

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**JAIR GARCIA E GARCIA FILHO**

**ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO EM SISTEMAS DESEQUILIBRADOS DE  
DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

**PORTO ALEGRE  
2016**

**JAIR GARCIA E GARCIA FILHO**

**ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO EM SISTEMAS DESEQUILIBRADOS DE  
DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

**Projeto de Diplomação submetido ao  
Departamento de Engenharia elétrica da  
Universidade Federal do Rio Grande do Sul,  
como requisito parcial à obtenção do título  
de Bacharel em Engenharia Elétrica**

**Orientador: Prof. Dr. Gustavo Dorneles Ferreira**

**PORTO ALEGRE  
2016**

**JAIR GARCIA E GARCIA FILHO**

**ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO EM SISTEMAS DESEQUILIBRADOS DE  
DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

**Este projeto de diplomação foi analisado e julgado adequado para a obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora designada pelo Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.**

\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Gustavo Dorneles Ferreira (Orientador)

\_\_\_\_\_  
Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Leia Bernardi Bagesteiro (Coordenadora)

Aprovado em: \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_

**BANCA EXAMINADORA**

**Prof. Dr. Gustavo Dorneles Ferreira - UFRGS**\_\_\_\_\_

**Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro - UFRGS**\_\_\_\_\_

**Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne - UFRGS**\_\_\_\_\_

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço, primeiramente, à UFRGS pelo ensino público de qualidade e gratuito oferecido ao longo de todos esses anos.

Agradeço igualmente a todos os meus colegas de curso e de trabalho pelas experiências que tivemos, pelo apoio nos mais diversos momentos e por toda a troca de conhecimentos realizada.

Agradeço à minha família, especialmente aos meus avós, Norma e José, pelo apoio em todos esses anos de estudo, à minha namorada, Lisiani, por todo incentivo na reta final do curso e a todos aqueles que acreditaram em mim.

Agradeço ao Prof. Dr. Gustavo Dorneles Ferreira pela oportunidade de desenvolver este trabalho sob sua supervisão e confiança.

## **RESUMO**

No presente trabalho, realiza-se uma análise numérica de faltas em sistemas de distribuição desequilibrados com geração distribuída. Na metodologia proposta, o cálculo das correntes de curto-circuito utiliza uma versão trifásica da matriz impedância de barra em componentes de fase. Na obtenção dessa matriz, é utilizado o método de construção direta, implementado no ambiente computacional MATLAB®. Para avaliar os resultados da metodologia, o sistema teste IEEE 13 barras modificado foi modelado e simulado, sendo realizada a análise de curto-circuito considerando o aumento gradual do nível de penetração da geração distribuída, permitindo assim analisar o impacto dos geradores no nível de curto-circuito do sistema elétrico.

Palavras-chave: Curto-circuito, Geração Distribuída, Sistema de Distribuição.

## **ABSTRACT**

In the present work, a numerical analysis of faults in unbalanced distribution systems with distributed generation is carried out. In the proposed methodology, the calculation of short-circuit currents uses a three-phase version of the bus-impedance matrix in phase components. In order to obtain this matrix, the direct construction method was implemented in the MATLAB® computational environment. In order to evaluate the results of the methodology, the modified IEEE 13 nodes test feeder was modeled and simulated, considering the gradual increase of distributed generation penetration, thus allowing to analyze the impact of distributed generation on the short-circuit level of the electric system.

