

**INSTITUTO  
FEDERAL**  
Pernambuco

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco

Campus Garanhuns

Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica

JOSIAS BEZERRA DE ARAUJO JUNIOR

**ALGORITMO PARA RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA DE REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA BASEADO EM CRITÉRIO DE QUALIDADE DO  
FORNECIMENTO**

Garanhuns – PE

2023

JOSIAS BEZERRA DE ARAUJO JUNIOR

**ALGORITMO PARA RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA DE REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA BASEADO EM CRITÉRIO DE QUALIDADE DO  
FORNECIMENTO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado a  
Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica  
do Instituto Federal de Pernambuco, campus  
Garanhuns, como requisito para obtenção do  
título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Rafael Mendonça Rocha  
Barros

Garanhuns – PE

2023

A663a

Araújo Junior, Josias Bezerra de.

Algoritmo para reconfiguração automática de redes de distribuição de energia baseado em critério de qualidade do fornecimento / Josias Bezerra de Araújo Junior ; orientador Rafael Mendonça Rocha Barros, 2023.

74 f. : il.

Orientador: Rafael Mendonça Rocha Barros.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Instituto Federal de Pernambuco. Pró-Reitoria de Ensino. Diretoria de Ensino. Campus Garanhuns. Coordenação do Curso Superior em Engenharia. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, 2023.

1. Energia elétrica – Distribuição – Modelos matemáticos. 2. Sistemas de energia elétrica – Modelos matemáticos. 3. Serviços de eletricidade. I. Título.

CDD 621.319

Riane Melo de Freitas Alves –CRB4/1897

JOSIAS BEZERRA DE ARAUJO JUNIOR

**ALGORITMO PARA RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA DE REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA BASEADO EM CRITÉRIO DE QUALIDADE DO  
FORNECIMENTO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado a  
Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica  
do Instituto Federal de Pernambuco, campus  
Garanhuns, como requisito para obtenção do  
título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho aprovado em: 24 /05 /2023

---

Prof. Dr. Rafael Mendonça Rocha Barros (IFPE)  
Orientador

---

Prof. Dr. Wilker Victor da Silva Azevêdo (IFPE)  
Avaliador interno

---

Prof. Me. Gerônimo Barbosa Alexandre (IFPB)  
Avaliador externo

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus pela saúde, disciplina e persistência ao longo curso, e pelas oportunidades a cada dia me mostradas.

Agradeço a minha família pelo apoio ao longo da minha jornada acadêmica, em especial a minha mãe Tereza Otília que sempre me incentivou na área acadêmica.

Agradeço a experiência profissional e pessoal adquirida pelo estágio na Newsollar, em especial, aos colegas e colaboradores que contribuíram para minha carreira, Eronides Protásio, Ermerson Lima, Fernando França, Lucinaldo Miranda.

Agradeço ao corpo docente do IFPE por ter participado do percurso na minha formação acadêmica de Engenharia Elétrica.

Agradeço aos colegas de turma pelo companheirismo e parceria ao longo do curso, em especial Adônis França, André Oliveira, Eduardo Magalhães, Gleydson Soares, João Henrique e Pedro Azevedo.

Agradeço Eiichiro Oda por escrever a obra One Piece que inspira e renova a cada capítulo lançado, também ao personagem Roronoa Zoro que é fonte inspiração e determinação.

E por fim, agradeço ao professor e orientador Rafael Barros, pela paciência, ajuda, esclarecimentos e disponibilidade em todo o processo de graduação e orientação no trabalho de conclusão de curso.

*Somente aqueles que sofreram por muito  
tempo conseguem ver luz através das  
sombras.  
Roronoa Zoro*

## RESUMO

Neste trabalho é apresentada uma nova metodologia para implementação de reconfigurações de redes de distribuição diante de cenários de contingências que levam a perda parcial ou total de barras da rede. A metodologia consiste em um algoritmo capaz de analisar múltiplos cenários de contingências de uma rede de distribuição e baseado em indicadores de qualidade do fornecimento de energia, propor cenários de reconfiguração, mantendo todo o processo de análise e execução de forma automatizada. Também possibilitando a classificação do melhor cenário de reconfiguração dentre os possíveis, estabelecendo assim o cenário ótimo de reconfiguração do sistema. A seleção e classificação dos cenários de reconfiguração quanto a efetividade é feita pela métrica FBR (Fator Benefício de Reconfiguração) criada no trabalho e que relaciona indicadores de tensão, potência e extensão de linha adicionada pela reconfiguração. As simulações de fluxo de carga foram realizadas com o software OpenDSS, o qual foi controlado pela interface COM utilizando a linguagem de programação Python para estrutura do algoritmo. Com base nos resultados obtidos, a metodologia mostra-se efetiva em sua atuação, em que entre as propostas geradas de reconfiguração mostrou melhoria nos indicadores de fornecimento da rede para cada cenário de interrupção analisado. Dessa forma, o algoritmo desenvolvido possibilita a análise e estudo da vulnerabilidade da rede, possibilitando a implementação de reconfiguração de maneira automática. Tal procedimento torna-se vantajoso quando se compara a quantidade de cenários múltiplos de contingência que possam vir a ocorrer em um alimentador real de distribuição, reduzindo o tempo de resposta e estudo para restabelecimento da rede. O algoritmo proposto se estabelece como uma ferramenta de auxílio ao planejamento de redes de distribuição, no âmbito da contenção e mitigação de interrupções causadas na rede, estabelecendo reconfigurações ótimas do alimentador, com critérios de qualidade de energia e extensão de rede, sendo possível a implementação em uma concessionária de energia, integrando o processo de planejamento e operação da rede.

Palavras-chave: Redes de Distribuição de Energia. Reconfiguração de Rede. Qualidade no Fornecimento de energia.

## **ABSTRACT**

This work presents a new methodology for implementing reconfigurations of distribution networks in the face of contingency scenarios which lead to partial or total losses of network buses. The methodology consists of an algorithm capable of analyzing multiple contingency scenarios of a distribution network and, based on indicators of energy supply quality, proposing reconfiguration scenarios, while keeping automated the entire analysis and execution process automated. It also enables the classification of the best reconfiguration scenario among the possible ones, thus establishing the optimal scenario for the system reconfiguration. The selection and classification of the reconfiguration scenarios in terms of effectiveness is done through the FBR metric (Reconfiguration Benefit Factor) created in this work, which relates voltage, power, and line extension indicators added by the reconfiguration. Load flow simulations were performed using the OpenDSS software, which was controlled by the COM interface using the Python programming language for the algorithm structure. Based on the obtained results, the methodology proves to be effective, in which among the proposed reconfiguration scenarios, improvement in the network supply indicators was shown for each analyzed interruption scenario. Thus, the developed algorithm enables the analysis and study of network vulnerability, allowing for the implementation of reconfiguration in an automated manner. This procedure becomes advantageous when compared to the multiple contingency scenarios that may occur in a real distribution feeder, reducing the response and study time for network restoration. The proposed algorithm establishes itself as an aid tool for distribution network planning, in the scope of containment and mitigation of interruptions caused in the network, establishing optimal feeder reconfigurations, with criteria of energy quality and network extension, and can be implemented in an energy concessionaire, integrating the network planning and operation process.

**Keywords:** Distribution Network. Reconfiguration Algorithm. Energy Supply Quality.



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Sistema Elétrico de Potência. ....	14
Figura 2.1 – Modelo de Rede de Distribuição. ....	20
Figura 2.2 – Estrutura básica do OpenDSS. ....	25
Figura 3.1 – Modelo 13 barras IEEE. ....	29
Figura 3.2 – Rede IEEE de 34 barras. ....	32
Figura 3.3 – Representação genérica do modelo de reconfiguração. ....	37
Figura 3.4 – Escopo base do algoritmo desenvolvido. ....	43
Figura 4.1 – Reconfigurações para contingência 632-670. ....	47
Figura 4.2 – Reconfigurações para as contingências 632-670 e 632-645. ....	51
Figura 4.3 – Reconfigurações para contingência 834-860. ....	56
Figura 4.4 – Reconfiguração da linha 888-860. ....	60
Figura 4.5 – Reconfiguração da linha 890-860. ....	60

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Limites para pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV. ....	18
Tabela 2 – Configuração da rede. ....	30
Tabela 3 - Configuração da Rede 34 barras. ....	32
Tabela 4 - Configuração Inicial da Rede 13 barras. ....	45
Tabela 5 - Configuração Inicial da Rede 34 barras. ....	54

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
GD	Geração Distribuída
GDF	Geração Distribuída Fotovoltaica
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
VVC	Volt/var Control
RNA	Rede Neural Artificial
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
COM	Component Object Model
VBA	Visual Basic for Applications
MATLAB	Matrix Laboratory
FBR	Fator Benefício de Reconfiguração
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
EPRI	Electric Power Research Institute Open Distribution System Simulator
KNIME	Konstanz Information Miner

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	12
1.1	Motivação e Justificativa .....	12
1.2	Objetivos.....	13
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	14
2.1	Sistema Elétrico de Potência.....	14
2.1.1	Redes de Distribuição de Energia.....	15
2.2	Qualidade do Fornecimento de Energia .....	17
2.2.1	Restabelecimento de Cargas.....	17
2.2.2	Níveis de Tensão .....	18
2.3	Reconfiguração de Redes de Distribuição.....	19
2.4	Fluxo de Potência em Sistemas de Distribuição.....	19
2.5	O <i>Software</i> OpenDSS.....	24
2.6	Estudos Correlatos .....	25
3	MATERIAL E MÉTODOS.....	29
3.1	Seleção das Redes de Distribuição .....	29
3.2	Fluxo de Carga no OpenDSS .....	34
3.3	Cenários de Contingências Simulados .....	35
3.4	Cenários de Reconfiguração .....	36
3.5	Avaliação dos Cenários de Reconfiguração .....	38
3.6	Algoritmo de Controle .....	41
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	45
4.1	Resultados obtidos na Rede IEEE 13 barras .....	45
4.2	Resultados obtidos na Rede IEEE 34 barras .....	53
4.3	Desfecho dos Resultados.....	62
5	CONCLUSÕES .....	63
	Referências .....	65
	ANEXO .....	69

## 1 INTRODUÇÃO

Nesta seção, será apresentada uma contextualização do tema abordado no trabalho, com o objetivo de introduzir a temática atual do sistema elétrico de distribuição no âmbito da automatização e planejamento de redes.

### 1.1 Motivação e Justificativa

Segundo Eaton (2023), o planejamento do sistema de distribuição deve englobar a perspectiva de um ciclo de previsões, de forma que por meio da análise e planejamento da rede, sejam elaboradas soluções para manutenção e operação do sistema. Isto para que o sistema de distribuição elétrica mantenha o serviço de prestação atendendo aos padrões de segurança, confiabilidade, previsão de carga, mitigação de riscos e soluções de contingências. Nessa perspectiva é notório a inclusão de tecnologias para auxiliar no processo de planejamento do setor elétrico, visando que a modernização da rede proporciona um melhor controle de demanda, mitigação das perdas técnicas e não técnicas, mitigações em cenários de contingência, reconfigurações do alimentador, melhoria do tempo de resposta e melhoria nos indicadores de qualidade e continuidade do fornecimento para o sistema.

Neste contexto de modernização das redes de distribuição com intuito da automatização dos sistemas, no trabalho de Gomes (2005), o autor enfatiza a relação entre o modelo de distribuição atual e a necessidade de aprimoramento das redes por parte das concessionárias de energia na adoção de políticas que visem uma melhor eficiência e qualidade da energia entregue aos consumidores, por meio do desenvolvimento na estrutura organizacional, redução dos custos de operação e eficiência na resolução de contingências.

Gomes (2005) ainda discute sobre a finalidade de restabelecimento da energia em cenários de contingência para consumidores de forma a causar os menores impactos possíveis, sendo adotado como modelos base as redes do tipo radiais de distribuição. O processo de transferência de cargas entre os ramos do alimentador, é realizado por chaves de interligação, que conectam alimentadores ou ramos do mesmo alimentador, em que as alterações na topologia da rede são feitas pela abertura ou fechamento das chaves distribuídas ao longo da rede, de forma que a radialidade do sistema é mantida. As técnicas de reconfiguração, do ponto de vista do restabelecimento do sistema, permitem realocar cargas ou parte delas, de forma que por meio da sequência de chaveamento, respeitando as restrições operacionais

estabelecidas, a demanda parcial ou total da rede possa ser reestabelecida na operação de chaveamento.

O presente trabalho apresenta uma metodologia que implementa um algoritmo para escolha automática de cenários de reconfigurações de rede perante cenários múltiplos de contingência no alimentador. A classificação de cada cenário proposto de reconfiguração é baseada em indicadores de qualidade do fornecimento na distribuição de energia. A solução está relacionada com a priorização da operação em níveis condizentes de tensão, atendimento do maior número de cargas e menor distância da reconfiguração ao ponto de reconexão.

## **1.2 Objetivos**

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver um algoritmo capaz de analisar de forma automática todos os cenários de contingência em uma rede de distribuição e, a partir de critérios de qualidade do fornecimento elétrico, estabelecer propostas de reconfigurações da rede, além da classificação dos cenários de forma a indicar o cenário ótimo de restabelecimento.

Para alcançar o objetivo geral, são necessários os seguintes objetivos específicos:

- Avaliar a continuidade inicial de uma rede de distribuição e identificar os possíveis cenários de reconfiguração da rede para cada contingência possível por meio de rotina computacional;
- Criar métrica para indicar o melhor cenário de reconfiguração em termos da qualidade do fornecimento de energia;
- Desenvolver algoritmo baseado na métrica criada para definição do cenário ótimo de reconfiguração da rede;
- Comparar os cenários antes e depois da reconfiguração para validar o ganho de qualidade do fornecimento da rede.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

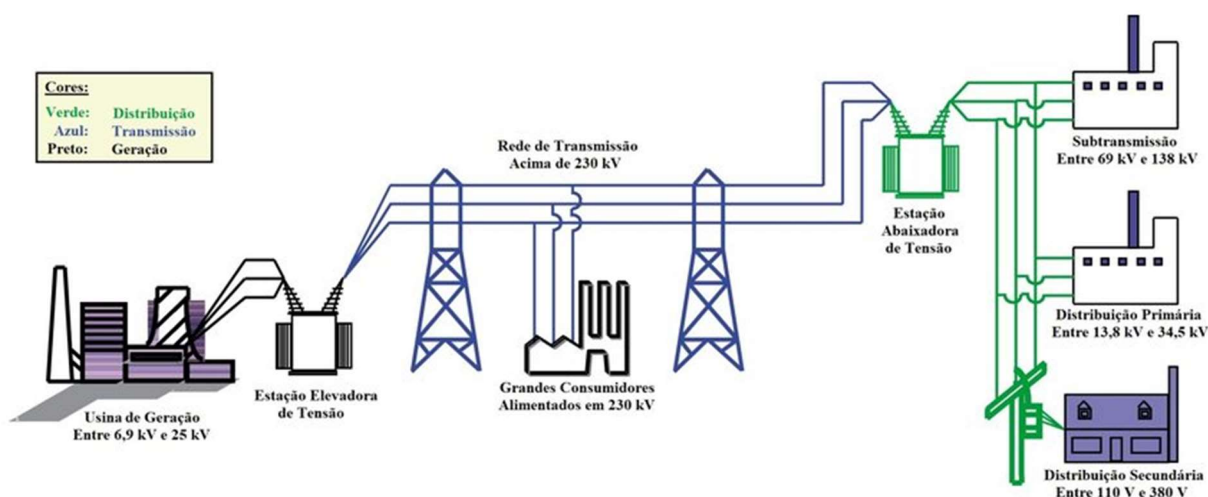
Nesta seção são apresentados os conceitos teóricos que basearam o desenvolvimento do trabalho.

### 2.1 Sistema Elétrico de Potência

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) engloba todas as etapas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. O modelo clássico do SEP inicia nas fontes geradoras de energia centralizadas, passa pelo sistema de transmissão e termina nas cargas do sistema de distribuição. Entretanto a crescente demanda por energia nos grandes pontos consumidores levou a necessidade de uma oferta energética com maior confiabilidade, criando interligações entre subsistemas, e modernizando a operação, de maneira a ter consumidores conectados em nível de transmissão, subtransmissão e atendidos em nível primário de distribuição.

De forma simplificada, na Figura 1.1 está a representação do SEP, com a demonstração da central geradora de energia, a etapa de transmissão e o detalhamento do sistema de distribuição, atendido em nível de subtransmissão, distribuição primária e secundária.

Figura 1.1 - Sistema Elétrico de Potência.



Fonte: Freitas (2017).

Pela representação do SEP, com relação ao nível de distribuição de energia, este intermedia o trecho das redes de transmissão com as subestações abaixadoras

de tensão, que por sua vez iniciam o sistema de distribuição de energia. Grande maioria dos consumidores que compõem o SEP, estão conectados a nível de distribuição, em que a análise criteriosa sobre a operação e planejamento da rede é indispensável, visando manter uma maior continuidade do fornecimento, priorizando atendimento em níveis de operação adequados, além de promover otimização e mitigação diante de cenários de contingências da rede.

### **2.1.1 Redes de Distribuição de Energia**

As redes de distribuição de energia possuem a finalidade de entrega final de energia a grande maioria dos consumidores, os quais possuem característica variadas de consumo, como por exemplo: doméstica, industrial, rural, etc. Os níveis de tensão para as redes de distribuição são divididos em três grupos: baixa tensão, na qual são ligados diretamente os aparelhos eletrônicos e eletrodomésticos; a média tensão que faz a conexão entre as subestações de distribuição e os transformadores de distribuição; e a alta tensão a qual interliga o sistema de distribuição ao sistema de transmissão. De acordo com ANEEL (2022), o nível de baixa tensão equivale a tensões menores ou iguais a 1 kV, média tensão maiores que 1 kV e inferiores a 69 kV e alta tensão superiores a 69 kV e inferior a 230 kV.

Além da energia fornecida pelo sistema de transmissão, as redes de distribuição também podem receber energia advinda de fontes distribuídas, como a geração eólica, solar e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), fazendo o escoamento dessa potência pela rede interligada aos demais consumidores (FERREIRA, 2018).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão nacional, estabelece regras que padronizam e normatizam as atividades dos sistemas de distribuição, as quais estão compiladas nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST). Tais normas têm como objetivo garantir que as redes operem em condições de eficiência, qualidade e confiabilidade minimamente aceitáveis.

Dentre as topologias de rede mais comumente utilizadas para sistemas de distribuição destacam-se os modelos de topologia radial simples, com recurso, reticulada/seletiva, e o modelo de topologia em anel de acordo com Puertas e Nogueira (1987). De acordo com Lira (2011), uma rede de distribuição radial simples é um sistema de transporte de energia elétrica em que há apenas uma via de alimentação que conecta a subestação do alimentador as respectivas unidades consumidoras. Em caso uma eventual falha na rede que ocasione interrupção em uma



linha, as cargas conectadas a jusante do ponto, sofrem interrupção no fornecimento de energia até que o problema seja resolvido. Essas redes são amplamente utilizadas devido ao baixo custo de instalação e manutenção, além da facilidade de coordenar sistemas de proteção em comparação com topologias mais complexas.

As redes de distribuição radiais com recurso se assemelham às radiais simples durante o cenário de operação nominal. A maior grade diferença está na possibilidade de chaveamento entre trechos, por meio de chaves seccionadoras normalmente abertas alocadas em pontos estratégicos do alimentador. Essas chaves permitem tratar cenários de contingências na rede por meio de manobra de chaveamento, como no fechamento das chaves para isolar a seção o trecho em falha da rede, existindo pontos intermediários de segmentação nos alimentadores para permitir o isolamento da menor área possível em caso de contingência. Isso permite uma operação do sistema com alta qualidade e continuidade, exigindo sistemas de proteção e controle de resposta mais robustos, por Lira (2011).

Para Lira (2011), nas redes reticuladas de distribuição, são utilizados dois ou mais transformadores ligados em paralelo para de consumidores interconectados ou operando de forma independente. A alimentação de cada um dos transformadores empregados é realizada por meio de circuitos primários independentes. Isso significa que, em caso de falha em um alimentador do circuito principal, os outros transformadores da rede reticulada assumem atendimento da rede. Essa topologia é comumente aplicada em redes subterrâneas e é mais frequente em grandes áreas urbanas, em que se tem um maior aglomerado de cargas e se possui uma menor tolerância a interrupções no fornecimento de energia, como por exemplo em fábricas, grandes centros comerciais e centros urbanos com conglomerados de consumidores.

Com relação as redes de distribuição em topologia em anel, para Puertas e Nogueira (1987), a sua constituição se assemelha com o modelo de rede reticulada, compondo de chaves alocadas ao longo da rede. São sistemas em que as linhas de distribuição formam um circuito fechado, permitindo que a energia flua em múltiplas direções. Ao contrário das redes radiais, onde a energia segue uma única via, nas redes em anel, há caminhos alternativos para o fornecimento de energia. Isso significa que, em caso de falha em uma determinada linha, a energia pode ser redirecionada através de outras rotas para evitar interrupções no fornecimento. As redes em anel são conhecidas por sua maior confiabilidade e capacidade de recuperação rápida

após falhas, mas geralmente requerem um investimento maior em infraestrutura e sistemas de proteção mais complexos.

De uma maneira geral, à grande maioria das redes de distribuição possuem topologia radial. Em que a existência de um único ponto de alimentação principal, é organizado como uma árvore, em que cada consumidor tem uma ramificação da fonte para suprimento. Esse tipo de rede é simples, eficiente de implantação e de baixo custo.

## **2.2 Qualidade do Fornecimento de Energia**

A avaliação da qualidade da energia é realizada por meio de resultados coletados ao longo de um certo período acerca do sinal elétrico, como a medição gráfica do sinal de tensão, frequência e corrente com a utilização de equipamentos auxiliares adequados. A análise do sinal elétrico é importante para avaliação dos distúrbios na qualidade do produto e do serviço de distribuição, tais como desequilíbrio de tensão, variações de curta e longa duração de tensão, distorções harmônicas, flutuações de tensão, continuidade do fornecimento e níveis de perdas no sistema.

