



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

FABRICIO DA ROCHA LEITE

**POSICIONAMENTO EFICIENTE DE CHAVES EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO
UTILIZANDO ALGORITMO MULTIOBJETIVO COM VALIDAÇÃO DE SOLUÇÃO
POR MEIO DE VERIFICAÇÃO DE RESTRIÇÕES**

FORTALEZA

2019

FABRICIO DA ROCHA LEITE

POSICIONAMENTO EFICIENTE DE CHAVES EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO
UTILIZANDO ALGORITMO MULTIOBJETIVO COM VALIDAÇÃO DE SOLUÇÃO POR
MEIO DE VERIFICAÇÃO DE RESTRIÇÕES

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência.

Orientador: Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso.

Coorientador: Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio.

FORTALEZA

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- L552p Leite, Fabricio da Rocha.
Posicionamento Eficiente de Chaves em Rede de Distribuição utilizando Algoritmo Multiobjetivo com Validação de Solução por meio de Verificação de Restrições / Fabricio da Rocha Leite. – 2019.
91 f. : il. color.
- Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2019.
Orientação: Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso.
Coorientação: Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio.
1. Otimização em Sistemas Elétricos. 2. Posicionamento de Chaves. 3. Otimização por Enxame de Partículas. I. Título.

CDD 621.3

FABRICIO DA ROCHA LEITE

POSICIONAMENTO EFICIENTE DE CHAVES EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO
UTILIZANDO ALGORITMO MULTIOBJETIVO COM VALIDAÇÃO DE SOLUÇÃO POR
MEIO DE VERIFICAÇÃO DE RESTRIÇÕES

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência.

Aprovada em: 27/02/2019.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (DEE-UFC)

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio (Coorientador)
Universidade Federal do Ceará (DEE-UFC)

Profa. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão
Universidade Federal do Ceará (DEE-UFC)

Prof. Dr. Bruno de Athayde Prata
Universidade Federal do Ceará (DEP-UFC)

A Deus.

A minha mãe, Francy.

A minha esposa, Lydia.

A meus filhos Naomi e Fabricio Filho.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pelo dom da vida. Senhor nós precisamos de ti, a vida sem a tua presença é muito difícil. Obrigado por cuidar de mim e da minha família. Obrigado pela tua misericórdia e tua graça sobre nossas vidas. Este trabalho é para honra e glória do Senhor Jesus.

A minha mãe Francly. Obrigado pelo amor incondicional, pelo exemplo de vida e por não medir esforços para proporcionar o melhor para mim e meus irmãos. Hoje, sei o quanto foi difícil.

A minha esposa, amor da minha vida e companheira. Obrigado por seu amor, pela compreensão, por cuidar de mim, por ser uma boa mãe, pelo apoio, por abrir mão das suas vontades em favor das minhas. Sua resiliência nas dificuldades é fonte de inspiração para mim.

A meus filhos, por tornar meus dias mais alegres. A presença de vocês me faz mais forte e corajoso. Com vocês entendi o amor incondicional, que minha vida não é prioridade e que nunca deixamos de aprender.

A meus irmãos, Samuel e Jamile pela companhia e convivência que trouxeram os primeiros aprendizados das relações humanas, pelo ensaio para a vida.

A meu amigo, Engenheiro e Professor Lucas Melo, pelo incentivo e pela motivação.

A meus amigos da Coordenadoria de Conservação de Energia da UFC, Eng. Felipe Albuquerque, Eng. Pedro Fernandes, Enga. Soraya Neves, Tec. Felipe Ferreira, Sec. Rafaela oliveira, por me tratarem tão bem, pelas palavras de incentivo, de força e por me deixarem tranquilo durante os momentos de ausência. A convivência com vocês me faz uma pessoa melhor. Ao meu amigo e Engenheiro Antônio Dias pela disponibilidade e sugestões e ao amigo e Engenheiro Lucas Gurgel pelas palavras que edificam.

Ao Superintendente de Infraestrutura, Prof. José Ademar Gondim Vasconcelos e ao Superintendente Adjunto Eng. Rafael Henriques de Araújo Neto, pelo apoio durante o desenvolvimento do trabalho e a todos os amigos da Superintendência de Infraestrutura.

Ao Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso, meu orientador, pela confiança, excelente orientação e paciência. Por estar sempre à disposição com humildade e alegria.

A sociedade brasileira por me proporcionar um ensino gratuito e de qualidade e a Universidade Federal do Ceará que além de meu local de formação, é meu local de trabalho e que me permite ter uma vida digna.

Aos professores participantes da banca examinadora Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso, Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio, Profa. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão e Prof. Dr. Bruno de Athayde Prata pelo tempo, pelas valiosas colaborações e sugestões.

“Entrega o teu caminho ao Senhor; confia nele, e ele tudo fará.”

Salmo 37:5

RESUMO

A demanda dos consumidores por melhores níveis de qualidade e continuidade do serviço de fornecimento de energia, além da exigência de agências reguladoras ao atendimento de determinados indicadores de qualidade deste serviço, tem solicitado das concessionárias de energia maior eficiência. Uma das estratégias para a solução deste problema é a automação de redes de distribuição, com a instalação de equipamentos de proteção inteligentes, permitindo o rápido restabelecimento para faltas temporárias, ou em caso de faltas permanentes, isolar o trecho defeituoso e restabelecer o trecho não afetado. Este trabalho tem como objetivo a implementação de um algoritmo que busca a localização eficiente de chaves em rede de distribuição, considerando critérios de quantidade de clientes desenergizados e quantidade de chaves com as restrições de capacidade de suprimento dos transformadores, ampacidade dos alimentadores e nível de adequação de tensão, a fim de contribuir para a melhoria efetiva da confiabilidade das redes elétricas de distribuição. Foi utilizada a técnica de otimização multiobjetivo, MOSP (do inglês *Multiobjective Switch Placement*), baseada em enxame de partículas (PSO), inspirado no paradigma da interação entre as partículas de um enxame (ou indivíduos de uma população) que procuram um ótimo global. As restrições observando o carregamento dos condutores e transformadores, bem como o nível de tensão nos nós da rede são verificadas por meio do estudo de fluxo de carga pelo método de varredura direta-inversa para todas as contingências do sistema. Para a implementação do algoritmo foi utilizado à linguagem de programação *Python*, com representação da rede elétrica proporcionada pela Representação Nó-Profundidade. A solução desenvolvida foi aplicada na rede elétrica do Campus Universitário do Pici da Universidade Federal do Ceará (UFC), cujos problemas de desligamentos gerais de energia são históricos, principalmente pela característica de ser um sistema radial com única proteção geral. A topologia de instalação dos equipamentos proporcionará a subdivisão da rede de distribuição do campus, elevando a confiabilidade e disponibilidade do fornecimento de energia.

Palavras-chave: Otimização em sistemas elétricos. Posicionamento de chaves. Otimização por enxame de partículas.

ABSTRACT

The demand of the consumers for better levels of quality and continuity of the service of energy supply, besides the requirement of regulatory agencies to attend certain quality indicators of this service, has asked of the concessionaires of energy greater efficiency. One of the strategies to solve this problem is the automation of distribution networks, with the installation of intelligent protection equipment, allowing the rapid restoration for temporary faults, or in the case of permanent faults, isolating the faulty part and restoring the unaffected part. This work aims to implement an algorithm that seeks the efficient location of keys in a distribution network, considering criteria of quantity of clients deenergized and number of keys with the capacity constraints of transformers supply, ampacity of the feeders and adequacy level of voltage, in order to contribute to the effective improvement of the reliability of distribution networks. The multiobjective optimization (MOSP) technique, based on a particle swarm (PSO), is based on the paradigm of the interaction between the particles of a swarm (or individuals of a population) that seek a global optimum. The constraints by observing the load of the conductors and transformers, as well as the voltage level at the network nodes are verified through the load flow study by the inverse direct sweep method for all the system's contingencies. For the implementation of the algorithm we used the *Python* programming language, with representation of the electrical network provided by a data coding supported in graph theory called Node-Depth Representation. The solution developed was applied in the electrical network of the Pici University Campus of the Federal University of Ceará (UFC), whose problems of general power shutdowns are historical, mainly due to the characteristic of being a radial system with only general protection. The equipment installation topology will provide for the subdivision of the campus distribution network, increasing the reliability and availability of the power supply.

Keywords: Optimization in Electrical Systems. Switch Placement. Particle Swarm Optimization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Topologia Atual da Rede do Campus do Pici.....	17
Figura 2 – Curva de Demanda do Campus do Pici durante uma falta.....	19
Figura 3 – Fronteira Pareto-ótima.....	28
Figura 4 – Gráfico de Projeção de Crescimento da Linguagem Python.....	31
Figura 5 – Árvore de Grafo G.....	33
Figura 6 – Árvore de Grafo.	34
Figura 7 – Agrupamento dos Caminhos Principais.	34
Figura 8 – Agrupamento dos Caminhos Principais com Nós Repetidos Eliminados.....	34
Figura 9 – Representação em Nó-Profundidade.	34
Figura 10 – Operador 1:Seleção do Nó a ser Podado p e do Nó Adjacente a.	35
Figura 11 – Aplicação do Operador 1.....	35
Figura 12 – Operador 2:Seleção do Nó a ser Podado p, do Nó Adjacente a e o Novo Nó Raiz r.....	36
Figura 13 – Aplicação do Operador 2.....	36
Figura 14 – Diagrama UML das Classes Desenvolvidas para a API.....	38
Figura 15 – Rede Elétrica com Representação por Grafo.	38
Figura 16 – Tela do Terminal de Comandos Jupyter com a Utilização de Objeto Árvore e alguns Atributos.....	39
Figura 17 – Representação da RNP de Setor (Setor A) da Rede Elétrica da Figura 15.....	40
Figura 18 – Tela do Terminal de Comandos Jupyter com a Utilização de Objeto Árvore e Atributos da RNP de Setor.	40
Figura 19 – Tela do Terminal de Comandos Jupyter com a Utilização de Objeto Árvore e alguns Atributos da RNP de Setor.	41
Figura 20 – Tela do Terminal de Comandos Jupyter com a Utilização de Objeto Árvore e alguns Atributos da RNP de Setor.	41
Figura 21 – Tela do Terminal de Comandos Jupyter com a Utilização de Objeto Árvore e alguns Atributos da RNP de Setor.	42
Figura 22 – Tela do Terminal de Comandos Jupyter com a Utilização de Objeto Árvore e alguns Atributos da RNP de Setor.	42
Figura 23 – Fluxograma do Sistema.	44
Figura 24 – Fluxograma do Algoritmo MOSP.....	46
Figura 25 – Fluxograma Repetição do Algoritmo MOSP.....	49
Figura 26 – Barras de Sistema Elétrico.	52
Figura 27 – Configuração Original da Rede Elétrica de Distribuição do Campus do Pici. ...	54
Figura 28 – Fronteira de Pareto das Soluções MOSP, sem Considerar as Restrições do Sistema.	58
Figura 29 – Tela Padrão do Sistema com Tabela do Conjunto de Soluções MOSP Não	

	Dominadas.....	59
Figura 30 –	Configuração da Rede Elétrica de Distribuição do Campus do Pici, após resultado do MOSP – Melhor Solução MOSP para 6 Chaves.	60
Figura 31 –	Árvore RNP da Rede da Figura 30.....	60
Figura 32 –	Tela Padrão do Sistema com Apresentação dos Resultados de Fluxo de Carga mediante Contingência no Setor 16.	61
Figura 33 –	Tela Padrão do Sistema com Apresentação dos Resultados de Fluxo de Carga mediante Contingência no Setor 33.	62
Figura 34 –	Tela Padrão do Sistema com Apresentação dos Resultados de Fluxo de Carga mediante Contingência no Setor 47.	62
Figura 35 –	Fronteira de Pareto das Soluções Validadas, após Verificação das Restrições do Sistema.	63
Figura 36 –	Tela Padrão do Sistema com Tabela do Conjunto das Soluções Válidas Não Dominadas.....	64
Figura 37 –	Tela Padrão do Sistema com Tabela do Conjunto das Soluções Válidas Dominadas.....	64
Figura 38 –	Configuração da Rede Elétrica de Distribuição do Campus do Pici, com a Solução Válida de Melhor CNS, considerando as Restrições Elétricas.....	65

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Registro de Desligamentos no Ano de 2018.	18
Tabela 2 – Número de Clientes por Nós de Carga.	55
Tabela 3 – Resultados de Cinco Simulações.....	56

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AE	Algoritmo Evolutivo
AENS	Energia Média Não Fornecida
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
API	Interface de Programação para Aplicações
CAO	<i>Change Ancestor Operator</i>
CNS	Clientes Não Supridos
CS	Número Total de Consumidores
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DG	Geração Distribuída
EENS	<i>Expected Energy Not Supplied</i>
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MATLAB	<i>Matrix Laboratory</i>
MOSP	<i>Multi-Objective Switch Placement</i>
NA	Normalmente Aberta
NF	Normalmente Fechada
NS	Quantidade Máxima de Chaves
PAO	<i>Preserve Ancestor Operator</i>
PRODIST	Procedimento de Distribuição
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
PVO	Pequeno Volume de Óleo
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
RNP	Representação Nó-Profundidade
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	Índice de Frequência de Interrupção Média do Sistema
SRA	Sistema de Restauração Automática
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SDR	Sistema de Distribuição Radial
UFC	Universidade Federal do Ceará
UML	Linguagem de Modelagem Unificada
WSM	<i>Weighted Sum Method</i>
WEB	<i>World Wide Web</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Motivação	16
1.2	Justificativa	17
1.3	Objetivos	19
1.3.1	<i>Objetivos Específicos</i>	19
1.4	Metodologia	20
1.5	Estado da Arte	21
1.6	Organização do Documento	24
2	MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO	25
2.1	Otimização por Enxame de Partículas	25
2.2	Otimização Multiobjetivo	27
2.3	Conclusão	29
3	LINGUAGEM DE PROGRAMAÇÃO E MODELAGEM	30
3.1	Python	30
3.2	Representação Nó-Profundidade	32
3.2.1	<i>Considerações Iniciais</i>	32
3.2.2	<i>Teoria dos Grafos</i>	32
3.2.3	<i>Conceitos Representação Nó-Profundidade</i>	33
3.2.4	<i>Estrutura de Dados para Implementação da Rede Elétrica</i>	37
3.3	Conclusão	42
4	METODOLOGIA DO SISTEMA PROPOSTO	43
4.1	Algoritmo MOSP	45
4.2	Escolha das Soluções para a Verificação das Restrições	48
4.3	Verificação das Restrições do Sistema	50
4.4	Conclusão	52
5	ESTUDO DE CASO	53
5.1	Características da Rede do Estudo de Caso	53
5.2	Dados da Rede para a Simulação	54
5.3	Parâmetros da Simulação	56
5.4	Resultados das Simulações	56
5.4.1	<i>Análise da Melhor Solução MOSP para seis Chaves</i>	59
5.4.2	<i>Análise da Melhor Solução após Verificação das Restrições para 6 Chaves</i>	63
5.5	Conclusão	65
6	CONCLUSÃO	66
	REFERÊNCIAS	68

APÊNDICE A – LISTA DE SUBESTAÇÕES CAMPUS DO PICI SEPARADAS POR ALIMENTADOR E AGRUPADAS POR NÓ DE CARGA.....	71
APÊNDICE B – NÚMERO DE MATRÍCULAS POR CURSO, OBTIDO DO ANUÁRIO 2015 DA UFC PARA COMPOR O NÚMERO DE CLIENTES POR NÓ DE CARGA	79
APÊNDICE C – PARÂMETROS DA REDE ELÉTRICA MODELADA DO CAMPUS DO PICI.....	82
APÊNDICE D – ANÁLISE DA SOLUÇÃO COM MENOR CNS PARA 6 CHAVES QUE NÃO FOI VALIDADA PELO SISTEMA.....	84

1 INTRODUÇÃO

A dependência de energia elétrica dos processos produtivos e tecnológicos, além da busca por mais conforto, comodidade e lazer da sociedade moderna, tem refletido em uma maior exigência na qualidade e continuidade do serviço de fornecimento de energia elétrica e conseqüentemente solicitado das concessionárias ações efetivas para a melhoria do fornecimento deste serviço.

Associado a essas questões, está à exigência de agências reguladoras ao atendimento de determinados indicadores de qualidade. No Brasil, a qualidade de energia elétrica (QEE) dos sistemas elétricos de distribuição de energia é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio do módulo oito do Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), com abordagem na qualidade do produto e do serviço, tendo como objetivo garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade (PRODIST,2014).

Com relação à qualidade do serviço de fornecimento de energia são estabelecidos indicadores de continuidade e de tempo de atendimento de ocorrências, tais como a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) e a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) (PRODIST,2014).

A fim de melhorar os índices de continuidade do serviço, as concessionárias têm buscado soluções, de modo a promover o rápido restabelecimento de energia nos casos de falha no sistema elétrico.

Devido às dificuldades de locomoção, seja nas grandes cidades, ou nas zonas rurais, e até mesmo em decorrência da grande quantidade de ocorrências, as empresas têm optado pela automação das redes de distribuição, com a instalação de equipamentos de proteção inteligentes, permitindo o rápido restabelecimento para faltas temporárias, ou em caso de faltas permanentes, isolando o trecho defeituoso e restabelecendo o trecho não afetado.

Neste trabalho é implementado um algoritmo que realiza busca da localização eficiente de chaves em rede de distribuição com técnicas de otimização multiobjetivo, MOSP (do inglês *Multiobjective Switch Placement*) proposto em Bezerra (2015), que considera critérios de quantidade de clientes desenergizados e quantidade de chaves.

A Representação Nó-Profundidade (RNP) é a forma de representação da rede elétrica neste trabalho, diferente do proposto por Bezerra (2015), que utilizou à Representação

por Matriz de Adjacência. Ressalta-se que a RNP também é um conceito da Teoria dos Grafos, tal como à Representação por Matriz de Adjacência.

O uso da RNP tem por objetivo a obtenção de melhor desempenho computacional tendo em vista que a RNP utiliza uma matriz de dimensão $2 \times N$ (N - quantidade de nós da rede), enquanto a Matriz de Adjacência utiliza uma matriz de dimensão $M \times M$ (M - quantidade de trechos da rede). Na RNP, define-se como nó o ponto de carga ou de passagem e de trecho a ligação entre dois nós.

Como contribuição, este trabalho acrescenta uma funcionalidade que consiste na verificação de todas as soluções MOSP observando o carregamento dos condutores e transformadores, bem como o nível de tensão nos nós da rede, por meio da realização de estudo de fluxo de carga usando o método de varredura direta-inversa por soma de potências para todas as contingências do sistema, com o objetivo de obter uma fronteira de Pareto com soluções que atendam às restrições do sistema.

Para isso, dados adicionais da rede são considerados além da quantidade de clientes por nó de carga como:

- Parâmetros dos transformadores (tensões primária e secundária, potência e impedância);
- Parâmetro dos condutores (tipo, distância, impedância e ampacidade);
- Potência nos nós de carga.

Desta forma, a solução contribui para a minimização dos impactos das faltas aos consumidores e como consequência a melhoria efetiva da confiabilidade das redes elétricas de distribuição. Em sistemas de distribuição, a confiabilidade é definida como a capacidade de entregar serviços ininterruptos aos clientes (HAGHIFAM , 2004).

Para a implementação do algoritmo foi utilizada linguagem de programação *Python*, um *software* livre e multiplataforma.

A solução desenvolvida foi aplicada na rede elétrica do Campus Universitário do Pici da Universidade Federal do Ceará (UFC), cujos problemas de desligamentos gerais de energia são históricos, principalmente pela característica de ser um sistema radial com única proteção geral.

Como resultado será apresentada uma topologia de instalação dos equipamentos, proporcionando a subdivisão da rede de distribuição do Campus, de modo que a ocorrência de uma falta em um setor, não afetará o fornecimento de energia nos demais setores, uma vez que o sistema de automação da rede de distribuição do Campus será capaz de identificar a

falta, isolar o setor com defeito, recompor o sistema nos setores sem falta e retornar ao seu estado normal, elevando assim o nível de confiabilidade e disponibilidade do serviço, bem como maior satisfação dos usuários do Campus.

1.1 Motivação

Os sistemas elétricos de distribuição estão sujeitos a diversos tipos de faltas por curto-circuito, cujas causas podem-se destacar: árvores e ventos, descargas atmosféricas, falhas de equipamentos, falhas de isoladores, acidentes, etc.

Estas faltas podem ser de natureza permanente, cujos reparos na maioria das vezes requerem a substituição de equipamentos, exigindo assim mais tempo para o restabelecimento do fornecimento de energia; ou podem ser de natureza temporária, que dependendo do sistema de proteção adotado tem o reestabelecimento imediato. Este último caso representa cerca de 80 a 95% das ocorrências (GIGUER, 1988).

