



**FACULDADE COMUNITÁRIA DE JOÃO MONLEVADE  
INSTITUTO ENSINAR BRASIL - REDE DOCTUM DE ENSINO**

**RESTAURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA:  
A ALOCAÇÃO DE CHAVES PARA MINIMIZAÇÃO DAS PERDAS E DA  
FREQUÊNCIA DE INTERRUPÇÃO (FEC)**

**Hugo Figueiredo Fonseca  
Hugo Rechel Gonçalves**

**João Monlevade  
2019**

**Hugo Figueiredo Fonseca**

**Hugo Rechel Gonçalves**

**RESTAURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA:  
A ALOCAÇÃO DE CHAVES PARA MINIMIZAÇÃO DAS PERDAS E DA  
FREQUÊNCIA DE INTERRUPÇÃO (FEC)**

**Projeto de trabalho de conclusão de curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Rede Doctum de Ensino de João Monlevade, como Bacharel em Engenharia Elétrica. Orientado pelo Prof. D. Sc. Thais de Fatima Araújo Silva.**

**João Monlevade**

**2019**



**FACULDADE DOCTUM DE JOÃO MONLEVADE**

O Trabalho de Conclusão de Curso intitulado: RESTAURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: A ALOCAÇÃO DE CHAVES PARAMINIMIZAÇÃO DAS PERDAS E DA FREQUÊNCIA DE INTERRUPÇÃO (FEC), elaborado pelo aluno HUGO RECHEL GONLÇAVES foi aprovado por todos os membros da Banca Examinadora e aceito pelo curso de Engenharia Elétrica da Faculdade Doctum de João Monlevade, como requisito parcial da obtenção do título de

**BACHAREL EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

João Monlevade, 13 de dezembro 2019

Thaís de F. Araújo Silva  
Prof. Dr. Thaís de Fátima Araújo Silva

Bráulio Frances Barcelos  
Bráulio Frances Barcelos

Henrique de Sá Lopes  
Henrique de Sá Lopes



**FACULDADE DOCTUM DE JOÃO MONLEVADE**

O Trabalho de Conclusão de Curso intitulado: RESTAURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: A ALOCAÇÃO DE CHAVES PARAMINIMIZAÇÃO DAS PERDAS E DA FREQUÊNCIA DE INTERRUPÇÃO (FEC), elaborado pelo aluno HUGO FIGUEIREDO FONSECA foi aprovado por todos os membros da Banca Examinadora e aceito pelo curso de Engenharia Elétrica da Faculdade Doctum de João Monlevade, como requisito parcial da obtenção do título de

**BACHAREL EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

João Monlevade, 13 de dezembro 2019

Thaís de F. Araújo Silva  
Prof. Dr. Thaís de Fátima Araújo Silva

Bráulio Frances Barcelos  
Bráulio Frances Barcelos

Henrique de Sá Lopes  
Henrique de Sá Lopes

## AGRADECIMENTOS

Eu Hugo Figueredo Fonseca dedico a meus pais Paulo e Terezinha, um eterno obrigado, por se sacrificarem, dedicarem e abdicarem de tempo e de muitos projetos pessoais para que eu tivesse a oportunidade de estudar e ter uma boa formação profissional e pessoal. Devo tudo a vocês, e sinto orgulho por nunca desistirem e sempre me apoiarem em todas ocasiões. A meu irmão Tavim por estar presente. A meus avós Laudelino e Piu (Memória) pelas lições de vida e me mostrar que não há ninguém que tenha conseguido sucesso sem acreditar em si mesmo. A minha madrinha Celina pelos conselhos e ensinamentos. A meus padrinhos Laumar e Sergio pelos conselhos e farras. A Família Figueiredo e Fonseca pelo apoio e ensinamentos. Aos amigos da Sparta pelos anos de farras e aos amigos de infância por estarmos sempre juntos.

Eu Hugo Rechel Gonçalves agradeço a todos que contribuíram para a realização desse sonho. Gostaria de agradecer primeiramente a Deus, que me deu força espiritual para chegar onde eu estou. Agradeço a Deus também pelos obstáculos colocados em meu caminho durante essa jornada, foram as vitórias alcançadas nessas dificuldades que me deram mais força de vontade de chegar ao fim. Agradeço a minha família, em especial a minha mãe Mirlene por todo o apoio e dedicação; ao meu pai Vandeir por me proporcionar condições para que esse sonho fosse realizado, além de todo o incentivo. Agradeço ao apoio dos meus irmãos que permearam a minha trajetória. Agradeço a minha namorada por todo o apoio e por me ajudar a levantar nos dias difíceis. Agradeço também aos meus amigos e aos meus colegas de faculdade, com vocês aprendi a lutar cada dia mais. A todos muito obrigado por acreditarem no meu sucesso.

## RESUMO

O grande número de interrupções nos sistemas elétricos de potência ocorre por consequência de falhas ou faltas nas redes de distribuição. Devido a essas ocorrências de falhas e faltas, a ANEEL define e fiscaliza os indicadores de confiabilidade, de modo a avaliar a qualidade do fornecimento de energia. Desta forma, a violação dos limites estabelecidos pode resultar em multas com grande significância para as empresas distribuidoras de energia elétrica. O presente trabalho propõe a otimização da rede de distribuição por meio de um problema multiobjetivo, a função objetivo busca minimizar as perdas e a frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC). Além disso, há restrições que implicam diretamente na obtenção da solução para o problema, o fluxo de potência e ainda os valores máximos e mínimos de tensão nas barras de carga do sistema de distribuição. Neste sentido, esta monografia apresenta uma técnica de otimização utilizada para resolução do problema baseada na metaheurística de Otimização por Nuvem de Partículas (PSO). Através dessa técnica, foram obtidas soluções de reconfiguração da rede de distribuição. Tendo como intuito demonstrar a eficácia do presente trabalho, realizaram-se testes em um sistema de 33 barras da IEEE, que evidenciaram 4 resultados de reconfigurações diferentes onde a melhor reconfiguração atingiu a redução de 50,81 quilowatts (KW) das perdas e do FEC.

**Palavras-chave:** Restauração de redes elétricas. Problema multiobjetivo. FEC. Restrições. PSO.

## ABSTRACT

The large number of interruptions in power systems is due to failures or faults in the distribution grids. Due to these occurrences of failures and faults, ANEEL defines and oversees the reliability indicators in order to evaluate the quality of the power supply. Thus, violation of the established limits may result in fines of great significance to the electricity distribution companies. The present work proposes the optimization of the distribution network through a multiobjective problem, the objective function seeks to minimize losses and the equivalent frequency of interruption per consumer unit (FEC). In addition, there are restrictions that directly imply in obtaining the solution to the problem, the power flow as well as the maximum and minimum voltage values in the load bars of the distribution system. In this sense, this monograph presents an optimization technique used to solve the problem based on the Particle Cloud Optimization (PSO) metaheuristic. Through this technique, distribution network reconfiguration solutions were obtained. In order to demonstrate the effectiveness of the present work, tests were performed on an IEEE 33-bar system, which showed 4 different reconfiguration results where the best reconfiguration achieved a reduction of 50.81 kilowatts (KW) of losses and FEC.

Keywords: Restoration of electrical networks. Fine objective problem. FEC. Restrictions. PSO.

## LISTAS DE FIGURAS

Figura 1- Sistema brasileiro fornecimento de energia .....	19
Figura 2 - Subestação .....	21
Figura 3 - Circuito equivalente de uma linha curta.....	21
Figura 4 – Transformador trifásico .....	22
Figura 5 - Disjuntores .....	23
Figura 6 - Religador.....	24
Figura 7 – Chaves seccionadoras.....	24
Figura 8 – Chaves de manobra .....	25
Figura 9- Tipos de topologias da rede de distribuição .....	26
Figura 10 - Etapas da restauração da rede de distribuição.....	31
Figura 11 – Empresas de fornecimento de energia da região sudeste .....	36
Figura 12- Técnicas de otimização da rede de distribuição .....	46
Figura 13- Etapas dos estados de restauração da rede de distribuição .....	47
Figura 14 - Detecção do alimento .....	48
Figura 15 – Formação da trilha de feromônios .....	49
Figura 16 – Melhor caminho encontrado .....	49
Figura 17 - Representação geométrica de um Grafo. ....	50
Figura 18 – Fluxograma de execução.....	64
Figura 19 - Rede primaria radial.....	66
Figura 20 - Trechos desconexos.....	68
Figura 21 – Trechos em malhas.....	68
Figura 22 - Subsistema para cálculo de corrente de carga .....	70
Figura 23 - Sistema exemplo 4 barras .....	70
Figura 24 - Subsistema para cálculo de tensão nas barras .....	71
Figura 25 - Fluxograma do método de varredura.....	72
Figura 26 - Sistema de 33 barras.....	73
Figura 27 - Simulação 1.....	76
Figura 28 - Simulação 2.....	76



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valor pago por transgressão dos indicadores de continuidade .....	37
Tabela 2 - Índices da CEMIG 2018.....	37
Tabela 3 – Indicadores de continuidade de João Monlevade .....	38
Tabela 4 – Outros indicadores de continuidade urbanos.....	38
Tabela 5 – Outros indicadores de continuidade não urbanos.....	39
Tabela 6 – Parâmetros iniciais .....	74
Tabela 7 – Parâmetros base.....	75
Tabela 8 – Valores das perdas.....	75
Tabela 9 – Dados do sistema 33 barras .....	86
Tabela 10 – Simulação 1 .....	87
Tabela 11 – Simulação 2 .....	87
Tabela 12 – Simulação 3.....	87
Tabela 13 – Simulação 4.....	87
Tabela 14 - Simulação 5.....	88
Tabela 15 - Simulação 6.....	88
Tabela 16 - Simulação 7.....	89
Tabela 17 - Simulação 8.....	89
Tabela 18 - Simulação 9.....	89
Tabela 19 - Simulação 10.....	90
Tabela 20 - Simulação 11.....	90
Tabela 21 - Simulação 12.....	90
Tabela 22 - Simulação 13.....	91
Tabela 23 - Simulação 14.....	91
Tabela 24 - Simulação 15.....	91
Tabela 25 - Simulação 16.....	92
Tabela 26 - Simulação 17.....	92
Tabela 27 - Simulação 18.....	92
Tabela 28 - Simulação 19.....	93
Tabela 29 - Simulação 20.....	93
Tabela 30 - Simulação 21.....	93
Tabela 31 - Simulação 22.....	94

Tabela 32 - Simulação 23.....	94
Tabela 33 - Simulação 24.....	94
Tabela 34 - Simulação 25.....	95
Tabela 35 - Simulação 26.....	95
Tabela 36 - Simulação 27.....	95
Tabela 37 - Simulação 28.....	96
Tabela 38 - Simulação 29.....	96
Tabela 39 - Simulação 30.....	96

**LISTA DE QUADROS**

Quadro 1 – Modelos matemáticos.....	49
Quadro 2 – Algoritmos de solução.....	50
Quadro 3 – Trechos da rede.....	61
Quadro 4 – Trechos da rede ordenados.....	61

## LISTA DE ABREVIATURAS

ACO - Ant Colony Optimization  
AHC - Algoritmo Heurístico Construtivo  
AM - Algoritmo Memético  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
BTR - Busca Tabu Reativa  
BVNS - Basic Variable Neighborhood Search  
CENELEC – Comitê Europeu para Padronização Eletrotécnica  
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  
END - Energia Não Distribuída  
ENS - Energia Não Suprida Esperada  
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora  
FIC - Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora  
GRASP – Procedimento ágil de pesquisa adaptativa aleatória  
IEEE - Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos  
KV – Quilovolt  
KVA<sub>r</sub> – Quilovolt Amperes reativo  
KW- Quilowatt  
LCK - Lei das Correntes de Kirchhoff  
LKT - Lei das Tensões de Kirchhoff  
LT - Linhas de Transmissão  
NA - Normalmente Aberto  
NF – Normalmente Fechado  
PAC - Problema de Alocação de Chaves  
PCSOIM - Programação Cônica de Segunda Ordem Inteira Mista  
PNLIM - Problema Não Linear Inteiro Misto  
PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico  
PRSD - Problema de Restauração em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Radiais

PSO – Otimização por Nuvens de Partículas

QEE – Qualidade da Energia Elétrica

REI - Rede Elétrica Inteligente

RSD - Reconfiguração do Sistema de Distribuição

RSDEE - Reconfiguração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica

SDEE - Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

SFE - Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade

SIN - Sistema Interligado Nacional

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>15</b>
<b>2 OBJETIVOS.....</b>	<b>17</b>
2.1 Objetivo geral.....	17
2.2 Objetivos específicos.....	17
<b>3 METODOLOGIA E PROCEDIMENTOS TÉCNICOS DE PESQUISA.....</b>	<b>18</b>
<b>4 REFERENCIAL TEÓRICO.....</b>	<b>18</b>
4.1 Conceitos gerais de redes de distribuição de energia elétrica.....	19
4.2 Modelagem de Carga.....	27
4.2.1 Carga de potência constante com a tensão.....	27
4.2.2 Carga de corrente constante com a tensão.....	28
4.2.3 Carga de impedância constante com a tensão.....	28
4.2.4 Cargas constituídas por composição dos modelos anteriores.....	29
4.3 Smart grids.....	29
4.4 Restauração de redes de distribuição de energia.....	30
4.5 Indicadores de qualidade.....	32
4.5.1 Indicadores de continuidade individuais.....	33
4.5.2 Indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras.....	34
4.5.3 ENS - Energia não suprida esperada.....	35
4.5.4 Análise dos indicadores de continuidade.....	35
4.6 Fluxo de potência.....	39
<b>5 MODELOS MATEMÁTICOS E ALGORITMOS UTILIZADOS NA RESTAURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....</b>	<b>41</b>
5.1 Modelo matemático.....	41
5.2 Algoritmos.....	45
5.2.1 ACO.....	48
5.2.2 Teoria de Grafos.....	50
5.2.3 PSO.....	51
5.2.4 GRASP.....	51
5.3 Conclusões parciais.....	53
<b>6 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO.....</b>	<b>55</b>
6.1 MODELO MATEMÁTICO.....	55
<b>7 ALGORITMOS.....</b>	<b>57</b>

<b>7.1 Grasp.....</b>	<b>57</b>
<b>7.2 PSO.....</b>	<b>60</b>
<b>7.3 Conclusões parciais.....</b>	<b>63</b>
<b>7.4 Fluxo de Potência.....</b>	<b>64</b>
7.4.1 Ordenação da rede.....	65
7.4.2 Método de Varredura.....	69
7.4.3 Processo Backward.....	69
7.4.4 Processo Forward.....	71
<b>8 RESULTADOS E ANÁLISES.....</b>	<b>73</b>
<b>9 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>77</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>79</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica está presente no dia a dia das pessoas, no trabalho, nas ruas e em casa, trazendo inúmeros benefícios e conforto, ou seja, todas as pessoas são totalmente dependentes de energia para viver. Desta forma, é natural que seu processo de fornecimento de energia tenha cobranças relacionadas a qualidade e qualquer interrupção no fornecimento de energia implicará em transtornos e consequências. Devido à crescente demanda de energia, tornou-se necessário para as empresas do setor de distribuição de energia se readequarem as normas impostas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) para melhorar a qualidade de seu produto e serviços, além de assegurar os índices de confiabilidade para seus clientes. De acordo com a regulamentação do setor elétrico, definiram-se padrões de qualidade que limitam as falhas e faltas ocorridas no sistema de distribuição da energia elétrica. Uma vez que as empresas de fornecimento de energia estão sujeitas a multas no caso de ultrapassarem ou não atingem os parâmetros impostos, sendo assim devem se readequar aos mesmos. A fiscalização dos serviços de distribuição é realizada pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE), além de prestar orientações as empresas distribuidoras na readequação da prestação de serviço.

A intitulada interrupção na distribuição de energia elétrica é caracterizada pela redução da tensão nominal que tende ao nível extremo igual a zero. De forma que há um nível mínimo no fornecimento de energia em relação a energia contratada. De acordo com a Aneel (2005), valores abaixo de 10% do valor de tensão contratado já é considerado como interrupção. Dentre as causas das interrupções se englobam as falhas e faltas. As falhas se distinguem por efeitos naturais, como descargas atmosféricas, que incidem nas redes de distribuição e também os efeitos de curto circuito que são variações extremas de tensão que podem ser causadas por diversos fatores, como queda de materiais na linha de distribuição, acidentes de trânsito que envolvem colisões em postes e até mesmo por atos de depredação. As faltas se aplicam a fenômenos inesperados que impossibilitam o funcionamento total ou parcial da rede de distribuição (MORETO, 2005). Define-se que há dois tipos de interrupção causados pelas faltas, a interrupção curta (transitória) onde o tempo da falta de fornecimento de energia é temporário e não ultrapassa 3 minutos, como contato momentâneo entre condutores, descarga atmosférica, isolamento precária do cabeamento; e interrupções longas (permanente), que comumente demanda-se



alguma intervenção para que o fornecimento de energia volte a funcionar normalmente. As interrupções permanentes podem ser causadas por diversos fatores, como falha de disjuntores, queima de equipamentos por sobrecargas, variação da frequência entre outros causadores.

Diante a esse problema, o sistema elétrico de potência, em especial o de distribuição, passa por grandes transformações estruturais incorporadas às novas tecnologias tanto na automação de processos quanto no sistema de comunicação de redes, de forma a permitir uma maior confiabilidade, eficiência e segurança, incorporando as novas concepções de Redes Elétricas Inteligentes (REI) traduzidas do inglês *Smart Grids*. O *Smart Grid*, é um conceito muito amplo, reunindo aplicações em diversas áreas do setor de energia como: eficiência energética, fontes renováveis, gerações distribuídas, monitoramento eletrônico, automação de redes, qualidade de energia, segurança entre outros temas que ainda englobam a área de energia. A REI pode ser compreendida como a rede elétrica que utiliza tecnologia digital avançada para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade em tempo real com fluxo de energia e de informações bidirecionais entre o sistema de fornecimento de energia e o cliente final (CGEE, 2012). As novas tecnologias digitais avançadas, permitem com que se tenha operações em tempo real na rede, de forma a ter um planejamento da expansão e operação de equipamentos dependendo da sua localização.

Nesse contexto, se enquadra o projeto de restauração de redes de distribuição tratado na presente monografia, que tem como objetivo a alteração da rede através de acionamentos das chaves (fechamento e abertura), com o intuito de modificar os segmentos da rede, minimizando tanto as perdas elétricas como o FEC em casos de ocorrências de surtos ou defeitos na rede. A reconfiguração pode proporcionar maior autonomia para que o sistema seja reestabelecido em menor tempo e com maior precisão, para que reduza as perdas de energia e custos do sistema e aumente a segurança e confiabilidade. A restauração do sistema de distribuição, é uma funcionalidade primária do setor de energia, sendo tratada tanto no contexto da operação em tempo real quanto no planejamento da expansão e manutenção do sistema de distribuição (LÓPEZ *et al.*, 2017). A restauração das redes de distribuição é executada através de comandos de abrir (normalmente fechado – NF) e fechar (normalmente aberto – NA), estas chaves de interconexões estão localizadas em pontos estratégicos mantendo o modelo radial de alimentação. As chaves

seccionadoras podem ser utilizadas tanto para isolamento de uma falta ou falha, para manutenção assim como para reconfiguração e restauração da rede de distribuição.

## **2 OBJETIVOS**

Os objetivos têm como base a problematização do tema. O objetivo geral evidencia a ideia central do trabalho, enquanto os objetivos específicos definem detalhadamente o que se pretende alcançar com a realização da monografia.

### **2.1 Objetivo geral**

O presente trabalho tem como objetivo geral realizar com base em um levantamento bibliográfico o desenvolvimento de uma proposta de modelo matemático para restauração de sistemas de distribuição de energia elétrica que visa a diminuição das perdas de potência, do FEC e o número de clientes afetados pela falta de energia.

### **2.2 Objetivos específicos**

- a) Fazer uma revisão bibliográfica sobre as características do sistema de distribuição, modelos matemáticos e algoritmos utilizados para a restauração dos componentes da rede de distribuição;
- b) Fazer uma análise entre os artigos para uma comparação dos modelos matemáticos e algoritmos mais utilizados atualmente, técnicas de otimização que indicam as principais características aplicados ao problema de restauração;
- c) Desenvolver um modelo matemático que represente o processo de restauração de forma a melhorar os índices de qualidade como o número mínimo de consumidores afetados pela ausência de energia, número máximo de chaveamentos e minimização das perdas;
- d) Avaliar o modelo matemático através de simulações utilizando o Matlab e através de dados de alimentadores de distribuição disponibilizados na literatura, como por exemplo a base de dados de sistemas de distribuição do INSTITUTO DE ENGENHEIROS ELETRICISTAS E ELETRÔNICOS (IEEE), como o de 33 barras.

### **3 METODOLOGIA E PROCEDIMENTOS TÉCNICOS DE PESQUISA**

De acordo com Silva (2006, p. 13) “entende-se metodologia como o estudo do método para se buscar determinado conhecimento”.