Para Lopez (2013), o distúrbio na energia elétrica é caracterizado pela existência de fatores externos ao sistema.

O distúrbio de energia produz resultados indesejáveis para o sistema conectado como carga. Também chamado de problema de energia, que é um conjunto de distúrbios, ele aparece no sistema devido a fatores externos e internos. Os fatores externos são os produzidos pelos subsistemas elétricos de geração, transmissão e distribuição. [...]. (Lopez, 2013, p. 75)

De forma complementar, além dos fatores externos citados, existem outros fatores que influenciam na qualidade da energia, que são os casos de perdas técnicas, não técnicas, variação de tensão, bem como o impacto gerado por contingências no sistema.

### **2.2.1 Restabelecimento de Cargas**

O percentual de cargas atendidas em níveis de tensão adequado é imprescindível em um alimentador, já que segundo Martins (2018), uma rede de distribuição cuja operacionalidade das cargas existentes seja fora das condições nominais de tensão são classificadas em operação de emergência. Esse fato é potencialmente acarretado por sobrecargas ou subtensão nas linhas de distribuição e

sobretensão nos barramentos do alimentador, fenômenos estes que podem ser gerados por uma falta, interrupção ou excesso de demanda em determinado ramo do alimentador.

Em cenários de curto-circuito, subtensão, sobretensão e interrupção em uma rede de distribuição, um dos critérios que devem ser adotados para escolha de uma reconfiguração ótima do sistema, é que tal cenário atenda, em nível adequado, o maior número possível de cargas, isolando o ponto de contingência, de forma que o impacto seja mínimo ao atendimento e respeitando as condições operacionais e topológicas da rede. A configuração encontrada deve realizar o menor número possível de chaveamentos, visando economia do tempo de manobra (SILVA; CARVALHO; FERREIRA, 2016).

### 2.2.2 Níveis de Tensão

O módulo 8 do PRODIST é um documento que normatiza o sistema de distribuição de energia no Brasil com relação aos fenômenos relacionados a qualidade de energia, estabelecendo indicadores, valores de referência e limites operacionais. A tensão em regime permanente é um dos critérios de qualidade do sistema, e utilizada como critério para aferir a qualidade do fornecimento.

A conformidade de tensão elétrica é o comparativo entre o valor obtido por medição de tensão apropriada, com relação ao aos níveis de tensão especificados como adequados, precários e críticos (ANEEL, 2022). Sendo estabelecidos níveis de tensão para o sistema, tomando como referência a tensão base no ponto comum de conexão e a efetiva tensão entregue no ponto (ANEEL, 2022).

Na Tabela 1 são representados os índices de conformidade de tensão descrito no módulo 8 do PRODIST referente a níveis de média tensão.

Tabela 1 – Limites para pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,95 \times TR \leq TL \leq 1,05 \times TR$
Precária	$0,90 \times TR \leq TL < 0,93 \times TR$
Crítica	$TL < 0,90 \times TR$ ou $TL > 1,05 \times TR$

Fonte: ANEEL (2022).

Como pode ser observado na Tabela 1, subtensões abaixo 95% ou sobretensões acima de 5% são considerados cenários inadequados de atendimento, que podem ser classificados em precário ou crítico conforme apresentado.

### **2.3 Reconfiguração de Redes de Distribuição**

De acordo com Zanchetta (2014), o processo de reconfiguração de uma rede é realizado pela operação de chaves distribuídas ao longo da mesma, em que pelo processo de abertura e fechamento altera-se a topologia da rede, fazendo a isolação de pontos defeituosos e restabelecendo o fornecimento para os demais pontos possíveis. O processo de reconfiguração pode ser realizado também visando o desligamento de parte da rede em estratégias de manobra entre alimentadores para redistribuição de cargas, de forma que todas estejam atendidas em melhores patamares de qualidade.

Para Mello (2014), as modificações aplicadas no sistema de distribuição acarretam em maiores necessidades de obtenção e envio de informações entre os equipamentos da rede. A necessidade de conexão entre grandes alimentadores para aumento da confiabilidade da rede em cenário de contingência ou redistribuição do fluxo de potência reforça a necessidade de envio de informações na rede, abrangendo assim o desenvolvimento de sistema de distribuição em padrões de redes inteligentes, com operação e tomada de decisão automatizada.

### **2.4 Fluxo de Potência em Sistemas de Distribuição**

Segundo Monticelli e Garcia (2011) o fluxo de potência ou fluxo de carga, consiste na determinação das tensões, módulo e ângulo, potência ativa e reativa, que fluem pelas linhas e transformadores da rede, encontrar as potências distribuídas em cada nó da rede, definir as efetivas correntes em cada ponto do sistema e estabelecer as perdas no processo em regime permanente senoidal. Para esse tipo de problema, o sistema é adotado como estático, sendo a rede modelada a partir de um conjunto de equações e inequações algébricas. A partir da análise do fluxo de potência, operações em tempo real são realizadas, além de estudo do planejamento, expansão e manutenção dos sistemas de distribuição, sendo um método indispensável para operação do setor.

Segundo Martins (2018), na modelagem de redes de distribuição, na maioria das vezes, os métodos utilizados para cálculo do fluxo de potência em redes de

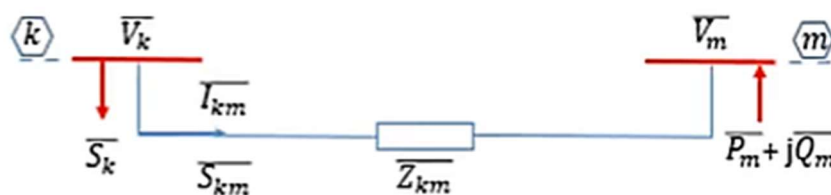
transmissão, como os métodos iterativos de Gauss-Seidel, Newton-Raphson e suas variações, não são eficazes na solução de redes de distribuição. Isto porque os sistemas de distribuição possuem características operacionais peculiares com relação aos sistemas de transmissão. O principal fator está na diferença entre a relação de X/R (expressão que relaciona a dois parâmetros de linha, reatância "X" e resistência "R").

A relação de X/R, para sistemas de distribuição do tipo radiais, possui valores baixos, pois devido à proximidade geométrica dos condutores nas redes de distribuição a reatância equivalente torna-se baixa, levando a relação para pequenos valores. Isso faz com que as tensões nos terminais das cargas sejam, em módulo e ângulo, influenciadas por variações na potência ativa e reativa demandada, gerando também maiores perdas ôhmicas na rede e quedas de tensão no trecho.

Nesse contexto, um dos métodos utilizados para o cálculo do fluxo de carga em redes de distribuição, que possibilita a relação direta da razão X/R, é o *Backward/Forward*, consistindo em soma de potência ou soma das correntes, demonstrado por CHENG e SHIRMOHAMMADI (1995). De maneira geral, o método consiste em duas etapas, a primeira *Backward*, que é a determinação da corrente da barra mais a jusante do alimentador e depois ir somando as correntes dos nós a jusantes para os a montantes da rede, determinando a corrente em cada trecho, e conseqüentemente a potência demandada do alimentador, a segunda etapa é *Forward* que consiste em determinar o módulo e o ângulo partindo da subestação até o nó mais a jusante, partindo dos dados obtidos na etapa do *Backward*.

As equações matemáticas do método *Backward/Forward* para fluxo de potência podem ser modeladas para um sistema de distribuição, considerando que os trechos são representados de forma equivalente em termos de impedâncias dos cabos, como representado na Figura 2.1.

Figura 2.1 – Modelo de Rede de Distribuição.



Fonte: CHENG e SHIRMOHAMMADI (1995).

As variáveis representadas na Figura 2.1 são:

- $\vec{V}_k$  é a tensão no barramento k;
- $\vec{S}_k$  é a potência aparente no barramento k (VA);
- $\vec{I}_{km}$  é o fasor da corrente em direção ao terminal de carga m (A);
- $\vec{S}_{km}$  é a potência que flui do barramento k em direção ao barramento m (VA);
- $\vec{Z}_{km}$  impedância equivalente da linha entre os barramentos k e m ( $\Omega$ );
- $\vec{V}_m$  tensão no barramento m (V);
- $\vec{P}_m$  potência ativa de uma carga no barramento m (W);
- $\vec{Q}_m$  potência reativa entregue de uma carga no barramento m (VAR);

A potência no barramento k pode ser representada em termos da soma de potências ou pela lei de *Ohm*, como descrito na Equação (2.1).

$$\vec{S}_k = P_k + jQ_k = \vec{V}_k \cdot \vec{I}_k^* \quad (2.1)$$

O conjugado da potência, por sua vez, pode ser representado em termos do conjugado da tensão no barramento k e da admitância nas m linhas que ligam a carga a subestação, como representado na Equação (2.2).

$$\vec{S}_k^* = P_k - jQ_k = \vec{V}_k^* \cdot \sum_m \vec{Y}_{km} \cdot \vec{V}_m \quad (2.2)$$

Reescrevendo a potência aparente em termos das formas polares das grandezas, chega-se à Equação (2.3).

$$P_k - jQ_k = V_k \angle -\theta_k \cdot \sum_m (g_{km} + jb_{km}) \cdot V_m \angle \theta_m \quad (2.3)$$

A Equação (2.3) pode ser reescrita em termos da exponencial, como representado na Equação (2.4).

$$P_k - jQ_k = V_k \cdot \sum_m V_m \cdot (g_{km} + jb_{km}) \cdot e^{-j(\theta_k - \theta_m)} \quad (2.4)$$

A diferença entre  $\theta_k - \theta_m$  é simplesmente defasagem entre a tensão nas barras k e m, podendo ser reescrita como  $\theta_{km}$ , como representado na Equação (2.5).

$$P_k - jQ_k = V_k \cdot \sum_m V_m \cdot (g_{km} + jb_{km}) \cdot e^{-j\theta_{km}} \quad (2.5)$$

Pela identidade de *Euler*, a Equação (2.5) pode ser escrita em termos de seno e cosseno, como ilustrado na Equação (2.6).

$$P_k - jQ_k = V_k \cdot \sum_m V_m \cdot (g_{km} + jb_{km}) \cdot [\cos(\theta_{km}) - j \sin(\theta_{km})] \quad (2.6)$$

Logo, fazendo o produto entre o termo  $(g_{km} + jb_{km})$  pela representação de *Euler*, teremos um resultado na forma complexa, que pode ser dividido em duas partes, uma real e a outra imaginária, que são respectivamente as potências  $P_m$  e  $Q_m$ . Separando a parte real e imaginária em duas equações, tem-se as Equações (2.7) e (2.8).

$$P_k = V_k \cdot \sum_m V_m \cdot [g_{km} \cdot \cos \theta_{km} + b_{km} \cdot \sin \theta_{km}] \quad (2.7)$$

$$Q_k = V_k \cdot \sum_m V_m \cdot [g_{km} \cdot \sin \theta_{km} - b_{km} \cdot \cos \theta_{km}] \quad (2.8)$$

Desse modo, as Equações (2.7) e (2.8) representam a potência líquida injetada pela barra da subestação k necessária para atender a carga conectada ao barramento

m. Assim para resolver o problema das potências demandadas pelo sistema, tem-se duas equações e quatro variáveis,  $V_k$ ,  $V_m$ ,  $\theta_k$  e  $\theta_m$ .

Portanto, para solução desse sistema, é necessário o conhecimento de pelo menos duas das variáveis. Na prática, especifica-se as variáveis conhecidas no sistema e estima-se as demais com utilização de métodos numéricos iterativos, testando a convergência dos resultados. Desse modo, considerando apenas duas barras, como o exemplo da Figura 2.1, a determinação do fluxo de potência pode ser feita algebricamente, entretanto quando se considera um sistema de distribuição real, com n barramentos, esse processo torna-se inviável, sendo necessário a utilização de algum *software* que auxilie o processo.

Ainda pela análise exposta, tendo por base o circuito na Figura 2.1, a tensão no barramento m pode ser representada em termos da queda de tensão gerada pela impedância da linha, como na Equação (2.9).

$$\vec{V}_m = \vec{V}_k - \vec{I}_{km} \cdot \vec{Z}_{km} \quad (2.9)$$

Assim a representação de  $\vec{I}_{km}$ , pode ser feita em termos da potência aparente da linha  $\vec{S}_{km}$  e da tensão na barra m, pois  $\vec{I}_{km}$  é a mesma ao longo do trecho e considerando que o ângulo da tensão no barramento da subestação seja nulo (ângulo de referência), é possível obter a Equação (1.10).

$$\vec{I}_{km} = (\vec{S}_{km} / \vec{V}_k)^* = \frac{P_{km} - jQ_{km}}{V_k \angle 0} \quad (1.10)$$

Por sua vez, substituindo a Equação (1.10) na Equação (2.9) e considerando a representação na forma complexa da impedância, obtém-se a Equação (1.11).

$$\vec{V}_m = V_k \angle 0 - \frac{P_{km} - jQ_{km}}{V_k \angle 0} \cdot (R_{km} + jX_{km}) \quad (1.11)$$

Aplicando a propriedade distributiva entre os termos, tem-se a Equação (1.12).

$$\vec{V}_m = V_k - \left( \frac{P_{km} \cdot R_{km} - jQ_{km} \cdot R_{km} + jP_{km} \cdot X_{km} + Q_{km} \cdot X_{km}}{V_k} \right) \quad (1.12)$$



Com base na Equação (1.12), é determinado a parte real e imaginária da tensão sobre a carga. Caso a mesma varie a sua potência ativa demandada, isso afeta tanto o módulo quanto o ângulo de  $\vec{V}_m$ , da mesma forma que com a mudança da potência reativa influenciará tanto o módulo como o ângulo de  $\vec{V}_m$ , devido a relação direta com o fasor queda de tensão.

Desse modo, para sistemas de distribuição as componentes  $X_{km}$  e  $R_{km}$  são vinculados diretamente ao módulo e ao ângulo da tensão  $\vec{V}_m$ . Esse fato está diretamente relacionado com a baixa relação X/R, dificultando assim a convergência de métodos tradicionais para fluxo de potência, não sendo aplicado os mesmos de sistemas de transmissão.

## 2.5 O Software OpenDSS

O OpenDSS é um *software* desenvolvido pelo *Electric Power Institute* (EPRI) em código aberto, permitindo que o usuário faça diferentes análises em redes de distribuição, como curtos-circuitos, fluxo de carga com e sem GD, variações no modo de simulação do fluxo de potência, inclusão de modelos de cargas distintas, entre outros.

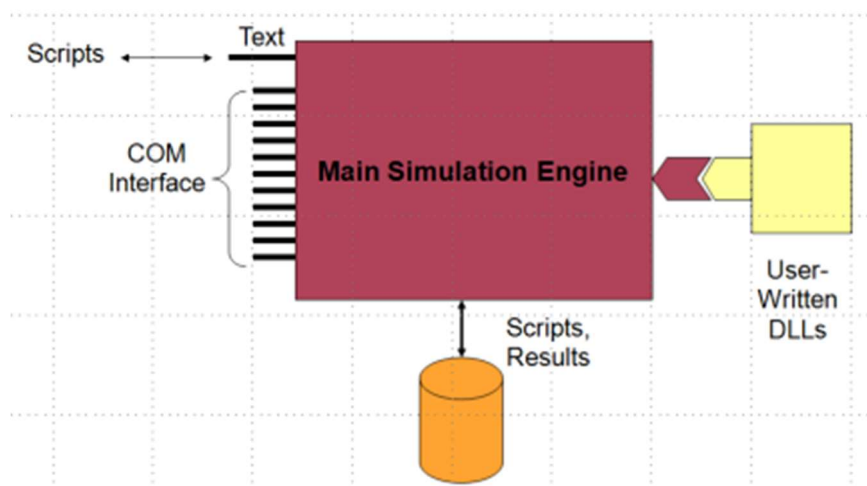
De acordo com Freitas (2015), a utilização do *software* OpenDSS é imbuída de linhas de comandos, e por meios dos comandos são definidos os circuitos e todos os seus componentes, fontes, transformadores, linhas, cargas, barramentos, impedância, modo de simulação, entre outros. As linhas de comando podem ser escritas diretamente pelo usuário na tela executável do *software* ou podem ser carregadas de um arquivo texto ou de um arquivo fixo de extensão executável.

O cálculo do fluxo de potência pode ser customizado de acordo com a necessidade de simulação, pois o OpenDSS possui diferentes modos de simulação como o modo instantâneo (*Snapshot*) em que o fluxo de potência é simulado para um único valor de demanda das cargas, o modo diário (*Daily*) em que o fluxo de potência é executado para diferentes patamares de demanda ao longo de um dia e o modo anual (*Yearly*) em que o fluxo de potência é executado para todos os dias de um ano.

Além disso, a aplicação permite a integração com outros *softwares* para controlar a execução do OpenDSS, o que facilita o processo de simulação, a passagem de parâmetros e a coleta de dados, sendo a execução personalizada pelo

usuário por interface de programação com a utilização da *Interface Coponent Object Model* (COM). O controle do *software* pode ser feito por aplicações como *Python*, *Visual Basic for Applications* (VBA) e *Matrix Laboratory* (MATLAB®). Na Figura 2.2 é apresentado a estrutura básica de execução do OpenDSS.

Figura 2.2 – Estrutura básica do OpenDSS.



Fonte: EPRI (2016).

Como observado na Figura 2.2, o acesso pela interface de simulação principal dar-se pelas linhas de comando via texto ou pelo controle utilizando *software* de programação externa pela interface COM, ou ainda por uma utilização muito específica utilizando DLL customizada pelo usuário.

## 2.6 Estudos Correlatos

Nesta seção serão apresentados um conjunto de estudos correlatos ao tema do trabalho, a partir dos quais será possível observar a evolução das soluções desenvolvidas e suas respectivas contribuições para o tema.

No trabalho de Biângulo (2017), o autor propõe a análise dos efeitos causados na qualidade de energia por múltiplas faltas aplicadas na rede de forma não simultânea, aplicando-se curtos-circuitos na rede base para avaliar impactos nos níveis de tensão de fornecimento. O sistema base adotado é um sistema real de alimentação da cidade de Taguatinga - DF. Dentre todos os transformadores do sistema, foi escolhido o mais distante do alimentador para análise do impacto dos níveis de tensão devido a faltas em barramentos distintos da rede. O processo de

avaliação foi dividido nas seguintes etapas: variou-se a impedância de falta e analisou-se os impactos do curto da rede nos barramentos do primário e do secundário do transformador escolhido, também foram analisados os níveis de tensão nos barramentos do primário e secundário do transformador para o caso de falta em cada hora do dia, comparando os valores de tensão também simulados em operação sem falta. Os valores de referência de tensão são baseados no Módulo 8 do PRODIST.

O processo das simulações é automatizado por meio de software, que faz a identificação das barras do primário e secundário do transformador, inicia a simulação e faz coleta dos dados. De uma maneira geral, as variações de tensão nos barramentos do sistema são influenciadas pelos níveis de tensão antes das faltas e o tipo e resistência das faltas, entre outros fatores. Para os casos de falta na rede, surtiu mais impactos nas barras de média tensão do lado primário do transformador, de forma que quanto maior a demanda do sistema, maior será o número de violações, exclusivamente pelo afundamento de tensão. Para o lado de baixa do transformador, os impactos dos curtos na rede não surtiram muito efeito nos níveis de tensão do sistema, nem na magnitude e nem no ângulo da tensão.

O trabalho de Avelar *et al.* (2018) consiste na reconfiguração de uma rede de distribuição após um cenário de curto-circuito ocorrido. Primeiramente foi realizado o estudo de falta por meio do software OpenDSS, o qual fornece a base de dados com corrente, tensão e ocorrência de falta por barramento nesses cenários. Parte dos dados gerados foram utilizados para o treinamento da RNA, os demais dados para validação do modelo criado e obtenção de resultados de estimativa. Como a rede utilizada já possui chaves de abertura e fechamento distribuídas na rede, foi criado um sistema supervisorio utilizando Elipse E3 para emular o centro de comando da rede.

O desenvolvimento da proposta visa a otimização do tempo de chaveamento por parte da integração do algoritmo com RNA em comparação com atuação de um operador humano na central de operações, assim o tempo resposta da RNA é muito inferior ao tempo de resposta de um operador humano, o que contribui para a redução do impacto nos indicadores de qualidade durante a ocorrência de faltas.

Bacin (2019) apresenta duas etapas de verificação em uma rede genérica de distribuição, ambas com a utilização do software OpenDSS. No primeiro caso, é feita a análise de perdas em regime normal de operação para o sistema, e em um segundo momento, por meio da formação de novas topologias de rede, através da manobra

das chaves distribuídas ao longo do percurso e duas fontes de alimentação, é feita a análise novamente das perdas para o novo cenário gerado. O método aplicado consiste na realização da troca de ramos do alimentador, mantendo sua radialidade, distribuindo as cargas entre as fontes da rede, de forma a distribuir a demanda, priorizando a redução das perdas. Pelos resultados obtidos, o método alcançou reduções significativas das perdas quando comparado ao sistema original. Entretanto, o autor realiza a reconfiguração da rede original de forma manual, em que tal procedimento não é exequível em um alimentador de grande extensão, sendo recomendável a automatização desta etapa do trabalho.

O desenvolvimento do trabalho de Jesus e Carvalho (2020) é centrado no critério de expansão e planejamento do sistema de distribuição, fornecendo análise do nível de tensão de fornecimento das cargas em cenários de aumento da demanda exigida. A estudo foi embasado na rede do IEEE 54 barras e a análise do fluxo de potência é subdividida em três cenários, com a utilização do OpenDSS. O primeiro cenário consiste em atender a demanda de novas cargas apenas com construção de novas linhas, no menor caminho, evitando maiores perdas. No segundo cenário, foi considerado o atendimento das novas cargas por meio da construção de uma subestação, e por fim no terceiro cenário o atendimento se dá pelo aumento de potência de duas subestações existentes. Em cada cenário são avaliadas as correntes que se estabelecem nos condutores e os níveis de tensão de atendimento.

