para impedir que os valores de fluxos sejam negativos, o valor do fluxo de corrente invertido durante uma transferência, fica atribuído para aresta fictícia. Para garantir o uso de apenas uma dessas arestas, foram inseridas as restrições 4.2 e 4.3.

A restrição 4.4 garante que as manobras de restabelecimento não podem criar anéis na rede de distribuição. Essa restrição garante que não existirá mais de uma chave fechada incidente em um nó da rede.

As restrições de carregamento dos condutores, 4.5, 4.6, 4.7 e 4.8, garantem que não haverá sobrecarga nos mesmos. Para simplificar o modelo matemático e não precisar descrever o método do fluxo de carga, os valores de carga nas variáveis I_k são atribuídos por um algoritmo externo de cálculo de fluxo de potência por somatório de correntes (BERNARDON, 2004). Esse algoritmo foi implementado como parte de uma ferramenta computacional com a capacidade de executar simulações das redes de distribuição. Essa ferramenta será descrita com maiores detalhes no capítulo 5.

Como o tempo em que a rede irá permanecer no estado de contingência é de poucas horas, pode ser permitido uma pequena carga acima do limite de operação dos condutores e um valor maior de carregamento nos equipamentos de proteção, mas não acima de sua corrente de atuação. Para simplificar o modelo, será considerado que os valores nas variáveis IL_k já possuem esse valor incorporado. No decorrer do texto as referências a esses valores, que na metodologia são configuráveis, são referenciados como $F_{sobrecarga}$, que indica o quanto de sobrecarga será aceito nos condutores, F_p indica o percentual de carregamento dos equipamentos de proteção.

Mesmo no estado de contingência é necessário manter a qualidade de energia disponibilizadas para os consumidores, assim as restrições 4.9 impõem o limite de tensão mínima aceitável. Essas restrições tem como principal objetivo evitar que manobras de transferência deixem os consumidores com uma tensão abaixo dos valores estabelecidos.

A verificação do atendimento das restrições é executada para cada manobra indicada pela metodologia de restabelecimento. Para isso é necessário que sejam executadas as simulações de fluxo de potência nos alimentadores afetados pela manobra após a aplicação da mesma. Se alguma das restrições for violada, essa manobra é marcada como inválida e que não pode ser executada automaticamente pela metodologia, podendo ser apresentada para um operador.

A solução de automatização do restabelecimento, que será apresentada aqui, é capaz de:

- Detectar a ocorrência de um defeito permanente (através de um SCADA);

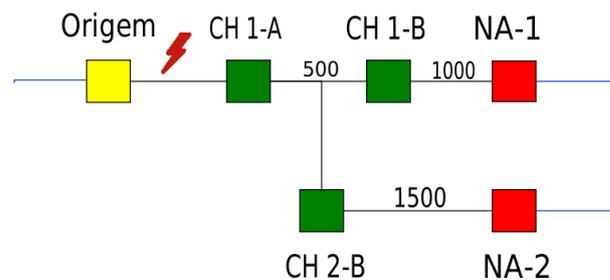
- Localizar a área a ser isolada (área defeituosa);
- Definir um conjunto de manobras a serem executadas para restabelecer o máximo possível de consumidores através do isolamento e transferência de carga.

Para isso, essa metodologia faz uso de informações em tempo real obtidas de diferentes fontes para realizar simulações muito próximas da rede atual, e assim definir o conjunto de manobras a serem avaliadas.

A escolha dentre essas manobras é dada pela função objetivo, que prioriza as manobras que restabeleçam mais consumidores (usando o carregamento como desempate) e que não tenham violado nenhuma das restrições.

Para exemplificar a escolha da melhor manobra, serão utilizadas nas demonstrações as manobras de transferência fictícias apresentadas na Tabela 1. Essas manobras são referentes ao trecho de rede apresentada na Figura 4. Aqui ainda não serão exploradas todas as possibilidades de manobras, isso será tratado na seção 4.4. Os percentuais apresentados nos condutores, proteção e queda de tensão são respectivamente os carregamentos máximos dos condutores e equipamentos de proteção, e a maior queda de tensão apresentados durante as simulações. Como restrições, foram definidos os valores de sobrecarga dos condutores de 10% ($F_{sobrecarga} = 1.1$), carregamento máximo dos equipamentos de proteção 90 % ($F_p = 0.9$) e queda máxima de tensão de 7% em relação a tensão nominal da rede, sendo nesse caso $V_{min} = V \cdot 0.93$, onde V é a tensão nominal da rede. Não foi considerado aqui nesse trabalho o aumento da tensão acima da tensão nominal.

Figura 4: Exemplo de possíveis transferências de uma rede



Fonte: o autor

Tabela 1: Exemplos de Manobras

Manobra	Abrir	Fechar	Clientes	Condutores (%)	Proteção (%)	Queda Tensão (%)
1	CH1-A	NA-1	3000	95	105	3
2	CH1-A	NA-2	3000	90	70	8
3	CH1-B	NA-1	1000	80	92	4
4	CH2-B	NA-2	1500	75	50	3

Se apenas for analisado o número de consumidores restabelecidos, sem considerar as restrições, tanto a manobra número 1 quanto a número 2 seriam as melhores a serem

aplicadas. Como o critério de desempate é o menor carregamento dos condutores, a manobra de número 1 seria escolhida. Agora se forem também consideradas as restrições definidas anteriormente, a manobra 1 não poderia ser executada, pois viola as restrições de carregamento dos equipamentos de proteção (limite é 90%). Já a manobra 2 viola a queda de tensão. Outra manobra que viola ao menos uma das restrições é a manobra 3, que também viola o carregamento dos equipamentos de proteção.

A manobra restante (4) não viola nenhuma das restrições, sendo válida para ser aplicada diretamente. Dentre as manobras válidas, é escolhida a melhor delas, que poderá ser aplicada. A melhor manobra é aquela que restabelece o maior número de consumidores. Como não existem outras possibilidades, a única manobra que poderia ser executada diretamente é a manobra 4.

Referente as manobras de isolamento (abertura da chave a montante do defeito e religamento do equipamento atuado), elas não devem violar nenhuma restrição, já que a rede volta a ter sua topologia anterior com uma redução da carga após a chave a montante do defeito, ou seja, a carga total do alimentador diminuirá, reduzindo também o carregamento dos condutores e equipamentos de proteção. Para essas manobras, também se aplica a escolha por manobras que restabeleçam o máximo de consumidores, sendo que isso é garantido pela escolha do equipamento mais próximo ao defeito como equipamento a ser manobrado. Na seção 4.3 é explicado como a metodologia consegue fazer essa escolha de manobra.

A seguir é detalhada a arquitetura proposta para implementação dessa metodologia, ou seja, quais são os sistemas necessários para adquirir informações em tempo real sobre o sistema de distribuição e como a metodologia se comunica com eles.

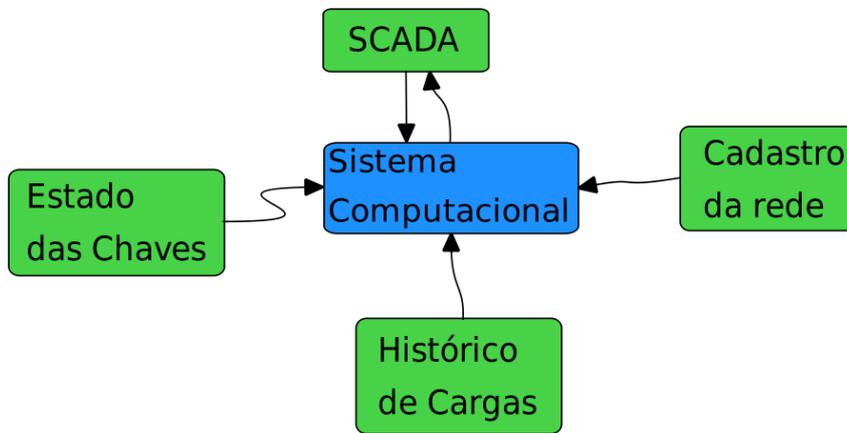
4.2 Arquitetura do Sistema

Para implementar a metodologia, é necessário o acesso em tempo real a algumas informações como o estado de comunicação das chaves telecomandadas, o qual é obtido através do SCADA, o cadastro da rede (topologia original, cargas, tipos de condutores, etc), o estado atual de todos equipamentos de manobra, além do acesso ao histórico de carregamento dos alimentadores.

Com base nessas necessidades, foi proposta a arquitetura de sistema apresentada na Figura 5, onde existem 4 fontes de dados (Estado das Chaves, Histórico de carga, SCADA e Cadastro da Rede) e o sistema computacional, o qual implementa a metodologia aqui descrita. O sistema Estado das Chaves mantém um banco de dados onde se encontra o estado atualizado de todas as chaves, tal informação é importante uma vez que a rede pode ter sido reconfigurada em relação a topologia inicial descrita no Cadastro da Rede, sendo essa alteração proveniente de um defeito ou mesmo para isolar alguma área para manutenção preventiva. O Histórico de carga armazena as leituras de corrente dos ali-

mentadores, sendo então possível estimar o comportamento da carga nas próximas horas com base no comportamento passado, como será melhor detalhado ainda neste capítulo.

Figura 5: Arquitetura proposta para o sistema computacional



Quando um defeito na rede de distribuição faz com que algum equipamento telecomandado entre em bloqueio, ou seja, quando um equipamento programador para tentar religar o restabelecimento atinge o final do ciclo de tentativas sem obter sucesso, o SCADA comunica esse fato através de um evento, que nada mais é do que um sinal computacional que pode ser capturado e tratado por outros sistemas, contanto que estejam registrados no servidor do sistema supervisor. Tal evento é uma indicação de que aconteceu, por exemplo, a mudança de estado de aberto para fechado ou vice versa, e com qual equipamento isso aconteceu, normalmente indicado pela sua matrícula.

A ocorrência do bloqueio de algum equipamento telecomandado, é o gatilho que dá início aos procedimentos de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica utilizando a metodologia proposta. Tais procedimentos têm início com a atualização da topologia da rede, usando o cadastro do Estado das chaves, seguido do ajuste da carga, o qual usa uma previsão para as próximas horas da corrente máxima de carga para ajustar a demanda dos consumidores. Antes de continuar com o procedimento de seleção das manobras, é verificado no sistema SCADA o estado de comunicação das chaves que podem ser utilizadas para executar o restabelecimento, bem como outras informações que serão melhor detalhadas a seguir.

Com a topologia da rede atualizada, são selecionados os equipamentos telecomandados que comporão o conjunto de equipamentos que podem ser usadas nas manobras. Tais equipamentos pertencem ao alimentador onde ocorreu o defeito e os equipamentos de fronteira entre esse alimentador e seus vizinhos.

Com tal conjunto o sistema computacional solicita ao SCADA as seguintes informações sobre cada uma das chaves que podem ser utilizadas nas manobras:

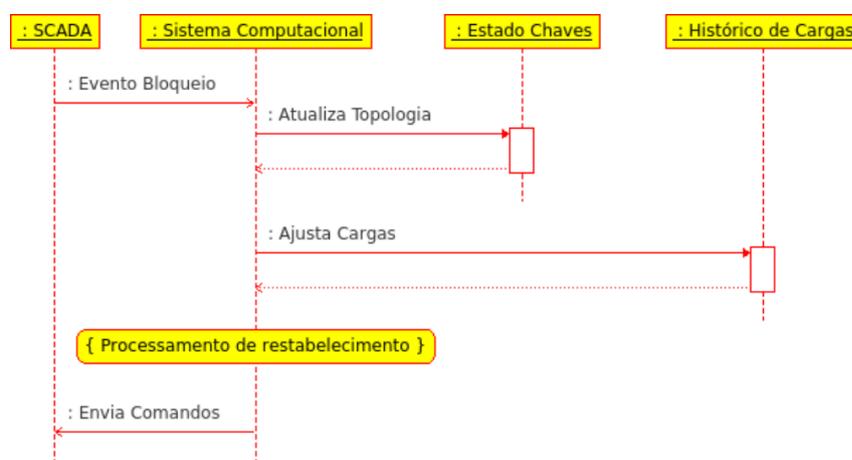
- Estado do equipamento (aberto/fechado): esse valor sobrepõe o valor do banco de estado das chaves por ser mais atual (tempo real);

- Estado de comunicação: Chaves com falhas na comunicação são excluídas do restante do processo de definição das manobras;
- Inclusão/exclusão: Se uma chave está excluída significa que ela não pode ser religada nem manobrada;
- Sinalizações das fases: Os equipamentos quando configurados como chaves sobcarga não desarmam quando atravessados pela corrente de curto-circuito, mas guardam quais fases foram afetadas por tal corrente.

Normalmente as chaves são marcadas que não podem ser utilizadas (excluídas) quando existem equipes trabalhando com rede viva (energizada) ou por qualquer outra razão que a chave não deva ser operada, assim, se qualquer equipamento pertencente ao conjunto de chaves estiver excluído, todo processo de restabelecimento é cancelado, uma vez que isso pode envolver questões de segurança dos trabalhadores.

Após essas atualizações, é aplicado o procedimento de seleção das chaves que devem ser manobradas e, por fim, são enviados ao SCADA os comandos das chaves (Abrir ou Fechar) que devem ser executados a fim de restabelecer o máximo de consumidores. A Figura 6 apresenta o diagrama de sequência em que essas trocas de informações acontecem.

Figura 6: Diagrama de sequência de comunicação entre sistemas



A necessidade de ajustar as demandas dos consumidores pertencentes ao alimentador afetado pelo defeito e seus vizinhos, reside no fato que se houver alguma simulação de manobra de transferência de carga do primeiro para um de seus vizinhos, a mesma deve ser feita com uma carga muito próxima do estado real dos alimentadores, evitando assim que alguma manobra sugerida provoque algum problema de sobrecarga. Como o estado de contingência pode durar algumas horas, até que o defeito seja resolvido, a rede terá que ficar no estado manobrado durante esse período. O ajuste de carregamento é executado com a carga máxima nas próximas horas evitando que existam problemas de sobrecarga caso a demanda cresça durante o período de contingência.

Para calcular essa carga máxima é feita uma estimativa com base no histórico de carga da semana anterior para cada um dos alimentadores envolvidos. É analisada a tendência

da carga nas próximas horas, e depois a carga atual, que é a corrente antes do defeito ou pré-falta, é ajustada segundo esse valor. A tendência de crescimento é sempre a do pior cenário do histórico, assim, ou a corrente de carga aumenta, ou se mantém estável, sendo esse último caso quando a carga está diminuindo e a maior carga do sistema é a atual. A seguir são apresentadas as equações para determinação da tendência da carga e de ajuste da carga pré-defeito para o pior patamar. A Equação 4.10 mostra o cálculo do ajuste da carga com base no histórico da semana anterior considerando n horas a frente e a Equação 4.11 o ajuste da carga pré-defeito de um alimentador.

$$A_{carga} = \frac{Max(H_h, H_{h+1}, \dots, H_{h+n})}{H_h} \quad (4.10)$$

$$C_{prev} = C_p \cdot A_{carga} \quad (4.11)$$

Onde:

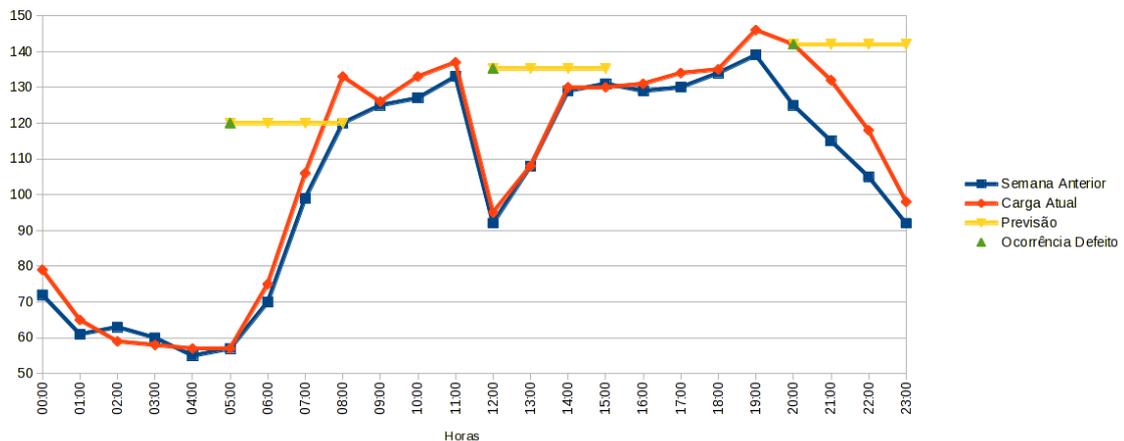
- H_h : Valor de carga de um dado alimentador a uma semana atrás na hora h ;
- h : Hora da ocorrência do defeito (atual);
- C_p : Carga pré-defeito do alimentador em questão;
- C_{prev} : Carga máxima prevista para o alimentador no horizonte de n horas a frente;
- A_{carga} : Ajuste a ser aplicado na carga. Esse valor é sempre maior ou igual a 1 (um).