O presente trabalho tem natureza aplicada, ou seja, tem o propósito a geração de conhecimentos para aplicação na prática, tendo como objetivo principal a resolução de problemas ou necessidades emergentes (VERGARA, 2007).

Será utilizada a abordagem qualitativa, uma vez que leva em consideração a qualidade do contexto. Possui caráter exploratório, posto que tem como meta proporcionar uma visão mais ampla sobre determinado fato, desenvolvendo, esclarecendo e modificando conceitos já existentes (GIL, 1989).

Quanto aos objetivos, a pesquisa é explicativa e exploratória, ou seja, explica e explora um fato em profundidade. Segundo Gil (1989) as pesquisas explicativas são aquelas que identificam fatores determinantes para o acontecimento de determinado fenômeno, sendo o tipo de pesquisa que leva em consideração o estudo aprofundado da realidade. Já as pesquisas exploratórias são as que mais necessitam de planejamento, uma vez que seu objetivo principal é esclarecer e modificar conceitos prévios sobre determinado fato.

No que tange aos procedimentos técnicos é utilizada a pesquisa bibliográfica. Gil (1989) diz que a pesquisa bibliográfica é desenvolvida através de material já existente, e é na maioria das vezes constituída de livros e artigos científicos. O presente trabalho busca otimizar os procedimentos já existentes voltados para a área de energia, de forma, a ter um maior rendimento energético e o melhor atendimento aos clientes, minimizando as faltas de energia em um sistema de distribuição.

### **4 REFERENCIAL TEÓRICO**

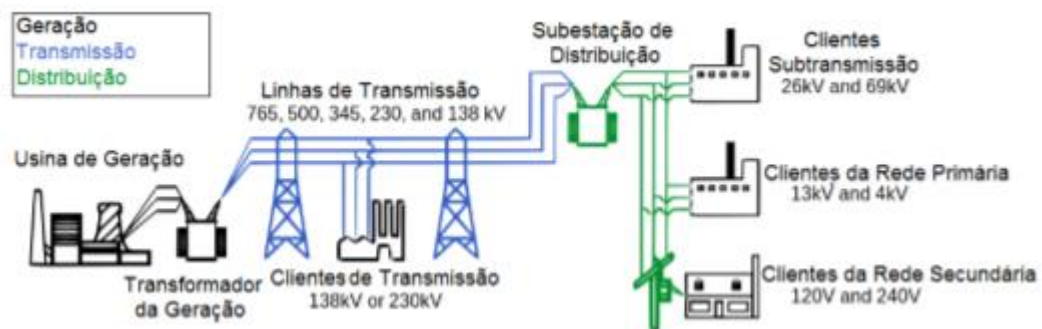
O referencial teórico tem o objetivo trazer as informações para embasar a problematização do tema. Dessa forma, trazer o conhecimento através de citações que evidenciam a ideia central do trabalho, apresentando detalhadamente o estado da arte sobre as redes de distribuição.

#### 4.1 Conceitos gerais de redes de distribuição de energia elétrica

No Brasil há o Sistema Interligado Nacional (SIN), o SIN é o maior sistema de transmissão do mundo que é conduzido por instituições estatais, constituído por empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica do nosso país, sendo responsável pela interligação das diferentes regiões de produção e consumo (ANEEL, 2005).

O sistema de energia elétrica é dividido em três grandes subsistemas distintos: geração, transmissão e distribuição. Sendo a geração o setor responsável pela produção da energia elétrica, tipicamente localizados em regiões distantes dos centros urbanos. Dessa forma, há o setor de transmissão, responsável por transportar a energia gerada até as subestações dos polos consumidores, próximas as regiões urbanas das cidades. A partir das subestações surge o sistema de distribuição que é responsável, pelo abaixamento da tensão proveniente das redes de transmissão, além de realizar o fornecimento dessa energia gerada aos clientes finais com a devida qualidade adequada como pode-se observar na Figura 1 (ANEEL, 2018).

Figura 1- Sistema brasileiro fornecimento de energia



Fonte: ASSIS (2014)

As redes de distribuição de energia elétrica no Brasil são formadas por um grande sistema complexo de elementos que permite o fornecimento de energia, desde a geração até o consumidor. Essas redes complexas compõem unidades geradoras, linhas de transmissão (LT), canais de distribuição e consumidores finais. Os sistemas de distribuição de energia elétrica são responsáveis por levar a energia gerada aos consumidores finais. No Brasil, os sistemas de distribuição são operados por 54 concessionárias e 38 permissionários, distribuídos por todo país, atendendo mais de

64 milhões de unidades consumidoras (ANEEL, 2018). Essas concessionárias têm adotado diversas ações para se adequarem às normas e regulamentações empregadas pela ANEEL, de forma a se assegurarem no mercado sem prejuízos.

A rede de fornecimento de energia possui três diferentes níveis de tensão de distribuição: alta, média e baixa tensão:

- a) Baixa: tensões abaixo de 1.000 volts (1 KV);
- b) Média: tensões superiores a 1 KV e inferiores a 69 KV;
- c) Alta: tensões superiores a 69 KV e inferiores a 230 KV.

Além das referidas tensões de transmissão citadas anteriormente, grande parte da distribuição de energia é feita pelas linhas de 69 KV e 130 KV, conhecidas também como linhas de subtransmissão (ANEEL, 2015).

Contudo, o sistema de distribuição pode ser dividido em redes elétricas primárias e secundárias (ELETROBRAS, 2012).

- a) Redes elétricas primárias: redes de fornecimento de média tensão, no caso do estado de Minas Gerais em que o fornecimento de energia é feito pela Cemig no nível de tensão de 13,8 KV, além da distribuição, compreendem empresas e indústrias de médio e grande porte. Vale ressaltar alguns equipamentos presentes na rede primária que são: condutores, postes, estruturas de suporte, equipamentos de proteção, reguladores de tensão, capacitores, chaves e transformadores de distribuição;
- b) Redes elétricas secundárias: redes de fornecimento de baixa tensão compreendem consumidores residenciais, estabelecimentos comerciais e iluminações públicas, onde a Cemig disponibiliza os seguintes níveis de tensões: 127, 220 e 380. A rede secundária é formada por condutores, Componentes e Funcionalidades do SDE 15 estruturas de suporte, fixação e, eventualmente, outros equipamentos.

Kagan, Oliveira & Robba (2005) destacam os componentes das redes de distribuição, conforme segue:

Subestação: a subestação de distribuição é localizada próximo aos consumidores finais, ela é responsável por transformar tensão de subtransmissão para a distribuição primária. Possui barramentos para direcionar a energia para diversas cargas como pode ser observado na Figura 2. Ocasionalmente, para desconectar a subestação da rede de transmissão ou mesmo desligar linhas que saem da subestação de distribuição, são utilizados disjuntores e chaves quando necessário.

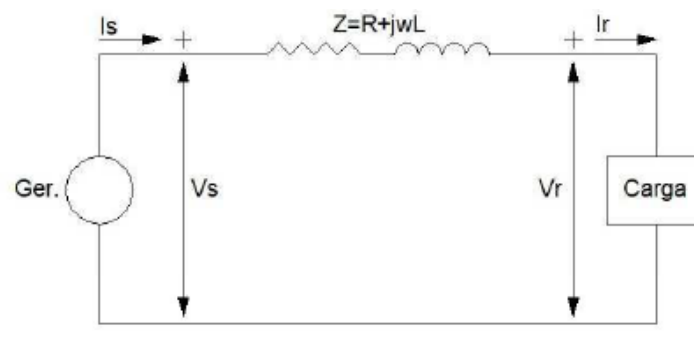
Figura 2 - Subestação



Fonte: SILVEIRA (2019)

Linha curta: é um modelo de linha utilizado para redes primárias e secundárias, com linhas de até 80 km de comprimento. Por conseguinte, no modelo desta linha é desprezada a capacitância em derivação, por ser um valor muito pequeno, e considera-se a resistência  $R$  e a indutância  $L$  em série, como ilustrado na Figura 3. O equacionamento que relaciona os parâmetros da linha é aplicado às leis de Kirchhoff (STEVENSON,1986).

Figura 3 - Circuito equivalente de uma linha curta



Fonte: STEVENSON (1986).

Este é um circuito CA série, onde a dedução resulta em:

$$I_s = I_r$$

$$V_s = V_r + I_r Z$$

Transformadores: são máquinas elétricas com finalidade de transformar, por indução eletromagnética, a tensão e corrente alternada entre dois ou mais enrolamentos. A frequência da tensão alternada é constante e, ocasionalmente os valores de tensão e corrente são diferentes. Para o sistema de distribuição os transformadores desempenham um papel dominante, tanto no suprimento da rede de média tensão, quanto no de baixa tensão. Nas redes de média tensão, são utilizados os transformadores de SE trifásicos de dois ou três enrolamentos, enquanto nas redes de baixa tensão são utilizados transformadores de distribuição monofásicos, bancos de dois ou três transformadores monofásicos e trifásicos. Na Figura 4, pode-se observar um modelo de transformador trifásico que ocasionalmente é utilizado nas redes de distribuição para abaixar a tensão de 13,8 KV que vem das subestações para 127 ou 220 V para o fornecimento urbano por exemplo, podendo ainda ser alterado de acordo com as exigências do cliente.

Figura 4 – Transformador trifásico



Fonte: ADOLPHO (2019)

Alimentador: é a conexão entre o terminal da saída das subestações de distribuição e o terminal de entrada das redes secundárias, comumente deixa a subestação a partir de um disjuntor ou religador. Em ocorrências de falhas, para preservar o alimentador, o disjuntor abrirá e também religadores automáticos podem

ser instalados para diminuir o impacto das falhas temporárias e proteger os alimentadores.

**Dispositivos de Proteção:** são equipamentos atuantes na rede com a finalidade de detectar condições anormais e iniciar uma ação corretiva adequada, evitando prejuízos ao sistema elétrico.

**Disjuntor:** é designado para proteger um circuito elétrico de danos causados por sobrecarga ou curto circuito. Sua função básica é detectar uma condição de falha, interromper o circuito e isolar equipamentos. Na Figura 5, pode-se ver alguns modelos de disjuntores da ABB, uma empresa multinacional de grande porte que trabalha em tecnologias de energia e automação.

Figura 5 - Disjuntores



Fonte: ABB (2019)

**Religador:** é um disjuntor equipado com um mecanismo que permite fechá-lo automaticamente, depois de sua abertura pós ocorrência de uma falha. São utilizados em sistemas de distribuição aéreos com propósito de detectar e interromper falhas momentâneas, buscando melhoria de forma contínua de serviço, pela restauração automática da energia. Na Figura 6, pode-se notar um dos modelos de religadores utilizado nas redes de distribuição de energia.



Figura 6 - Religador



Fonte: ADOLPHO (2019)

Chaves Seccionadoras: são chaves de controle, normalmente fechadas (NF), que podem ser acionadas (abertas) quando uma falha ocorre. Seu objetivo é separar a falha para o menor número de clientes possível e possibilitar a restauração da energia para a região da rede onde esteja a falha. Na Figura 7, é possível ver um modelo de chave seccionadora muito utilizado na rede de distribuição conhecida também por chave faca.

Figura 7 – Chaves seccionadoras



Fonte: ADOLPHO (2019)

Chaves de manobra: são chaves de controle, normalmente abertas (NA) como mostra a Figura 8, que podem ser acionadas (fechadas) com o propósito de energizar setores da rede que podem ser isolados. Atuando em conjunto com chaves NF, são preparados para realizar a transferência de carga para os clientes situados a montante do local onde se teve a falha.

Figura 8 – Chaves de manobra

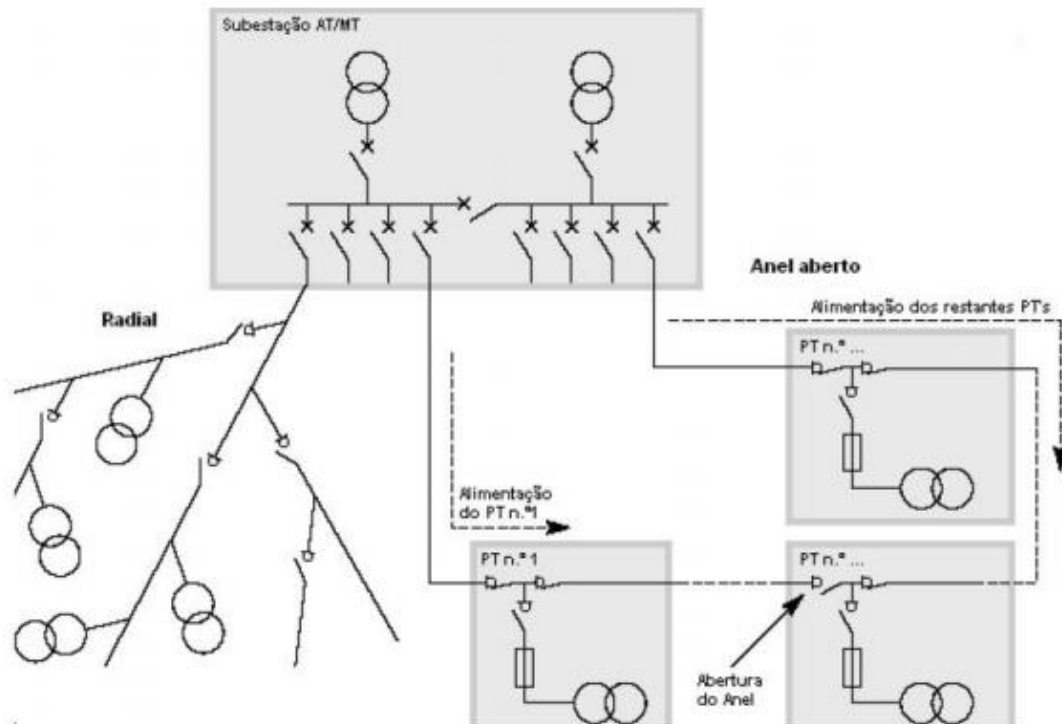


Fonte: ADOLPHO (2019)

Cabos: são condutores de energia elétrica e existem vários tipos, podendo ser construídos por materiais como o alumínio ou o cobre, e podem ter diferentes bitolas, que definem suas capacidades.

Além desses componentes, há ainda a topologia das redes de distribuição, que é uma das partes mais importantes para o funcionamento da rede. Fundamental para a definição dos trajetos tomados para o fornecimento de energia, sendo um fator de vital importância que impacta diretamente na qualidade de serviço de fornecimento de energia ao consumidor. As estruturas topológicas que tipicamente são mais utilizadas podem ser definidas de duas formas, em anel e radial como pode-se observar na Figura 9.

Figura 9- Tipos de topologias da rede de distribuição



Fonte: COELHO (2012)

As redes radiais, conhecidas também pela configuração em redes em antena são caracterizadas por possuírem um único caminho para a alimentação dos consumidores de energia, ou seja, se houver a desenergização em ponto qualquer daquela rede a partir do mesmo não haverá energia. Na grande maioria dos sistemas de distribuição de energia, é feita na topologia radial, devido ao seu propósito de facilitar fatores característicos a proteção, especificamente a coordenação e atenuação de correntes de curto-circuito aspirando a diminuição de custos com equipamentos danificados a sobrecarga (MANTOVANI, 2000).

Já as redes em anéis permitem a reconfiguração, pois ela possui mais de um caminho para a alimentação da rede. Com o intuito de aumentar a confiabilidade do sistema, o sistema em anel permite a alimentação do consumidor por duas fontes de energia, alternativamente, uma vez em que o sistema se encontra no estado normal, apenas um dos caminhos estará energizado, e o outro caminho é constituído para situações de defeito. Caso ocorra um problema que interrompa a alimentação principal é acionada a alimentação secundária, desta forma não há a falta de energia aumentando a continuidade do serviço de fornecimento de energia (COELHO, 2012).

Diante das topologias utilizadas nas redes de distribuição e seus equipamentos pode-se destacar que só é possível fazer a reconfiguração das redes devido aos avanços tecnológicos e do estudo do comportamento do sistema. Vale ressaltar, que só haverá reconfiguração na rede se ela for modelada em anel, ou seja, a topologia que permite realimentação do sistema por outro ponto de alimentação que é feita pelas chaves de interconexão da rede e seus respectivos componentes.

## 4.2 Modelagem de Carga

Segundo Kagan (2010), as cargas de um sistema são classificadas em função de suas características como localização geográfica, tarifação, tensão de fornecimento, enquanto a potência da carga varia de acordo com sua natureza, com o módulo e a frequência da tensão de suprimento.

As cargas podem ser representadas de acordo com seu comportamento frente à variação de tensão aplicada, sendo três os modelos a serem utilizados, de potência constante, corrente constante e de impedância constante.

### 4.2.1 Carga de potência constante com a tensão

Segundo Kagan (2010), para esta condição, indiferente do valor da tensão a potência ativa e reativa não variam. Ou seja, as potências são iguais ao seu valor nominal, independente da tensão de fornecimento.

$$I_L = \left(\frac{S}{V_n}\right)^* = \frac{|S|}{|V_n|} < (\delta - \theta) = |I_L| < \alpha \quad (1)$$

Onde:

$\delta$  = Ângulo da tensão de fase;

$\theta$  = Ângulo do fator de potência.

$\alpha$  = Ângulo resultante;

$I_L$  = Corrente de linha;

$S$  = Potência aparente;

$V_n$  = Tensão nominal.

Portanto, a corrente absorvida é inversamente proporcional à tensão.

#### 4.2.2 Carga de corrente constante com a tensão

Conforme Kagan (2010), são aquelas cargas em que o ângulo de rotação de fase entre a tensão e a corrente são invariantes. Ou seja, não sofre variação quando o valor da tensão se altera. São exemplos de carga que apresentam esse comportamento a lâmpada fluorescente, vapor de mercúrio e vapor de sódio.

$$I_L = |I_I| < (\delta - \theta) \quad (2)$$

Onde:

$\delta$  = Ângulo da tensão de fase;

$\theta$  = Ângulo do fator de potência.

$I_L$  = Corrente de linha;

#### 4.2.3 Carga de impedância constante com a tensão

Nesse tipo de carga, a impedância é obtida a partir das potências ativas e reativas, absorvidas pela carga e se mantém constante. Podem-se citar como exemplos destas cargas, os capacitores, torneiras elétricas, chuveiros e equipamentos de aquecimento resistivos (KAGAN, 2010).

$$\frac{1}{Y} = Z = \frac{|V_n|^2}{S^*} = \frac{|V_n|^2}{S} < \theta = |Z| < \theta \quad (3)$$

As correntes de carga são dadas por:

$$I_L = \frac{V_n}{Z} = \frac{|V_n|}{|Z|} < (\delta - \theta) = |I_L| < \alpha \quad (4)$$

Onde:

$Z$  = Impedância.

$\delta$  = Ângulo da tensão de fase;

$\theta$  = Ângulo do fator de potência.

$\alpha$  = Ângulo resultante;

$I_L$  = Corrente de linha;  
 $S$  = Potência aparente;  
 $V_n$  = Tensão nominal.

#### 4.2.4 Cargas constituídas por composição dos modelos anteriores

Atribuindo um percentual dos três modelos citados anteriormente, modela-se uma carga. Obtendo a corrente de linha total que está atribuída a carga.

$$I_L = aI_L^P + bI_L^Z + cI_L^I \quad (5)$$

Onde:

$$0 \leq a, b, c \leq 1 \quad a + b + c = 1$$

### 4.3 Smart grids

Segundo EPRI Project Manager (2008), Smart Grid é compreendido como a aplicação de sistemas de comunicação e controle correlacionado com a energia elétrica, de forma a disponibilizar informações mais factíveis em menor tempo para tomadas de decisões. É um sistema que pode minimizar perdas de várias naturezas tanto operacionais no quesito deslocamento de colaboradores, quanto energéticas no próprio fornecimento de energia. Desta forma, o sistema pode ser auto recuperável (self-healing), e possibilita o surgimento de uma nova geração de aplicações energeticamente eficientes (LIU, 2013).

O termo Smart grid é entendido como a integração da diversidade da rede elétrica de distribuição como um todo, ou seja, a comunicação entre a fonte geradora, transmissora e consumidora fornece acesso direto entre a empresa fornecedora de energia e aos consumidores que agora também podem ser geradores da sua própria energia através de novos meios de geração renovável e intermitente (RIVERA, 2013). Deste modo, abre-se um novo leque de novas oportunidades para a reconfiguração da rede de distribuição, melhorando a eficiência de energia, diminuindo as perdas em diversos casos como falhas, rápido acesso às informações, localização das falhas, rápido encaminhamento de equipes para sanar o problema, comunicação, readequação entre outros.

Existem múltiplas características atribuídas as Smart Grids, diversas funções de otimização, entre elas se destaca a auto recuperação Self Healing que é a aplicabilidade de detecção de faltas e falhas, análises das mesmas e a autocorreção de forma a responder de forma rápida a ausência de energia e restaurar a rede, ou seja, operar em condições normais. Por consequência, restabelece o sistema de distribuição de energia reduzindo o número de unidades consumidoras, minimizando as perdas de energia não suprida (PRAMIO, 2014).

