

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLÓGICA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

ARTHUR SCHLEMPER MAYKOT

**PRIORIZAÇÃO DA AUTOMAÇÃO DE CHAVES SECCIONADORAS
EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM FOCO NO *SELF-HEALING***

FLORIANÓPOLIS, 2018.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLÓGICA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

ARTHUR SCHLEMPER MAYOT

**PRIORIZAÇÃO DA AUTOMAÇÃO DE CHAVES SECCIONADORAS
EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM FOCO NO *SELF-HEALING***

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do título de engenheiro eletricista.

Orientador:
Prof. Edison A. C. Aranha Neto, D.Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2018.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Maykot, Arthur Schlemper
**PRIORIZAÇÃO DA AUTOMAÇÃO DE CHAVES SECCIONADORAS EM
UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO / Arthur Schlemper Maykot ; orientação
de Edison Antonio Cardoso Aranha Neto. - Florianópolis,
SC, 2018.**
46 p.

**Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal
de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado
em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico
de Eletrotécnica.**
Inclui Referências.

1. Self-healing. 2. Automação. 3. Indicadores de
continuidade. 4. Rede de distribuição. I. Aranha Neto,
Edison Antonio Cardoso. II. Instituto Federal de Santa
Catarina. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.
III. Título.

PRIORIZAÇÃO DA AUTOMAÇÃO DE CHAVES SECCIONADORAS EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

ARTHUR SCHLEMPER MAYOT

Este trabalho foi julgado adequado para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência, e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 13 de dezembro de 2018.

Banca examinadora:



Prof. Edison A. C. Aranha Neto, D.Eng.



Prof. Daniel Tenfen, D.Eng.



Prof. Everthon Taghori Sica, D.Eng.

Este trabalho é dedicado à minha família pelo suporte que me foi dado, sem o qual não seria possível a conclusão do curso, em especial à minha mãe Angelita e irmã Julia.

AGRADECIMENTOS

Ao meu Tio Marcelo, o qual me acompanhou e forneceu suporte durante toda minha vida acadêmica.

Ao Engenheiro e amigo Neimar, que me auxiliou durante toda a pesquisa e elaboração deste trabalho.

Ao professor Edison A. C. Aranha Neto pela orientação e paciência durante a pesquisa e elaboração deste trabalho.

Aos professores do Curso de Engenharia Elétrica do IFSC.

A todos os professores que de alguma forma contribuíram pra minha formação até hoje.

Aos amigos feitos durante o curso, em especial a turma de 2013/1, Lucas, Luccas, Leonardo, Matheus, Gabriel, Tiago, Rogerio e Karina.

RESUMO

Este trabalho descreve os sistemas denominados *self-healing* e seus benefícios nas redes de distribuição de energia elétrica, com o objetivo de indicar qual chave seccionadora deve tornar-se, prioritariamente, automática. A ferramenta utilizada é baseada em teoria dos grafos, algoritmos genéticos e avaliação multicritério. Com a metodologia proposta, tanto os consumidores serão beneficiados, uma vez que terão um sistema mais estável e confiável, como a concessionária de distribuição, que irá dispor de um sistema mais automatizado, reduzindo custo com deslocamento de equipe e a redução das compensações financeiras pagas por violação dos indicadores de continuidade. Dados de uma rede real de distribuição de energia elétrica do estado de São Paulo foram usados como estudo de caso para a aplicação da metodologia.

Palavras-chave: *Self-healing*. Automação. Indicadores de continuidade. Rede de distribuição.

ABSTRACT

This work describes the self-healing systems and their benefits in the power distribution networks, with the objective of indicating which manual switch should become, as a matter of priority, automatic. The tool used is based on graph theory, genetic algorithms and multicriteria evaluation. There are benefits for consumers, that will benefit from a more reliable and stable system, and for the utility, that can reduce costs with team field and financial compensations payed to consumers in case of violation of continuity indexes. Data from a real distribution network from the state of Sao Paulo will be used as a case study for the application of the methodology.

Keywords: Self-healing. Automation. Continuity index. Distribution network.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Chaves automáticas em poste com UTR.....	18
Figura 2 - Religador tripolar 36kV.....	19
Figura 3 - Chave seccionadora telecomandada	20
Figura 4 - Circuito em anel aberto	21
Figura 5 - Rede de distribuição radial de referência.....	24
Figura 6 - Representação de um trecho da RD por grafos.....	25
Figura 7 - Representação de um trecho da RD por lista de adjacências	25
Figura 8 - Equivalente elétrico do trecho da rede.....	27
Figura 9 - Critérios fundamentais	28
Figura 10 - Representação do cromossomo do AG proposto	35

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Matriz normalizada de critérios	33
Tabela 2 - Escala fundamental de números absolutos.....	33
Tabela 3 - Alimentador MAZ10.....	36
Tabela 4 - Consumidores MAZ10.....	37
Tabela 5 - Carregamento dos alimentadores vizinhos	38
Tabela 6 - Carregamento dos transformadores do alimentador MAZ10	38
Tabela 7 - Chaves mais vezes acionadas no sistema.....	40
Tabela 8 - Função de valor com chaves automatizadas	42

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AG – Algoritmos genéticos

AHP – *Analytic Hierarchy Process*

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CEMIG – Companhia Elétrica de Minas Gerais

CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz

DEC – Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora

DIC – Duração de interrupção individual por unidade consumidora

DMIC – Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão

FEC – Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora

FIC – Frequência de interrupção individual por unidade consumidora

MSP – Método de somatório das potências

NA – Normalmente aberto

NF – Normalmente fechado

RD – Rede de distribuição

SEL – Schweitzer Engineering Laboratories

UTRs – Unidades terminais remotas

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA	12
1.2	JUSTIFICATIVA	12
1.3	OBJETIVO GERAL	13
1.4	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	13
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	14
2	REVISÃO DA LITERATURA	15
2.1	INDICADORES DE CONTINUIDADE	15
2.2	SISTEMAS SEM MONITORAMENTO E CONTROLE	15
2.3	<i>SMART GRID</i> E <i>SELF HEALING</i>	16
2.4	EQUIPAMENTOS QUE INTEGRAM UM SISTEMA AUTOMATIZADO DE ENERGIA	18
2.4.1	Religadores	18
2.4.2	Chaves telecomandadas	19
2.4.3	Medidores inteligentes	20
2.4.4	Softwares inteligentes	20
2.5	TOPOLOGIA DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	21
3	FERRAMENTA UTILIZADA	23
3.1	ALIMENTADOR EM ESTUDO	23
3.2	MODELAGEM DA REDE	24
3.3	FLUXO DE POTÊNCIA.....	26
3.4	AVALIAÇÃO MULTICRITÉRIO	27
3.4.1	ATENDIMENTO DE CLIENTES PRIORITÁRIOS	28
3.4.2	ENERGIA SUPRIDA	29
3.4.3	PERDAS TÉCNICAS	29
3.4.4	LIMITE DE TENSÃO	31
3.4.5	LIMITE DE CARREGAMENTO	32
3.4.6	DEFINIÇÃO DE TAXAS DE SUBSTITUIÇÃO (<i>TRADE-OFFS</i>)	32
3.4.7	FUNÇÃO DE VALOR GLOBAL	33
3.4.8	OTIMIZAÇÃO DA RECONFIGURAÇÃO	34
4	ESTUDO DE CASO	36
4.1	CARACTERÍSTICAS DO ALIMENTADOR	36
4.1.1	CARREGAMENTO DOS TRANSFORMADORES DE ALIMENTADORES VIZINHOS	37
4.2	PATAMAR DE CARGA	38
4.3	TEMPO DE SOLUÇÃO DO PROBLEMA	39
4.4	PRIMEIRA SIMULAÇÃO	39
4.5	SEGUNDA SIMULAÇÃO.....	41
4.6	SIMULAÇÕES SEGUINTESS	41
4.7	RESULTADOS	41
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	43
5.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	43
	REFERÊNCIAS	45

1 INTRODUÇÃO

1.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

Com o crescimento da população, cresce o consumo e geração da energia elétrica, e conseqüentemente faz-se necessária a expansão das redes de transmissão e distribuição. Com a expansão destas redes, maior é o fluxo de informação que chega aos operadores. Sendo assim, em caso de falhas, maior é o tempo e a complexidade para encontrar o foco do problema. Algumas das vezes são problemas simples que poderiam ser resolvidos rapidamente caso o sistema fosse automatizado.