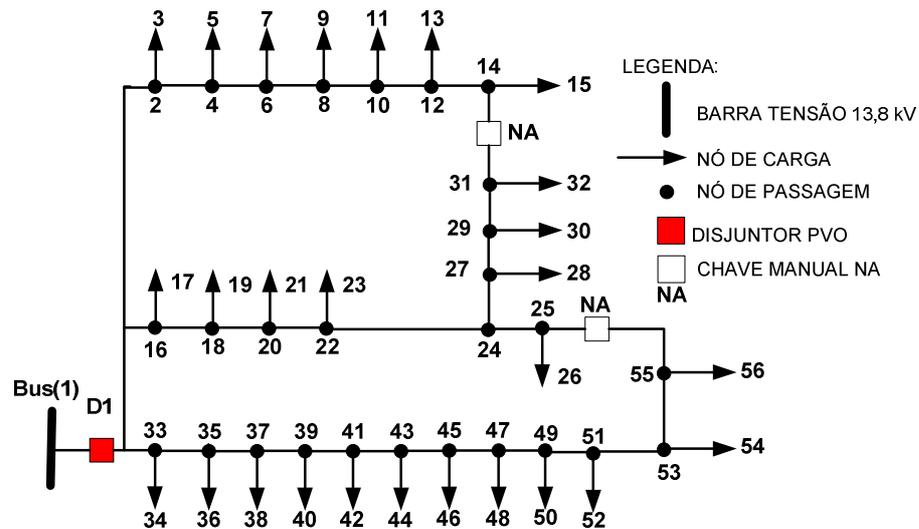
As interrupções no fornecimento de energia motivadas por faltas elétricas, mesmo que temporárias, trazem grandes transtornos aos clientes finais, motivo pelo qual o estudo para o aumento da confiabilidade dos sistemas elétricos é pertinente.

Um exemplo de sistema de baixa confiabilidade é um sistema radial simples, i.e., sem recurso. A rede elétrica de média tensão em 13.800 V do Campus do Pici apresenta topologia radial com recurso, porém com operação manual. A rede tem extensão de cerca de 9,6 km de cabos nus e chaves seccionadoras para manobras manuais.

Atualmente a Rede Elétrica do Campus do Pici (Figura 1) dispõe de uma única proteção no alimentador principal, sendo um relé associado a um disjuntor sem a função de religamento, tendo seus transformadores e ramais protegidos por chaves fusíveis. Na ocorrência de uma falta em qualquer ponto da rede, mesmo que temporária, a proteção geral atua, desenergizando e comprometendo completamente o fornecimento de energia de todo o Campus, causando prejuízos às atividades de ensino, pesquisa, administrativa e provocando transtornos no maior Campus da UFC.

A rede do campus necessita ser modernizado e uma das soluções possíveis é a instalação de religadores ao longo da rede de distribuição, que são modernos equipamentos de disjunção, medição, proteção, controle e supervisão e que permitem o religamento do circuito frente a uma falta temporária ou o isolamento do trecho com defeito em caso de falta permanente, minimizando o impacto de um evento ao menor número de usuários.

Figura 1 – Topologia Atual da Rede do Campus do Pici.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Esta solução foi proposta por Moura (2010) que apresenta um estudo para implantação de um Sistema de Recomposição Automática (SRA) e Lopes (2011) que analisa também a implementação de um SRA, porém com uma SE 69-13,8 kV para suprimento do campus.

Os religadores automáticos cumprem bem o papel para a solução do problema apresentado e são considerados pelas empresas elétricas do mundo inteiro equipamentos essenciais para o cumprimento de sua finalidade principal, ou seja, o fornecimento de energia elétrica, em condições confiáveis, seguras e de economicidade.

1.2 Justificativa

O presente trabalho justifica-se uma vez que a solução proposta será aplicada na rede elétrica do Campus Universitário do Pici da Universidade Federal do Ceará (UFC), cujos problemas de desligamentos gerais de energia são constantes.

Como se pode verificar na Tabela 1, a quantidade de desligamentos na maioria dos meses de 2018 variou entre um e três, prevalecendo desligamentos gerais em dias úteis.

Nos dias úteis, no horário de funcionamento diurno, o tempo de restabelecimento para faltas em que o defeito possa ser isolado é de no máximo 30 minutos. No entanto, em dias úteis no horário noturno e em dias não úteis, quando a Universidade não possui equipe de plantão o tempo de restabelecimento é maior.

Tabela 1 – Registro de Desligamentos no Ano de 2018.

Dia/Mês	Horário de Desligamento	Desligamento Geral/Parcial	Dia Útil / Não Útil
Janeiro			
10/jan	6:30 as 7:00 e 8:15 as 8:30	Geral	Útil
29/jan	7:45 as 8:30	Geral	Útil
Fevereiro	Dados Não Coletados		
Março			
21/mar	16:30 as 21:00	Geral	Útil
29/mar	15:30 as 16:30	Geral	Não Útil
Abril			
09/abr	1:00 as 2:00	Geral	Útil
16/abr	4:00 as 8:00	Geral	Útil
Maio			
06/mai	8:00 as 12:00	Geral	Não Útil
17/mai	21:00 as 24:00	Geral	Útil
18/mai	1:00 as 8:00	Geral	Útil
Junho	Nenhum Desligamento		
Julho	Nenhum Desligamento		
Agosto	Nenhum Desligamento		
Setembro			
23/set	8:00 as 9:00	Geral	Não Útil
Outubro			
24/out	11:30 as 12:00	Geral	Útil
Novembro			
09/nov	13:00 as 13:30	Parcial	Útil
30/nov	09:15 as 09:30	Parcial	Útil
Dezembro			
19/jan	10:30 as 10:45	Parcial	Útil
23/jan	21:00 as 22:00	Geral	Não Útil

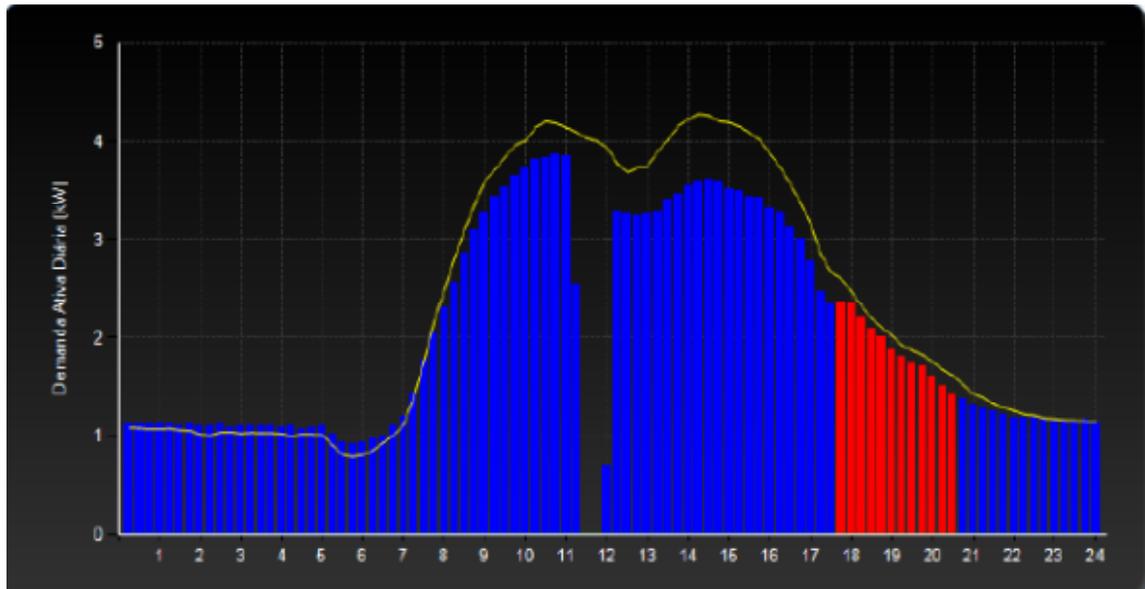
Fonte: Elaborado pelo autor.

Com a implantação do sistema proposto o reestabelecimento da energia deverá ser:

- Imediata para faltas temporárias;
- Imediata para todos os setores, com o isolamento apenas do equipamento em defeito, uma vez que a seletividade com as chaves fusíveis funcionaria. Pela Tabela 1 os desligamentos parciais que indica o isolamento do defeito por meio da abertura das chaves fusíveis são a minoria;
- Imediata para a maioria dos setores, com isolamento do trecho entre dois religadores, em caso de falta permanente no ramal principal.

Na Figura 2 é mostrado a Curva de Demanda do Campus do Pici durante uma falta que ocorreu às 11:30 horas. Uma equipe de manutenção isolou o trecho em falta por meio da abertura de chaves seccionadoras manuais, e religou o sistema elétrico as 12:00 horas.

Figura 2 – Curva de Demanda do Campus do Pici durante uma falta.



Fonte: Telemedição ENEL.

1.3 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo principal a melhoria da confiabilidade do Sistema Elétrico de Distribuição do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará, de forma a minimizar o impacto de um evento a um menor número de usuários.

1.3.1 Objetivos Específicos

- Implementação de um algoritmo usando *software* livre e multiplataforma, que:
 - Realiza busca da localização eficiente de chaves em rede de distribuição com técnicas de otimização multiobjetivo, MOSP proposto em Bezerra (2015), que considera critérios de quantidade de clientes desenergizados e quantidade de chaves.
 - Validação das soluções MOSP, por meio da realização de estudo de fluxo de carga (método de varredura direta-inversa) para todas as contingências do

sistema, observando o carregamento dos condutores e transformadores, bem como o nível de tensão nos nós da rede.

- Representação da rede elétrica, através da Representação Nó-Profundidade (RNP), em contraponto à Representação por Matriz de Adjacência utilizada por Bezerra (2015).
- Aplicação da metodologia proposta na rede elétrica do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará.

1.4 Metodologia

A metodologia proposta neste trabalho consiste em estudar e apresentar os conceitos básicos da Otimização por Enxame de Partículas, Otimização Multiobjetivo, Representação Nó-Profundidade para em seguida programar em *Python* um aplicativo que seja capaz de, a partir de dados de entrada, uma saída é gerada com um conjunto de soluções eficiente e que respeite as restrições do sistema mediante contingência e realocação de cargas.

Os dados de entrada do *software* são:

- A topologia da rede elétrica de distribuição, que constitui a interligação dos disjuntores, dos nós de carga, das ramificações e também das chaves NA (Normalmente Aberta) existentes na rede;
- A potência de cada nó de carga existente, bem como a quantidade de clientes existentes em cada nó;
- A capacidade de condução de corrente nos condutores, e também a potência máxima dos transformadores de potência das subestações.

Diante destes dados, o sistema desenvolvido é capaz de realizar análises que determinam um conjunto de soluções eficientes de localização das chaves propostas para a rede, no caso deste estudo religadores, utilizando para isso critérios de otimização do número de clientes recompostos mediante uma falta, custo de aquisição dos equipamentos a serem posicionados na rede, carregamento dos condutores e transformadores, bem como o nível de tensão nos nós da rede.

Ressalta-se que o sistema proposto não sugere a localização das chaves NA. Estas são indicadas na entrada de dados, sendo confirmadas ou não na solução, ou seja, se a solução indicar uma chave na posição de uma chave NA esta chave deve permanecer na rede e caso a solução não indique chave na posição de uma chave NA, esta chave deve ser retirada da rede, permanecendo o trecho aberto.

São realizadas simulações na rede de distribuição de energia elétrica do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará para mostrar o desempenho da ferramenta desenvolvida.

1.5 Estado da Arte

Um dos principais objetivos das concessionárias de energia é a redução da frequência e duração das interrupções de energia aos clientes.

O posicionamento de chaves em redes elétricas de distribuição é fundamental para este objetivo, pois contribui para o aumento da confiabilidade do sistema, uma vez que permite a redução do tempo de detecção de falha e a redução de clientes afetados durante uma falha na rede, por meio do isolamento dos trechos defeituosos e recomposição dos trechos sãos por meio da modificação da topologia da rede.

Várias soluções para este problema foram propostos, incluindo algoritmos genéticos (LEVITIN;MAZAL-TOV, 1995), simulated annealing (BILLINTON; JONNAVITHULA, 1996), algoritmo imunológico (CHEN; LIN; CHUANG; LI; HUANG; HUANG, 2006), otimização de enxame de partículas (MORADI; FOTUHI-FIRUZABAD, 2008) e otimização de colônias de formigas (FALAGHI; HAGHIFAM; SINGH, 2009). Esses algoritmos utilizam métodos heurísticos, não se podendo garantir que a solução ótima seja encontrada.

Em Golestani e Tadayon (2011) é proposto um algoritmo baseado em otimização por enxame de partículas (PSO) para determinar o número e a localização de dois tipos de chaves (seccionadores e disjuntores) em sistemas de distribuição radial. O método permite o cálculo de probabilidade do tipo de chave a ser ofertado em cada localização, aumentando a probabilidade de geração de uma solução apropriada. É utilizado algoritmo genético para a geração da primeira população a ser utilizada no algoritmo PSO, a fim de reduzir o espaço de busca para escapar dos mínimos locais e diminuir o tempo de otimização. A função objetivo consiste no custo de interrupção que é definido de acordo com o tipo do consumidor e o consumo de energia.

Em Ghoreishi, Afrakhte e Jabbari Ghadi (2012) é realizado um método baseado em algoritmo genético para uma solução global ideal de alocação de seccionalizadores e de chaves normalmente abertas em pontos de encontro de alimentadores nas redes de distribuição, considerando a presença de geração distribuída. Para aumentar a confiabilidade e

capacidade do método proposto, a importância das cargas é considerada. O algoritmo de localização das chaves normalmente abertas considera a localização inicial desses dispositivos na rede. A função objetivo proposta inclui o custo de energia não fornecida, o investimento de equipamentos a serem instalados e o custo de manutenção.

Em Rahmawati *et al.* (2015), o objetivo do algoritmo é encontrar o número ideal e localização de chaves, considerando o custo de confiabilidade, custo de energia não suprida de acordo com o tipo de carga e custo de investimento que considera o número de chaves, taxa de juros e a vida útil. As avaliações de confiabilidade apresentadas foram realizadas utilizando técnicas analíticas.

Em Bezerra (2015) é proposto o algoritmo MOSP (*Multi Objective Switch Placement*) para posicionamento eficiente de chaves em redes de distribuição radial, com técnica de otimização por enxame de partículas aplicada em conjunto com uma abordagem multiobjetivo. O algoritmo considera critérios de quantidade de clientes desenergizados e quantidade de chaves. O resultado é apresentado por meio de uma curva de Pareto de forma que o resultado é um conjunto de soluções não-dominadas ao invés de uma única solução ótima.

Em Khalili, Simab e Hoseinpour (2016) é utilizado algoritmo genético para a localização de chaves normalmente aberta para transferência de carga em um alimentador de distribuição radial. Dada às restrições orçamentárias, considerando condições técnicas e importância das cargas, define-se uma função objetivo combinatória com três objetivos principais. O primeiro objetivo é minimizar o custo da instalação, o custo de manutenção e a energia não suprida de modo que o orçamento máximo seja considerado. O segundo objetivo, é a modernização da rede com os recursos financeiros disponíveis para otimizar a confiabilidade do sistema. Enquanto o terceiro objetivo é atingir um nível de confiabilidade com o menor custo.

Em Galias (2018) é trabalhado a minimização de três índices de confiabilidade: SAIDI (DEC) (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), SAIFI (FEC) (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e AENS (Energia Média Não Fornecida). O problema de alocação de chaves NA para transferência de carga em redes de distribuição com múltiplos geradores é estudado. É proposto um algoritmo para calcular os índices de confiabilidade para as posições dadas das chaves seccionadoras. É estudado também o problema de como reduzir o espaço de busca, permitindo resolver o problema usando busca exaustiva e para redes maiores são utilizados métodos heurísticos.

Em MOSKWA *et al.* (2018) é apresentado um algoritmo de otimização multiobjetivo baseado em métodos evolutivos para alocação de chaves em redes de distribuição de energia radial. Os índices SAIDI (DEC), SAIFI (FEC) e EENS (*Expected Energy Not Supplied*) são usados como funções objetivo da otimização multiobjetivo. O método apresentado pode ser utilizado para a análise e otimização de redes de distribuição de energia com suprimento de energia único. Os resultados da otimização multiobjetivo mostraram que uma única solução não pode ser considerada ótima. Portanto, as soluções são apresentadas em uma fronteira de Pareto, dando opções ao operador do sistema de distribuição para escolher a localização mais adequada das chaves que atendam às expectativas de confiabilidade.

Verifica-se que em trabalhos mais recentes, novos algoritmos para o posicionamento de chaves consideram a rede elétrica na presença de Geração Distribuída (DG), uma vez que nos últimos anos as DGs têm se tornado uma alternativa eficiente a sistemas de distribuição de energia.

Conclui-se também que a maioria dos trabalhos apresentam soluções em que o resultado é uma configuração única e otimizada, porém em (BEZERRA, 2015) e (MOSKWA; KOZIEL; SIŁUSZYK; GALIAS, 2018) varias soluções são apresentadas em uma fronteira de Pareto.

Até onde foi possível pesquisar, não foram encontrados na literatura trabalhos que consideram as características e limitações da rede elétrica no posicionamento de chaves, tais como: ampacidade dos condutores, potência máxima dos transformadores e queda de tensão nos nós da rede, mediante as contingências e recomposições da rede diante de faltas no sistema elétrico.

Portanto, neste trabalho é proposto um algoritmo baseado em Bezerra (2015), que apresenta como saída um conjunto de soluções não-dominadas ao invés de uma única solução que, além de ter como objetivo custo (quantidade de chaves) e confiabilidade (quantidade de clientes desenergizados), garante que a rede opere dentro de seus limites, observado o máximo carregamento de seus condutores, o máximo carregamento dos transformadores, bem como o nível de tensão nos nós da rede.

1.6 Organização do Documento

O trabalho está dividido em seis capítulos. No Capítulo 1 o trabalho é contextualizado, evidenciando a importância e a necessidade de se manter níveis de qualidade de energia nas redes de distribuição, bem como as soluções adotadas pelas concessionárias para alcançar esses objetivos. Posteriormente são apresentadas motivação, justificativa, objetivos, metodologia e o posicionamento de chaves é discutido como de fundamental importância para o aumento da confiabilidade das redes elétricas.

No Capítulo 2 é feita uma breve introdução às técnicas de otimização por enxame de partículas, em conjunto com a otimização multiobjetivo que fundamentam a abordagem utilizada para o posicionamento eficiente das chaves.

No Capítulo 3 está descrito sobre a linguagem de programação utilizada para a implementação do sistema, juntamente com alguns conceitos de grafos, da representação nó profundidade e da estrutura de dados utilizada para a representação da rede elétrica.

No Capítulo 4 é apresentado o algoritmo *Multi Objective Switch Placement* (MOSP), proposto para o posicionamento eficiente de chaves. A técnica de Otimização por Enxame de Partículas é aplicada em conjunto com uma abordagem multiobjetivo para determinar o posicionamento e a quantidade de chaves em uma rede de distribuição radial. O resultado é um conjunto de soluções que são analisadas por meio da realização de estudo de fluxo de carga que verifica em todas as contingências as restrições do sistema elétrico, apresentando por meio de uma curva de Pareto um conjunto de soluções não-dominadas como resultado ao invés de uma única solução ótima.

No Capítulo 5 um estudo de caso é apresentado para demonstrar a eficiência do algoritmo. São apresentadas as características da rede elétrica do estudo de caso (Rede Elétrica do Campus do Pici), detalhados os dados da rede elétrica para a simulação e os parâmetros utilizados na simulação. Também são detalhados os resultados, bem como a análise das soluções.

No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões do presente trabalho, bem como propostas de melhorias e trabalho futuros.

2 MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO

2.1 Otimização por Enxame de Partículas

A otimização por enxame de partículas (PSO, do inglês, *Particle Swarm Optimization*) é um método proposto por Kennedy e Eberhart (1995) para otimização de funções contínuas não lineares, que se fundamenta na vida artificial, que é a tentativa de recriar fenômenos biológicos em computadores e também na computação evolutiva que são sistemas que resolvem problemas via populações.

A otimização por enxame de partículas baseia-se em conceitos muito simples, requerendo poucos recursos computacionais em termos de memória e rapidez.

O desenvolvimento do PSO utilizou-se de estudos de diversos cientistas que tentaram criar simulações computacionais de várias formas do movimento de um bando de pássaros ou de cardume de peixes.