Tendo por base as etapas de análise e inserção de propostas para atendimento da nova demanda de cargas da rede, ao final das simulações foi possível fazer a avaliação do comportamento da transgressão do nível de tensão das cargas em cada situação proposta. Para os casos em que houve sobrecorrentes, a proposta de redimensionamento dos trechos resolveu as violações de tensão juntamente com a inclusão de banco de capacitores trifásicos, além da redução das perdas devido a melhoria dos condutores, diminuindo a queda de tensão no trecho.

Vieira (2022) propôs um algoritmo com a utilização de RNA que pela leitura de valores nominais da barra principal do alimentador, consegue identificar o local de ocorrência de um curto-circuito na rede. A implementação da rede base de distribuição foi feita por meio do software OpenDSS, e as variáveis de recebimento e automatização do processo de aplicação das faltas, foram proporcionadas pela linguagem de programação Python, utilizando a interface Py-Dss-Interface. O algoritmo foi capaz de obter valores tensão, corrente, potência e fator de potência,

valores estes utilizados na criação de um banco de dados, foi utilizado o software *Konstanz Information Miner* (KNIME) na implementação de uma RNA para treinamento, validação e previsão de faltas. De acordo com os resultados obtidos, o erro referente a localização de falta por meio da RNA foi próximo a zero, mantendo a metodologia eficaz na localização de faltas.

Desse modo, é possível notar a importância e a atualidade do tema em estudo, verificando o desenvolvimento cronológico do estudo de faltas e interrupções em redes de distribuição, relacionando estudos sobre os impactos causados nos níveis de tensão por múltiplas faltas na rede, automatização do processo de simulação na análise da contingência e tomada de decisão, reconfiguração de redes de distribuição em cenários de pós falta elétrica, utilização de processos de chaveamento para realocação de linhas e cargas, entre outros.

Assim a metodologia proposta neste trabalho complementa a linha de estudos dos trabalhos apresentados acima, visando a implementação da análise e estudo das contingências causadas por uma interrupção na rede distribuição, que ocorre quando o dispositivo de seccionamento da rede é ativado, interrompendo o fluxo de potência a jusante do ponto de seccionamento. Com base nessa interrupção, são propostas reconfigurações para o alimentador, a fim de relacionar a proposta de reconfiguração com indicadores de qualidade do fornecimento, resultando em uma reconfiguração ótima da rede de distribuição de base.

### 3 MATERIAL E MÉTODOS

Nesta sessão serão descritos todos os procedimentos desenvolvidos para atingir os objetivos do trabalho. Sendo descrita a formulação do problema de reconfiguração, o método utilizado para construção do algoritmo de reconfiguração e a implementação no *software* de fluxo de potência.

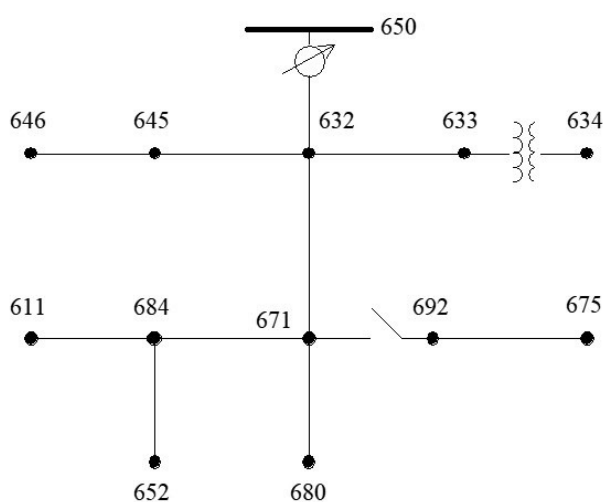
#### 3.1 Seleção das Redes de Distribuição

Para escolha do modelo de rede utilizado foram considerados os seguintes critérios que as redes deveriam obedecer para que fossem possíveis os resultados de reconfiguração e validação do algoritmo:

- Possuir um modelo de rede distribuição de topologia radial com fluxo unidirecional de energia;
- Possuir um quantitativo de linhas suficiente para gerar uma quantidade razoável de cenários de contingências, por meio de combinação de cenários;
- Possuir em estado inicial um alto índice de fornecimento adequado de tensão para as cargas.

Dessa forma, foram selecionados os modelos de rede padronizada pelo Instituto de Engenheiros Eletrônicos e Eletricistas (IEEE) de 13 e 34 barras. O modelo de 13 barras é apresentado na Figura 3.1.

Figura 3.1 - Modelo 13 barras IEEE.



Fonte: IEEE (1992).

O modelo de 13 barras apresentado na Figura 3.1 é caracterizado por poucas linhas de distribuição, operação predominantemente de tensão em 4,16 kV, possuir linhas aéreas e linhas subterrâneas, carregamento e desbalanceamento de fases, equipamentos fixos como os regulador de tensão, transformador de subestação e de distribuição. Este modelo é difundido para testes em *software* devido a sua simplicidade no tratamento de dados, como pode ser visualizado nos dados da Tabela 2.

Tabela 2 – Configuração da rede.

	$\geq 4,16 \text{ kV}$	$< 4,16 \text{ kV}$
<b>Barras</b>	14	1
<b>Linhas</b>	12	1
<b>Cargas</b>	12	3

Fonte: IEEE (1992).

Na Tabela 2, a maior parte dos segmentos da rede são do tipo média tensão operando em tensão nominal de 4,16 kV. Os elementos de baixa tensão na rede correspondem aos ligados no barramento 634, a linha que conecta as barras 633 e 634 e três cargas trifásicas desbalanceadas conectadas na barra 634, operando em 0,480 kV.

Para implementação da rede no OpenDSS e para ter uma padronização dos componentes, foram necessárias algumas alterações no modelo original da rede. A primeira alteração foi a mudança no nome da barra da subestação de “SourceBus” para “ali” e barra do regulador de tensão de “RG60” para “reg”, pois dessa forma todas as barras da rede ficam com a nomenclatura padronizada em três dígitos. Para ter um controle das quedas de tensão de forma que todas as cargas fossem atendidas em níveis adequados de tensão, foi proposto o recondutoramento das linhas 671-684 e 684-611, que podem ser vistas na Figura 3.1, pois na configuração original da rede esses trechos ocasionam queda de tensão e as cargas conectadas a jusante operavam em nível precário de tensão. Assim suas respectivas impedâncias foram definidas para novo modelo, o *line code* do tipo *mtx606*, que define a impedância equivalente por unidade de comprimento do segmento, segue no Anexo A a rede com todas as impedâncias utilizadas e especificação de modelo de impedância por segmento de rede.

Também foram alterados os segmentos de redes, de forma que todos ficassem do tipo trifásico. Este procedimento foi adotado para possibilitar um maior número de

combinações entre cenários de reconfiguração, evitando a limitação de uma linha bifásica não poder ser ramificada para atendimento de uma rede trifásica, por exemplo. Não foi realizada, no entanto, nenhuma alteração nas cargas, as quais foram modeladas como potência constante em um patamar específico de demanda e mantendo-se conexão original.

Outra alteração foi no transformador que atende o barramento 634, em baixa tensão, em que foi substituído por uma linha nomeada *Line.633634*, de forma que a barra seja atendida também em média tensão, sendo padronizada a rede operando exclusivamente em média tensão para distribuição. Por sua vez, na criação da linha 633-634, foi atribuído seu respectivo comprimento baseado na distância cartesiana entre os barramentos 633 e 634. Para ambos os modelos de rede adotadas, existem arquivos que mapeiam no plano cartesiano (coordenada x e y) todos os barramentos do alimentador.

Assim, para determinar a distância cartesiana da linha 633-634, foi calculado o módulo da distância cartesiana entre os barramentos que compõem a linha. Segue o resultado obtido como descrito na Equação (3.1). A especificação do tipo de condutor para esse novo trecho criado, foi atribuído o mesmo tipo de condutor que o trecho a montante, linha 632-633, assim atribuído a mesma impedância por unidade de comprimento.

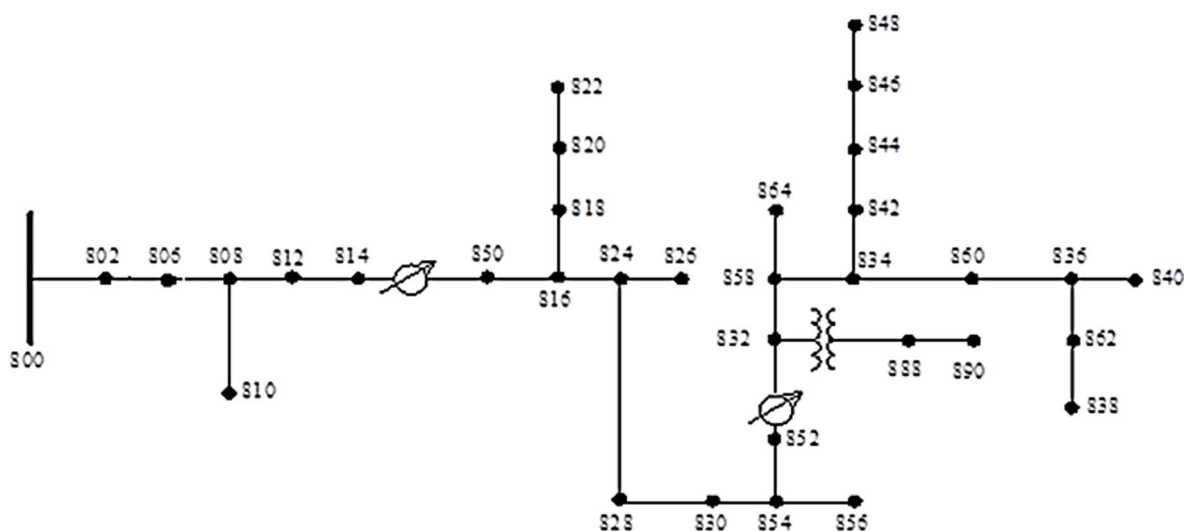
$$Dist(ft) = \left\{ \sqrt{[(x_1 - x_2)^2 + (y_1 - y_2)^2]} \right\} = |distância| \quad (3.1)$$

Da mesma forma, com relação a chave aberta entre os barramentos 671 e 692, foi considerado a substituição por uma linha de distribuição, com tipo de condutor *mtx606* referente ao mesmo que a jusante do ponto, a linha 692-675, e tomada a distância da linha com base na Equação (3.1). Todas as linhas do alimentador possuem a unidade de medida em pés(ft). Em termos de simulação foram adotadas as unidades de medidas originais dos alimentadores, porém para apresentação dos resultados, todas as medidas foram convertidas ao padrão nacional brasileiro de medidas, utilizando o metro como referência. No Anexo A está descrito o modelo na linguagem OpenDSS da rede IEEE 13 barras utilizada com as modificações descritas acima, e todos os seus respectivos elementos, como condutores, linhas, regulador de tensão, transformador, cargas, etc.



Com relação ao modelo de 34 barras, que também foi utilizado para validação da metodologia do trabalho, sua topologia está apresentada na Figura . Diferente do modelo 13 barras, este modelo representa uma rede real de um alimentador localizado no Arizona, Estados Unidos. O alimentador possui dois reguladores de tensão ao longo da linha, um transformador, cargas desbalanceadas e opera com uma tensão nominal de 24,9 kV.

Figura 3.2 - Rede IEEE de 34 barras.



Fonte: IEEE (2010).

O modelo de alimentador descrito na Figura 3.2 é utilizado no trabalho com intuito de aplicar a mesma metodologia em uma rede real, com maior número de cargas, linhas e diferentes níveis de operação de tensão. Na Tabela 3 são apresentadas informações gerais da rede.

Tabela 3 - Configuração da Rede 34 barras.

	$\geq 24,9$ kV	$<24,9$ kV
<b>Barras</b>	33	2
<b>Linhas</b>	31	2
<b>Cargas</b>	68	0

Fonte: IEEE (2010).

Como pode ser visto na Tabela 3 a maioria dos barramentos da rede operam em média tensão no nível de 24,9 kV, com exceção das barras 888 e 890, que originam a linha 888-890, ambos operando no nível de 4,16 kV devido ao transformador rebaixador localizado a montante do trecho.

Para implementação da rede IEEE 34 barras no software OpenDSS também foram necessárias algumas mudanças com relação à padronização das linhas de distribuição descritas anteriormente para o alimentador IEEE 13 barras. Algumas das mudanças foram: aumentar a possibilidade de cenários de reconfiguração do alimentador com a operação em único nível de tensão e todas as redes estabelecidas como trifásicas. Assim, foi substituído o transformador que alimenta o barramento 888, pela Figura , em nível de tensão de 4,16 kV, por uma linha trifásica 832-888. A especificação do tamanho da linha criada foi com base na Equação (3.2), método semelhante ao trabalhado na rede IEEE 13 barras, entretanto para esse modelo do alimentador, o sistema cartesiano de posicionamento das barras é único, alterando logicamente as coordenadas, sendo ilustrado pela Equação (3.2).

$$Dist(ft) = \sqrt{[(x3 - x4)^2 + (y3 - y4)^2]} = |distância| \quad (3.2)$$

Para a criação da linha 832-888, o módulo da distância cartesiana entre os dois barramentos que compõem a linha criada, foi definido como a distância física da linha que conecta ambas as barras, como descrito anteriormente. Para definição do tipo de condutor a ser utilizado na linha, foi adotado o mesmo tipo que os condutores a montante do ponto, ou seja, a linha 858-832 tomada como referência, e sendo adotando a modelo de condutor do tipo *LineCode=301*, que define a impedância por unidade de comprimento do condutor. A especificação do tipo de cada condutor segue no Anexo B.

Outra alteração no modelo foi a padronização na nomenclatura das linhas, de forma que no modelo original. Por exemplo, a linha que conecta os barramentos 824 e 826 é denominada de L12, sendo alterada a nomenclatura para 824826, implementada para todas as demais linhas. Com relação às cargas foram alteradas para um modo padrão de *Load.01*, *Load.02*, etc, afim de padronizar o modelo de declaração e leitura via algoritmo de controle.

Com relação ao recondutoramento das linhas não foi necessário para o modelo IEEE 34 barras, pois em estado inicial todas as cargas já estavam atendidas em níveis de tensão adequado, sendo mantida a condição original dos condutores do alimentador. No Anexo B é apresentado o modelo na linguagem OpenDSS da rede

IEEE 34 barras com as mudanças citadas, e contendo os demais elementos do alimentador.

### 3.2 Fluxo de Carga no OpenDSS

Para simulação do fluxo de potência das redes de distribuição adotadas foi utilizado o software OpenDSS, sendo escolhido devido a sua fácil integração com a linguagem de programação Python. Para fazer todos os processos de execução, envio e coleta de informações ao software, ao invés de utilizar a interface direta do usuário no OpenDSS, sendo limitada a poucas manobras e funcionalidade de coleta e envio de dados, toda a execução foi realizada com o uso da interface COM (*Component Object Model*), que faz a integração do Python ao software. Assim, é facilitado o tratamento do alimentador diante de cenários específicos, como na obtenção de grandezas como potência atendida, quantitativo de barras, linhas e cargas atendidas por nível de tensão, tensão base em cada trecho na rede, entrada e saída de dados simultânea de cada fluxo de potência para  $n$  interações sucessivas, dentre outras funcionalidades.

A metodologia deste trabalho consiste inicialmente na execução do fluxo de carga para a rede em seu estado original de operação, em que todas as cargas estão atendidas em sua plenitude de tensão e toda a potência da rede está sendo fornecida, de modo a fazer o registro das condições iniciais da rede, que serão utilizadas pelo algoritmo posteriormente. Em seguida é feita a aplicação de múltiplos pontos de contingências na rede de forma sequencial, separados por cenários, variando-se a alocação do ponto de interrupção da rede e sendo executado um fluxo de potência a cada cenário. A partir de tais dados de contingências, são geradas propostas de reconfiguração para mitigação da interrupção do fornecimento, e a cada cenário gerado de reconfiguração ou contingência o fluxo de carga também é executado. De uma maneira geral, será executado um fluxo de potência na rede com base na ocorrência de contingências ou reconfigurações, pois são coletados indicadores de tensão e potência antes e depois da respectiva reconfiguração proposta, de forma a comparar os impactos na rede pelas reconfigurações implementadas pós interrupções na rede.

Com a ocorrência de uma modificação na rede, seja devido a uma contingência ou uma reconfiguração pós interrupção, é necessário a avaliação instantânea desse evento a fim de verificar os impactos nos consumidores conectados no alimentador.

Para a verificação no fluxo de potência instantâneo no momento de ocorrência da contingência, o OpenDSS possui o modo de simulação *SnapShot*, que executa o fluxo de carga para o instante desejado, sendo aplicado para este trabalho na avaliação das violações de tensão das cargas e potência atendida pelo alimentador em cada cenário.

Além do modo *SnapShot*, foi estabelecido como modo de controle de simulação o *Static*, indicando que toda alteração no código da rede de distribuição só é realizada antes da resolução do fluxo de potência, pois durante a execução é permanecido inalterado. As devidas alterações na rede são feitas antes do fluxo de cargas, em que o código da rede é compilado com as mudanças e então o fluxo de potência é executado.

### 3.3 Cenários de Contingências Simulados

O intuito da metodologia trabalhada é avaliar as consequências causadas pelas interrupções aplicadas em diferentes pontos do alimentador e quais são seus impactos nos consumidores conectados à rede. A simulação da contingência implementa a perda total de uma seção da linha, como acontece na abertura de uma chave seccionadora tripolar ou atuação de chave fusível tripolar com a ocorrência de um curto-circuito trifásico ou eventuais descargas atmosféricas.

Assim, para aplicação dos pontos de interrupção no alimentador, foi utilizado a interface COM do OpenDSS, controlada pela linguagem de programação Python, de forma que os cenários de interrupção do alimentador sejam repassados automaticamente pela interface de programação e efetuado a execução do fluxo de potência em cada um deles. A implementação da contingência na rede dar-se pelo comando "*open line*", repassada ao código fonte da rede, que assemelha a perda/desconexão total da linha no alimentador. Juntamente com esse comando de abertura de linha é informado o terminal que deseja-se fazer o seccionamento, por exemplo, no OpenDSS uma linha XY interliga os barramentos X e Y. Para simulação de uma interrupção desse tipo nessa linha, utiliza-se o comando "*open line.XY term = 1*", indicando a linha que será seccionada e a abertura ocorrerá no terminal 1, ou seja, na barra X. De uma maneira geral, esse é o padrão de simulação de contingência na rede, adotado para implementação de interrupções.

De forma a avaliar um número maior de cenários de contingências distribuídas na rede, foi proposto a inclusão de dois tipos de ocorrências distintas. O primeiro

cenário consta da aplicação de pontos únicos de interrupção na rede, de forma que sejam aplicados sequencialmente em casos distintos, e executado um fluxo de potência para cada cenário unitário de seccionamento gerado. Para percorrer todas as possibilidades deste tipo de contingência, bastou-se realizar um seccionamento a cada linha da rede por vez. Para o segundo cenário de contingência, foi implementado seccionamento em dois pontos simultaneamente na rede, de forma a simular dois pontos de interrupção. Para gerar a lista de pontos duplos de interrupção, abrangendo todos os cenários possível da rede, foi utilizado o modelo de combinação simples de elementos apresentado na Equação (3.3).

$$C_k^n = \frac{n!}{k! \cdot (n - k)!} \quad (3.3)$$

Na Equação (3.3) tem-se o total de combinações possíveis de  $n$  linhas combinadas de  $k$  a  $k$  de modo que a ordem de combinação seja irrelevante. Em particular para o problema trabalhado, dentre o espaço amostral das linhas da rede, serão combinadas linhas 2 a 2 gerando cenários de dupla interrupção na rede.

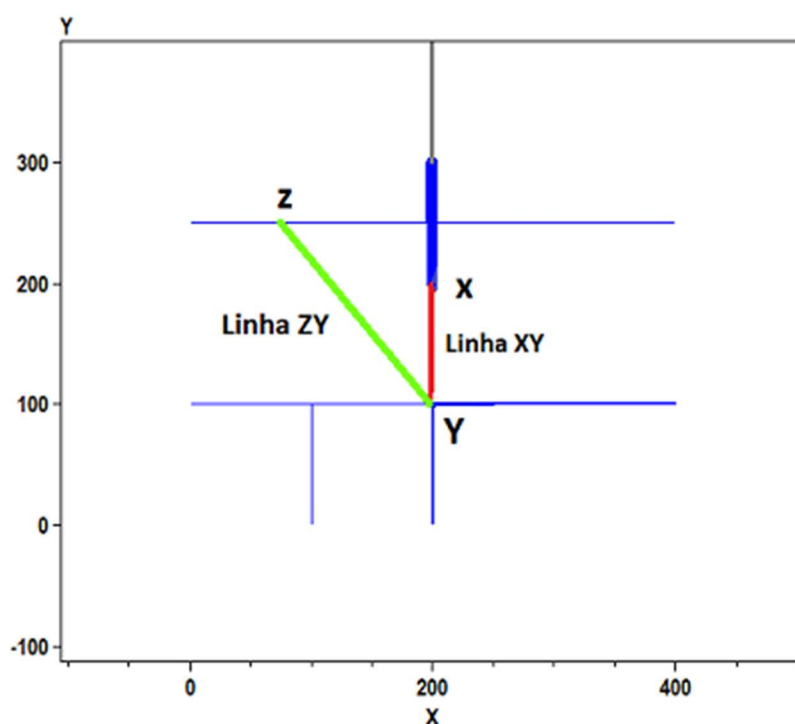
### 3.4 Cenários de Reconfiguração

Partindo dos cenários de contingências discutidos na seção 3.3, a cada resultado de contingência ocorrido na rede, seja na aplicação de única interrupção ou dupla interrupção, são geradas propostas de reconfiguração associadas ao(s) ponto(s) de contingência(s), de maneira a manter a continuidade do alimentador causando menores impactos no atendimento das cargas. Primeiramente, para gerar o espaço com as possibilidades de reconfiguração do alimentador, é utilizada a Equação (3.3), entretanto ao invés da utilização da combinação das linhas para gerar pontos de interrupção, foi utilizado a combinação das barras do alimentador, pois sendo uma linha gerada pela ligação entre dois barramentos, assim resultando no espaço com todas as possibilidades de ligação entre os barramentos, ou seja, criação de novas linhas, implementadas para reconfiguração da rede nos cenários de contingência gerados.