Em geral, quando se há falhas simples no sistema o tempo de encontrar o foco do problema e do transporte da equipe de manutenção até o local é maior do que o próprio tempo de manutenção. Além da necessidade de deslocar uma equipe para resolver um problema simples, os indicadores de continuidade individuais (DIC, FIC e DMIC)¹ e coletivos (DEC e FEC)² podem ser comprometidos.

1.2 JUSTIFICATIVA

Com o avanço contínuo da tecnologia tornou-se mais simples e automatizada a resolução de problemas em diversos setores. Não é diferente nos sistemas de transmissão e distribuição.

¹ Os indicadores de continuidade individuais são DIC FIC e DMIC que significam respectivamente: Duração de interrupção individual por unidade consumidora, Frequência de interrupção individual por unidade consumidora e Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão

² Os indicadores de continuidade coletivos são DEC e FEC que significam respectivamente: Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora e Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora

O avanço na área de telecomunicação, a redução de preços de equipamentos e o maior rigor dos órgãos reguladores a respeito dos indicadores de continuidade contribuíram para que as distribuidoras de energia começassem a adotar o sistema de *self-healing*.

O conceito de *self-healing* está relacionado à capacidade da rede se auto reestabelecer caso haja alguma falha na rede, seja ela transitória ou permanente. Este sistema é composto basicamente por *softwares* inteligentes, equipamentos telecomandados e medidores inteligentes. Este sistema busca minimizar o trecho da rede isolado em casos de falha e restabelecer a energia para o restante da rede, logo menos clientes ficam sem energia, torna-se mais rápido encontrar e resolver o problema, conseqüentemente menos comprometidos ficam os indicadores de continuidade.

Mesmo com a redução do preço dos equipamentos utilizados no sistema de *self-healing*, estes ainda possuem um valor expressivo. Sendo assim, a quantidade de equipamentos que uma distribuidora pode adquirir é limitado. É necessário criar uma metodologia que avalie onde devem ser instalados tais equipamentos visando otimizar o sistema.

1.3 OBJETIVO GERAL

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia que avalie em um sistema de distribuição qual chave manual tem prioridade de se tornar automática com foco no *self-healing*.

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Este trabalho tem como objetivos específicos:

- a) Realizar uma revisão da literatura em torno do assunto;
- b) Utilizar uma ferramenta computacional que simule um sistema de *self-healing*;
- c) Analisar os resultados obtidos com a ferramenta computacional;
- d) Analisar quais chaves têm prioridade de tornar-se automáticas.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está estruturado em cinco capítulos. Este primeiro capítulo apresentou uma contextualização do trabalho, bem como a apresentação da definição do problema e sua justificativa, além dos objetivos geral e específicos.

No capítulo 2 é apresentada a revisão da literatura, etapa fundamental para o desenvolvimento do trabalho.

O capítulo 3 descreve a ferramenta utilizada, a partir da modelagem da rede de distribuição, da formulação de um modelo de avaliação multicritério e do algoritmo de otimização por técnicas de inteligência artificial.

O capítulo 4 apresenta os resultados a partir de um estudo de caso em uma rede de distribuição real.

Finalmente, as considerações finais e recomendações para futuros trabalhos são expostas no capítulo 5.

2 REVISÃO DA LITERATURA

2.1 INDICADORES DE CONTINUIDADE

A utilização da rede de distribuição por parte das distribuidoras de energia está sujeita as avaliações dos órgãos reguladores, no caso do Brasil, ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). A regulação feita pela ANEEL tem como função garantir a qualidade de serviço que as distribuidoras prestam aos consumidores.

Segundo a ANEEL (2017), a avaliação da continuidade de fornecimento é realizada através de indicadores que mensuram a frequência e a duração das interrupções ocorridas nos consumidores. Os indicadores são apurados para períodos acima de 3 minutos, sendo admitidas algumas exceções. Estes estão classificados em:

Indicadores de continuidade coletivos:

- Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC)
- Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC)

Indicadores de continuidade individuais:

- Duração de interrupção individual por unidade consumidora (DIC)
- Frequência de interrupção individual por unidade consumidora (FIC)
- Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão (DMIC)

A continuidade de serviço é avaliada por subdivisões das distribuidoras denominadas conjuntos elétricos. Para cada conjunto elétrico existe um limite de indicadores. Caso estes não sejam atendidos a distribuidora poderá ser penalizada.

2.2 SISTEMAS SEM MONITORAMENTO E CONTROLE

Segundo a SEL (2010), quando não há monitoramento e controle do sistema de distribuição a distância, o controle e monitoramento são feitos por equipes locais. O operador do sistema recebe informações verbais, via rádio e telefone.

O operador da subestação supervisiona as grandezas elétricas por meio de equipamentos analógicos, relata eventos e realiza manobras dentro das subestações.

Suas tarefas são definidas e orientadas pelo operador do sistema. O operador de rede é responsável por identificar mudanças de estado de equipamentos da rede, relatar e executar manobras. As sequências de manobras e intervenções nos equipamentos são ditadas pelo operador do sistema.

Falhas de percepção e entendimento dos fenômenos, somados aos erros de equipamentos analógicos e a canais de comunicação que apresentam grande índice de indisponibilidade acarretavam um número significativo de manobras incorretas e, ocasionalmente, danos materiais e humanos.

2.3 SMART GRID E SELF HEALING

Buscando a melhoria dos indicadores de qualidade e resolver os problemas citados acima foram criados os sistemas de *self-healing*. Para entender o conceito de *self-healing* é preciso conhecer o conceito de *smart grid*, em português rede inteligente. O conceito de *smart grid* segundo a CPFL (2017):

Smart grids, ou “redes inteligentes”, são os sistemas de distribuição e de transmissão de energia elétrica que foram dotados de recursos de Tecnologia da Informação (TI) e de elevado grau de automação, de forma a ampliar substancialmente a sua eficiência operacional. Graças ao alto nível de tecnologia agregado, as *smart grids* conseguem responder a várias demandas da sociedade moderna, tanto no que se refere às necessidades energéticas, quanto em relação ao desenvolvimento sustentável.

Segundo a CEMIG (2017):

As redes inteligentes de energia, ou do inglês *smart grid*, são uma nova arquitetura de distribuição de energia elétrica, mais segura e inteligente, que integra e possibilita ações a todos os usuários a ela conectados.

Nesse conceito, o fluxo de energia elétrica e de informações se dá de forma bidirecional. Assim, a energia tradicionalmente gerada, transmitida e distribuída de forma radial a partir de instalações das concessionárias poderá, também, ser gerada e integrada às redes elétricas a partir de unidades consumidoras. Cria-se, então, a figura do prosumidor, aquele que é produtor e consumidor, que produz e que fornece energia à rede.

Para a CPFL (2017), o maior eficiência e controle do fluxo de energia gerenciado pela *smart grid* traz benefícios para a concessionária de energia, para o consumidor e para o sistema em um todo. O principal elemento do sistema é o medidor eletrônico inteligente, que dispõe de diversas funcionalidades, entre elas a medição remota.

A CPFL (2017) aponta ainda um benefício muito importante da *smart grid* para o sistema de *self-healing*:

Para as concessionárias de energia, as redes inteligentes também poderão trazer vantagens em relação aos sistemas elétricos convencionais. Será possível a identificação instantânea e precisa de uma queda no fornecimento na rede e a realização automática de manobras necessárias para viabilizar um pronto reestabelecimento do fornecimento. Outra vantagem é possibilitar um conhecimento mais profundo do comportamento do consumo dos clientes, o que tornará possível um melhor planejamento da ampliação da oferta, além de ajustar o sistema para essas características. Outro benefício desse conhecimento será a possibilidade de estabelecer um controle mais apurado de fraudes comerciais ou de perdas operacionais de energia, que podem ser identificadas mediante mudanças no comportamento do consumo.

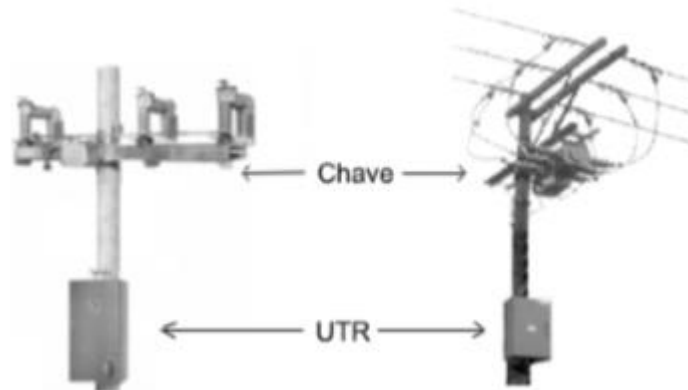
Graças aos equipamentos que compõe uma *smart grid* passou a ser possível o monitoramento e controle a distância, o que tornou mais prático o trabalho do operador de sistema.