Kennedy e Eberhart (1995) afirmam que Reynolds (1987) ficou intrigado com a estética do movimento dos pássaros e Heppner and Grenander (1990) estavam interessados em descobrir as regras de como um grande número de pássaros reunia-se de forma síncrona, mudando frequentemente de direção repentinamente, espalhando-se e regroupando. Eles observaram que o comportamento era uma função dos esforços das aves de manter uma distância ideal entre elas e seus vizinhos. Além disso, o sociobiologista E.O. Wilson (1975) escreveu em referência ao comportamento dos peixes: "Em teoria, os membros individuais do cardume podem se beneficiar com as descobertas e experiências anteriores de todos os outros membros do cardume durante a busca por alimentos".

Desta forma o enxame de partículas é modelado como partículas num espaço multidimensional que são soluções candidatas e que são avaliadas a cada iteração do algoritmo de acordo com uma função objetivo, tendo a capacidade de guardar a melhor posição de cada indivíduo e a melhor posição já alcançada pelo enxame.

De acordo com Bezerra (2015), as partículas correspondem aos indivíduos de uma população que tem seu tamanho representado por M e cada partícula possui dimensão N . Assim, uma matriz $M \times N$ é utilizada para representar a população. Cada indivíduo da população representa um agente de busca de soluções para o problema de dimensão N em questão. Maiores valores de M indicam mais buscas dentro do espaço de soluções.

Verifica-se então que o PSO original foi desenvolvido para otimização de

problemas contínuos. No entanto, muitos problemas práticos de engenharia são formulados como problemas discretos (GOLESTANI; TADAYON, 2011).

Para o estudo proposto, que consiste no posicionamento de chaves nos trechos de um SDR (Sistema de Distribuição Radial), a solução adota valores binários indicando se os ramos possuem ou não chave, logo o MOSP baseia-se em uma versão modificada do PSO aplicado a valores discretos, proposta por Kennedy e Eberhart (1997), em que os conceitos de posição e velocidade têm uma nova interpretação.

Conforme Bezerra (2015) e descrito em Kennedy e Eberhart (1997), a quantidade de bits da posição é modificada a cada iteração e representa a velocidade da partícula, sendo expressa pela Equação (1),

$$V_{i+1} = V_i + c_1\varphi_{1,i}\Delta V_{1,i} + c_2\varphi_{2,i}\Delta V_{2,i} \quad (1)$$

Em que:

$$\begin{aligned} \Delta V_{1,i} &= pbest_i - X_i \\ \Delta V_{2,i} &= gbest - X_i \end{aligned} \quad (2)$$

- c_1 e c_2 são chamados fatores de aprendizagem ou coeficientes de aceleração e podem assumir valores reais entre 1 e 10.
- $\varphi_{1,i}$ e $\varphi_{2,i}$ são valores aleatórios atualizados a cada iteração i .
- $pbest_i$ (*partial best*), $gbest$ (*global best*) e X_i também assumem valores reais.
- V_i corresponde a uma probabilidade ($\in [0,1]$) obtida por meio da transformação lógica $S(V_i)$

$$X_i = \begin{cases} 1, & rand(0,1) < S(V_i) \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3)$$

$$S(V_i) = \frac{1}{1 + \exp(-V_i)} \quad (4)$$

- $S(V_i)$ transformação sigmoide;
- $rand(0,1)$ número aleatório distribuído no intervalo $[0,1]$;
- V_i probabilidade que X_i seja 1 ou 0.

2.2 Otimização Multiobjetivo

Conforme descrito em (Marques, 2013), baseado em (Mansour, 2009), os problemas de otimização multi-objetivo são aqueles que possuem mais de uma função objetivo a serem otimizadas (minimizadas ou maximizadas), além de restrições que devem ser satisfeitas pelas soluções candidatas. Esses problemas são ilustrados da seguinte forma (Deb, 2001):

Minimizar / Maximizar Sujeito a:

$$\begin{aligned} f_m(x) \quad m = 1, 2, \dots, N_{obj}; \\ g_j(x) \leq 0, \quad j = 1, 2, \dots, NR_{des}; \\ h_k(x) = 0, \quad k = 1, 2, \dots, NR_{igu}; \\ x_i^{(inf)} \leq x_i \leq x_i^{(sup)} \quad i = 1, 2, \dots, N_{var} \end{aligned} \quad (5)$$

em que x é um vetor de N_{var} variáveis de decisão, $x = (x_1, x_2, \dots, x_{N_{var}})^T$, também denominado de solução. Os valores $x_i^{(inf)}$ e $x_i^{(sup)}$ representam os limites inferior e superior, respectivamente, para a variável x_i . Esses limites definem o espaço de variáveis de decisão ou espaço de decisão S_{dec} . As NR_{des} desigualdades (g_j) e as NR_{igu} igualdades (h_k) são chamadas de funções de restrição. Uma solução é factível se atende às restrições e os limites acima e o conjunto destas formam a região factível ou espaço de busca S_{fact} . Todas as funções $f_m(x)$ devem ser otimizadas (minimizadas ou maximizadas) de acordo com o problema.

Uma das abordagens mais comuns para solucionar problemas Multi-Objetivo é transformá-los em um problema Mono-Objetivo (Bezerra, 2015). O *Weighted Sum Method* (WSM) é um método que realiza esta tarefa, multiplicando cada objetivo por um peso compondo uma soma ponderada de objetivos, conforme a Equação (6) (Deb, 2003).

$$F(x) = \sum_{m=1}^M w_m f_m(x) \quad (6)$$

em que:

$$w_m \in [0,1], m \in [1,2, \dots, M] \quad (7)$$

$$\sum_{m=1}^M w_m = 1 \quad (8)$$

O valor de cada um dos pesos é definido de acordo com a importância que o tomador de decisão queira dar a cada objetivo, normalmente baseado na experiência.

Em geral as funções objetivo aplicadas nos problemas de otimização multi-objetivo são conflitantes entre si, ou seja, melhorando o valor de uma função f_1 , o valor da

função f_2 se torna pior. Um exemplo de objetivos conflitantes são custo e conforto de um veículo, pois para que se tenha um maior conforto, mais caro o veículo se torna.

Para comparar duas soluções factíveis de um problema de otimização multi-objetivo é comum empregar o conceito de Dominância de Pareto. Dadas duas soluções x e y , diz-se que x domina y se as seguintes condições forem satisfeitas (Mansour, 2009):

1. A solução x é no mínimo igual a y em todas as funções objetivo;
2. A solução x é melhor que y em pelo menos uma função objetivo.

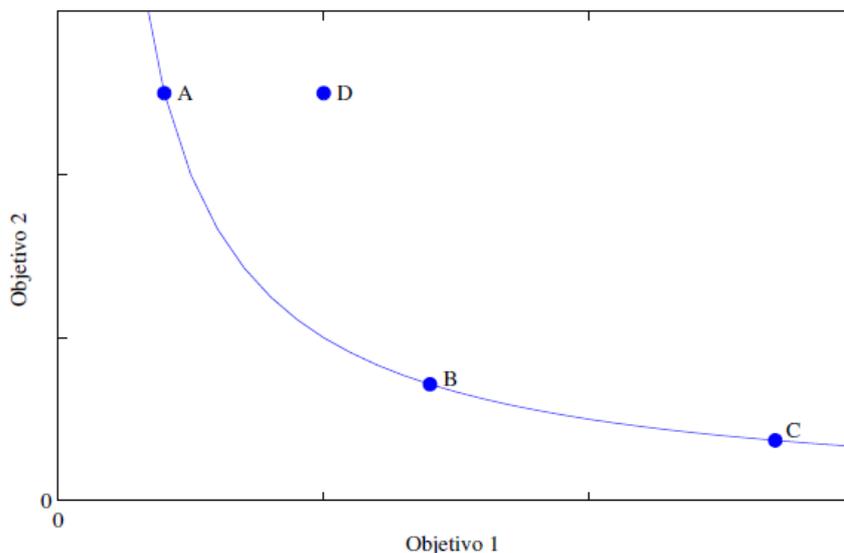
Desta forma, diante de um conflito de objetivos, existe um sub-conjunto das soluções não-dominadas que é realmente utilizado. Esse conjunto forma o conjunto de Pareto-ótimo e esses valores compõem a Fronteira de Pareto.

Para o caso do estudo proposto que é a localização de chaves em redes de distribuição, quanto maior o número de chaves na rede, maior a confiabilidade do sistema uma vez que a rede terá mais possibilidades de manobras, no entanto maior o custo de implantação.

Neste trabalho a confiabilidade é quantificada pelo número de Clientes Não Supridos (CNS), ou seja, quanto menos clientes ficam desenergizados diante de uma falta na rede de distribuição maior é a confiabilidade do sistema.

Em Bezerra (2015) é ilustrado por meio da Figura 3 um conjunto de soluções para um problema de posicionamento de chaves em que ambos os objetivos devem ser minimizados.

Figura 3 – Fronteira Pareto-ótima.



Fonte: Bezerra (2015).

Comparando-se as soluções B e C, verifica-se que B é melhor que C para o objetivo 1 (número de chaves), porém a solução C é melhor que B para o objetivo 2 (CNS). Logo, nenhuma destas soluções pode ser declarada a mais adequada para ambos os objetivos. Uma é melhor que a outra em um dos objetivos.

As soluções A e D têm o mesmo valor para o objetivo 2. Para o objetivo 1, A é melhor. Desta forma, a solução A com uma menor quantidade de chaves tem o mesmo CNS que a solução D com uma maior quantidade de chaves. Então D é considerada inferior e, portanto dominada pela solução A.

Assim as soluções A, B e C compõem as soluções não dominadas e formam a fronteira de Pareto.

2.3 Conclusão

Neste capítulo, foram apresentados os principais conceitos da otimização por enxame de partículas (PSO), dos problemas de otimização que possuem mais de uma função objetivo, bem como a dominância de Pareto que é empregado quando ocorre o conflito entre objetivos.

Foi descrito como o PSO é utilizado para a solução do sistema proposto e toda a formulação matemática. Dentre os métodos clássicos de otimização multiobjetivo, foi apresentado o Método *Weighted Sum Method* (WSM), que multiplica cada objetivo por um peso compondo uma soma ponderada de objetivos. No próximo capítulo são apresentados a linguagem de programação utilizada para implementação do algoritmo e a modelagem utilizada para representação da rede elétrica.

3 LINGUAGEM DE PROGRAMAÇÃO E MODELAGEM

3.1 Python

A linguagem de programação utilizada para implementação do algoritmo proposto é o *Python*, um *software* livre, de linguagem simples e programação orientada a objetos. *Python* possui uma estrutura de dados eficiente de alto nível e uma extensa biblioteca disponível em formato fonte ou binário para todas as principais plataformas, tais como: Linux, Solaris, Windows, etc.

Para Galvez *et al.* (2018), *Python* é muito eficaz para integração com tecnologias existentes como os códigos *C*, *Fortran* e *OpenMP*. Sua facilidade de uso permite compatibilidade direta com muitos pacotes de *software* estabelecidos. Além disso, o desenvolvimento de tecnologias como o NumPy (pacote para a linguagem *Python* que suporta arrays e matrizes multidimensionais), Numba (compilador otimizado de código aberto) e Cython (linguagem de programação *Python*, que gera um arquivo compilável e executa o código em C), permite expressar um programa em *Python* usando conceitos de alto nível e ter as partes críticas (ou mesmo a maior parte dela) compiladas e executadas nativamente.

De acordo com Guanghai *et al.* (2018):

- *Python* é uma linguagem de programação que suporta tanto a programação imperativa, programação funcional e a programação orientada a objetos;
- É uma linguagem popular em todo o mundo devido a sua elegância, compacidade e simplicidade, tendo ficado em primeiro lugar em 2017 na lista de linguagem de programação lançada pelo IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*);
- É amplamente utilizada em computação científica, processamento de dados, visualização, processamento de imagem, operação e manutenção de sites, processamento de linguagem natural, desenvolvimento WEB (*World Wide Web*), aprendizado de máquina, *big data*, mineração de dados, inteligência artificial e outros campos, etc.;
- O tamanho compacto da sintaxe do *Python* permite dedicar mais energia para aplicação e resolução de problemas, simplificando a complexidade do desenvolvimento e melhorando eficiência de desenvolvimento;

- *Python* tem bibliotecas ricas e gratuitas e de código aberto (atualmente mais de 134.000). Ao usar essas bibliotecas, a solução de muitos problemas complexos é simplificada com a chamada de função e parâmetros, o que reduz a dificuldade de programação.

Python é a linguagem de programação que mais cresce e em 2019, ultrapassará significativamente outras linguagens em termos de desenvolvedores ativos, conforme previsão do maior site de comunidade online no mundo para desenvolvedores (HEATH, 2017).

Figura 4 – Gráfico de Projeção de Crescimento da Linguagem *Python*.

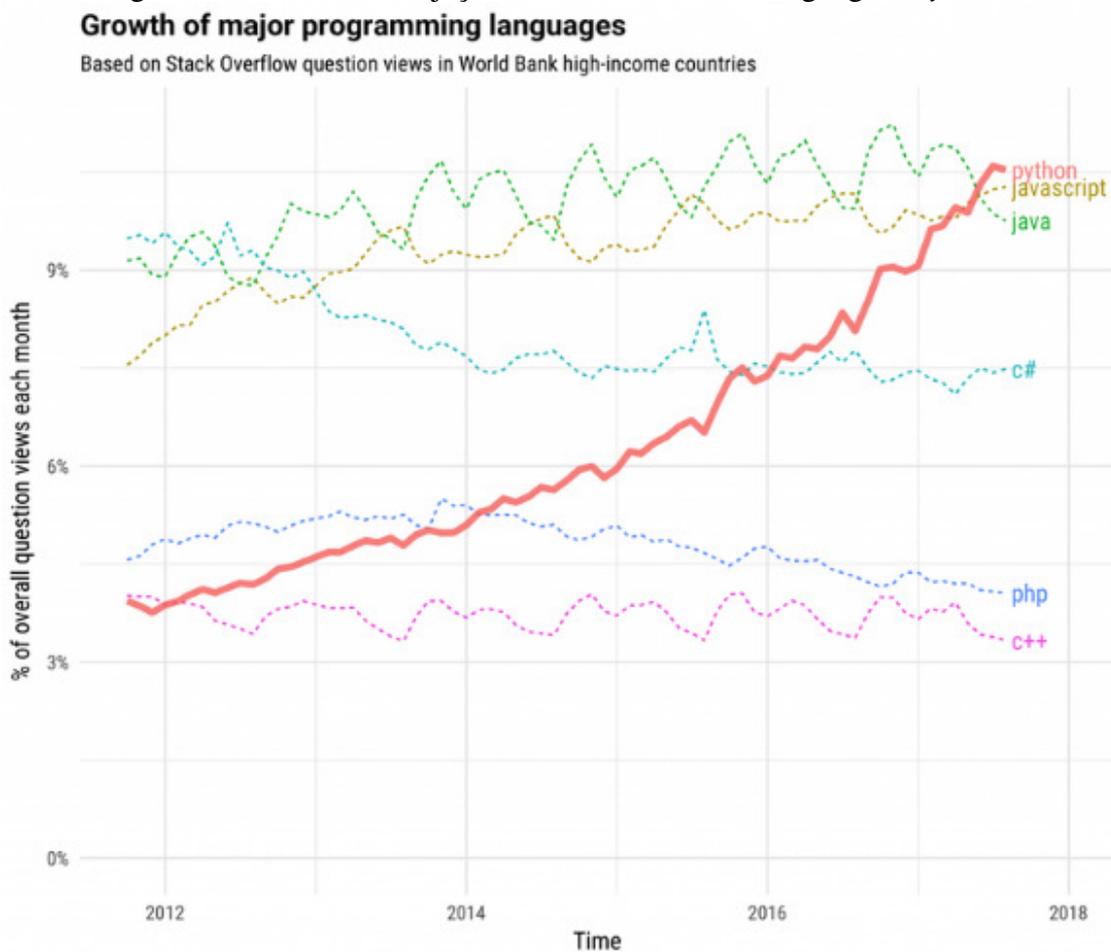


Image: Stack Overflow
Fonte: (HEATH, 2017).

A utilização desta linguagem também permitiu a utilização da API (Interface de Programação para Aplicações) desenvolvida por Melo (2015), que possui métodos para representação de grafos no padrão RNP, representação da rede elétrica com os componentes do sistema elétrico e a realização de fluxo de carga de varredura direta-inversa por soma de potências para redes de distribuição de energia elétrica.

3.2 Representação Nó-Profundidade

3.2.1 Considerações Iniciais

A realização de representações por meio de desenhos ou esquemas auxilia na compreensão e na solução de muitos problemas do mundo real.

Diversas áreas da ciência, tais como redes de computadores e circuitos elétricos, se deparam com o problema de desenho de redes. Em muitos estudos de redes é utilizada a representação na forma de grafos. Por meio desses estudos foi originada a teoria dos grafos.

Para representar a topologia elétrica das redes de distribuição, é bem comum a utilização de matrizes em que as linhas e as colunas representam as ligações dos ramos da rede. No entanto, para redes reais, essas matrizes tendem a possuir grandes dimensões, exigindo um grande esforço computacional de forma desnecessária uma vez que a maioria dos elementos é igual a zero.

A representação das redes de distribuição de energia por meio de grafos também é bastante utilizada.

Neste trabalho a rede elétrica utiliza a representação Nó-Profundidade (RNP), proposta por Delbem *et al.* (2004), baseada nos conceitos de caminho e profundidade de nó em uma árvore de grafo.

Neste capítulo são apresentados alguns conceitos da Teoria de Grafos e da Representação Nó-Profundidade.

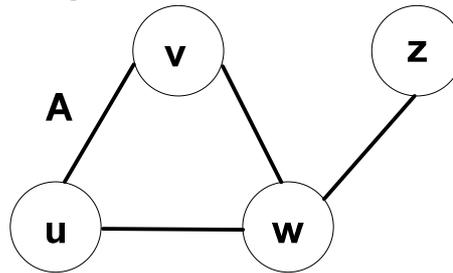
3.2.2 Teoria dos Grafos

Alguns conceitos de grafos são apresentados baseados em Marques (2013).

Da Figura 5:

- Um grafo G é um conjunto finito de pontos chamados de nós $N(G)$, interligados ou não por linhas chamadas de arestas $A(G)$.
 $N(G)=\{v,u,w,z\}$ e $A(G)=\{\{u,v\},\{v,w\},\{w,u\},\{w,z\}\}$;
- Uma aresta $\{v,w\}$, incide nos nós v e w , sendo estes as pontas da aresta. Dizemos que os nós v e w são vizinhos ou adjacentes;
- Um caminho é uma sequência de nós, interligados um no outro por uma única aresta $\{\{z,w\},\{w,u\},\{u,v\}\}$;

Figura 5 – Árvore de Grafo G.



Fonte: Elaborado pelo autor.

- O caminho é chamado de ciclo quando o nó inicial e final de um caminho são iguais $\{\{v,u\},\{u,w\},\{w,v\}\}$;
- O caminho é chamado de cadeia quando o nó inicial e final de um caminho não são iguais $\{\{z,w\},\{w,u\},\{u,v\}\}$;
- Um par conexo é um par de nós com pelo menos um caminho entre eles $\{u,v\}$.

Outros conceitos:

- Um grafo conexo é um grafo no qual todos os pares de nós são um par conexo;
- Uma árvore é um grafo acíclico e conexo;
- Uma subárvore é um subgrafo de uma árvore;
- Nó raiz é um nó de uma árvore tomado como referência;
- Profundidade de um nó em uma árvore é o número de arestas do caminho formado entre este nó e o nó raiz;
- Um grafo formado por um conjunto de árvores é chamado de floresta.

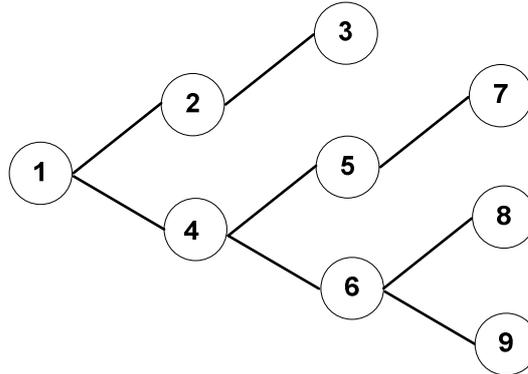
3.2.3 Conceitos *Representação Nó-Profundidade*

A RNP consiste em uma lista linear contendo os nós da árvore e suas profundidades. A ordem em que os pares (nó,profundidade) são dispostos é importante.

A codificação Nó-Profundidade segue os seguintes passos:

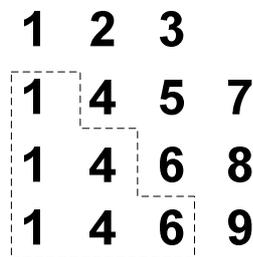
- Uma árvore (Figura 6) é representada por seus caminhos principais adequadamente agrupados, de modo que os nós repetidos dos diferentes caminhos estejam lado a lado, como mostrado na Figura 7.