O empoderamento de novas tecnologias e a tendência da inclusão de novos equipamentos a rede, o comportamento dos consumidores no processo de operação da rede, a cobrança de qualidade da energia exigida pela sociedade digital, a redução do impacto ambiental reduz as perdas e utilizando fontes de baixo impacto ambiental e a beneficiação de mercados competitivos de energia são pontos positivos que a implementação das Smarts Grids proporcionam. Todas essas características irão ser alcançadas se as áreas de inovação tecnológica conseguirem corrigir as perturbações e corrigi-las (VILACA, 2014).

Na próxima seção são apresentados os conceitos e teorias relacionados ao processo de restauração de uma rede de distribuição de energia, de forma a apresentar melhor as características e os ganhos que podem oferecer a reconfiguração.

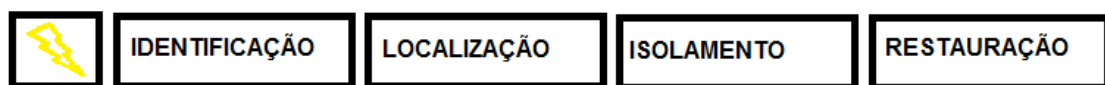
#### **4.4 Restauração de redes de distribuição de energia**

Segundo Castro JR (1990), a reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica consiste na abertura e fechamento de chaves de interconexão, alterando-se a topologia da rede, permite que a transferência de cargas de um alimentador fortemente carregado para outro, relativamente menos carregado. Sendo que há outras diversas funcionalidades como identificação, localização, isolamento de trechos com falta, reenergização de pontos sem energia. Tipicamente as redes de distribuição de têm tipologias de funcionamento, em anel e radial. Na grande maioria dos sistemas de distribuição, os alimentadores são radiais, o que significa que existe apenas um caminho para o fluxo da energia seguir da subestação de distribuição até o usuário (Kersting, 2002). De acordo com Pereira (2000), há algumas vantagens que diferem o modelo de fornecimento radial do modelo em anel conforme Figura 8, como: menor incidência de curto circuito, simplicidade em operações em chaves para

reconfiguração e maior desenvoltura na aplicação de equipamentos de proteção. Além de ser capaz de evitar picos de transitório de corrente que podem manifestar-se no modelo em anel. Em contrapartida, a disposição radial é pouco confiável visando à operação da rede, por não garantir alternativas de provimento de energia em caso de uma ocorrência de falhas ou sobrecarga no sistema. Conseqüentemente, o sistema de fornecimento de energia brasileiro é modelado em rede de anéis e operado em sua maioria na forma de redes radiais, agregando as diversas vantagens dos dois modelos (Mello, A. P. C. D. ,2014).

A partir da ocorrência de uma falha no sistema de distribuição, os dispositivos de controle e proteção atuam, ausentando a alimentação da carga a partir daquele ponto. Desta forma, tende-se a dar início ao processo de restauração da rede de distribuição que se divide em quatro partes, identificação, localização, isolamento e restauração como mostra a Figura 10.

Figura 10 - Etapas da restauração da rede de distribuição



Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

No primeiro instante, desde a atuação dos equipamentos de proteção e controle tem-se o início do procedimento de restauração onde se identifica a ausência de energia na rede e a partir de uma análise da estrutura de distribuição já se localiza o setor da falta. Com a devida localização do ponto de falta, deve-se isolar a área da atuação do problema para que não afete outros pontos de alimentação para diminuir assim o número de consumidores sem energia, caracteriza-se esse procedimento como ilhamento. E por fim a realimentação, no caso do problema há uma análise a partir do sistema para averiguar o que ocorreu e se caso o problema persistir deve-se ter apoio físico para sanar o problema e restabelecer o fornecimento de energia obedecendo as características da rede.

O objetivo principal da reconfiguração dos sistemas de distribuição de energia, é encontrar a melhor topologia para o sistema de distribuição através do manuseio (abrir ou fechar) de chaves de interconexões ou de manobras mantendo uma topologia radial e respeitando os limites dos níveis de tensão preestabelecidos pelas



normas reguladoras. Desta maneira, os chaveamentos são empregados para a manutenção da continuidade do fornecimento de energia da rede de distribuição, e assegurar a operação dentro dos padrões de qualidade de fornecimento de energia elétrica (GUIMARÃES, 2005).

Na próxima seção serão apresentados os conceitos e dados relacionados aos indicadores de qualidade de energia, de forma a exemplificar os gastos que as empresas de fornecimento de energia têm devido à falta de energia, sendo essa uma justificativa das justificativas para a execução do trabalho de reconfiguração.

#### **4.5 Indicadores de qualidade**

Qualidade do serviço de entrega de energia elétrica é um tema de grande valor para concessionárias, órgãos reguladores e centros de pesquisa, pois onde se tem uma grande divulgação nos últimos anos, em especial para os indicadores de confiabilidade dos diversos fenômenos envolvidos. No presente trabalho, este tópico é de grande relevância já que os indicadores são grandes avaliadores do funcionamento da rede, ou seja, avalia a qualidade do serviço de entrega de energia e sua confiabilidade de constância no fornecimento.

Para atender a demanda dos consumidores, os sistemas de distribuição de energia elétrica necessitam que todos os componentes entre cliente e a subestação de energia estejam em operação, pois a falha de algum componente da rede pode causar a interrupção do fornecimento de energia e desta forma a uma redução dos indicadores de confiabilidade. Tal confiabilidade é qualificada por um conjunto de índices relacionados aos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST, 2012), que fornecem dados estatísticos, que são definidos por um conjunto de consumidores, cargas atendidas e componentes de redes.

Por meio do controle das interrupções, do cálculo e da divulgação dos indicadores de continuidade de serviço, as distribuidoras, os consumidores e a ANEEL podem avaliar a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico (ANEEL, 2017). Nas próximas seções são estabelecidas a caracterização dos indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica adotados neste trabalho.

#### 4.5.1 Indicadores de continuidade individuais

Segundo (PRODIST, 2012) os indicadores de continuidade individuais deverão ser apurados para todas as unidades consumidoras. Os limites dos indicadores DIC e FIC são definidos para períodos mensais, trimestrais e anuais. O limite do indicador DMIC é definido para períodos mensais.

O indicador de continuidade Duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DIC), é calculado em horas e centésimos de hora conforme a equação (6):

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (6)$$

A Frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão (FIC), expressa em número de interrupções conforme a equação (7):

$$FIC = n \quad (7)$$

A Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DMIC), expressa em horas e centésimos de hora conforme a equação (8):

$$DMIC = t(i)_{max} \quad (8)$$

Onde:

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

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

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

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

#### 4.5.2 Indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras

A frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC), expressada em número de interrupções e centésimos do número de interrupções é definida pela razão entre o número total de consumidores interrompidos, em cada um dos setores, pelo número total de consumidores atendidos na rede, durante um determinado período considerado, definido analiticamente pela equação (9):

$$FEC = \sum_{i=1}^{Cc} \frac{FIC(i)}{Cc} \quad (9)$$

Onde:

$i$  = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;  
 $Cc$  = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT.

Analisando-se a equação, nota-se que, se a quantidade de consumidores for mantida, a única forma de reduzir o valor do FEC é através da melhoria da taxa de falhas nos setores, ou seja, reduzindo o número de interrupções.

Já a duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC), expressa em horas e centésimos de hora é determinado pela razão entre a duração total esperada de falta de suprimento de energia para consumidores atendidos em casa setor, pela quantidade total de consumidores presentes na rede, definido analiticamente pela equação (10).

$$DEC = \sum_{i=1}^{Cc} \frac{DIC(i)}{Cc} \quad (10)$$

Onde:

$i$  = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;  
 $Cc$  = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT.

O DEC expressa a duração média de falta de suprimento de energia na rede durante o período de um ano. Para o sistema de distribuição, a confiabilidade é melhorada quando o valor do DEC é reduzido. À vista disso, o foco deste trabalho é a minimização do número de consumidores sem energia de forma a manter a

constância no fornecimento de energia, pode-se reduzir o valor do DEC tanto através da redução da taxa de falhas dos setores, quanto por uma redução na duração das interrupções. Uma das formas de reduzir a duração das interrupções, é através da alocação otimizada de chaves na rede de distribuição que foi apresentado ao longo do trabalho.

#### 4.5.3 ENS - Energia não suprida esperada

Segundo (Nobre, 2017), o conceito de energia não suprida (ENS), na sua definição usual, indica a energia que deixou de ser consumida em decorrência de uma interrupção. O custo social da energia não suprida (CENS) é a monetarização dos custos diretos e indiretos para toda a sociedade decorrentes da energia não suprida. Este valor diverge do custo da energia não faturada pela distribuidora. A ENS para cada uma das empresas é apurada com a equação (6):

$$ENS_i = ENS_{Mi} \times \overline{ENS} \quad (11)$$

Onde:

$ENS_i$  = energia não suprida para a empresa  $i$ ;

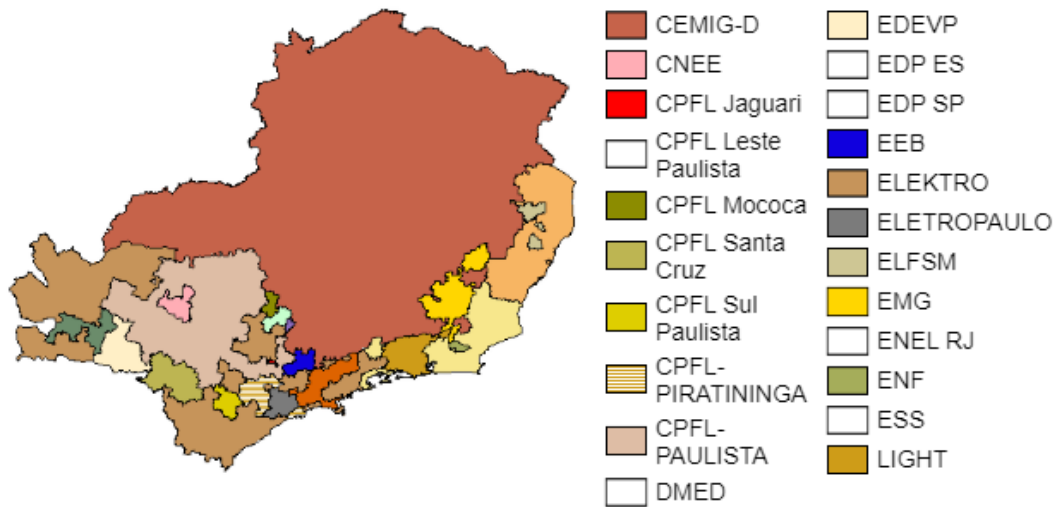
$ENS_{Mi}$  = proporção da ENS de empresa  $i$  em relação à média;

$\overline{ENS}$  = ENS média para todas as empresas consideradas e para todos os anos da amostra.

#### 4.5.4 Análise dos indicadores de continuidade

A ANEEL avalia a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico por meio dos indicadores de continuidade (ANEEL, 2019). Quando as empresas de fornecimento de energia transgredirem os valores limites impostos pelas autoridades fiscalizadoras é aplicado uma compensação aos clientes por parte das empresas. Com base nos dados adquiridos ao longo dos anos, a ANEEL expõe os valores pagos pelas compensações dos indicadores de continuidade das empresas prestadoras do serviço de fornecimento de energia, como demonstra a Figura 11, é exposto as empresas da região sudeste para análise dos dados.

Figura 11 – Empresas de fornecimento de energia da região sudeste



Fonte: ANEEL A (2019)

Por meio da análise dos dados gerados pelas interrupções, são feitos cálculos do sistema mensal, trimestral, semestral e anual e são divulgados os dados dos indicadores de continuidade de serviço das distribuidoras aos consumidores. Para afirmar a grande importância dos indicadores de continuidade a Tabela 1, expõe o valor pago no ano de 2019 pela empresa CEMIG-D pela transgressão dos valores limites dos indicadores DIC, FIC e DMIC ultrapassando 22 milhões de reais abatidos nas contas dos seus clientes, sendo que a compensação é automática e com prazo limite de 2 meses. Essa grande quantia gastada em compensações nas contas dos seus clientes pelas empresas de distribuição de energia podem ser minimizadas a partir do processo de reconfigurações da rede de distribuição que é apresentado ao longo do trabalho.

Tabela 1 – Valor pago por transgressão dos indicadores de continuidade

Índices de Compensação de Continuidade					
Região Sudeste					
CEMIG-D 2019					
Compensações	DIC, FIC e DMIC			DICRI	Total
	Mensais	Trimensais	Anuais	Mensais	
Quantidade de compensações	2.518.121	732.039	0	126.951	3.377.111
Valor das Compensações (R\$)	17.604.354,64	3.128.185,57	0	1.580.559,30	22.313.099,51

Fonte: ANEEL B (2019)

Esses dados disponibilizados pela ANEEL, permitem uma visualização de até 10 anos, de forma a ter uma melhor comparação. Para uma breve análise da grande importância dos indicadores de qualidade, foi selecionado a empresa CEMIG-D que é uma das empresas fornecedoras de energia no estado de Minas Gerais que atende uma média de 8.378.950 consumidores como é observado na Tabela 2.

Tabela 2 - Índices da CEMIG 2018

Índices de Continuidade	
CEMIG-D Ano 2018	
DEC APURADO	9,88
DEC LIMITE	10,63
FEC APURADO	4,98
FEC LIMITE	7,29

Número de consumidores:

8.378.950

Fonte: ANEEL C (2019)

Com base nos dados de 2018, pode ser feita a análise dos índices de continuidade anual expostos nas figuras 11 e 12, apresentando os valores do DEC apurado e o seu limite e o FEC apurado e seu limite, que aparentemente estão próximos ao limite tendo em vista a região de Minas Gerais como um todo.

Desta forma, pode-se analisar o grau de necessidade de melhoria, de acordo com ANEEL C (2019) expõe os valores totais do estado de Minas Gerais, havendo compensações de uma cidade para outra diminuindo o valor dos indicadores como um todo. De modo a ter maior conhecimento sobre os valores de transgressão, foi feito a escolha da cidade de João Monlevade para análise direta das transgressões dos valores dos FEC e DEC como demonstra a Tabela 3.

Tabela 3 – Indicadores de continuidade de João Monlevade

Indicadores de Continuidade por Conjunto						
CEMIG-D - Ano de 2018						
Conjunto	Código	Número de Consumidores	DEC Apurado	DEC Limite	FEC Apurado	FEC Limite
João Monlevade 3	15301	43.589	19,21	7	7,48	6
Total de conjuntos: 271			Consumidores: 8.378.950			

Fonte: ANEEL D (2019)

Já as Tabelas 4 e 5, expõe os indicadores DIC, FIC, DMIC e seus respectivos valores no perímetro urbano e não urbano, desta forma apresenta os dados dos indicadores de continuidade individuais.

Tabela 4 – Outros indicadores de continuidade urbanos

URBANO										
CEMIG (2019)			DIC			FIC (n° interrupções)			DMIC	DICRI
Conjunto	DEC	FEC	Anual	Trim	Men	Anual	Trim	Men	Mensal	Interrupção
João Monlevade 3	7	6	18,8	9,43	4,71	12,4	6,22	3,11	2,6	12,22

Fonte: ANEEL E (2019)

Tabela 5 – Outros indicadores de continuidade não urbanos

NÃO URBANO										
CEMIG (2019)			DIC			FIC (n° interrupções)			DMIC	DICRI
Conjunto	DEC	FEC	Anual	Trim	Men	Anual	Trim	Men	Mensal	Interrupção
João Monlevade 3	7	6	39,4	19,7	9,86	24,4	14,7	7,37	5,17	16,6

Fonte: ANEEL E (2019)

Diante de todo o material exposto, pode-se concluir que há uma grande necessidade em melhorar os indicadores de qualidade devido a sua grande importância. Os valores pagos pelas empresas de fornecimento de energia pelas transgressões são exorbitantes, esse dinheiro pago pelas multas pode ser devidamente utilizado na otimização do sistema e em melhorias no fornecimento de energia, trazendo ganhos para todos. O presente trabalho, não irá abordar o DEC devido ao grau de complexidade matemática e também por causa do processo de reconfiguração da rede de distribuição que já irá minimizar o mesmo. Logo a monografia visa uma metodologia que minimize o FEC devido à possibilidade de simulações, e partir disto apresentar o nível de reincidência das faltas de energia.

#### 4.6 Fluxo de potência

Para as empresas distribuidoras é de suma importância avaliar o estado da rede elétrica em algum momento do dia, pois através dessa avaliação espera-se coletar dados e a partir desses dados, as empresas podem regular a operação de uma forma mais eficiente. A avaliação de estado é feita através do fluxo de carga que avalia o estado da rede (ângulo das tensões nas barras, correntes, perdas) em regime permanente e análise do fluxo de potência para estimar as perdas na rede avaliada.

Para Silva (2018), a análise de viabilidade dos requisitos operacionais da disponibilização de energia, é necessário conhecer o estado operacional do sistema elétrico. Para conhecer o desempenho operacional do sistema elétrico é necessário um estudo da rede através da análise do fluxo de carga, conhecido também como análise de fluxo de potência.



O fluxo de carga ou mesmo de potência, permite estabelecer os valores de tensão complexa nas barras de alimentação do sistema e a potência que dissipasse pelos condutores de energia, bem como as perdas e outras variáveis de interesse que são de extrema relevância para a garantia do menor custo da energia transportada, para um sistema elétrico de potência em regime permanente (SILVA, 2016).

A análise de fluxo de potência pode ser concebida através da aplicação das duas leis de Kirchoff, representantes do cumprimento das leis naturais decorrentes da demanda de carga no sistema e de suas características (KAGAN, 2005). Desta forma, obtém-se as fórmulas das equações para o cálculo e o estudo do fluxo de carga do sistema, em regime imutável essas fórmulas definem o estado de operação da rede. A lei LCK (lei das correntes de Kirchhoff) indica o balanço de potência e se cumpre para cada barra do sistema e a lei LKT (lei das tensões de Kirchhoff) indica o balanço das diferenças de potencial elétrico e se cumpre em cada laço fundamental do sistema (ALEXANDER, 2013).

No caso específico de sistemas elétricos de distribuição radiais, os resultados relativos ao estado operacional do sistema elétrico podem ser obtidos eficientemente através de algoritmos iterativos de cálculo de fluxo de carga próprios para sistemas radiais, como os algoritmos de Shirmohammadi e de Céspedes (CÉSPEDES 1990; SHIRMOHAMMADI, 1988).

Existem vários métodos que estimam os parâmetros da rede elétrica. Um primeiro grupo é voltado para redes de transmissão, neste grupo estão os métodos Newton-Raphson e os desacoplados. Um segundo grupo de métodos são voltados para as redes de distribuição, as quais possuem características próprias, como uma relação de R/X próxima a um e a rede ser operar de forma radial. Dentre estes métodos tem-se, o método de Varredura e o método de soma de Potências (POSSAGNOLO, 2015).

## 5 MODELOS MATEMÁTICOS E ALGORITMOS UTILIZADOS NA RESTAURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

### 5.1 Modelo matemático

Para o problema das falhas, desenvolveram-se diversas maneiras para restauração da rede. Baseando-se em problemas de otimização, de forma não linear pode-se construir uma função objetivo com variáveis inteiras e reais que caracterizam da melhor maneira possível o real funcionamento da mesma. De forma a escolher a melhor reconfiguração para a rede, é feito uma análise em todas as configurações possíveis, sendo melhor a que tenha a menor perda e que satisfaça as restrições que foram feitas para a funcionalidade da rede (AMASIFEN, 2005).

O problema de alocação de chaves envolve uma função objetivo, variáveis de decisão e restrições do problema. A função objetivo tem como base representar a função matemática onde irá ser aplicado as diretrizes do problema de otimização como: prejuízos energia não distribuída (END), despesas (alocação de chaves), custos, número de chaves, número de ramos, resistência, potência, tensão, taxa de interrupções, entre outros. As variáveis de decisão envolvem diretamente as manobras executadas na rede de distribuição de forma a alcançar a melhor configuração possível para a rede para atender os parâmetros especificados (MELLO, 2014). Há ainda restrições que devem ser levadas em consideração como a radialidade da rede de distribuição de energia e o seu fluxo de carga, devido possíveis sobrecargas no sistema. As restrições de topologia e a agregação das restrições físicas e operacionais da distribuição de energia elétrica são as restrições primordiais do problema de restauração da rede energética. Para que o método seja eficiente em relação da restauração de energia ele tem que ser capaz de garantir uma solução otimizada representando a operação radial da rede de distribuição e que garanta uma operação segura e factível.

Nesta seção será apresentada uma análise dos modelos matemáticos encontrados em artigos acadêmicos.

Guimarães (2005) desenvolve um problema de otimização do sistema de distribuição, em que a função objetivo visa maximizar a margem de carregamento de redes de distribuição. As restrições de limite de magnitude de tensão, e limite de magnitude de corrente são tratadas pelo modelo e a radialidade é apresentada de maneira implícita.