Neste sentido, com o avanço da tecnologia e da inteligência artificial surgem os sistemas denominados *self-healing*. O conceito de *self-healing* está relacionado à capacidade da rede se auto restabelecer caso haja alguma falha na rede, seja ela transitória ou permanente. Este sistema é composto basicamente por medidores inteligentes, equipamentos telecomandados e *softwares* inteligentes, ou seja, está relacionado diretamente ao nível de automação do sistema de transmissão ou distribuição.

Estes sistemas buscam minimizar o trecho da rede isolado em casos de falha, criando caminhos alternativos e restabelecendo a energia para o restante da rede. Assim, menos clientes ficam sem energia, conseqüentemente menos comprometidos ficam os indicadores de continuidade.

Geralmente as concessionárias executam religamentos, em caso de falha, automáticos por meio de religadores, executando de 2 a 4 tentativas de reestabelecer o sistema (CPFL, 2002). Chaves como as mostradas na Figura 1 podem ser acionadas por seus relés locais ou remotamente pelo COD (Centro de Operação da Distribuição). Além disso muitas dessas chaves possuem equipamentos para aquisição de dados como tensão e corrente que são enviados para monitoramento para as UTRs (Unidade Terminal Remota) o que permite um monitoramento em tempo real da rede (SPERANDIO, 2008). Como exemplo de chave automática temos a Figura 1.

Figura 1 - Chaves automáticas em poste com UTR



Fonte: Sperandio (2008).

2.4 EQUIPAMENTOS QUE INTEGRAM UM SISTEMA AUTOMATIZADO DE ENERGIA

Equipamentos como religadores, chaves telecomandadas, medidores inteligentes, softwares inteligentes são de suma importância para o funcionamento de uma rede automatizada, serão abordados aqui os principais equipamentos e suas funções.

2.4.1 Religadores

Os religadores são muito importantes para a solução de faltas temporárias. O reestabelecimento que duraria até mesmo horas, pode ser feito em questão de minutos ou até mesmo segundos em caso de faltas temporárias, além de dispensar a necessidade de intervenção humana para a solução do problema. Segundo Leão (2017), seu funcionamento pode ser descrito da seguinte forma:

- Atua ao detectar corrente de curto-circuito desligando e religando automaticamente o circuito um número de vezes pré-programado.
- A falta é eliminada em tempo definido pela curva de operação do relé, instantânea ou temporizada.
- Os contatos são mantidos abertos por um certo tempo após o qual fecham automaticamente para reenergização.

- Caso após o fechamento dos contatos a corrente de falta persistir, a sequência de abertura/fechamento se repete de 2 a 4 vezes.
- O novo fechamento só poderá ser feito manualmente.

Um exemplo de religador pode ser visualizado na Figura 2.

Figura 2 - Religador tripolar 36kV



Fonte: Artech (2017)

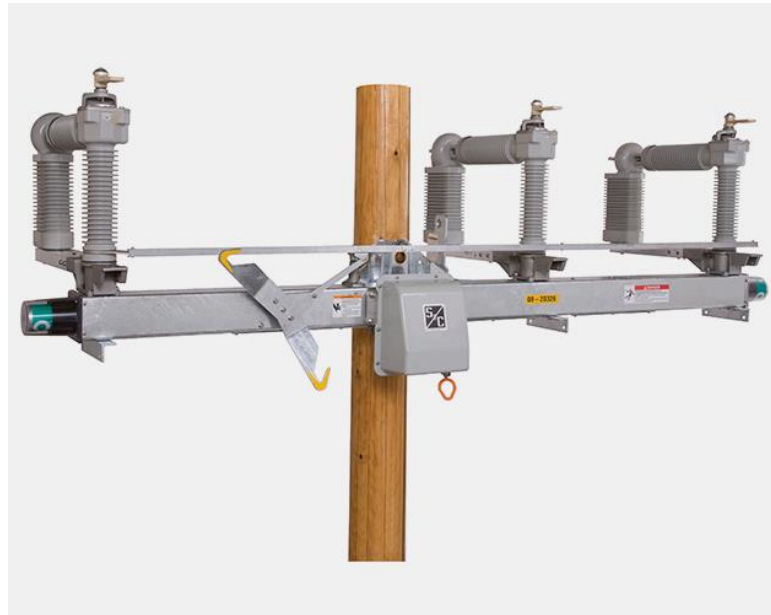
2.4.2 Chaves telecomandadas

A S&C (2017) apresenta algumas funcionalidades e vantagens das chaves seccionadoras telecomandadas:

- Isola e recompõe o sistema remotamente;
- Minimiza o escopo e a duração do serviço;
- Otimiza o sistema através de monitoramento remoto do carregamento e da reconfiguração automática do alimentador;
- Pode-se utilizar melhor o sistema e reduzir os gastos.

Na Figura 3 é possível observar uma chave telecomandada.

Figura 3 - Chave seccionadora telecomandada



Fonte: S&C (2017)

2.4.3 Medidores inteligentes

Além de ser considerado o coração das *smart grids* pela CPFL, estes afirmam que os medidores inteligentes são “versões mais modernas que os medidores convencionais, que disponibilizam uma série de funcionalidades inovadoras, como o envio de eventos e alarmes, além da possibilidade de medição remota” (CPFL, 2017).

2.4.4 Softwares inteligentes

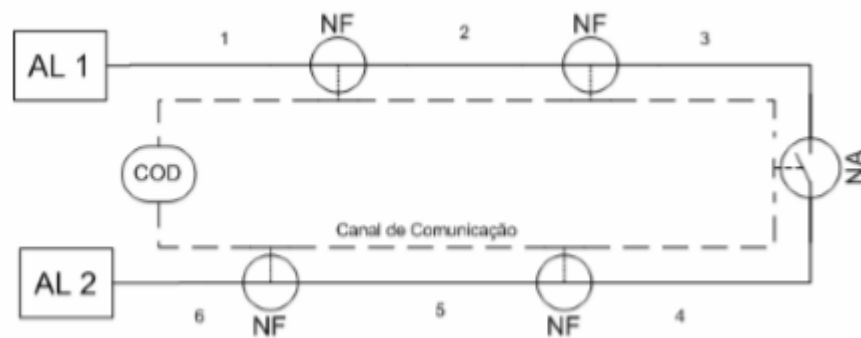
São utilizados *softwares* para resolver algoritmos visando isolar a falha o mais rápido possível respeitando os limites da linha. Como exemplo temos as características do *software* elipse um dos mais conhecidos no mercado:

O módulo *Self-healing* utiliza algoritmos como os de Fluxo de Potência e Processamento Topológico para identificar o melhor conjunto de manobras a ser realizado remotamente, priorizando restabelecer a maior carga possível de forma segura e estável. A sequência de atuação do seu sistema é iniciada mediante a detecção de qualquer evento de restabelecimento ou sobrecarga nos equipamentos de campo. Uma vez detectado o evento, o módulo pesquisa sequências de manobras que respeitem os limites operacionais da rede, buscando restabelecer a maior carga possível através do menor número de manobras, simplificando a operação e evitando a degradação dos ativos. (ELIPSE, 2017).

2.5 TOPOLOGIA DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Entre as empresas que utilizam redes automatizadas, o método mais utilizado é o método do anel aberto. O circuito em anel diminui a área afetada por falta, quanto maior o número de chaves e quanto menor o trecho entre as chaves menor será a área afetada (SPERANDIO, 2008), como pode ser observado na Figura 4.

Figura 4 - Circuito em anel aberto



Fonte: Sperandio (2008)

As chaves possuem relés de sobrecorrente e de falta de tensão. As chaves podem assumir configurações tanto NF como NA dependendo da necessidade da rede. É necessário um meio de comunicação para coordenar as configurações das chaves para cada situação e agilizar a isolação do trecho com falta. Em caso de falhas permanentes apenas um trecho entre 2 chaves ficara sem energia, sendo as cargas a montante mantidas e a jusante transferidas para o outro alimentador graças ao fechamento da chave NA (SPERANDIO, 2008). Ressaltando-se que deve sempre ser verificado o fluxo de potência para comprovar que a linha suporte tal manobra.