**Keywords :** Short circuit, Distributed Generation, Distribution System

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Diagrama de uma subestação típica de distribuição .....	17
Figura 2 – Principais componentes do sistema de distribuição .....	18
Figura 3 – Sistema elétrico trifásico .....	20
Figura 4 – Sistema de geração de calor e energia elétrica .....	22
Figura 5 – Representação da corrente de curto-circuito no tempo .....	25
Figura 6 – Circuito RL com fonte de tensão ideal .....	26
Figura 7 – Corrente de regime permanente.....	27
Figura 8 – Composição das correntes transitória e permanente .....	27
Figura 9 – Sistema equivalente a montante da Subestação.....	29
Figura 10 – Modelo do Sistema Equivalente.....	29
Figura 11 – Modelo de Gerador Síncrono por fase para estudos de curto-circuito .....	32
Figura 12 – Modelo por fase transformador como impedância série .....	34
Figura 13 – Modelo trifásico do alimentador como impedâncias trifásicas série.....	35
Figura 14 – Falta fase-terra.....	41
Figura 15 – Falta fase-fase.....	42
Figura 16 – Falta fase-fase-terra .....	44
Figura 17 – Falta trifásica-terra.....	45
Figura 18 – Falta trifásica .....	46
Figura 19 – Sistema teste 13 barras .....	48
Figura 20 – Modelo do conjunto gerador e transformador de acoplamento.....	51
Figura 21 – Sistema teste 13 barras com NPGD=9,8% .....	55
Figura 22 – Correntes de curto-circuito trifásico para NPGD=9,8%.....	56
Figura 23 – Correntes de curto-circuito trifásico à terra para NPGD=9,8% .....	56
Figura 24 – Correntes de curto-circuito monofásico à terra para NPGD=9,8% .....	57
Figura 25 – Sistema teste 13 barras com NPGD=25,1% .....	58
Figura 26 – Correntes de curto-circuito trifásico para NPGD=25,1%.....	58
Figura 27 – Correntes de curto-circuito trifásico à terra para NPGD=25,1% .....	59
Figura 28 – Correntes de curto-circuito monofásico à terra para NPGD=25,1% .....	59
Figura 29 – Sistema teste 13 barras com NPGD=51,3% .....	60
Figura 30 – Correntes de curto-circuito trifásico para NPGD=51,3%.....	61
Figura 31 – Correntes de curto-circuito trifásico à terra para NPGD=51,3% .....	61
Figura 32 – Correntes de curto-circuito monofásico à terra para NPGD=51,3% .....	62
Figura 33 – Sistema teste 13 barras radial com NPGD=72,0% .....	63
Figura 34 – Correntes de curto-circuito trifásico para NPGD=72,0%.....	63
Figura 35 – Correntes de curto-circuito trifásico à terra para NPGD=72,0% .....	64
Figura 36 – Correntes de curto-circuito monofásico à terra para NPGD=72,0% .....	64
Figura 37 – Correntes de Curto-Circuito Trifásico para diferentes valores de NPGD .....	65

Figura 38 – Correntes de Curto-Circuito Monofásico para diferentes valores de NPGD ..	66
Figura 39 – Diagrama unifilar do Sistema Teste IEEE 13 Barras .....	72
Figura 40 – Fluxograma algoritmo da obtenção da Matriz Impedância de Barra .....	88
Figura 41 – Fluxograma algoritmo da obtenção das correntes de Curto-Circuito.....	89



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tecnologias de GD.....	21
Tabela 2 – Potência instalada e nível de tensão de conexão.....	22
Tabela 3 – Porcentagem de ocorrência de faltas em componentes do sistema de potência	24
Tabela 4 – Correntes de curto-circuito trifásico utilizando a metodologia proposta.....	53
Tabela 5 – Correntes de curto-circuito monofásico à terra utilizando a metodologia proposta .....	53
Tabela 6 – Erros percentuais entre as correntes de falta trifásica e trifásica-terra resultantes da metodologia proposta e as apresentadas em [8] .....	54
Tabela 7 – Erros percentuais entre as correntes de falta monofásica resultantes da metodologia proposta e as apresentadas em [8] .....	54
Tabela 8 – Dados de configuração dos cabos das linhas aéreas .....	72
Tabela 9 – Dados de configuração dos cabos das linhas subterrâneas .....	72
Tabela 10 – Dados dos transformadores da rede .....	72
Tabela 11 – Dados da topologia do sistema.....	73
Tabela 12 – Dados dos capacitores .....	73
Tabela 13 – Dados das cargas distribuídas .....	73
Tabela 14 – Dados do regulador de tensão .....	74
Tabela 15 – Dados das cargas pontuais .....	74
Tabela 16 – Dados dos transformadores de acoplamento dos geradores.....	74
Tabela 17 – Dados dos geradores síncronos .....	75
Tabela 18 – Resultados de WindMII® [8] para curto-circuito trifásico .....	83
Tabela 19 – Resultados curto-circuito trifásico e trifásico-terra sem GD .....	83
Tabela 20 – Resultados curto-circuito trifásico e trifásico-terra com GD01 .....	83
Tabela 21 – Resultados curto-circuito trifásico e trifásico-terra com GD02 .....	84
Tabela 22 – Resultados curto-circuito trifásico e trifásico-terra com GD03 .....	84
Tabela 23 – Resultados curto-circuito trifásico e trifásico-terra com GD04 .....	84
Tabela 24 – Resultados de WindMil® [8] para curto-circuito monofásico.....	85
Tabela 25 – Resultados curto-circuito monofásico sem GD .....	85
Tabela 26 – Resultados curto-circuito monofásico com GD01 .....	86
Tabela 27 – Resultados curto-circuito monofásico com GD02 .....	86
Tabela 28 – Resultados curto-circuito monofásico com GD03 .....	87
Tabela 29 – Resultados curto-circuito monofásico com GD04 .....	87

## LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
GD	Geração Distribuída
NPGD	Nível de Penetração da Geração Distribuída
SE	Subestação Elétrica

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	13
1.1	OBJETIVOS .....	15
1.2	ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO .....	15
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	16
2.1	SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO .....	16
<b>2.1.1</b>	<b>Subestações de Distribuição</b> .....	16
<b>2.1.2</b>	<b>Alimentadores</b> .....	17
2.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	20
2.3	ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO .....	23
<b>2.3.1</b>	<b>Corrente de Curto-Circuito</b> .....	25
<b>2.3.2</b>	<b>Curto-circuito em Sistemas de Distribuição</b> .....	28
<b>2.3.3</b>	<b>Modelo do Sistema Equivalente</b> .....	29
<b>2.3.4</b>	<b>Modelo do Gerador Síncrono</b> .....	32
<b>2.3.5</b>	<b>Modelo do Transformador Trifásico</b> .....	34
<b>2.3.6</b>	<b>Modelo do Alimentador</b> .....	35
<b>2.3.7</b>	<b>Matriz Impedância de Barra</b> .....	35
<b>2.3.8</b>	<b>Construção direta da Matriz Impedância de Barra do Sistema Elétrico ...</b>	37
<b>2.3.9</b>	<b>Curto-Circuito por Componentes de Fase Usando Matriz Impedância de Barra</b> .....	40
2.3.9.1	Corrente de Curto-circuito para o caso Falta Fase-Terra .....	40
2.3.9.2	Corrente de Curto-circuito para o caso Falta Fase-Fase.....	42
2.3.9.3	Corrente de Curto-circuito para o caso Falta Fase-Fase-Terra.....	43
2.3.9.4	Corrente de Curto-circuito para o caso Falta Trifásica-Terra .....	45
2.3.9.5	Corrente de Curto-circuito para o caso Falta Trifásica .....	46
<b>3</b>	<b>ESTUDO DE CASO</b> .....	48
3.1	SISTEMA TESTE IEEE 13 BARRAS .....	48
3.2	CENÁRIOS DE TESTE.....	49
<b>4</b>	<b>RESULTADOS</b> .....	53
4.1	VALIDAÇÃO .....	53
4.2	ANÁLISE DO CURTO CIRCUITO DESEQUILIBRADO COM GD .....	54
<b>4.2.1</b>	<b>Nível de Penetração da GD: 9,8%</b> .....	55
<b>4.2.2</b>	<b>Nível de Penetração da GD: 25,1%</b> .....	57
<b>4.2.3</b>	<b>Nível de Penetração da GD: 51,3%</b> .....	60
<b>4.2.4</b>	<b>Nível de Penetração da GD: 72,0%</b> .....	62
<b>4.2.5</b>	<b>Avaliação Geral</b> .....	65
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO</b> .....	67
<b>6</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	69
	<b>APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA TESTE 13 BARRAS</b> .....	72