Figura 6 – Árvore de Grafo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

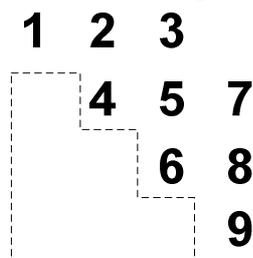
Figura 7 – Agrupamento dos Caminhos Principais.



Fonte: Elaborado pelo autor.

- A partir dessa representação, os nós repetidos são eliminados, conforme Figura 8.

Figura 8 – Agrupamento dos Caminhos Principais com Nós Repetidos Eliminados.



Fonte: Elaborado pelo autor.

- Na Figura 9 é mostrado que a RNP é formada pelos nós restantes com suas profundidades e que são armazenados em uma matriz de dimensão 2 x n, na mesma ordem da representação de cima para baixo e da esquerda para a direita.

Figura 9 – Representação em Nó-Profundidade.

$$\begin{bmatrix} \text{prof.} \\ \text{nó} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 2 & 1 & 2 & 3 & 2 & 3 & 3 \\ 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 7 & 6 & 8 & 9 \end{bmatrix}$$

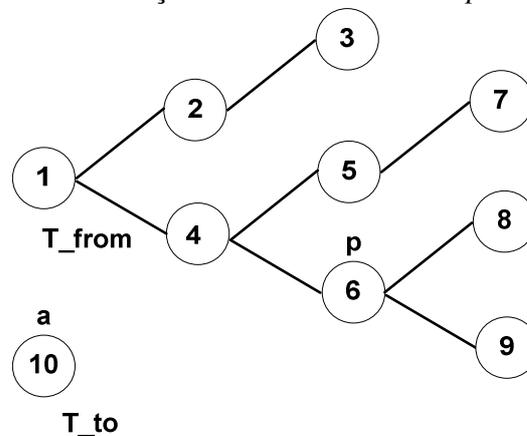
Fonte: Elaborado pelo autor.

3.2.3.1 Operadores

A RNP possui dois operadores chamados de operador 1 e operador 2 para gerar novas florestas. Ambos os operadores possuem resultados semelhantes, que é a transferência de uma subárvore da árvore T_{from} para outra árvore T_{to} da floresta.

O operador 1, ver Figura 10, requer um conjunto com dois nós previamente determinados: o nó podado p , que indica a raiz da subárvore a ser transferida; e o nó adjacente a que é o nó da árvore T_{to} que receberá o nó podado p .

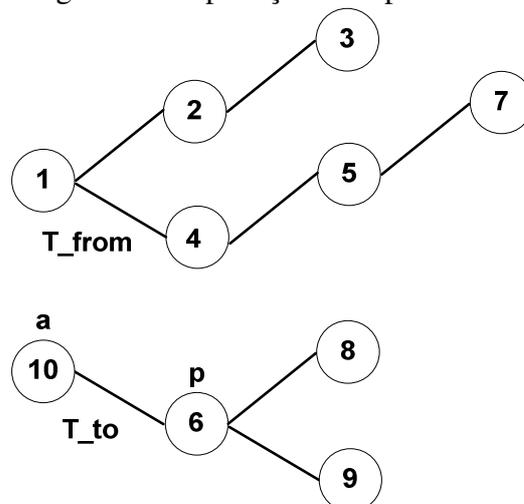
Figura 10 – Operador 1: Seleção do Nó a ser Podado p e do Nó Adjacente a .



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 11, verifica-se a aplicação do operador 1.

Figura 11 – Aplicação do Operador 1.



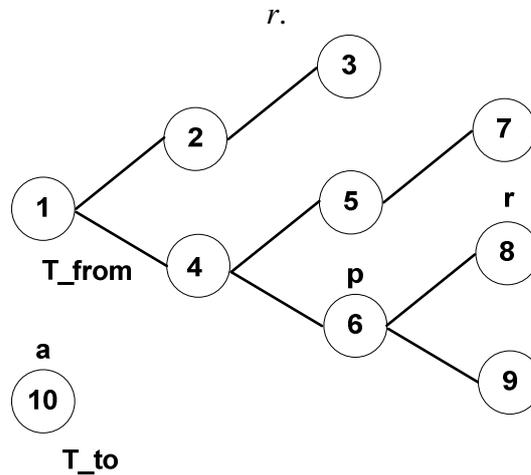
Fonte: Elaborado pelo autor.

Aplicando o operador 1, a raiz da subárvore podada também será a raiz dessa subárvore em sua nova árvore T_{to} . Por outro lado, a subárvore transferida terá uma nova raiz

ao aplicar o operador 2.

O operador 2, ver Figura 12, requer um conjunto com três nós: o nó podado p , o nó adjacente a e o novo nó raiz r .

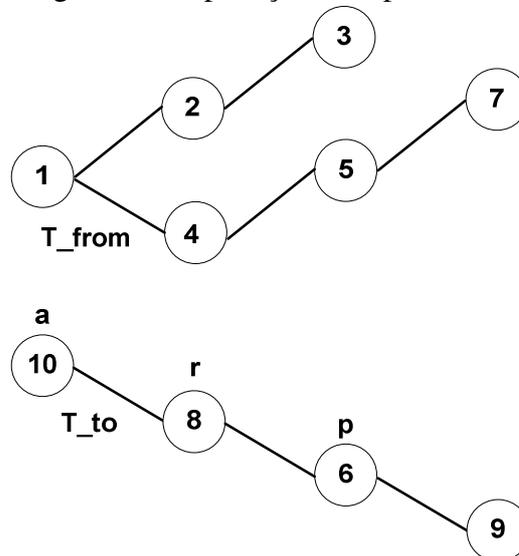
Figura 12 – Operador 2: Seleção do Nó a ser Podado p , do Nó Adjacente a e o Novo Nó Raiz.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 13, verifica-se a aplicação do operador 2.

Figura 13 – Aplicação do Operador 2.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Em Marques (2013) esses operadores são chamados, respectivamente, de operadores PAO (*Preserve Ancestor Operator*) e CAO (*Change Ancestor Operator*).

3.2.4 Estrutura de Dados para Implementação da Rede Elétrica

Para que o objetivo deste trabalho seja alcançado, faz-se necessário que a estrutura de dados que representa a rede elétrica, possua informações além do nó e da profundidade.

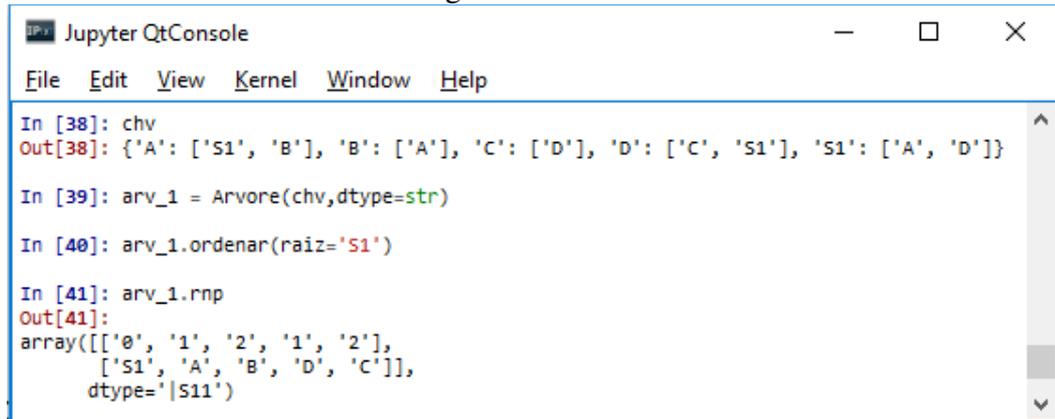
Desta forma, o algoritmo proposto utiliza uma API desenvolvida em linguagem de programação *Python*, cujo Modelo UML (Linguagem de Modelagem Unificada) das classes é mostrado na Figura 14, proposta em Melo (2015), que consiste em dois módulos:

- O primeiro módulo tem por objetivo representar grafos no padrão RNP e possui as classes *Árvore*, *Nó* e *Aresta*. Cada uma dessas classes possui métodos e atributos que retornam informações sobre a estrutura do grafo ou realizam alterações em sua estrutura, por meio dos métodos de poda e inserção;
- O segundo módulo da API de representação da rede elétrica possui as classes que descrevem os componentes do sistema elétrico, e herdam das classes do primeiro módulo. As classes desenvolvidas são: *Subestação*, *Transformador*, *Alimentador*, *Setor*, *NoDeCarga*, *Trecho* e *Chave*. As classes desse segundo módulo descrevem os componentes do sistema elétrico, fornecendo informações como:
 - Estados das chaves;
 - Potências, tensões e impedâncias dos transformadores;
 - Comprimento, ampacidade e tipo dos condutores dos trechos;
 - Potência nos nós de carga, etc.

Para representar um Sistema de Distribuição Radial, define-se a RNP de alimentador, de forma que a relação entre os componentes da rede elétrica e os da árvore de grafo é: os alimentadores são considerados árvores; os setores são considerados nós; as chaves são consideradas arestas; e as barras das subestações são consideradas os nós raízes das árvores. Na Figura 15 é dado um exemplo de uma representação por meio de grafo de uma rede elétrica. Um sistema elétrico com mais de um alimentador pode ser representado por uma floresta de grafos composta por várias árvores.

Na Figura 16 é mostrado na linha Out[38] a estrutura de dados *Python* que é utilizada para gerar a árvore do grafo da Figura 15. Essa estrutura é composta por chaves que são os nós do grafo e por valores que são seus nós vizinhos. Na linha In[41] é chamado o atributo `rnp` do objeto `arv_1`, que retorna uma matriz com a estrutura RNP de seu grafo.

Figura 16 – Tela do Terminal de Comandos Jupyter¹ com a Utilização de Objeto Árvore e alguns Atributos.



```

Jupyter QtConsole
File Edit View Kernel Window Help

In [38]: chv
Out[38]: {'A': ['S1', 'B'], 'B': ['A'], 'C': ['D'], 'D': ['C', 'S1'], 'S1': ['A', 'D']}

In [39]: arv_1 = Arvore(chv, dtype=str)

In [40]: arv_1.ordenar(raiz='S1')

In [41]: arv_1.rnp
Out[41]:
array([[['0', '1', '2', '1', '2'],
        ['S1', 'A', 'B', 'D', 'C']],
       dtype='|S11')

```

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na representação da Figura 15 (RNP de alimentador), todas as cargas de um setor são representadas em um único nó.

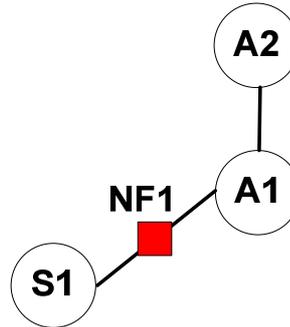
Neste trabalho, essa representação é utilizada na 1ª etapa do algoritmo, em que é realizada a localização de chaves com o critério de número de clientes desenergizados. Como a eficiência da solução de localização de chaves na rede é medida pela menor quantidade de clientes desenergizados em todas as contingências da rede, o dado considerado é o somatório dos clientes dos setores em defeito ou dos que não puderam ser recompostos após uma falta. Logo não se faz necessário todo o detalhamento da rede, apenas o número de clientes em cada setor.

No entanto, para a 2ª etapa do algoritmo, que consiste na validação das soluções da 1ª etapa por meio do estudo de fluxo de carga, um maior detalhamento da rede faz-se necessário, incluindo todos os componentes e parâmetros.

Desta forma, Marques (2013) define a RNP de setor, ilustrada na Figura 17, na qual os nós representam barras de cargas e as arestas representam trechos de linha não separadas por chave, com exceção da aresta que conecta o nó raiz à árvore.

¹ - Ambiente utilizado para executar o algoritmo desenvolvido em Python.

Figura 17 – Representação da RNP de Setor (Setor A) da Rede Elétrica da Figura 15.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 18 é mostrado na linha Out[44] a estrutura de dados *Python* que é utilizada para gerar a árvore do setor A. Na linha In[47] é chamado o atributo `rnp` do objeto `arv_1`, que retorna uma matriz com a estrutura RNP de setor.

Figura 18 – Tela do Terminal de Comandos Jupyter com a Utilização de Objeto Árvore e Atributos da RNP de Setor.

```

Jupyter QtConsole
File Edit View Kernel Window Help

In [44]: chv
Out[44]: {'A1': ['S1', 'A2'], 'A2': ['A1'], 'S1': ['A1']}

In [45]: arv_1 = Arvore(chv,dtype=str)

In [46]: arv_1.ordenar(raiz='S1')

In [47]: arv_1.rnp
Out[47]:
array([[ '0', '1', '2'],
       ['S1', 'A1', 'A2']],
      dtype='|S11')
  
```

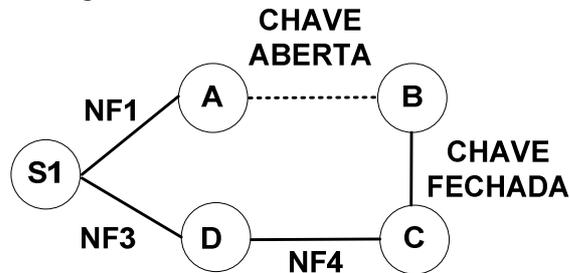
Fonte: Elaborado pelo autor.

Com a rede representada em RNP, em que os nós dos grafos representam os setores, as arestas representam as chaves e utilizando os operadores de poda e inserção de ramos, é possível alterar sua topologia e simular a abertura e fechamento de chaves, possibilitando assim os estudos necessários na rede elétrica, isolando os setores que sofreram uma falta por meio do operador de poda, e recompondo os setores são por meio do operador de inserção.

Na Figura 19, verifica-se a alteração da topologia da rede da Figura 15 que consiste na poda do setor B e inserção deste setor no setor C. Na Figura 20, é mostrado o método `podar` na linha In[58] e o método `inserir ramo` na linha In[60]. A RNP do grafo

resultante após as operações é mostrado na linha out[61]. Este procedimento simula o remanejamento de carga de um alimentador para outro alimentador.

Figura 19 – Tela do Terminal de Comandos Jupyter com a Utilização de Objeto Árvore e alguns Atributos da RNP de Setor.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 20 – Tela do Terminal de Comandos Jupyter com a Utilização de Objeto Árvore e alguns Atributos da RNP de Setor.

```

Jupyter QtConsole
File Edit View Kernel Window Help

In [58]: poda=arv_1.podar('B',alterar_rnp=True)
Out[58]: ['1' 'D']

In [59]: arv_1.rnp
Out[59]:
array([[ '0', '1', '1', '2'],
       ['S1', 'A', 'D', 'C']],
      dtype='|S11')

In [60]: arv_1.inserir_ramo('C',poda,'B')

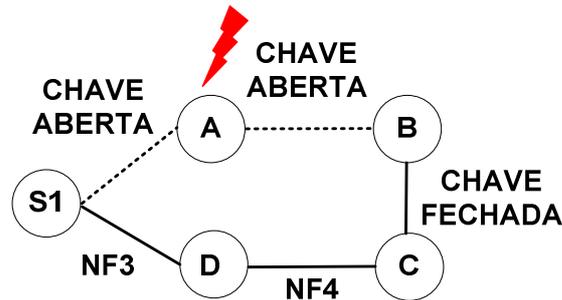
In [61]: arv_1.rnp
Out[61]:
array([[ '0', '1', '1', '2', '3'],
       ['S1', 'A', 'D', 'C', 'B']],
      dtype='|S11')

In [62]:
  
```

Fonte: Elaborado pelo autor.

Em outra simulação, um setor em falta é isolado da rede e o setor são é remanejado para outro alimentador. Na Figura 21, verifica-se que o setor A é podado e o setor B é inserido no setor C. A RNP do grafo resultante após as operações é mostrado na linha out[66], como mostrado na Figura 22.

Figura 21 – Tela do Terminal de Comandos Jupyter com a Utilização de Objeto Árvore e alguns Atributos da RNP de Setor.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 22 – Tela do Terminal de Comandos Jupyter com a Utilização de Objeto Árvore e alguns Atributos da RNP de Setor.

```

Jupyter QtConsole
File Edit View Kernel Window Help

In [63]: poda=arv_1.podar('B',alterar_rnp=True)
['1' 'D']

In [64]: arv_1.inserir_ramo('C',poda,'B')

In [65]: arv_1.podar('A',alterar_rnp=True)
['1' 'D']
Out[65]:
(array([[ '1' ],
        [ 'A' ]],
      dtype='|S11'), {'A': []})

In [66]: arv_1.rnp
Out[66]:
array([[ '0', '1', '2', '3'],
        [ 'S1', 'D', 'C', 'B']],
      dtype='|S11')

```

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3 Conclusão

Neste capítulo, foram apresentados detalhes da linguagem de programação utilizada para implementação do algoritmo proposto. Além disso, foi apresentada a RNP, que é utilizada para representar grafos de maneira bastante simples. Também foi mostrado o funcionamento dos seus principais operadores. Como a RNP não é suficiente para representar um sistema elétrico de distribuição, foi apresentada uma estrutura de dados capaz de representar os componentes de sistemas elétricos. No próximo capítulo são apresentadas todas as etapas do sistema proposto.

4 METODOLOGIA DO SISTEMA PROPOSTO

A metodologia do sistema proposto consiste em dados certos parâmetros de entrada, uma saída é gerada com um conjunto de soluções não-dominadas ao invés de uma única solução que, além de ter como objetivo custo (quantidade de chaves) e confiabilidade (quantidade de clientes desenergizados), garanta que a rede opere dentro de seus limites, observado o máximo carregamento de seus condutores, o máximo carregamento dos transformadores, bem como o nível de tensão nos nós da rede, mediante as contingências do sistema e realocação de cargas.

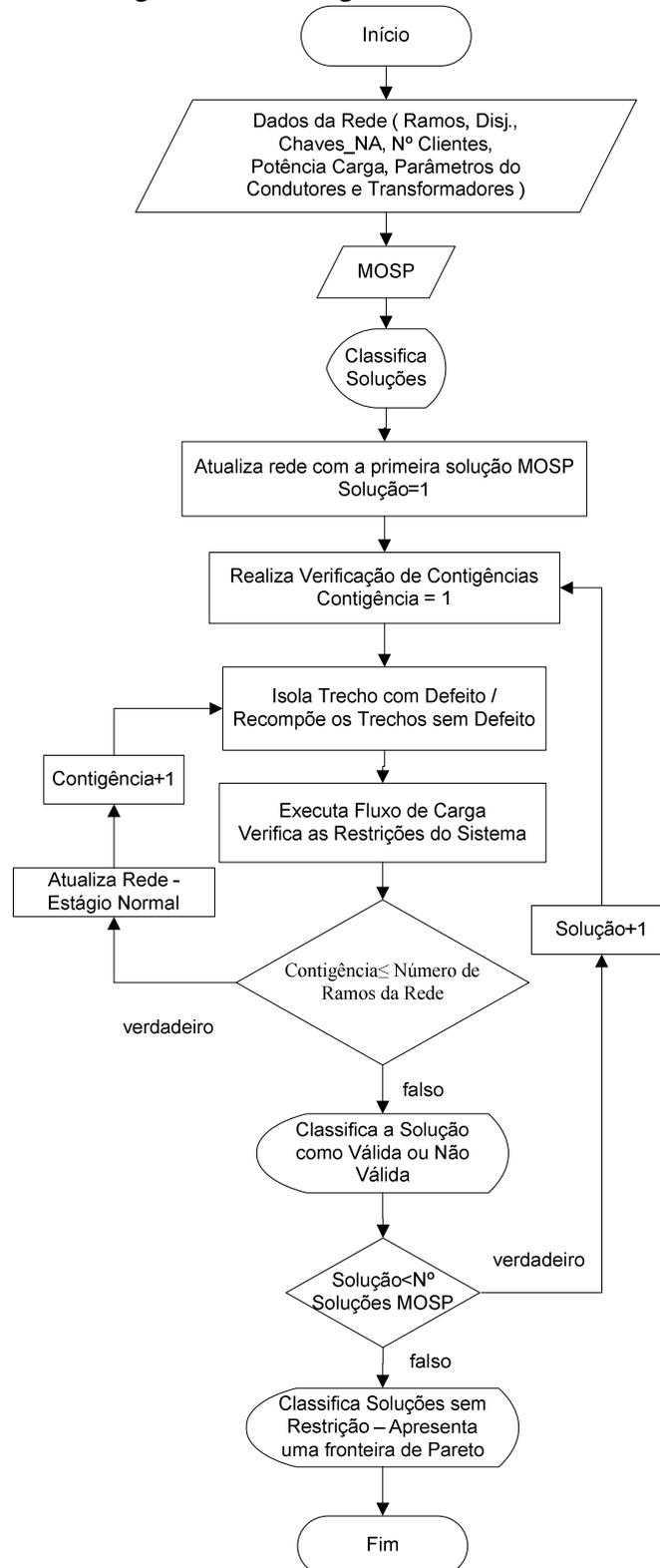
As etapas do sistema proposto são mostradas no fluxograma da Figura 23:

1. Os dados de entrada são inseridos:
 - A topologia da rede elétrica de distribuição, que constitui a interligação dos disjuntores, dos nós de carga, das ramificações e também das chaves NA existentes na rede;
 - A potência de cada nó de carga existente, bem como a quantidade de clientes existentes em cada nó;
 - Os dados de todos os condutores da rede: tipo, distância, impedância e ampacidade;
 - Os dados dos transformadores: tensões primária e secundária, potência e impedância.
2. O algoritmo MOSP é executado, considerando critérios de quantidade de clientes desenergizados (confiabilidade) e quantidade de chaves (custo), para obtenção de um conjunto de soluções;
3. É realizada uma verificação em todas as soluções da etapa anterior. Para cada solução são verificadas todas as contingências; para cada contingência a rede é reconfigurada, isolando o trecho em falta e recompondo os trechos sãos; o fluxo de carga é realizado. Os seguintes dados da rede são observados: carregamento dos condutores e transformadores, bem como o nível de tensão nos nós da rede. A solução que não atenda às restrições é descartada.
4. Finalizado a etapa anterior, um relatório é gerado com a análise de cada solução, indicando se a solução é ou não válida; e para as soluções não válidas são informados quais problemas foram apresentados: quais trechos

apresentaram sobrecarga, em quais contingências, e o percentual de sobrecarga, bem como o nó com maior queda de tensão.