O método apresentado é eficaz quando os alimentadores estão trabalhando com uma boa capacidade de reserva, quando os alimentadores estão operando perto do seu limite é necessário mais de uma manobra, envolvendo três alimentadores ou mais. Isto implica em um maior processamento de dados e a necessidade de um sistema de gerenciamento mais robusto (SPERANDIO, 2008).

Mesmo com a redução do preço dos equipamentos utilizados em um sistema de *self-healing*, estes ainda possuem um valor expressivo. Sendo assim, a quantidade de equipamentos que uma distribuidora pode adquirir é limitado, portanto, é

necessário criar uma metodologia que avalie onde devem ser instalados tais equipamentos visando otimizar o sistema.

3 FERRAMENTA UTILIZADA

Como apresentado no capítulo anterior, os sistemas de *self-healing* necessitam de alto nível de automação, que têm custo de investimento relativamente elevado. Sendo assim é preciso analisar a melhor estratégia de posicionamento destes equipamentos, de modo que sejam capazes de retomar a energia para o maior número de consumidores possível no menor período de tempo. Para tanto, pretende-se modelar uma rede de distribuição real, e efetuar uma avaliação das manobras necessárias quando um defeito ocorrer em cada um de seus trechos e demais elementos de proteção e manobra, em função de sua topologia.

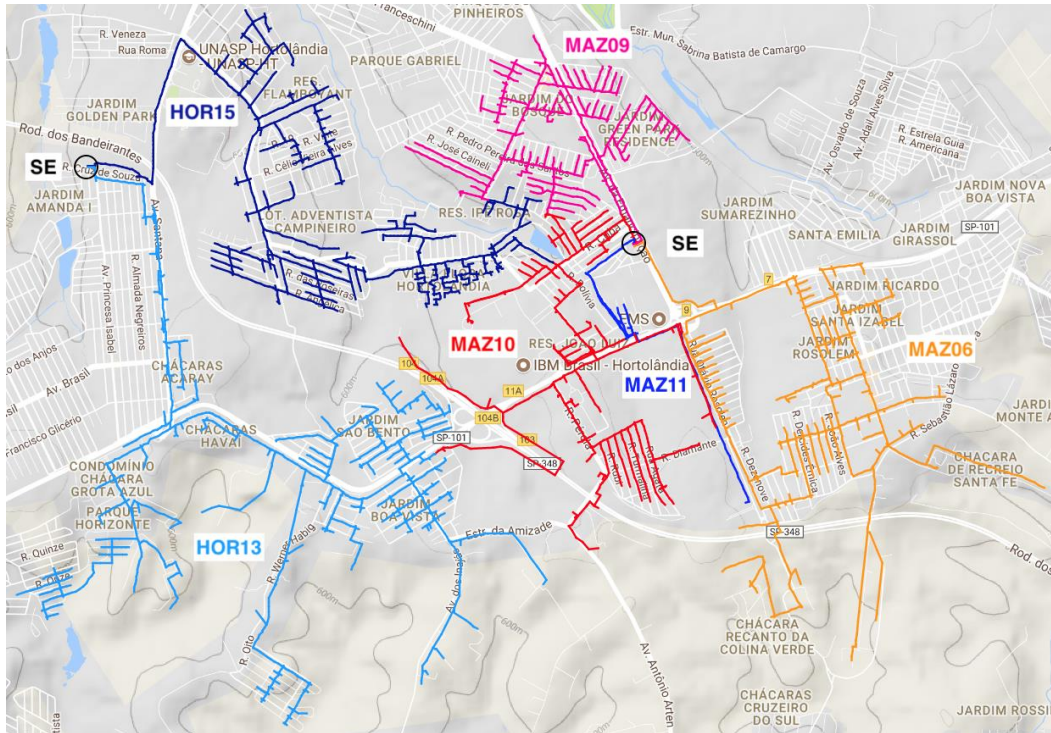
O presente trabalho visa desenvolver uma metodologia que avalie em um sistema de distribuição de energia real quais as chaves seccionadoras devem prioritariamente passar a ser telecomandadas. Para tal será utilizado uma ferramenta já desenvolvida em um projeto de pesquisa anterior (OLIVA, 2017). Tal ferramenta indica a ordem de chaveamento mais adequada para a recomposição do sistema de distribuição de energia em caso de faltas.

3.1 ALIMENTADOR EM ESTUDO

Foi recebido de uma distribuidora de energia do estado de São Paulo arquivos contendo diversas informações da rede de distribuição como posicionamento de cada ramo (início e fim), posicionamento de chaves seccionadoras (manuais ou telecomandadas), posicionamento de religadores, posicionamento de banco de capacitores, posicionamento de chaves-fusível, limites operacionais de corrente, capacidade de carga no caso dos transformadores. Com essas informações foi montado um banco de dados MySQL.

Como já citado anteriormente, este trabalho é a continuação do trabalho realizado por Oliva (2017). O alimentador o qual será analisado é a rede MAZ10 a qual faz parte de um sistema de distribuição de energia elétrica do interior de São Paulo. A Figura 5 apresenta o alimentador MAZ10 e seus 5 alimentadores vizinhos, MAZ06, MAZ09, MAZ011, HOR13 e HOR15. Sendo MAZ06, MAZ09 e MAZ11 pertencentes a mesma subestação (SE MAZ) enquanto HOR13 e HOR15 são pertencentes a outra subestação vizinha (SE HOR).

Figura 5 - Rede de distribuição radial de referência



Fonte: Oliva (2017)

3.2 MODELAGEM DA REDE

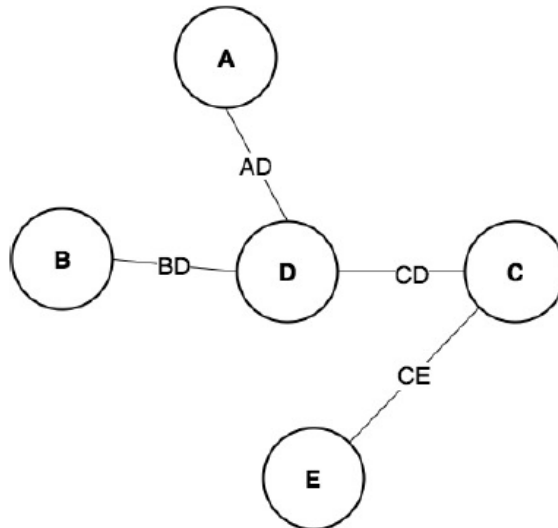
Acessando o banco de dados, o qual contém informações da RD, e desenvolvendo uma rotina em C foi possível modelar a rede de distribuição por meio de vértices (coordenadas georreferenciadas em comum) e arestas (começo e fim de cada ramo). Oliva (2017) utilizou-se também da teoria de grafos, a qual representa as funções e relações entre os elementos da rede de distribuição, para validação e melhor compreensão dos resultados.

Um grafo é um conjunto formado por vértices e pares de vértices, que são chamados de arestas. Assim, um grafo representa conexões entre pares de vértices, ou objetos. Alguns autores usam a terminologia “nós” para vértices e “arcos” ou “laços” para arestas (GOODRICH; TAMASSIA, 2015).

Para o modelo computacional foi utilizada lista de adjacências. Nas chamadas listas de adjacências, cada vértice armazena as chamadas listas de adjacências, que representam todas as arestas incidentes de tal vértice (GOODRICH; TAMASSIA, 2015).

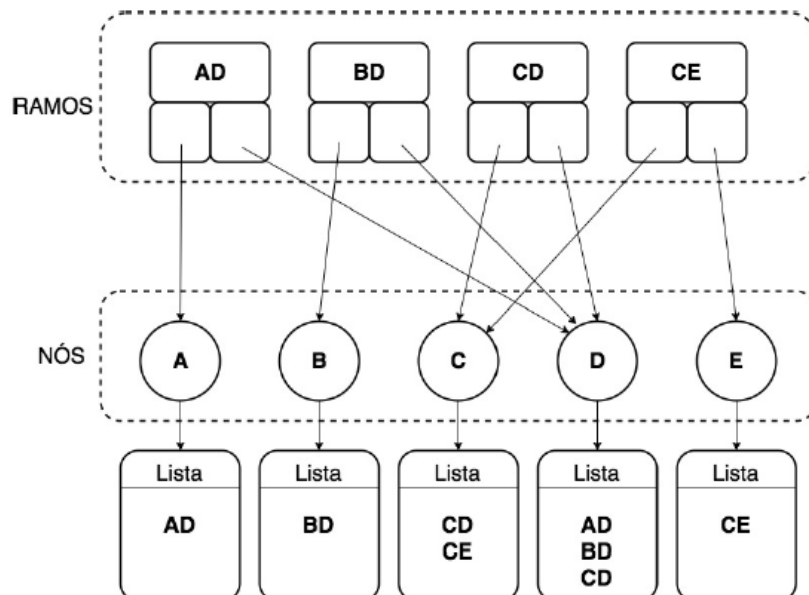
Nas Figuras 6 e 7 pode-se observar a representação de um trecho da rede por grafos e por lista de adjacências, respectivamente.