Os barramentos utilizados para geração de novas linhas são todos os que se localizam a jusante do transformador de força da subestação, sendo todas as barras operando no mesmo nível de tensão. Para excluir as linhas existentes do alimentador,

desse espaço de combinações, a lista de combinações gerada é subtraída da lista de linhas existentes na rede, de forma que seja obtido um resultado único de linhas criadas. Assim, com os dados das linhas criadas, para um dado cenário de interrupção, existirão  $n$  linhas de reconfigurações possíveis, sendo denominadas de “linhas candidatas”. Em um primeiro momento à linha candidata a reconfiguração é avaliada de acordo com a sua compatibilidade com o trecho de interrupção. Por exemplo, na ocorrência de única interrupção na rede, na linha XY, ocorre o seccionamento do sistema, que por definição será desconectado no terminal X e a reconexão para continuidade da rede se dará pelo terminal Y. Assim é buscado no banco de dados de linhas geradas, todas as quais são compatíveis com o barramento Y, seja a combinação ZY ou YZ, sendo Z o barramento que originará a ramificação para reconfiguração da rede. Tal representação pode ser demonstrada pela Figura 3.3, exemplificando o modelo de reconfiguração ZY gerada com base na contingência da linha XY.

Figura 3.3 – Representação genérica do modelo de reconfiguração.



Fonte: Autor.

Por fim, todas as linhas candidatas a cenário de reconfiguração são filtradas por uma distância máxima adotada como limite de extensão de rede, podendo as linhas

serem menores ou iguais a tal limite. Para a ambos os modelos de rede base adotados, foi estabelecido uma máxima distância de 220,68 metros de extensão (724 ft), esse resultado em específico gera um quantitativo considerável de cenários para as redes IEEE 13 barras e rede IEEE 34 barras. Esse resultado foi obtido pelo tempo médio de execução do algoritmo com relação aos alimentadores, de modo que a rede IEEE 34 barras, por possuir um quantitativo de linhas três vezes maior que o IEEE 13 barras, em média aproximada, possuísse um tempo de execução três vezes maior, assim pela contagem do tempo de execução foi definida a máxima distância para reconfigurações nas duas redes. Vale a pena destacar que para ambas as redes utilizadas, originalmente as unidades de medidas são em pés (ft), e em termos de simulação será mantido a originalidade da rede com tal unidade. E para apresentação dos resultados será feita a devida conversão para o sistema brasileiro de medidas. Também para ambas as redes tratadas, os cenários de reconfiguração não consideram a barra da subestação, sendo gerado apenas cenários operando a jusante do transformador da subestação. De uma maneira geral, para todos os cenários de reconfiguração ocorridos de dupla contingência na rede, dois barramentos são desconectados, e por sua vez existem dois pontos que podem ser atendidos, assim o quantitativo de reconfigurações é gerado para ambos os pontos, ou seja, dobrando as possibilidades de reconfiguração nesse tipo de caso.

Desse modo, atendendo a todos requisitos, é gerado um dicionário em Python que associa cada cenário de interrupção da linha com todos os seus possíveis cenários de reconfiguração. Vale a pena destacar, que tanto para os cenários de dupla contingência como para os de única contingência, é gerado apenas um cenário de reconfiguração por vez.

### **3.5 Avaliação dos Cenários de Reconfiguração**

Partindo da etapa detalhada na seção 3.4, cada cenário de reconfiguração proposto deve ser avaliado e atribuído um peso associado ao seu desempenho, de forma que ao final de todo o procedimento, possa comparar cada reconfiguração e filtrar os melhores casos de acordo com os seus respectivos desempenhos. De forma a indicar a classificação dos cenários de reconfiguração propostos de acordo com a efetividade no restabelecimento da rede, foi criado um indicador denominado Fator de Benefício da Reconfiguração (FBR), que relaciona o quantitativo de cargas atendidas em tensão adequada, percentual de potência atendida da rede e a extensão da

reconfiguração proposta, indicando o cenário de reconfiguração mais benéfico para a rede em termos de qualidade do atendimento versus o custo da reconfiguração. O indicador é aplicado para todos os casos de reconfiguração, possibilitando a hierarquização de cada cenário, podendo assim classificar cenários de reconfiguração e estabelecer o cenário ótimo da rede para cada caso de contingência, assim como o melhor cenário global por tipo de ocorrência, sendo de única ou dupla interrupção da rede.

A composição do indicador leva em consideração que ele pode ser seccionado em três partes, a primeira com relação aos níveis de tensão, a segunda com relação a potência total atendida no instante para o alimentador, e por último, o comprimento proposto para a implementação da reconfiguração. Primeiramente, com relação ao nível de tensão, é aferido o percentual de cargas atendidas em nível adequado de tensão, sendo calculado com relação ao percentual total de cargas do alimentador, formulação descrita na Equação (3.4).

$$Cadequado = \frac{Ca}{Ct} * 100 \quad (3.4)$$

Em que  $Ca$  representa a quantidade de cargas atendidas em nível adequado de tensão,  $Ct$  a quantidade de cargas totais do alimentador e  $Cadequado$  referente ao percentual de cargas atendidas em nível de tensão adequado.

Para o segundo critério, sobre potência atendida, é referenciado a potência atendida por cenário com relação a potência inicial atendida pelo alimentador. Em particular, a potência atendida é representada pelo conjunto de todas as cargas do cenário do alimentador (em nível precário e adequado), sendo que apenas cargas desconectadas não representam atendimento de potência no sistema, incrementando o nível de atendimento crítico de tensão. A formulação base está descrita na Equação (3.5).

$$Patendida = \frac{Pa}{Pt} * 100 \quad (3.5)$$



Em que  $Pa$  representa a potência atendida para o cenário,  $Pt$  a potência no estado inicial do alimentador e  $Patendido$  o percentual de potência atendida com relação ao estado inicial do alimentador.

Para o terceiro critério, com relação ao comprimento da extensão de linha proposta na reconfiguração, a métrica relaciona o tamanho da nova linha com a máxima distância estabelecida de criação. Por meio da Equação (3.6) está descrito a relação matemática.

$$Dist = \frac{MaxDist - DistRec}{MaxDist} * 100 \quad (3.6)$$

Na Equação (3.6),  $MaxDist$  representa a máxima distância estabelecida,  $DistRec$  a distância da linha de reconfiguração proposta e  $Dist$  indica o percentual da relação entre a distância da linha proposta de reconfiguração e a distância estabelecida como máxima. De maneira simplória, a Equação (3.6) exprime que para menores tamanhos de linhas de reconfiguração a contribuição para o valor de  $Dist$  será maior, conseqüentemente valorizando o cenário proposto de reconfiguração, porém para cenários em que a distância na linha esteja cada vez mais próxima da distância máxima estabelecida, menor será o incremento no percentual.

Assim o indicador FBR criado é composto pelas três métricas citadas anteriormente, relacionando as medidas indicativas sobre nível de tensão, potência atendida e distância de reconfiguração, como apresentado na Equação (3.7).

$$FBR = (Cadequado + Patendido + Dist)/10 \quad (3.8)$$

A Equação (3.9) indicada a soma das medidas criadas anteriormente, dividida por um fator de 10, pois como os valores das outras métricas são na escala de percentual de 0 a 100, dividindo por esse fator reduz a escala do indicador para dois algarismos. O FBR possuindo uma variação de 0 a 30, indicando de quanto maior o indicador, melhor será a efetividade do cenário de reconfiguração.

Com o intuito de avaliar a melhoria causada na rede com implementação de uma dada reconfiguração, foi aplicado também o indicador FBR para o alimentador

após ocorrência de uma contingência, desprovido de reconfiguração, sendo limitado aos critérios de tensão e potência atendida. Pois impossibilita a aplicação do indicador com relação a extensão de rede, uma vez que a proposta de reconfiguração ainda não foi implementada, sendo analisado apenas as grandezas de potência e tensão para incremento do FBR nesse cenário. Desse modo, sendo possível a análise do impacto das reconfigurações sobre a rede, em estado de contingência, por meio da avaliação do indicador. Também para que ocorra uma análise comparativa de cada critério do indicador FBR individualmente, foi aferido o percentual de tensão, aplicando a Equação (3.4), e potência atual da rede pela Equação (3.5), diante da contingência ocorrida desprovida de reconfiguração. E com a coleta destes dados, foi aplicado novamente esse procedimento para a rede após a reconfiguração, mostrando o impacto causado por tal implementação de rede, nos indicadores de tensão e potência separadamente. Esses pontos serão retomados na seção de resultados e discursões, de forma a avaliar a ocorrência da contingência versus a reconfiguração.

### **3.6 Algoritmo de Controle**

Após a seleção das redes de distribuição utilizadas e a definição das ferramentas necessárias para execução do fluxo de potência com mapeamento de contingências e propostas de reconfigurações, foi possível estabelecer ao algoritmo central deste trabalho.

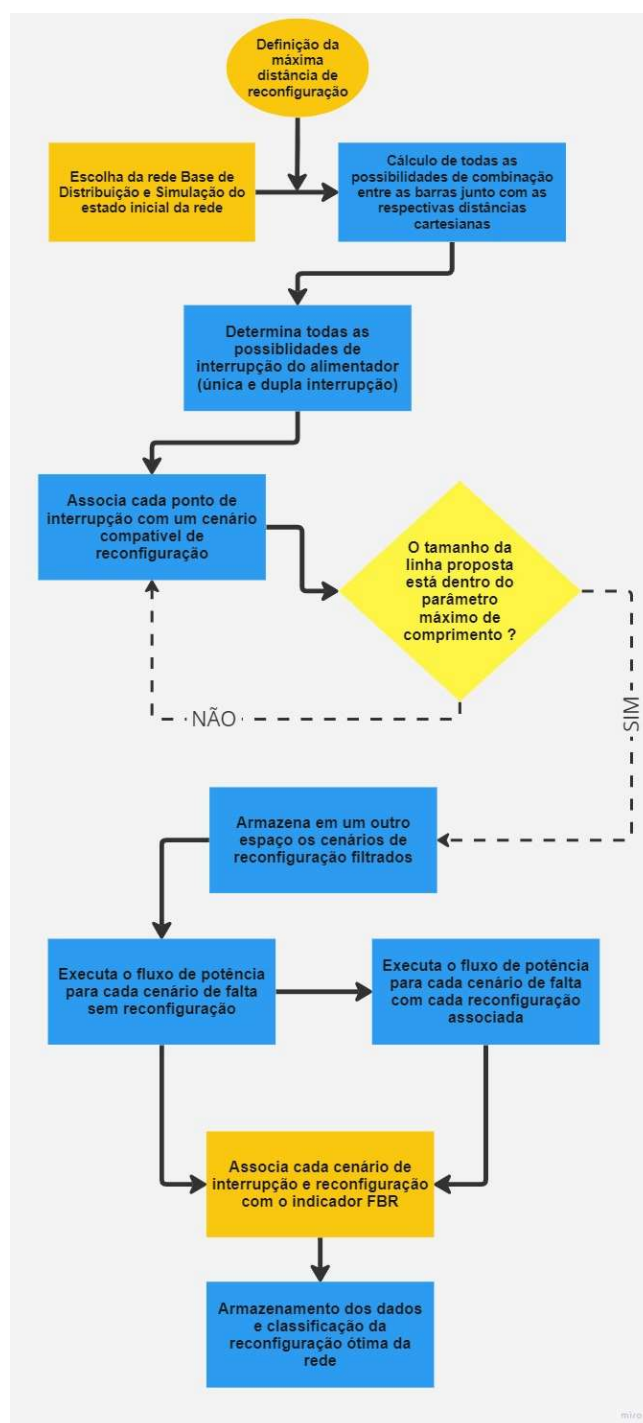
O objetivo geral do algoritmo vinculado ao OpenDSS, é avaliar cenários de interrupções de rede, e com base na interrupção, propor cenários alternativos de reconfiguração para suprir a demanda deficiente de potência da rede, e estabelecer por meio do fluxo de potência valores de tensão nas cargas e potência atendida por cada cenário de contingência ou reconfiguração gerado. Tendo por base os modelos de rede utilizados, foram gerados um quantitativo distinto de cenários de contingências em ambas, de modo que na rede IEEE 13 barras, tendo como base os dados da Tabela 2 e as modificações citadas na seção 3.1, o alimentador possui 13 pontos possíveis de ocorrência de única contingência e 78 pontos possíveis de combinações de dupla contingência. Para o modelo IEEE 34 barras na Tabela 3 são 33 cenários de única interrupção e 528 cenários de dupla interrupção entre as linhas do alimentador.

Evidentemente não é viável realizar a simulação de todos os cenários de forma manual, para isso todo o processo foi automatizado com a linguagem de programação

Python, devido a sua praticidade no tratamento dados. A interface direta com o OpenDSS via tela de comando do software limita o tratamento de dados, para contornar esse ponto, foi utilizado a interface COM que fez sua integração com o Python. Para a construção da rotina computacional foi necessário a instalação da interface de programação Python chamada PyCharm.

Foram instaladas algumas bibliotecas para facilitar o processamento de dados e a geração de combinações de resultados obtidos, a primeira biblioteca utilizada foi a *Combinations*, que é uma ferramenta que permite gerar todas as combinações possíveis de um conjunto de elementos. Essa biblioteca é útil em diversas aplicações, na análise de dados em estatística e probabilidade, sendo utilizada para gerar cenários de contingências e reconfigurações de redes para este trabalho. Também foi implementada a biblioteca *Math*, que inclui funções matemáticas comuns, como raiz quadrada, módulo, funções trigonométricas, e trigonométrica inversa, além de funções mais avançadas. E por último, foi instalada a biblioteca *Pandas* que é uma ferramenta de análise e manipulação de dados em Python, que permite a leitura, manipulação, agregação e visualização de dados em tabelas, séries temporais e outros formatos de dados estruturados, sendo uma das bibliotecas mais populares em ciência de dados e análise de dados em Python devido à sua facilidade de uso e recursos avançados. O algoritmo desenvolvido está representado na Figura 3.4.

Figura 3.4 – Escopo base do algoritmo desenvolvido.



Fonte: Autor.

Como pode ser observado, a Figura 3.4 apresenta um fluxograma que ilustra de forma simplificada as etapas de tratamento de dados e a lógica implementada pelo algoritmo de reconfiguração proposto. Esse fluxograma é composto por diversas etapas que vão desde a escolha do alimentador base (IEEE 13 barras ou IEEE 34)

até a finalização do processo com a classificação dos cenários de reconfiguração propostos, na determinação da reconfiguração ótima do sistema.

Por meio desse fluxograma, é possível entender de forma clara e objetiva o processo de operação proposto pelo algoritmo. O tratamento de dados referente a manipulação de cenários de possíveis reconfigurações é a primeira etapa e tem como objetivo organizar as informações referentes à rede de distribuição gerando um espaço com todos os possíveis cenários de interligação entre os barramentos. Em seguida, a lógica implementada pelo algoritmo é aplicada, de forma a determinar os casos de ocorrência de pontos de simples e dupla contingência da rede. Uma vez definidos os cenários de contingências, o algoritmo realiza uma análise detalhada de cada um deles, agrupando cada ponto de contingência com seus possíveis cenários de reconfiguração compatíveis, em seguida realiza o filtro dos cenários pela máxima distância estabelecida. Realizada a etapa de filtro, todos os efetivos cenários de reconfiguração são armazenados em dicionários da linguagem Python, em que a chave corresponde aos cenários de contingência gerado, e o valor correspondente as reconfigurações propostas.

Por fim, o algoritmo realiza a simulação do fluxo de potência para cada cenário de contingência, e também para cada reconfiguração associada ao caso da interrupção. A cada cenário de contingência ou reconfiguração proposto, sendo executado um fluxo de potência, o algoritmo atribui o indicador FBR a este. De forma que ao final de todo o processo de simulação, é possível avaliar o impacto da reconfiguração sobre a contingência e classificar a reconfiguração ótima da rede, todas as classificações por meio do indicador FBR.

Com relação ao esforço computacional para execução completa do algoritmo para cada alimentador utilizado, foi respectivamente de: 16 minutos, 29 segundos e 98 centésimos para a rede do IEEE 13 barras. Para o alimentador do IEEE 34 barras, foi de 46 minutos, 15 segundos e 02 centésimos. O dispositivo utilizado para realização das respectivas simulações possui as seguintes características: memória RAM do tipo DDR4 8GB, placa de vídeo do tipo UHD Graphics 620 e processador Intel Core i5.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos com a implementação da rotina computacional desenvolvida em Python utilizando a interface COM do OpenDSS. Os cenários de reconfiguração de rede associados aos casos de contingências gerados associam a métrica geral proposta pelos indicadores de tensão, potência e distância de extensão de linha.

### 4.1 Resultados obtidos na Rede IEEE 13 barras

Assim como destacado nas seções anteriores, em especial na Figura 3.4, a primeira etapa de simulação consta na obtenção do estado inicial da rede, obtendo o valor de potência inicial atendida e o percentual de cargas em nível adequado de tensão, com base nesses valores e na métrica do comprimento das linhas, serão fundamentados os resultados. O resultado inicial para a rede IEEE 13 barras está apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 - Configuração Inicial da Rede 13 barras.

	Quantitativo	Percentual de cargas atendidas em nível de tensão adequada (%)	Potência demandada do alimentador (kW)
<b>Cargas</b>	15	100	3.459,4

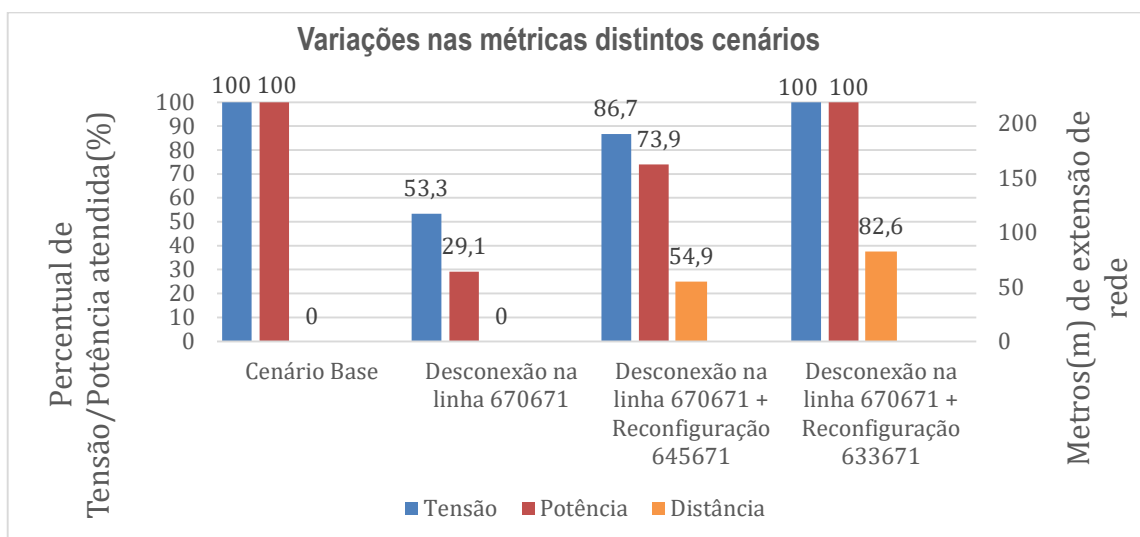
Fonte: Autor.

Como pode ser verificado na Tabela 4, a potência ativa inicialmente atendida pelo alimentador é de 3.459,4 kW, em que 100% das cargas estão operando nível adequado de tensão.

Partindo desse cenário inicial da rede, foram simulados cenários de contingências nos quais há perda de conexão em um ou dois pontos da rede, simulando situações de abertura completa de trechos do alimentador. Assim levando em consideração os levantamentos e formulações destacados na seção 3, o quantitativo de cenários de contingência para a rede IEEE 13 barras, são 13 cenários possíveis de perda de conexão em uma única barra e 78 cenários possíveis de perda de conexão em duas barras simultaneamente.

Assim para os casos de interrupção em uma única barra, foram gerados 118 cenários de reconfigurações possíveis por meio do algoritmo, sendo executados 131 fluxos de cargas, considerando os seus respectivos 13 pontos de única interrupção ao longo do alimentador e as respectivas propostas de reconfigurações propostas. Nas simulações realizadas, buscou-se avaliar as métricas destacadas na seção 3.5 para cada caso, de forma a se obter os percentuais de cargas com nível de tensão adequado e potência atendida, e o comprimento da rede adicionada no alimentador pela reconfiguração proposta. A título de ilustração dos resultados obtidos, no Gráfico 1 são apresentados os valores das métricas para 2 dos 118 cenários de reconfiguração obtidos.

Gráfico 1 - Contingência na linha 670-671.