Para Assis (2014) o modelo matemático tem como objetivo realizar a modificação do caminho através da realocação de chaves nas redes de distribuição, de forma a re-energizar a maior quantidade de clientes no menor tempo possível através da transferência de carga para sistemas que não tiveram seu fornecimento de energia interrompido. Este artigo, estuda o problema de alocação de chaves (PAC) em sistemas radiais de distribuição de energia elétrica e propõe a instalação otimizada desses dispositivos em locais apropriados das redes, a fim de melhorar a confiabilidade do sistema pela redução do período que os consumidores ficam sem energia.

Em Conceição (2014) é apresentado o desenvolvimento de um modelo matemático de otimização para alocação de chaves seccionadores e ramos de interconexão em sistemas de distribuição de energia elétrica. Este modelo tem como objetivo minimizar os custos de energia não suprida e os custos de investimento, na alocação das chaves seccionadoras e ramais de interconexão.

Já Radha (2003) propôs um modelo para tratar o problema de reconfiguração de sistemas de distribuição, que tem por objetivo minimizar as perdas ativas. Este modelo trata as restrições de limites de demanda, magnitude de tensão nas barras, limite de fluxo de corrente, as leis de Kirchhoff para corrente e para tensão, e a restrição de radialidade, que é apresentada de forma implícita.

Silva (2006) destaca o problema de restauração em sistemas de distribuição de energia elétrica radiais (PRSD) é resolvido de forma exata através de modelos matemáticos de reconfiguração restaurativa e de sequenciamento de operações de chaveamento. Neste artigo, um modelo de programação cônica de segunda ordem inteira mista (PCSOIM) é proposto para a otimização do problema de reconfiguração para a definição de configurações ótimas para o estado restaurativo.

Zvietcovich (2006) desenvolve uma metaheurística, em busca de vizinhança variável para a Reconfiguração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica (RSDEE), com o objetivo principal de reduzir as perdas de potência ativa do sistema. O problema da RSDEE pode ser formulado através da otimização não linear com variáveis inteiras e reais, cuja solução (minimização de perdas ativas) envolve a seleção dentre todas as configurações possíveis, daquela que apresente menores perdas ativas e que satisfaça um conjunto de restrições.

Neto (2006) explana sobre uma metodologia para a alocação de chaves em SDEE utilizando ferramentas de otimização multicritério para atender a diferentes

fatores de desempenho. A metodologia utilizada é dividida em três partes. A primeira parte é responsável pela reconfiguração do SDEE, que tem como função estabelecer os pontos candidatos à alocação das chaves automatizadas (Módulo de Reconfiguração). A segunda parte calcula para estes pontos, encontrados na parte anterior, o impacto causado pela alocação de uma chave nos índices de confiabilidade do sistema (Módulo de Confiabilidade). A terceira e última parte, é responsável pelo cálculo da ordem de hierarquização das posições candidatas a receberem uma chave (Módulo Multicritério). Essa metodologia foi aplicada em um sistema de teste da literatura que possui três alimentadores e um sistema composto por dois alimentadores baseados em dados de consumidores reais. Os resultados mostraram a viabilidade desta metodologia e os ganhos introduzidos ao sistema após a execução da mesma.

Romero (2009) propõe uma técnica para melhorar a confiabilidade de SDEEs, alocando-se chaves de manobra automáticas para a restauração desses sistemas. Esse problema de alocação é modelado como um problema de programação linear restrito, com uma função multiobjectivo. Para tal metodologia, utiliza-se um algoritmo de Busca Tabu Reativa (BTR) para resolver tanto o problema da alocação das chaves quanto o problema da restauração de redes de distribuição de energia elétrica. Para introduzir a metodologia utilizada, apresentam-se os aspectos teóricos dos problemas, o sistema de codificação que representa soluções potenciais para o problema, e permite que o mesmo seja resolvido através de metaheurística.

Em Silva (2006) o problema de restauração em sistemas de distribuição de energia elétrica radiais (PRSD) é resolvido de forma exata através de modelos matemáticos de reconfiguração restaurativa e de sequenciamento de operações de chaveamento. Neste artigo, um modelo de programação cônica de segunda ordem inteira mista (PCSOIM) é proposto para a otimização do problema de reconfiguração para a definição de configurações ótimas para o estado restaurativo.

Em Willer (2016) estabelece uma metodologia com múltiplos objetivos e restrições, visa maximizar o atendimento da demanda de carga atendida e melhorar a regulação de tensão, com perdas e números de chaveamentos mínimos. O seu modelo matemático trata diretamente de um problema de otimização não linear inteiro misto. Além disso, envolve restrições como radialidade da estrutura da rede, fluxo de carga e chaveamento. A restrição de radialidade apresentada pelo autor é atendida automaticamente devido ao fato da aplicação dos passos do enxame de partícula

binário (WU; TSAI;HSU,2007), que se baseia em um conjunto de topologias radiais candidatas derivadas da topologia radial base, ou seja, após a ocorrência de uma falta é desconectada da rede e através de trocas de posições das chaves é realizado reconexão de outro caminho baseado da teoria de grafos de forma a manter a radialidade do sistema (OLIVEIRA et al., 2014). Ademais, todas as soluções candidatas passam por uma avaliação de fluxo de carga de forma a atender todas as restrições do problema, de forma a condenar soluções de acordo com o seu nível de tensão. O artigo ainda nos fala que o maior objetivo da função principal é relacionado a demanda não suprida de energia.

Em Custódio (2017) A metodologia apresentada nessa tese é baseada em uma nova aplicação da técnica de decomposição matemática de Benders com o objetivo de diminuição de perdas. Sua programação baseia-se de forma linear e não linear pois aborda o problema de duas formas, o problema mestre e o escravo, ou seja, o problema mestre trata da tomada de decisões sobre os estados das chaves de manobra que interferem na topologia da rede. Já o problema escravo trata das restrições da rede e da tensão nodal. Dessa forma, através de uma função objetivo se aplica o problema tendo variáveis binárias e contínuas que consiste na minimização da perda técnica na rede, baseado no somatório das perdas por efeito Joule nos diversos trechos da rede de distribuição. As restrições se aplicam diretamente no balanço de potência ativa e reativa envolvendo os seus devidos fluxos de potência e as variáveis de chaveamento, que recebem o valor de 0 para chaves abertas e valor unitário para as chaves fechadas. Destaca-se que restrições de radialidade é de suma importância para o problema de reconfiguração onde se aplica a teoria de grafos que atribui mais complexidade ao problema.

Já para Simone (2014) o objetivo abordado no artigo consiste em encontrar a melhor reconfiguração de topologia radial de forma a minimizar as perdas ativas do sistema. O problema de reconfiguração do sistema de distribuição (RSD) é modelado por uma programação não linear inteiro misto, onde a função objetivo apresenta as devidas perdas ativas totais do sistema e as restrições apresentam a primeira e segunda lei de Kirchhoff garantindo o balanço de potência, ou seja, trata do fluxo de potência ou mesmo de carga. Ademais, trata-se de restrições de limites de tensão e limite de capacidade de corrente no ramo, radialidade e variáveis de decisão binária onde o valor igual a zero representa que o circuito do ramo está desligado e o valor igual a um representa que está ligado.

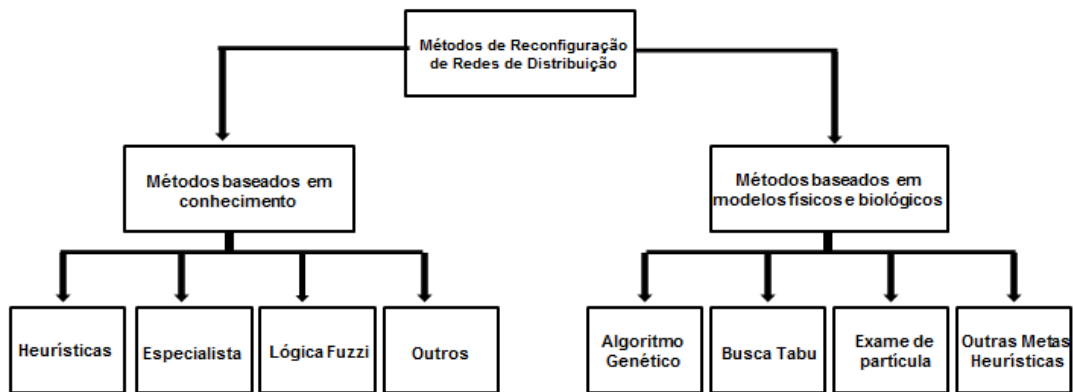
Em Afonso (2018) é apresentado um modelo matemático que consiste na redução de áreas que ficaram sem energia após o seu restabelecimento devido a restrições técnicas, físicas ou mesmo operacionais do sistema, além de aplicar a técnica de soluções Basic Variable Neighborhood Search (BVNS). O seu problema consiste em um problema não linear inteiro misto (PNLIM), onde seu resultado é obtido através da aplicação do BVNS. A função objetivo apresentada no trabalho procura diminuir a quantidade de cargas que não iriam ser fornecida em uma interrupção sobre a carga total do sistema mais o número mínimo de mudanças dos chaveamentos da rede sobre o número total de chaveamentos possíveis. Além disso, há ainda restrições no problema que consistem no balanceamento das cargas pelas leis de Kirchhoff, queda de tensão, ampacidade dos cabos e radialidade. Em busca da melhor solução para a operação do sistema o algoritmo BVNS realiza o religamento das seções desenergizadas excluindo a interrupção através de caminhos alternativos vizinhos totalmente aleatórios.

Diante de todas as citações feitas sobre modelos matemáticos, pode-se concluir que cada modelo visa alguma melhoria, porém todos tem o mesmo objetivo melhorias no fornecimento de energia. Vale ressaltar, que para o presente trabalho tem o objetivo de minimizar o número de clientes sem o fornecimento de energia, ilhando a falha do setor de distribuição de energia e reenergizar o máximo de clientes possíveis.

## **5.2 Algoritmos**

Atualmente há diversas técnicas aplicadas à otimização de redes de distribuição, tornando-as auto recuperáveis, isto é, sem o apoio humano para se auto recuperar e gerar diversas formas de solucionar o problema em um curto espaço de tempo com a menor perda possível. Estas técnicas podem ser agrupadas em duas partes: métodos embasados em conhecimento ou métodos embasados em modelos físicos ou biológicos, de acordo com a Figura 12 (MELLO, 2018).

Figura 12- Técnicas de otimização da rede de distribuição



Fonte: Adaptado de MELLO (2018)

A metodologia elaborada para o problema de restauração das redes de distribuição pode ser dividida em duas parcelas: ponderação da confiabilidade e otimização (COSSI, 2008). Desta forma, avaliar através de procedimentos analíticos para cálculo dos índices de confiabilidade da rede de distribuição respeitando as restrições da rede. Há diversas técnicas de otimização atualmente, cada um deles para suas devidas funções. De forma a abordar o presente problema, alguns algoritmos são utilizados para melhorar a eficiência da restauração, como o de otimização para cálculo de fluxo de potência, algoritmos heurísticos para teste de radialidade e outros modelos para testes de chaves para encontrar o melhor caminho de distribuição, de forma a melhorar a eficiência da rede de distribuição e minimizar os problemas de restauração.

O algoritmo memético de Moscato & Norman (1992), baseia-se em uma técnica populacional associado a busca locais para realizar o levantamento do espaço de solução. O modelo de algoritmo memético (AM), originou-se no final dos nos 80, conhecido também como algoritmo genético híbrido, visto que, para além de permite a realização de operações genéticas, utiliza executores de busca local com o intuito de reforçar o processo de melhoria das soluções. Sendo a ideia básica de sustentação desse algoritmo a combinação de conceitos e estratégias de diversos metaheurística buscando a união de suas vantagens.

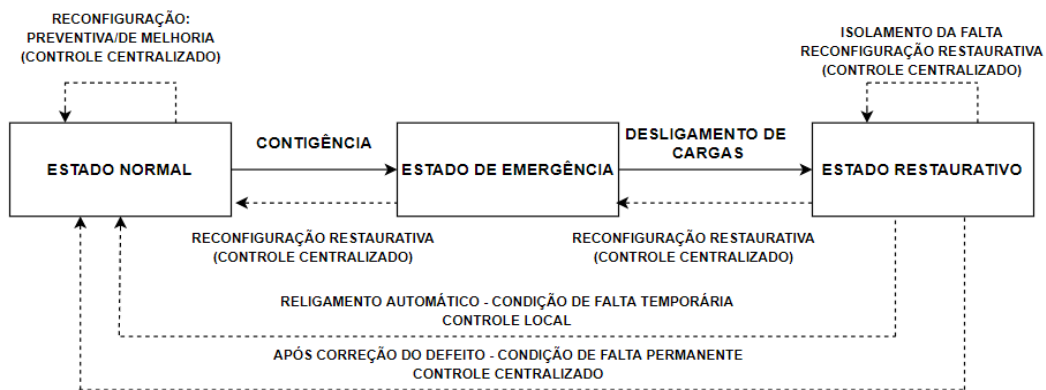
A denominação “memético” surgiu a partir do termo em inglês meme como o análogo de gene, que está relacionado à evolução genética, no contexto da evolução cultural. A partir deste termo, surge a ideia central dos algoritmos meméticos: aperfeiçoamentos individuais das soluções de cada um dos agentes com processos

cooperativos e de competições do tipo populacional (Moscatto & Cotta, 2003). De maneira mais compreensível, o AM combina heurísticas de busca local com operadores genéticos, sendo capaz também de caracterizar-se por uma combinação genética com heurística construtiva ou métodos exatos.

Assis (2014) explana de forma bem clara uma metodologia de solução baseada em algoritmo memético, sustentado pelos conceitos de algoritmos genéticos e técnicas de busca local. Melhorias foram feitas como uma heurística construtiva gulosa e uma estrutura populacional hierárquica. Vale ressaltar, um aspecto de grande relevância da população estruturada a aceleração do processo de exploração da superfície de solução, de forma a reconhecer soluções de alta qualidade, comparando a populações convencionais.

No problema de restauração do sistema de energia, deve-se levar em conta que a rede de distribuição há estágios diferentes para a reconfiguração como estado normal e restaurativo, como pode-se ver na Figura 13 abaixo (SOUZA, 2018).

Figura 13- Etapas dos estados de restauração da rede de distribuição



Fonte: Adaptado de MORELATO e MONTICELLI (1989)

A rede em estado normal, a topologia radial da rede é conexa com a demanda de energia que atende os clientes afetados por qualquer modificação do estado da rede, dessa forma a estrutura que atende a radialidade do sistema é conhecido pelo seu número de ramos ou caminhos fechados tornando-a mais maleável ou mesmo mais controlável. Já no estado restaurativo é mais complicado atender essas exigências pois já não há o conhecimento dos ramos ou mesmo caminhos fechados, ou seja, a conectividade que garante a radialidade não é mais garantida (MORELATO



E MONTICELLI, 1989). Diante disso, é de suma importância para garantir que não ocorra sobrecarga no sistema, ser levado em consideração o corte de carga para factibilidade da rede.

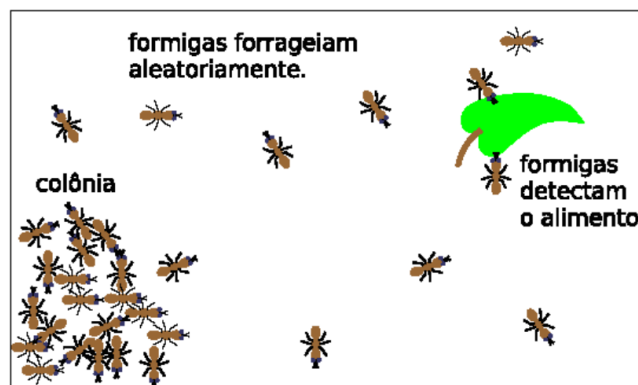
Além dessas técnicas, há aplicações de algoritmos para a reconfiguração da rede de distribuição. Nos próximos tópicos pode-se notar alguns desses algoritmos de otimização.

### 5.2.1 ACO

O método de Otimização Colônia de Formigas (ACO: Ant Colony Optimization) desenvolvido por Dorigo e Gambardella em 1977, foi inspirado no comportamento biológico das formigas em busca de seu alimento. O método de otimização colônia de formigas, é um algoritmo computacional que imita o comportamento natural dos insetos que depositam feromônios pelo caminho como forma de demarcar o melhor trajeto a serem seguidos pelos outros membros da colônia. Com o avanço das pesquisas esse comportamento foi utilizado para resolver problemas de otimização complexos e discretos (PEREIRA, 2010).

Muitas espécies de formigas são quase cegas, então a comunicação entre elas é realizada através de uma substância química denominada de feromônio. Ao caminhar, as formigas depositam no chão o feromônio formando, deste modo, uma trilha de feromônios. As formigas sentem o cheiro, e quando elas têm que escolher um caminho, escolhem, com maior probabilidade, o caminho com maior quantidade de feromônio, onde possui o cheiro mais forte, expostos nas Figuras 14, 15 e 16.

Figura 14 - Detecção do alimento



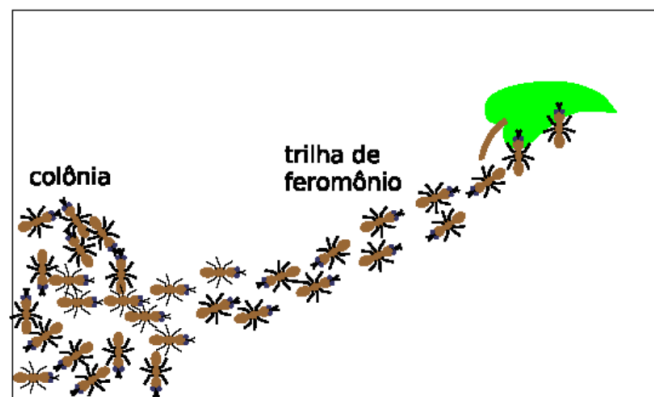
Fonte: PEREIRA (2010)

Figura 15 – Formação da trilha de feromônios



Fonte: PEREIRA (2010)

Figura 16 – Melhor caminho encontrado



Fonte: PEREIRA (2010)

Para o processo de restauração de redes elétricas de distribuição, é determinado através de uma escolha probabilística, a próxima chave a ser comutada pela formiga. A distribuição do feromônio é relacionada por diversas formas de atualização local e global. A local é realizada assim que a formiga realiza a ação de abertura /fechamento de uma chave, dessa forma a formiga remove certa quantidade de feromônio. A global é efetuada assim que a formiga encontra uma solução (DA SILVA).

Em Silva (2010) Seu problema é formulado através de programação não linear inteiro misto. Todo o artigo se baseia no comportamento das formigas de forma a encontrar a melhor solução para o problema de reconfiguração ótima. Em busca do melhor caminho, sendo este o mais curto entre o alimento e a colônia das formigas é depositado feromônios durante os trechos de forma a delimitar o local, tendo em vista que quando uma formiga pega o caminho mais curto ela deposita mais feromônios uma vez que será a mais rápida a concluir o seu percurso. Dessa forma, as devidas

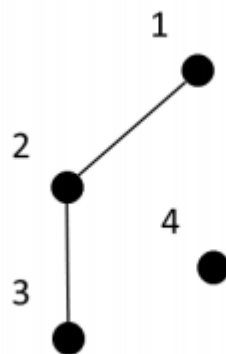
características das formigas deram base a reconfigurações no sistema compreendendo comunicação indireta entre a população devido ações feitas, acesso a informações locais e decisão probabilística sobre ações (VITTORI, 2005). O artigo expõe que se tratando do problema de reconfiguração é descrito por um conjunto de pontos adjacentes por onde os agentes que são as formigas possam se movimentar, os pontos representam as barras no sistema e as arestas que interligam os pontos são as linhas.

### 5.2.2 Teoria de Grafos

Um grafo  $G(V, E)$  representa simultaneamente dois conjuntos.  $V$  é denominado de conjunto de vértices e  $E$  denomina-se conjunto de arestas. Um grafo é orientado caso os pares pertencentes a  $V$  sejam ordenados, caso contrário diz-se que o grafo é não-direcionado.

Cada elemento  $E$  é representado por um par ordenado  $(i,j)$ , sendo estes vértices  $i$  e  $j$  adjacentes e compõem as extremidades da aresta. Caso estes elementos sejam iguais, a aresta é denominada laço. O grau de um vértice é definido como o número de arestas que nele incidem.

Figura 17 - Representação geométrica de um Grafo.



Fonte: PEREIRA (2014)

Uma sequência de vértices denomina-se caminho. Caso todos os vértices do caminho sejam distintos, a sequência recebe o nome de caminho simples. Se o primeiro e o último vértice de um caminho são iguais, a sequência define um ciclo. Assim, se a sequência que compõe o ciclo for um caminho simples, este é denominado de ciclo simples. Um grafo que não contém ciclos é dito acíclico.