Figura 6 - Representação de um trecho da RD por grafos



Fonte: Oliva, Aranha Neto e Szekoski (2017)

Figura 7 - Representação de um trecho da RD por lista de adjacências



Fonte: Oliva, Aranha Neto e Szekoski (2017)

3.3 FLUXO DE POTÊNCIA

O método utilizado para cálculo de fluxo de potência é o método do somatório das potências (MSP) sendo consideradas algumas simplificações, sistema trifásico equilibrado e todas as cargas modeladas para potência constante. O MSP é um método de varredura baseado em um equivalente elétrico e na eliminação dos ângulos de fase da tensão nas equações solucionadas, e tem por objetivo a obtenção do nível de carregamento, os estados de tensão e corrente em regime permanente, e as perdas elétricas de um sistema de energia. A cada variação de demanda, faz-se necessária uma nova solução do fluxo de carga (ARANHA NETO, 2012).

Sua formulação envolve as seguintes equações:

$$V_R^4 + [2.(P.R + Q.X) - V_S^2].V_R^2 + (P^2 + Q^2).(R^2 + X^2) = 0 \quad (1)$$

$$L_P = R.(P^2 + Q^2) / V_R^2 \quad (2)$$

Sendo que:

V_R = tensão do lado da carga (V);

V_S = tensão do lado do alimentador (V);

P = potência ativa da carga (W);

Q = potência reativa da carga (var);

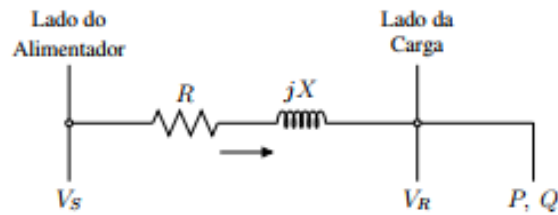
R = resistência elétrica do trecho (Ω);

X = reatância do trecho (Ω);

L_P = perdas elétricas no trecho (W).

A Figura 8 representa o equivalente elétrico por trecho da rede.

Figura 8 - Equivalente elétrico do trecho da rede



Fonte: Oliva, Aranha Neto e Szeskoski (2017)

O fluxo de carga é o maior gargalo na execução do método proposto, tomando mais que 90% do tempo de execução. Ele fornece os dados necessários à função de avaliação e é necessário a cada etapa de uma sequência de manobras. Durante cada execução, o MSP necessita de algumas iterações para convergir, a depender da extensão da rede de distribuição modelada e da complexidade dos elementos presentes (como os bancos de capacitores com estratégias especiais de controle) (OLIVA; ARANHA NETO; SZESKOSKI 2017).

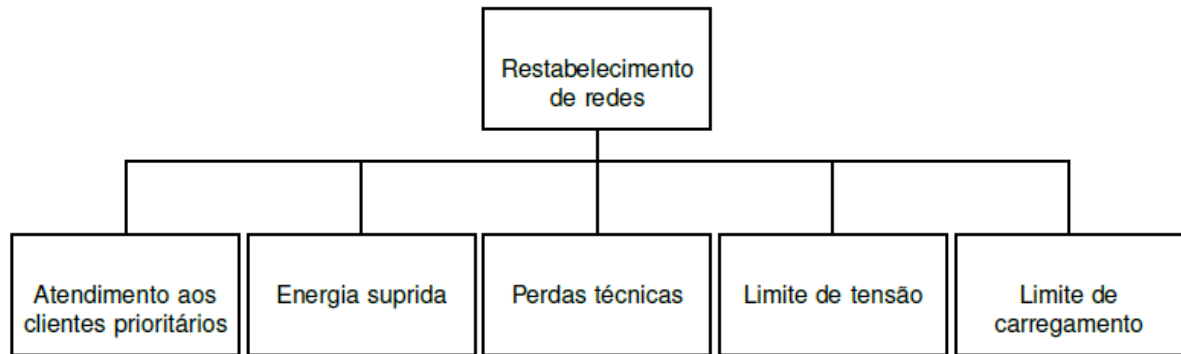
3.4 AVALIAÇÃO MULTICRITÉRIO

O homem sempre tomou decisões em casos que envolviam vários critérios, seja de forma intuitiva ou subconsciente. A avaliação multicritério serve para mensurar e avaliar matematicamente qual decisão é mais vantajosa quando existem vários critérios envolvidos.

No caso em estudo foram elencados os critérios fundamentais, e atribuído escalas para cada um dos critérios, sendo assim, cada cenário apresenta um valor para cada um dos critérios. Após atribuída as escalas de cada critério foram definidos os *trade-offs*, que são obtidos através de uma comparação par a par de quanto um critério é mais importante que outro. E com isso foi possível obter a equação de valor global, que fornece um valor de 0 a 1, onde 0 é o pior cenário e 1 o melhor.

Os critérios fundamentais abordados neste trabalho estão descritos na Figura 9. Seus descritores serão detalhados em seguida.

Figura 9 - Critérios fundamentais



Fonte: Oliva (2017)

3.4.1 ATENDIMENTO DE CLIENTES PRIORITÁRIOS

Alguns clientes da distribuidora têm prioridade para reestabelecimento de energia, segundo a EDP (2018) são elas:

- Estabelecimentos hospitalares, centros de saúde ou entidades que prestem serviços equiparados;
- Forças de segurança e instalações de segurança nacional;
- Bombeiros;
- Proteção civil;
- Equipamentos dedicados à segurança e gestão de tráfego marítimo ou aéreo;
- Instalações penitenciárias;
- Clientes para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependam de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica;
- Clientes que coabitem com pessoas nas condições da alínea anterior.

Para mensurar os níveis de impacto deste critério foi utilizada a seguinte equação:

$$fa = \max\left(0, \frac{N_n \cdot t_{sol} - \sum_{i=1}^n (N_{esp} - N_{i-1}) \cdot t_i}{N_{esp} \cdot t_{sol}}\right) \quad (3)$$

Onde:

fa é o valor da alternativa avaliada no critério de atendimento aos clientes prioritários;
 n é o número de manobras;

i representa cada uma das manobras;
 N_n é o número de clientes prioritários atendidos ao final das manobras;
 N_{i-1} é o número de clientes prioritários atendidos até a manobra anterior;
 N_{esp} é o número máximo de clientes prioritários que podem ser atendidos, consideradas as características da contingência;
 t_i é o tempo de duração da manobra i ;
 t_{sol} é o tempo de solução do defeito, estimado pela equipe de campo.

3.4.2 ENERGIA SUPRIDA

Quanto maior a energia entregue aos consumidores, em relação as condições normais de operação menor é o impacto nos indicadores de continuidade, como já citado na seção 2.1.

Para mensurar os níveis de impacto deste critério foi utilizada a seguinte equação:

$$fb = \max\left(0, \frac{P_n \cdot t_{sol} - \sum_{i=1}^n (P_{esp} - P_{i-1}) \cdot t_i}{P_{esp} \cdot t_{sol}}\right) \quad (4)$$

Onde:

fb é o valor da alternativa avaliada no critério de energia suprida;
 n é o número de manobras;
 i representa cada uma das manobras;
 P_n é a potência ativa fornecida ao final das manobras;
 P_{i-1} é a potência ativa fornecida até a manobra anterior;
 P_{esp} é a máxima potência ativa que pode ser fornecida, consideradas as características da contingência;
 t_i é o tempo de duração da manobra i ;
 t_{sol} é o tempo de solução do defeito, estimado pela equipe de campo.

3.4.3 PERDAS TÉCNICAS

O transporte da energia, seja na transmissão (Rede Básica) ou na distribuição, resulta inevitavelmente em perdas técnicas relacionadas à transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores (efeito joule), perdas nos núcleos dos transformadores, perdas dielétricas etc. (ANEEL, 2018).