5. Uma fronteira de Pareto é apresentada.

Figura 23 – Fluxograma do Sistema.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1 Algoritmo MOSP

Neste trabalho é codificado em *Python* o algoritmo MOSP proposto em Bezerra (2015), o qual foi desenvolvido originalmente em MATLAB (*Matrix Laboratory*). MOSP fornece a localização eficiente de chaves em rede de distribuição com técnicas de otimização multiobjetivo, que considera critérios de quantidade de clientes desenergizados e quantidade de chaves.

No algoritmo de Bezerra (2015), a entrada de dados para a representação da rede elétrica é uma matriz de adjacência $M \times M$ (M - quantidade de trechos da rede), em que as posições com valor 1 indica que existe um ramo formado pelo par (linha x coluna).

Neste trabalho, a entrada para a representação da rede elétrica é pela Representação Nó-Profundidade (RNP), que utiliza uma matriz de dimensão $2 \times N$ (N - quantidade de nós da rede).

Os dados de entrada que são utilizados nesta etapa pelo MOSP são:

- A topologia da rede elétrica de distribuição, que consiste em um conjunto de pares ordenados que representam a interligação entre os nós da rede (ramos);
- Um conjunto de pares ordenados que representam os ramos que possuem disjuntores;
- Um conjunto de pares ordenados que representam os ramos que possuem chaves normalmente abertas (NA);
- Um conjunto que indica a quantidade de clientes em cada nó.

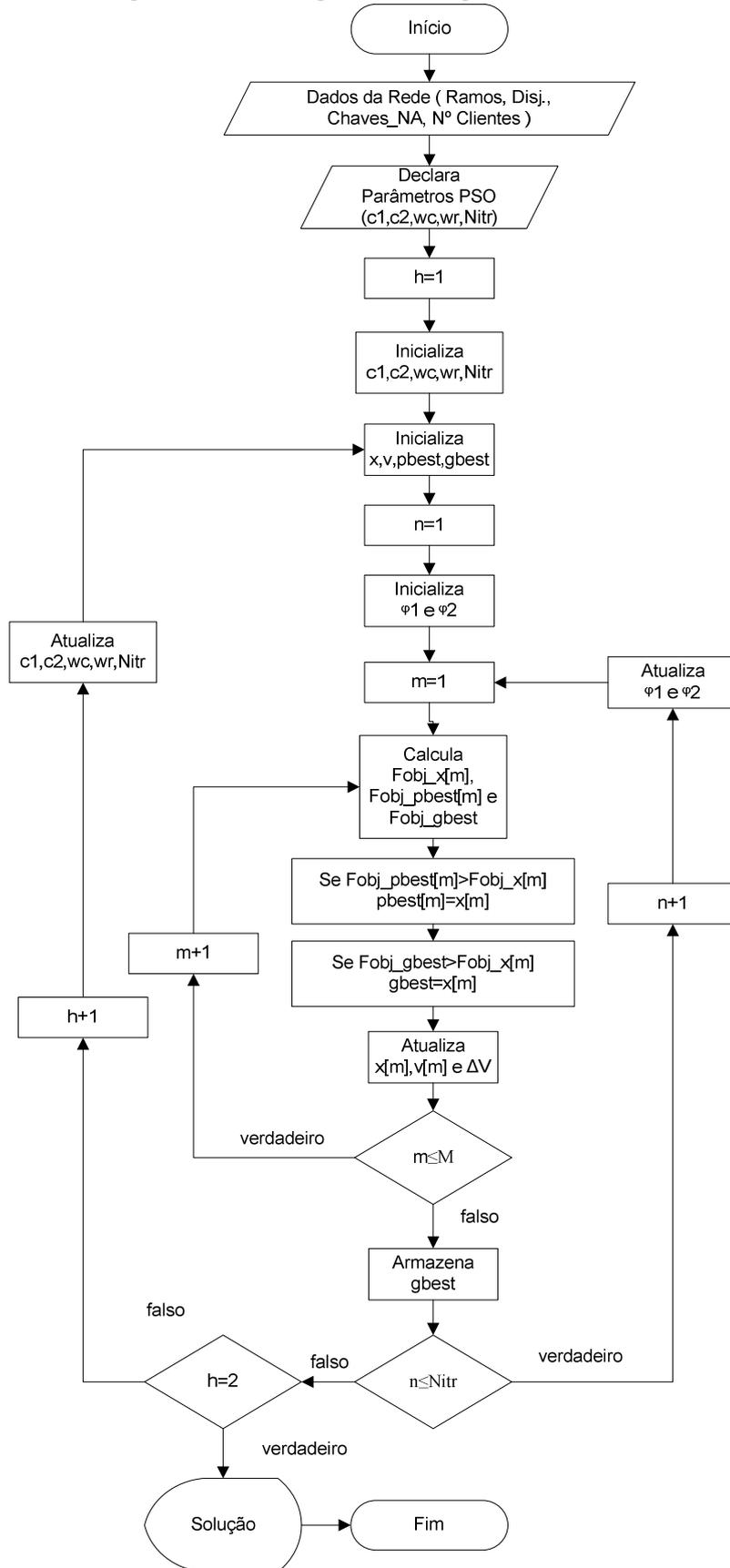
A dimensão (D) do problema que representa o número máximo de chaves na rede de distribuição é dada por:

$$D = NR + NA - DJ \quad (9)$$

em que NR é o número de ramos da rede de distribuição, NA corresponde ao número de chaves normalmente abertas e DJ é o número de disjuntores.

O fluxograma do algoritmo MOSP é mostrado na Figura 24.

Figura 24 – Fluxograma do Algoritmo MOSP.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Depois de inserida a topologia da rede, são definidos os fatores de aprendizagem c_1 e c_2 e os pesos w_r e w_c .

Os fatores de aprendizagem, também conhecidos como coeficientes de aceleração, conforme Bezerra (2015) ajustam o algoritmo para uma busca de maior diversidade das soluções ou para rápida convergência, ou seja, adotando valores de $c_2 > c_1$, a convergência é alcançada mais rapidamente e $c_1 > c_2$, as soluções obtidas são mais diversas reduzindo a probabilidade de mínimos locais.

Em Kennedy e Eberhart (1995), os valores são ajustados como $c_1 = c_2 = 2$, porém os autores afirmam que estes valores devem ser obtidos de acordo com cada problema ou determinados a partir do conhecimento de um problema específico.

Para que houvesse uma maior diversidade de soluções para compor a fronteira de Pareto, neste trabalho foram utilizados os mesmos valores adotados em Bezerra (2015), $c_1 = 4$ e $c_2 = 2$.

Os pesos representam a importância de cada objetivo e são atribuídos segundo as restrições das equações 10 e 11.

$$w_r + w_c = 1 \quad (10)$$

$$w_r \text{ e } w_c \geq 0 \quad (11)$$

O processo de busca das soluções tem 2 etapas (h), como apresentado na Figura 24. As soluções $pbest$ e $gbest$ são aleatoriamente inicializadas, e atualizadas ao final de cada iteração, de acordo com a função objetivo.

A primeira etapa permite encontrar uma solução de referência independente do custo ($w_r = 1$ e $w_c = 0$), ou seja, é encontrada uma configuração ótima para o número de chaves que resulta em uma maior confiabilidade.

Na segunda etapa, foi utilizado ($w_r = 0.5$ e $w_c = 0.5$) indicando que custo e confiabilidade são igualmente importantes.

A solução $pbest$ é a melhor solução encontrada por um indivíduo da população ao final de cada iteração e a solução $gbest$ é a melhor solução dentre todas as soluções $pbest$.

A solução $gbest$ é armazenada ao final de cada iteração como apresentado na Figura 24, e esse conjunto de soluções armazenadas é classificado entre soluções dominadas e soluções não-dominadas, formando a base para a composição da fronteira de Pareto.

A adequação de cada solução é calculada por meio da função objetivo $F_{obj}(x)$

(Equação 12), conforme Bezerra (2015), que consiste na combinação de duas funções objetivo. A função $f_{cns}(x)$ calcula o número de clientes não supridos pelas faltas e a função $f_{qsw}(x)$ calcula o número de chaves de uma dada solução.

$$F_{obj}(x) = w_r f_{cns}(x) + w_c f_{qsw}(x) \quad (12)$$

em que w_r e w_c são definidos como os pesos de confiabilidade e de custo, respectivamente, sendo a confiabilidade medida por meio da quantidade de clientes afetados quando ocorrem faltas na rede elétrica e o custo medido por meio da quantidade de chaves da configuração.

A função objetivo f_{cns} , que calcula o número de consumidores não supridos, é dada pela Equação 13.

$$f_{cns} = \frac{\sum_{j=1}^b q_j}{CS} \quad (13)$$

em que b corresponde ao número de ramos da rede, q_j ao número de consumidores afetados pela falta no ramo j e CS o número total de consumidores atendidos pela rede.

A função objetivo f_{qsw} , que avalia o custo da solução x_m e está diretamente relacionada com a quantidade de chaves, é dada pela Equação 14.

$$f_{qsw} = \frac{qsw_m}{NS} \quad (14)$$

em que qsw_m é o número de chaves da solução x_m e NS é a quantidade máxima possíveis de chaves.

4.2 Escolha das Soluções para a Verificação das Restrições

Ao final das iterações, uma população com N indivíduos determina um conjunto de soluções.

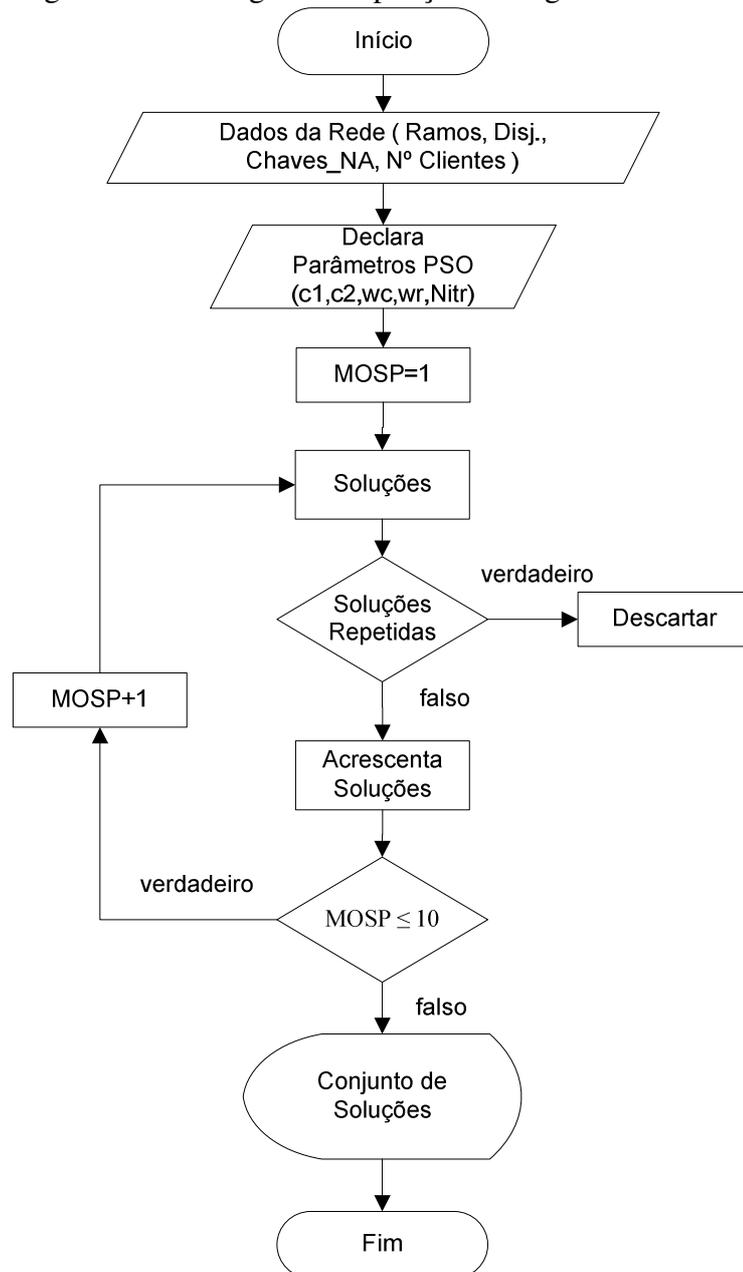
Para que o processo de otimização não perdesse desempenho, garantindo assim uma rápida resposta na obtenção do conjunto de soluções, a verificação das restrições mediante fluxo de carga é executada posteriormente à otimização.

As soluções a serem verificadas são compostas por todas as soluções geradas pelo

algoritmo MOSP.

Para obtenção de um maior número de soluções para a etapa de verificação das restrições no sistema proposto, o MOSP foi executado dez vezes conforme Figura 25, sendo descartadas as soluções repetidas. Para poucas execuções do MOSP, foi verificado que em algumas situações o resultado final não apresentava nenhuma solução válida ou, mesmo que apresentasse, o universo de configurações era bem restrito.

Figura 25 – Fluxograma Repetição do Algoritmo MOSP.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3 Verificação das Restrições do Sistema

Como contribuição, neste trabalho foi acrescentada uma funcionalidade que consiste na verificação de todas as soluções MOSP observando o carregamento dos condutores e transformadores, bem como o nível de tensão nos nós da rede, por meio da realização de estudo de fluxo de carga (método de varredura direta-inversa) para todas as contingências do sistema, com o objetivo de obter uma fronteira de Pareto com soluções que atendam às restrições do sistema.

Para isso, outros dados da rede são considerados além da quantidade de clientes por nó de carga:

- Parâmetros dos transformadores (tensões primária e secundária, potência e impedância);
- Parâmetros dos condutores (tipo, distância, impedância e ampacidade);
- Potência nos nós de carga.

Dessa forma, a solução contribui para a minimização dos impactos das faltas aos consumidores e, como consequência, para a melhoria efetiva da confiabilidade das redes elétricas de distribuição.

Para cada solução são verificadas todas as contingências; para cada contingência a rede é reconfigurada, isolando o trecho em falta e recompondo os trechos sãos.

As análises de restrições como ampacidade dos condutores, sobrecarga de transformadores e nível de tensão nos nós de carga são realizadas após a execução de fluxo de carga no sistema, de forma que as soluções factíveis deverão atender o seguinte (15):

$$X \leq 1, B \leq 1 \text{ e } V \leq 1 \quad (15)$$

em que:

- X é o máximo carregamento da rede dado pelo máximo valor da razão x_j / \bar{x}_j , sendo x_j a corrente do ramo e \bar{x}_j o limitante superior de corrente do ramo.
- B é o máximo carregamento de uma subestação dado pelo máximo valor da razão b_s / \bar{b}_s sendo b_s a magnitude de corrente da subestação e \bar{b}_s o limitante superior de corrente da subestação.

- V é a máxima queda de tensão da rede dado por $V = MAX |v_s - v_k| / \delta$
sendo v_s a magnitude de tensão em uma subestação s , v_k a magnitude de tensão em uma barra k e δ a máxima queda de tensão admissível.

Para isso é utilizado o algoritmo de fluxo de carga para redes de distribuição de energia elétrica chamado de varredura direta-inversa por soma de potências (MELO, 2015), da seguinte forma:

1. Uma tensão é atribuída à barra da subestação, e é a tensão inicial de cada uma das barras do sistema.
2. São calculadas as potências equivalentes das barras conforme a Equação (16) e Equação (17), no sentido das barras terminais para a barra fonte.

$$P_k^{eq} = P_k + \sum P_j + \sum PL_{kj} \quad (16)$$

$$Q_k^{eq} = Q_k + \sum Q_j + \sum QL_{kj} \quad (17)$$

Em que:

P_k^{eq} é a potência ativa equivalente na barra k ;

P_k é a carga ativa na barra k ;

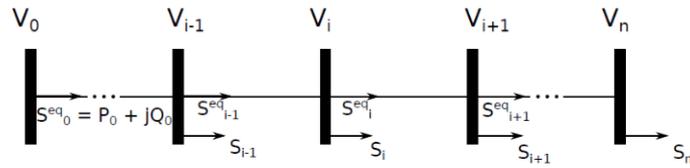
$\sum P_j$ é o somatório das potências equivalentes das barras j diretamente conectadas após a barra k ;

$\sum PL_{kj}$ é o somatório das perdas ativas nos ramos conectados entre a barra k e as barras j .

No cálculo da potência reativa, o significado dos termos é equivalente.

3. São calculadas as tensões nodais em cada barra i do sistema, conforme a Equação (18) e Equação (19), no sentido da barra fonte para as barras terminais. Para cada barra do sistema, Figura 26, está associada uma potência relacionada à carga conectada à barra e uma potência equivalente que flui de uma barra $i-1$ para uma barra i e desta para outra barra $i+1$ e assim por diante, até chegar à barra terminal n .

Figura 26 – Barras de Sistema Elétrico.



Fonte: Melo (2015).

$$V_{i+1} = V_i - 2(r_i P_i^{eq} + x_i Q_i^{eq}) + (r_i^2 + x_i^2) \frac{(P_i^{eq})^2 + (Q_i^{eq})^2}{V_i^2} \quad (18)$$

$$\delta_{i+1} = \delta_i - \tan^{-1}\left(\frac{k_1}{k_2}\right) \quad (19)$$

$$k_1 = \frac{(P_i^{eq} x_i - Q_i^{eq} r_i)}{V_i}$$

$$k_2 = V_i - \frac{(P_i^{eq} r_i - Q_i^{eq} x_i)}{V_i}$$

Em que:

 V_i é a magnitude da tensão na barra i ; δ_i é o ângulo da tensão na barra i ; r_i é a resistência em série do ramo i ; x_i é a reatância em série do ramo i .

4.4 Conclusão

Neste capítulo, foi apresentada a metodologia do sistema proposto, com o detalhamento de todas as etapas do algoritmo, sendo: os dados de entradas, a execução do algoritmo MOSP, a validação das soluções e a apresentação dos resultados. Também foi demonstrado o funcionamento do algoritmo MOSP, que fornece a localização eficiente de chaves em rede de distribuição com técnicas de otimização multiobjetivo, que considera critérios de quantidade de clientes desenergizados e quantidade de chaves, bem como a formulação para a verificação das restrições do sistema, que realiza o estudo de fluxo de carga por meio do método de varredura direta-inversa. No próximo capítulo são apresentados os detalhes do estudo de caso.