Em um sistema de distribuição de energia elétrica, o vértice raiz é normalmente escolhido para representar a subestação. As arestas de uma estrutura em árvore são usualmente denominadas de ramos. Além disso, um grafo não-conexo e acíclico é denominado floresta.

### 5.2.3 PSO

O algoritmo de otimização por enxame de partículas (PSO) é utilizado para a otimização de funções não lineares a partir do ajuste de trajetórias de uma população de partículas por um espaço de soluções de um problema, baseado em informações como a sua própria performance anterior e a melhor de seus vizinhos (EBERHART; KENNEDY, 1995).

O algoritmo de PSO faz uso de uma população de partículas, onde cada indivíduo é marcado por um conjunto de coordenadas de um hiperespaço, que designa a sua posição no espaço de soluções, e um conjunto de velocidades, representando o vetor de deslocamento para cada indivíduo. Cada partícula mantém um registro de sua melhor localização, ou seja, o ponto em que obteve melhor resultado para o problema, e também um valor global que indica a melhor posição já alcançada por algum indivíduo da população (EBERHART; KENNEDY, 1995).

O PSO baseia-se em alterar o valor da velocidade de cada indivíduo, mudando a direção e seu sentido, restringindo-se a valores de melhor posição própria da partícula e a melhor posição alcançada pela população, realizando uma convergência entre soluções ótimas. Sistemas com múltiplos indivíduos são conectados por alguma relação comum para trabalharem dentro da teoria de inteligência baseada em enxames, por exemplo, em um sistema de distribuição de energia os equipamentos podem estar relacionados conforme a demanda para entrega de energia, prioridades na execução de tarefas, redução nos custos de manutenções, tempo de recuperação de um sistema numa falta, topologia da rede, segurança ou proteção, assim como uma população pode estar relacionados devido à sua atividade em comum.

### 5.2.4 GRASP

A metaheurística GRASP (Greedy Randomized Adaptive Search Procedure) foi proposta pelos pesquisadores Thoas A. Feo e Mauricio G. C. Resende. Baseada em conceitos existentes no campo da pesquisa operacional, em sua essência o GRASP

utiliza princípios construtivos do tipo guloso, porém também existe uma componente de busca local adaptativa e aleatória (FEO; RESENDE, 1989).

A metaheurística GRASP é uma junção do algoritmo heurístico construtivo guloso e da heurística de busca através de vizinhança. Esta metaheurística é dividida em duas fases principais: a fase construtiva e a fase de melhoria local. A fase construtiva é baseada em um algoritmo heurístico construtivo (AHC) do tipo guloso, o qual é responsável por encontrar uma boa solução factível adicionando em cada passo uma componente da solução. Em cada passo do algoritmo é escolhida a melhor componente, identificado por um indicador de sensibilidade, que utiliza uma componente que tem características aleatória e adaptativa, controlado pelo parâmetro  $\alpha$  para indicar as componentes de melhor qualidade para fazerem parte da solução do problema (RESENDE, 1989).

A fase construtiva do GRASP proposto utiliza a heurística (Merlin e Back 1975), a qual se inicializa fechando todas as chaves de interconexão do sistema e a cada iteração uma das chaves do sistema é aberta até que uma topologia radial deste sistema seja encontrada. Como apresentado por (Merlin e Back 1975) o indicador de sensibilidade utilizado na fase construtiva do GRASP são os fluxos de potência dos ramos do sistema. Como os sistemas encontrados possuem topologia radial, o cálculo da perda ativa é efetuado a partir do ponto de operação calculado utilizando-se o método de fluxo de carga de varredura, proposto por Brandini (2000).

O algoritmo GRASP além de resolver o problema de reconfiguração, verifica se uma dada topologia representa um sistema desconexo contendo ilhas ou um sistema radial conexo. Este algoritmo é utilizado nas duas fases da metaheurística GRASP para garantir a radialidade e a conectividade do sistema. Sendo assim, soluções infactíveis nunca serão construídas pela fase construtiva e nunca serão avaliadas pela fase de melhoria local.

O GRASP é uma evolução dos algoritmos heurísticos construtivos que tem como finalidade construir uma solução realizável, utilizando um indicador de sensibilidade para indicar qual o melhor componente para a solução. A aleatoriedade do algoritmo GRASP possui para escolher uma a melhor solução tem a finalidade de atender o caráter guloso do algoritmo heurístico construtivo e também a aplicação desta metodologia permite encontrar soluções de boa qualidade.

### 5.3 Conclusões parciais

Diante de todos os modelos matemáticos apresentados no presente trabalho, foram realizadas as listagens dos que mais se destacaram envolvendo o problema de reconfiguração. Nesse sentido, o Quadro 1 apresenta de forma direta a problemática exposta por cada autor, além das características dos modelos matemáticos ressaltadas por eles.

Quadro 1 – Modelos matemáticos

<b>Autor</b>	<b>Características</b>	<b>Problema</b>
<b>Radha (2003)</b>	Para tratar o problema de reconfiguração de sistemas de distribuição, minimizando as perdas ativas.	Reconfiguração do sistema de distribuição
<b>Guimarães 2005</b>	Visa maximizar a margem de carregamento de redes de distribuição.	Reconfiguração do sistema de distribuição
<b>Silva 2006</b>	Foi utilizado modelos matemáticos de reconfiguração restaurativa e de sequenciamento de operações de chaveamento.	otimização do problema de reconfiguração para a definição de configurações ótimas para o estado restaurativo.
<b>Assis 2014</b>	Instalação de chaves em redes de distribuição com intuito de re-energizar maior quantidade de clientes no menor tempo possível.	Devido as falhas em sistemas elétricos de potência ocorridos por consequência de falhas permanentes nas redes de distribuição
<b>Conceição 2014</b>	Minimizar os custos de energia não suprida e os custos de investimento, na alocação das chaves seccionadoras e ramais de interconexão. Melhorar a confiabilidade e minimizar custos de energia.	Reconfiguração do sistema de distribuição
<b>Simone (2014)</b>	O objetivo abordado nesse artigo consiste em encontrar a melhor reconfiguração de topologia radial de forma a minimizar as perdas ativas do sistema.	O problema de reconfiguração do sistema de distribuição (RSD) é modelado por uma programação não linear inteiro misto, onde a função objetivo apresenta as devidas perdas ativas totais do sistema e as restrições apresentam a primeira e segunda lei de Kirchoff garantindo o balanço de potência
<b>Willer 2016</b>	Apresentada a função de aptidão com múltiplos objetivos e restrições, visa maximizar o atendimento da demanda de carga atendida e melhorar a regulação de tensão, com perdas e números de chaveamentos mínimos.	Problema de otimização não linear inteiro misto, além disso, envolve restrições como radialidade da estrutura da rede, fluxo de carga e chaveamento

<b>Custodio 2017</b>	Objetivo de diminuição de perdas	As restrições se aplicam diretamente no balanço de potência ativa e reativa envolvendo os seus devidos fluxos de potência e as variáveis de chaveamento,
<b>Afonso 2018</b>	Consiste na redução de áreas que ficaram sem energia após o seu restabelecimento devido a restrições técnicas, físicas ou mesmo operacionais do sistema, além de aplicar a técnica de soluções Basic Variable Neighborhood Search (BVNS).	O seu problema consiste em um problema não linear inteiro misto (PNLIM), onde seu resultado é obtido através da aplicação do BVNS.

Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

Por conseguinte, quando se trata da resolução de problemas de otimização, os algoritmos são utilizados de forma a encontrar a melhor solução para cada tipo de função. Dessa forma, foi realizado a confecção da Quadro 2, com o intuito de apresentar os modelos de otimização apresentados por cada autor, além de sua função objetiva e o algoritmo de otimização. Nesse sentido, demonstra a melhor solução encontrada para o impasse em questão.

Quadro 2 – Algoritmos de solução

<b>Autores</b>	<b>Modelo</b>	<b>Função Objetiva</b>	<b>Método de Otimização</b>	<b>Ano</b>
Kagan, Nelson	Técnica de programação matemática e busca heurística	Avaliação técnica das possíveis opções de configuração cedidas pelo algoritmo de forma a encontrar a mais real, de forma a ser multe objetiva.	Algoritmo genético de tomada de decisões FUZZI	1999
Fernando Silva	Problema de programação biobjetivo	Minimizar o número de consumidores fora de serviço; as perdas não serão um alvo de otimização no problema, uma vez que após a manutenção da rede, ela deve retornar à configuração original; minimizar o número de chaveamentos para restaurar a rede.	Algoritmo de Colônia de Formigas ACO	2010
Simone S. F. Souza	Modelagem matemática AMPL	Maximização da potência total entregue às cargas e encontrar a melhor topologia radial para um sistema de distribuição de energia elétrica, ou seja, de forma que as perdas ativas do sistema sejam menores que no sistema inicial.	GRASP (Greedy Randomized Adaptive Search Procedure)	2012
Assis, Laura	Terminologia de teoria de grafos	A função objetivo utilizada busca minimizar o custo de alocação das chaves e o custo da energia não distribuída sob restrições de confiabilidade e fluxo de carga em todos os componentes da rede	Algoritmo Memético com população estruturada	2014

Mello, Ana Paula	Técnica Heurística Branch Exchange, otimização multi objetivo	Perda de energia na rede primaria FEC - Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora ENS - Energia não suprida esperada	Análise multi critério: AHP (Analytic Hierarchy Process)	2018
Souza, Eliane Silva	Técnicas exatas de otimização usando softwares comerciais de programação matemática	Minimizar a demanda não suprida no sistema, o número de chaveamentos e a energia não suprida durante o processo de transição topológica.	Programação cônica de segunda ordem inteira mista (PCSOIM) e programação linear inteira mista (PLIM)	2018

Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

## 6 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

Diante de todos os artigos estudados nesta monografia, foi realizado a comparação dos diferentes modelos matemáticos apresentados de forma a desenvolver um modelo que avalie o índice de qualidade de serviço das redes de distribuição.

### 6.1 MODELO MATEMÁTICO

A metodologia estabelecida para a restauração do sistema de distribuição consiste em uma abordagem de múltiplos objetivos e com restrições, entretanto o problema se resolve de forma mono objetivo, pois cada variável da função objetivo tem o seu peso de relevância sobre o devido problema, com base em um modelo de otimização suas variáveis são contínuas e inteiras. Dessa maneira, a função objetivo é formada como apresentado em (12).

$$\text{Min} [\alpha \sum_{i=1}^n (Nc \cdot Y) + \beta \sum_{T=1}^{nT} \sum_{i=1}^{nC} \frac{F_I}{nC} \cdot + Y \sum_{trechos} r_{jk} \cdot i_{jk}^2 + jx_{jk} \cdot i_{jk}^2] \quad (12)$$

Sendo que:

$\alpha, \beta, Y$  = Peso de relevância;

$Nc$  = Número de clientes;

$Y$  = Falta;

$F_I$  = Frequência de interrupção;



$i_{jk}^2 =$  Fator representativo da corrente que flui pelo trecho  $r_{jk}$  e  $x_{jk}$  = Impedância total no trecho

A equação (12) representa de forma matemática o objetivo do problema estabelecido, onde visa a minimização dos clientes sem energia devido as faltas no sistema, a frequência das interrupções e as perdas de potência. Além disso, há os fatores de penalidade, que são os pesos fixados em cada variável que permite definir qual o maior peso de escolha para o problema.

O presente problema de aprimoramento é submetido a restrições que abrangem quantidade de chaveamentos, a verificação da topologia radial da rede de distribuição e o fluxo de potência que se subdivide em níveis de tensão e perdas. Essas restrições são modeladas como:

$$CA_Z + \sum_{m \in \Omega_Z} X_{Zm} \cdot FA_{Zm} = 0 \quad (13)$$

$$CR_Z + \sum_{m \in \Omega_Z} X_{Zm} \cdot FR_{Zm} = 0 \quad (14)$$

$$VL_{min} \leq VL \leq VL_{max} \quad (15)$$

Onde:

$X_{Zm}$  = Variável que assume valor binário 0 ou 1, que indica o segmento aberto ou fechado;

$CA_Z$   $CR_Z$  = Carga ativa (KW) e reativa (KVAr);

$FA_{Zm}$   $FR_{Zm}$  = Fluxo de potência ativo (KW) e reativo (KVAr) no segmento conectado a barra z e m;

$\Omega_Z$  = Agrupamento de barras conectadas a barra Z;

VL = Tensão (pu) da barra z;

$VL_{min}$  = Valor mínimo de tensão (pu) em qualquer barra.

Todas as soluções geradas a partir da equação objetivo (12) é avaliada pelas equações das restrições, o cálculo de fluxo de potência é realizado pela equação (13) e (14), onde avaliasse os níveis de tensão das barras conectadas ao sistema e a equação (15) realiza a comparação dos valores de tensão na barra de forma a não ultrapassar os valores máximos e mínimos de tensão, ou seja, avaliando as perdas.

## 7 ALGORITMOS

Dentre as alternativas par resolução do modelo de otimização, foi adotado um modelo de programação inteira mista, sendo assim dentre as opções de algoritmos definiu-se em primeiro momento que seria utilizado o GRASP. Contudo, pela insuficiência de tempo são apresentados os resultados com simulações através do PSO que estava implementado.

### 7.1 Grasp

Visando a melhor forma a resolver o modelo matemático proposto foi escolhido o algoritmo GRASP, pois este é adequado para a resolução de problemas lineares e não lineares e de programação inteira mista, ou seja, envolve as variáveis inteiras no caso do problema exposto os estados de aberto 0 e fechado 1 das chaves de interconexão e contínuas que no caso pode receber qualquer valor. Além disso, a base do GRASP utiliza uma busca do tipo gulosa e da heurística de busca pelas vizinhanças, ademais também existe caminhos de busca local de forma a atender sistemas de grande e pequeno porte de forma aleatória (FEO; RESENDE, 1989).

Esta metaheurística é muito utilizada por se destacar em ótimos resultados aplicados a problemas de grande porte e de um grau de complexidade maior. A sua aplicabilidade é bem direta onde na fase construtiva desenvolve soluções através de indicadores de prioridade para os candidatos, a partir desse ponto passa-se para a fase de melhorias onde o algoritmo faz buscas locais pelas vizinhanças de forma a melhorar ainda mais o grau de aplicabilidade, ou seja, encontrar o melhor candidato possível (SOUZA, 2013).

O pseudocódigo da versão básica da metaheurística GRASP pode ser dividido em quatro fases (FEO; RESENDE, 1995):

#### Procedure GRASP

1ª fase: Realizar a leitura dos dados do problema e definir o conjunto de variáveis e a solução inicial do problema.

1.  $f^* \leftarrow \infty; x^* \leftarrow \emptyset;$
2. Ler os dados do problema;
3. Para  $k = 1, \dots, \text{MaxIter}$  Faça;

2ª fase: Realizar a construção de uma solução utilizando componentes aleatórias.

4. Construir uma função aleatória  $x$  (fase de construção);

3ª fase: Realizar uma melhoria da solução encontrada na fase construtiva.

5. Encontrar  $y$  aplicando busca local a  $x$  (fase de busca local);
6. Se  $f(y) < f^*$  Então
7.  $x^* \leftarrow y; f^* \leftarrow f(y);$
8. Fim Se

4ª fase: Definir um número máximo de iterações realizadas pelo GRASP.

9. Fim Para
  10. Retorna  $x^*$
- Fim GRASP

Após a leitura dos dados do problema o processo de construção de uma solução é iniciado com a escolha de um indicador de sensibilidade que pode ser feita, por exemplo, a partir da solução de um problema de fluxo de carga. Esse indicador permite iniciar a fase construtiva do GRASP, porém a escolha de uma componente a ser introduzida na solução do problema depende também de um parâmetro alfa ( $\alpha$ ) que varia entre zero e um. Se  $\alpha = 0$  tem-se um indicador de sensibilidade totalmente guloso e se tomar  $\alpha = 1$  tem-se um indicador de sensibilidade totalmente aleatório, o que pode dificultar a sua convergência. O valor de  $\alpha$  depende exclusivamente da complexidade do problema.

Assim passo a passo uma solução é construída. A fase construtiva, conforme pseudocódigo pode ser descrita em 5 passos:

1º. Passo: Escolher a solução inicial que pode ser vazia ou não. Essa solução se transformará na solução corrente;

Procedimento Construtivo

1.  $x^* \leftarrow \emptyset;$

2º. Passo: Avaliar os elementos candidatos a entrar no conjunto solução do problema;

2. Enquanto  $x$  não for uma solução completa faça;
3. Avaliar os custos dos elementos candidatos;

3º. Passo: Elaborar uma lista com as  $k$  variáveis mais atraentes, utilizando um indicador de sensibilidade;

4. Construir uma lista restrita de candidatos;

4º. Passo: Escolher aleatoriamente uma variável da lista construída no passo 3 e atualizar o conjunto solução adicionando a variável escolhida;

5. Selecionar aleatoriamente um elemento  $s$  da lista restrita de candidatos;

6.  $x^* \leftarrow x \cup \{s\}$ ;

7. Fim Enquanto;

5º. Passo: Verificar se o conjunto solução está completo; se isso ocorrer, tem-se então uma solução para o problema, terminando assim a fase construtiva. Se o conjunto solução for incompleto, voltar ao passo 2.

8. Retorna  $x$ ;

Fim do procedimento construtivo.

Após a fase construtiva do algoritmo uma fase de busca local é realizada na solução corrente fornecida pela fase construtiva do GRASP. A solução fornecida pela fase construtiva é factível e de boa qualidade, no entanto, procura-se melhorá-la através de um algoritmo de otimização local, o qual consiste em fazer uma busca sistemática com o objetivo de encontrar uma solução factível de melhor qualidade que a solução corrente. Este algoritmo trabalha na vizinhança que circunda a solução fornecida pela fase construtiva de modo iterativo procurando uma melhor solução dentro desta vizinhança. Nesta fase é importante ter uma adequada estrutura de vizinhança, uma solução inicial factível e de boa qualidade e técnicas eficientes de busca.

O algoritmo de otimização local, descrito no pseudocódigo, contém os seguintes passos:

1º Passo: Ler os dados da solução incumbente que é a solução encontrada na fase construtiva da metaheurística GRASP;

Procedimento de Busca Local;

1. Enquanto  $x$  não for solução localmente ótima faça

2º Passo: Obter uma solução corrente dentro da vizinhança que circunda a solução incumbente;

2. Obter  $x' \in N(x)$  tal que  $f' < f(x)$ ;

3º Passo: Se a solução corrente for melhor que a solução incumbente, a solução incumbente é alterada recebendo a solução corrente;

3.  $x \leftarrow x'$ ;
4. Fim Enquanto;

4º Passo: Critério de parada. Se não for encontrada soluções vizinhas de melhor qualidade dentro da vizinhança que circunda a solução incumbente a fase de busca é finalizada. Caso contrário, volta-se ao passo 2.

5. Retorna  $x$ ;

#### Fim do Procedimento Busca Local

Desta forma, foram mostradas passo a passo as fases que compõem a metaheurística GRASP. Pode-se dizer que esta metaheurística é de fácil aplicação, porém pode se tornar mais complexa ou não dependendo do problema a ser resolvido e das dimensões deste problema.

## 7.2 PSO

O algoritmo do PSO é baseado em um espaço de busca, onde é inicialmente gerada uma população aleatória de partículas e a estas associadas uma velocidade, ou seja, cada partícula possui uma posição ( $x_i$ ) e uma velocidade ( $v_i$ ).

A cada iteração, cada partícula atualiza sua velocidade, pela Equação 17, e uma nova posição é gerada pela soma de sua posição atual e a nova velocidade, conforme a Equação 16. A Equação 17, que calcula a velocidade da partícula, é composta também pela função  $rand()^{it}$  que gera números aleatórios entre 0 e 1, pelos parâmetros de confiança  $c_1^{it}$  que indicam quanto a partícula confia em sua experiência e  $c_2^{it}$  na do enxame. Pelos termos de aceleração:  $(Pbest_i^{it} - x_i^{it})$  que representa a distância entre a melhor posição encontrada para a partícula  $i$  e a posição atual dessa mesma partícula, e  $(Gbest_i^{it} - x_i^{it})$  que representa a distância entre a melhor posição de todas as partículas do enxame e a posição da partícula  $i$ .

$$x_i^{it+1} = x_i^{it} + v_i^{it+1} \quad (16)$$

$$v_i^{it+1} = v_i^{it} + (c_1^{it} * rand()^{it} * (Pbest_i^{it} - x_i^{it})) + (c_2^{it} * (rand()^{it} * Gbest_i^{it} - x_i^{it})) \quad (17)$$

As partículas enquanto percorrem seu espaço de busca geram informações que são armazenadas em vetores.

Onde:

$X_i = (x_1, x_2, x_3, \dots, x_n)$  corresponde às posições das partículas;

$V_i = (v_1, v_2, v_3, \dots, v_n)$  corresponde à velocidade das partículas;

$Pbest_i = (Pbest_1, Pbest_2, Pbest_3, \dots, Pbest_n)$  corresponde a melhor posição obtida de cada partícula.

$n$  = indica o tamanho do enxame.