<b>APÊNDICE B – MATRIZES TRIFÁSICAS DOS EQUIPAMENTOS .....</b>	<b>77</b>
<b>APÊNDICE C – RESULTADOS OBTIDOS .....</b>	<b>83</b>
<b>APÊNDICE D – FLUXOGRAMA DO ALGORITMO DESENVOLVIDO .....</b>	<b>88</b>
<b>APÊNDICE E – CÓDIGOS DO ALGORITMO EM MATLAB .....</b>	<b>90</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de potência têm a geração como primeiro elemento funcional em sua hierarquia, em geral constituída de grandes usinas de geração, localizadas em áreas não povoadas. Para contornar as questões ambientais e as limitações de espaço geográfico dos grandes centros, a energia é tradicionalmente produzida distante das cargas. O segundo elemento funcional é transmissão de energia, realizada com base em vários equipamentos como transformadores, linhas aéreas de transmissão e cabos subterrâneos. A última etapa desse processo é o Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE), que traz a energia até os consumidores finais, sendo uma importante parte do sistema de potência em termos a qualidade de energia final, a qual depende da sua confiabilidade [1].

A demanda de energia elétrica cresce continuamente, de modo que a geração deve aumentar para atender tal demanda. A expansão dos sistemas de potência tradicionais enfrentava esse problema do crescimento, instalando novos sistemas de geração para suprir a necessidade de energia por parte dos consumidores.

Atualmente, com a evolução tecnológica, as novas políticas ambientais e a expansão do mercado elétrico, diversas mudanças no setor da geração de energia elétrica estão sendo promovidas. As novas tecnologias permitem que a energia elétrica seja gerada em plantas de pequeno porte. Além disso, a crescente utilização de fontes renováveis para reduzir o impacto ambiental da geração de energia em grande escala tem levado ao desenvolvimento e aplicação de novas políticas no fornecimento de energia elétrica. Nesse novo paradigma, a geração não é exclusiva das grandes usinas, já que somente parte da demanda é fornecida pela geração centralizada, sendo complementada por meio da Geração Distribuída (GD). Desta forma, a energia elétrica passa a ser produzida mais próximo aos consumidores [1].

Segundo [2], a GD tem vantagem sobre a geração centralizada pois economiza investimentos em transmissão e reduz as perdas nos sistemas de potência. GD é uma forma de designar a geração energia elétrica realizada junto ou próxima dos consumidores, independente da potência, tecnologia e fonte primária. Em relação à tecnologia empregada na GD, segundo [3], a tendência mundial de aplicação da GD é a conexão de fontes primárias de energia através de inversores de frequência, principalmente as fontes de energia renováveis. Entretanto, a cogeração (que pode utilizar geradores síncronos na produção de energia elétrica) ainda é a tecnologia de GD com maior participação nos SDEE [2; 4], pois, em países

como Holanda e Finlândia a cogeração já representa mais de 40% da potência instalada [2]. Na Europa, em média, 10% da energia gerada tem origem na cogeração [5]. Conforme [3], no contexto brasileiro a GD ainda é composta em sua maioria por geradores síncronos, devido à conexão de cogeração ao SDEE e sistemas de subtransmissão, principalmente no estado de São Paulo devido ao desenvolvimento do setor sucroalcooleiro.

Entretanto, a integração de novas fontes de geração aos SDEE traz diversos problemas, já que os sistemas tradicionais foram projetados para operar radialmente, sem considerar a injeção de energia ao longo da rede. Em sistemas radiais, a energia flui da subestação para as cargas situadas ao longo dos alimentadores, geralmente em níveis mais baixos de tensão. Portanto, em SDEE radiais o sistema de proteção é mais simplificado, sendo constituído basicamente de proteção de sobrecorrente, pois a corrente de falta flui em um único sentido, da subestação para cargas.

Com o aumento da penetração da GD, as redes de distribuição têm adquirido características de redes em malha, o que torna mais complexo o projeto dos sistemas de proteção. Neste cenário, novas considerações devem ser levadas em conta no projeto, relativas ao número, localização, capacidade e tecnologia da GD conectada à rede, tendo em vista o impacto desses fatores sobre os níveis de curto-circuito ao longo da rede [1].