5 ESTUDO DE CASO

5.1 Características da Rede do Estudo de Caso

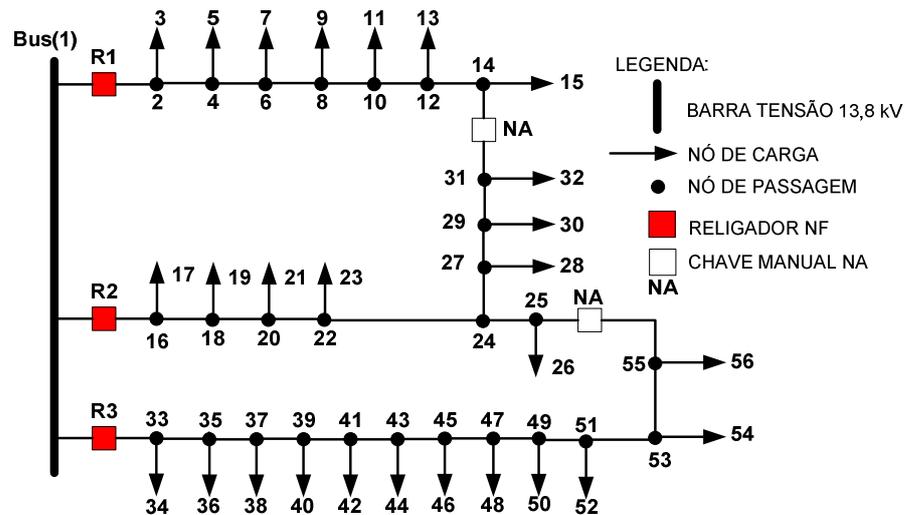
A solução desenvolvida foi aplicada ao sistema elétrico de distribuição do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará que possui as seguintes características:

- Suprido em média tensão por meio de um alimentador 13,8 kV;
- Proteção única do alimentador principal da rede por meio de relé primário, associado a um disjuntor geral de média tensão;
- Rede aérea com cerca de 9,6 km de cabos nus de cobre com bitola de 35 mm² para os trechos principais e 25 mm² para as derivações;
- Chaves seccionadoras para manobras manuais, apresentando uma topologia radial com recurso;
- Carga instalada de aproximadamente 18.012,50 kVA distribuída em 89 Subestações, com demanda total de 4,2 MW, conforme Apêndice A.

Como parte da reestruturação da rede elétrica do Campus, a fim de obter ganhos de confiabilidade e segurança, e tendo em vista a adequação do nível de tensão da rede elétrica ao estabelecido no módulo três dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) da Agência Reguladora de Energia Elétrica Nacional (ANEEL), está em fase de implantação no Campus uma Subestação 69-13,8 kV com dois trafos 5,00 / 6,25 MVA (um reserva) e três saídas de linhas com religadores.

Dessa forma, a configuração do sistema no estudo proposto considera a topologia incluindo a Subestação 69-13,8 kV e três saídas de linhas, conforme apresentado na Figura 27. Também já é considerada na rede a localização das chaves NA, que após a realização do estudo de localização de chaves, estas podem ser confirmadas ou não na solução final, ou seja, neste trecho pode se confirmar uma chave NA para a restauração do sistema ou pode simplesmente retirar a chave e manter o trecho aberto sem a possibilidade de restauração.

Figura 27 – Configuração Original da Rede Elétrica de Distribuição do Campus do Pici.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.2 Dados da Rede para a Simulação

Os dados da rede simplificada do Campus do Pici para simulação são:

- Número de Barras: 57
- Número de Disjuntores: 3
- Número de Chaves NA: 2
- Número de Clientes: A quantidade de clientes dos nós de carga foi extraída do Anuário 2015 da UFC, considerando o número de alunos matriculados por curso, conforme Apêndice B. O resumo do número de clientes por nós considerado no trabalho consta na Tabela 2;
- Trechos: Os parâmetros da rede simplificada simulada estão constantes no Apêndice C: trechos, distância dos trechos, tipo de condutor do trecho, nós de carga, carga de cada nó;
- Potência dos nós: 27 nós de carga
 - As cargas foram representadas pela potência dos transformadores de distribuição;
 - A relação dos transformadores e sua localização constam no Apêndice A. Neste Apêndice estão indicados os transformadores que compõem cada alimentador, o nó a que ele pertence uma vez que os transformadores próximos foram agrupados para simplificar

a rede e a potência de cada nó, que consiste na soma da potência de todos os transformadores que compõem o nó;

- Outras considerações:
 - Para forçar restrições (sobrecarga em trechos) para as contingências do sistema foi considerado um carregamento de 50% da rede, uma vez que para a demanda atual do sistema (4.200 kW) as restrições são atendidas para todas as soluções geradas na simulação.
 - Para todas as simulações, foi considerado que o carregamento é igual em todos os transformadores do Campus e que o fator de potência é o mesmo ($\cos \theta=0,9$).

Tabela 2 – Número de Clientes por Nós de Carga.

Nó de Carga	Número de Clientes por Nó	Nó de Carga	Número de Clientes por Nó
3	1349	32	1109
5	4638	34	0
7	4961	36	480
9	775	38	3949
11	788	40	100
13	1078	42	3256
15	1591	44	2424
17	500	46	1980
19	2514	48	4031
21	100	50	2848
23	480	52	1391
26	3270	54	4500
28	1249	56	750
30	425		
TOTAL			50.536

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.3 Parâmetros da Simulação

- A simulação foi realizada em um Computador Pessoal com Processador Intel Core i5-3470 CPU @3.20 GHz, 4,0 GB RAM;
- Para este trabalho, $c_1 = 4$ e $c_2 = 2$ foram adotados conforme Bezerra (2015);
- Número Máximo de Iterações MOSP: 1º Estágio: 25 e 2º Estágio: 50;
- Pesos 1º Estágio: Confiabilidade $w_r = 1.0$ e custo $w_c = 0.0$ Bezerra (2015);
- Pesos 2º Estágio: Confiabilidade $w_r = 0.5$ e custo $w_c = 0.5$ Bezerra (2015);
- A população inicial do MOSP consiste em uma matriz com 54 indivíduos, com cada indivíduo de dimensão 54 (máxima quantidade de chaves que a rede permite, sem considerar os disjuntores);
- O MOSP é executado dez vezes, para obtenção de um maior número de soluções para a etapa de Verificação das Restrições.

5.4 Resultados das Simulações

Para comparação entre a versão original MOSP e a versão proposta com validação das soluções, na Tabela 3 são contemplados os valores considerando apenas o MOSP e valores após a verificação das restrições, conforme proposto nesta dissertação.

Foram obtidos resultados de cinco simulações, conforme Tabela 3, com cada simulação executando o MOSP 10 vezes, a fim de se verificar qual a melhor solução a ser utilizada.

Tabela 3 – Resultados de Cinco Simulações.

		Simulação 1	Simulação 2	Simulação 3	Simulação 4	Simulação 5
1	Tempo de Execução do MOSP (s)	1464	1423	1677	2075	1847
2	Quantidade de Soluções MOSP	274	255	285	253	262
3	Melhor CNS da solução MOSP para 6 Chaves	372899	372899	372899	375297	372899

		Simulação 1	Simulação 2	Simulação 3	Simulação 4	Simulação 5
4	Tempo de Verificação das Restrições (s)	1167	1130	1556	1395	1503
5	Quantidade de Soluções Válidas Não Dominadas	3	7	6	6	6
6	Quantidade de Soluções Válidas Dominadas	10	17	20	8	7
7	CNS da Solução Válida para 6 Chaves	398051	398281	387145	402127	399706
8	Solução - Localização das chaves	[(8, 6), (20, 22), (41, 43), (49, 51), (14, 31), (25, 55)]	[(8, 6), (24, 22), (43, 45), (49, 51), (14, 31), (25, 55)]	[(8, 6), (24, 22), (41, 43), (49, 47), (14, 31), (25, 55)]	[(8, 10), (24, 22), (41, 43), (49, 47), (14, 31), (25, 55)]	[(8, 6), (24, 27), (41, 43), (49, 51), (14, 31), (25, 55)]

Fonte: Elaborado pelo autor.

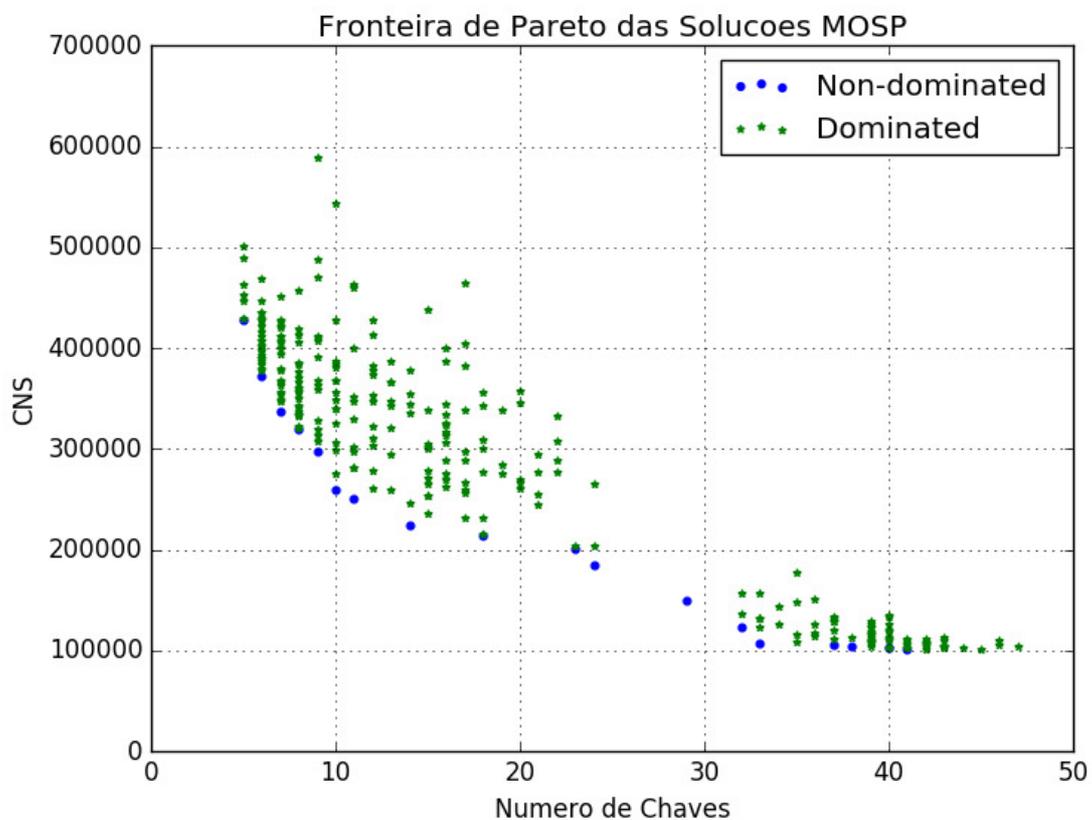
Para a rede do estudo de caso (Campus do Pici), foi definido por questões de custo a utilização de seis chaves (religadores) na rede, além dos três religadores de saída de linha já existentes.

- Após análise dos dados concluiu-se que a melhor solução a ser utilizada seria a terceira da Tabela 3, pelos seguintes motivos:
 - Possui o menor CNS para a solução válida com seis chaves (387145 Clientes Não Supridos);
 - O CNS da solução válida (387145 Clientes Não Supridos) é bem próximo do Melhor CNS da solução MOSP para seis chaves (372899 Clientes Não Supridos);
 - Possui grande diversidade de soluções válidas: 26 soluções válidas, sendo 6 Não Dominadas (Figura 36) e 20 Dominadas (Figura 37).

- Outras considerações da solução escolhida:
 - Tempo de 10 execuções MOSP – 1677 segundos;
 - Número de soluções MOSP obtidas: 285, sendo 18 Não Dominadas (Tabela 4) e 267 Dominadas (Apêndice D);
 - Tempo de execução da verificação das restrições nas 285 soluções MOSP: 1556 segundos;
 - Número das soluções válidas das 285 obtidas no MOSP: 26 soluções válidas, sendo 6 Não Dominadas (Figura 36) e 20 Dominadas (Figura 37);

As soluções MOSP são apresentadas por meio de uma fronteira de Pareto para melhor comparação com a solução final do sistema proposto. A fronteira de Pareto das soluções MOSP contendo as 285 soluções, sendo 18 Não Dominadas (Tabela 4) e 267 Dominadas (Apêndice D), está constante na Figura 28.

Figura 28 – Fronteira de Pareto das Soluções MOSP, sem Considerar as Restrições do Sistema.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 29 - Tela Padrão do Sistema com Tabela do Conjunto de Soluções MOSP Não Dominadas.

```

*****
Conjunto das Soluções MOSP Não Dominadas
*****
+-----+-----+-----+
| Solução | Nº de Chaves | CNS |
+-----+-----+-----+
| 1       | 5             | 427717 |
| 2       | 6             | 372899 |
| 3       | 7             | 337027 |
| 4       | 8             | 320331 |
| 5       | 9             | 297077 |
| 6       | 10            | 259997 |
| 7       | 11            | 251347 |
| 8       | 14            | 225093 |
| 9       | 18            | 213681 |
| 10      | 23            | 201674 |
| 11      | 24            | 184542 |
| 12      | 29            | 149721 |
| 13      | 32            | 124080 |
| 14      | 33            | 106540 |
| 15      | 37            | 106524 |
| 16      | 38            | 104383 |
| 17      | 40            | 102321 |
| 18      | 41            | 101072 |
+-----+-----+-----+
*****

```

Fonte: Elaborado pelo autor.

A tabela com o conjunto das 267 soluções MOSP Dominadas é apresentada no Apêndice D.

5.4.1 Análise da Melhor Solução MOSP para seis Chaves

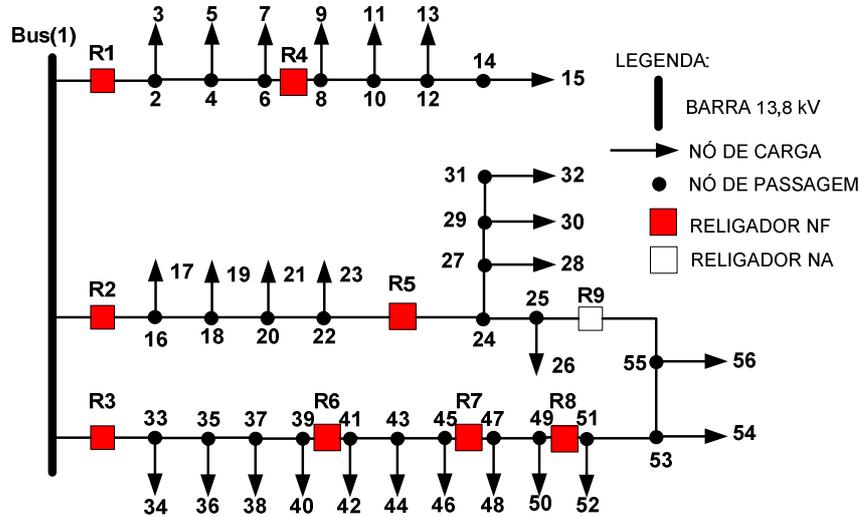
A melhor solução MOSP para seis chaves, conforme pode-se verificar no Apêndice D, cujo CNS é 372899, possui chaves nas seguintes posições [(8, 6), (24, 22), (41, 39), (45, 47), (49, 51), (25, 55)], conforme ilustrado na Figura 30. A representação RNP da rede apresentada na Figura 30, é mostrado na Figura 31.

Na solução apresentada, verifica-se que o MOSP não validou a chave NA (14,31), conforme a configuração inicial, ou seja, para o melhor CNS não se faz necessário esta chave NA.

Como se pode verificar no Apêndice D, esta solução não foi validada, uma vez que apresentou restrições para algumas contingências do sistema, conforme apontado a seguir.

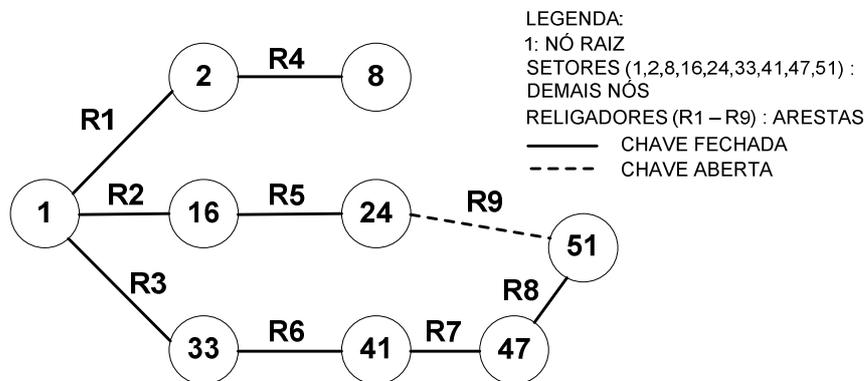
Foi realizada varredura de todas as contingências da rede da Figura 30, com o isolamento dos setores em contingência por meio do operador de poda da RNP e inserção dos demais setores são com o operador de inserção da RNP, com a metodologia de inseri-lo no primeiro setor vizinho que possua uma chave NA. Este processo identificou restrições para duas contingências: setor 16 (Figura 32) e setor 33 (Figura 33).

Figura 30 – Configuração da Rede Elétrica de Distribuição do Campus do Pici, após resultado do MOSP – Melhor Solução MOSP para 6 Chaves.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 31 – Árvore RNP da Rede da Figura 30.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a contingência no setor 16, o relatório gerado pelo *software* mostrado na Figura 32 indica sobrecarga no trecho 1_33(4,99%), no trecho 33_35 (4,19%) e no trecho 35_37 (0,99%). A menor tensão registrada foi no nó 32 com 13.799,67 V. (Ver trechos e nó na Figura 32).

Figura 32- Tela Padrão do Sistema com Apresentação dos Resultados de Fluxo de Carga mediante Contingência no Setor 16.

```

*****
Fluxo Contingência no Setor 16
*****
poda= 24
inserir em 51 o 24
*****
Contingência no Setor 16 operando em Sobrecarga no trecho Trecho: 33_ch33_1
Condutor Cobre 35R
Ampacidade (A) 196.00
Corrente (A) 205.79
Sobrecarga (percentual) 4.99
*****
Contingência no Setor 16 operando em Sobrecarga no trecho Trecho: 33_35
Condutor Cobre 35R
Ampacidade (A) 196.00
Corrente (A) 204.22
Sobrecarga (percentual) 4.19
*****
Contingência no Setor 16 operando em Sobrecarga no trecho Trecho: ch33_1_1
Condutor Cobre 35R
Ampacidade (A) 196.00
Corrente (A) 205.79
Sobrecarga (percentual) 4.99
*****
Contingência no Setor 16 operando em Sobrecarga no trecho Trecho: 35_37
Condutor Cobre 35R
Ampacidade (A) 196.00
Corrente (A) 197.95
Sobrecarga (percentual) 0.99
*****

+---+-----+-----+
|No com maior queda de tensão      |
+---+-----+-----+
| No | Tensão(V) | Queda de Tensão (%) |
+---+-----+-----+
| 32 | 13799.67  | 0.00 %               |
+---+-----+-----+
*****

```

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a contingência no setor 33, o relatório gerado pelo *software* mostrado na Figura 33 indica sobrecarga no trecho 1_16 (5,80%). A menor tensão registrada foi no nó 42 com 13.799,65 V. (Ver trechos e nó na Figura 33).

Figura 33- Tela Padrão do Sistema com Apresentação dos Resultados de Fluxo de Carga mediante Contingência no Setor 33.

```

*****
Fluxo Contingência no Setor 33
*****
poda= 41
inserir em 51 o 24
*****
Contingência no Setor 33 operando em Sobrecarga no trecho Trecho: ch16_1_1
Condutor Cobre 35R
Ampacidade (A) 196.00
Corrente (A) 207.36
Sobrecarga (percentual) 5.80
*****
Contingência no Setor 33 operando em Sobrecarga no trecho Trecho: 16_ch16_1
Condutor Cobre 35R
Ampacidade (A) 196.00
Corrente (A) 207.36
Sobrecarga (percentual) 5.80
*****
+---+-----+-----+
|No com maior queda de tensão      |
+---+-----+-----+
| No | Tensão(V)| Queda de Tensão (%)|
+---+-----+-----+
| 42 | 13799.65 | 0.00 %              |
+---+-----+-----+
*****

```

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para exemplificar uma contingência em que não foram apresentados violação de restrições, o relatório gerado pelo *software* mostrado na Figura 34 indica que o sistema opera sem sobrecarga mediante contingência no setor 47. A menor tensão registrada foi no nó 54 com 13.799,80 V. (Ver trechos e nó na Figura 34).