As perdas técnicas são inevitáveis em qualquer rede de distribuição no mundo, representando um custo para o setor elétrico. Os valores regulatórios das perdas

técnicas das distribuidoras são calculados pela ANEEL, que observa os níveis eficientes dessas perdas conforme as características da rede elétrica de cada concessionária (ANEEL, 2018).

Segundo Oliva (2017), o principal impacto deste critério para o restabelecimento de rede é o auxílio na seleção do(s) melhor(es) alimentador(es) de socorro, e na definição da chave de manobra a ser aberta para isolar dois deles. Se sua importância em relação aos demais critérios (*trade-off*) for alta, ele passa a restringir as manobras pouco eficientes nos demais critérios.

Para mensurar os níveis de impacto deste critério foram utilizadas as seguintes equações:

$$E_1 = \sum_{i=1}^m P_{(i-1),1} \cdot t_i + P_{m,1} \cdot t_{sol} \quad (5)$$

$$E_x = \sum_{i=1}^m \sum_{j=2}^n (P_{(i-1),j} - Pant_j) \cdot t_i + \sum_{j=2}^n (P_{m,j} - Pant_j) \cdot t_{sol} \quad (6)$$

$$f_c = \max(0, \min(1, \frac{\%perdas_1}{\frac{E_1 + E_x}{E_{s\ 1}}})) \quad (7)$$

Onde:

f_c é o valor da alternativa avaliada no critério de perdas técnicas;

$\%perdas_1$ é o índice percentual de perdas no alimentador do defeito, imediatamente antes da contingência;

E_1 é a energia dissipada em perdas (p.u.) no alimentador do defeito, durante as manobras e solução da contingência;

E_x é a energia adicional dissipada em perdas (p.u.) nos demais alimentadores, durante as manobras e solução da contingência, para o socorro do alimentador 1;

$E_{s\ 1}$ é a energia suprida aos consumidores do alimentador do defeito, durante as manobras e solução da contingência;

$Pant_1$ (%) é o índice de perdas percentuais do alimentador do defeito, imediatamente antes da contingência;

i é o índice da manobra e m é o número de manobras;

j é o índice do alimentador e n é o número de alimentadores envolvidos. O índice 1 denota o alimentador do defeito;

$Pant_j$ é a potência dissipada em perdas (p.u.) pelo alimentador j imediatamente antes da contingência;

$P_{(i-1),j}$ é a potência dissipada em perdas (p.u.) pelo alimentador j após a manobra $(i - 1)$;

t_i é a duração da manobra i ;

t_{sol} é o tempo de solução do defeito, estimado pela equipe de campo;

E_1 é a energia ativa (p.u.) gerada pelo alimentador do defeito durante toda a duração das manobras e solução do defeito.

3.4.4 LIMITE DE TENSÃO

Visando atender os requisitos de qualidade de energia, este critério avalia as tensões nas barras.

Para representar o valor de cada alternativa no critério do limite de tensão, são empregados três níveis de impacto em descritor qualitativo (OLIVA, 2017):

- Bom: quando pelo menos 90% das barras de carga do alimentador do defeito forem mantidas dentro da faixa de tensão normal durante o reparo da rede;
- Satisfatório: quando mais de 10% das barras de carga estiverem em tensão precária, sem nenhuma em faixa crítica;
- Ruim: quando ao menos uma das barras de carga forem submetidas à tensão crítica.

Para mensurar os níveis de impacto deste critério foi utilizada a seguinte equação:

$$f_d = \begin{cases} 0, & B_{crit} > 0; \\ 0,8, & B_{prec} > 10\% \\ 1, & B_{prec} \leq 10\% \end{cases} \quad (8)$$

Onde:

f_d é o valor da alternativa avaliada no critério de limite de tensão;

B_{crit} é o número de barras de carga em tensão crítica ao final das manobras;

B_{prec} é o número de barras de carga em tensão precária ao final das manobras.

3.4.5 LIMITE DE CARREGAMENTO

Este critério visa, principalmente, manter a integridade do sistema. Em casos de sobrecarga, os equipamentos da rede, como transformadores, correm risco de serem danificados, além de gerar um custo de reparo para a distribuidora.

São utilizados três níveis de impacto para o descritor qualitativo do limite de carregamento (OLIVA, 2017):

- Bom: se a sequência de manobras não provoca sobrecarga nas linhas e transformadores envolvidos no problema durante as manobras e o reparo da rede;
- Satisfatório: em caso de sobrecarga de até 20% em pelo menos um deles;
- Ruim: se alguma linha ou transformador for sobrecarregado acima de 20%.

Para mensurar os níveis de impacto deste critério foi utilizada a seguinte equação:

$$f_e = \begin{cases} 0, & LT_{>20\%} + TR_{>20\%} > 0; \\ 0,8, & LT_{>0\%} + TR_{>0\%} > 0; \\ 1, & LT_{>0\%} + TR_{>0\%} == 0; \end{cases} \quad (9)$$

Onde:

f_e é o valor da alternativa avaliada no critério de limite de carregamento;
 $LT_{>20\%}$ é o número de trechos do modelo com sobrecarga acima de 20 %;
 $TR_{>20\%}$ é o número de transformadores com sobrecarga acima de 20 %;
 $LT_{>0\%}$ é o número de trechos do modelo com sobrecarga;
 $TR_{>0\%}$ é o número de transformadores com sobrecarga.

3.4.6 DEFINIÇÃO DE TAXAS DE SUBSTITUIÇÃO (*TRADE-OFFS*)

Para elaborar uma função de avaliação global de modo que todos os critérios sejam levados em consideração é preciso definir taxas de substituição, ou *trade-offs*. Os *trade-offs* representam o quanto um critério é mais importante que outro. O método utilizado para solucionar este problema foi o método AHP – *Analytic Hierarchy Process* (MARINS; SOUZA; BARROS, 2009; SAATY, 1990).

A Tabela 1 apresenta a matriz normalizada de critérios, com o vetor dos *trade-offs* entre eles. A razão de consistência é de 0,0248, dentro do limite considerado adequado de 0,10. O racional por trás da pontuação par a par atribuída aos critérios,

com o auxílio da escala de Saaty (1990), apresentada pela Tabela 2, é o de que o atendimento aos clientes prioritários é a maior preocupação da distribuidora (OLIVA, 2017).

Tabela 1 - Matriz normalizada de critérios

Prioridades	Prioritários	Carregamento	Tensão	Energia suprida	Perdas técnicas	Trade-offs
Atendimento aos clientes prioritários	1,00	1,00	3,00	5,00	9,00	0,38
Limite de carregamento	1,00	1,00	2,00	5,00	7,00	0,34
Limite de tensão	0,33	0,50	1,00	2,00	5,00	0,16
Energia suprida	0,20	0,20	0,50	1,00	5,00	0,09
Perdas técnicas	0,11	0,14	0,20	0,20	1,00	0,03

Fonte: Oliva (2017), adaptado de Saaty (1990)

Tabela 2 - Escala fundamental de números absolutos

Grau de Importância	Definição
1	os atributos contribuem igualmente para o objetivo
3	moderadamente mais importante que o outro
5	fortemente mais importante que o outro
7	muito mais importante que o outro
9	importância maior possível de um sobre o outro
número par	ligeiramente mais importante que o número ímpar anterior
frações	valor recíproco da importância entre eles

Fonte: Oliva (2017), adaptado de Saaty (1990)

3.4.7 FUNÇÃO DE VALOR GLOBAL

A função global de avaliação multicritério se dá pela soma dos produtos entre cada critério e seu respectivo *trade-off*. Logo a equação global que representa a avaliação multicritério é:

$$f_{aval} = 0,38.f_a + 0,09.f_b + 0,03.f_c + 0,16.f_d + 0,34.f_e \quad (10)$$

Onde:

f_{aval} é o valor global da alternativa de acordo com o modelo construído;

f_a é o valor no critério de atendimento aos clientes prioritários;

f_b é o valor no critério de energia suprida;

f_c é o valor no critério de perdas técnicas;

f_d é o valor no critério de limite de tensão;