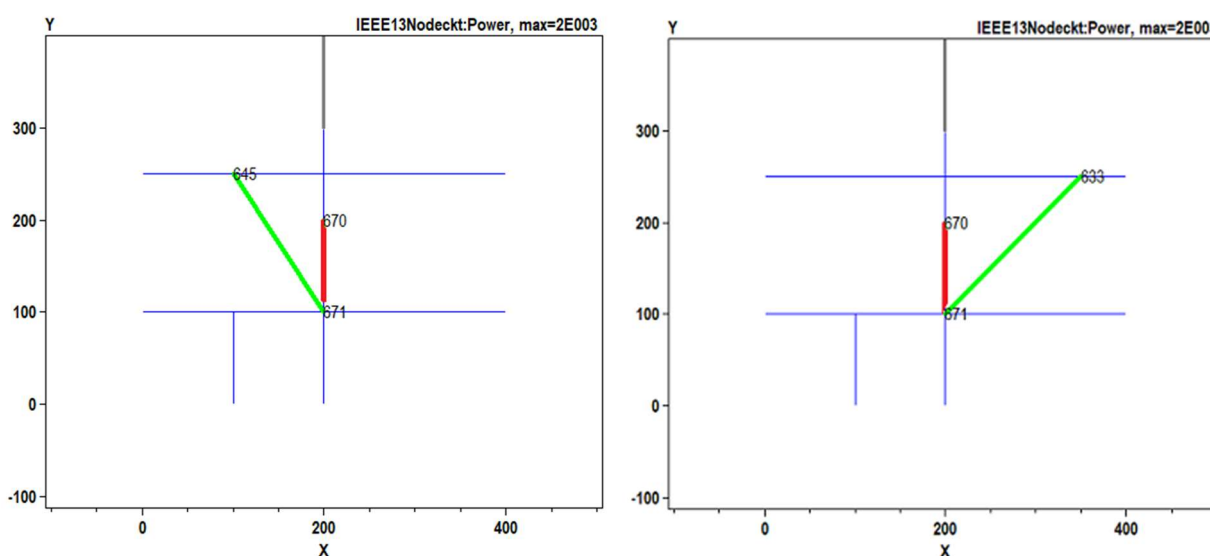
Fonte: autor.

Além do cenário base da rede IEEE 13 barras, no Gráfico 1 foi apresentado o caso em que há a desconexão da rede na barra 670, no qual é possível notar que 53,3% das cargas são atendidas com nível adequado de tensão e apenas 29,1% de potência das cargas permanece atendida. Ainda no Gráfico 1 foram apresentados dois cenários de reconfiguração avaliados para esta contingência específica. No cenário de reconfiguração 1, implementando a linha 645-671, no qual foi adicionado 54,9 metros(m) de rede, foi possível elevar a quantidade de cargas atendidas em nível adequado de tensão para 86,7%, sendo 73,9% da demanda de potência ativa do alimentador sendo fornecida.

Para o cenário de reconfiguração 2, com a linha 633-671, adicionando-se 82,6 metros de rede, foi possível elevar o quantitativo atendido com nível de tensão em estado adequado para 100%, sendo 100% da potência reestabelecida, se destacando em termos de efetividade com relação ao atendimento de tensão e potência, o cenário de segunda reconfiguração com relação ao primeiro, ficando abaixo apenas no critério de linha de reconfiguração, propondo uma extensão de 82,6 metros em comparação com o primeiro cenário de reconfiguração com 54,9 m, como descrito pelo Gráfico 1.

Adicionalmente, na Figura 4.1 são apresentadas as topologias da rede para cada caso ilustrado anteriormente, Gráfico 1, destacando os pontos de ocorrência de interrupção e reconfiguração proposta. Na figura 4.1 é possível identificar os trechos desenergizados em vermelho, bem como os trechos adicionais de reconfiguração em verde.

Figura 4.1 – Reconfigurações para contingência 670-671.



Fonte: Autor.

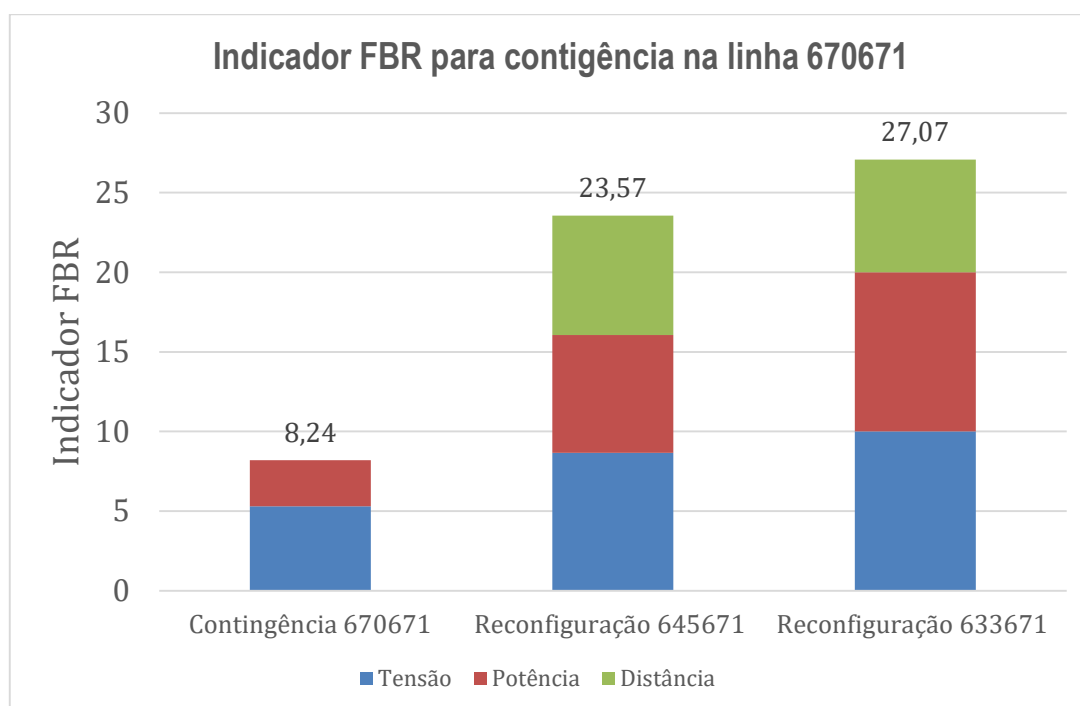
Nesse contexto em que se inserem as reconfigurações propostas pelo algoritmo, é fundamental garantir que todas as propostas de reconfigurações sejam analisadas de forma sistemática e objetiva, visando identificar qual é a melhor alternativa em termos de qualidade do fornecimento pelo custo de implementação da reconfiguração. Também além de classificar por meio do indicador FBR os cenários de reconfiguração, foi implementado o cálculo do indicador para os cenários contingência, antes das propostas de reconfiguração, de modo a evidenciar o impacto da reconfiguração após a aplicação da mitigação em termos do indicador. Desse



modo, foi calculado o indicador FBR para cada cenário de contingência e reconfiguração gerado, de forma a classificar os cenários propostos, e assim determinar a reconfiguração ótima para o cenário local de contingência. O cálculo do FBR leva em consideração três métricas que foram apresentadas anteriormente na seção 3.5, as quais são cruciais para a avaliação dos cenários.

No caso específico da contingência na linha 670-671 que foi apresentada no Gráfico 1, a métrica FBR para cada um dos cenários apresentados anteriormente está representado no Gráfico 2, sendo possível avaliar de forma clara e objetiva, o impacto na rede devido a ocorrência da interrupção, e os resultados alcançados com a implementação das reconfigurações, avaliando de maneira geral qual é a melhor alternativa em termos de qualidade de energia e custo de implementação para a rede.

Gráfico 2 – Indicador FBR para as reconfigurações proposta diante da contingência na linha 670-671.



Fonte: Autor.

No Gráfico 2, é relacionado o cálculo do indicador FBR para cada um dos cenários apresentados, de maneira gráfica explicitando o indicador pela sua composição das frações quantitativas de tensão, potência e extensão de rede. Também pela análise do Gráfico 1, fica evidente o afundamento de tensão e potência ocasionado pela interrupção na rede, gerando perda de parte do alimentador, e por

meio da aplicação do indicador FBR, executado para a contingência e as reconfigurações propostas, é possível quantificar de maneira geral o impacto de cada cenário, sendo exposto pelo Gráfico 2 tal relação.

Em ambas as propostas de reconfiguração obtiveram-se respostas positivas do indicador, atingindo patamares de potência e tensão superiores ao caso de contingência sem mitigação, contribuindo como propostas adequadas para atendimento do cenário.

Destaca-se que o indicador FBR é calculado para cada cenário proposto de forma automática pelo algoritmo, por meio do indicador é possível determinar uma reconfiguração ótima da rede assim como seu desempenho para cada cenário de contingência. Também a partir da reconfiguração ótima de cada cenário de contingência é possível classificar, por meio do indicador, o melhor cenário de reconfiguração global, ao realizar uma comparação com base nos demais valores. Devido ao grande quantitativo de cenários de reconfigurações gerados levando em consideração todos os casos de interrupção, foram condensados para a apresentação dos dois melhores casos por cenário de contingência com relação ao FBR, e a contingência analisada foi a que engloba o cenário de reconfiguração ótima global, classificada pelo indicador FBR.

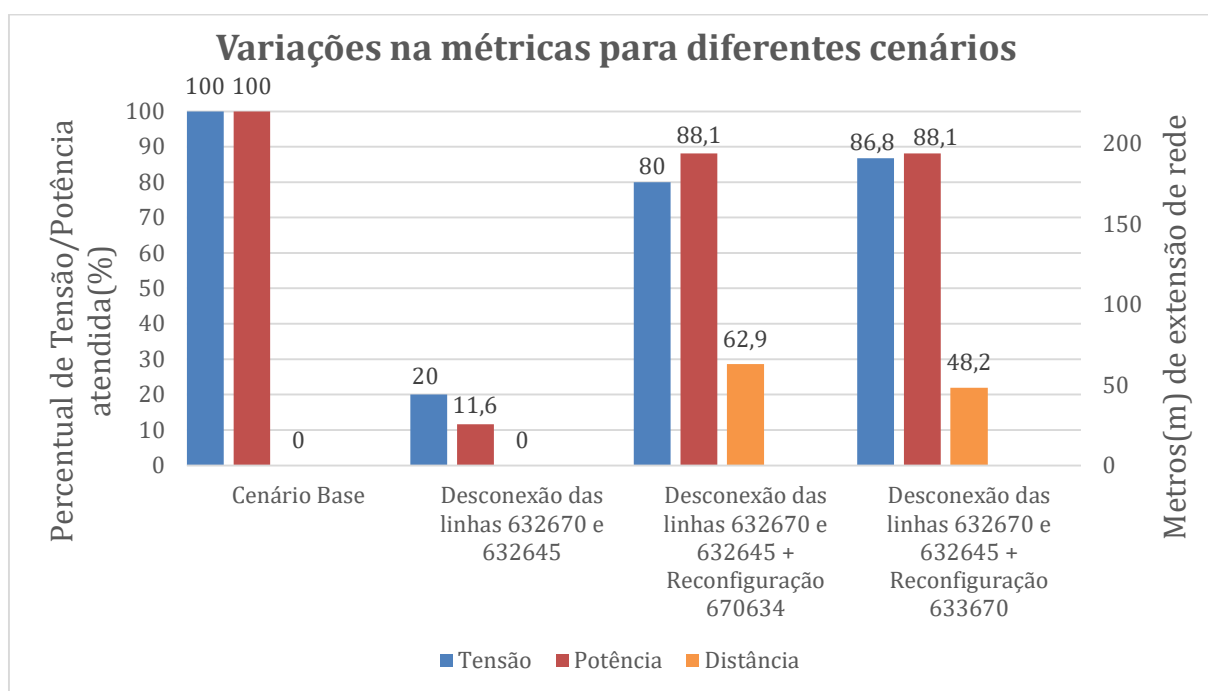
Para os cenários de única contingência na rede, a reconfiguração ótima foi a determinada pela linha 633-671, que se classificada como a melhor diante do cenário de interrupção local, e também definida como a melhor reconfiguração global para esse tipo de única contingência de rede, por meio da classificação do FBR. O seu respectivo desempenho está destacados no Gráfico 1, enfatizando a melhoria nos indicadores de potência e tensão comparado com o caso da interrupção, e também pelo Gráfico 2, obtendo-se o melhor desempenho mediante a aplicação do indicador FBR.

Agora implementando os cenários de dupla contingência simultânea para a rede, foram gerados 1162 cenários de reconfiguração dentre as interrupções, executados 1240 fluxos de potências para as 78 possíveis combinações de dupla interrupção simultânea ao longo do alimentador em questão. De maneira análoga ao caso apresentado de única interrupção, serão analisados os respectivos indicadores de potência, tensão e comprimento de rede para o cenário escolhido. De forma simplificar a análise dos dados, o caso analisado será a reconfiguração ótima do

sistema global, e conseqüentemente o cenário de contingência local, que pertence a proposta, assim como os cenários de reconfigurações propostos para o caso.

No Gráfico 3 são ilustrados o cenário base da rede de distribuição, o estado da rede diante da contingência nas linhas 632670 e 632645, e também apresentado o desempenho para 2 dos cenários de reconfiguração associados ao cenário de interrupção da rede.

Gráfico 3 - Contingências nas linhas 632-670 e 632-645.



Fonte: Autor.

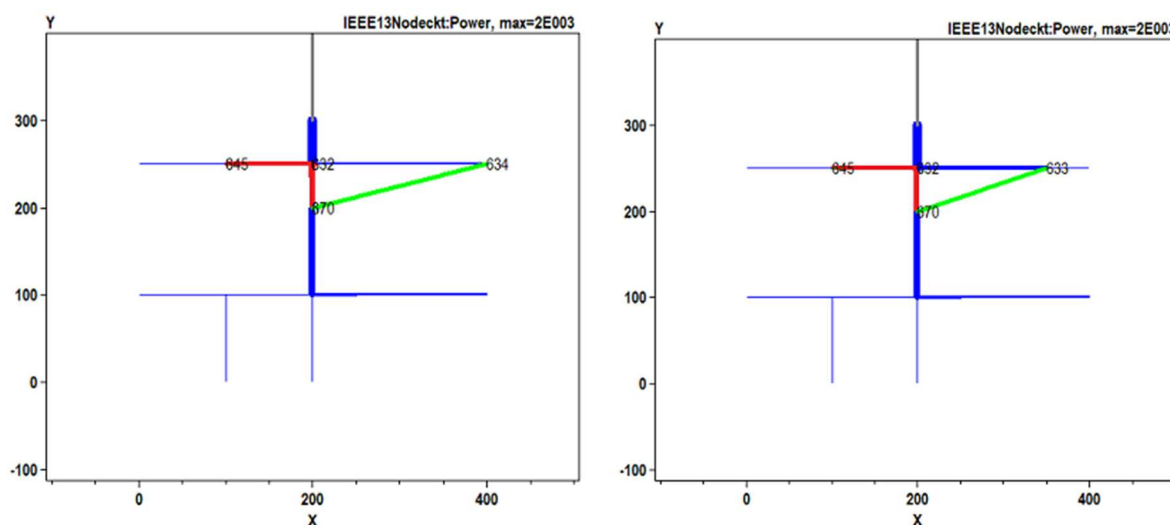
No Gráfico 3 está apresentado o caso da interrupção das linhas 632-670 e 632-645, em que a desconexão destes dois segmentos de rede acarretou em grandes perdas de cargas do alimentador, sendo atendido um percentual de 20% das cargas em nível adequado de tensão e atingindo um fornecimento de 11,6% da potência total do alimentador. Ainda pelo Gráfico 3, são apresentadas as propostas de reconfigurações para tal contingência, o primeiro cenário, sendo a linha 670-634, no qual foram adicionados 62,9 metros de rede, foi verificado o ganho significativo nos indicadores de tensão e potência para a rede, elevando o nível de tensão para 80% de atendimento adequado e fornecendo 88,1% da demanda de potência da rede.

Já no segundo cenário de reconfiguração, propondo a linha 633-670, foi adicionando 48,2 metros de rede, atingindo o mesmo nível de potência atendida que

o cenário anterior, de 88,1%, entretanto elevando o percentual de cargas atendidas em níveis adequados de tensão para 86,8%. De maneira geral, a operação das cargas diante de uma interrupção na rede, para o cenário estudado neste trabalho, pode variar em níveis tensão adequado ou precário devido ao impacto da perda do segmento de rede, e ainda assim permanecerem conectadas. Podendo a variação de poucas casas decimais mudar a classificação das cargas quanto ao nível de atendimento, entre precário e adequado, fator este ocasionado pela queda de tensão na linha. Com relação as cargas em nível crítico de tensão, são restritas apenas para aquelas desatendidas diretamente devido ao seccionamento do trecho.

Assim pelo Gráfico 3, a segunda reconfiguração propõe uma ramificação mais próxima da subestação e com menor extensão de rede, proporcionando um maior atendimento no quantitativo de cargas em nível adequado de tensão. Em equivalência o primeiro cenário de reconfiguração proposto, a linha 670-631, mantém a mesma potência atendida para a rede, porém com 6,8% das cargas operando em nível de tensão precária, devido a esse fato, tendo uma menor contribuição para o indicador de tensão. Para ambos os cenários de reconfiguração propostos, o atendimento dar-se para o mesmo barramento, sendo que para ambos os casos o mesmo quantitativo de cargas é atendido, variando-se apenas o ponto e a extensão da ramificação. A relação de ramificação e atendimentos dos pontos discutidos podem ser simplificados pela Figura 3.2, sendo em vermelho os trechos desenergizados devido a ocorrência das contingências e em verde cada proposta de reconfiguração.

Figura 3.2 – Reconfigurações para as contingências 632-670 e 632-645.

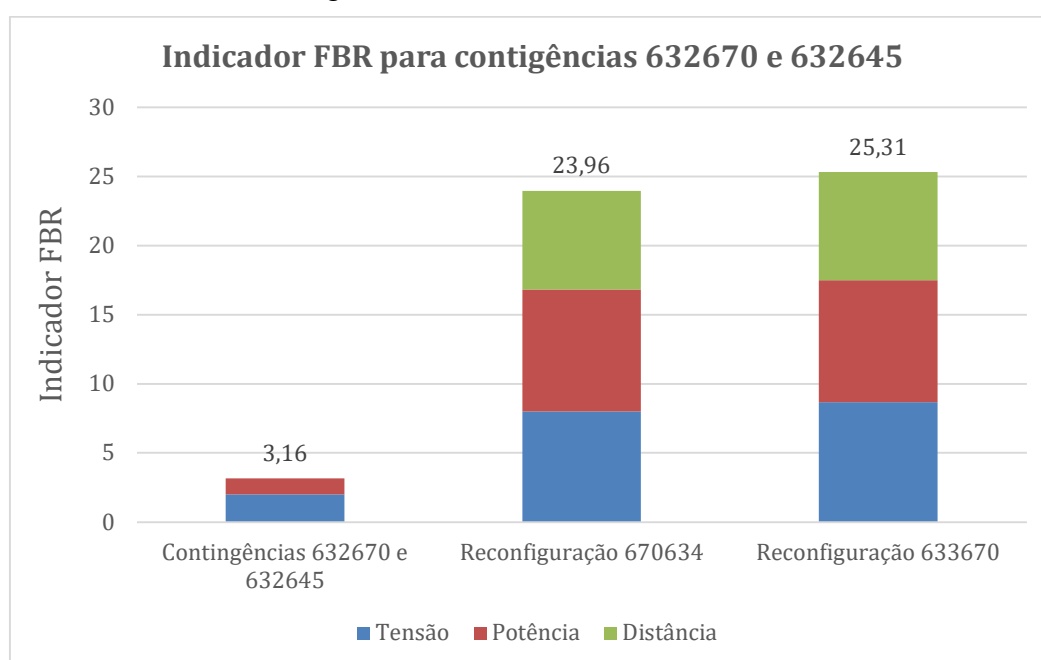


Fonte: Autor.

Com o escopo de assegurar uma análise abrangente de todos os cenários abordados no Gráfico 3, por meio de uma abordagem numérica, expressando-os em termos do indicador FBR, para os casos de ocorrência de dupla interrupção simultânea na rede, foi elaborado o Gráfico 4, que relaciona, a composição fracionada em gráfico de barras, do indicador aplicado por cenário.

Segue no Gráfico 4, a relação dos cenários de rede relacionados para as contingências 632-670 e 632-645, trabalhadas anteriormente pelo Gráfico 3.

Gráfico 4 - Aplicação do indicador FBR para as reconfigurações proposta diante da contingência na linha 632-645 e 632-645.



Fonte: Autor.

De uma maneira geral no Gráfico 4, relaciona os dois cenários de reconfiguração, discutidos anteriormente, assim como o cenário de dupla contingência na rede, de modo a classifica-los pelo indicador FBR, para avaliação de maneira quantitativa pelo critério da métrica. Em consonância com o Gráfico 3, o Gráfico 4 reafirma o impacto causado no alimentador pela aplicação da dupla interrupção da rede, ocasionado afundamento de tensão e potência da rede, e conseqüentemente afetando o indicador FBR do cenário, estabelecendo um valor de 3,16. Com a implementação de ambas as propostas de reconfiguração na rede, foi substancial a melhoria atingida, em que se obtiveram melhores indicadores de tensão e potência do

que no estágio de contingência da rede, mantendo como proposta efetivas no restabelecimento.

Em particular o indicador FBR, para o primeiro cenário de reconfiguração, a linha 670-634, foi de 23,96, em que devido aos percentuais de tensão e extensão de rede serem inferiores ao da segunda reconfiguração, acarretou em uma menor contribuição para o indicador. Ao contrário, a segunda proposta de reconfiguração, a linha 633-670, estabeleceu o melhor cenário de reconfiguração para a contingência analisada, atingindo a mesma potência atendida que no primeiro cenário, mas com maior índice de cargas atendidas em níveis adequados de tensão, além de menor extensão de rede para implementação da reconfiguração, esses dois fatores influenciando no incremento do indicador para o caso, atingindo 25,31.

De maneira a sintetizar a apresentação dos resultados, tendo em vista que para os casos de dupla contingência na rede, foram gerados 1162 cenários de reconfigurações possíveis, foi escolhido para apresentação, o cenário de reconfiguração ótima global, ou seja, o que possui o maior indicador FBR dentre todas as reconfigurações geradas. Desse modo, foi analisado a contingência que leva a estabelecer a reconfiguração ótima global, assim como a segunda reconfiguração com maior indicador FBR para a contingência em questão. Assim de forma a evidenciar o melhor cenário local de reconfiguração diante da contingência tratada, pela análise do Gráfico 4, é a proposta 633-670, classificando-se como a reconfiguração ótima da rede para esse cenário de interrupção.