O fenômeno curto-circuito afeta de forma significativa a operação dos sistemas elétricos, podendo causar danos a equipamentos, bem como interrupções desnecessárias e até mesmo acidentes fatais. De todos os componentes dos sistemas de potência, as linhas aéreas detêm os maiores percentuais de ocorrência de curto-circuito, cerca de 89% dos casos [6]. O estudo do curto-circuito é utilizado para diversos objetivos. Dentre eles, destacam-se [7]:

- Dimensionamento de cabos;
- Dimensionamento de equipamentos, como transformadores de corrente, chaves seccionadoras e disjuntores;
- Dimensionamento de barramentos em subestações;
- Estudos de coordenação e seletividade da proteção.

Neste trabalho é apresentada uma avaliação quantitativa do impacto da inserção de GD no nível de curto-circuito de um SDEE, considerando o caso da GD representada por geradores síncronos, devido a sua representatividade, por meio da cogeração, por exemplo. A metodologia implementada em ambiente MATLAB® caracteriza-se como uma ferramenta

para a simulação do curto-circuito, tendo como diferencial a modelagem trifásica da rede. A análise em componentes de fase possibilita a avaliação dos níveis de curto de circuito em cada fase da rede, mostrando-se mais adequada para aplicações envolvendo alimentadores com ramais desequilibrados, monofásicos e bifásicos. A metodologia é aplicada no sistema teste IEEE 13 barras, modificado pela inserção de GD em determinadas barras. Uma análise sistemática é apresentada, considerando o aumento gradual do nível de penetração da GD. A metodologia foi validada a partir de resultados obtidos da literatura atual [8], através da comparação dos resultados obtidos com a ferramenta WindMil® no mesmo sistema teste. Os resultados são discutidos, e as conclusões permitem estabelecer uma visão geral do impacto da GD nos SDEE.

## 1.1 OBJETIVOS

O presente trabalho visa o desenvolvimento e aplicação de uma ferramenta para análise de curto-circuito em SDEE trifásicos e desequilibrados, que operam em conjunto com GD composta de geradores síncronos. O trabalho inclui os resultados de diversas simulações computacionais utilizando o sistema teste IEEE 13 barras, considerando a inserção gradual da GD.

## 1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho está organizado nos seguintes capítulos: Introdução, Fundamentação Teórica, Estudo de Caso, Resultados e Conclusão.

No Capítulo 1, é introduzido o tema estudado e definidos os objetivos do trabalho.

No Capítulo 2, são apresentados os fundamentos teóricos necessários ao desenvolvimento da técnica proposta, embasando assim a metodologia utilizada neste trabalho.

No Capítulo 3, é apresentado o sistema elétrico utilizado no estudo de caso. Além das características do sistema teste, são estabelecidos os pressupostos considerados no presente estudo, incluindo as modificações adotadas na análise dos resultados obtidos.

O Capítulo 4 é dedicado aos resultados das simulações e à discussão dos mesmos.

Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões obtidas a partir dos resultados, bem como as sugestões para trabalhos futuros.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo apresenta as definições e conceitos acerca da modelagem dos equipamentos elétricos dos sistemas de potência para aplicação na análise do curto-circuito. Além destes, são apresentados aspectos gerais dos SDEE, bem como os conceitos de maior relevância para o desenvolvimento da metodologia proposta para o cálculo do curto-circuito em SDEE desequilibrados.

### 2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

#### 2.1.1 Subestações de Distribuição

Um típico SDEE inicia-se com a subestação (SE) de distribuição, que é alimentada por uma ou mais linhas de subtransmissão. Em alguns casos, a SE de distribuição é alimentada diretamente a partir de uma linha de transmissão de alta tensão. Cada SE de distribuição pode servir um ou mais alimentadores primários.

De acordo com o PRODIST [9], define-se subestação elétrica como: “Conjunto de instalações elétricas em média ou alta tensão que agrupa os equipamentos, condutores e acessórios, destinados à proteção, medição, manobra e transformação de grandezas elétricas”.

As SE são pontos de convergência, entrada e saída, de linhas de transmissão ou distribuição. Geralmente, constituem uma interface entre dois subsistemas. As linhas de transmissão que abastecem as SE de distribuição, em regra, são de 69kV a 230kV. O subsistema elétrico suprido através de cada uma destas SE define uma região elétrica de operação, também denominada de ponto de entrega.