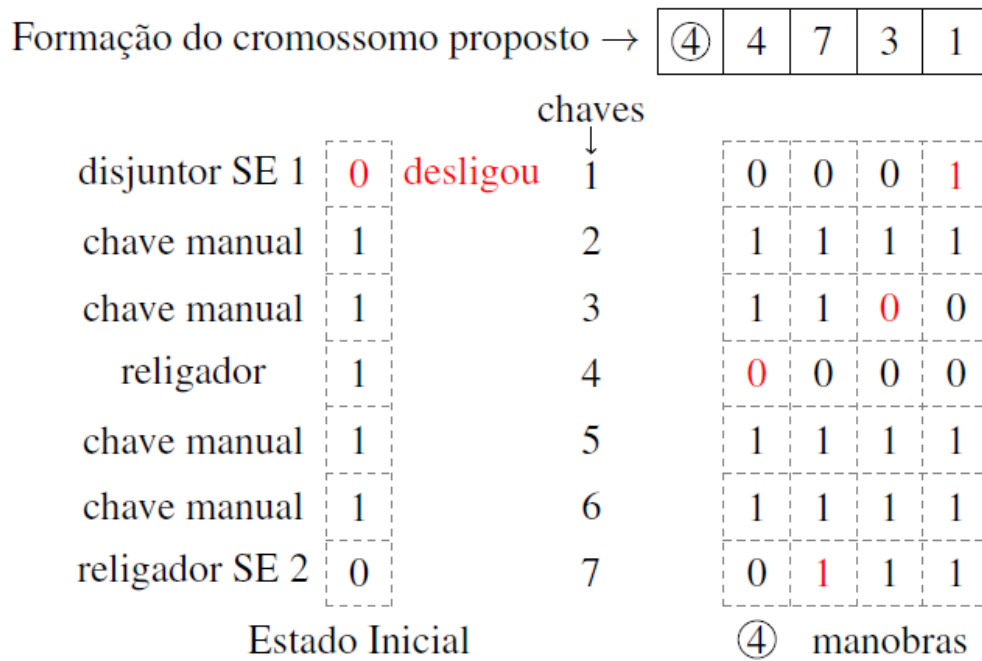
f_e é o valor no critério de limite de carregamento.

3.4.8 OTIMIZAÇÃO DA RECONFIGURAÇÃO

De acordo com Torres et al. (2016), existem diversas propostas de otimização para o restabelecimento das RDs, sendo mais comuns as baseadas em técnicas meta-heurísticas (58,7%), pois são capazes de lidar melhor com as características discretas, não-lineares e não-diferenciáveis do problema. Neste trabalho a otimização foi realizada por meio de Algoritmos Genéticos (AG), os quais são utilizados em casos onde algoritmos lineares são extremamente lentos ou incapazes de resolver o problema (LINDEN 2012).

Os trabalhos tratam, em geral, do estado da rede ao final das manobras e não da sequência de manobras necessárias, ou o sequenciamento é decidido à posteriori, uma vez definidas as chaves participantes da solução. Isto impede a obtenção de uma solução que utilize mais de uma vez a mesma chave, o que pode ser a melhor solução (OLIVA; ARANHA NETO; SZESKOSKI, 2017). O cromossomo proposto pode ser melhor entendido na Figura 10.

Figura 10 - Representação do cromossomo do AG proposto



Fonte: Oliva, Aranha Neto e Szeskoski (2017)

A Figura 10 representa o cromossomo do Algoritmo Genético proposto, onde o primeiro gene representa o número de manobras para solucionar o problema e os genes seguintes indicam quais chaves devem mudar de estado, a esquerda tem-se os estados iniciais das chaves do sistema.

4 ESTUDO DE CASO

A modelagem deste problema levou em consideração que a probabilidade de que cada cenário ocorra seja a mesma, ou seja, foi considerada a mesma taxa de falha para todos os trechos. Tal simplificação foi necessária pela falta de informação sobre o alimentador estudado, não sendo uma restrição da metodologia.

Os cenários são classificados de acordo com o patamar de carga, tempo estimado de solução do problema e trecho em que ocorre a falha.

4.1 CARACTERÍSTICAS DO ALIMENTADOR

O alimentador em estudo é o MAZ10 que fica no interior de São Paulo. As principais características do alimentador estão apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 - Alimentador MAZ10

Alimentador	MAZ10
Potência	26,6 MVA
Tensão primária	11,9 kV
Tensão de operação	1,05 p.u.

Fonte: Oliva (2017)

Na Tabela 4 pode-se observar a quantidade de cada tipo de consumidor.

Tabela 4 - Consumidores MAZ10

Grupo	Tensão	Classe	Normal	Prioritário
A	MT	Comercial	3	1
		Industrial	4	3
A	BT	Comercial	1	–
B	MT	Comercial	1	–
		Residencial	2	–
B	BT	Comercial	137	–
		Industrial	17	–
		Consumo Próprio	1	–
		Iluminação Pública	6	–
		Poder Público	10	–
		Serviço Público	–	1
		Residencial	3226	–
Total			3408	5

Fonte: Oliva (2017)

4.1.1 CARREGAMENTO DOS TRANSFORMADORES DE ALIMENTADORES VIZINHOS

Outra simplificação adotada é a de valores de carregamento dos transformadores dos alimentadores vizinhos, já que foi fornecido pela distribuidora apenas o carregamento do alimentador no início da falha. Estes valores estão representados na Tabela 5. Assim a distribuição do carregamento total entre os transformadores foi feita através de estimativa própria, com base na capacidade nominal (kVA), e nos fatores de potência e diversidade utilizados para MAZ10 (OLIVA, 2017).

Tabela 5 - Carregamento dos alimentadores vizinhos

Alimentador	Potência Ativa kW	Potência Reativa kvar
MAZ06	2.080	967
MAZ09	3.180	895
MAZ11	782	161
HOR13	2655	811
HOR15	2.469	1.679

Fonte: Oliva (2017)

4.2 PATAMAR DE CARGA

A Tabela 6 apresenta os valores de carregamento total dos transformadores do alimentador MAZ10 estimados pela distribuidora, de acordo com cada patamar de carga.

Tabela 6 - Carregamento dos transformadores do alimentador MAZ10

Patamar	Nome	Período	Carregamento (kW)
1	madrugada	00 – 06 h	6.600
2	manhã	06 – 12 h	8.792
3	tarde	12 – 18 h	8.921
4	horário de pico	18 – 21 h	9.581
5	noite	21 – 24 h	8.023

Fonte: Oliva (2017)

4.3 TEMPO DE SOLUÇÃO DO PROBLEMA

De acordo com o tempo de solução do problema (retomada normal de operação) uma solução pode deixar de ser a mais viável e uma outra passar a ser melhor para o sistema. Sendo assim foram simulados problemas que levam 3 horas, 6 horas, 9 horas e 12 horas.

4.4 PRIMEIRA SIMULAÇÃO

Para indicar quais as chaves devem prioritariamente passar a ser automáticas, foi utilizada a ferramenta supracitada simulando falhas em todos os ramos da rede (96 ramos), como variações no patamar de carga (5 patamares) e com possibilidades de tempo de solução diferentes (4 tempos de solução) totalizando 1920 cenários de falha. Como já mencionado, foi considerado que todo cenário ocorre com a mesma frequência. Foram armazenadas as sequências de chaveamento que solucionam estas contingências de modo que verifique quais chaves manuais serão mais vezes utilizadas. Foi armazenada também a função de valor global de cada sequência de manobra, para que se possa perceber as melhorias.

Feita a primeira simulação foi possível então elaborar a Tabela 7, a qual contém as chaves mais vezes acionadas na simulação supracitada.

Tabela 7 - Chaves mais vezes acionadas no sistema

Chave manual	Número de vezes acionada
977680	245
30237	229
30248	180
452792	170
8996	153

Fonte: Elaboração própria (2018).

Outras chaves não foram testadas pelo fato de o número de vezes que foram acionadas ser muito inferior aos números apresentados na Tabela 7.

Para valorar a composição do alimentador foi então utilizada a equação (11):

$$f_{vala} = \frac{\sum_{i=1}^n f_{vali} \cdot \lambda_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \quad (11)$$

Onde:

f_{vala} representa a valoração global do sistema;

i representa cada cenário possível de falha;

n representa o número de cenários (1920);

f_{vali} representa a valoração das manobras no cenário i ;

λ_i representa a frequência de cada cenário.

Caso fosse fornecido pela distribuidora as frequências de falha de cada cenário, a modelagem do problema ficaria mais precisa, como estes dados não foram fornecidos, foi considerado frequências iguais para cada cenário, logo $\lambda_i = 1$.

Para o sistema, sem automatizar nenhuma das chaves o valor de f_{vala} encontrado foi de 0,920537829.

4.5 SEGUNDA SIMULAÇÃO

Na segunda simulação foi automatizada a chave seccionadora manual “977680” e simuladas as contingências novamente em todos os cenários possíveis e foram armazenados os valores de f_{aval} (9) de cada cenário. Utilizando a equação (10) chega-se a um valor de f_{vala} igual a 0,930421937.