Armazena-se também, durante o processo de exploração, a melhor posição (fitness) já encontrada entre todas as partículas do enxame, que é representado pelo  $Gbest$ . O algoritmo de PSO apresenta um conceito simples, de fácil implementação e de eficiência computacional.

O pseudocódigo do PSO pode ser escrito como:

1º Passo: Criar uma população aleatória de partículas, denominada enxame; inicializar esta população com posições e velocidades aleatórias;

2º Passo: Repetir para cada partícula  $i$  Calcular a função objetivo (fitness);

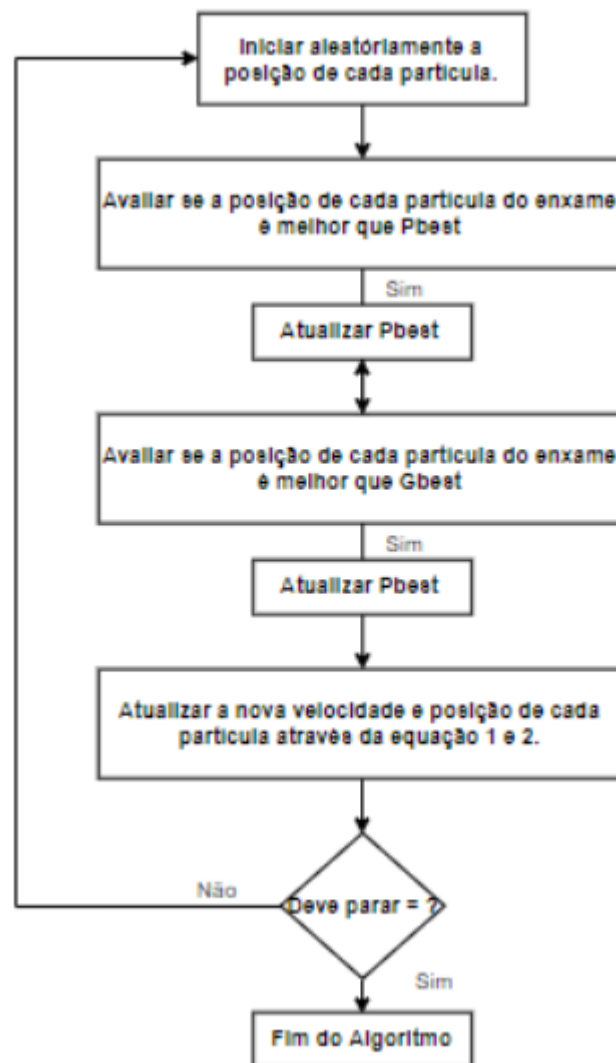
3º Passo: Comparar o novo valor resultante da fitness da partícula  $i$ . Se o valor for melhor que o valor do  $Pbest$  da partícula  $i$ , atualizar o  $Pbest$  com o novo valor da fitness.

4º Passo: Comparar o novo valor resultante da fitness da partícula  $i$  com o valor do  $Gbest$ . Se o valor da fitness da partícula  $i$  for melhor que o valor do  $Gbest$ , atualizar o valor do  $Gbest$  com este novo valor;

5º Passo: Alterar a posição e a velocidade da partícula  $i$ ; até que a condição de parada seja satisfeita.

Considerando os passos do algoritmo PSO, pode-se ver na Figura 17 o fluxograma que demonstra separadamente os devidos passos a serem tomados para o funcionamento do algoritmo.

Figura 17 - Fluxograma de funcionamento do algoritmo PSO



Fonte: SOUBE (2015)

- a) A posição e velocidade de cada partícula da população são geradas aleatoriamente no espaço de buscas (1)
- b) Compara-se o valor obtido da partícula com o pbest (2).- Sendo o valor melhor, é necessário atualizar o pbest com um novo valor (3).
- c) Compara-se o valor obtido da partícula com o gbest (4). Sendo o valor melhor, é necessário atualizar o gbest com um novo valor (5).
- d) Altera-se o valor da velocidade e a posição da partícula (6).
- e) Não satisfazendo o critério de parada, e necessário que se reinicie o processo no passo (2) e se repita todos os passos, satisfazendo o critério de parada encerra-se o algoritmo (7).

### 7.3 Conclusões parciais

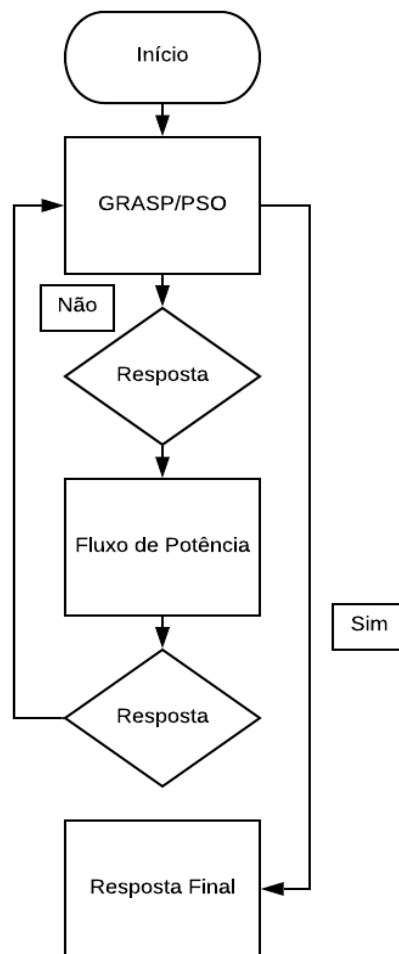
Em primeiro momento foi escolhido as opções de algoritmo a utilização do GRASP que apresentara ser adequada a solução de problemas com uma técnica de otimização muito flexível e atende uma enorme gama de problemas (FESTA; RESENDE, 2009), o GRASP tem a característica de algoritmo construtivo pois não é um algoritmo de estrutura bem definida, mas sim toda uma classe de metaheurística caracterizada por um processo multi-start, iterativo e dividido em duas fases. Uma fase de construção, cujas soluções candidatas são produzidas, e uma fase de busca local, em que um ótimo local é procurado na vizinhança da solução encontrada.

Devido insuficiência de tempo está sendo mostrado os resultados com simulações através do PSO que já estavam implementadas. O algoritmo de otimização por enxame de partículas (PSO) é utilizado para a otimização de funções não lineares a partir do ajuste de trajetórias de uma população de partículas por um espaço de soluções de um problema, baseado em informações como a sua própria performance anterior e a melhor de seus vizinhos (EBERHART; KENNEDY, 1995).

Como mostra o fluxograma da figura 18, ambos os algoritmos PSO conseguem realizar a resolução do problema de otimização de reconfiguração que é realizada da seguinte maneira: a partir dos dados inseridos no algoritmo PSO será redirecionado a sua resposta ao fluxo de potência que irá redirecionar a sua resposta novamente para o PSO, caso obedeça às restrições será gerada uma resposta final, senão executará o programa novamente como está exposto na Figura 18.



Figura 18 – Fluxograma de execução



Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

O PSO está sendo utilizada neste trabalho como técnica base para a solução do problema de restauração de redes de distribuição de energia elétrica.

#### 7.4 Fluxo de Potência

O estudo do fluxo de potência permite estimar o estado de operação da rede elétrica e tem por finalidade (KAGAN, 2005):

- a) Determinar as tensões nas barras de rede, permitindo a verificação do atendimento aos níveis de tensão tecnicamente corretos.
- b) Determinar as correntes, e as potências, que fluem pelos trechos da rede, permitindo a verificação da obediência aos seus limites de carregamento.

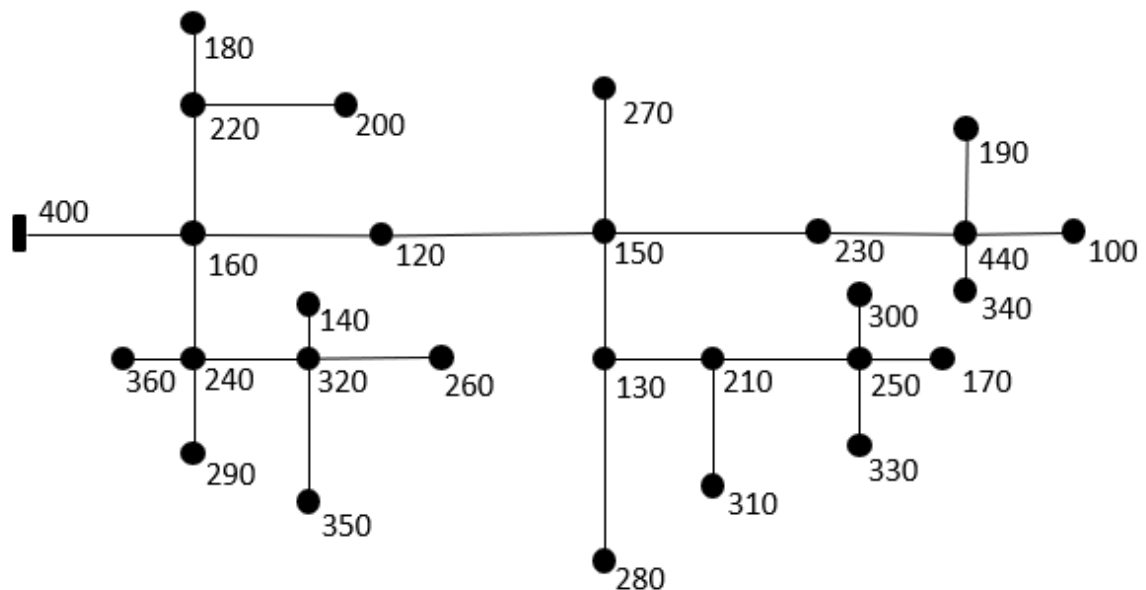
- c) Calcular as perdas, em termos de potência e de energia, permitindo, da comparação com a demanda e energia das cargas, definir se a necessidade de realização de novos estudos visando se alcançar uma condição operativa de melhor desempenho técnico e econômico.
- d) Calcular os desequilíbrios de corrente e tensão para aquelas redes assimétricas (com cargas desequilibradas), avaliando-se, a partir desses valores, a necessidade de realização de estudos para a condução dos desequilíbrios a valores tecnicamente aceitáveis.
- e) Introduzir cargas não lineares na rede elétrica e avaliar a distorção harmônica originada da injeção de harmônicas em barras específicas.

Devido a topologia radial de funcionamento do sistema de distribuição, os métodos tradicionais para o cálculo do fluxo de potência, como Newton Raphson e Desacoplamento Rápido, apresentam problemas de condicionamento da matriz jacobiana. Devido a esse fato, utilizou-se o método de varredura para definição das variáveis de estado do sistema teste considerado neste trabalho.

#### 7.4.1 Ordenação da rede

A ordenação da rede tem como objetivo de se estabelecer, na Figura 19 apresenta uma rede primária radial, na qual todas as barras estão identificadas com números arbitrários. Partindo da SE - Barra número 400, a sequência de trechos no sentido do fluxo, ou seja, o primeiro trecho da rede é constituído por uma barra da SE e pela barra que está posterior a jusante, 400 até 160, sendo a barra 400 considerada "pai" da barra 160 (KAGAN, 2005).

Figura 19 - Rede primaria radial



Fonte: KAGAN (2005)

A metodologia para ordenação da rede é resumida por:

1º passo: Fixa-se como barra de teste, ITESTE, a barra da SE, ou seja, ITESTE = 400.

2º passo: Pesquisa-se, nas duas barras, Bar1 e Bar2, da lista de ligações a existência da barra ITESTE. Caso não seja localizada conclui-se pela existência de erro de dados, pois a barra da SE deve estar conectada à rede. A barra 400 está conectada a barra 160 na ligação número 5. Transfere-se a barra 160 para a primeira posição da tabela de trechos ordenados identificando que é filha da barra 0, número de ordem da barra SE.

3º passo: Atribui-se ao primeiro trecho que não dispõe de apontador (número interno) o número sequencial seguinte aos já utilizados. Fixa-se ITESTE nesta barra e pesquisa-se na tabela suas barras filhas, as quais ao serem identificadas são transferidas para a tabela de barras ordenadas indicando-se a barra pai através de seu número interno. Fixa-se o apontador em 1 e ITESTE em 160 identificando suas filhas que são as barras 240, 120 e 220, repete-se esse passo até o término dos trechos como nós Quadros 3 e 4.

Quadro 3 – Trechos da rede

<b>Núm.orde</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>
Barra 1	260	220	210	240	400	270	160	170	240
Barra 2	320	200	310	160	160	150	120	250	290
<b>Núm.orde</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>
Barra 1	220	340	130	300	180	210	320	210	120
Barra 2	160	440	150	250	220	130	240	250	150
<b>Núm.orde</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>27</b>
Barra 1	140	350	230	440	100	280	250	360	190
Barra 2	320	320	150	230	440	130	330	240	440

Fonte: KAGAN (2005)

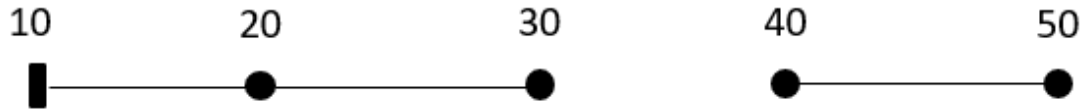
Quadro 4 – Trechos da rede ordenados

<b>Apontador</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>
Núm.orde	5	4	7	10	9	16	26	18	2
Barra final	160	240	210	240	400	270	160	170	240
Barra ante.	0	1	1	1	2	2	2	3	4
<b>Apontador</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>
Núm.orde	14	1	19	20	6	12	21	15	24
Barra final	180	260	140	350	270	130	230	210	280
Barra ante.	4	6	6	6	8	8	8	15	15
<b>Apontador</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>27</b>
Núm.orde	22	3	17	11	23	27	8	13	25
Barra final	440	310	250	340	100	190	170	300	330
Barra ante.	16	17	17	19	19	19	21	21	21

Fonte: KAGAN (2005)

Durante o processo de ordenação podem ocorrer dois tipos de erros de dados como a existência de trechos desconexos como mostra a Figura 20, onde há a desconexão do trecho da rede.

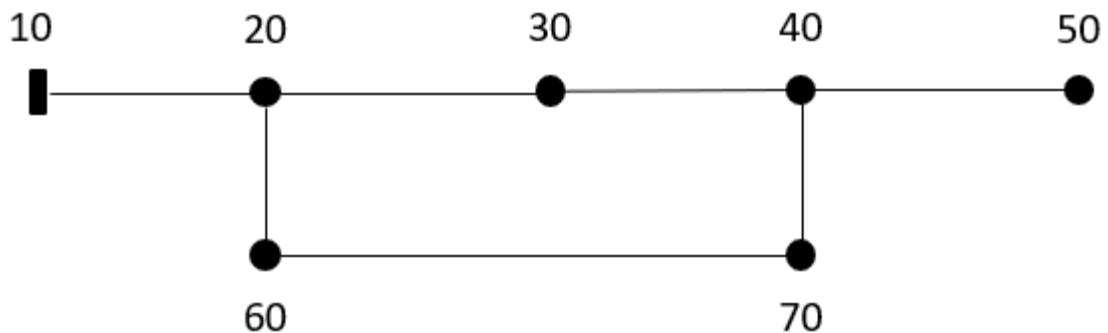
Figura 20 - Trechos desconexos



Fonte: KAGAN (2005)

E fechamento de malhas como mostra a Figura 21, pode-se notar que o caminho forma um ciclo.

Figura 21 – Trechos em malhas



Fonte: KAGAN (2005)

A ordenação da rede, além de ter aplicação no procedimento de cálculo de fluxo de potência, é cômoda quando se deseja identificar caminhos ao longo da rede, sem que se disponha do desenho do diagrama unifilar destacando a identificação de barras a jusante de uma barra especificada que será influenciada por modificações na tensão dessa barra, identificação das barras a montante de uma barra especificada que corresponde a determinação da impedância de entrada da barra.

#### 7.4.2 Método de Varredura

Este método tem grande eficácia quando utilizado no cálculo do fluxo de potência em sistemas radiais. Pois é um método algebricamente simples, de fácil programação e entendimento, além de possuir ótimas características de convergência. O método consiste na escolha de um certo valor para a tensão nas barras do sistema, sendo que este representa apenas o módulo da tensão na mesma, escolhe-se tipicamente a mesma tensão da barra da subestação. (SHIRMOHAMMADI et al., 1988).

O método de Varredura forward/backward de Shirmohammadi (1988) como mencionado é voltado para redes que operam de forma radial. Este método é iterativo, atualizando os valores de tensões nas barras  $V_k$  a partir de valores iniciais iguais ao valor da tensão da subestação  $V_{ref}$ , indicado na seguinte expressão:

$$V_k = V_{ref} + j0 \quad (18)$$

Onde:

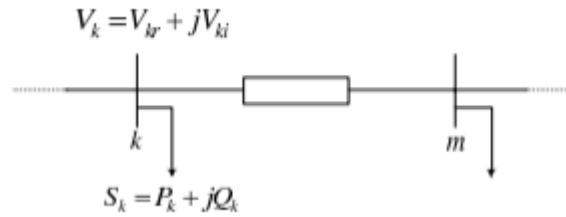
$V_{ref}$ : é a tensão da barra de referência, com ângulo zero.

A partir das tensões e das potências (cargas) se obtêm as correntes em todas as barras para logo ir sentido subestação e calcular as correntes nos trechos da rede elétrica. Este processo é chamado de backward, ou seja, começando pelas barras finais até chegar à subestação. De posse das correntes nos trechos se calcula as tensões nas barras iniciando na da subestação até as barras finais. Este processo é chamado de forward. Com as novas tensões e potências (cargas) calcula-se as correntes nas barras e processo é repetido até obter uma convergência (SHIRMOHAMMADI, 1988).

#### 7.4.3 Processo Backward

A figura 22, ilustra duas barras, K e m, na qual há uma carga na barra k, representada pela equação:  $S_k = P_k + jQ_k$ , enquanto a tensão na mesma barra é representada por  $V_k = V_{kr} + jV_{ki}$ .

Figura 22 - Subsistema para cálculo de corrente de carga



Fonte: ZVIETCOVICH (2006)

A partir desta figura, obtêm-se as seguintes relações matemáticas:

$$S_k = V_k I_k^* \rightarrow I_k^* = \frac{S_k}{V_k} = \frac{P_k + jQ_k}{V_{kr} + jV_{ki}} \quad (19)$$

$$S_k = \frac{P_k + jQ_k}{V_{kr} + jV_{ki}} \cdot \frac{v_{kr} - jv_{ki}}{v_{kr} - jv_{ki}} = \frac{P_k \cdot v_{kr} + Q_k \cdot v_{ki}}{V_{kr}^2 + V_{ki}^2} + j \cdot \frac{-P_k \cdot v_{ki} + Q_k \cdot v_{kr}}{V_{kr}^2 + V_{ki}^2} \quad (20)$$

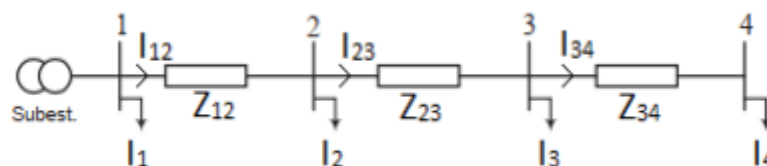
Assim sendo, tem-se, em módulo:

$$I_{kr} = \frac{P_k \cdot v_{kr} + Q_k \cdot v_{ki}}{V_{kr}^2 + V_{ki}^2} \quad (21)$$

$$I_{ki} = \frac{P_k \cdot v_{ki} + Q_k \cdot v_{kr}}{V_{kr}^2 + V_{ki}^2} \quad (22)$$

Para um sistema com 4 barras, deduz-se as seguintes equações para o processo Backward.

Figura 23 - Sistema exemplo 4 barras



Fonte: ZVIETCOVICH (2006)

$$I_{34} = I_4 \quad (23)$$

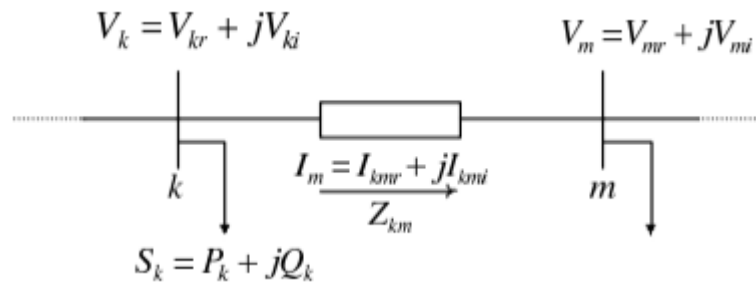
$$I_{23} = I_{34} + I_3 \quad (24)$$

$$I_{12} = I_{23} + I_2 \quad (25)$$

#### 7.4.4 Processo Foward

A figura 24 ilustra um sistema radial composto por duas barras, K e m, é representada pelas tensões nas barras  $V_k = V_{kr} + jV_{ki}$  e as correntes nos ramos  $I_{km} = I_{kmr} + jI_{kmi}$ .