As SE de distribuição são aquelas que rebaixam a tensão das linhas para o nível da distribuição primária (4,16kV a 34,5kV). Podem pertencer à concessionária ou a grandes consumidores de energia.

Diversos equipamentos compõe uma SE. Dentre eles, destacam-se:

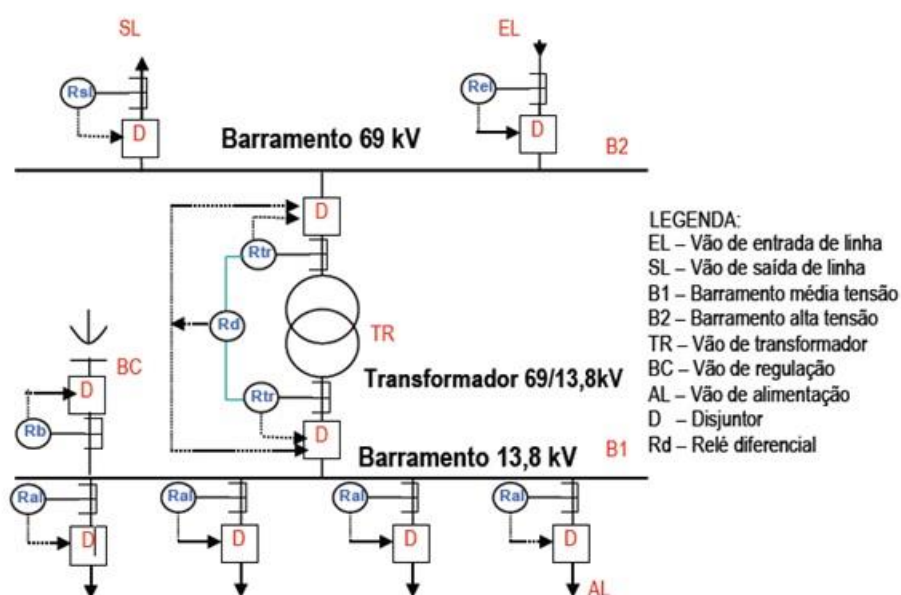
- Barramentos;
- Linhas e alimentadores;
- Equipamentos de desconexão: disjuntores, religadores, chaves de seccionamento;
- Equipamentos de transformação: transformadores de potência; transformador de potencial e de corrente; e transformador de serviço;



- Equipamentos de proteção: relés (primário, retaguarda e auxiliar), religadores, fusíveis, para-raios;
- Equipamentos de compensação: reatores, capacitores, compensadores síncronos, compensadores estáticos.

As SE são compostas por conjuntos de elementos, com funções específicas, denominados vãos (bays) que permitem sua composição em módulos. Na Figura 1 estão mostrados os vãos mais comuns em uma SE.

Figura 1 - Diagrama de uma subestação típica de distribuição



Fonte: Adaptado de [10]

Cada vão da subestação deve possuir dispositivos de proteção (relés) e equipamento de disjunção com a finalidade de limitar os impactos proporcionados por ocorrências no sistema elétrico tais como: descargas atmosféricas, falhas de equipamentos, curtos-circuitos, etc.