#### **4.2 Resultados obtidos na Rede IEEE 34 barras**

Por última análise será feita com base na rede modelo do IEEE 34 barras, seguindo os mesmos procedimentos de validação citados na seção 4.1. Para a primeira etapa de simulação, foram obtidos os respectivos valores iniciais do alimentador sendo registrado os valores de potência e quantitativo de cargas em operação nominal. Os resultados de reconfiguração de rede são fundamentados nesses dois critérios, e também no quesito de extensão de rede proposta. Para a demanda inicial da rede adotada segue na Tabela 5 os dados do alimentador.

Tabela 5 - Configuração Inicial da Rede 34 barras.

	<b>Quantitativo</b>	<b>Percentual de cargas atendidas em nível de tensão adequada (%)</b>	<b>Potência demandada do alimentador (kW)</b>
<b>Cargas</b>	68	100	1768

Fonte: Autor.

Pela Tabela 5, para o estado inicial da rede todas as 68 cargas estão atendidas com níveis de tensões adequados e mantendo uma potência ativa de 1768 kW, sendo esse o caso base fornecendo subsídio para as seguintes simulações de contingências e reconfigurações com esse modelo.

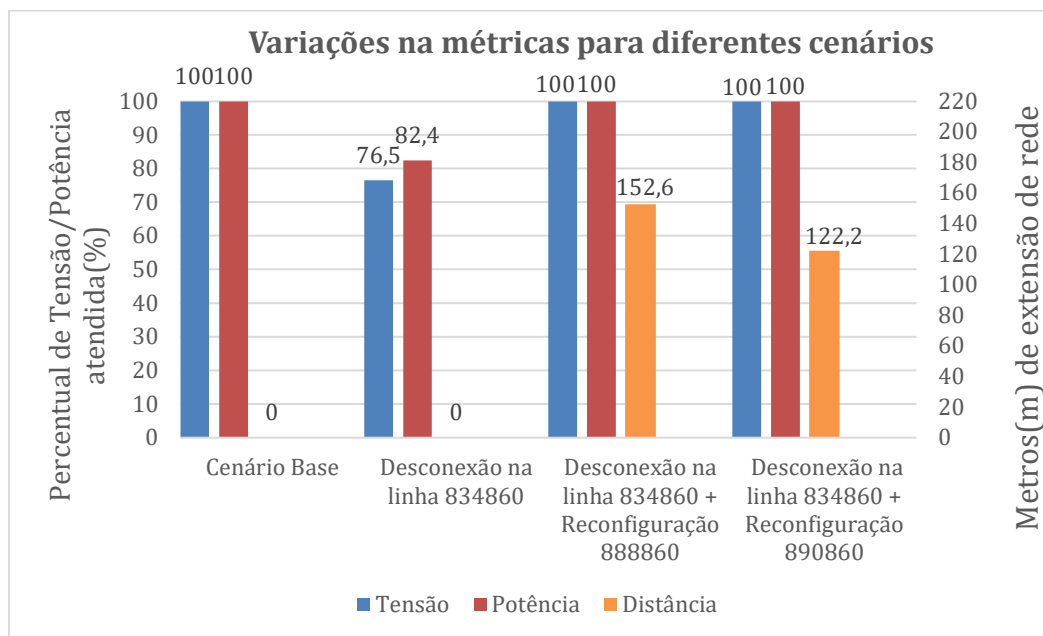
Assim como na seção 4.1, para esse caso base foram adotados cenários de única e de dupla ocorrência de contingência na rede de forma a avaliar os respectivos impactos nos indicadores de qualidade da rede, concisos no indicador FBR. Em particular, tratando dos casos de única contingência simultânea na rede, existem 34 cenários possíveis de perda de conexão, enquanto para dupla ocorrência existem 528 cenários possíveis de dupla contingência em duas barras simultaneamente.

Nos casos de ocorrência de única contingência na rede, foram gerados 49 cenários de reconfiguração de rede possíveis, e sendo executado por parte do algoritmo 83 fluxos de cargas para os seus respectivos 34 pontos de única interrupção ao longo do alimentador. Para esse cenário foi gerado um número menor no quantitativo de reconfigurações quando comparado com o IEEE 13 barras, isso ocorreu devido a sua maior extensão entre os barramentos, sendo limitada muitos dos possíveis cenários filtrados devido ao critério de distância máxima estabelecida no algoritmo de 220,68 m.

Para exposição dos resultados assim como no tópico 4.1, para os casos de única e dupla contingência, foi escolhido o melhor cenário de reconfiguração global, e com base nesse caso, analisar a contingência que leva tal ocorrência, assim como a segunda melhor reconfiguração local para tal cenário. Também de modo a classificar cada cenário de contingência e reconfiguração, foi aplicado o FBR, de modo a classificar quantitativamente cada cenário. Para representação em amostra dos resultados, segue no Gráfico 5, o cenário de ocorrência de contingência na linha 834-860, com a relação do estado inicial da rede, o afundamento dos indicadores de

tensão e potência durante a ocorrência da contingência, e dois dos cenários de reconfiguração relacionados a contingencia ocorrida.

Gráfico 5 - Contingência na linha 834-860.



Fonte: Autor.

Pelo Gráfico 5 foi apresentado os cenários de contingência na linha 834-860, em que a perda do barramento 834 ocasionou uma queda no percentual de tensão para 76,5%, sendo atendida uma potência 82,4% após a ocorrência da interrupção da rede. Em particular, para o trecho desconectado, estão concentrados um total de 16 cargas representando um quantitativo expressivo do alimentador, representando aproximadamente 23,5% do percentual de cargas da rede, de modo que, após a interrupção todas as cargas não desconectadas estão operando em níveis adequados de tensão, como pode ser aferido pelo Gráfico 5.

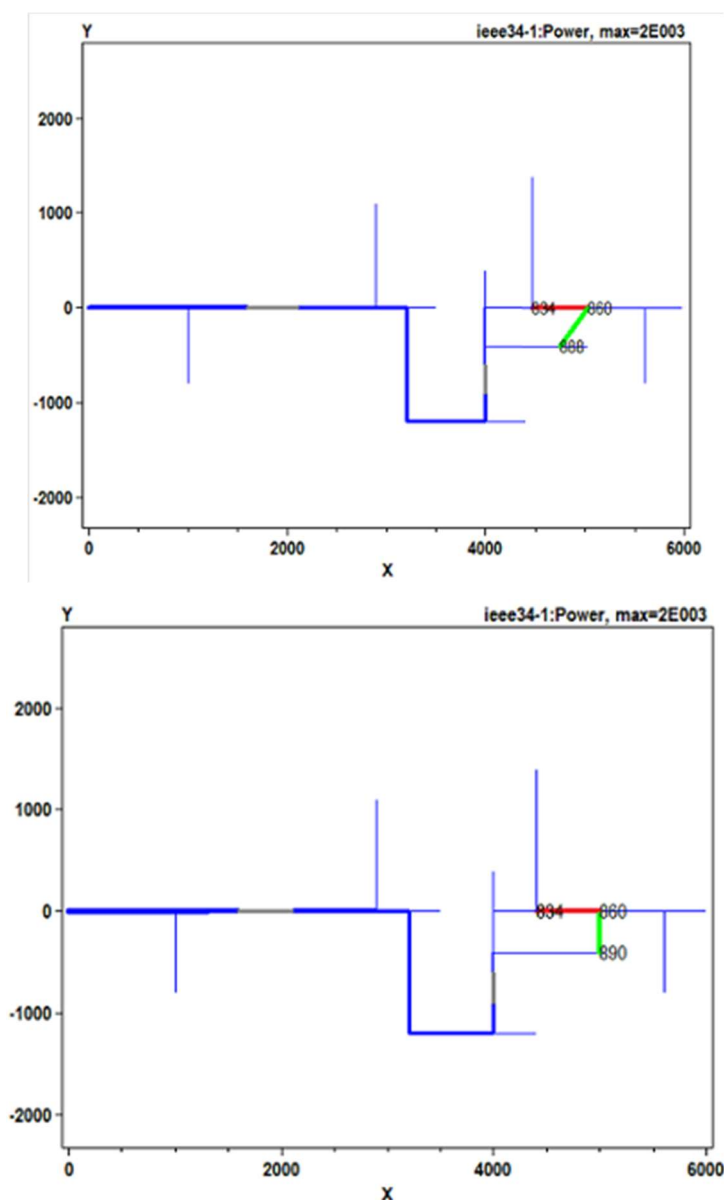
Para a primeira proposta de reconfiguração, com a adição da linha 888-860, no qual possui extensão de 152,6 metros de rede, o percentual de potência e tensão foram significativamente melhorados atingindo 100% de cargas atendidas em nível adequado de tensão, e 100% da demanda de potência do alimentador suprida. De forma semelhante ao primeiro cenário, a segunda proposta de reconfiguração, com a linha 890-860, também estabelece igualitários indicadores de tensão e potência, estabelecendo ambos em 100%. A distinção entre os dois cenários propostos reside na extensão proposta pela reconfiguração da rede elétrica, em que para a



reconfiguração da linha 888-860, foi implementada por meio de uma linha de 152,6 metros de comprimento, e no segundo cenário a reconfiguração com a linha 890-860, propôs uma extensão de 122,2 m.

Essas diferenças nas extensões de rede são significativas para o indicador FBR aplicado no cenário, de modo que, quanto maior for a linha proposta, menor será o incremento ao indicador, assim como discutido na seção 3.5. De modo ilustrativo, na Figura 4.3 é destacado em vermelho a interrupção ocorrida na linha 888-860, e em verde os cenários de reconfiguração discutidos anteriormente nessa seção, o primeiro referente a linha 888-860 e o segundo com relação a linha 890-860.

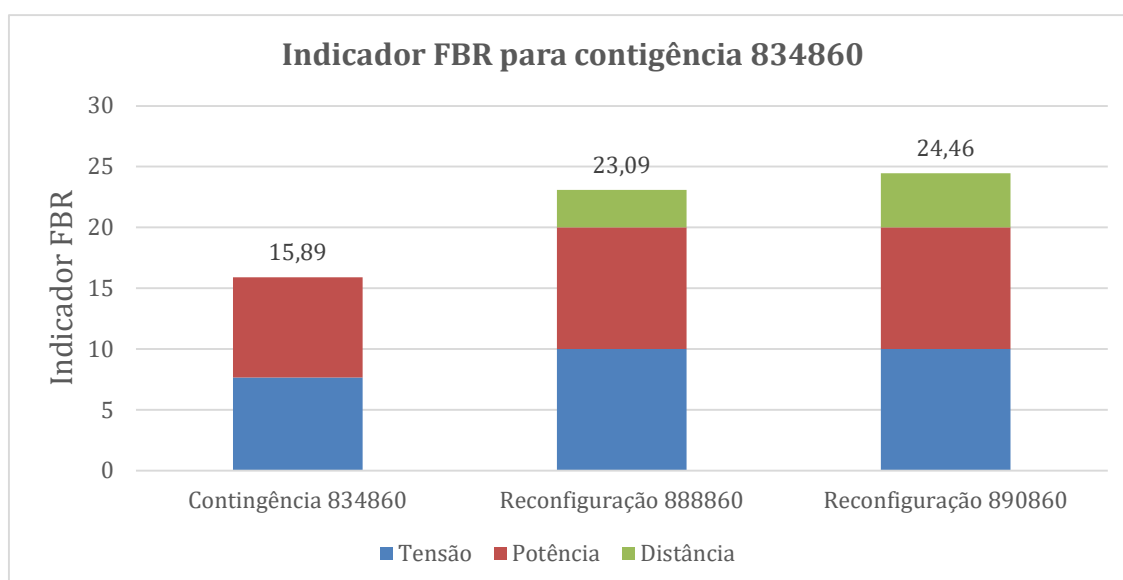
Figura 4.3 – Reconfigurações para contingência 834-860.



Fonte: Autor.

Para classificar quanto a efetividade das propostas de reconfiguração, diante deste caso de contingência, foi aplicado o indicador FBR em cada um dos cenários considerados anteriormente no Gráfico 5. Pelo Gráfico 6, é apresentada a classificação entre os cenários de reconfiguração e o caso de interrupção da rede desprovido de reconfiguração, por meio do indicador FBR. Em que é denotado, por meio de barras gráficas, a composição do indicador, relacionando as métricas de tensão, potência e extensão de rede, que incrementam a métrica.

Gráfico 6 - Aplicação do indicador FBR para as reconfigurações proposta diante da contingência na linha 834-860.



Fonte: Autor.

Pelo levantamento trazido no Gráfico 6, complementado pelo Gráfico 5, ambos os casos de reconfiguração possuem patamares de tensão e potência iguais, pois atendem ao barramento desconectado com partes ativas do alimentador, suprindo plenamente a demanda de potência, e atendendo todas as cargas em tensão adequada. Uma vez que isso ocorra a variação no FBR será a mesma para os critérios de tensão e potência em ambos os cenários, sendo decisivo para escolha da reconfiguração ótima, o critério de tamanho de linha de reconfiguração.

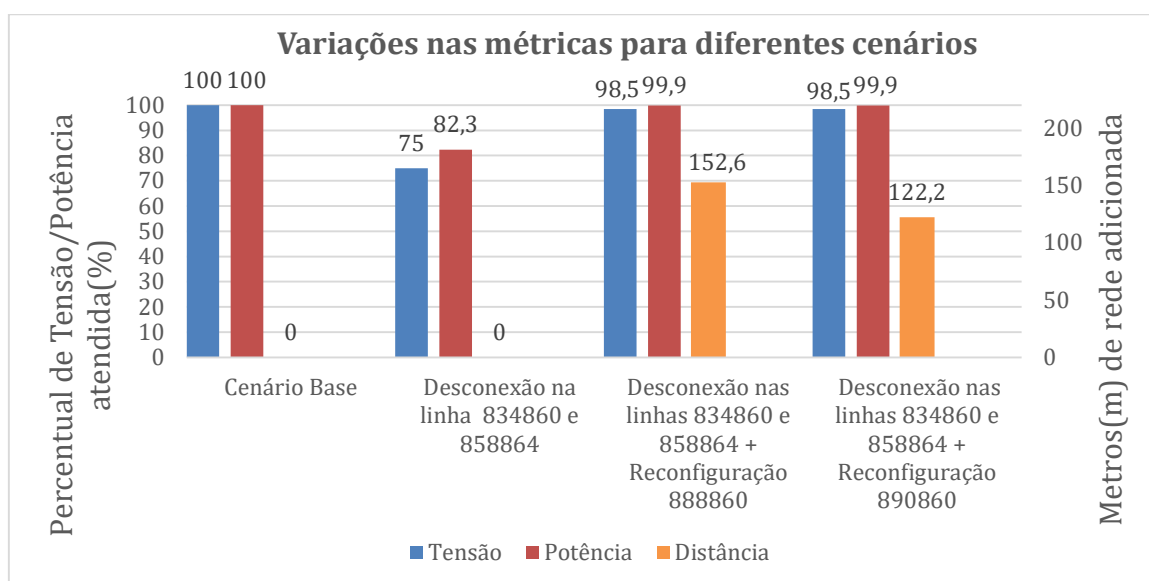
Ao considerar a métrica FBR no Gráfico 6, é perceptível a melhoria do indicador de qualidade de energia para a rede com a adoção das reconfigurações, elevando o valor da métrica com o restabelecimento associado. Os cenários de reconfiguração abordados apresentaram diferentes variações no FBR, sendo que somente o critério

de extensão de rede foi responsável por essas variações. Quanto menor a extensão de rede, maior foi o incremento no indicador. Dessa forma, foi possível observar que a linha 890-860 apresentou uma extensão reduzida de 30,4 m, em comparação ao outro cenário de reconfiguração, resultando em um maior incremento no FBR. Por essa razão e pelo total atendimento de tensão e potência do alimentador, essa é a reconfiguração ótima da rede para o cenário de interrupção tratado.

Serão avaliados os resultados obtidos pelo algoritmo para os cenários de dupla contingência na rede IEEE 34 barras, assim como feito para a rede IEEE 13 barras. Partindo de que existe um quantitativo de 528 cenários de dupla interrupção simultânea, foram gerados pelo algoritmo 2144 possíveis cenários de reconfiguração, sendo executados 2672 fluxos de potências, de uma maneira geral. Para uma melhor avaliação dos resultados será adotado como objeto de estudo o melhor cenário global de reconfiguração, definido pelo FBR, avaliando as contingências que levam a tal cenário, e o desempenho em comparação a outro cenário de reconfiguração com a mesma interrupção de rede.

Ilustrado no Gráfico 7 são representados o cenário inicial da rede base adotada, o cenário de desconexão dos dois segmentos, as linhas 834-860 e 858-864, e dois dos cenários de reconfiguração gerados para essa contingência, todos sendo compostos pelos índices de tensão e potência, e aplicado as reconfigurações o critério de extensão de rede.

Gráfico 7 - Contingências nas linhas 834-860 e 858-864.



Fonte: Autor.

Pelo Gráfico 7, é notório o impacto na rede distribuição devido a contingência nas linhas 834-860 e 858-864, sendo rebaixado o indicador de tensão para 75% e atendendo a uma potência de 82,3%. Estudo desta contingência, é semelhante ao tratado no caso de única interrupção do modelo IEEE 34 barras, exposto pelo Gráfico 5, e tendo como diferença o incremento de mais um ponto de interrupção na rede, o barramento 864, sendo ao total desconectadas 17 cargas do alimentador.

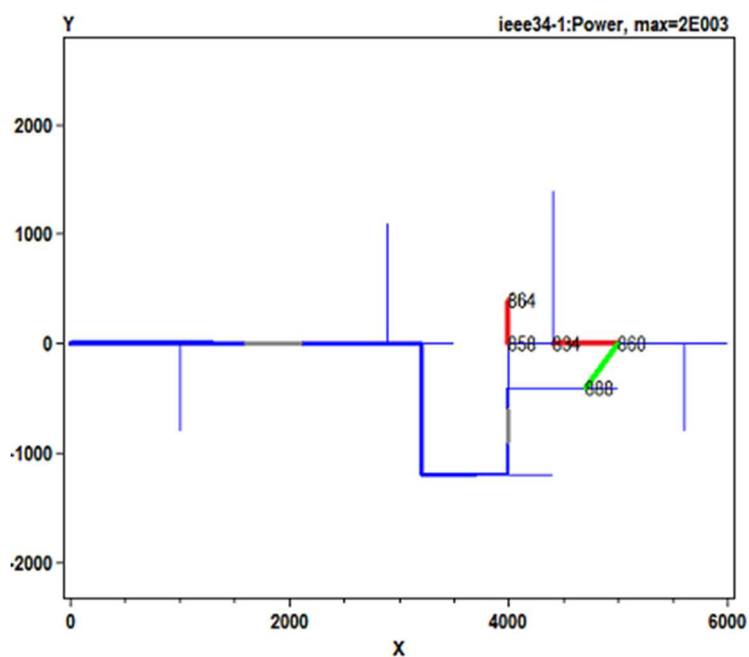
O incremento para o caso de dupla contingência com relação ao caso de única interrupção da rede, foi a desconexão do barramento 864, contendo um carga conectada, que possui uma potência ativa de 1kW, em que comparada pela Tabela 5, indica um percentual de 0,057% da potência total do alimentador, e que devido a processos de aproximação do algoritmo, o resultado é interpretado como 0,1%. Em termos de quantitativos de cargas, a carga localizada na barra 864, por ser unitária, representa um percentual aproximado de 1,5% dentre as cargas do alimentador, de acordo com a Tabela 5.

Assim tendo em vista a composição da desconexão tratada e considerando o Gráfico 7, estão expostos dois cenários de reconfiguração propostos para as contingências em questão, relacionando cada cenário com os indicadores de tensão e potência, além da extensão de rede gerada pelas reconfigurações. O primeiro cenário é a proposta de conexão entre com a linha 888-860, em que com a implementação eleva o indicador de tensão para 98,5% e estabelece a potência em 99,9%, propondo uma extensão de rede 152,6 m. O segundo cenários de reconfiguração proposta visa na criação da linha 890-860 com extensão de 122,2 m, mantendo também o indicador de tensão em 98,5% e 99,9% para potência, mantendo indicadores iguais ao da primeira proposta de reconfiguração, e no quesito de comprimento de rede, mantendo vantagem, pois apresenta uma menor extensão necessária.

De modo geral, em situações de dupla contingência, o algoritmo dará prioridade ao restabelecimento do maior número possível de cargas. Isso ocorre porque o algoritmo deve selecionar apenas uma reconfiguração para o restabelecimento em resposta à contingência. Especificamente para as contingências analisadas, propõe-se priorizar a restabelecimento da barra 860, que possui 16 cargas conectadas em seus terminais. Embora ambas as propostas de reconfiguração sejam eficazes para o restabelecimento do alimentador, nenhuma delas atende completamente ao alimentador, já que a barra 864 permanece desconectada.

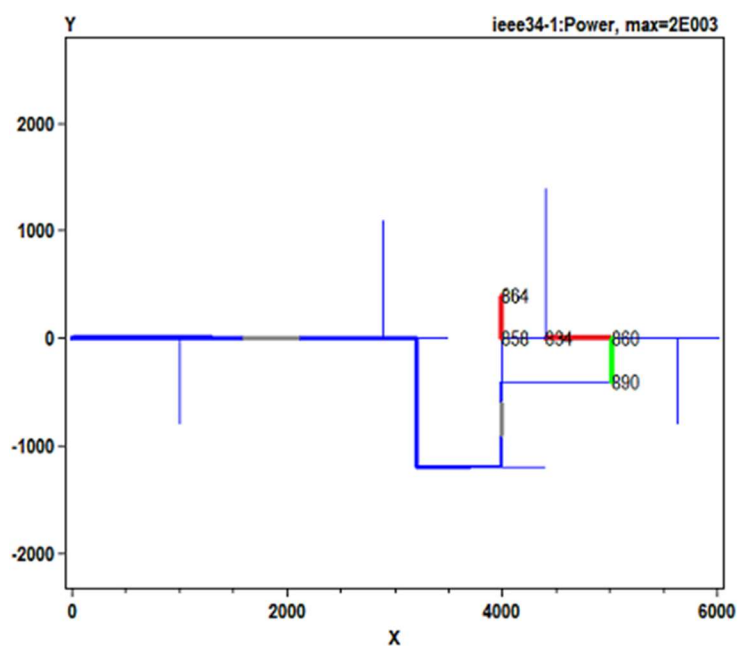
A representação da topologia de rede ilustrando os pontos de desconexão em vermelho e os pontos de reconfiguração em verde, segue na Figura 4.4 referente a proposta 888-860, e na Figura 4.5 para a linha 890-860, ambas para o mesmo cenário de contingência nas linhas 834-860 e 858-864.