Para demonstrar a predição, é apresentado um gráfico de cargas na Figura 7. Nesse gráfico são apresentados os dados de carga da semana anterior e também são apresentados os dados de carga do dia atual. Os dados utilizados nesse gráfico estão disponíveis na Anexo A.

Foram simuladas 3 falhas, uma às 6:00, outra às 12:00 e a última às 20:00. O resultado da carga estimada aparece sobreposta no gráfico. É possível ver que no caso da falha às 20:00, a carga da semana anterior estava diminuindo e a carga prevista se manteve com o valor da carga atual (142). Quando existe uma variação positiva na carga da semana anterior, a previsão seguir a mesma curva de crescimento, isso gerou uma previsão um pouco elevada para o caso do defeito simulado às 12:00 e um valor abaixo da carga atual na simulada das 6:00. No caso do valor previsto estar acima do valor da carga atual, não existe nenhum risco para a rede, visto que a simulação foi feita num cenário pior. Já o segundo caso pode trazer complicações, visto que o valor usado na simulação está abaixo do valor de carga atual. Nesse caso o valor simulado foi superado apenas por um pico às 8:00, sendo que esse pico não existia na semana anterior. Obviamente devem existir trabalhos mais elaborados para a previsão de carga em curtíssimo prazo, como por exemplo (SILVA et al., 2010), mas optou-se por esse método por ele ser mais simples e fácil de ser implementado e testado.

O ajuste das demandas dos consumidores é relativo a carga prevista e a carga simulada através de um algoritmo de fluxo de potência como foi dito na seção 4.1. É necessário

Figura 7: Gráfico de cargas e estimativas em caso de defeitos



executar os ajustes das potências ativa e reativa demandada pelos consumidores na mesma proporção da carga prevista pela simulada. Assim se a carga prevista for o dobro da carga simulada, a potência ativa e reativa de cada consumidor é duplicada também.

Após a atualização da topologia da rede e de suas cargas, o sistema computacional está pronto para computar as manobras que devem ser realizadas para isolar o defeito e restabelecer os demais consumidores. Na próxima seção é apresentada a metodologia de seleção das manobras a serem executadas.

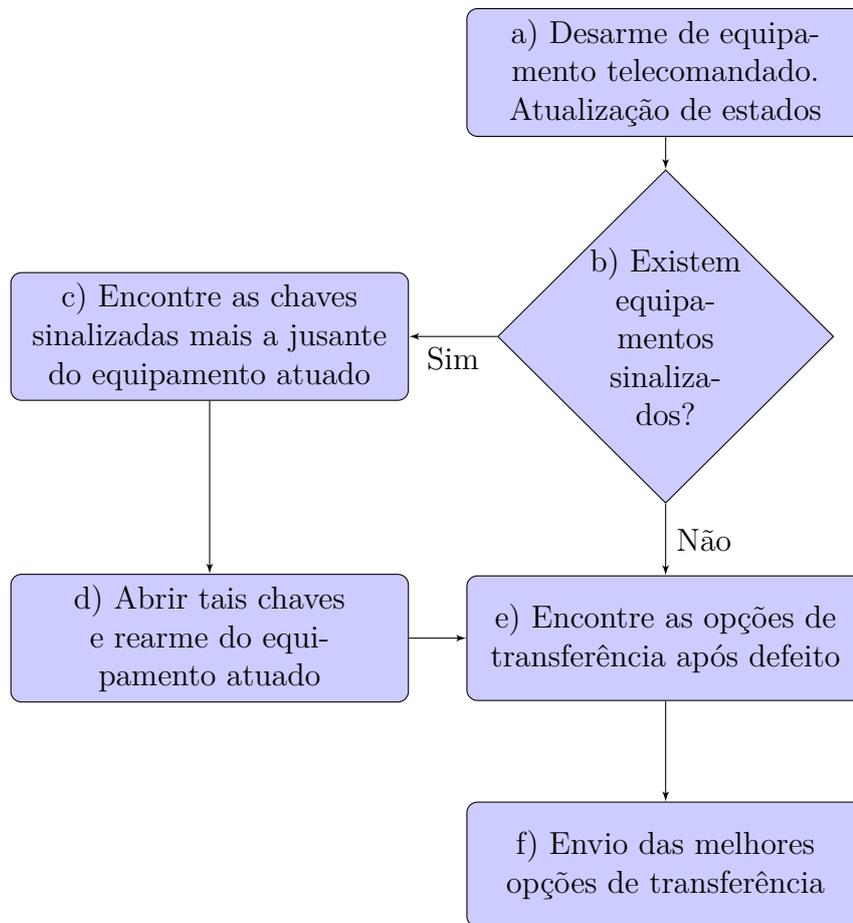
4.3 Método Proposto para Seleção das Configurações

O método que será detalhado nessa seção faz parte da metodologia proposta e tem como papel indicar que chaves devem ser operadas para isolar o defeito. Esse método irá cuidar do isolamento do defeito da rede a montante do mesmo, além de enumerar as possibilidades de manobras para transferir os consumidores a jusante do defeito. A execução desse método se dá após as atualizações de estados e cargas, uma vez que os resultados obtidos dependem da maior fidelidade da rede simulada com a rede real.

Esse método é a parte principal da metodologia de restabelecimento automático, já que é ele que irá detectar a localização do defeito e com isso gerar as soluções de restabelecimento. Ele é composto de algumas etapas que podem ser visualizadas na Figura 8.

A parte inicial do método (8-a) compreende as ações de desarme de um equipamento telecomandado e comunicação com os sistemas SCADA, de estado da rede e a obtenção da previsão de carga, a qual será utilizada para ajuste da rede. Essa etapa foi descrita nas seções anteriores, mas basicamente trata do início da metodologia devido a algum desarme e da atualização das informações da rede com dado mais próximos da hora do evento. Ressalta-se novamente que essas atualizações são importantes para se obter o estado da rede simulada o mais próximo do estado atual real da mesma.

Figura 8: Método de seleção de manobras



Com as informações sobre o estado das chaves da rede atualizados, o método procura se alguma chave foi sinalizada como tendo sido atravessada pela corrente de curto-circuito, isso definirá se é possível isolar o defeito e restabelecer os consumidores a montante do mesmo.

Essa procura é feita na etapa 8-b, onde todos os equipamentos telecomandados, que pertencem ao alimentador do equipamento desarmado, que tenham sido sinalizados em qualquer uma das fases, são colocados em um conjunto.

Se existir algum equipamento nesse conjunto, significa que a corrente de curto-circuito passou por diversos equipamentos e que o defeito não está localizado logo após o equipamento desarmado, mas sim mais a montante da rede. Para encontrar o primeiro equipamento que foi atravessado pela corrente de curto-circuito, ou seja, o que se encontra logo antes do defeito, o método agora procura no conjunto de equipamentos sinalizados o que está mais a montante do equipamento atuado. Para isso é utilizada a topologia original da rede (anterior ao desarme). Essa busca pelo equipamento sinalizado mais a montante corresponde a etapa 8-c. Com o equipamento encontrado na etapa anterior, o método agora define a manobra de isolamento que consiste da abertura do equipamento sinalizado mais a montante e o fechamento do equipamento desarmado.

A próxima etapa (8-d) é o envio dos comandos para o SCADA. Esses comandos de restabelecimento dos consumidores antes do defeito podem ser executados diretamente, pois isso não irá interferir no cálculo das transferências para os alimentadores vizinhos. É importante que a manobra de fechamento do equipamento atuado somente aconteça após a confirmação da abertura do equipamento sinalizado escolhido no passo anterior. Isso é necessário porque fechar o equipamento desarmado sem ter aberto o outro iria restabelecer o fornecimento com o defeito ainda presente na distribuição, o que poderia levar a um novo desarme do equipamento atuado anteriormente ou mesmo o desarme de outro equipamento. Nesse ponto, os consumidores a montante do defeito tiveram seu fornecimento restabelecido. Concluída essa operação, o método prossegue agora tentando executar a transferência para alimentadores vizinhos dos consumidores localizados após o defeito. Essa parte do método independe se houve equipamentos sinalizados ou não, ou seja, mesmo que o método já tivesse restabelecido os consumidores a montante do defeito o método irá analisar as possibilidades de transferência.

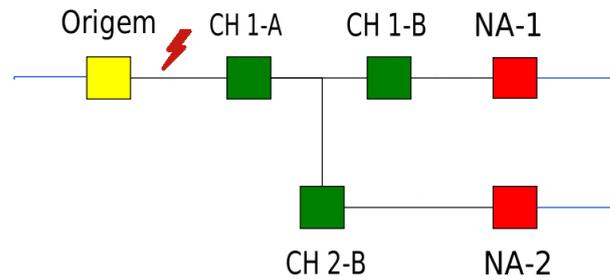
A análise de transferência inicia com o passo 8-e onde são procuradas todas possibilidades de transferência de carga para os alimentadores vizinhos e tem continuidade com passo 8-f, onde é feita a análise de tais possibilidades para decidir quais restabelecem mais consumidores e devem ser executadas. Essas etapas serão apresentadas na próxima seção (4.4), onde serão apresentados os algoritmos de enumeração das opções de transferências e de decisão sobre quais devem ser executadas.

4.4 Algoritmo de Tomada de Decisão

A definição das manobras a serem executadas para transferir consumidores para os alimentadores vizinhos não é tão trivial quanto isolar o defeito com a abertura de um equipamento e religar o equipamento atuado. Inicialmente são definidas as chaves que se localizam após o defeito. Para isso, deve se levar em consideração o equipamento que atuou ou o equipamento manobrado, no caso de existirem equipamentos atravessados pela corrente de curto-circuito. Tal equipamento é denominado como equipamento de origem, pois é ele quem marca o início da área defeituosa. O algoritmo que será apresentado aqui parte de tal equipamento de origem e procura as manobras a jusante para transferir os consumidores localizados após a área afetada para os alimentadores vizinhos.

Para exemplificar a enumeração completa de todas as manobras, sem ainda utilizar o algoritmo, será utilizada a rede da Figura 9 que se encontra na seção 4.1, onde o equipamento de origem tem a cor amarela e o estado aberto, uma vez que pode ter sido desarmado pela corrente de curto-circuito do defeito no primeiro trecho (Origem - CH1-A), os equipamentos NF estão em verde e os equipamentos NA em vermelho. Todos equipamentos apresentados são telecomandados e possuem um estado de comunicação bom, ou seja, qualquer um deles pode ser utilizado para transferir os consumidores afetados pela interrupção para um alimentador vizinho.

Figura 9: Exemplo de possíveis transferências de uma rede



Para encontrar o limite final (jusante) da área defeituosa, a rede é percorrida de cada chave telecomandada de fronteira do alimentador afetado até o equipamento de origem. Se não existirem outras chaves NF entre a chave de fronteira (NA) e o equipamento de origem, não existe nenhuma transferência possível usando tal chave. Se existir pelo menos um equipamento, então existe uma possibilidade de transferência.

Com isso é possível descobrir que o defeito se encontra após o equipamento Origem e antes dos demais equipamentos NF (verde), uma vez que nenhum deles foi sinalizada pela corrente de curto-circuito. Com base nisso, é possível de executar as seguintes manobras de transferência de carga. A lista completa de possibilidades de manobras está enumerada a seguir. Essa lista não foi gerada pelo algoritmo de tomada de decisão.

1. CH 1-A \leftrightarrow NA-1
2. CH 1-A \leftrightarrow NA-2
3. CH 1-B \leftrightarrow NA-1
4. CH 2-B \leftrightarrow NA-2
5. Combinação do item 1 e 4
6. Combinação do item 2 e 3
7. Combinação do item 3 e 4

Nessa lista são apresentadas opções que transferem todos consumidores para os alimentadores vizinhos (1,2,5,6) e também a transferência parcial dos consumidores (3,4,7). As transferências parciais podem ser úteis em períodos de grande consumo de carga no qual os alimentadores vizinhos podem não suportar toda carga que deveria ser transferida sem que isso viole alguma das restrições. As manobras são divididas em níveis, sendo o nível 1 das primeiras chaves após o equipamento de origem (manobras 1 e 2) as de nível 2 (3 e 4) e as demais são combinações das manobras anteriores.

Para uma rede que contenha poucos nós e chaves, como a apresentada na Figura 9, a enumeração de todas possibilidades é viável, mas com um aumento do número de equipamentos e de níveis, a enumeração de todas possibilidades já começa a não ser tão trivial. Além disso, a quantidade de possibilidades de manobras cresce muito, sendo que para cada manobra é necessária a simulação da aplicação de tal manobra, o que demanda

um grande tempo computacional. Tais circunstâncias dificultam a viabilidade do seu uso para operações em tempo real.

Para não enumerar todas as possibilidades de manobras, foi desenvolvido um algoritmo que escolhe quais manobras que devem ser executadas de maneira mais eficiente, enumerando o menor número possível das mesmas. Tal algoritmo de escolha das manobras, já leva em consideração a função objetivo e as restrições quando está gerando o conjunto de manobras a serem executados, assim a saída do algoritmo é lista das manobras que podem ser executadas automaticamente pelo SCADA.

Antes de apresentar o algoritmo, será apresentado aqui uma visão geral acerca do seu funcionamento. Basicamente o algoritmo tenta transferir os consumidores usando as chaves mais próximas ao equipamento de origem (nível 1) e caso não consiga, avança para o próximo nível (2) e tenta novamente. No exemplo anterior não se aplica descer para mais níveis pois o exemplo possui apenas 2 níveis, mas para outros casos o algoritmo pode descer ainda mais nos níveis até encontrar uma opção válida ou não existir mais opções. Esse tipo de chamada pode ser implementada num algoritmo recursivo, como será apresentado a seguir.

Nesses níveis, o método pode retornar ao primeiro nível caso encontre alguma transferência parcial dos consumidores. Para cada nível são testados todos os equipamentos NF e para cada um deles são testadas todas as possibilidades de transferência com as chaves NA. Em comparação com a topologia apresentada na Figura 4, no primeiro nível são enumeradas as manobras 1 e 2. Caso existam mais de uma manobra válida de transferência (sem violar nenhuma restrição), é escolhida a que tem um melhor valor da função objetivo, ou seja, a que restabelece mais consumidores.

Se existir pelo menos uma manobra válida para cada equipamento NF do primeiro nível, então todos os consumidores após o defeito podem ser transferidos e as manobras podem ser enviadas ao SCADA. Esse é o melhor caso onde apenas as manobras do primeiro nível foram simuladas, ou seja, apenas as manobras 1 e 2 foram simuladas, sendo que somente uma delas poderá ser executada automaticamente.

Caso não seja possível transferir os consumidores usando os equipamentos NF de primeiro nível devido a violação de alguma restrição, o algoritmo passa para o próximo nível (2) e testa as possibilidades desse nível. A enumeração das manobras desse segundo nível é feita da mesma forma como foi feita no nível anterior (1) e usando a topologia de exemplo, o algoritmo agora simularia as manobras 3 e 4.