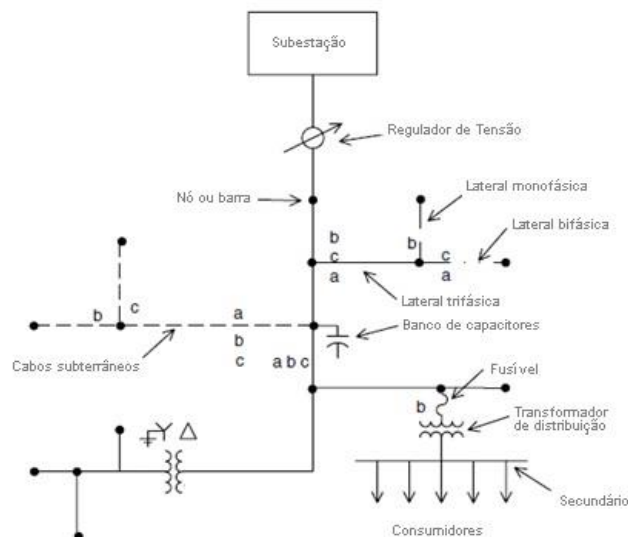
### 2.1.2 Alimentadores

Os alimentadores de distribuição radiais são caracterizados por terem apenas um caminho para o fluxo de potência fluir, a partir da SE até cada consumidor [11]. Um SDEE típico será composto por uma ou mais subestações de distribuição, contendo um ou mais alimentadores. Os componentes de um alimentador podem consistir nos seguintes:

- Ramo principal trifásico do alimentador "tronco";
- Ramificações (ou ramais) trifásicas, bifásicas e monofásicas;
- Reguladores de tensão;
- Transformadores em série e de distribuição, que definem circuito primário e secundário;
  - Dispositivos de proteção (religadores, disjuntores, fusíveis, etc.) e de seccionamento (chaves de seccionamento, etc.);
  - Bancos de capacitores em derivação; e
  - Cargas trifásica, bifásicas e monofásicas.

Abaixo, na Figura 2, são ilustrados os principais componentes de SDEE convencional num alimentador típico [11]:

Figura 2 - Principais componentes do sistema de distribuição



Fonte: Adaptado de [11]

Conforme [11], o carregamento de um alimentador de distribuição é inerentemente desequilibrado devido ao grande número de cargas monofásicas desiguais que devem ser alimentadas. Um adicional desequilíbrio é introduzido pelos espaçamentos desiguais entre os condutores dos alimentadores trifásicos aéreos e subterrâneos.

Os SDEE são intrinsecamente desequilibrados devido à existência de ramais monofásicos, bifásicos, trifásicos e cargas desequilibradas ao longo de seus alimentadores

[11]. As redes de SDEE não apresentam transposição de linhas, ocasionando um desequilíbrio do efeito de acoplamento mútuo entre os condutores das fases das linhas elétricas [11].

Em [12], são apresentadas as seguintes definições para sistemas elétricos trifásicos equilibrados consideradas neste trabalho:

- Sistema de tensões trifásico simétrico – sistema trifásico em que as tensões são senoidais, de mesmos valores máximos, e defasados entre si de  $120^\circ$  elétricos. Representando em fasores, tem-se

$$E_a = E \angle 0^\circ \quad (1)$$

$$E_b = E \angle -120^\circ \quad (2)$$

$$E_c = E \angle 120^\circ \quad (3)$$

onde  $E_a$ ,  $E_b$  e  $E_c$  são os fasores representantes das tensões do sistema em cada respectiva fase. Caso o sistema não atenda às condições citadas anteriormente, ele é considerado um sistema de tensões trifásico assimétrico.

- Linha (ou rede) trifásica equilibrada - linha ou rede trifásica, constituída por 3 ou 4 condutores (3 condutores fase e 1 neutro), na qual se verificam as seguintes relações:

- a) Impedâncias próprias dos condutores de fase iguais entre si:

$$Z_{aa} = Z_{bb} = Z_{cc} = Z_p \quad (4)$$

- b) Impedâncias mútuas entre os condutores de fase iguais entre si:

$$Z_{ac} = Z_{bc} = Z_{ca} = Z_m \quad (5)$$

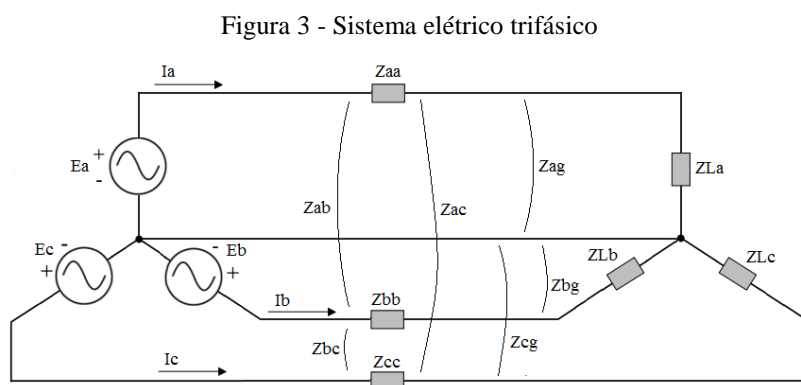
- c) Impedâncias mútuas entre os condutores de fase e o neutro iguais entre si (para sistema a 4 condutores):

$$Z_{ag} = Z_{bg} = Z_{cg} = Z'_m \quad (6)$$

Caso não sejam verificadas as relações citadas acima, a linha (ou rede) trifásica é considerada trifásica desequilibrada.