Figura 24 - Subsistema para cálculo de tensão nas barras



Fonte: ZVIETCOVICH (2006)

Assim sendo, obtêm-se as seguintes relações matemáticas:

$$V_k = V_{kr} + jV_{ki} = V_m + (R_{km} + jX_{km})(I_{kmr} + jI_{kmi}) \quad (26)$$

Deduz-se então que:

$$V_{mr} = V_{kr} - R_{km} \cdot I_{kmr} + X_{km} \cdot I_{kmi} \quad (27)$$

$$V_{mi} = V_{ki} - R_{km} \cdot I_{kmi} + X_{km} \cdot I_{kmr} \quad (28)$$

Portanto, tem-se as equações do processo Forward.

$$V_2 = V_1 - I_{12} \cdot Z_{12} \quad (29)$$

$$V_3 = V_2 - I_{23} \cdot Z_{23} \quad (30)$$

$$V_4 = V_3 - I_{34} \cdot Z_{34} \quad (31)$$

Assim, visto que os novos valores de corrente nos ramos do sistema e de tensão nas barras do mesmo podem ser facilmente calculados, pode-se, agora, obter os valores das perdas ativas e reativas da rede, de acordo com as seguintes equações.

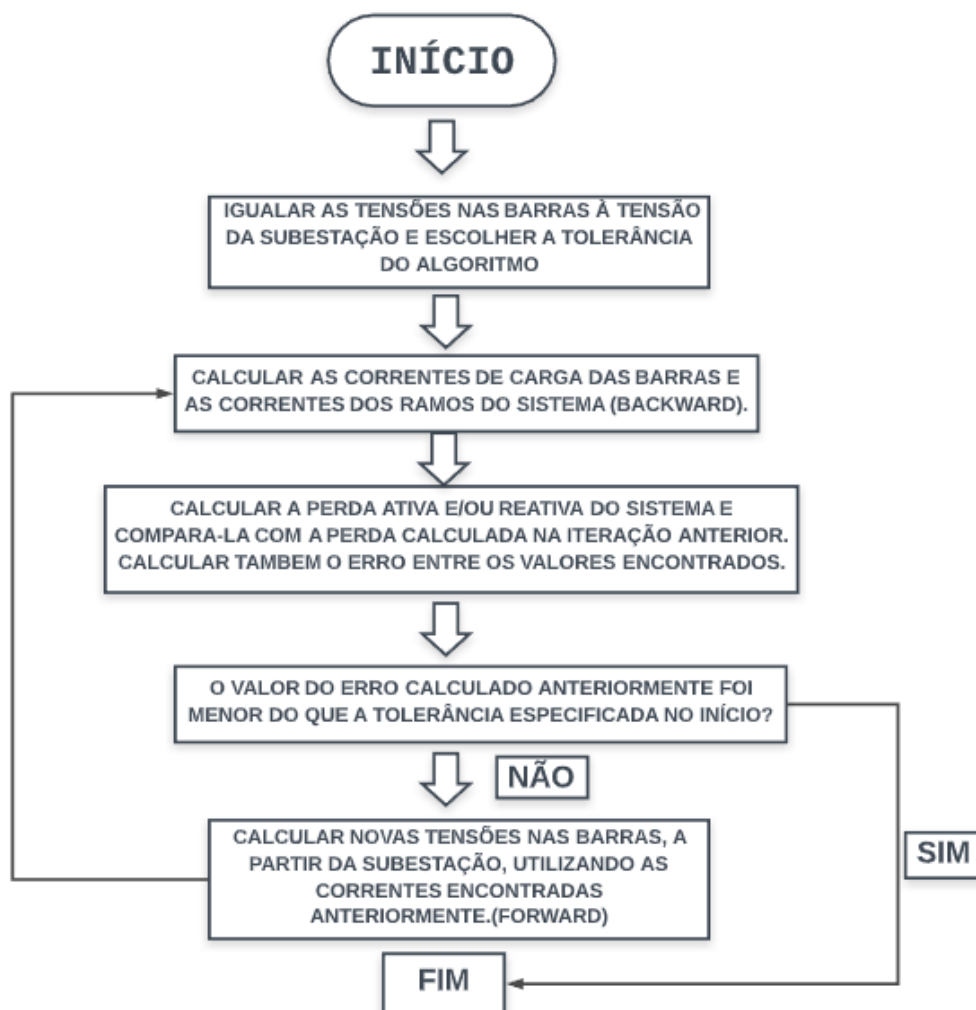


$$P_{km}^{perdas} = R_{km} \cdot I_{km}^2 \quad (32)$$

$$Q_{km}^{perdas} = X_{km} \cdot I_{km}^2 \quad (33)$$

A Figura 25 apresenta o fluxograma do algoritmo que realiza o cálculo do fluxo de potência pelo método de Varredura.

Figura 25 - Fluxograma do método de varredura



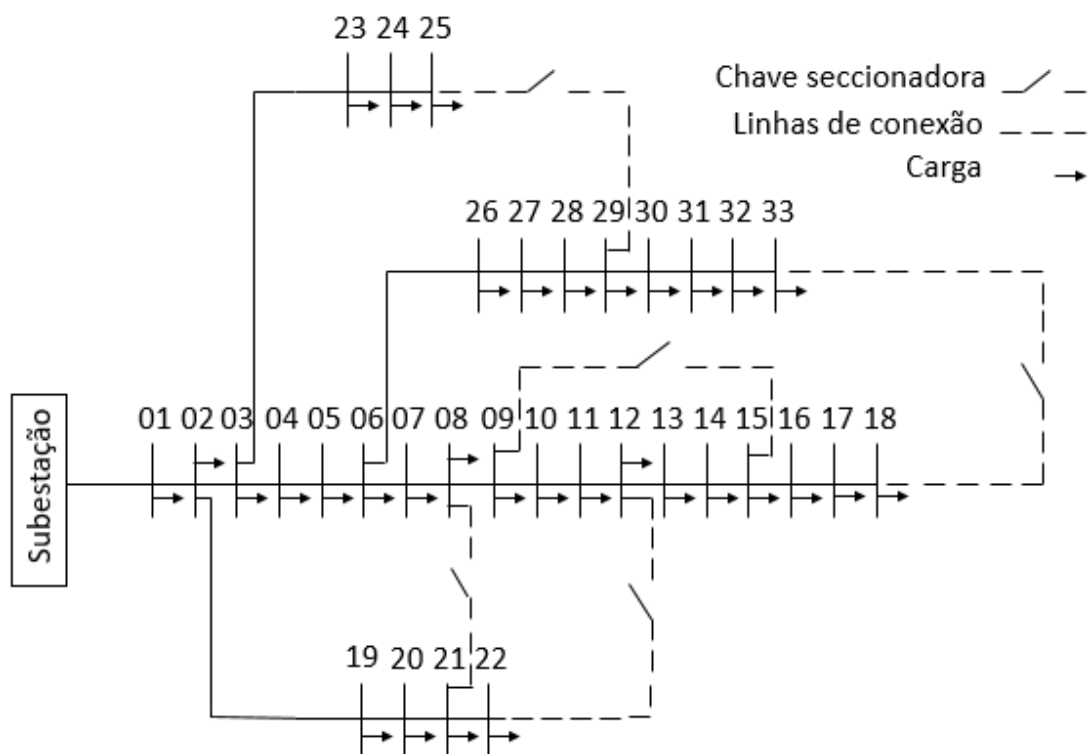
Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

## 8 RESULTADOS E ANÁLISES

Para resultado de análise e comparação foi utilizado o sistema de 33 barras apresentados na literatura Gomes (2005) cedidos pela IEEE. Consiste em um sistema de 12.66 KV de 33 barras e 5 laços de reconexão, que totalizam 5058.25 KW e 2547.32 KVAR utilizados também por (BARAN, 1989).

A Figura 26 apresenta a topologia da estrutura da rede de distribuição, considera-se que há uma chave em cada ramo do alimentador, além disso as chaves NA 12-22, 8-21, 9-15, 25-29 e 18-33, são caracterizadas pelas linhas tracejadas e as chaves NF desde 1 até 33, são as linhas inteiras.

Figura 26 - Sistema de 33 barras



Fonte: System (2019)

Os dados da figura 26 são apresentados no anexo A, contendo todas as características da rede apresentados na tabela 6. Sendo dados de um sistema de 33 barras, apresentando os valores de tensão, resistência, reatância, condutância e susceptância.

A execução computacional da metodologia foi realizada no Matlab, onde foi utilizado o algoritmo PSO para a resolução do modelo matemático proposto e o fluxo

de potência foi realizado no programa Matpower4.1 que se baseia no método de varredura. Os parâmetros iniciais da sistemática estão expostos na Tabela 6.

Tabela 6 – Parâmetros iniciais

PARÂMETROS	VALORES 33 BARRAS
Inércia Máx	Wmax = 0,9;
Inércia Min	Wmin = 0,4;
Coeficiente de aceleração	n=20;
Dimensão do espaço de pesquisa	dim = 5;
Número da população	n = 20;
Máximo de iterações	60%

Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

Para as variáveis expostas na Tabela 6, o algoritmo entende para o valor da inercia, quanto maior a inercia maior será a consideração do resultado da simulação anterior, quanto menor a inercia menor será o impacto do resultado anterior, ou seja, conforme as interações forem passando, melhor será o campo de busca. O coeficiente de aceleração define o impacto de Gbet e Pbest, sendo que quanto maior o valor mais rápido será a convergência, podendo ser prematura. Por isso essa variável deve ser aleatória de forma que a cada iteração sejam geradas populações diversificadas. O número da população estudada é de 20 indivíduos com a quantidade máxima de iterações de 60. Com isso, o cálculo da variação da velocidade é determinado pelas variáveis Pbest que representa a melhor posição encontrada para a partícula; e Gbest que representa a melhor posição de todas as partículas do enxame.

Foram realizadas 30 simulações expostas no Anexo B, de forma a ter um maior campo de análise, pelo fato de se tratar de um algoritmo estocástico, ou seja, um algoritmo que se baseia em parâmetros aleatórios como os coeficientes de aceleração.

Para o presente estudo foi utilizado os seguintes parâmetros como base para análise expostos na Tabela 7. Definindo as chaves abertas antes da reconfiguração e as perdas do sistema.

Tabela 7 – Parâmetros base

ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw
FEC	0.15152 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu

Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

Das 30 simulações realizadas foi relatado que apenas 4 reconfigurações que se repetem ao longo do programa sendo essas as simulações 1, 2, 3 e 23. Das 4 simulações destacou-se a 2 com o melhor valor de redução de perdas com o valor de 157.6449 KW, uma redução de 50.8143 KW. A segunda melhor reconfiguração é a 3 com o valor de 163.1036, atingindo uma redução de 45.3556 KW. Já as simulações 1 e 23 tiveram o aumento das perdas, respectivamente o valor da simulação 1 com 233.2022 KW, um aumento de 24.743 KW e a simulação 4 com o valor de perda de 247.5724 KW, com o aumento de 39.1132 KW sendo o pior resultado das simulações, como pode ser visto na Tabela 8.

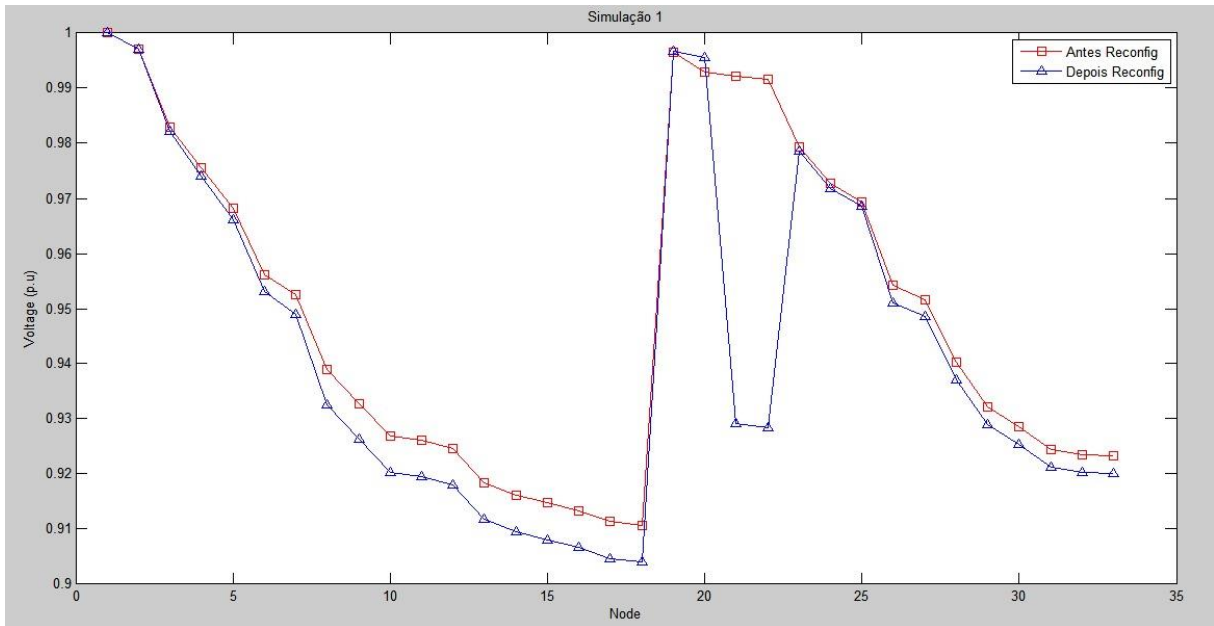
Tabela 8 – Valores das perdas

Simulações	Chaves reconfiguradas	Perdas em KW
1	20 34 35 36 37	233.2022
2	7 34 35 36 37	157.6449
3	6 34 35 36 37	163.1036
23	19 34 35 36 37	247.5724

Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

A simulação 1 representou 30% das simulações totais que atingiram o pior valor requerido para a função objetivo, que é a soma das perdas de potência somado ao FEC, como demonstra a Figura 27. Além disso, pode-se notar através da Figura 27 a perda de tensão decorrida pelo aumento das perdas.

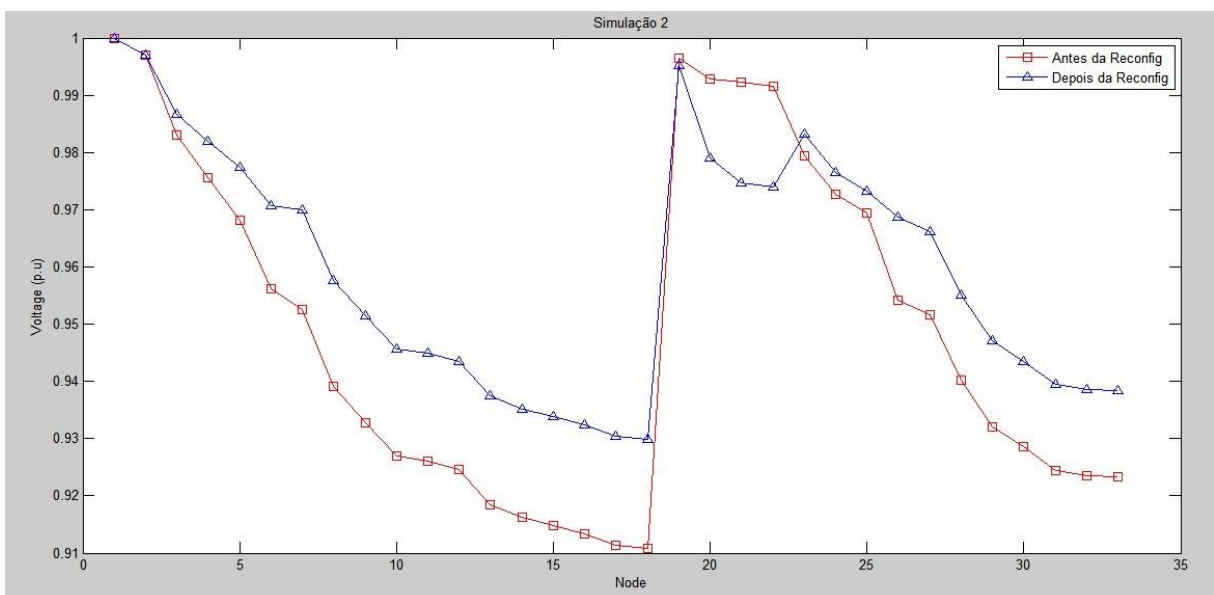
Figura 27 - Simulação 1



Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

A solução gerada pela simulação 2 repetiu-se em 50,3% das execuções realizadas, onde atingiu o melhor valor para a função objetivo, com o valor de redução da perda 50,85 KW, como demonstra a Figura 28. Além disso, a Figura 28 expõe a melhoria de tensão uma vez que as perdas diminuíram.

Figura 28 - Simulação 2



Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

O FEC foi multiplicado por 5000 por causa do seu baixo valor, de modo a ficar compatível aos valores de perda da função objetivo, de forma que a função objetivo seja sensível as alterações do valor do FEC

## **9 CONSIDERAÇÕES FINAIS**

O estudo realizado demonstra a importância da otimização das redes de distribuição, destacando a minimização da frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC). Desta forma, cumprindo a problemática proposta ao demonstrar através das simulações, o quanto as empresas de fornecimento de energia podem reduzir em relação à sua rede de distribuição atual, através do serviço prestado.

O objetivo geral foi cumprido, através do desenvolvimento de um modelo matemático para a restauração de sistema de distribuição de energia elétrica, em que foi demonstrada a melhoria do indicador de qualidade.

Foram apresentados no marco teórico, diversos conceitos de sistema de distribuição, modelos matemáticos e algoritmos utilizados para a restauração dos componentes da rede, cumprindo o primeiro objetivo proposto. Também foram realizadas várias análises de forma a comparar os modelos matemáticos, algoritmos e técnicas de otimização no marco teórico, cumprindo o segundo objetivo. Foi desenvolvido um modelo matemático, com o intuito de melhorar a eficácia da distribuição da energia elétrica aos consumidores finais, acatando ao terceiro objetivo específico. E por fim, cumprindo ao último objetivo do presente trabalho, realizou-se a utilização dos dados do Instituto de engenheiros eletricitas e eletrônicos (IEEE) como o de 33 barras, no algoritmo utilizado.

Vale ressaltar, que foram realizadas simulações no Matlab, onde foi adotado um modelo de programação inteira mista. À priori seria utilizado o algoritmo Grasp, não obstante, devido a insuficiência de tempo foi utilizado o algoritmo PSO que já estava implementado. Desta forma, o estudo de caso apresentado tem o intuito de trazer um novo modelo matemático, que visa a minimização da frequência de interrupção de energia, demonstrado através das simulações expostas.

A pesquisa foi de grande valia para a sociedade, uma vez que demonstrou a relevância do engenheiro eletricitista no que tange aos processos de rede de distribuição de energia elétrica. Para a academia, este trabalho demonstra a

importância da teoria ensinada, no cotidiano de maneira geral. E para os pesquisadores foi uma oportunidade ímpar de conhecer na teoria e na prática o quanto a otimização do sistema de distribuição é importante para a qualidade de energia.

Importante ressaltar que este não é um estudo conclusivo, dado que sua implementação pode variar de acordo com a necessidade de cada modelo matemático. Além disso, o mesmo pode ser aprimorado, de forma a demonstrar através das simulações a reincidência de faltas de energia em locais específicos da rede de distribuição. Estudos futuros podem acrescentar o tempo na função objetivo do modelo matemático, de modo a ter uma análise anual para demonstrar os ganhos no tempo.

Destaca-se ainda, a possibilidade de estudo do algoritmo Grasp em uma oportunidade com maior abrangência de tempo, devido a este algoritmo ser mais complexo e de melhor resposta ao problema aplicado.

## REFERÊNCIAS

ABB. **Disjuntores**: Os disjuntores SACE da ABB representam qualidade e inovação no mundo da baixa tensão. 2019. Disponível em: <<https://new.abb.com/low-voltage/pt/produtos/disjuntores>>. Acesso em: 15 dez. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2ª ed. ed. Brasília, 2005.

ANEEL, Procedimentos de Distribuição de Energia. Elétrica no Sistema Elétrico Nacional–PRODIST: Módulo 8-Qualidade de Energia Elétrica. **Revisão**, v. 5, p. 76, 2007.

ANEEL (Brasil). Agência Nacional de Energia Elétrica. **ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica: Manual de Controle Patrimonial - MCPSE**. Brasil: Mcpse, 2015. 219 p.

ANEEL A. **Empresas de fornecimento de energia da região sudeste**. 2019. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/indicadores-de-compensacao-de-continuidade>>. Acesso em: 17 nov. 2019

ANEEL B. **Índices de Compensação de Continuidade**. 2019. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/indicadores-de-compensacao-de-continuidade>>. Acesso em: 17 nov. 2019.

ANEEL C. **Índices de continuidade**. 2019. Disponível em: <[https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores\\_de\\_qualidade/resultado.cfm](https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores_de_qualidade/resultado.cfm)>. Acesso em: 17 nov. 2019.