Figura 34- Tela Padrão do Sistema com Apresentação dos Resultados de Fluxo de Carga mediante Contingência no Setor 47.

```

*****
Fluxo Contingência no Setor 47
*****
poda= 51
inserir em 51 o 24
*****
Contingência no Setor 47 operando sem sobrecarga
*****
+---+-----+-----+
|No com maior queda de tensão      |
+---+-----+-----+
| No | Tensão(V)| Queda de Tensão (%)|
+---+-----+-----+
| 54 | 13799.80 | 0.00 %              |
+---+-----+-----+
*****

```

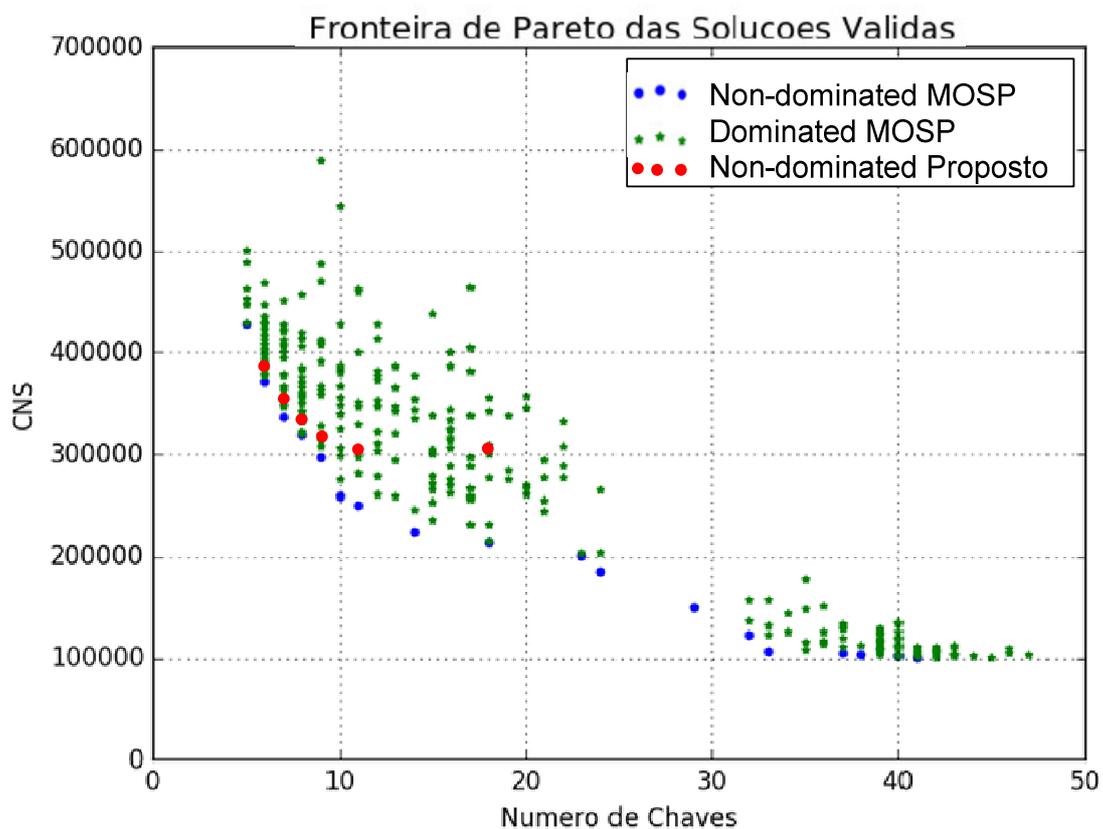
Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4.2 Análise da Melhor Solução após Verificação das Restrições para 6 Chaves

Após verificação das restrições do sistema em todas as 285 soluções geradas pelo MOSP, os resultados apresentados foram 26 soluções válidas, sendo 6 Não Dominadas (Figura 36) e 20 Dominadas (Figura 37), conforme Figura 35, da fronteira de Pareto das soluções válidas.

Verifica-se que nenhuma solução não dominada, conforme Figura 36, faz parte do que antes seriam as soluções não dominadas MOSP (Figura 29), para o caso do sistema em estudo.

Figura 35 – Fronteira de Pareto das Soluções Validadas, após Verificação das Restrições do Sistema.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 36- Tela Padrão do Sistema com Tabela do Conjunto das Soluções Válidas Não Dominadas.

```

*****
Conjunto das Soluções Válidas Não Dominadas
*****
+-----+-----+-----+
| Solução | Nº de Chaves | CNS |
+-----+-----+-----+
| 1       | 6             | 387145 |
| 2       | 7             | 365789 |
| 3       | 8             | 341195 |
| 4       | 9             | 329018 |
| 5       | 11            | 301787 |
| 6       | 18            | 301218 |
+-----+-----+-----+
*****

```

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 37 - Tela Padrão do Sistema com Tabela do Conjunto das Soluções Válidas Dominadas.

```

*****
Conjunto das Soluções Válidas Dominadas
*****
+-----+-----+-----+
| Solução | Nº de Chaves | CNS |
+-----+-----+-----+
| 1       | 6             | 398051 |
| 2       | 6             | 402127 |
| 3       | 6             | 407067 |
| 4       | 7             | 378611 |
| 5       | 7             | 380063 |
| 6       | 7             | 394035 |
| 7       | 7             | 405635 |
| 8       | 7             | 428535 |
| 9       | 8             | 361260 |
| 10      | 8             | 384688 |
| 11      | 9             | 363156 |
| 12      | 9             | 407521 |
| 13      | 9             | 588457 |
| 14      | 10            | 339599 |
| 15      | 10            | 380450 |
| 16      | 10            | 543600 |
| 17      | 11            | 459672 |
| 18      | 12            | 353778 |
| 19      | 17            | 382203 |
| 20      | 20            | 358330 |
+-----+-----+-----+
*****

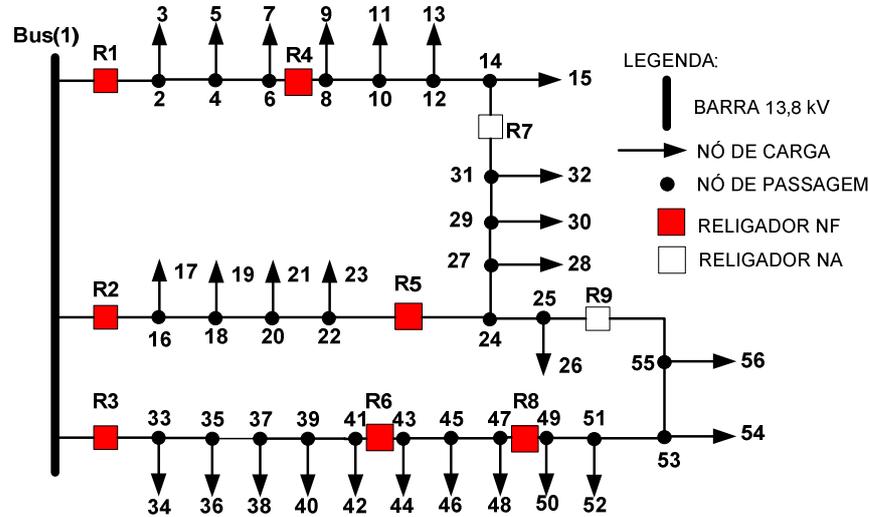
```

Fonte: Elaborado pelo autor.

A melhor solução validada para 6 chaves, conforme pode-se verificar na Figura 36, cujo CNS é 387145, possui chaves nas seguintes posições [(8, 6), (24, 22), (41, 43), (49, 47), (14, 31), (25, 55)], conforme ilustrado na Figura 38.

Na solução apresentada, verifica-se que a solução validada apresenta a chave NA (14,31), conforme a configuração inicial.

Figura 38 - Configuração da Rede Elétrica de Distribuição do Campus do Pici, com a Solução Válida de Melhor CNS, considerando as Restrições Elétricas.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.5 Conclusão

Neste capítulo foi apresentado o estudo de caso, que consiste no sistema elétrico de distribuição do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará. Foram detalhadas as características da rede, os dados da rede para a simulação, os parâmetros de simulação, bem como os resultados apresentados. Foram analisados resultados para 6 chaves, que foi a quantidade de chaves que a Universidade se propôs a investir. Para comparação entre o sistema original MOSP e o sistema proposto com validação das soluções, foram analisadas a melhor solução MOSP e a melhor solução do sistema proposto, que de fato é a solução a ser aplicada.

6 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentada a implementação de um algoritmo em ferramenta livre e multiplataforma, que busca a localização eficiente de chaves em redes de distribuição, apresentando um conjunto de soluções não-dominadas ao invés de uma única solução. Uma função objetivo é utilizada para ponderar os critérios de quantidade de clientes desenergizados (confiabilidade) e quantidade de chaves (custo), levando em consideração as restrições de capacidade de suprimento dos transformadores, ampacidade dos alimentadores e nível adequado de tensão.

Para avaliação das restrições operacionais, foi empregado o método de fluxo de carga por varredura direta-inversa e a representação nó-profundidade para avaliação das contingências no sistema.

Foram analisados resultados para seis chaves, que foi a quantidade de chaves que a Universidade se propôs a investir. Para comparação entre o sistema original MOSP e o sistema proposto com validação das soluções, foram analisadas a melhor solução MOSP e a melhor solução do sistema proposto, que de fato é a solução que foi aplicada, com posicionamento de chaves nos trechos [(8, 6), (24, 22), (41, 43), (49, 47), (14, 31), (25, 55)], da rede elétrica do Campus do Pici da UFC.

O tempo de resposta da simulação, para um sistema com 57 barras, foi de aproximadamente 28 minutos para apresentação das soluções MOSP (10 execuções) e de aproximadamente 26 minutos para a verificação das restrições nas 285 soluções MOSP, em um computador pessoal com Processador Intel Core i5-3470 CPU @3.20 GHz, 4,0 GB RAM.

Considerando que o algoritmo se destina a uma etapa de planejamento do sistema elétrico e não a uma operação em tempo real, o tempo de resposta apresentado é aceitável.

A solução desenvolvida foi aplicada na rede elétrica do Campus Universitário do Pici da Universidade Federal do Ceará (UFC) e trouxe resultados satisfatórios.

Por fim espera-se que a solução traga um ganho na confiabilidade do sistema elétrico do Campus do Pici-UFC, que será refletido em um melhor serviço prestado pela Universidade, e conseqüentemente maior satisfação dos usuários do Campus.

Para o Campus do Pici esperam-se os seguintes benefícios:

- Maior vida útil dos vários equipamentos de grande e pequeno porte presentes nos diversos laboratórios;

- Melhoria das condições para realização das atividades de pesquisa nestes laboratórios, evitando retardo no tempo de obtenção dos resultados;
- Economia com o menor deslocamento de equipes para manutenção;
- Melhor seletividade de defeitos;
- Facilidade de manobras;
- Satisfação da comunidade da Universidade;
- Minimização dos efeitos maléficos às redes pelos curtos-circuitos;
- Menores danos aos condutores e transformadores.

Como trabalho futuro tem-se como sugestão:

- Considerar chaves fusíveis no sistema. Desta forma, um curto-circuito no ramo, a falta seria eliminada pela chave fusível e apenas os clientes deste ramo ficam desassistidos, evitando o posicionamento de chaves automáticas nestes ramos e alterando o cálculo do CNS;
- Implementação de execução de múltiplas instâncias MOSP em paralelo melhorando o tempo de resposta, uma vez que a versão atual executa o MOSP de forma serial;
- Implementação da verificação das restrições durante o processo de otimização;
- Considerar outras características na rede elétrica como: Cargas Prioritárias, Geração Distribuída, Tipos de Clientes, Custo de Energia;

REFERÊNCIAS

- BEZERRA, J. R. **Contribuições para Posicionamento Eficiente de Chaves e Restauração Automática de Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. Tese – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará - UFC, 2015.
- BILLINTON, R. ; JONNAVITHULA, S. Optimal switching device placement in radial distribution systems. **IEEE Trans. Power Delivery**, v. 11, n. 3, p. 1646–1651, 1996.
- CHEN, C. ; LIN, C. ; CHUANG, H. ; LI, C. ; HUANG, M. ; HUANG, C. Optimal placement of line switches for distribution automation systems using immune algorithm. **IEEE Trans. Power Syst.**, v. 21, n. 3, p. 1209– 1217, 2006.
- DELBEM, A. C. B. ; CARVALHO, A. ; POLICASTRO, C. A. ; PINTO, A. K. O. ; HONDA, K. ; GARCIA, A. C. **Node-depth encoding for evolutionary algorithms applied to network design**. In: DEB, K. (Ed.). Genetic and Evolutionary Computation – GECCO 2004. Springer Berlin Heidelberg, (Lecture Notes in Computer Science, v. 3102). p. 678–687, 2004. ISBN 978-3-540-22344-3.
- DEB, K. Multi-objective optimization using evolutionary algorithms. **New York: Wiley**, 2001.
- DEB, K. **Multi-objective evolutionary algorithms: Introducing bias among pareto-optimal solutions**. In: GHOSH, A.; TSUTSUI, S. (Ed.). Advances in Evolutionary Computing. [S.l.]: Springer Berlin Heidelberg,(Natural Computing Series). p. 263–292, 2003. ISBN 978-3-540-43330-9.
- FALAGHI, H. ; HAGHIFAM, M. R. ; SINGH, C. Ant colony optimization based method for placement of sectionalizing switches in distribution networks using a fuzzy multi objective approach. **IEEE Trans. Power Delivery**, v. 24, n. 1, p. 268–276, 2009.
- GALIAS, Z. Optimum Placement of Sectionalizing Switches in Distribution Networks with Alternative Supplies. **IEEE Innovative Smart Grid Technologies** – p. 563-568, 2018. ISSN 978-1-5386-4291-7/18.
- GALVEZ, J. J. ; SENTHIL, K. ; KALE, L.V. CharmPy: A Python Parallel Programming Model. **IEEE International Conference on Cluster Computing**, p. 423-433, 2018. ISSN 2168-9253/18. DOI 10.1109 / CLUSTER.2018.00059.
- GHOREISHI, H. ; AFRAKHTE, H. ; JABBARI, G. M. Optimal Placement of Tie Points and Sectionalizers in Radial Distribution Network in Presence of DGs Considering Load Significance. **Conference on Smart Electric Grids Technology (SEGT2012)**, Tehran, Iran, p. 160-165, 2012. ISSN 978-1-4799-3040-1/13.
- GOLESTAN, S. ; TADAYON, M. Optimal Switch Placement in Distribution Power System Using Linear Fragmented Particle Swarm Optimization Algorithm Preprocessed by GA. **8th International Conference on the European Energy Market (EEM)** , Zagreb, Croatia, p. 537 – 542, 2011. ISSN 978-1-61284-286-8/11.

GUANGHUI, Z. ; YANJUN, L. ; YIXIAO, T. ; ZHAOXIA, W. ; CHENGMING, Z. Case-based Teaching Organization for Python Programming that Focuses on Skill Training. **The 13th International Conference on Computer Science & Education (ICCSE 2018)**, Colombo, Sri Lanka, p. 117 a 120, 2018. ISSN 978-1-5386-5495-8/18.

HAGHIFAM, M. R. Optimal allocation of tie points in radial distribution systems using a genetic algorithm. **Euro Trans. Electpower.**, v. 14, n. 2, p. 85–96 , 2004.

HEATH, N. **Which is the fastest growing programming language? Hint, it's not JavaScript**, 2017. Disponível <<https://www.techrepublic.com/article/which-is-the-fastest-growing-programming-language-hint-its-not-javascript/>> Acesso em 10.out.2018.

HEPPNER, F. ; GRENANDER, U. A stochastic nonlinear model for coordinated bird flocks. In S . Krasner, Ed., **The Ubiquity of Chaos. AAAS Publications, Washington, DC**, 1990.

KHALILI, M. ; SIMAB, M. ; HOSEINPOUR, M. A New Combinational Objective Function for Locating Switches in Distribution Network. **21^a Electrical Power Distribution Conference**, Karaj- Alborz- Iran. p. 137 – 141, 2016. ISSN 978-1-4673-9066-8/16.

KENNEDY, J. ; EBERHART, R. Particle swarm optimization. In: Neural Networks, 1995. Proceedings., **IEEE International Conference**, v. 4, p. 1942–1948, 1995.

KENNEDY, J. ; EBERHART, R. A discrete binary version of the particle swarm algorithm. In: Systems, Man, and Cybernetics. Computational Cybernetics and Simulation., **IEEE International Conference**, v. 5, p. 4104–4108 , 1997. ISSN 1062-922X.

LEVITIN,G. ; MAZAL-TOV, S. Optimal sectionalizer allocation in electric distribution systems by genetic algorithm. **Electric Power Systems Research**, v. 35, n. 3, p. 149–155, 1995.

MARQUES, L. T. **Restabelecimento de Energia por Reconfiguração de Redes em Sistemas de Distribuição de Grande Porte com Priorização de Chaves, Consumidores e Definição de Sequência de Chaveamento**. Dissertação, Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação da Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo - USP, 2013.

MANSOUR, M. R. **Algoritmo para obtenção de planos de restabelecimento para sistemas de distribuição de grande porte**. Dissertação, Engenharia Elétrica, EESC / USP, São Carlos/SP , 2009.

MELO, L.S. **Desenvolvimento de uma Plataforma para Implementação de Sistemas Multiagentes com aplicação para Recomposição Automática de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Dissertação – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará- UFC, 2015.

MORADI, A. ; FOTUHI-FIRUZABAD, M. Optimal switch placement in distribution systems using trinary particle swarm optimization algorithm. **IEEE Trans. Power Delivery**, v. 23, n. 1, p. 271–279, 2008.

MOSKWA, S. ; KOZIEL, S. ; SIŁUSZYK, M. ; GALIAS, Z. Multiobjective Optimization for Switch Allocation in Radial Power Distribution Grids. **International Conference On Signals And Electronic Systems (Iceses)**, Krakow, Poland, p. 157-160, 2018. ISSN 978-1-5386-6768-2/18.

PRODIST Módulo 8, **PRODIST**. ANEEL, Brasília, Brasil, 2014.

RAHMAWATI, F. ; HARIYANTO, N. ; NURDIN, M. ; YASUNORI, M. ; KHAIRUDIN. Optimal Switch Placement in Radial Distribution System Based on Reliability worth Analysis. **The 5th International Conference on Electrical Engineering and Informatics**, Bali, Indonesia, p. 568- 572, 2015. ISSN 978-1-4673-7319-7/15.

REYNOLDS, C. W. Flocks, herds and schools: a distributed behavioral model. **Computer Graphics**, v. 21, p. 25-34, 1987.

SANTOS, A. ; NANNI, M. ; MANSOUR, M. ; DELBEM, A. ; LONDON, J. ; BRETAS, N. **A power flow method computationally efficient for large-scale distribution systems**. p. 114, 2008.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ. **Anuário estatístico 2014: base 2013**. Fortaleza, 2014.

WILSON, E.O. Sociobiology: The new synthesis. **Belknap Press, Cambridge, hIA**, 1975.