A partir desses próximos níveis (incluindo o segundo), o algoritmo tentará aplicar (executar dentro da simulação) apenas a melhor transferência e irá retornar ao primeiro nível de onde irá tentar transferir o restante dos consumidores sem considerar as chaves utilizadas nas manobras aplicadas. Se ainda assim não for possível transferir os consumidores do primeiro nível, o algoritmo irá novamente tentar transferir os consumidores dos próximos níveis repetindo o mesmo procedimento. No momento que não houver mais

manobras nem níveis para avançar, o procedimento oferece as manobras aplicadas como sendo as manobras a serem executadas pelo SCADA.

Antes de apresentar o algoritmo que define as manobras a serem executadas, é apresentado o método que aplica a melhor transferência de uma lista de transferências válidas. O método *ApliqueMelhorManobra*, mostrado no Algoritmo 1, apenas escolhe a transferência com maior número de consumidores (linhas 3 e 4) ou, caso duas manobras possuam o mesmo número de consumidores restabelecidos, escolhe a que possui um menor carregamento (linhas 5 e 6). No final (linha 9) a manobra é aplicada (executada na simulação, não enviada ao SCADA) e os equipamentos utilizados nesta manobra são marcados para que não sejam utilizados em outras transferências da simulação. Por fim a melhor transferência é retornada.

Algoritmo 1 ApliqueMelhorManobra(op)

```

1:  $melhor \leftarrow op[1]$ 
2: para todo  $\alpha \in op$  faça
3:   se  $\alpha.Consumidores > melhor.Consumidores$  então
4:      $melhor \leftarrow \alpha$ 
5:   senão se ( $\alpha.Consumidores = melhor.Consumidores$  E
6:      $\alpha.Carregamento < melhor.Carregamento$ ) então
7:      $melhor \leftarrow \alpha$ 
8:   fim se
9: fim para
10: Aplique manobra (melhor)
11: retorne  $melhor$ 

```

O Algoritmo 2 apresenta os passos para encontrar as chaves NA localizadas a frente (jusante) da chave NF passada com parâmetro. Vale resaltar que a estrutura utilizada (grafo orientado) possui a lista de chaves adjacentes a uma chave e essa lista pertence apenas as chaves localizadas a frente da chave atual. Esse algoritmo faz uma busca em largura utilizando um estrutura de fila com as operações de remoção (*pop*) e inserção (*push*). Durante essa busca, toda vez que uma chave NA é encontrada ela é adicionada a um conjunto o qual é retornado ao final. Caso a chave não NA, as chaves adjacentes a essa chave são adicionadas à fila para serem processadas.

Algoritmo 2 encontraChavesNA(chaveNF)

```

1:  $listaNA \leftarrow \emptyset$ 
2:  $q \leftarrow chaveNF$ 
3: while  $q \neq \emptyset$  faça
4:    $frt \leftarrow pop(q)$ 
5:   se  $frt$  é NA E  $frt$  é Telecomandada então
6:      $listaNA \leftarrow listaNA \cup listaNA_{frt}$ 
7:   senão
8:     para todo  $swt \in frt- > chavesAdj$  faça
9:        $push(q, swt)$ 
10:    fim para
11:  fim se
12: fim while
13: retorne  $listaNA$ 

```

Um outro algoritmo auxiliar é o *chavesNF_Adj* (Algoritmo 3) que recebe uma chave NF como parâmetro de entrada e devolve uma lista contendo todas as chaves NF que são adjacentes e se encontram a jusante da chave NF passada como parâmetro.

Algoritmo 3 *chavesNF_Adj(chaveNF)*

```

1:  $lst \leftarrow \emptyset$ 
2: se chaveNF é NF então
3:   para todo  $\alpha \in \text{chaveNF} \rightarrow \text{chavesAdj}$  faça
4:     se  $\alpha$  é NF E  $\alpha$  está a jusante de chaveNF então
5:        $lst \leftarrow lst \cup \alpha$ 
6:     fim se
7:   fim para
8: fim se
9: retorne  $lst$ 

```

O método de seleção de manobras está definido no Algoritmo 4. O algoritmo recursivo é denominado *EncontraManobras* e recebe dois equipamentos, o *EqAtual* que é o equipamento que está sendo processado e o *EqOrigem* que é o equipamento de origem do defeito. A medição dos níveis é através da comparação de ambos equipamentos, sendo que sabe-se que o procedimento está no primeiro nível quando ambos são iguais. Com esses dois equipamentos o algoritmo não precisa contar os níveis, uma vez que apenas é necessário saber se o equipamento atual está no primeiro nível ou não. Cabe salientar que os equipamentos passados para esse algoritmo são os equipamentos do nível anterior ao que se deseja processar. O algoritmo foi definido assim para simplificar a sua construção e evitar alguns casos especiais, mas o funcionamento é o mesmo descrito anteriormente.

A variável *manVld* é o conjunto que contém todas as manobras válidas a serem executadas e é inicializado vazio. A lista de manobras do nível atual *manLst* é utilizada apenas nos níveis a frente do primeiro e também é inicializado como um conjunto vazio. Da linha 3 até a linha 23 o algoritmo itera sobre a lista de equipamentos adjacentes e a jusante do equipamento atual. Essa lista de equipamentos NF é obtida pelo algoritmo *chavesNF_Adj* (Algoritmo 3). Caso a lista de equipamento NF seja vazia, a execução termina sem oferecer nenhuma manobra, uma vez que não existem opções de transferência (*manVld* e *manLst* serão vazios).

Para cada equipamento NF (β), o algoritmo obterá uma lista de opções de transferência (*Ts*). Nessa lista *Ts* estão contidas as transferências usando o equipamento NF β e as chaves telecomandadas de fronteira com os alimentadores vizinhos. Essas chaves telecomandadas de fronteira (NA) são obtidas aplicando o algoritmo *encontraChavesNA* (Algoritmo 2) na chave NF atual (β). Se algum equipamento, incluindo β , já foi utilizado em outra manobra que foi aplicada pelo método *ApliqueMelhorManobra*, essa manobra não será incluída na lista *Ts*. Se existir pelo menos uma opção de transferência, o algoritmo executa as simulações e adiciona ao conjunto *op* apenas as manobras válidas (linhas 7 até 12). As simulações são a aplicação da manobra *t* e o armazenamento dos valores

Algoritmo 4 *EncontraManobras*(*EqAtual*, *EqOrigem*)

```

1:  $manVld \leftarrow \emptyset$ 
2:  $manLst \leftarrow \emptyset$ 
3: para todo  $\beta \in chaveNF\_Adj(EqAtual)$  faça
4:    $op \leftarrow \emptyset$ 
5:    $Ts \leftarrow$  Lista de possíveis transferências usando  $\beta$  e encontraChavesNA( $\beta$ )
6:   se  $Ts$  NÃO é vazio então
7:     para todo  $t \in Ts$  faça
8:       Simule a manobra  $t$ 
9:       se  $t$  é Válida então
10:         $op \leftarrow t \cup op$ 
11:      fim se
12:    fim para
13:    se  $op$  é Vazio então
14:       $manVld \leftarrow manVld \cup EncontraManobras(\beta, EqOrigem)$ 
15:    senão
16:      se  $EqAtual \neq EqOrigem$  então
17:         $manLst \leftarrow manLst \cup op$ 
18:      senão
19:         $manVld \leftarrow manVld \cup ApliqueMelhorManobra(op)$ 
20:      fim se
21:    fim se
22:  fim se
23: fim para
24: se  $EqAtual \neq EqOrigem$  E ( $manVld$  ou  $manLst$  não são vazios) então
25:    $manVld \leftarrow manVld \cup ApliqueMelhorManobra(manLst)$ 
26:    $manVld \leftarrow manVld \cup EncontraManobras(EqOrigem, EqOrigem)$ 
27: fim se
28: retorne  $manVld$ 

```

necessários para comparação posterior, como consumidores transferidos, carregamentos e queda de tensão.

Se op for vazio, significa que nenhuma das transferências contidas em Ts são válidas, ou seja, todas violaram pelo menos uma das restrições impostas. Nesse caso o algoritmo é aplicado no próximo nível (linha 14) e o resultado de tal aplicação é adicionado ao conjunto de manobras a serem aplicadas. A chamada a função na linha 14 passa como argumentos de $EqAtual$ o equipamento NF (β) do qual as transferências estavam sendo testadas e o equipamento $EqOrigem$ é passado como ele mesmo.

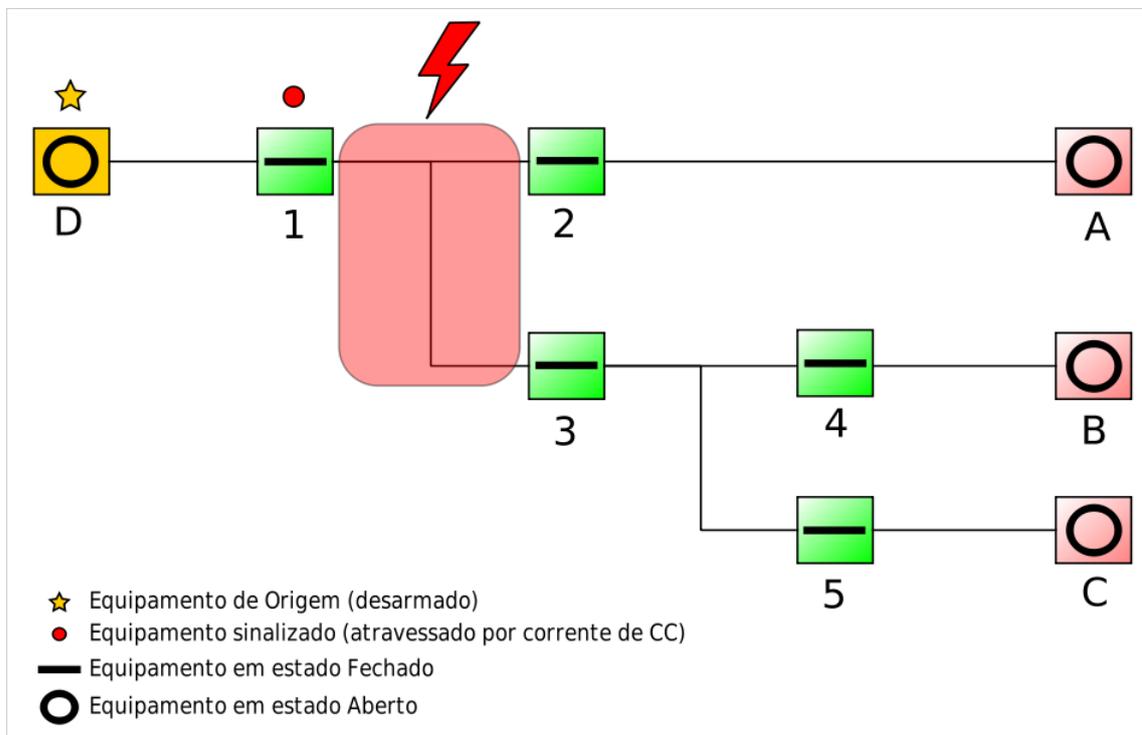
Existindo opções de manobras válidas, a melhor delas será escolhida (linhas 16-20). Caso o método não esteja no primeiro nível ($EqAtual \neq EqOrigem$), todas opções de manobra do conjunto op são adicionas à lista de manobras do nível atual (linha 17). Caso o algoritmo esteja sendo aplicado no primeiro nível ($EqAtual = EqOrigem$), a melhor manobra para o equipamento β é escolhida e aplicada à simulação com uso do método *ApliqueMelhorManobra* 1 e então é colocada na lista de manobras válidas para ser executada diretamente.

Após enumerar todas as possibilidades de transferências do nível atual, o algoritmo agora verifica se ele se encontra no primeiro nível ou não, e se ele necessita retornar para o primeiro nível para tentar novas transferências. Isso é feito na linha 24 onde é testado se o nível do equipamento sendo processador ($EqAtual$) é diferente do equipamento do

primeiro nível (*EqOrigem*). Também é verificado se existem outras transferências válidas a serem executadas ou transferências no nível atual. Se o nível atual não for o primeiro mas não existirem transferências, sejam válidas ou a serem executadas, significa que todas as transferências possuem alguma restrição e não foi possível transferir parte da carga para algum alimentador vizinho. Se o algoritmo já está num nível diferente do primeiro, significa que não existiam transferências no primeiro nível e o mesmo avançou para tentar transferir parte da carga e assim poder retornar e tentar transferir novamente os consumidores do primeiro nível. Assim, se não existirem transferências válidas nos níveis a frente do primeiro, não há a necessidade de tentar transferir os consumidores do primeiro nível.

Caso existam possibilidades no nível atual, é necessário aplicar apenas a melhor delas e retornar ao primeiro nível para tentar novamente transferir os consumidores. Se existirem manobras a serem executadas, provenientes de outros níveis, as mesmas não podem ser perdidas, assim o conjunto de manobras válidas passa a ser a união delas juntamente com o a melhor manobra do nível atual (linha 25). Na linha 26 o algoritmo retorna ao primeiro nível e une as manobras encontradas lá com as manobras válidas atuais.

Figura 10: Rede para demonstração da metodologia

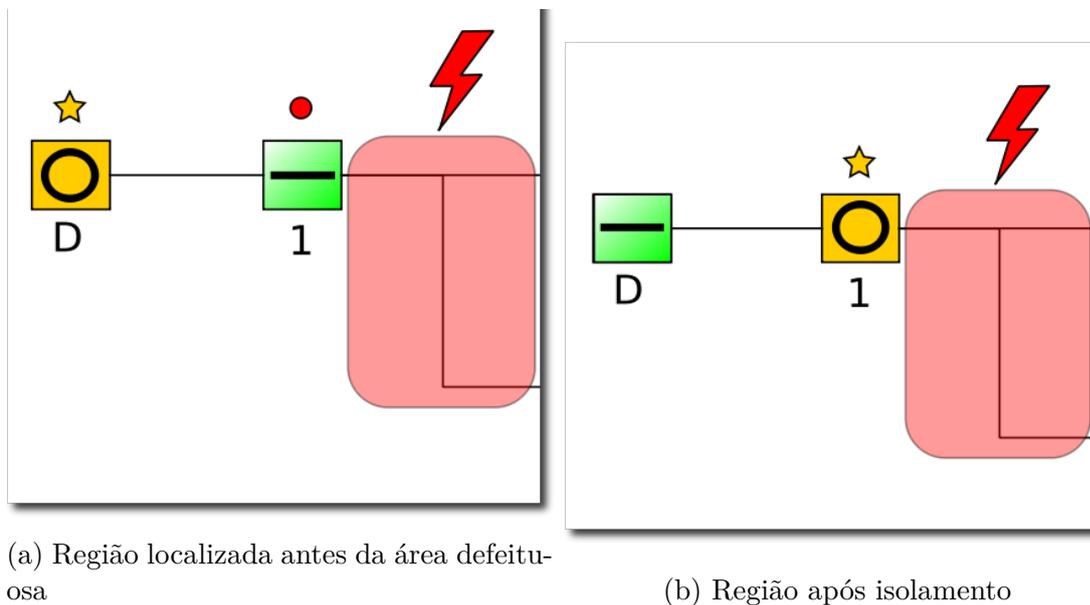


Utilizando a rede da Figura 10, será apresentado um exemplo de aplicação da metodologia. Nesse exemplo o defeito na área sinalizada levou o equipamento “D” atuar e o equipamento “1” ser sinalizado como tendo sido atravessado pela corrente de curto-circuito. Não serão apresentados detalhes sobre cargas e número de consumidores para facilitar a demonstração.

A metodologia, após atualizar as informações da rede segundo as informações de campo coletadas pelo SCADA, irá inicialmente verificar se é possível isolar o defeito e restabelecer os consumidores antes da área afetada. Essa manobra de isolamento e restabelecimento é feita ao detectar que existem equipamentos sinalizados como tendo sido atravessados pela corrente de curto-circuito.