Figura 4.4 – Reconfiguração da linha 888-860.



Fonte: Autor.

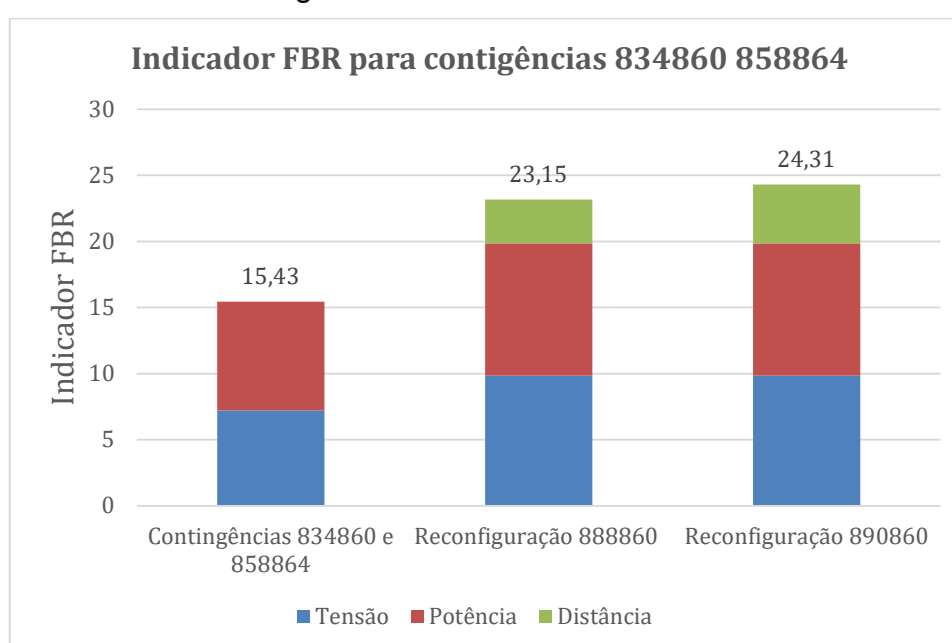
Figura 4.5 - Reconfiguração da linha 890-860.



Fonte: Autor.

Com o objetivo de garantir uma análise classificatória dos cenários de reconfiguração e interrupção do alimentador, para o caso tratado de dupla interrupção simultânea na rede IEEE 34 barras, e de forma indicar a reconfiguração ótima da rede, os cenários foram submetidos ao indicador FBR, que classifica de acordo com a qualidade do atendimento e a extensão da reconfiguração proposta. No Gráfico 8, apresenta a relação dos cenários de reconfiguração e contingência, mediante a composição do FBR.

Gráfico 8 - Aplicação do indicador FBR para as reconfigurações propostas diante das contingências nas linhas 834-860 e 858-864.



Fonte: Autor.

Para o cenário de interrupção de rede gerado nas linhas 834-860 e 858-864, tendo por base o Gráfico 7, é indiscutível o impacto gerado na tensão e na potência da rede devido a ocorrência de tal contingência. Esse resultado é também ratificado pelo Gráfico 8, que condensa ambos os critérios por meio do FBR, ilustrando em gráfico de barras a composição do indicador, em que quando comparado com os cenários de restabelecimento, é notável o afundamento do indicador para o caso da contingência abordada. Também pelo Gráfico 8, é classificados os cenários de reconfiguração e o cenário de contingência em termos do indicador FBR, de modo a avaliar, de forma classificatória, o impacto em cada um dos casos e atribuir o cenário ótimo de restabelecimento da rede.

De uma maneira geral, em termos de atendimento de cargas e suprimento de potência, pelo Gráfico 7 e Gráfico 8, os cenários de reconfiguração propostos são efetivos no restabelecimento do alimentador, atingindo os mesmos critérios de tensão e potência, como discutidos anteriormente. Por fim, estes cenários de reconfiguração possuem variações apenas no quesito de extensão de rede, e devido a esse fato possuem distintos pesos atribuídos pelo FBR. De maneira particular, a reconfiguração proposta pela linha 890-860, estabelece uma menor extensão de rede para implementação, e conseqüentemente contendo um maior incremento na métrica do FBR, mantendo vantagem com relação ao primeiro caso, proposto pela linha 888-860, que possuem um maior comprimento equivalente e menor indicador geral. Desse modo, pelo Gráfico 8, a reconfiguração 890-860 recebe o destaque com relação aos demais cenários gerados para a contingência local, e estabelecido pela classificação do FBR, como a proposta de reconfiguração ótima da rede para o caso de interrupção analisada.

#### **4.3 Desfecho dos Resultados**

Após a realização das simulações para os dois modelos de rede adotados, foi possível observar que os resultados obtidos foram considerados satisfatórios de maneira geral. As propostas de reconfiguração apresentadas mostraram-se eficazes tanto para as situações de contingência única quanto para as de dupla contingência na rede. Foram verificadas melhorias significativas na quantidade de cargas atendidas em nível adequado de tensão e no percentual de potência atendido em todas as alternativas de reconfiguração apresentadas. Dessa forma os resultados obtidos sugerem que as propostas de reconfiguração foram capazes de atender aos objetivos estabelecidos e de promover uma melhoria significativa no desempenho dos sistemas diante de cenários múltiplos de interrupção. Esses resultados são importantes para a confiabilidade do sistema elétrico, uma vez que a quantidade de cargas atendidas está diretamente relacionada a continuidade do alimentador, assim como a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

## 5 CONCLUSÕES

A partir dos resultados apresentados, pode-se concluir que o objetivo principal deste trabalho foi alcançado com êxito, assim como os respectivos objetivos específicos que contribuíram para construção do trabalho. Foi desenvolvido um algoritmo capaz de analisar múltiplos cenários de contingências de redes de distribuição e, com base em métricas de qualidade do fornecimento elétrico, propor uma série de possíveis cenários de reconfigurações que atendem ao maior quantitativo de cargas possíveis, além de indicar a reconfiguração ótima do sistema, destacando os melhores cenários gerados, de forma a contornar a interrupção, e sendo realizado todo esse processo de forma automática pelo algoritmo.

Considerando a quantidade excessiva de múltiplos cenários de contingência destacados na seção 4 e o tamanho de alimentadores reais, a análise do planejamento de reconfigurações torna-se praticamente inviável a ser executado de forma manual. Dessa forma, a metodologia proposta neste trabalho implementa todo o procedimento de análise de contingência e classificação das reconfigurações de maneira automática, reduzindo consideravelmente o tempo do estudo do planejamento, uma vez que não é necessária a análise de alternativas de reconfiguração manualmente. Esse método fornece base para construção de um algoritmo que pode ser implementado por uma concessionária de energia no processo de planejamento do sistema de distribuição visando analisar as possibilidades de contingências, e determinar quais cenários levam a reconfiguração ótima na rede em cada caso, sendo incrementado com as propostas de trabalhos futuros, possuindo robustez para implementação.

Por fim, vale a pena destacar alguns pontos que podem ser aperfeiçoados no trabalho e que serão sugeridos como trabalhos futuros para a continuação desta linha de pesquisa, como por exemplo agregar a implementação de análise de contingências bifásicas e monofásicas na rede de forma a processar os três tipos de contingências simultaneamente, gerando uma gama maior de resultados de interrupção, e em cima de tais resultados propor a reconfiguração ótima da rede e/ou fazer o desligamento dos restantes das fases a depender do impacto nos indicadores. Isso poderia ser feito na implementação de um filtro no algoritmo que visa se o ponto a ser atendido é do tipo monofásico, bifásico ou trifásico, cabendo a ele a leitura e ramificação adequada para o tipo de carga ser atendido.



Outro ponto que pode trazer melhoria para o trabalho é a inclusão na rede de distribuição de fontes de geração distribuída, de forma a implementar o fluxo de potência bidirecional, de modo que com tal inserção possa ser analisado o estudo das perdas no sistema e qual o impacto nas propostas de reconfiguração diante de tais interrupções na rede, uma vez que a fonte de geração distribuída pode auxiliar na melhoria dos indicadores de tensão e potência destacados nesse trabalho.

Outro ponto de aprimoração é por meio da incorporação de um estudo que visa determinar a alocação ótima de bancos de capacitores e reguladores de tensão. Esse estudo sendo realizado para analisar os efeitos desses dispositivos em um cenário de interrupção de rede, buscando melhorar os critérios de tensão e potência do alimentador. Em outras palavras, o objetivo é encontrar a localização ideal para os bancos de capacitores e reguladores de tensão, de modo a otimizar o desempenho do sistema elétrico em termos de estabilidade de tensão e eficiência de fornecimento de energia diante de cenários de interrupção de rede.

Uma maneira de aprimorar o critério de extensão de rede do indicador FBR é adicionar a análise financeira da reconfiguração. Isso significa considerar o custo real da implementação da proposta de reconfiguração, que pode variar de acordo com o trecho específico em que está sendo implementada. Essa consideração levaria em conta fatores como as condições de instalação, o projeto de expansão, a topologia da área em que a implementação ocorrerá, o tempo de trabalho necessário, homem/hora e a respectiva extensão de rede realizada. Esses diversos aspectos seriam formulados de maneira abrangente, com uma fórmula que permitisse aos engenheiros de planejamento incorporar todos esses elementos no critério de extensão da rede da proposta de reconfiguração.

Outra aprimoração do indicador FBR, está na incorporação de perfis de consumo das cargas, tratando diversos tipos de consumidores e atribuindo pesos distintos a cada um deles, de forma a classificar com relação aos critérios de importância estratégica: consumidores que desempenham um papel crítico na sociedade, como hospitais, serviços de emergência, instalações de segurança pública. Consumo de energia: consumidores que têm uma demanda de energia significativa podem ser priorizados, pois a interrupção do fornecimento pode ter um impacto econômico mais severo em suas operações. Incorporando os pesos desses incrementos junto ao indicador de potência do FBR.

## REFERÊNCIAS

- ANEEL. Regulação dos Serviços de Distribuição. **Aneel**, 2015. Disponível em: [https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/regulacao-da-distribuicao/-/asset\\_publisher/nHNpDfkNeRpN/content/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao/656827?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fantigo.aneel.gov.br%2Fweb%2Fguest%2Fregulacao-da-distribuicao](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/regulacao-da-distribuicao/-/asset_publisher/nHNpDfkNeRpN/content/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao/656827?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fantigo.aneel.gov.br%2Fweb%2Fguest%2Fregulacao-da-distribuicao). Acesso em: 14 Fevereiro 2023.
- ANEEL. Relatório de Perdas de Energia. **ANEEL**, 2021. ISSN ANEEL. Disponível em: [https://antigo.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia\\_+Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2021.pdf/143904c4-3e1d-a4d6-c6f0-94af77bac02a#:~:text=As%20perdas%20t%C3%A9cnicas%20e%20n%C3%A3o,Homologat%C3%B3rias%20\(REHs\)%20da%20ANEEL](https://antigo.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia_+Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2021.pdf/143904c4-3e1d-a4d6-c6f0-94af77bac02a#:~:text=As%20perdas%20t%C3%A9cnicas%20e%20n%C3%A3o,Homologat%C3%B3rias%20(REHs)%20da%20ANEEL). Acesso em: 14 Fevereiro 2023.
- ANEEL. Regras e Procedimentos de Distribuição (Prodist). **ANEEL**, 2022. ISSN PRODIST. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956\\_2\\_7.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf). Acesso em: 17 Março 2023.
- AVELAR, Fábio da Silva *et al.* Gestão, Tecnologia e Inovação Revista eletrônica dos Cursos de Engenharia. **Utilização de Redes Neurais Artificiais para Recuperação de Falhas**, Curitiba, v. 1, n. 1, p. 10, Maio - Agosto 2018.
- AVELAR, Fábio da Silva *et al.* Utilização de Redes Neurais Artificiais para Recuperação de Falhas. **Gestão, Tecnologia e Inovação Revista eletrônica dos Cursos de Engenharia**, Curitiba, v. 1, n. 1, p. 10, Maio - Agosto 2018.
- BACIN, Pedro de Oliveira. **RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM REGIME NORMAL DE OPERAÇÃO UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS**. UFSM. Santa Maria, p. 89. 2019.
- BIÂNGULO, Lorrane Stephanie da Silva. **Avaliação Computacional da presença de curtos-circuitos na rede elétrica usando o software OpenDSS**. UNB. Brasília, p. 69. 2017.
- BICHELS, Arlei. **Sistemas Elétricos de Potência: Métodos de Análise e Solução**. Tradução de Rogério Costa. 1. ed. Curitiba: EDUTFPR, v. 1, 2018.
- CANALSOLAR. O que é geração distribuída de energia elétrica? **CanalSolar**, 2021. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/o-que-e-geracao-distribuida-de-energia-eletrica/>. Acesso em: 17 Março 2023.
- CASSOLE, Luiz Carlos; VARGAS, Francisco Javier Triveño. Religador self-healing. **Científica Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento**, p. 73-86, Dezembro 2020.
- CHENG, C. S. ; SHIRMOHAMMADI, D.. **A three-phase power flow method for realtime distribution system analysis**. 2. ed. [S.l.]: IEEE Trans on Power Systems, v. 10, 1995.

DILL, Gustavo Kaefer. YouTube. **Fluxo de potência em redes de distribuição - Parte I**, 2020. Disponível em:

<https://www.youtube.com/watch?v=2DE472CY0HA&t=552s>. Acesso em: 18 Fevereiro 2023.

EATON. **EATON Power Business Worldwide**, 2023. Disponível em:

<https://www.eaton.com/br/pt-br/products/utility-grid-solutions/cyme-power-engineering-solutions/electric-distribution-system-planning-fundamentals.html>. Acesso em: 15 Março 2023.

EPRI. **The Open Distribution System Simulator (OPENDSS)**. Electric Power Research Institute. [S.l.], p. 184. 2016. (EPRI).

FREITAS, Caio Augusto Fonseca de. **Software Baseado em MATLAB® para Cálculo e Análise Tridimensional de Campos Elétricos e Magnéticos em Linhas de Transmissão**. UFPB. João Pessoa. 2017.

FREITAS, Paulo Ricardo Radatz de. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 189. 2015. (USP).

GOMES, Flávio Vanderson. **RECONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO CONTÍNUA E HEURÍSTICA PARA MINIMIZAÇÃO DE CUSTOS**. UFJF. Rio de Janeiro, p. 184. 2005.

IEEE. IEEE PES Test Feeder, 1992. Disponível em: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 06 Março 2023.

IEEE. IEEE PES Test Feeder, 2010. Disponível em: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 06 Março 2023.

IEEE. IEEE PES Test Feeder, 2014. Disponível em: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 06 Março 2023.

JESUS, Leonardo Helinski de ; CARVALHO, Breno Elias Bretas de. ESTUDO DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A TENSÃO DE FORNECIMENTO. **Revista Vinci - Periódico Científico do SATC**, 27 Maio 2020. 207-236.

JUNIOR, SELDO PLETSCHE. **ANÁLISE DO ILHAMENTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA POR MEIO DA RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO PARA MELHORIA DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE**. UNISINOS. São Leopoldo, p. 86. 2019. (UNISINOS).

LEÃO, Ruth. **GTD – Geração, Transmissão e Distribuição**. Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, p. 38. 2009. (UFC).

LIMA, PAULO RAIMUNDO GOMES DE. **DETECÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA REVERSO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO EM UM SISTEMA TESTE DO IEEE E UM SISTEMA REAL DA CIDADE DE FORMIGA – MINAS GERAIS**. IFMG. Formiga, p. 133. 2021. (IFMG).

LIRA, G. N.. **ALGORITMO DE RECONFIGURAÇÃO ÓTIMA DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA VISANDO A MINIMIZAÇÃO DE PERDAS**. UFPA. CURITIBA, p. 39. 2011.

LOPEZ, Ricardo Aldabó. **QUALIDADE NA ENERGIA ELÉTRICA: Efeitos dos distúrbios, diagnósticos e soluções**. 2. ed. São Paulo: Artliber Editora Ltda, v. 1, 2013.

MARTINS, Caio César Costa. **Fluxo de Carga em Redes de Distribuição Operando em Emergência**. Universidade Federal do Maranhão. São Luiz, p. 88. 2018. (UFMA).

MARTINS, Caio César Costa. **FLUXO DE CARGA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO OPERANDO EM EMERGÊNCIA**. Universidade Federal do Maranhão. Maranhão, p. 88. 2018. (UFMA).

MELLO, Ana Paula Carboni de. **RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO MULTIVARIÁVEIS E GERAÇÃO CONSIDERANDO MULTIVARIÁVEIS E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA. SANTA MARIA, p. 141. 2014. (UFSM).

MONTICELLI, Alcir ; GARCIA, Ariovaldo. **INTRODUÇÃO A SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**. 2. ed. Campinas: UNICAMP, v. 1, 2011.

MOURA, Guilherme Braga. **COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DA**. UFRGS. PORTO ALEGRE, p. 94. 2022.

NIVALDO, José *et al.* **Qualidade do fornecimento de energia elétrica: aspectos regulatórios e perspectivas**. 1. ed. Rio de Janeiro: Publit, v. 1, 2017.

OLIVEIRA, Mateus de. **UMA ESTRATÉGIA DE CONTROLE VOLT/VAR EM REDES**. UFSC. Florianópolis, p. 65. 2020.

PUERTAS, HILTON ; NOGUEIRA, CARLOS ALBERTO MAYON. AS DIMENSÕES DA OFERTA - Sistemas de distribuição de energia elétrica. **Revista do Serviço Público**, 1987. Disponível em: <https://doi.org/10.21874/rsp.v43i0.1951>. Acesso em: 27 maio 2023.

ROEHE VACCARO, Guilherme Luís ; CAMPOS MARTINS, Jonatas ; MORAIS MENEZES, Thiago. Análise estatística da qualidade de níveis de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica, São Leopoldo, 26 Maio 2010. 13.

SILVA, Erick Baleeiro da; CARVALHO, Thiago Lopes Alencar de ; FERREIRA, Nivaldo Roberto. Aplicação do Algoritmo Colônia de Formigas na Restauração de Redes Elétricas de Distribuição. **I Simpósio de Métodos Numéricos em Engenharia** , Salvador, 31 Outubro 2016. 6.

VASCONCELOS, Filipe Matos de. **Geração, transmissão e Distribuição**. 1. ed. Londrina: Editora e Distribuidora Educacional S.A, v. 1, 2017.

VERÍSSIMO FERREIRA, João Tiago. **Redes de Distribuição de Energia Elétrica de Média e Baixa Tensão – Estágio na Helenos, S.A.** Instituto Superior de Engenharia de Coimbra. Coimbra, p. 147. 2018. (ISEC).

VIEIRA, EDUARDO FELIPE LAURINDO. **LOCALIZADOR DE FALTAS UTILIZANDO MEDIÇÃO EM REGIME PERMANENTE.** IFPE. Garanhuns, p. 68. 2022.

ZANCHETTA, LUCAS PARMIGIANI. **RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EMPREGANDO CONCEITOS DE REDES INTELIGENTES.** Universidade Federal de Santa Catarina. Araranguá, p. 26. 2014. (UFSC).