APÊNDICE A – LISTA DE SUBESTAÇÕES CAMPUS DO PICI SEPARADAS POR ALIMENTADOR E AGRUPADAS POR NÓ DE CARGA

SE	TIPO	POT. INSTALADA				PRÉDIO	CENTRO	ALIM.	NÓ DE CARGA	POT.DO NÓ (kVA)
		1	x		kVA					
SE-04	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	GTEL/LESC	CT	01L1	3	1312,50
SE-57	AÉREA/POSTE	1	x	113	kVA	MECANICA COMPUTACIONAL	CT	01L1	3	
SE-63	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	ADSORÇÃO	CT	01L1	3	
SE-64	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	BL DETI	CT	01L1	3	
SE-76	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	CT ASFALTO	CT	01L1	3	
SE-82	AÉREA/POSTE	1	x	75	kVA	IL	PICI	01L1	3	
SE-05	AÉREA/TORRE	1	x	150	kVA	DEP. ENG. TRANSPORTES	CT	01L1	5	1050,00
SE-06	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	DEP. ENG. MECÂNICA	CT	01L1	5	
SE-07	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	GALPÃO DE LABORATÓRIOS	CT	01L1	5	
SE-55	AÉREA/POSTE	1	x	150	kVA	METALURGIA	CT	01L1	5	
SE-60	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	METALURGIA AMPLIAÇÃO	CT	01L1	5	

SE	TIPO	POT. INSTALADA				PRÉDIO	CENTRO	ALIM.	NÓ DE CARGA	POT.DO NÓ (kVA)
		1	x		kVA					
SE-08	AÉREA/TORRE	1	x	150	kVA	ZOOTECNIA FAB. RAÇÕES	CCA	01L1	7	975,00
SE-09	AÉREA/POSTE	1	x	75	kVA	ENG. AGRÍCOLA LAB IRRIGAÇÃO	CCA	01L1	7	
SE-10	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	UNID. DID. ENG. CIVIL	CT	01L1	7	
SE-11	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	DEP. ENG. ELÉTRICA	CT	01L1	7	
SE-73	AÉREA/POSTE	1	x	225	kVA	UNIDADE DIDATICA CT 5 PAVTO	CT	01L1	7	
SE-79	AÉREA/POSTE	1	x	75	kVA	METEOROLOGIA	CCA	01L1	7	
SE-13	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	ZOOTECNIA	CCA	01L1	9	225,00
SE-14	AÉREA/POSTE	1	x	150	kVA	FITOTECNIA (823/824/825)	CCA	01L1	11	262,50
SE-67	AÉREA/POSTE	1	x	113	kVA	ABELHAS	CCA	01L1	11	
SE-15	AÉREA/TORRE	1	x	150	kVA	DEP. ENG. DE PESCA E ECONOMIA AGRICOLA	CCA	01L1	13	487,50
SE-16	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	ANEXOS ENG. DE PESCA - HORTA	CCA	01L1	13	
SE-17	AÉREA/TORRE	1	x	113	kVA	ETE CAGECE	PICI	01L1	13	

SE	TIPO	POT. INSTALADA				PRÉDIO	CENTRO	ALIM.	NÓ DE CARGA	POT.DO NÓ (kVA)
		1	x		kVA					
SE-18	AÉREA/POSTE	1	x	150	kVA	ADM. , PRO-REOTORIA POS, AGRONOMIA	CCA	01L1	15	1612,50
SE-19	AÉREA/POSTE	1	x	150	kVA	PREFEITURA, COP	UFC INFRA	01L1	15	
SE-20	ABRIGADA	1	x	225	kVA	ECONOMIA DOMESTICA	CCA	01L1	15	
SE-20	ABRIGADA	1	x	225	kVA	ECONOMIA DOMESTICA	CCA	01L1	15	
SE-51	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	SEARA	SEARA	01L1	15	
SE-52	AÉREA/POSTE	1	x	113	kVA	CEBIAGUA (AGRONOMIA)	CCA	01L1	15	
SE-61	AÉREA/POSTE	1	x	225	kVA	RESIDÊNCIA UNIVERSITARIA	PRAE	01L1	15	
SE-88	AÉREA/POSTE	1	x	225	kVA	EIDEIA	PROGRAD	01L1	15	
SE-03	AÉREA/POSTE	1	x	75	kVA	DEP. QUIMICA/ RESSONÂNCIA MAG (942A)	CC	01L2	17	637,50
SE-43	AÉREA/POSTE	1	x	75	kVA	LAB. PRODUTOS NATURAIS 313	CC	01L2	17	
SE-50	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	LG	CT	01L2	17	
SE-56	AÉREA/POSTE	1	x	75	kVA	CENAUREM	CT	01L2	17	
SE-58	AÉREA/POSTE	1	x	113	kVA	LUBRIFICANTES	CT	01L2	17	

SE	TIPO	POT. INSTALADA				PRÉDIO	CENTRO	ALIM.	NÓ DE CAR GA	POT.DO NÓ (kVA)
		1	x		kVA					
SE-42	AÉREA/POSTE	1	x	225	kVA	DEP. ENG. HIDRAULICA 713	CT	01L2	19	525,00
SE-54	AÉREA/POSTE	1	x	225	kVA	BL POS GRADUAÇÃO CT	CT	01L2	19	
SE-59	AÉREA/POSTE	1	x	75	kVA	BLOCO 950 - UD CENTRO DE CIÊNCIAS	CC	01L2	19	
SE-38	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	STI -BI 901	STI	01L2	21	900,00
SE-39	AÉREA/POSTE	1	x	150	kVA	STI -BI 901	STI	01L2	21	
SE-40	AÉREA/POSTE	1	x	150	kVA	STI -BI 901	STI	01L2	21	
SE-41	AÉREA/POSTE	1	x	75	kVA	CENTRAL TELEFÔNICA	PICI	01L2	21	
SE-71	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	SALA COFRE STI	STI	01L2	21	
SE-53	AÉREA/POSTE	1	x	75	kVA	UD CT 2 PAVTO	CT	01L2	23	187,50
SE-74	AÉREA/POSTE	1	x	113	kVA	DEP. BIOLOGIA 906	CC	01L2	23	
SE-24	ABRIGADA	1	x	300	kVA	DEP. BIOQUIMICA 907	CC	01L2	26	825,00
SE-26	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	DEP. BIOLOGIA 909	CC	01L2	26	
SE-84	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	BIOTERIO	CC	01L2	26	

SE	TIPO	POT. INSTALADA				PRÉDIO	CENTRO	ALIM.	NÓ DE CARGA	POT.DO NÓ (kVA)
		1	x		kVA					
SE-23	AÉREA/TORRE	1	x	300	kVA	DEP. ENG. QUIMICA	CT	01L2	28	300,00
SE-22	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	BIBLIOTECA CENTRAL	BC	01L2	30	600,00
SE-87	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	CIÊNCIAS DO SOLOS	CCA	01L2	30	
SE-21	ABRIGADA	1	x	225	kVA	CENTRO DE CIENCIAS AGRARIAS	CCA	01L2	32	
SE-21	ABRIGADA	1	x	113	kVA	804/805/806/807	CCA	01L2	32	450,00
SE-89	AÉREA/POSTE	1	x	113	kVA	UD CCA 2 PAVTO	CCA	01L2	32	
SE-83	AÉREA/POSTE	1	x	75	kVA	IL	PICI	01L3	34	
SE-70	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	UD UFC VIRTUAL	CC	01L3	36	300,00
SE-02	ABRIGADA	1	x	300	kVA	DEP. QUIMICA	CC	01L3	38	1125,00
SE-02	ABRIGADA	1	x	300	kVA	DEP. QUIMICA	CC	01L3	38	
SE-62	AÉREA/POSTE	1	x	75	kVA	GEOFISICA	CC	01L3	38	
SE-69	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	FISICA MEV	CC	01L3	38	
SE-81	AÉREA/POSTE	1	x	150	kVA	RU NOVO	PRAE	01L3	38	
SE-48	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	IPDI 2010	PARQUE	01L3	40	

SE	TIPO	POT. INSTALADA				PRÉDIO	CENTRO	ALIM.	NÓ DE CARGA	POT.DO NÓ (kVA)
		1	x		kVA					
SE-49	AÉREA/POSTE	1	x	75	kVA	LASILUROP	CC	01L3	40	
SE-65	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	SOLDAGEM	CT	01L3	40	
SE-37	ABRIGADA	1	x	300	kVA	DEP. FISICA	CC	01L3	42	675,00
SE-37	ABRIGADA	1	x	150	kVA	DEP. FISICA	CC	01L3	42	
SE-37	ABRIGADA	1	x	150	kVA	DEP. FISICA	CC	01L3	42	
SE-37	ABRIGADA	1	x	75	kVA	DEP. FISICA	CC	01L3	42	
SE-01	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	EDUCAÇÃO FÍSICA	IEFES	01L3	44	525,00
SE-44	AÉREA/POSTE	1	x	75	kVA	ED FÍSICA	IEFES	01L3	44	
SE-68	AÉREA/POSTE	1	x	225	kVA	ALOJAMENTOS	IEFES	01L3	44	
SE-46	AÉREA/POSTE	1	x	113	kVA	UD CC 2 PAVTO	CC	01L3	46	637,50
SE-72	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	BL 922 E CLUSTERS	CC	01L3	46	
SE-75	AÉREA/POSTE	1	x	225	kVA	UD CC 5 PAVTO	CC	01L3	46	
SE-45	AÉREA/POSTE	1	x	150	kVA	MATEMATICA, POS CC	CC	01L3	48	150,00
SE-31	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	DEP. MATEMÁTICA 914	CC	01L3	50	1012,50

SE	TIPO	POT. INSTALADA				PRÉDIO	CENTRO	ALIM.	NÓ DE CAR GA	POT.DO NÓ (kVA)
		1	x		kVA					
SE-32	AÉREA/TORRE	1	x	300	kVA	DEP. COMP. E ESTATÍSTICA 910	CC	01L3	50	
SE-33	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	PADETEC	PARQUE	01L3	50	
SE-34	AÉREA/TORRE	1	x	150	kVA	PADETEC	PARQUE	01L3	50	
SE-35	AÉREA/POSTE	1	x	113	kVA	PADETEC	PARQUE	01L3	50	
SE-30	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	DEP. GEOLOGIA	CC	01L3	52	225,00
SE-66	ABRIGADA	1	x	750	kVA	ICA	ICA	01L3	54	1250,00
SE-66	ABRIGADA	1	x	500	kVA	ICA	ICA	01L3	54	
SE-27	AÉREA/TORRE	1	x	150	kVA	DIREÇÃO E COORD. CC 902/903	CC	01L3	56	1012,50
SE-29	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	DEP. GEOGRAFIA 911	CC	01L3	56	
SE-77	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	RU	PRAE	01L3	56	
SE-78	AÉREA/POSTE	1	x	225	kVA	CENTRO DE CONVIVENCIA	PROGRAD	01L3	56	
SE-86	AÉREA/POSTE	1	x	113	kVA	BIBLIOTECA ICA	ICA	01L3	56	
POTÊNCIA TOTAL (kVA)										18012,50

LEGENDA	
BC	Biblioteca Central Universitária
CC	Centro de Ciências
CCA	Centro de Ciências Agrárias
CT	Centro de Tecnologia
ICA	Instituto de Cultura e Arte
IEFES	Instituto de Educação Física e Esportes
PARQUE	Parque Tecnológico
PICI	Campus Pici
PRAE	Pro Reitoria de Assuntos Estudantis
PROGRAD	Pro Reitoria de Graduação
SEARA	Seara da Ciência
STI	Secretaria de Tecnologia da Informação
UFCINFRA	Superintendência de Infraestrutura

**APÊNDICE B – NÚMERO DE MATRÍCULAS POR CURSO, OBTIDO DO ANUÁRIO
2015 DA UFC PARA COMPOR O NÚMERO DE CLIENTES POR NÓ DE CARGA**

Anuário Estatístico UFC 2015 - Base 2014		NÓ DE CARGA
Tabela 4 - OFERTAS DE DISCIPLINAS, TURMAS E MATRÍCULAS EM 2014 - Página 125		
Unidade Acadêmica/Curso	Matrículas	
Centro de Ciências	2014.1	
Biologia	2296	26
Bioquímica	974	26
Computação	1326	50
Estatística	1522	50
Física	3256	42
Geografia	750	56
Geologia	1391	52
Matemática	2871	48
Química Analítica e Físico Química	1129	38
Química Orgânica e Inorgânica	2820	38
Total	18335	
Centro de Ciências Agrárias		
Ciências do Solo	425	30
Economia Agrícola	155	13
Economia Doméstica	590	15
Engenharia Agrícola	629	32
Engenharia de Pesca	353	13
Fitotecnia	788	11
Tecnologia de Alimentos	1001	15
Zootecnia	775	9
Total	4716	
Anuário Estatístico UFC 2015 - Base 2014		
Tabela 4 - OFERTAS DE DISCIPLINAS, TURMAS E MATRÍCULAS EM 2014 - Página 126		
Unidade Acadêmica/Curso	Matrículas	
Centro de Tecnologia	2014.1	
Engenharia de Teleinformática	1349	3
Engenharia de Transporte	1230	5
Engenharia Elétrica	1159	7
Engenharia Estrutural e Construção	1254	7
Engenharia Hidráulica e Ambiental	1542	19
Engenharia Mecânica e de Produção	2513	5
Engenharia Metalúrgica e de Materiais	895	5
Engenharia Química	1249	28

Ciclo Básico - Centro de Tecnologia	1048	7
Total	12239	
Anuário Estatístico UFC 2013 - Base 2012		
Tabela 4 - OFERTAS DE DISCIPLINAS, TURMAS E MATRÍCULAS EM 2012 - Página 122 * Utilizado dados de 2012, pois em 2015 não possui dados do ICA		
Unidade Acadêmica/Curso	Matrículas	
Instituto de Cultura e Arte	2012.1	
Cinema e Audiovisual	327	54
Comunicação Social	409	54
Dança	390	54
Desing de Moda	705	54
Filosofia	1234	54
Gastronomia	100	54
Música	558	54
Teatro	621	54
Total	4344	
Anuário Estatístico UFC 2015 - Base 2014		
Tabela 4 - OFERTAS DE DISCIPLINAS, TURMAS E MATRÍCULAS EM 2014 - Página 128		
Unidade Acadêmica/Curso	Matrículas	
ANO	2014.1	
Instituto UFC Virtual* Foi Considerado apenas 480 alunos	16967	36
Instituto de Educação Física e Esportes	2424	44
Total	19391	
Anuário Estatístico UFC 2015 - Base 2014		
Tabela 9.6 - MATRICULADOS POR CURSOS - DOUTORADO 2008 A 2014 - Página 217		
Unidade Acadêmica/Curso	Matrículas	
ANO	2014	
Centro de Ciências	622	48
Centro de Ciências Agrárias	249	13
Total	871	
Anuário Estatístico UFC 2015 - Base 2014		
Tabela 9.6 - MATRICULADOS POR CURSOS - DOUTORADO 2008 A 2014 - Página 218		
Unidade Acadêmica/Curso	Matrículas	
ANO	2014	
Centro de Tecnologia	320	19
Total	320	

Anuário Estatístico UFC 2015 - Base 2014		
Tabela 9.6 - MATRICULADOS POR CURSOS - DOUTORADO 2008 A 2014 - Página 219		
Unidade Acadêmica/Curso	Matrículas	
ANO	2014	
Instituto de Cultura e Arte	31	54
Total	31	
Anuário Estatístico UFC 2015 - Base 2014		
Tabela 9.10 - MATRICULADOS POR CURSOS - MESTRADOS ACADÊMICO E PROFISSIONAL - 2007 A 2014 - Página 229		
Unidade Acadêmica/Curso	Matrículas	
ANO	2014	
Centro de Ciências	538	48
Centro de Ciências Agrárias	321	13
Total	859	
Anuário Estatístico UFC 2015 - Base 2014		
Tabela 9.10 - MATRICULADOS POR CURSOS - MESTRADOS ACADÊMICO E PROFISSIONAL - 2007 A 2014 - Página 230		
Unidade Acadêmica/Curso	Matrículas	
ANO	2014	
Centro de Tecnologia	352	19
Total	352	
Anuário Estatístico UFC 2015 - Base 2014		
Tabela 9.10 - MATRICULADOS POR CURSOS - MESTRADOS ACADÊMICO E PROFISSIONAL - 2007 A 2014 - Página 231		
Unidade Acadêmica/Curso	Matrículas	
ANO	2014	
Instituto de Cultura e Arte	125	54
Total	125	
Estimativa de Ocupação das Unidades Didáticas		
BL 950 - Centro de Ciências	300	19
Unidade Didática 2 Pavimentos - Centro de Ciências	480	46
Unidade Didática 5 Pavimentos - Centro de Ciências	1500	46
Unidade Didática 2 Pavimentos - Centro de Tecnologia	480	23
Unidade Didática 5 Pavimentos - Centro de Tecnologia	1500	7
Unidade Didática 2 Pavimentos - Centro de Ciências Agrárias	480	32

APÊNDICE C – PARÂMETROS DA REDE ELÉTRICA MODELADA DO CAMPUS DO PICI

Nó 1	Nó 2	Distância (km)	Tipo de Condutor (Cobre Nu)	No de Carga	Carga (kVA)	Carregamento(50%)	cos θ = 0,9	P=S.cos θ (kW)	Q=Ssen θ (kVar)
1	2	0,50	cond_35	1	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
2	3	0,08	cond_25	2	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
2	4	0,02	cond_35	3	1312,50	656,25	0,45	590,63	286,05
4	5	0,19	cond_25	4	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
4	6	0,24	cond_35	5	1050,00	525,00	0,45	472,50	228,84
6	7	0,10	cond_25	6	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
6	8	0,04	cond_35	7	975,00	487,50	0,45	438,75	212,50
8	9	0,05	cond_25	8	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
8	10	0,05	cond_35	9	225,00	112,50	0,45	101,25	49,04
10	11	0,01	cond_25	10	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
10	12	0,23	cond_35	11	262,50	131,25	0,45	118,13	57,21
12	13	0,02	cond_25	12	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
12	14	0,16	cond_35	13	487,50	243,75	0,45	219,38	106,25
14	15	0,77	cond_25	14	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
1	16	0,74	cond_35	15	1612,50	806,25	0,45	725,63	351,44
16	17	0,82	cond_25	16	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
16	18	0,04	cond_35	17	637,50	318,75	0,45	286,88	138,94
18	19	0,02	cond_25	18	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
18	20	0,11	cond_35	19	525,00	262,50	0,45	236,25	114,42
20	21	0,04	cond_25	20	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
20	22	0,04	cond_35	21	900,00	450,00	0,45	405,00	196,15
22	23	0,01	cond_25	22	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
22	24	0,03	cond_35	23	187,50	93,75	0,45	84,38	40,86
24	25	0,02	cond_35	24	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
25	26	0,13	cond_25	25	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
24	27	0,04	cond_35	26	825,00	412,50	0,45	371,25	179,80
27	28	0,02	cond_25	27	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
27	29	0,09	cond_35	28	300,00	150,00	0,45	135,00	65,38
29	30	0,02	cond_25	29	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
29	31	0,09	cond_35	30	600,00	300,00	0,45	270,00	130,77
31	32	0,02	cond_25	31	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
1	33	0,41	cond_35	32	450,00	225,00	0,45	202,50	98,08
33	34	0,05	cond_25	33	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
33	35	0,04	cond_35	34	75,00	37,50	0,45	33,75	16,35
35	36	0,05	cond_25	35	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00

Nó 1	Nó 2	Distância (km)	Tipo de Condutor (Cobre Nu)	No de Carga	Carga (kVA)	Carregamento(50%)	cosθ=0,9	P=S.cosθ (kW)	Q=Ssenθ (kVar)
35	37	0,25	cond_35	36	300,00	150,00	0,45	135,00	65,38
37	38	0,04	cond_25	37	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
37	39	0,22	cond_35	38	1125,00	562,50	0,45	506,25	245,19
39	40	0,03	cond_25	39	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
39	41	0,03	cond_35	40	675,00	337,50	0,45	303,75	147,11
41	42	0,85	cond_25	41	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
41	43	0,08	cond_35	42	675,00	337,50	0,45	303,75	147,11
43	44	0,01	cond_25	43	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
43	45	0,03	cond_35	44	525,00	262,50	0,45	236,25	114,42
45	46	0,13	cond_25	45	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
45	47	0,08	cond_35	46	637,50	318,75	0,45	286,88	138,94
47	48	0,03	cond_25	47	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
47	49	0,08	cond_35	48	150,00	75,00	0,45	67,50	32,69
49	50	0,14	cond_25	49	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
49	51	0,07	cond_35	50	1012,50	506,25	0,45	455,63	220,67
51	52	0,03	cond_25	51	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
51	53	0,06	cond_35	52	225,00	112,50	0,45	101,25	49,04
53	54	0,13	cond_25	53	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
53	55	0,11	cond_35	54	1250,00	625,00	0,45	562,50	272,43
55	56	0,03	cond_25	55	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
14	31	0,18	cond_35	56	1012,50	506,25	0,45	455,63	220,67
25	55	0,31	cond_35						
Total (kVA)					18012,50	9006,25			

Corrente (A) 205.79

Sobrecarga (percentual) 4.99

Contingência no Setor 16 operando em Sobrecarga no trecho Trecho: 33_35

Condutor Cobre 35R

Ampacidade (A) 196.00

Corrente (A) 204.22

Sobrecarga (percentual) 4.19

Contingência no Setor 16 operando em Sobrecarga no trecho Trecho: ch33_1_1

Condutor Cobre 35R

Ampacidade (A) 196.00

Corrente (A) 205.79

Sobrecarga (percentual) 4.99

Contingência no Setor 16 operando em Sobrecarga no trecho Trecho: 35_37

Condutor Cobre 35R

Ampacidade (A) 196.00

Corrente (A) 197.95

Sobrecarga (percentual) 0.99

No	Tensão(V)	Queda de Tensão (%)
32	13799.67	0.00 %

Fluxo Contingência no Setor 24

Contingência no Setor 24 operando sem sobrecarga

No	Tensão(V)	Queda de Tensão (%)
54	13799.78	0.00 %

Fluxo Contingência no Setor 33

poda= 41

inserir em 51 o 24

Contingência no Setor 33 operando em Sobrecarga no trecho Trecho: ch16_1_1

Condutor Cobre 35R

Ampacidade (A) 196.00

Corrente (A) 207.36

Sobrecarga (percentual) 5.80

Contingência no Setor 33 operando em Sobrecarga no trecho Trecho: 16_ch16_1

Condutor Cobre 35R

Ampacidade (A) 196.00

Corrente (A) 207.36

Sobrecarga (percentual) 5.80

+---+-----+-----+-----+

|No com maior queda de tensão |

+---+-----+-----+-----+

| No | Tensão(V)| Queda de Tensão (%)|

+---+-----+-----+-----+

| 42 | 13799.65 | 0.00 % |

+---+-----+-----+-----+

Fluxo Contingência no Setor 41

poda= 47

inserir em 51 o 24

Contingência no Setor 41 operando sem sobrecarga

+---+-----+-----+-----+

|No com maior queda de tensão |

+---+-----+-----+-----+

| No | Tensão(V)| Queda de Tensão (%)|

+---+-----+-----+-----+

| 50 | 13799.75 | 0.00 % |

+---+-----+-----+-----+

Fluxo Contingência no Setor 47

poda= 51

inserir em 51 o 24

Contingência no Setor 47 operando sem sobrecarga

+---+-----+-----+-----+

|No com maior queda de tensão |

+---+-----+-----+-----+