Para executar o isolamento dos consumidores a montante do defeito, a metodologia escolhe o equipamento sinalizado que se encontra mais a jusante do equipamento atuado, nesse caso o equipamento “1”. Esse equipamento é então marcado para ser aberto e a sinalização de corrente de curto-circuito é removida desse equipamento. Em seguida, o equipamento que foi atuado pela corrente de curto-circuito pode ser religado. Esse equipamento era inicialmente considerado como sendo a origem do defeito, ou seja, ele marcava onde iniciava a área afetada pelo defeito. Com a sinalização de corrente de curto-circuito em equipamento, sabe-se que o defeito se encontra mais a frente, nesse caso a jusante do equipamento “1”. A Figura 11 mostra a área onde o isolamento foi aplicado. A Figura 11a apresenta a rede antes de ser aplicada a manobra de isolamento e restabelecimento e a Figura 11b mostra as manobras já aplicada.

Figura 11: Área da rede de exemplo afetada pela manobra de isolamento



Com o defeito isolado, a metodologia continua agora tentando executar a transferência dos consumidores localizados após o defeito. A lista de manobras de transferência é obtida passando o equipamento de origem como parâmetros do Algoritmo 4. Como foi aplicada a manobra de isolamento e restabelecimento, o equipamento de origem é agora o equipamento “1”.

Inicialmente o algoritmo irá enumerar os equipamentos localizados a frente de *EqA-tual*, que nesse caso serão os equipamentos “2” e “3”. Para cada um desses equipamentos

serão avaliadas suas manobras. Começando pelo equipamento “2”, são enumerados os equipamentos NA de fronteira que possam ser utilizadas para executar a transferência. Para esse equipamento existe apenas o equipamento “A” que pode ser utilizado. A manobra de transferência “2 - A” é então simulada sendo que se ela não apresentar nenhuma violação nas restrições estabelecidas, ela é então adicionada a lista de possíveis opções de transferência. Dessa lista de opções é escolhida a melhor delas, que nessa será essa manobra já que é a única possível. Como essa manobra está no primeiro nível (linha 16, $EqAtual = “2”$ e $EqOrigem = “2”$), essa manobra é colocada diretamente na lista de manobras válidas ($manVld$, linha 19).

Passando para o próximo equipamento (“3”), agora são enumeradas os equipamentos NA “B” e “C”, sendo simuladas as possibilidades de manobras “3 - B” e “3 - C”. Se alguma desses manobras não violasse nenhuma restrição, seria escolhida a melhor, como no caso anterior, e o algoritmo devolveria a manobra anterior (“2 - A”) e a que foi escolhida aqui, terminando a simulação. Para demonstrar como o algoritmo trata os demais níveis, será considerado aqui nessa demonstração que ambas manobras usando o equipamento “3” violaram alguma das restrições. Nesse caso, a lista de opções está vazia e o algoritmo vai procurar manobras que existam a frente do equipamento β (“3”) (linha 14).

No segundo nível os equipamentos NF localizados a frente do equipamento $EqAtual$ (“3”) serão testados, sendo que somente um deles será utilizado. Nessa caso foram simuladas as manobras “4 - B” e “5 - C”. Aqui nessa demonstração ambas manobras não violaram nenhuma restrição e estão armazenadas na lista de manobras (linha 17), uma vez que nesse ponto o algoritmo não está mais no primeiro nível (linha 16, $EqAtual = “3”$ e $EqOrigem = “2”$). Dentre essas duas manobras foi escolhida como melhor manobra (linha 25). Aqui nessa demonstração foi escolhida a manobra “4 - B” como sendo a melhor manobra. Na sequência o algoritmo retorna ao primeiro nível (linha 26), já que foi transferida parte da carga e agora pode ser possível transferir usando equipamentos que se encontram mais próximos ao defeito.

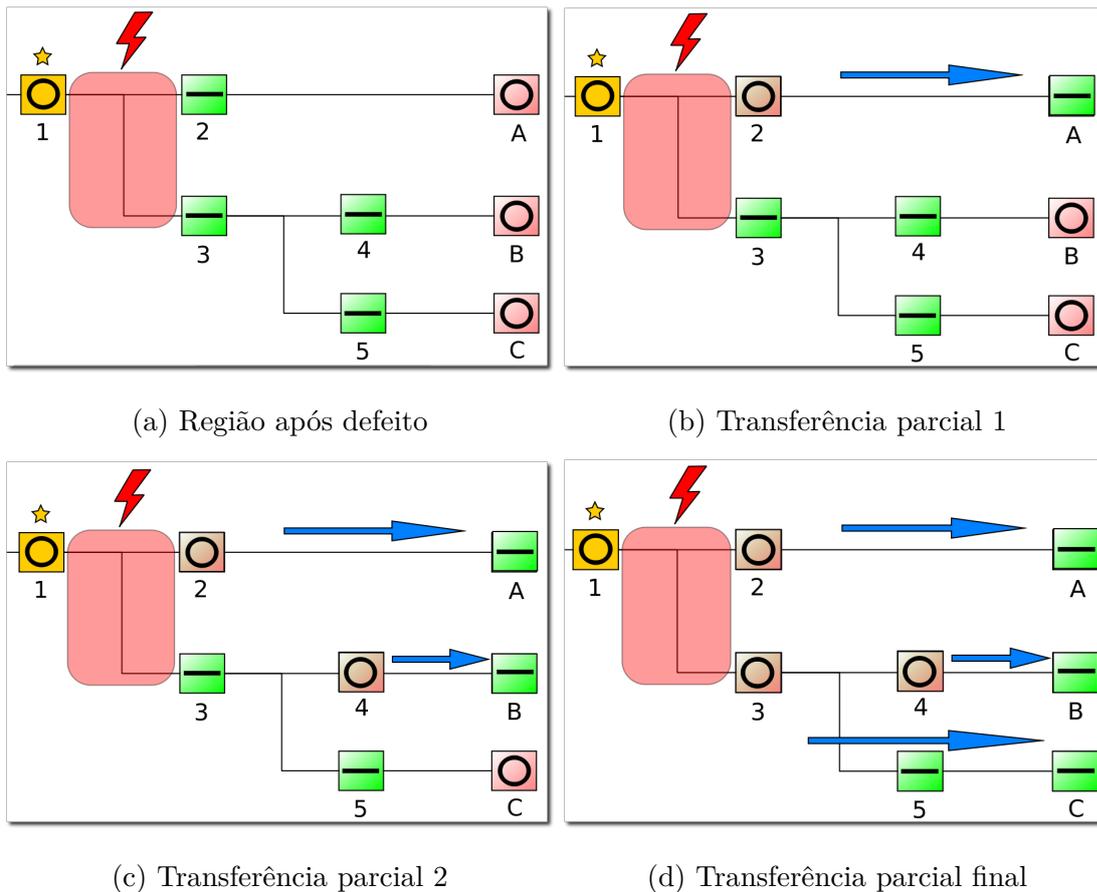
Nessa terceira chamada do algoritmo, sobrou apenas a possibilidade “3 - C”, uma vez que o equipamento NF “2” e o NA “B” já foram utilizados em manobras anteriores. Considerando que essa possibilidade de transferência seja válida, ela é adicionada a lista de manobras válidas ($manVld$, linha 19). O algoritmo estando no primeiro nível (linha 24, $EqAtual = “2”$ e $EqOrigem = “2”$) retorna essa manobra que será agrupada com as outras manobras definidas previamente.

A lista de manobras final ficou com as seguintes manobras: “2 - A”, “4 - B” e “3 - C”. Pode-se notar que as manobras estão na mesma ordem que elas foram definidas no decorrer da demonstração. Isso é importante por que pode existir uma dependência entre elas, como no caso das manobras “4 - B” e “3 - C”, onde a primeira deve ser executada primeiro para transferir parte da carga e assim evitar possíveis restrições que a segunda manobra possa ter. Essa lista de manobras pode então ser enviada para ser aplicada ao

SCADA.

O conjunto de Figuras 12 mostra o estado da rede antes de aplicar as manobras de transferência (Figura 12a), após a aplicação da primeira manobra de transferência (Figura 12b), da segunda transferência (Figura 12c) e o estado final da rede após a aplicação de todas manobras de transferência sugeridas (Figura 12d).

Figura 12: Área da rede que pode ser transferida e resultados aplicados



Maiores detalhes sobre os resultados que o algoritmo oferece, estarão melhor apresentados no capítulo 5, onde são apresentados casos de aplicação da metodologia em redes reais. Vale ressaltar que o número total de transferências simuladas nunca será completo, uma vez que dentre as transferências a partir do segundo nível apenas uma é escolhida para ser testada com as manobras do primeiro nível.

5 RESULTADOS PRÁTICOS

Para validar a metodologia e analisar os resultados gerados pela mesma, foram executados testes e simulações de defeitos em redes de distribuição reais. As simulações consideraram a ocorrência de defeitos antes, depois e entre equipamentos telecomandados tentando criar uma variedade de cenários de defeitos. Também foram executadas simulações em diferentes horários para analisar o comportamento da metodologia em diferentes patamares de carga.

Para avaliar e validar o algoritmo de busca de manobras, foi implementado um protótipo utilizando a ferramenta Rocs (CANABRAVA; RECK; CORD-LANDWEHR, 2012). O Rocs é uma ferramenta de pesquisa em Teoria de Grafos que permite visualizar e interagir utilizando algoritmos escritos em linguagem Javascript¹.

Após esses estudos e refinamentos iniciais do funcionamento do algoritmo de busca, foi desenvolvida uma ferramenta computacional para a simulação da operação de redes de distribuição e também a simulação da ocorrência de defeitos. A descrição do sistema desenvolvido se encontra na seção 5.1.

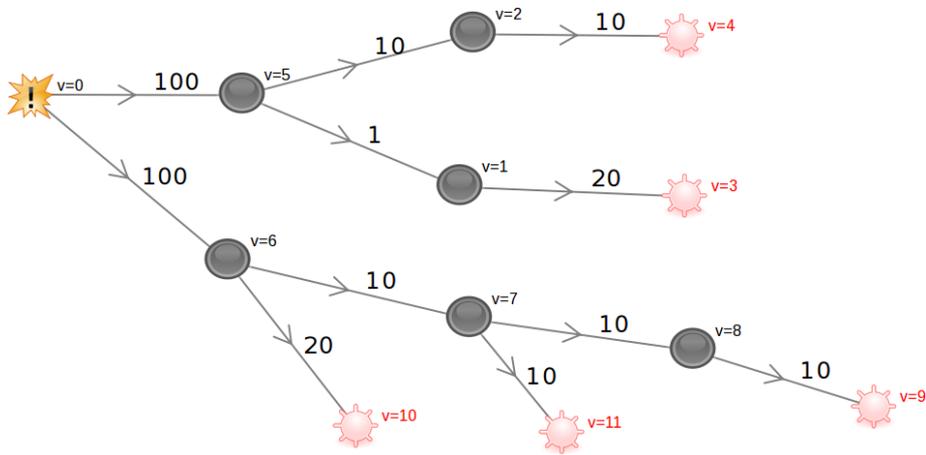
A Figura 13 ilustra o grafo representado no *software* do Rocs. Nessa figura está uma representação simplificada de uma rede de distribuição, onde os pontos redondos em cor azul representam os equipamentos telecomandados NF (normalmente fechado) e os redondos com pontas na cor vermelha são os equipamentos NA (normalmente abertos). O ponto com uma exclamação representa o equipamentos de origem, ou seja, o equipamento que indica o início da área defeituosa. Também há a indicação dos valores de carga em cada trecho, sendo que nas simulações foi considerado que qualquer transferência pode ser executada contanto que a carga total de tal transferência não ultrapasse 100 UC² (Unidades de Carregamento). Foi considerado que todos os trechos entre os equipamentos possuem o mesmo número de consumidores, assim quanto mais o número de trechos transferidos maior o número de consumidores restabelecidos.

Para ilustrar a aplicação do algoritmo de seleção de chaves para transferência, serão apresentados dois estudos de casos. No primeiro caso, considerou-se o defeito após o equipamento “0”, ou seja, nos trechos “0 - 5” e “0 - 6”, e analisou-se as transferências de carga realizadas pela metodologia proposta. Para o defeito no trecho “0 - 5”, o sistema abriu o equipamento “5”, isolando o defeito, e fechou o equipamento “3”, restabelecendo a energia para as cargas a jusante do defeito. Já para o defeito no trecho “0 - 6”, o sistema abriu o equipamento “6”, isolando o defeito, e fechou o equipamento “10”, restabelecendo a energia para as cargas a jusante do defeito. A figura 14 apresenta a topologia final após essas manobras.

¹ Linguagem de programação. Muito utilizada para programação em tempo de execução.

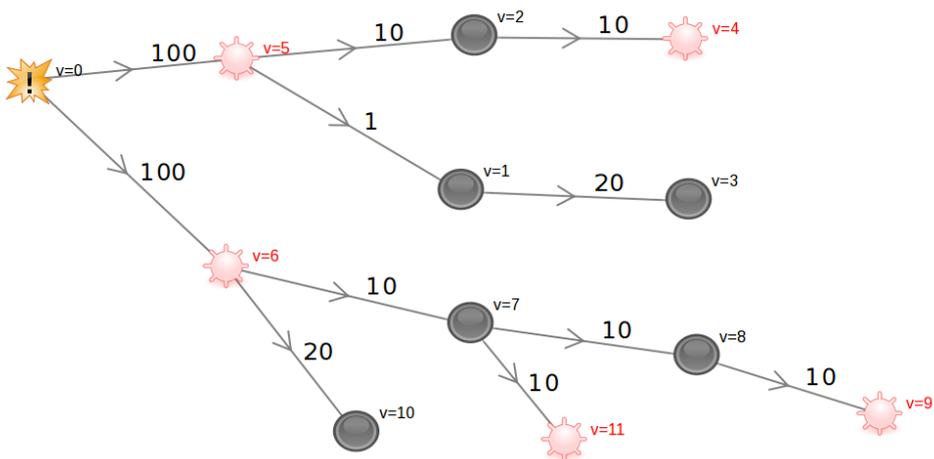
² Optou-se por não usar Amperes pois não existe uma simulação da rede, apenas um valor de carregamento arbitrário.

Figura 13: Topologia inicial do caso de teste.



Fonte: o autor

Figura 14: Resultado do estudo do caso 1.

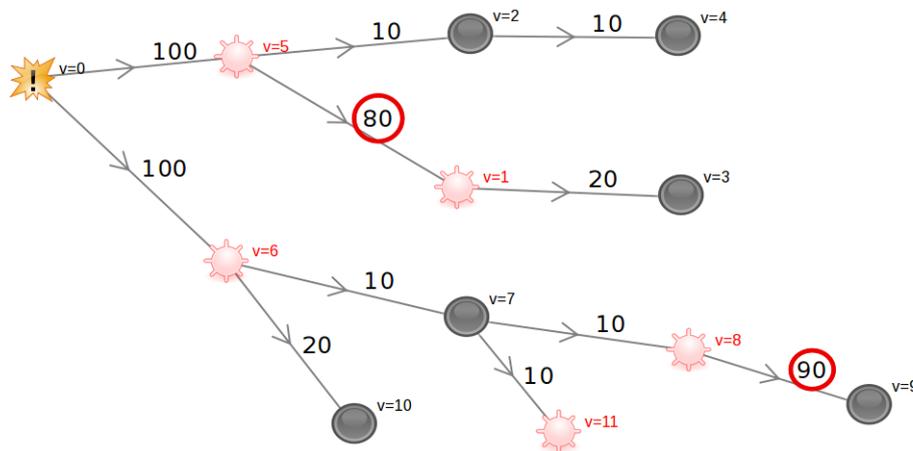


Fonte: o autor

No segundo caso aumentou-se os valores de corrente no trecho “5 - 1” de 1 para 80 e no trecho “8 - 9” de 10 UC para 90 UC. Nesse novo cenário, a resposta oferecida anteriormente deixa de ser válida, uma vez que a carga total seria de 120 UC no equipamento “3” e 140 UC no equipamento “10”. A proposta desse segundo caso é verificar se o sistema realizará mais do que uma manobra para transferir as cargas a jusante do defeito, isto é, se dividirá as cargas entre diferentes equipamentos NA para que nenhum deles venha a violar a restrição definida.