ANEEL D. **Indicadores de continuidade por conjunto**. 2019. Disponível em: <[https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores\\_de\\_qualidade/resultado.cfm](https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores_de_qualidade/resultado.cfm)>. Acesso em: 17 nov. 2019

ANEEL E. **Indicadores de continuidade por município**. 2019. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/limites-dos-indicadores-de-continuidade-por-municipio>>. Acesso em: 17 nov. 2019.

ALEXANDER, Charles K.; SADIKU, Matthew NO. **Fundamentos de circuitos elétricos**. AMGH Editora, 2013.



AMASIFEN, Juan Carlos Cebrian; ROMERO, Rubén; MANTOVANI, José RS. Algoritmos evolutivos dedicados à reconfiguração de redes radiais de distribuição sob demandas fixas e variáveis: estudo dos operadores genéticos e parâmetros de controle. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automática**, v. 16, n. 3, p. 303-317, 2005.

ASSIS, LAURA SILVA DE. **OTIMIZAÇÃO DE ALOCAÇÃO DE CHAVES EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. 2014. TESE (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, CAMPINAS, 2014. Disponível em: [http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/260684/1/Assis\\_LauraSilvade\\_D.pdf](http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/260684/1/Assis_LauraSilvade_D.pdf). Acesso em: 18 mar. 2019. (ASSIS, 2014)

ASSIS, L. S. et al. Algoritmo Memetico para Alocação ótima de chaves manuais e telecomandadas em um sistema de distribuição de energia elétrica. In: **CLAIO e SBPO-Congresso Latino-Iberoamericano de Investigación Operativa e Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**. 2012. p. 1125-1137.

BARAN, M. E. e WU, F. F., "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing," **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 4, no. 2, pp. 1401-1407, abril, 1989.

BRANDINI, A. C. **Análise crítica de algoritmos de fluxo de carga usados em sistemas de distribuição radial**. 2000. 71 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia de Ilha Soteira, Universidade Estadual Paulista, 2000.

CASTRO JR., C. A.; WATANABE, A. A. **An efficient reconfiguration algorithm for loss reduction of distribution systems**. *Electric Power Systems research*, vol 19, no. 2, p.137-144, Aug.1990.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATEGICOS – CGEE. **Redes elétricas inteligentes: contexto nacional**. Brasília, 2012. ( CGEE, 2012).

COELHO, Bruno Miguel Moreira et al. **Classificação de Tipologia de rede da EDP Distribuição**. 2012.

CONCEIÇÃO, Katiani Pereira da et al. **Modelo matemático de otimização para a alocação de chaves seccionadoras e ramais de interconexão em sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2014.

COSSI, Antonio Marcos. **Planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de média e baixa tensão**. 2008.

DA SILVA, Erick Baleeiro; DE CARVALHO, Thiago Lopes Alencar; FERREIRA, Niraldo Roberto. **Aplicação do Algoritmo Colônia de Formigas na Restauração de Redes Elétricas de Distribuição**.

DE ENERGIA ELÉTRICA, QUE CELEBRAM A. **Agência Nacional de Energia Elétrica-ANEEL**. Abril de, 2005.

EBERHART, R.; KENNEDY, J. **A new optimizer using particle swarm theory. MHS'95. Proceedings of the Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science**, p. 39–43, 1995.

ELETROBRAS (Brasil). Eletrobras Amazonas Energia. **MANUAL DE PROCEDIMENTOS DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO: PROJETOS DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO AÉREAS URBANAS**. Brasil: Eletrobras, 2012. 78 p.

FEO, T. A.; RESENDE, M. G. C. **A probabilistic heuristic for a computationally difficult set covering problem**. *Operations Research Letters*, Amsterdam, v. 8, n. 2, p. 67-71, 1989.

FESTA, P.; RESENDE, M. G. C., **An annotated bibliography of GRASP, Part I: Algorithms**, *International Transactions in Operational Research*, Oxford, v. 16, n. 1, p. 1-24, 2009. Disponível em: <http://www2.research.att.com/~mgcr/papers.html> >. Acesso em: 13 jul. 2010.

GIL, Antonio Carlos. **Métodos e técnicas de pesquisa social**. São Paulo: Atlas, 1989.

GOMES, Flávio Vanderson. **Reconfiguração de sistemas de distribuição utilizando técnicas de otimização contínua e heurística para minimização de custos**. 2005. Tese de Doutorado. Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ.

GUIMARÃES, M. A. N. **Reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando algoritmos de busca tabu**. 2005. 108 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005.

Kagan, N., Oliveira, C. C. B. & Robba, E. J. (2005). **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**, 1st edn.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. de; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas De Distribuição De Energia Elétrica**. [S.l.]: Editora Blucher, 2010.

LIU, Shanshan et al. The healing touch: Tools and challenges for smart grid restoration. **IEEE power and energy magazine**, v. 12, n. 1, p. 54-63, 2013.

LÓPEZ, Juan. C *et al.* Smart Grids: Self-healing and Switch Allocation in a Real System. *In: THE 12TH LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION, 2017, LATIN-AMERICAN. Smart Grids: Self-healing and Switch Allocation in a Real System [...].* IEEE: [s. n.], 2017. Disponível em : <http://www3.fi.mdp.edu.ar/clagtee/2017/articles/12-025.pdf>. Acesso em 18 mar. 2019. (LÓPEZ et al., 2017)

MEHL, Ewaldo LM. **Qualidade da energia elétrica**. UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ–UFPR, 2012.

MELLO, ANA PAULA CARBONI. **RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO MULTIVARIÁVEIS E GERAÇÃO DISTRIBUIDA**. 2014. TESE (MESTRADO, ENGENHARIA ELÉTRICA) - MESTRE, SANTA MARIA, RS, BRASIL, 2014. Disponível em: <https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/8537/MELLO%2c%20ANA%20PAULA%20CARBONI%20DE.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 18 mar. 2019. (MELLO, 2014)

MANTOVANI, José RS; CASARI, Fernando; ROMERO, Rubén A. **Reconfiguração de sistemas de distribuição radiais utilizando o critério de queda de tensão**. *Controle and Automacao*, p. 150-159, 2000.

MERLIN, A.; BACK, H. **Search for a minimal-loss operating spnning tree configuration in an urban power distribution system**. *In: POWER SYSTEM COMPUTATION CONFERENCE, 5., 1975, Cambridge. Proceedings...* Zurich: PSCC, 1975. p. 1-18.

MORELATO, A.L.; MONTICELLI, A. **Heuristic search approach to distribution system restoration**. *IEEE Transactions on Power Delivery, Piscataway*, v. 4, n. 4, p. 2235-2241, October 1989.

MORETO, Miguel. **Localização de faltas de alta impedância em sistemas de distribuição de energia: Uma metodologia baseada em redes neurais artificiais**. 2005.

Moscato, P. & Cotta, C. (2003). **An introduction to memetic algorithms**, Revista Iberoamericana de Inteligencia Artificial (19): 131–148.

Moscato, P. & Norman, M. G. (1992). **A "memetic" approach for the traveling salesman problem implementation of a computational ecology for combinatorial optimization on message-passing systems**, Proceedings of the International Conference on Parallel Computing and Transputer Applications, IOS Press, pp. 177–186.

NARA, K. et al. **Implementation of genetic algorithm for distribution systems loss minimum reconfiguration**. IEEE Transactions on Power Systems, New York, v. 7, n. 3, p. 1044 - 1051, 1992.

NOBRE, Maitê Martins. **Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica através do Custo da Interrupção para o Consumidor Industrial e dos Indicadores de Continuidade (DEC e FEC)**. 2017.

OLIVEIRA, M. B. C. **Reconfiguração de Alimentadores em Sistemas de Distribuição usando a Metaheurística GRASP**. 89p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2011.

PEREIRA, Ezequiel Campos. **Reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica para minimização de perdas técnicas**. 2014. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Minas Gerais.

PEREIRA, F. S. **Reconfiguração ótima de sistema de distribuição de energia elétrica baseado no comportamento de colônias de formigas**. Escola de Engenharia de São Carlos. São Carlos, 2010.

PEREIRA, Marcelo Adorni et al. **Conjuntos nebulosos e algoritmos genéticos aplicados a restauração de redes de distribuição de energia elétrica**. 2000.

POSSAGNOLO, L. H. F. M. **Reconfiguração de sistemas de distribuição operando em vários níveis de demanda através de uma meta-heurística de busca em vizinhança variável**. Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho" - Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2015.

PRAMIO, Jeferson Turatti. **Estudo sobre Self Healing: conceitos, metodologias e aplicações em redes de distribuição de energia elétrica**. 2014.

PRODIST, ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica- Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 8- Qualidade da Energia Elétrica.** 2012.

RADHA, B.; KING, R. T. F.; RUGHOPUTH, C. S. **A modified genetic algorithm for optimal electrical distribution network reconfiguration.** In: CONGRESS EVOLUTIONARY COMPUTATION – CEC, 3., 2003, Canberra. Proceedings... Canberra: CEC, 2003. p. 1472-1479.

RIVERA, Ricardo; ESPOSITO, Alexandre Siciliano; TEIXEIRA, Ingrid. **Redes elétricas inteligentes (smart grid): oportunidade para adensamento produtivo e tecnológico local.** 2013.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H.W.; SEMLYEN A.; LUO, G.X., **A Compensation Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks,** IEEE Transactions on Power Systems, vol. 3, no. 2, pp. 753-762, May 1988

SILVA, Antônio Carlos Ribeiro da. **Metodologia da Pesquisa Aplicada à Contabilidade.** 2ª Ed. São Paulo: Editora Atlas, 2006.

SILVA, D. M. K. **Fluxo de potência para sistemas de distribuição considerando redução de barras.** Universidade Estadual de Londrina – Departamento de Engenharia Elétrica, Londrina 2016.

SOUBE, P. E. **Reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica para redução de perdas ativas através de algoritmo genético.** Escola de Engenharia Elétrica de São Carlos. São Carlos, 2015

SOUZA, Simone Silva Frutuoso de. **Algoritmo GRASP especializado aplicado ao problema de reconfiguração de alimentadores em sistemas de distribuição radial.** 2013.

SOUZA, Eliane Silva de. **Novas modelagens matemáticas para otimização do problema de restauração em sistemas de distribuição de energia elétrica radiais.** 2018.

STEVENSON, William D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência.** São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1986. 347 p.

SYSTEM data for 33-Bus radial distribution network. Disponível em:  
<<https://portfolio.du.edu/downloadItem/358246>>. Acesso em: 18 nov. 2019.

The Green Grid: **Energy Savings and Carbon Emissions Reductions Enabled by a Smart Grid**, EPRI Technical Update Report 1016905, June 2008.

VERGARA, Sylvia Constant. **Projetos e Relatórios de Pesquisa em Administração**. 8<sup>a</sup>.ed. São Paulo: Atlas, 2007. Disponível em:  
<<http://www.doctum.edu.br/tcc.html/>>. Acesso em: MAIO 2019.

VILACA, NMCAA et al. Smart City–Caso de Implantação em Búzios–RJ. **Revista SODEBRAS**, v. 9, n. 98, 2014.

ZVIETCOVICH, W. G. **Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando a Metaheurística Busca de Vizinhança Variável**. [s.l.] Universidade Estadual Paulista, 2006.

## ANEXO A – Dados

A tabela 6 apresenta os dados utilizados no sistema de 33 barras, apresentando os valores de tensão, resistência, reatância, condutância e susceptância encontrados na literatura (System, 2019).

Tabela 9 – Dados do sistema 33 barras

S_base (MVA)	V_base (kV)	Z_base (ohms)	Resistência e Reatância (ohms)		Resistência e Reatância (pu)*		Condutância e Suceptância (pu)*	
			100	12,66	1,602756	R (ohms)	X (ohms)	R (pu)
-	From	To	R (ohms)	X (ohms)	R (pu)	X (pu)	G (pu)	B (pu)
-	1	2	0,0922	0,0470	0,0575	0,0293	13,7980	-7,0337
-	2	3	0,4930	0,2511	0,3076	0,1567	2,5814	-1,3148
-	3	4	0,3660	0,1864	0,2284	0,1163	3,4772	-1,7709
-	4	5	0,3811	0,1941	0,2378	0,1211	3,3394	-1,7008
-	5	6	0,8190	0,7070	0,5110	0,4411	1,1213	-0,9680
-	6	7	0,1872	0,6188	0,1168	0,3861	0,7179	-2,3729
-	7	8	0,7114	0,2351	0,4439	0,1467	2,0311	-0,6712
-	8	9	1,0300	0,7400	0,6426	0,4617	1,0263	-0,7374
-	9	10	1,0440	0,7400	0,6514	0,4617	1,0218	-0,7243
-	10	11	0,1966	0,0650	0,1227	0,0406	7,3490	-2,4297
-	11	12	0,3744	0,1298	0,2336	0,0810	3,8215	-1,3249
-	12	13	1,4680	1,1550	0,9159	0,7206	0,6744	-0,5306
-	13	14	0,5416	0,7129	0,3379	0,4448	1,0830	-1,4255
-	14	15	0,5910	0,5260	0,3687	0,3282	1,5132	-1,3468
-	15	16	0,7463	0,5450	0,4656	0,3400	1,4006	-1,0228
-	16	17	1,2890	1,7210	0,8042	1,0738	0,4469	-0,5966
-	17	18	0,7320	0,5740	0,4567	0,3581	1,3559	-1,0632
-	2	19	0,1640	0,1565	0,1023	0,0976	5,1150	-4,8811
-	19	20	1,5042	1,3554	0,9385	0,8457	0,5881	-0,5299
-	20	21	0,4095	0,4784	0,2555	0,2985	1,6551	-1,9335
-	21	22	0,7089	0,9373	0,4423	0,5848	0,8227	-1,0878
-	3	23	0,4512	0,3083	0,2815	0,1924	2,4216	-1,6547
-	23	24	0,8980	0,7091	0,5603	0,4424	1,0993	-0,8681
-	24	25	0,8960	0,7011	0,5590	0,4374	1,1095	-0,8681
-	6	26	0,2030	0,1034	0,1267	0,0645	6,2689	-3,1931
-	26	27	0,2842	0,1447	0,1773	0,0903	4,4786	-2,2802
-	27	28	1,0590	0,9337	0,6607	0,5826	0,8515	-0,7508
-	28	29	0,8042	0,7006	0,5018	0,4371	1,1331	-0,9871
-	29	30	0,5075	0,2585	0,3166	0,1613	2,5076	-1,2772
-	30	31	0,9744	0,9630	0,6080	0,6008	0,8321	-0,8224
-	31	32	0,3105	0,3619	0,1937	0,2258	2,1886	-2,5509
-	32	33	0,3410	0,5302	0,2128	0,3308	1,3753	-2,1384
-	8**	21**	2,0000	2,0000	1,2479	1,2479	0,4007	-0,4007
-	9*	15**	2,0000	2,0000	1,2479	1,2479	0,4007	-0,4007
-	12*	22**	2,0000	2,0000	1,2479	1,2479	0,4007	-0,4007
-	18**	33**	0,5000	0,5000	0,3120	0,3120	1,6028	-1,6028
-	25**	29**	0,5000	0,5000	0,3120	0,3120	1,6028	-1,6028

Fonte: System (2019)

## ANEXO B – TÍTULO

As tabelas 7 a 37 apresentam as simulações que foram feitas para a avaliação do FEC e das perdas, de acordo com as alterações que foram feitas na estrutura da rede através das mudanças nas chaves de conexão.

Tabela 10 – Simulação 1

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 1 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	20 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	536.2325 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	233.2022KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.90406 pu

O tempo decorrido é de 32.505653 segundos.

Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

Tabela 11 – Simulação 2

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 2 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	7 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	460.6752 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	157.6449KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.92986 pu

O tempo decorrido é de 26.470726 segundos.

Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

Tabela 12 – Simulação 3

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 3 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	6 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	466.1339 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	163.1036KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.92121 pu

O tempo decorrido é de 19.701447 segundos.

Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)



Tabela 13 – Simulação 4

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 4 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	7 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	460.6752 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	157.6449KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.92986 pu

O tempo decorrido é de 26.470726 segundos.

Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

Tabela 14 - Simulação 5

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 5 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	6 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	466.1339 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	163.1036KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.92121 pu

O tempo decorrido é de 19.701447 segundos.

Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

Tabela 15 - Simulação 6

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 6 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	7 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	460.6752 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	157.6449KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.92986 pu

O tempo decorrido é de 26.470726 segundos.

Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

Tabela 16 - Simulação 7

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 7 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	7 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	460.6752 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	157.6449KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.92986 pu

O tempo decorrido é de 26.470726 segundos.

Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

Tabela 17 - Simulação 8

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 8 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	7 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	460.6752 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	157.6449KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.92986 pu

O tempo decorrido é de 26.470726 segundos.

Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

Tabela 18 - Simulação 9

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 9 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	7 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	460.6752 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	157.6449KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.92986 pu

O tempo decorrido é de 26.470726 segundos.

Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

Tabela 19 - Simulação 10

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 10 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	20 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	536.2325 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	233.2022KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.90406 pu

O tempo decorrido é de 32.505653 segundos.

Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

Tabela 20 - Simulação 11

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 11 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	20 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	536.2325 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	233.2022KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.90406 pu

O tempo decorrido é de 32.505653 segundos.

Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

Tabela 21 - Simulação 12

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 12 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	20 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	536.2325 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	233.2022KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.90406 pu

O tempo decorrido é de 32.505653 segundos.

Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

Tabela 22 - Simulação 13

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 13 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	7 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	460.6752 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	157.6449KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.92986 pu
O tempo decorrido é de 26.470726 segundos.		
Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)		

Tabela 23 - Simulação 14

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 14 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	20 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	536.2325 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	233.2022KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.90406 pu
O tempo decorrido é de 32.505653 segundos.		
Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)		

Tabela 24 - Simulação 15

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 15 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	7 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	460.6752 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	157.6449KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.92986 pu
O tempo decorrido é de 26.470726 segundos.		
Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)		

Tabela 25 - Simulação 16

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 16 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	7 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	460.6752 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	157.6449KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.92986 pu

O tempo decorrido é de 26.470726 segundos.

Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

Tabela 26 - Simulação 17

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 17 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	7 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	460.6752 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	157.6449KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.92986 pu

O tempo decorrido é de 26.470726 segundos.

Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

Tabela 27 - Simulação 18

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 18 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	6 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	466.1339 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	163.1036KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.92121 pu

O tempo decorrido é de 19.701447 segundos.

Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

Tabela 28 - Simulação 19

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 19 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	7 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	460.6752 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	157.6449KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.92986 pu

O tempo decorrido é de 26.470726 segundos.

Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

Tabela 29 - Simulação 20

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 20 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	20 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	536.2325 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	233.2022KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.90406 pu

O tempo decorrido é de 32.505653 segundos.

Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

Tabela 30 - Simulação 21

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 21 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	7 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	460.6752 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	157.6449KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.92986 pu

O tempo decorrido é de 26.470726 segundos.

Fonte: RECHEL e FONSECA (2019)

Tabela 31 - Simulação 22

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 22 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	7 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	460.6752 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	157.6449KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.92986 pu

O tempo decorrido é de 26.470726 segundos.

Fonte: Própria autoria

Tabela 32 - Simulação 23

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 23 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	19 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	566.4154 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	247.5724KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.89719 pu

O tempo decorrido é de 18.590559 segundos.

Fonte: Própria autoria

Tabela 33 - Simulação 24

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 24 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	7 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	460.6752 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	157.6449KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.92986 pu

O tempo decorrido é de 26.470726 segundos.

Fonte: Própria autoria

Tabela 34 - Simulação 25

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 25 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	7 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	460.6752 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	157.6449KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.92986 pu
O tempo decorrido é de 26.470726 segundos.		

Fonte: Própria autoria

Tabela 35 - Simulação 26

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 26 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	7 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	460.6752 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	157.6449KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.92986 pu
O tempo decorrido é de 26.470726 segundos.		

Fonte: Própria autoria

Tabela 36 - Simulação 27

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 27 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	20 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	536.2325 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	233.2022KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.90406 pu
O tempo decorrido é de 32.505653 segundos.		

Fonte: Própria autoria



Tabela 37 - Simulação 28

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 28 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	20 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	536.2325 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	233.2022KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.90406 pu
O tempo decorrido é de 32.505653 segundos.		

Fonte: Própria autoria

Tabela 38 - Simulação 29

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 29 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	6 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	466.1339 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	163.1036KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.92121 pu
O tempo decorrido é de 19.701447 segundos.		

Fonte: Própria autoria

Tabela 39 - Simulação 30

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO 30 DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS		
	ANTES DA RECONFIGURAÇÃO	DEPOIS DA RECONFIGURAÇÃO
CHAVES ABERTAS	33 34 35 36 37	20 34 35 36 37
FUNÇÃO OBJETIVO (PERDAS + FEC)	1723.6107 Perdas + FEC	536.2325 Perdas + FEC
PERDAS DE POTÊNCIA	208.4592Kw	233.2022KW
FEC	0.15152 Falhas/consumidores	0.030303 Falhas/consumidores
TENSÃO MÍNIMA	0.91075 pu	0.90406 pu
O tempo decorrido é de 32.505653 segundos.		

Fonte: Própria autoria