## ANEXO

## Anexo A – Modelagem da Rede IEEE 13 Barras.

```

1  Clear
2
3  new circuit.IEEE13Nodeckt
4  ~ basekv=115 pu=1.0001 phases=3 bus1=ali
5  ~ Angle=30
6  ~ MVAsc3=20000 MVAsc1=21000
7
8  New Transformer.Sub Phases=3 Windings=2 XHL=(8 1000 /)
9  ~ wdg=1 bus=ali conn=delta kv=115 kva=5000 %r=(.5 1000 /) XHT=4
10 ~ wdg=2 bus=650 conn=wyw kv=4.16 kva=5000 %r=(.5 1000 /) XLT=4
11
12 New Transformer.Reg1 phases=1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
13 ~ Buses=[650.1 reg.1] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01
14 new regcontrol.Reg1 transformer=Reg1 winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20 ctprim=
15 700 R=3 X=9
16
17 New Transformer.Reg2 phases=1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
18 ~ Buses=[650.2 reg.2] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01
19 new regcontrol.Reg2 transformer=Reg2 winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20 ctprim=
20 700 R=3 X=9
21
22 New Transformer.Reg3 phases=1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
23 ~ Buses=[650.3 reg.3] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01
24 new regcontrol.Reg3 transformer=Reg3 winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20 ctprim=
25 700 R=3 X=9
26
27
28
29
30 New linecode.mtx601 nphases=3 BaseFreq=60
31 ~ rmatrix = (0.3465 | 0.1560 0.3375 | 0.1580 0.1535 0.3414 )
32 ~ xmatrix = (1.0179 | 0.5017 1.0478 | 0.4236 0.3849 1.0348 )
33 ~ units=mi
34
35 New linecode.mtx602 nphases=3 BaseFreq=60
36 ~ rmatrix = (0.7526 | 0.1580 0.7475 | 0.1560 0.1535 0.7436 )
37 ~ xmatrix = (1.1814 | 0.4236 1.1983 | 0.5017 0.3849 1.2112 )
38 ~ units=mi
39
40 New linecode.mtx603 nphases=2 BaseFreq=60
41 ~ rmatrix = (1.3238 | 0.2066 1.3294 )
42 ~ xmatrix = (1.3569 | 0.4591 1.3471 )
43 ~ units=mi
44
45 New linecode.mtx604 nphases=2 BaseFreq=60
46 ~ rmatrix = (1.3238 | 0.2066 1.3294 )
47 ~ xmatrix = (1.3569 | 0.4591 1.3471 )
48 ~ units=mi
49
50 New linecode.mtx605 nphases=1 BaseFreq=60
51 ~ rmatrix = (1.3292 )
52 ~ xmatrix = (1.3475 )
53 ~ units=mi
54
55
56
57
58 New Linecode.mtx606 nphases=3 Units=mi
59 ~ Rmatrix=[0.791721 |0.318476 0.781649 |0.28345 0.318476 0.791721 ]
60 ~ Xmatrix=[0.438352 |0.0276838 0.396697 |-0.0184204 0.0276838 0.438352 ]
61 ~ Cmatrix=[383.948 |0 383.948 |0 0 383.948 ]
62
63 New linecode.mtx607 nphases=1 BaseFreq=60
64 ~ rmatrix = (1.3425 )
65 ~ xmatrix = (0.5124 )
66 ~ cmatrix = [236]
67 ~ units=mi
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99

```

```

69 New Load.611 Bus1=611.3 Phases=1 Conn=Wye Model=5 kV=2.4 kW=170 kvar=80
70 New Load.652 Bus1=652.1 Phases=1 Conn=Wye Model=2 kV=2.4 kW=128 kvar=86
71 New Load.670a Bus1=670.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=17 kvar=10
72 New Load.670b Bus1=670.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=66 kvar=38
73 New Load.670c Bus1=670.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=117 kvar=68
74
75 New Capacitor.Cap1 Bus1=675 phases=3 kVAR=600 kV=4.16
76 New Capacitor.Cap2 Bus1=611.3 phases=1 kVAR=100 kV=2.4
77
78 New Line.reg632 Phases=3 Bus1=reg Bus2=632 LineCode=mtx601 Length=2000 units=ft
79 New Line.632670 Phases=3 Bus1=632 Bus2=670 LineCode=mtx601 Length=667 units=ft

80 New Line.670671 Phases=3 Bus1=670 Bus2=671 LineCode=mtx601 Length=1333 units=ft
81 New Line.671680 Phases=3 Bus1=671 Bus2=680 LineCode=mtx601 Length=1000 units=ft

82 New Line.632633 Phases=3 Bus1=632 Bus2=633 LineCode=mtx602 Length=500 units=ft
83 New Line.632645 Phases=3 Bus1=632 Bus2=645 LineCode=mtx603 Length=500 units
=ft
84 New Line.645646 Phases=3 Bus1=645 Bus2=646 LineCode=mtx603 Length=300 units
=ft
85 New Line.692675 Phases=3 Bus1=692 Bus2=675 LineCode=mtx606 Length=500 units=ft
86 New Line.671684 Phases=3 Bus1=671 Bus2=684 LineCode=mtx606 Length=300 units
=ft !alterada
87 New Line.684611 Phases=3 Bus1=684 Bus2=611 LineCode=mtx606 Length=300
units=ft !alterada
88 New Line.684652 Phases=3 Bus1=684 Bus2=652 LineCode=mtx607 Length=800
units=ft
89
90 New Line.633634 Phases=3 Bus1=633 Bus2=634 LineCode=mtx602 Length=500 units=ft !
substituindo o transformador rebaixador
91
92 New Line.671692 Phases=3 Bus1=671 Bus2=692 LineCode=mtx606 Length=800 units=ft
93
94
95 Set Voltagebases=[115, 4.16]
96 calcv
97 Solve
98 BusCoords IEEE13Node BusXY.csv
99

```



## Anexo B – Modelagem da Rede IEEE 34 Barras.

```

1
2 Clear
3
4 New object=circuit.ieee34-1
5 ~ basekv=69 pu=1.05 angle=30 mvasc3=200000
6
7 New Transformer.SubXF Phases=3 Windings=2 Xhl=0.01
8 ~ wdg=1 bus=sourcebus conn=Delta kv=69 kva=25000 %r=0.0005
9 ~ wdg=2 bus=800 conn=wyeye kv=24.9 kva=25000 %r=0.0005
10
11 Redirect IEEELineCodes.dss
12
13 New Line.800802 Phases=3 Bus1=800 Bus2=802 LineCode=300 Length=2580 units=ft
14 New Line.802806 Phases=3 Bus1=802 Bus2=806 LineCode=300 Length=1730 units=ft
15 New Line.806808 Phases=3 Bus1=806 Bus2=808 LineCode=300 Length=32230 units=ft
16 New Line.808810 Phases=3 Bus1=808 Bus2=810 LineCode=301 Length=5804
   units=ft
17 New Line.808812 Phases=3 Bus1=808 Bus2=812 LineCode=301 Length=3750 units=ft
18 New Line.812814 Phases=3 Bus1=812 Bus2=814 LineCode=301 Length=29730 units=ft
19 New Line.rg1850 Phases=3 Bus1=rg1 Bus2=850 LineCode=301 Length=10 units=ft
20 New Line.816818 Phases=3 Bus1=816 Bus2=818 LineCode=301 Length=1710
   units=ft
21 New Line.816824 Phases=3 Bus1=816 Bus2=824 LineCode=301 Length=10210 units=ft
22 New Line.818820 Phases=3 Bus1=818 Bus2=820 LineCode=301 Length=48150
   units=ft
23 New Line.820822 Phases=3 Bus1=820 Bus2=822 LineCode=301 Length=13740
   units=ft
24 New Line.824826 Phases=3 Bus1=824 Bus2=826 LineCode=301 Length=3030
   units=ft
25 New Line.824828 Phases=3 Bus1=824 Bus2=828 LineCode=301 Length=840 units=ft
26 New Line.828830 Phases=3 Bus1=828 Bus2=830 LineCode=301 Length=20440 units=ft
27 New Line.830834 Phases=3 Bus1=830 Bus2=834 LineCode=301 Length=520 units=ft
28 New Line.832838 Phases=3 Bus1=832 Bus2=838 LineCode=301 Length=4900 units=ft
29 New Line.834860 Phases=3 Bus1=834 Bus2=860 LineCode=301 Length=2020 units=ft
30 New Line.834842 Phases=3 Bus1=834 Bus2=842 LineCode=301 Length=280 units=ft
31 New Line.836840 Phases=3 Bus1=836 Bus2=840 LineCode=301 Length=860 units=ft
32 New Line.836862 Phases=3 Bus1=836 Bus2=862 LineCode=301 Length=280 units=ft
33 New Line.842844 Phases=3 Bus1=842 Bus2=844 LineCode=301 Length=1350 units=ft
34 New Line.844846 Phases=3 Bus1=844 Bus2=846 LineCode=301 Length=3640 units=ft
35 New Line.846848 Phases=3 Bus1=846 Bus2=848 LineCode=301 Length=530 units=ft
36 New Line.850816 Phases=3 Bus1=850 Bus2=816 LineCode=301 Length=310 units=ft
37 New Line.rg2832 Phases=3 Bus1=rg2 Bus2=832 LineCode=301 Length=10 units=ft
38 New Line.832888 Phases=3 Bus1=832.1.2.3 Bus2=888.1.2.3 LineCode=301 Length=700
   units=ft
39 New Line.854856 Phases=3 Bus1=854 Bus2=856 LineCode=301 Length=23300
   units=ft
40 New Line.854852 Phases=3 Bus1=854 Bus2=852 LineCode=301 Length=36830 units=ft
41
42 New Line.858864 Phases=3 Bus1=858 Bus2=864 LineCode=301 Length=1620
   units=ft
43 New Line.858834 Phases=3 Bus1=858 Bus2=834 LineCode=301 Length=5830 units=ft
44 New Line.860836 Phases=3 Bus1=860 Bus2=836 LineCode=301 Length=2680 units=ft
45 New Line.862838 Phases=3 Bus1=862 Bus2=838 LineCode=301 Length=4860
   units=ft
46 New Line.888890 Phases=3 Bus1=888 Bus2=890 LineCode=301 Length=10560 units=ft
47
48 New Capacitor.C844 Bus1=844 Phases=3 kVAR=300 kV=24.9
49 New Capacitor.C848 Bus1=848 Phases=3 kVAR=450 kV=24.9
50
51 new transformer.regla phases=1 windings=2 buses=(814.1 rg1.1) conns='wye wye' kvs=
   "14.376 14.376" kvas="20000 20000" XHL=1
52 new regcontrol.cregla transformer=regla winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=120 ctprim=
   100 R=2.7 X=1.6
53 new transformer.reg1b phases=1 windings=2 buses=(814.2 rg1.2) conns='wye wye' kvs=
   "14.376 14.376" kvas="20000 20000" XHL=1
54 new regcontrol.creg1b transformer=reg1b winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=120 ctprim=
   100 R=2.7 X=1.6
55 new transformer.reg1c phases=1 windings=2 buses=(814.3 rg1.3) conns='wye wye' kvs=
   "14.376 14.376" kvas="20000 20000" XHL=1
56 new regcontrol.creg1c transformer=reg1c winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=120 ctprim=
   100 R=2.7 X=1.6
57
58 new transformer.reg2a phases=1 windings=2 buses=(852.1 rg2.1) conns='wye wye' kvs=

```



```

"14.376 14.376" kvas="20000 20000" XHL=1
59 new regcontrol.creg2a transformer=reg2a winding=2 vreg=124 band=2 ptratio=120 ctprim=
100 R=2.5 X=1.5
60 new transformer.reg2b phases=1 windings=2 buses=(852.2 rg2.2) conns='wye wye' kvs=
"14.376 14.376" kvas="20000 20000" XHL=1
61 new regcontrol.creg2b transformer=reg2b winding=2 vreg=124 band=2 ptratio=120 ctprim=
100 R=2.5 X=1.5
62 new transformer.reg2c phases=1 windings=2 buses=(852.3 rg2.3) conns='wye wye' kvs=
"14.376 14.376" kvas="20000 20000" XHL=1
63 new regcontrol.creg2c transformer=reg2c winding=2 vreg=124 band=2 ptratio=120 ctprim=
100 R=2.5 X=1.5
64
65 New Load.Load01 Bus1=860 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV= 24.900 kW= 60.0 kVAR
= 48.0
66 New Load.Load02 Bus1=840 Phases=3 Conn=Wye Model=5 kV= 24.900 kW= 27.0
kVAR= 21.0
67 New Load.Load03 Bus1=844 Phases=3 Conn=Wye Model=2 kV= 24.900 kW= 405.0 kVAR
= 315.0
68
69 New Load.Load04 Bus1=848 Phases=3 Conn=Delta Model=1 kV= 24.900 kW= 60.0 kVAR
= 48.0
70 New Load.Load05 Bus1=830.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW= 10.0
kVAR= 5.0
71 New Load.Load06 Bus1=830.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW= 10.0
kVAR= 5.0
72 New Load.Load07 Bus1=830.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW= 25.0
kVAR= 10.0
73 New Load.Load08 Bus1=890 Phases=3 Conn=Delta Model=5 kV= 24.900 kW= 450.0
kVAR= 225.0
74
75 New Load.Load09 Bus1=802.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 15.0 kVAR= 7.
5
76 New Load.Load10 Bus1=806.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 15.0 kVAR= 7.
5
77 New Load.Load11 Bus1=802.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 12.5 kVAR= 7.
0
78 New Load.Load12 Bus1=806.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 12.5 kVAR= 7.
0
79
80 New Load.Load13 Bus1=808.2 Phases=1 Conn=Wye Model=4 kV= 14.376 kW= 8.0 kVAR= 4.
0
81 New Load.Load14 Bus1=810.2 Phases=1 Conn=Wye Model=4 kV= 14.376 kW= 8.0 kVAR= 4.
0
82
83 New Load.Load15 Bus1=818.1 Phases=1 Conn=Wye Model=2 kV= 14.376 kW= 17.0 kVAR= 8.
5
84 New Load.Load16 Bus1=820.1 Phases=1 Conn=Wye Model=2 kV= 14.376 kW= 17.0 kVAR= 8.
5
85
86 New Load.Load17 Bus1=820.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 67.5 kVAR= 35.
0
87 New Load.Load18 Bus1=822.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 67.5 kVAR= 35.
0
88
89 New Load.Load19 Bus1=816.2 Phases=1 Conn=Delta Model=5 kV= 24.900 kW= 2.5 kVAR= 1.
0
90 New Load.Load20 Bus1=824.2 Phases=1 Conn=Delta Model=5 kV= 24.900 kW= 2.5 kVAR= 1.
0
91
92 New Load.Load21 Bus1=824.2 Phases=1 Conn=Wye Model=5 kV= 14.376 kW= 20.0 kVAR= 10.
0
93 New Load.Load22 Bus1=826.2 Phases=1 Conn=Wye Model=5 kV= 14.376 kW= 20.0 kVAR= 10.
0
94 New Load.Load23 Bus1=824.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 2.0 kVAR= 1.
0
95 New Load.Load24 Bus1=828.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 2.0 kVAR= 1.
0
96
97 New Load.Load25 Bus1=828.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 3.5 kVAR= 1.
5
98 New Load.Load26 Bus1=830.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 3.5 kVAR= 1.
5
99

```

100	New Load.Load27	Bus1=854.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV= 14.376	kW=	2.0	kVAR=	1.
101	New Load.Load28	Bus1=856.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV= 14.376	kW=	2.0	kVAR=	1.
102										
103	New Load.Load29	Bus1=832.1	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV= 24.900	kW=	3.5	kVAR=	1.
104	New Load.Load30	Bus1=858.1	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV= 24.900	kW=	3.5	kVAR=	1.
105	New Load.Load31	Bus1=832.2	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV= 24.900	kW=	1.0	kVAR=	0.
106	New Load.Load32	Bus1=858.2	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV= 24.900	kW=	1.0	kVAR=	0.
107	New Load.Load33	Bus1=832.3	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV= 24.900	kW=	3.0	kVAR=	1.
108	New Load.Load34	Bus1=858.3	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV= 24.900	kW=	3.0	kVAR=	1.
109										
110	New Load.Load35	Bus1=858.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV= 14.376	kW=	1.0	kVAR=	0.
111	New Load.Load36	Bus1=864.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV= 14.376	kW=	1.0	kVAR=	0.
112										
113	New Load.Load37	Bus1=858.1.2	Phases=1	Conn=Delta	Model=1	kV= 24.900	kW=	2.0	kVAR=	1.0
114	New Load.Load38	Bus1=834.1.2	Phases=1	Conn=Delta	Model=1	kV= 24.900	kW=	2.0	kVAR=	1.0
115	New Load.Load39	Bus1=858.2.3	Phases=1	Conn=Delta	Model=1	kV= 24.900	kW=	7.5	kVAR=	4.0
116	New Load.Load40	Bus1=834.2.3	Phases=1	Conn=Delta	Model=1	kV= 24.900	kW=	7.5	kVAR=	4.0
117	New Load.Load41	Bus1=858.3.1	Phases=1	Conn=Delta	Model=1	kV= 24.900	kW=	6.5	kVAR=	3.5
118	New Load.Load42	Bus1=834.3.1	Phases=1	Conn=Delta	Model=1	kV= 24.900	kW=	6.5	kVAR=	3.5
119										
120	New Load.Load43	Bus1=834.1.2	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV= 24.900	kW=	8.0	kVAR=	4.0
121	New Load.Load44	Bus1=860.1.2	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV= 24.900	kW=	8.0	kVAR=	4.0
122	New Load.Load45	Bus1=834.2.3	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV= 24.900	kW=	10.0	kVAR=	5.0
123	New Load.Load46	Bus1=860.2.3	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV= 24.900	kW=	10.0	kVAR=	5.0
124	New Load.Load47	Bus1=834.3.1	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV= 24.900	kW=	55.0	kVAR=	27.5
125	New Load.Load48	Bus1=860.3.1	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV= 24.900	kW=	55.0	kVAR=	27.5
126										
127	New Load.Load49	Bus1=860.1.2	Phases=1	Conn=Delta	Model=1	kV= 24.900	kW=	15.0	kVAR=	7.5
128	New Load.Load50	Bus1=836.1.2	Phases=1	Conn=Delta	Model=1	kV= 24.900	kW=	15.0	kVAR=	7.5
129	New Load.Load51	Bus1=860.2.3	Phases=1	Conn=Delta	Model=1	kV= 24.900	kW=	5.0	kVAR=	3.0
130	New Load.Load52	Bus1=836.2.3	Phases=1	Conn=Delta	Model=1	kV= 24.900	kW=	5.0	kVAR=	3.0
131	New Load.Load53	Bus1=860.3.1	Phases=1	Conn=Delta	Model=1	kV= 24.900	kW=	21.0	kVAR=	11.0
132	New Load.Load54	Bus1=836.3.1	Phases=1	Conn=Delta	Model=1	kV= 24.900	kW=	21.0	kVAR=	11.0
133										
134	New Load.Load55	Bus1=836.1.2	Phases=1	Conn=Delta	Model=5	kV= 24.900	kW=	9.0	kVAR=	4.5
135	New Load.Load56	Bus1=840.1.2	Phases=1	Conn=Delta	Model=5	kV= 24.900	kW=	9.0	kVAR=	4.5
136	New Load.Load57	Bus1=836.2.3	Phases=1	Conn=Delta	Model=5	kV= 24.900	kW=	11.0	kVAR=	5.5
137	New Load.Load58	Bus1=840.2.3	Phases=1	Conn=Delta	Model=5	kV= 24.900	kW=	11.0	kVAR=	5.5
138										
139	New Load.Load59	Bus1=862.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV= 14.376	kW=	14.0	kVAR=	7.0

```
140 New Load.Load60 Bus1=838.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 14.0 KVAR= 7.
141 0
142 New Load.Load61 Bus1=842.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 4.5 KVAR= 2.
143 5
144 New Load.Load62 Bus1=844.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 4.5 KVAR= 2.
145 5
146 New Load.Load63 Bus1=844.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 12.5 KVAR= 6.
147 0
148 New Load.Load64 Bus1=846.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 12.5 KVAR= 6.
149 0
150 New Load.Load65 Bus1=844.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 10.0 KVAR= 5.
151 5
152 New Load.Load66 Bus1=846.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 10.0 KVAR= 5.
153 5
154 New Load.Load67 Bus1=846.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 11.5 KVAR= 5.
155 5
156 New Load.Load68 Bus1=848.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 11.5 KVAR= 5.
157 5
158
159
160
161
162
163
164
165
166
167
168
169
170
171
172
173
174
175
176
177
178
179
180
181
182
183
184
185
186
187
188
189
190
191
192
193
194
195
196
197
198
199
200
201
202
203
204
205
206
207
208
209
210
211
212
213
214
215
216
217
218
219
220
221
222
223
224
225
226
227
228
229
230
231
232
233
234
235
236
237
238
239
240
241
242
243
244
245
246
247
248
249
250
251
252
253
254
255
256
257
258
259
260
261
262
263
264
265
266
267
268
269
270
271
272
273
274
275
276
277
278
279
280
281
282
283
284
285
286
287
288
289
290
291
292
293
294
295
296
297
298
299
300
301
302
303
304
305
306
307
308
309
310
311
312
313
314
315
316
317
318
319
320
321
322
323
324
325
326
327
328
329
330
331
332
333
334
335
336
337
338
339
340
341
342
343
344
345
346
347
348
349
350
351
352
353
354
355
356
357
358
359
360
361
362
363
364
365
366
367
368
369
370
371
372
373
374
375
376
377
378
379
380
381
382
383
384
385
386
387
388
389
390
391
392
393
394
395
396
397
398
399
400
401
402
403
404
405
406
407
408
409
410
411
412
413
414
415
416
417
418
419
420
421
422
423
424
425
426
427
428
429
430
431
432
433
434
435
436
437
438
439
440
441
442
443
444
445
446
447
448
449
450
451
452
453
454
455
456
457
458
459
460
461
462
463
464
465
466
467
468
469
470
471
472
473
474
475
476
477
478
479
480
481
482
483
484
485
486
487
488
489
490
491
492
493
494
495
496
497
498
499
500
501
502
503
504
505
506
507
508
509
510
511
512
513
514
515
516
517
518
519
520
521
522
523
524
525
526
527
528
529
530
531
532
533
534
535
536
537
538
539
540
541
542
543
544
545
546
547
548
549
550
551
552
553
554
555
556
557
558
559
560
561
562
563
564
565
566
567
568
569
570
571
572
573
574
575
576
577
578
579
580
581
582
583
584
585
586
587
588
589
590
591
592
593
594
595
596
597
598
599
600
601
602
603
604
605
606
607
608
609
610
611
612
613
614
615
616
617
618
619
620
621
622
623
624
625
626
627
628
629
630
631
632
633
634
635
636
637
638
639
640
641
642
643
644
645
646
647
648
649
650
651
652
653
654
655
656
657
658
659
660
661
662
663
664
665
666
667
668
669
670
671
672
673
674
675
676
677
678
679
680
681
682
683
684
685
686
687
688
689
690
691
692
693
694
695
696
697
698
699
700
701
702
703
704
705
706
707
708
709
710
711
712
713
714
715
716
717
718
719
720
721
722
723
724
725
726
727
728
729
730
731
732
733
734
735
736
737
738
739
740
741
742
743
744
745
746
747
748
749
750
751
752
753
754
755
756
757
758
759
760
761
762
763
764
765
766
767
768
769
770
771
772
773
774
775
776
777
778
779
780
781
782
783
784
785
786
787
788
789
790
791
792
793
794
795
796
797
798
799
800
801
802
803
804
805
806
807
808
809
810
811
812
813
814
815
816
817
818
819
820
821
822
823
824
825
826
827
828
829
830
831
832
833
834
835
836
837
838
839
840
841
842
843
844
845
846
847
848
849
850
851
852
853
854
855
856
857
858
859
860
861
862
863
864
865
866
867
868
869
870
871
872
873
874
875
876
877
878
879
880
881
882
883
884
885
886
887
888
889
890
891
892
893
894
895
896
897
898
899
900
901
902
903
904
905
906
907
908
909
910
911
912
913
914
915
916
917
918
919
920
921
922
923
924
925
926
927
928
929
930
931
932
933
934
935
936
937
938
939
940
941
942
943
944
945
946
947
948
949
950
951
952
953
954
955
956
957
958
959
960
961
962
963
964
965
966
967
968
969
970
971
972
973
974
975
976
977
978
979
980
981
982
983
984
985
986
987
988
989
990
991
992
993
994
995
996
997
998
999
```