De acordo com a Figura 15 verifica-se que a metodologia respondeu de forma satisfatória. Para o defeito no trecho “0 - 5”, o sistema abriu os equipamentos dos nós “5” e “1”, fechando os nós “4” e “3”, de modo a transferir parte da carga para um dos equipamentos de fronteira e parte para o outro, evitando assim a violação da restrição, já que o equipamento “4” recebeu 100 UC e o “3” recebeu 20 UC. Já para o defeito no trecho “0 - 6”, o sistema abriu os equipamentos dos nós “6” e “8”, fechando os nós “10” e “9”, de modo a transferir parte da carga para um alimentador e parte para o outro, evitando assim a violação da restrição uma vez que o equipamento “9” recebeu 90 UC e o equipamento “10” recebeu 50 UC.

Figura 15: Resultado do estudo do caso 2.



Fonte: o autor

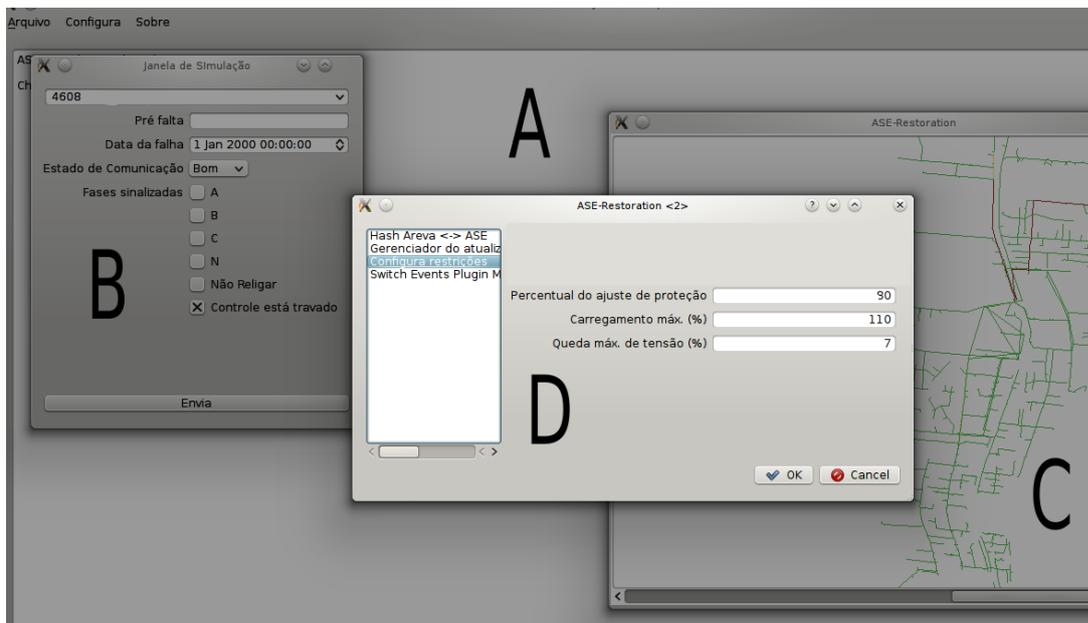
5.1 Sistema Desenvolvido

Para validar a metodologia completa, foi desenvolvido um sistema computacional capaz de representar e simular o funcionamento de uma rede de distribuição, além de permitir a simulação de defeitos. Para isso, esse sistema implementa as funcionalidades de simulação dos componentes citados como o SCADA, histórico de carga das redes além do algoritmo de escolha de manobras.

O sistema foi desenvolvido utilizando a linguagem de programação C++ por oferecer robustez e extensibilidade, tendo sido utilizado o framework Qt (TROLLTECH; NOKIA, 2012) para o desenvolvimento mais rápido, uma vez que o mesmo já disponibiliza componentes gráficos e alguns padrões de design já implementados.

A Fig. 16 apresenta as principais janelas do sistema. A janela principal (16-A) é onde são apresentadas as mensagens de resposta da metodologia e onde estão os menus de acesso às opções. A janela de simulação de eventos (16-B) permite simular o envio de eventos de desarme dos equipamentos. Na parte superior dessa janela, existe um campo no qual é indicado qual equipamento a metodologia irá considerar como equipamento desarmado pela corrente de curto-circuito. Apesar da lista conter inicialmente apenas os disjuntores, é possível executar a simulação de desarme para qualquer equipamento telecomandado das redes carregadas. A corrente do campo pré-falta é utilizada para o ajuste de carga e a data e hora usada para as simulações de fluxo de potência. Os demais campos são informações em relação ao estado do equipamento, tais como fases sinalizadas (ABCN) e os estados de não religar (excluído) e se o controle está travado (bloqueio). A janela D (16-D) apresenta algumas opções da metodologia que podem ser configuradas, como o percentual de sobrecarga dos condutores e dos equipamentos de proteção, e a queda máxima de tensão. A última janela (16-C) é apenas uma visualização da topologia da rede carregada.

Figura 16: Principais janelas do sistema desenvolvido.



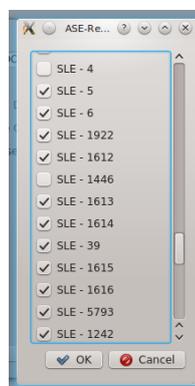
Fonte: o autor

O envio dessas informações é o gatilho de início da metodologia apresentada. Caso alguma informação estiver incorreta (por exemplo, equipamento de origem não é um

equipamento telecomandado) o sistema não irá continuar e irá apresentar uma mensagem na janela principal avisando o motivo de ter interrompido o processamento.

Após o envio das informações para simulação, a metodologia necessita atualizar o estado das chaves do alimentador onde o defeito ocorreu e dos alimentadores que fazem fronteira com o mesmo. Para simular esse comportamento, o sistema apresenta uma lista das chaves contidas em tais alimentadores onde é possível mudar o estado das chaves. Isso pode ser visto na Fig 17, onde as chaves marcadas são as que ao final terão o estado Fechado e as não marcadas terão o estado Aberto. Caso alguma operação de fechar um equipamento forme um anel na rede (lembrando que uma restrição é a radialidade do sistema), a metodologia é interrompida e uma mensagem é exibida na janela principal.

Figura 17: Requisição do estado das chaves.



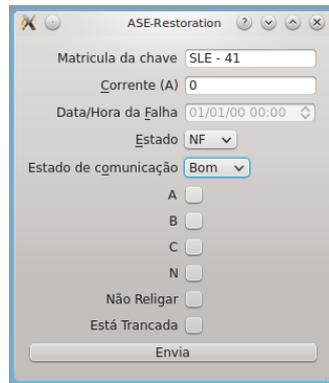
Fonte: o autor

Com o estado das chaves atualizado, a metodologia define a lista de equipamentos que podem ser utilizados para o restabelecimento automático e agora necessita obter mais informações sobre tais equipamentos, para só então executar as simulações. Para cada equipamento que poderá ser utilizado, o sistema apresenta a janela da Fig 18, onde são solicitadas as informações do estado atual do equipamento telecomandado. As informações solicitadas são o estado (Aberto/Fechado) da chave, a existência da sinalização da passagem da corrente de curto-circuito por alguma das fases, o estado de comunicação, se a chave está excluída (não religar) e se o equipamento está em bloqueio. Também é solicitada a corrente pré-falta de cada equipamento, porém esse valor somente é considerado para os disjuntores dos alimentadores.

Nesse ponto o sistema já dispõe de todas as informações necessárias para executar as simulações, tanto de operação da rede quanto das manobras de isolamento e transferência de carga. Como resultado é obtida uma sequência de manobras que podem ser executadas, na qual são incluídas as manobras que violam as restrições, sendo que estas o sistema não coloca como executáveis.

A Fig 19 apresenta uma possível solução para um defeito simulado. As manobras ali apresentadas, contemplam o isolamento de defeitos (chave 5103) e a transferência (SLE

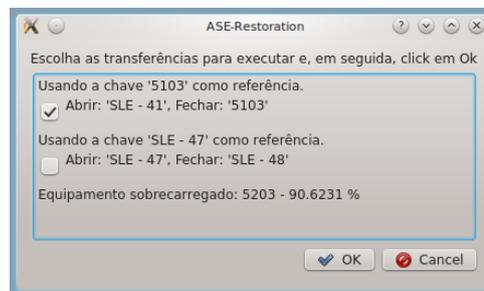
Figura 18: Requisição das informações de um equipamento telecomandado.



Fonte: o autor

- 47), sendo que a última não está marcada para execução por existirem restrições em um equipamento de proteção (5203 com 90.62% de carga). Nessa última janela é possível aplicar as manobras (inclusive as que estão com algum tipo de sobrecarga), bastando marcar as manobras e clicar em *Ok*. Essa aplicação das manobras é útil para simular a ocorrência de novos defeitos quando a rede se encontra em estado de contingência. Mais informações sobre cada uma das transferências são apresentadas na janela principal.

Figura 19: Opções de manobras simuladas.



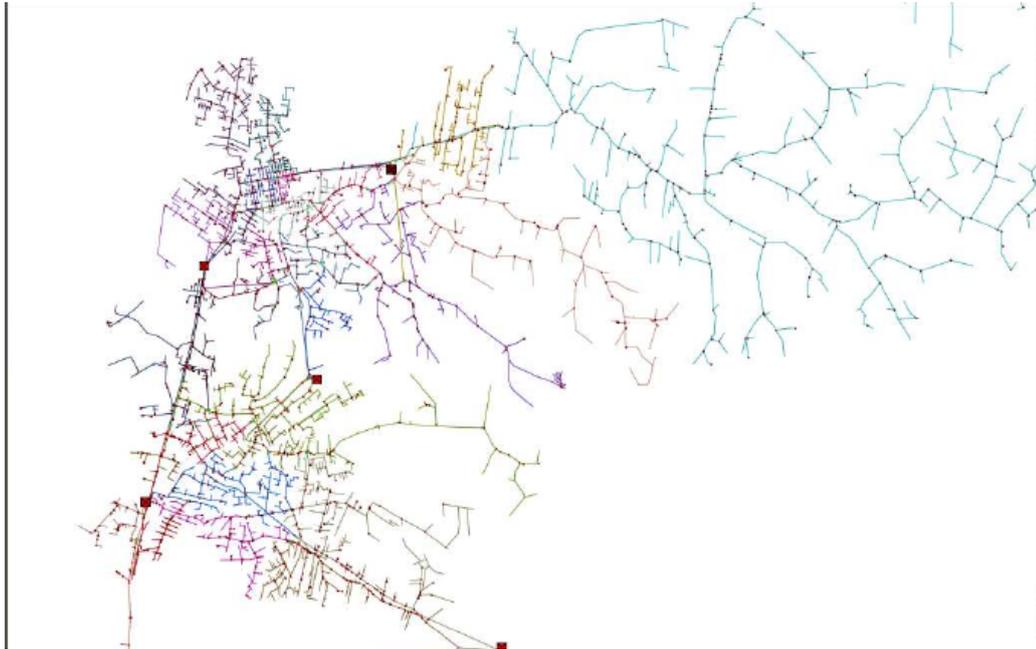
Fonte: o autor

Com a ferramenta desenvolvida e as simulações de fluxo de potência e controle de carga por curvas típicas previamente validadas, foram executados diversos casos de teste, os quais estão descritos na próxima seção.

5.2 Resultados Obtidos

Com esses estudos preliminares e o desenvolvimento da ferramenta computacional a metodologia foi aplicada em rede reais maiores, como por exemplo a apresentada na Figura 20, onde o número de equipamentos é maior e a disposição é diferente para cada rede, uma vez que são diferentes topologias para cada alimentador.

Figura 20: Representação da rede escolhida para aplicação dos testes



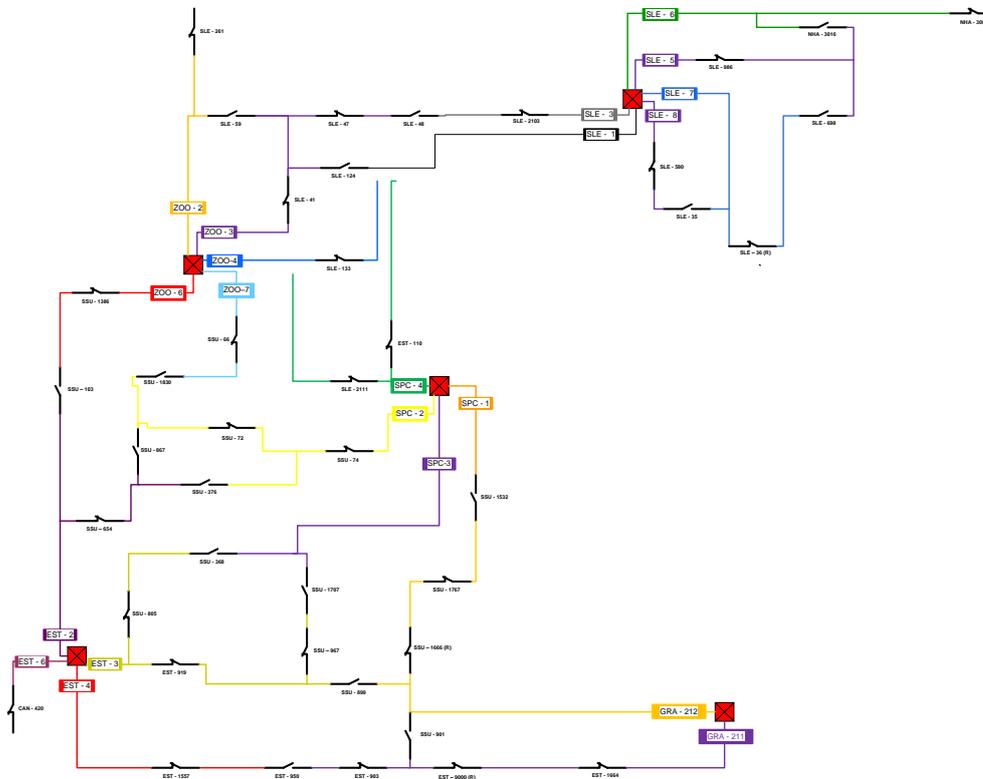
Fonte: o autor

As redes representadas graficamente na Figura 20 foram as redes escolhidas para realizar os casos de teste. Elas são redes reais de uma concessionária do Rio Grande do Sul e possuem 132.890 consumidores e um total de 41 equipamentos telecomandados distribuídos entre seus 21 alimentadores. Uma visão simplificada dos alimentadores e alguns equipamentos telecomandados está apresentada no diagrama unifilar da Figura 21.

Nessas redes foram executadas simulações de defeito em diferentes pontos, antes e após equipamentos telecomandados, através do envio de desarmes com bloqueio dos equipamentos. Também foi executado o teste de equipamentos sinalizados pela corrente de curto, ou seja, casos onde o defeito se encontrava a montante do equipamento sinalizado, por exemplo por não estar programado para agir como equipamento de proteção. A seção seguinte apresenta os resultados desses testes indicando as manobras sugeridas e informações, como consumidores restabelecidos, carregamento e queda de tensão, de cada uma dessas opções.

Para executar os casos de testes foram consideradas as restrições de carregamento máximo dos equipamentos de proteção de 90%, carregamento máxima dos condutores de 110% e queda máxima de tensão de 7%. Os testes aqui apresentados foram definidos de modo a contemplar as possíveis topologias e demonstrar que as escolhas feitas pela metodologia são as melhores entre as aceitáveis, ou seja, dentre as que não violam nenhuma restrição são escolhidas as que restabelecem o maior número de consumidores. Para os casos onde a metodologia não apresentou nenhuma solução, são apresentadas as manobras possíveis e são indicadas as restrições violadas.

Figura 21: Representação unifilar da rede de testes



Fonte: o autor

Antes de apresentar os casos de teste e analisar os resultados, segue uma breve explicação sobre como os resultados representados na tabelas. Nas tabelas de resultado da metodologia, cada linha representa uma manobra que a metodologia considerou. Para questão comparação, mesmo as manobras que apresentaram restrições violadas serão apresentadas. As manobras intermediárias não foram apresentadas. Um exemplo de resultado é apresentado na Tabela 2.