4.6 SIMULAÇÕES SEGUINTE

Nas simulações seguintes, foram automatizadas as outras chaves mais vezes utilizadas de acordo com a Tabela 7. Lembrando que em cada simulação apenas uma das chaves está automatizada e a chave que anteriormente estava automatizada volta ao estado de chave manual. Em cada simulação é armazenado os valores de f_{aval} (9) de cada cenário. Utilizando (11) chegamos a um valor de f_{vala} para cada chave automatizada.

4.7 RESULTADOS

Os valores de f_{vala} de acordo com cada chave automatizada podem ser observados na Tabela 8.

Tabela 8 - Função de valor com chaves automatizadas

Chave automatizada	f_{vala}
Sistema original	0,920537829.
977680	0,930421937
30237	0,921161
30248	0,930659
452792	0,929578
8996	0,923072

Fonte: Elaboração própria (2018).

Consultando a Tabela 8 pode-se constatar que em todos os casos em que as chaves foram automatizadas a função global que avalia o sistema (f_{vala}) apresenta maior valor se comparado com o sistema original.

Comparando os valores da Tabela 8 constata-se que a chave que tem prioridade a ser automatizada é a chave “30248” que apresenta f_{vala} igual a 0,930659 que é o maior valor de f_{vala} entre as chaves automatizadas, seguido da chave “977680” que apresenta valor de f_{vala} igual a 0,930421937.

Sendo assim a chave seccionadora do alimentador MAZ10 que tem prioridade a ser automatizada é a chave “30248” por apresentar maior valor de f_{vala} e consequentemente atender de forma mais eficaz as necessidades da distribuidora.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com o auxílio da ferramenta desenvolvida por Oliva (2017) foi possível indicar num sistema real qual chave tem prioridade de ser automatizada. Entretanto deve-se levar em consideração que algumas simplificações foram feitas para que o problema pudesse ser modelado. Como por exemplo o valor de λ_i utilizado em (11) que foi utilizado 1 pelo fato de a distribuidora não ter fornecido a frequência de falha em cada ramo. Utilizando dados mais precisos, este seria um bom método caso a distribuidora quisesse tornar seu sistema mais automatizado.

O tempo de processamento de cada simulação do sistema é relativamente alto, chegando a demorar cerca de 12 horas, podendo variar muito de acordo com a capacidade de processamento do computador. Neste trabalho, o computador utilizado possui um processador Intel® Core™ i7-5500U @ 2,4 GHz, 8Gb de memória RAM, sistema operacional Windows 10, sendo que foi emulado o sistema operacional Linux (Ubuntu), onde foram realizadas todas as simulações. O alto tempo de processamento não é um problema para este problema, pois o planejamento para automatizar uma chave seccionadora não exige que o resultado seja imediato.

Com a execução deste trabalho e com a implementação da ferramenta computacional consegue-se avaliar o custo benefício da automatização das chaves manuais, definindo quantas e quais devem ser automatizadas. Com isso, tanto os consumidores serão beneficiados, uma vez que terão um sistema mais estável e confiável, como a concessionária de distribuição, que irá dispor de um sistema mais automatizado, reduzindo custo com deslocamento de equipe e a redução das compensações financeiras pagas por violação dos indicadores de continuidade.

5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Alguns pontos não explorados nessa pesquisa podem ser abordados em trabalhos futuros, como por exemplo caso a distribuidora tenha recursos para comprar duas chaves automáticas, poderá realizar combinações dois a dois ou três a três de chaves a serem automatizadas para solucionar este problema com as simulações sendo então valoradas as novas sequências de manobras e analisadas as melhorias.

Outra abordagem a ser feita em possíveis trabalhos futuros é a possibilidade de verificar se as chaves automáticas já instaladas estão no melhor local possível. Para isso, na simulação, deve-se transformar as chaves automáticas em manuais e repetir a abordagem utilizada neste trabalho, verificando se as chaves que são automáticas realmente teriam prioridade de ser automáticas caso não fossem.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Indicadores de continuidade**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 03 out. 2017.

_____. **Perdas de energia**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10 nov. 2018.

ARANHA NETO, E. A. C. **Metodologia Probabilística para a Estimação de Perdas Técnicas e Comerciais em Alimentadores de Sistemas de Distribuição**. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2012.

ARTECHE. **Religador tripolar 36KV**. Disponível em: <<https://www.artech.com/pt/produutos/religador-tripolar-36kv>>. Acesso em: 12 out. 2017.

CÉSPEDES, R. New Method for The Analysis of Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 5, p. 391-396, 1990.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG. **O que são as redes inteligentes de energia?** Disponível em: <<http://www.cemig.com.br>>. Acesso em 7 out. 2017.

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA LUZ – CPFL. **Sistema RESA (Religamento Seletivo de Alimentadores 15 KV) - A implementação, na CPFL, de uma lógica de religamento automático com utilização de chaves telecomandadas**. Disponível em: <<http://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/01/Sistema-RESAReligamento-Seletivo-de-Alimentadores-155kV-A-implementa%C3%A7%C3%A3o-na-CPFL-de-uma-l%C3%B3gica-de-religamento-automatico-com-utiliza%C3%A7%C3%A3o-de-chaves-telecomandadas.pdf>>. Acesso em: 12 out. 2017.

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA LUZ – CPFL. **Smart grid, o que é?** Disponível em: <<http://www.cpf.com.br>>. Acesso: 7 out. 2017.

EDP DISTRIBUIÇÃO. **Clientes com necessidades especiais e Clientes Prioritários**. Disponível em: <https://www.edpdistribuicao.pt/pt/qualidade/Natureza_Comercial/Pages/ClientescomnecessidadesespeciaisClientesPriorit%C3%A1rios.aspx>. Acesso: 10 nov. 2018.

ELIPSE. **Elipse Self-Healing agiliza a recomposição do sistema de energia da CEMAR**. Disponível em: <<https://www.elipse.com.br/case/solucao-self-healing-da-elipse-software-agiliza-a-recomposicao-do-sistema-de-energia-da-cemar/>>. Acesso: 14 out. 2017.

GOODRICH, Michael T.; TAMASSIA, Roberto. **Algorithm Design and Applications**. United States of America: Wiley, 2015. 784 p.

LINDEN, R. **Algoritmos genéticos**. 3. ed. Rio de Janeiro: Ciência Moderna, 2012.

MARINS, C. S.; SOUZA, D. O.; BARROS, M. S. O Uso do Método de Análise Hierárquica (AHP) na Tomada de Decisões Gerenciais: Um Estudo de Caso. **XLI Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**, p. 1778–1788, 2009.

OLIVA, Neimar de Almeida. **Inteligência Artificial Aplicada à Avaliação de Operadores de Redes de Distribuição**. 2017. 123 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Dae, Instituto Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017.

OLIVA, Neimar de Almeida; ARANHA NETO, Edison Antonio Cardoso; SZESKOSKI, Leocardia. **Inteligência Artificial Aplicada à Avaliação de Operadores de Redes de Distribuição**. Florianópolis, 2017. p. 30-39.

LEÃO, Ruth. **Distribuição de Energia Elétrica. Capítulo 4**. Disponível em: <http://joinville.ifsc.edu.br/~edsonh/Repositorio/PIP-Projeto_e_Instalacoes_Eletricas_Prediais/Material%20de%20Aula/Parte_I_GTD/Complemento/IVDistribuicao.pdf>. Acesso em: 10 out. 2017.

S&C ELETRIC COMPANY. **Sistemas de seccionamento SCADA MATE**. Disponível em: <<http://www.sandc.com/pt/produtos-e-servicos/produtos/sistemas-de-seccionamento-scada-mate>>. Acesso 12 out. 2017.

SAATY, T. L. How to make decision: the analytic hierarchy process. **European Journal of Operational Research**, v. 48, n. 1, p. 9-26, 1990.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES – SEL. **Exemplos de automação em sistemas de supervisão e controle de subestações e redes de distribuição**. 2010, p. 54-60.

SPERANDIO, M. **Planejamento da Automação de Sistemas de Manobra em Redes de Distribuição**. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, dez. 2008.

TORRES, V. R. C.; ENCARNAÇÃO, L. F.; FARDIN, J. F.; DONADEL, C. B.; FIOROTTI, R. Reconfiguração ótima da rede de distribuição: Metodologias e desafios. **III Congresso de Las Americas de Distribución Eléctrica**, Córdoba, 2016.