Tabela 2: Resultados de exemplo

Manobra	Abrir	Fechar	Clientes	Condutores (%)	Proteção (%)	Queda (%)
1 [†]	NF-1	NA-2	999	127,2635	72,83	3,8358

Cada linha possui um número na coluna *Manobra* e é composta por um equipamento que deve ser aberto, indicado na coluna *Abrir*, e um que deve ser fechado, coluna *Fechar*. A coluna *Clientes* indica quantos clientes a manobra irá restabelecer se for executada. As três colunas restantes são as indicações dos percentuais de carregamento máximo de condutores na coluna *Condutores*, de carregamento máximo dos equipamentos de proteção na coluna *Proteção* e o percentual máximo de queda de tensão na coluna *Queda*. As manobras que violam alguma das restrições possuem uma marca ([†]) ao lado no número

da manobra. As restrições violadas se encontram destacadas (veja nesse exemplo a restrição de Condutores). Já as manobras indicadas pela metodologia como sendo aplicáveis diretamente possuem a marca °.

5.2.1 Caso 1: Transferência de carga simples para alimentador vizinho

Os primeiros casos de teste consideram apenas um equipamento telecomandado no alimentador mais um de fronteira que pode ser utilizado para executar transferências. A Figura 22 apresenta o alimentador escolhido para os primeiros testes.

Figura 22: Representação unifilar dos alimentadores envolvidos no caso de teste N° 1, 2 e 3



Fonte: o autor

O primeiro teste realizado foi a simulação do desarme do disjuntor do alimentador “SLE - 3” sem a sinalização de passagem de corrente de curto-circuito em nenhum outro equipamento telecomandado. Analisando a topologia apresentada na Figura 23, é possível deduzir que, como o defeito não foi detectado (sinalização de alguma fase) por nenhum equipamento a não ser o disjuntor, o defeito se encontra no primeiro trecho (entre a saída do alimentador e o equipamento “SLE - 2103”). Quando o disjuntor desarmou, todos os consumidores do alimentador “SLE - 3” ficaram sem fornecimento de energia elétrica. Na rede apresentada existe um equipamento de fronteira (“SLE - 48”) que pode ser utilizado em conjunto com a chave “SLE - 2103” para transferir os clientes situados após o defeito para o alimentador vizinho (ZOO - 3). O resultado esperado da metodologia é que ele indique a chave “SLE - 2103” para ser aberta e a chave “SLE - 48” para ser fechada, se isso não violar nenhuma das restrições impostas.

Figura 23: Representação unifilar após defeito. Caso 1



Fonte: o autor

A metodologia apresentou os resultados na Tabela 3 e indicou que a manobra poderia ser executada de forma automática, ou seja, os comandos de abertura e fechamento dos equipamento poderiam ser enviados para o SCADA executá-los.

Tabela 3: Resultados para o caso de teste 1

Manobra	Abrir	Fechar	Clientes	Condutores (%)	Proteção (%)	Queda (%)
1°	SLE - 2103	SLE - 48	1867	47,2635	46,5248	0,8358

A manobra sugerida poderia inicialmente restabelecer 1867 consumidores, isolando o defeito sem a necessidade do deslocamento de nenhuma equipe para executar essa manobra, liberando-as para se concentrarem em solucionar rapidamente o defeito da área sem fornecimento ou mesmo executando mais manobras para transferir mais consumidores.

5.2.2 Caso 2: Isolamento simples

No segundo caso teste, a região do defeito foi modificada para a região após a chave “SLE - 2103”. Os eventos enviados como entrada na metodologia foram o desarme do disjuntor do alimentador “SLE - 3” e a sinalização da passagem da corrente de curto-circuito pelo equipamento “SLE - 2103”. O esperado da metodologia é que ela indique uma manobra que isole o fornecimento de energia ao defeito, utilizando a chave “SLE - 2103”, de modo que o disjuntor possa ser religado novamente. A representação da topologia da rede após o defeito está na Figura 24.

Figura 24: Representação unifilar após defeito para o caso de teste 2



Fonte: o autor

O resultado obtido pela metodologia está descrito na Tabela 4, onde pode ser visto que a metodologia apresentou o resultado esperado. Pode-se notar que não existem valores de carregamentos e queda de tensão, uma vez que essa manobra apenas restabelece o fornecimento de energia elétrica para uma região que antes era alimentada tendo como única diferença a redução da área de fornecimento em relação a topologia antes do defeito.

Tabela 4: Resultados para o caso de teste 2

Manobra	Abrir	Fechar	Clientes	Condutores (%)	Proteção (%)	Queda (%)
1°	SLE - 2103	5103 (disjuntor)	7	-	-	-

5.2.3 Caso 3: Defeito já isolado, sem opções de manobras

O terceiro caso de teste é uma variação do caso 2 caso de teste é quando o equipamento “SLE - 2103” está configurado como equipamento de proteção, ou seja, na ocorrência de uma corrente de curto-circuito o mesmo atua para interromper o fluxo de corrente. Nesse caso como o defeito aconteceu a jusante do equipamento, ele irá atuar e isolar o defeito. A topologia da rede após a atuação do equipamento está apresentada na Figura 25.

Figura 25: Representação unifilar após defeito para o caso de teste 3



Fonte: o autor

Como não existe nenhum outro equipamento NF após o defeito que possa ser usado para transferir parte da carga para outro alimentador, não existe nenhuma manobra que possa ser executada utilizando os equipamentos telecomandados e a metodologia não apresenta nenhuma resposta, o que era o esperado.

Os casos apresentados até aqui visavam testar se a metodologia era capaz de realizar as operações simples de isolamento e transferência de carga de forma automática

5.2.4 Caso 4: Transferência e isolamento simultâneos

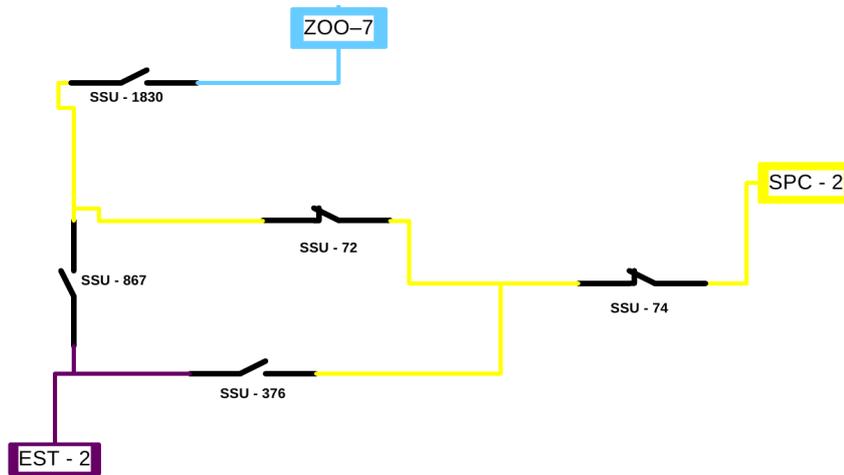
Os próximos casos de testes envolvem diversas possibilidades de transferência para diferentes alimentadores e o uso de isolamento e transferência juntas para restabelecer o maior número de consumidores. As redes escolhidas para teste apresentam mais de um equipamento telecomandado em série e fronteira com mais de um alimentador.

O caso de teste 4 envolverá as redes apresentadas na Figura 26, tendo como objetivo verificar se a metodologia é capaz de isolar e transferir carga para um alimentador vizinho ao mesmo tempo.

O defeito simulado se encontra no trecho entre os equipamentos “SLE - 74” e “SLE - 72” que levou ao disjuntor do alimentador “SPC - 2” desarmar. A figura 27 apresenta a topologia da rede após a ocorrência do defeito.

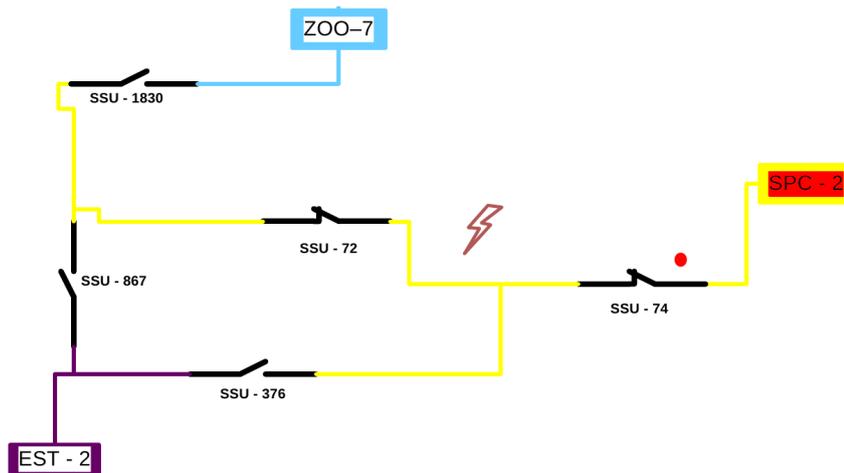
Como o defeito foi a jusante do equipamento “SLE - 74” e o mesmo não desarmou com a passagem da corrente de curto-circuito, ele é sinalizado para a metodologia como tendo sido atravessado por tal corrente. Com as informações do estado atual das demais chaves, a metodologia apresentou as manobras da Tabela 5, onde a manobra 1 é de isolamento, que será indicada para ser executada, e as manobras 2 e 3 são duas opções distintas de transferência, sendo que a apresentada pela metodologia para ser executada automática-

Figura 26: Representação unifilar dos alimentadores envolvidos nos casos de teste 4 e 5



Fonte: o autor

Figura 27: Representação unifilar após defeito para o caso de teste 4



Fonte: o autor

mente foi a manobra 3, que apesar de ter um carregamento maior nos equipamentos de proteção, possui um carregamento menor dos condutores da rede.

Aqui surge um caso bastante interessante que necessita uma análise mais aprofundada. A metodologia aqui descrita considera apenas um objetivo e uma regra de desempate caso necessário. O problema que fica evidente aqui nesse caso de teste, é que por escolher uma opção que tem o menor carregamento, cerca 27% contra 44%, a metodologia oferece uma opção com um carregamento dos equipamentos de proteção muito elevada, ou seja, se a carga crescer de maneira não prevista, por exemplo um show, o equipamento de proteção pode atuar, uma vez que a sua carga já estava bem próxima da sua capacidade máxima. Uma possibilidade para resolver isso seria alterar a metodologia para escolher a manobra com o menor carregamento dos condutores a não ser que uma das outras

restrições estivessem próximas de serem violadas.

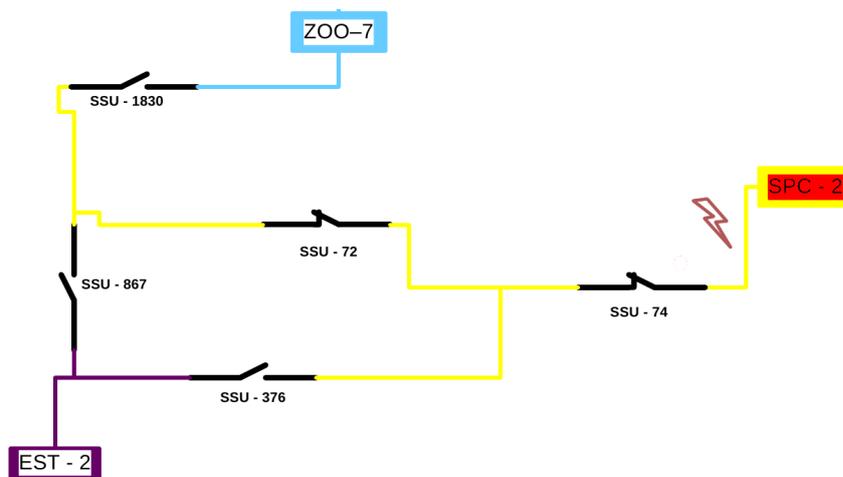
Tabela 5: Resultados para o caso de teste 4

Manobra	Abrir	Fechar	Clientes	Condutores (%)	Proteção (%)	Queda (%)
1°	SSU - 74	3202 (Disjuntor)	767	-	-	-
2	SSU - 72	SSU - 1830	1959	44,0482	43,4664	1,23235
3°	SSU - 72	SSU - 867	1959	27,6828	85,7334	1,21642

5.2.5 Caso 5: Possibilidade de transferência para alimentadores diferentes

Um outro caso de testes (5) que pode ser feito sobre a mesma topologia do caso de estudo 4, é a simulação da ocorrência de um defeito a montante das chaves “SLE - 72”, que atingiria apenas os consumidores do primeiro trecho do alimentador “SPC - 2”. Para isso também foi simulado o desarme do disjuntor do alimentador “SPC - 2” sem nenhum equipamento sinalizado. A representação da rede após o defeito se encontra na Figura 28.

Figura 28: Representação unifilar após defeito para o caso de teste 5



Fonte: o autor

A metodologia respondeu com as possibilidades apresentadas na Tabela 6.

Tabela 6: Resultados para o caso de estudo 5

Manobra	Abrir	Fechar	Clientes	Condutores (%)	Proteção (%)	Queda (%)
1†	SSU - 74	SSU - 376	4460	54,5453	100,236	1,90574
2°	SSU - 74	SSU - 1830	4460	53,6057	50,8109	1,47402
3†	SSU - 74	SSU - 867	4460	32,2247	99,9072	1,45342

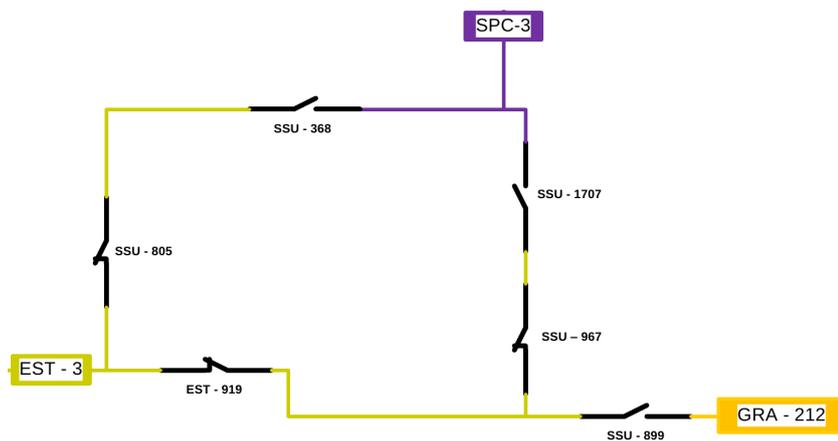
Todas manobras apresentadas restauram o mesmo número de consumidores, mas duas delas, as que utilizam o alimentador “EST - 2”, não puderam ser consideradas por violarem

a restrição de carregamento dos equipamentos de proteção. A manobra escolhida como aplicável foi a manobra 2, que utiliza o alimentador “ZOO - 7” para transferir a carga dos 4460 consumidores.

5.2.6 Caso 6: Transferências para diferentes alimentadores

Um caso mais detalhado dessa possibilidade de transferência de carga para diferentes alimentadores é apresentado no próximo caso de estudo. Nessa caso será utilizada uma terceira topologia que é apresentada na Figura 29.

Figura 29: Representação unifilar dos alimentadores envolvidos no caso de teste N° 6 e 7

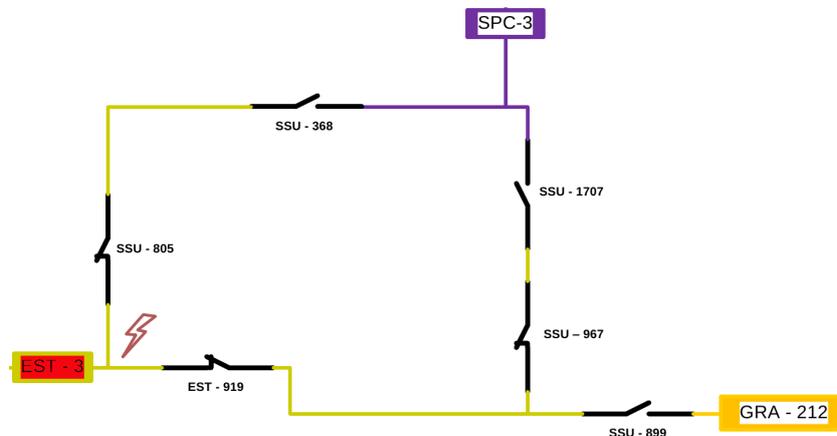


Fonte: o autor

Para os próximos dois casos de teste, foi simulado um defeito no primeiro trecho do alimentador “EST - 3”, o que levou ao desarme do disjuntor de tal alimentador. Esse defeito pode ser visto na Figura 30.

Para o defeito simulado, existem diferentes possibilidades de transferência, inclusive dividindo parte da carga para um alimentador e parte para outro, caso não seja possível transferir toda carga para um alimentador apenas. A metodologia detectou 3 possíveis transferências válidas que estão apresentadas na Tabela 7. As manobras 2 e 3 não podem ser aplicadas simultaneamente, uma vez que elas colocariam os alimentadores “GRA - 212” e “SPC - 3” em um ciclo, o que não seria uma solução válida. Dessa forma somente uma das duas será executada, nesse caso, a que possui menor carregamento nos condutores, a manobra 2.

Figura 30: Representação unifilar após defeito nos alimentadores envolvidos no caso de teste N° 6 e 7



Fonte: o autor

Tabela 7: Resultados para o caso de estudo 6

Manobra	Abrir	Fechar	Clientes	Condutores (%)	Proteção (%)	Queda (%)
1°	SSU - 805	SSU - 368	2663	33,8778	19,3103	0,3302
2°	EST - 919	SSU - 899	4806	47,0291	58,7864	2,4695
3	EST - 919	SSU - 1707	4806	51,2545	31,1837	0,7775

5.2.7 Caso 7: Transferência para diferentes alimentadores, com divisão de carga

Para testar o caso de dividir a carga em diferentes alimentadores, foi feita uma simulação em horário diferente dos demais (6:00) e com o seguinte ajuste de carga:

EST - 3: 130 A;

SPC - 3: 80 A;

GRA - 212: 140 A.

Em comparação com as manobras anteriores, apresentadas na Tabela 7, se as mesmas fossem aplicadas nessa condição do sistema de distribuição, os resultados possuiriam restrições e poderiam transferir apenas 2663 consumidores. Os valores de tais manobras estão na Tabela 8, onde pode-se notar o violamento das restrições das manobras 1 e 2, sendo 118% de carregamento dos condutores e de 96% dos equipamentos de proteção respectivamente nas manobras. Apenas a manobra entre as chaves “SSU - 805” e “SSU - 368” pode ser aplicada.

A metodologia foi capaz de contornar essas violações com o uso de transferências que dividem a carga entre diferentes alimentadores e, com isso, conseguiu transferir todos os

Tabela 8: Manobras do caso 6 aplicadas às 6:00

Manobra	Abrir	Fechar	Clientes	Condutores (%)	Proteção (%)	Queda (%)
1 [†]	SSU - 967	SSU - 1707	4806	118,340	67,4538	1,69866
2 [†]	EST - 919	SSU - 899	4806	77,514	96,8924	3,90202
3 ^o	SSU - 805	SSU - 368	2663	102,482	58,4148	1,01778

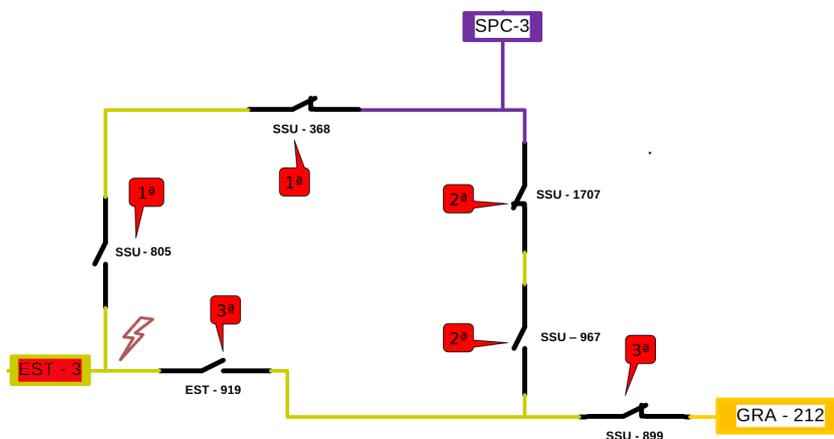
consumidores que se encontram após o defeito sem violar nenhuma das restrições. Tais manobras são apresentadas na Tabela 9.

Tabela 9: Resultados para o caso de estudo 7. Simulado às 6:00

Manobra	Abrir	Fechar	Clientes	Condutores (%)	Proteção (%)	Queda (%)
1 ^o	SSU - 967	SSU - 1707	2083	91,5521	52,1847	0,90991
2 ^o	EST - 919	SSU - 899	2723	67,9839	84,9799	3,33808
3 ^o	SSU - 805	SSU - 368	2663	102,482	58,4148	1,01778

Todas as manobras apresentadas agora podem ser executadas, mas existe uma dependência entre elas, especificamente entre as manobras 1 e 2. A manobra 1 transfere parte da carga para outro alimentador e a número 2 transfere o restante para outro alimentador, se essa ordem for invertida a manobra 2 iria transferir toda carga, como apresentado da Tabela 8, provocando uma violação na restrição dos equipamentos de proteção. A Figura 31 mostra as manobras já aplicadas na topologia desse caso de testes e também a ordem que as mesmas foram aplicadas. A metodologia não tem por objetivo definir a ordem que todas as manobras devem ser aplicadas, mas apenas a dependência entre elas, ou seja, qual manobra deve ser aplicada antes da outra.

Figura 31: Ordem que as manobras sugeridas podem ser aplicadas



Fonte: o autor

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O problema de restauração do fornecimento de energia elétrica tem um papel importante na gestão das redes de distribuição. Com a evolução dos equipamentos de manobra e o advento de novas tecnologias de comunicação, o restabelecimento automatizado passa a ser possível e traz grandes benefícios na redução do tempo de interrupção para os consumidores.

Este trabalho apresentou e demonstrou uma metodologia para ser usada no restabelecimento automático de energia elétrica considerando o uso de equipamentos telecomandados. Foi considerado como objetivo dessa metodologia a restauração do maior número de consumidores, reduzindo assim os indicadores coletivos como DEC, e também os individuais com DIC.

A metodologia aqui apresentada foi implementada em um software e testada com redes de distribuição reais, onde ofereceu respostas factíveis muito boas em um tempo computacional baixo (poucos segundos para casos com maior número de transferências e menos de meio segundo para casos simples). Esse tempo e resposta reduzido se deve pelo fato da metodologia gerar apenas as manobras de transferência necessárias, evitando a enumeração de todas as possibilidades.

O uso dessa metodologia para restabelecimento automático, traz vantagens em relação a outras metodologias de restabelecimento pré-programadas por ser aplicável em diferentes topologias de rede sem a necessidade de uma pré-configuração das manobras que podem ser executadas. Isso se dá pela forma que essa metodologia utiliza as informações em campo (medições, controle) com inteligência computacional (simulações, definições das manobras) para obter o conjunto de manobras a serem executadas para restabelecimento máximo do fornecimento de energia elétrica para os consumidores. Em contrapartida, essa metodologia depende da comunicação em tempo real com os equipamentos em campo, ou pelo menos com uma baixa latência na comunicação.

Como contribuição esse trabalho propôs tanto a arquitetura necessária para implementação de um sistema de restabelecimento em tempo real, como também apresenta o algoritmo heurístico para escolha das manobras que restabelecem o maior número de consumidores. Devido a formulação do algoritmo, a heurística de enumeração de manobras pode ser reutilizada com outras funções objetivo, como por exemplo a minimização da energia não suprida.

6.1 Trabalhos publicados

Durante o desenvolvimento dessa dissertação, os seguintes trabalhos relacionados foram publicados e ou apresentados em eventos

Reck, W., Giacomelli, J., Garcia, V., Bernardon, D., Sperandio, M. e outros, **Alocação**

Multicriterial de Chaves Telecomandadas, CIDEL 2010 - Argentina; Trabalho anterior foi premiado como o melhor de sua seção e foi publicado na Revista CIER No. 58 de 2011 do Uruguai;
D. P. Bernardon, M. Sperandio, V. J. Garcia, L.L. Pfitscher, W. Reck, E. F. B. Daza, M. Ramos, L. Comassetto, **Automatic Reestablishment of Power Supply in Distribution Systems using AHP Method**, Proceedings of the 2011 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives - Malaga - Espanha;
SILVA, P. A. S. ; RECK, W. M. ; BERNARDON, D. P. . **Aplicação de Sistemas Inteligentes no Restabelecimento Automático da Energia**. Revista Júnior de Iniciação Científica em Ciências Exatas e Engenharia, v. 1, p. 11-18, 2011
Bernardon, D., Sperandio, M., Garcia, V., Pfitscher, L., Reck, W., **Automatic Restoration of Power Supply in Distribution Systems by Computer-Aided Technologies**, Automation, Capítulo 3, 2012. ISBN: 978-953-51-0685-2

6.2 Trabalhos futuros

Mesmo com os resultados satisfatórios e dentro do esperado, ainda existem possibilidades de ampliar suas funcionalidades. Para incentivar a continuidade desse trabalho, são deixadas aqui algumas ideias de possíveis trabalhos futuros dentro desse tema.

- Desconsiderar a restrição de radialidade e permitir a transferência de uma única parte de um alimentador para mais de um alimentador vizinho, sendo que para isso seria necessário incluir a modelagem de transitórios, os quais podem fazer alguns equipamentos de proteção atuarem (BERNARDON; VEIGA, 2007).
- A escolha das manobras pode utilizar algum método multi objetivo.
- Para evitar enumerar todas as manobras a cada desarme, pode ser aplicado algum tipo de inteligência computacional, como redes neurais ou outras técnicas de “memorização”, a qual poderia ser treinada durante a ocorrência dos desarmes com soluções da metodologia aqui apresentada para que em ocorrências futuras desses mesmos desarmes, a inteligência computacional iria procurar por eventos com cargas semelhantes e recuperar as manobras anteriormente sugeridas, sem a necessidade de simular novamente todas essas manobras.
- Essa última técnica poderia também levar em consideração decisões tomadas por operadores em cima das soluções anteriores, por exemplo a aceitação de uma manobra que viole alguma restrição, seja pelo operador conhecer a rede e saber que é aceitável ou pelo mesmo saber de algum erro de cadastro como o que foi apresentada nos casos de estudo.
- Ainda referente a escolha das manobras, o uso de critérios de desempate que escolhem a manobra, a partir do segundo nível de chaves, com maior carregamento, mas que ainda estejam dentro das restrições, transferindo assim grande parte da carga

com essa manobra e permitir que a transferência do primeiro nível tenha uma carga menor a ser transferida, aumentando assim a possibilidade dela poder ser executada.

- Utilizar uma estrutura diferente para representar grafos disjuntos. O maior tempo de processamento de uma solução é a partição e junção dos grafos dos alimentadores. O uso de uma estrutura de dados mais apropriada para essa operação, sem perder o acesso rápido aos componentes do grafo, pode diminuir ainda mais o tempo de resposta da ferramenta computacional.
- Comparação dos resultados dessa metodologia com métodos que enumerem todas as possibilidades e que utilizem alguma heurística ou meta-heurística para escolher as melhores manobras.

Mesmo com essas ideias que poderiam melhorar tanto as soluções quanto o tempo tomado para o cálculo de tais soluções, a metodologia aqui apresentada já pode ser aplicada em redes reais, como foi apresentado no capítulo 5, e fornecer resultados que podem tanto ajudar um operador fazer escolhas de manobras quanto para operar automaticamente os equipamentos telecomandados de uma rede de distribuição.

REFERÊNCIAS

ADHIKARI, S.; LI, F.; WANG, Z. Constructive back-feed algorithm for online power restoration in distribution systems. In: *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. [S.l.]: IEEE, 2009. p. 1–5. ISBN 978-1-4244-4241-6. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 34.

ANEEL. *PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional*. [S.l.], 2010. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 25.

AOKI, K.; KUWABARA, H.; SATON, T.; KANEZASHI, M. Outage state optimal load allocation by automatic sectionalizing switches operation in distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 2, n. 4, p. 1177–1185, 1987. Citado na página 33.

AOKI, K.; NARA, K.; ITOH, M.; SATOH, T.; KUWABARA, H. A new algorithm for service restoration in distribution systems. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 4, n. 3, p. 1832–1839, 1989. Citado na página 34.

BERNARDON, D. *Desenvolvimento de Algoritmos e sistema computacional para Estimação de Estados em Redes de Distribuição*. Dissertação (Mestrado) — apresentada a Universidade Federal de Santa Maria, 2004. Citado na página 39.

BERNARDON, D.; SPERANDIO, M.; GARCIA, V.; RUSSI, J.; CANHA, L.; ABAIDE, A.; DAZA, E. Methodology for allocation of remotely controlled switches in distribution networks based on a fuzzy multi-criteria decision making algorithm. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 81, n. 2, p. 414–420, 2011. Citado na página 24.

BERNARDON, D.; VEIGA, F. Use of the atp draw software for studies of parallelism in distribution networks served by different-source substations. In: *IEEE. Power Engineering, Energy and Electrical Drives, 2007. POWERENG 2007. International Conference on*. [S.l.], 2007. p. 577–582. Citado na página 74.

BRAZ, D. d. M. H.; SOUZA, B. A. de. Distribution Network Reconfiguration Using Genetic Algorithms With Sequential Encoding: Subtractive and Additive Approaches. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 26, n. 2, p. 582–593, 2011. Citado na página 33.

CANABRAVA, T. M.; RECK, W. M.; CORD-LANDWEHR, A. *Rocs*. 2012. Disponível em: <<http://edu.kde.org/rocs>>. Acesso em: 01 jun. 2013. Citado na página 57.

CASTRO, C. H.; BUNCH, J.; TAPKA, T. M. Generalized algorithms for distribution feeder deployment and sectionalizing. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 99, n. 2, p. 549–557, 1980. Citado na página 33.

CURCIC, S. Electric power distribution network restoration: a survey of papers and a review of the restoration problem. *Fuel and Energy Abstracts*, v. 37, n. 3, p. 193–193, 1996. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 33.

ESCUADER, R. Automatización en Redes de Media Tensión. *CIDEL 2010*, v. 1, n. 1, p. 1–6, 2010. Citado na página 33.

FALCÃO, D. M. Integração de Tecnologias para Viabilização da Smart Grid. *III SBSE - 2010*, p. 1–5, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 31.

FARHANGI, H. The path of the smart grid. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 8, n. 1, p. 18–28, jan. 2010. ISSN 1540-7977. Citado na página 31.

FAULKENBERRY, L. M.; COFFER, W. *Eletrica Power Distribution and Transmission*. [S.l.]: Prentice Hall, 1996. Citado na página 23.

GARCIA, V. G. *Metaheurísticas multiobjetivo para o problema de restauração do serviço em redes de distribuição de energia elétrica*. Tese (Doutorado) — UNICAMP, 2005. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 38.

HASSAN, R.; RADMAN, G. Survey on smart grid. *Proceedings of the IEEE SoutheastCon 2010 SoutheastCon*, Ieee, p. 210–213, 2010. Citado na página 31.

IPAKCHI, A.; ALBUYEH, F. Grid of the future. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 7, n. 2, p. 52–62, mar. 2009. ISSN 1540-7977. Citado na página 31.

KAGAN, N.; C.C.B., O.; ROBBA, E. *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. 1. ed. [S.l.]: BLUCHER, 2005. ISBN 85-212-0355-1. Citado 3 vezes nas páginas 18, 21 e 23.

KANABAR, M. G.; VOLOH, I.; MCGINN, D. Reviewing smart grids standards for protection, control, and monitoring applications. *XXX, IEEE*, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 32.

KOJIMA, Y.; WARASHINA, S.; KATO, M.; WATANABE, H. The development of power system restoration method for a bulk power system by applying knowledge engineering techniques. *Power Systems, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 4, n. 3, p. 1228–1235, 1989. Citado na página 33.

KOZIOLEK, A.; HAPPE, L.; AVRITZER, A.; SURESH, S. A Common Analysis Framework for Smart Distribution Networks Applied to Survivability Analysis of Distribution Automation. In: *2012 First International Workshop on Software Engineering Challenges for the Smart Grid (SE-SmartGrids)*. [S.l.]: IEEE, 2012. p. 23–29. ISBN 978-1-4673-1864-8. Citado na página 32.

KUMAR, Y.; DAS, B.; SHARMA, J. Multiobjective, Multiconstraint Service Restoration of Electric Power Distribution System With Priority Customers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 23, n. 1, p. 261–270, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 34.

LAHTI, J. P.; SHAMSUZZOHA, A.; KANKAANPÄÄ, T. Web-based technologies in Power Plant Automation and SCADA Systems: A Review and Evaluation. *IEEE E International Conference on Control System, Computing and Engineering*, IEEE, v. 11, p. 279–284, 2011. Citado na página 32.

LIN, W.; CHIN, H. A new approach for distribution feeder reconfiguration for loss reduction and service restoration. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 13, n. 3, p. 870–875, 1998. Citado na página 34.

MA, T.-K.; LIU, C.-C.; TSAI, M.-S.; ROGERS, R.; MUCHLINSKI, S.; DODGE, J. Operational experience and maintenance of online expert system for customer restoration and fault testing. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 7, n. 2, p. 835–842, maio 1992. ISSN 08858950. Citado na página 34.

MOON, Y.; CHO, B.; PARK, H.; RYN, H.; HA, B.; LIM, S. Fault restoration algorithm using fast tracing technique based on the tree-structured database for the distribution automation system. *Power Engineering Society Summer Meeting*, v. 1, p. 411–415, 2000. Citado na página 33.

MOSLEHI, K.; KUMAR, R. A Reliability Perspective of the Smart Grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 1, n. 1, p. 57–64, jun. 2010. ISSN 1949-3053. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 34.

NAGATA, T.; SASAKI, H. An efficient algorithm for distribution network restoration. *Power Engineering Society Summer Meeting, 2001. IEEE*, v. 1, p. 54–59, 2001. Citado na página 33.

PODMORE, R. Smart Grid restoration concepts. In: *IEEE PES General Meeting*. [S.l.]: IEEE, 2010. p. 1–8. ISBN 978-1-4244-6549-1. Citado na página 34.

PRATA, R.; CRAVEIRO, H.; SANTOS, C.; QUARESMA, E. Smartgrid role in reducing electrical losses-the inovgrid experience. In: IEEE. *Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU), 2011 11th International Conference on*. [S.l.], 2011. p. 1–6. Citado na página 32.

RADHA, B.; RUGHOOPUTH, H. C. S. Optimal Network Reconfiguration of Eletrical Distrivution System Using Real Coded Quantum Inspired Evolutionary Algorithm. *Networking, Sensing and Control (ICNSC), 2010 International Conference on*, p. 38–43, 2010. Citado na página 33.

SARAIVA, F. d. O. *Aplicação de Sistemas Multiagentes para Gerenciamento de Sistemas de Distribuição do Tipo Smart Grids*. Dissertação (Mestrado) — apresentada a Universidade de São Paulo, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 34.

SILVA, C. V. M.; GOMES, R. R.; BERNARDON, D. P.; GARCIA, V. J.; SPERANDIO, M.; BORDIN GLADIS ABD BORDIGNON, S. Variáveis climáticas aplicadas à previsão de demanda em curtíssimo prazo. *CIDEL 2010*, v. 1, n. 1, p. 1–6, 2010. Citado na página 44.

SILVA, L.; PEREIRA, R.; MANTOVANI, J. Alocação Otimizada de Dispositivos de Controle e Proteção de Redes de Distribuição. v. 21, n. 3, p. 294–307, may-june 2010. Citado na página 26.

SINGHAL, A.; SAXENA, R. Software models for Smart Grid. In: *2012 First International Workshop on Software Engineering Challenges for the Smart Grid (SE-SmartGrids)*. [S.l.]: IEEE, 2012. p. 42–45. ISBN 978-1-4673-1864-8. Citado na página 31.

SOO, V.-W.; TSAI, M.-S.; YU, W.-Y.; PENG, Y.-B. Coordination of a Society of Agents for Automatic Distribution System Restoration: Toward a Smart Grid. In: *2010 International Conference on Technologies and Applications of Artificial Intelligence*. [S.l.]: IEEE, 2010. p. 110–115. ISBN 978-1-4244-8668-7. Citado 3 vezes nas páginas 31, 33 e 34.

SOUZA, B. A.; SILVA, J. P. S.; FERREIRA, N. R. Configuração Ótima de Redes de Distribuição Aplicando um Algoritmo Colônia de Formigas. *IEEE Transmission E Distribution Conference And Exposition Latin America*, p. 1–6, 2010. Citado na página 33.

SPERANDIO, M. *Planejamento da automação de sistemas de manobra em redes de distribuição*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 32.

TEO, C. A computer aided system to automate the restoration of electrical power supply. *Electric Power Systems Research*, v. 24, n. 2, p. 119–125, ago. 1992. ISSN 03787796. Citado 3 vezes nas páginas 31, 33 e 34.

THOMAS, M.; ARORA, S.; CHANDNA, V. Distribution automation leading to a smarter grid. *PES Innovative Smart Grid Technologies*, IEEE, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 32.

TROLLTECH; NOKIA. *Qt Framework*. 2012. Disponível em: <<http://qt-project.org>>. Acesso em: 01 jun. 2013. Citado na página 60.

UCAK, C.; PAHWA, A. An analytical approach for step-by-step restoration of distribution systems following extended outages. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 9, n. 3, p. 1717–1723, 1994. Citado na página 33.

VIEIRA, J. P.; CASTRO, N. J. de; GUERRA, S. M.-G. A experiência dos anos 1990 da indústria de energia elétrica brasileira: privatização e expansão. *Observatorio de la Economía Latinoamericana*, Grupo Eumed. net (Universidad de Málaga), n. 152, 2011. Citado na página 17.

ZHOU, Q.; SHIRMOHAMMADI, D.; LIU, W. Distribution feeder reconfiguration for service restoration and load balancing. *Power Systems, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 12, n. 2, p. 724–729, 1997. Citado na página 34.

Apêndices

APÊNDICE A: DADOS DE CARGA PARA PREVISÃO

Tabela A.10: Dados de Carga para Previsão de Carga

Horas	Semana Anterior	Carga Atual	Previsão
00:00	72	79	
01:00	61	65	
02:00	63	59	
03:00	60	58	
04:00	55	57	
05:00	57	57	120
06:00	70	75	120
07:00	99	106	120
08:00	120	133	120
09:00	125	126	
10:00	127	133	
11:00	133	137	
12:00	92	95	135,27
13:00	108	108	135,27
14:00	129	130	135,27
15:00	131	130	135,27
16:00	129	131	
17:00	130	134	
18:00	134	135	
19:00	139	146	
20:00	125	142	142
21:00	115	132	142
22:00	105	118	142
23:00	92	98	142

APÊNDICE B: IMPLEMENTAÇÃO PARA O ROCS

```

include ( selectManeuversHelper.js )

function auxiliar(node){
    if (node.status == 0)
        return []
    debug("Processing node: " + node.name)
    var NAs = findNAs(node.name)
    var possibilities = []
    if (NAs.length == 0){
        debug("No NAs after son." + sons[i].name)
        return []
    }else{
        for (var k = 0; k < NAs.length; k++){
            if (canTransfer(node.name, NAs[k].name))
                possibilities.push([node, NAs[k]])
        }
    }
    debug (possibilities)
    if (possibilities.length == 0){
        debug("No possibilities!" + node.name )
        var sonsPossibilities = []
        for (var r = 0; r < node.adj_data().length; r++){
            debug("Processing Son" + node.adj_data()[r].name )
            var s = auxiliar(node.adj_data()[r])

            if (s.length > 0){
                debug(s)
                for (var w = 0; w < s.length; ++w)
                    sonsPossibilities.push(s[w])
            }
        }
        if (sonsPossibilities.length > 0){
            debug("Applying best son possibility.")
            var s = applyBest(sonsPossibilities)
            debug (s[0].name)
            return (s + auxiliar(root))
        }
    }
}

```

```

    }else{
        if (node == root)
            applyBest(possibilities)
        return possibilities
    }
}

function mainProcedure(parent){
    var sons = parent.adj_data()
    var allNA = true
    for (var i = 0 ; i < sons.length; ++i)
        if (sons[i].status == 1)
            allNA = false
    if (allNA){
        debug(" All NA, stopping!")
        return []
    }
    for (var c = 0; c < sons.length; c++){
        root = sons[c]
        manobras = auxiliar(sons[c])
    }

    //      debug (manobras.length)
}

var root
nodes = graphs[0].list_nodes()
nodes[0].status = 0;
nodes[1].status = 1;
nodes[2].status = 1;
nodes[5].status = 1;
nodes[4].status = 0;
nodes[3].status = 0;
nodes[6].status = 1;
nodes[7].status = 1;
nodes[8].status = 1;
nodes[9].status = 0;
nodes[10].status = 0;

```

```
nodes[11].status = 0;
usedSwt = []
manobras = []
updateStatus()
mainProcedure(nodes[0])
for (var i = 0; i < manobras.length; ++i){
    debug ((i+1) + ":□" + manobras[i][0].name + "□-□" + manobras[i][1].na
}
}
```


APÊNDICE C: FUNÇÕES AUXILIARES PARA A IMPLEMENTAÇÃO

```

function updateStatus(){
    nodes = graphs[0].list_nodes()
    for (var c = 0 ; c < nodes.length; c++){
        if (nodes[c].status == 1)
            nodes[c].color = "blue"
        else
            nodes[c].color = "red"
    }
}

function applyBest(manobras){
    if (manobras.length == 0)
        return
    pair = []
    v = 0
    for (var i = 0; i < manobras.length; ++i){
        if (v < load (manobras[i][0].name) && manobras[i][0].status == 1)
            v = load (manobras[i][0].name)
            pair = manobras[i]
        }
    }
    if (pair.length > 0){
        transfer(pair[0].name, pair[1].name)
        debug ("Transfer:␣"+ pair[0].name +"␣-␣"+ pair[1].name)
    }
    return [pair]
}

function load(nodeName){
    nodes = graphs[0].list_nodes()
    value = 0;
    for (var i =0; i < nodes.length; ++i){
        if (nodes[i].name == nodeName){

```

```

    value = 0;
    list = [nodes[i]]
    while (list.length >0){
        node = list.pop()
        p = node.output_pointers()
        for (var k = 0; k < p.length; k++){
            value += eval(p[k].value)
            if (p[k].end().status == 1)
                list.push (p[k].end())
        }
    }
    debug (value)
}
}
return eval(value)
}

function canTransfer(from, to){
    if (from == to)
        return false;
    for (var i = 0; i < usedSwt.length; ++i)
        if (to == usedSwt[i] || from == usedSwt[i])
            return false
    nodes = graphs[0].list_nodes()
    if (load(from) > 100)
        return false
    return true
}

function transfer(from, to){
    if (from == to)
        return;
    nodes = graphs[0].list_nodes()
    for (var c = 0 ; c < nodes.length; c++){
        if (nodes[c].name == from)
            if (nodes[c].status == 1)
                nodes[c].status = 0
        if (nodes[c].name == to)
            if (nodes[c].status == 0)

```

```
        nodes[c].status = 1
    }
    usedSwt.push (from)
    usedSwt.push (to)

    updateStatus()
}

function findNAs(nodeName){
    nodes = graphs[0].list_nodes()
    for (var i =0; i < nodes.length; ++i){
        if (nodes[i].name == nodeName){
            list = [nodes[i]]
            ret = []
            while (list.length > 0){
                node = list.pop()
                if (node.status == 0)
                    ret.push(node)
                for (var k = 0; k < node.adj_data().length; ++k)
                    list.push(node.adj_data()[k])
            }
            return ret;
        }
    }
    return []
}
```


APÊNDICE D: ARQUIVO DE ENTRADA DO ROCS

```
[DataType 0]
directed : true
name : Sem titulo0
datumDefaultColor : blue
pointerDefaultColor : gray
automate : false
```

```
[Datum 0]
x : 76
y : 146
width : 0.5
name : 0
color : red
begin : false
end : false
value : 0
iconPackage : /usr/share/apps/rocs/iconpacks/default.svg
icon : rocs_default
status : 0
```

```
[Datum 1]
x : 432
y : 219
width : 0.5
name : 1
color : blue
begin : false
end : false
value : 0
iconPackage : /usr/share/apps/rocs/iconpacks/default.svg
icon : rocs_default
status : 1
```

```
[Datum 2]
x : 431
y : 63
width : 0.5
```

name : 2
color : red
begin : false
end : false
value : 0
iconPackage : /usr/share/apps/rocs/iconpacks/default.svg
icon : rocs_default
status : 0

[Datum 3]

x : 648
y : 222
width : 0.5
name : 3
color : blue
begin : false
end : false
value : 0
iconPackage : /usr/share/apps/rocs/iconpacks/default.svg
icon : rocs_default
status : 1

[Datum 4]

x : 646
y : 58
width : 0.5
name : 4
color : blue
begin : false
end : false
value : 0
iconPackage : /usr/share/apps/rocs/iconpacks/default.svg
icon : rocs_default
status : 1

[Datum 5]

x : 266
y : 142
width : 0.5

```
name : 5
color : red
begin : false
end : false
value : 0
iconPackage : /usr/share/apps/rocs/iconpacks/default.svg
icon : rocs_default
status : 0
```

[Datum 6]

```
x : 250
y : 240
width : 0.5
name : 6
color : red
begin : false
end : false
value : 0
iconPackage : /usr/share/apps/rocs/iconpacks/default.svg
icon : rocs_default
status : 0
```

[Datum 7]

```
x : 400
y : 300
width : 0.5
name : 7
color : red
begin : false
end : false
value : 0
iconPackage : /usr/share/apps/rocs/iconpacks/default.svg
icon : rocs_default
status : 0
```

[Datum 8]

```
x : 543
y : 327
width : 0.5
```

name : 8
color : red
begin : false
end : false
value : 0
iconPackage : /usr/share/apps/rocs/iconpacks/default.svg
icon : rocs_default
status : 0

[Datum 9]

x : 743
y : 393
width : 0.5
name : 9
color : blue
begin : false
end : false
value : 0
iconPackage : /usr/share/apps/rocs/iconpacks/default.svg
icon : rocs_default
status : 1

[Datum 10]

x : 363
y : 393
width : 0.5
name : 10
color : blue
begin : false
end : false
value : 0
iconPackage : /usr/share/apps/rocs/iconpacks/default.svg
icon : rocs_default
status : 1

[Datum 11]

x : 513
y : 432
width : 0.5

```
name : 11
color : blue
begin : false
end : false
value : 0
iconPackage : /usr/share/apps/rocs/iconpacks/default.svg
icon : rocs_default
```

```
[Pointer 0->5]
color : gray
value : 100
name :
width : 1
style : solid
```

```
[Pointer 5->2]
color : gray
value : 31
name :
width : 1
style : solid
```

```
[Pointer 2->4]
color : gray
value : 20
name :
width : 1
style : solid
```

```
[Pointer 5->1]
color : gray
value : 30
name :
width : 1
style : solid
```

```
[Pointer 1->3]
color : gray
value : 20
```

name :
width : 1
style : solid

[Pointer 0->6]
color : gray
value : 100
name :
width : 1
style : solid

[Pointer 6->7]
color : gray
value : 10
name :
width : 1
style : solid

[Pointer 7->8]
color : gray
value : 90
name :
width : 1
style : solid

[Pointer 8->9]
color : gray
value : 10
name :
width : 1
style : solid

[Pointer 6->10]
color : gray
value : 20
name :
width : 1
style : solid

[Pointer 7->11]

color : gray

value : 10

name :

width : 1

style : solid