- Carga trifásica equilibrada – Pode ser representada por carga trifásica constituída por 3 impedâncias complexas iguais, ligadas em estrela ou em triângulo.

Caso a condição acima não seja verificada, a carga é considerada trifásica desequilibrada. Abaixo na Figura 3 é mostrado um sistema elétrico trifásico apresentando os elementos citados anteriormente:



Fonte: O autor.

## 2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída é caracterizada pela instalação de centrais de geração de energia elétrica com capacidade reduzida em relação às grandes usinas, permitindo sua conexão na rede elétrica existente em uma localização próxima aos centros de carga [13]. O conceito de GD independe do tipo de tecnologia empregada na geração de energia. Segundo a referência [13], a GD basicamente possui duas características relevantes:

- Fonte de energia, principalmente voltada para atender as necessidades de cargas locais de distribuição de energia; para o autoconsumo industrial ou predial; ou, na hipótese de produção de excedentes, para comercialização no mercado de energia elétrica;
- Reserva descentralizada, ou seja, funciona como um parque descentralizado com capacidade de suprir as necessidades momentâneas de excesso de demanda de energia ou para cobrir interrupções no fornecimento da rede.

Existem atualmente diversos tipos de tecnologias empregadas em sistemas de potência que se enquadram como tecnologias de geração distribuída. Na Tabela 1, são apresentados alguns tipos de tecnologia GD, com as respectivas fontes de combustível e tipo de interface com a rede elétrica [14]:

Tabela 1 – Tecnologias de GD

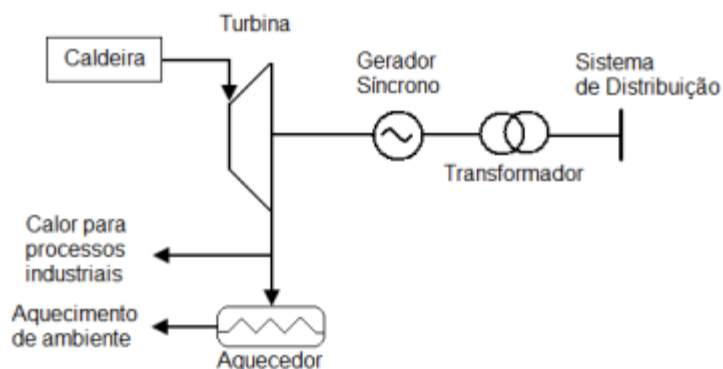
Tecnologia	Fonte de Combustível	Interface	Pequeno <100kW	Intermediário 100kW-1MW	Grande >1MW
Motores recíprocos com geradores síncronos ou de indução	Combustível fóssil e biogás	Conexão direta	X	X	X
Pequenas turbinas a gás	Combustível fóssil e biogás	Conexão direta			X
Micro-turbinas	Combustível fóssil	Inversor	X	X	
Células Combustíveis	Combustível fóssil e renovável	Inversor	X	X	X
Geotérmico	Renovável	Conexão direta		X	X
PCH	Renovável	Conexão direta		X	X
Eólica	Renovável	Inversor	X	X	X
Fotovoltaico	Renovável	Inversor	X	X	X
Solar térmico	Renovável	Conexão direta	X	X	X
Armazenamento em baterias	Rede elétrica	Inversor	X	X	X
Armazenamento em capacitores	Rede elétrica	Inversor	X	X	
Armazenamento em volantes	Rede elétrica	Inversor		X	X
Armazenamento em supercondutores	Rede elétrica	Inversor		X	X

Fonte: Adaptado de [14]

Em [3] dividem-se as tecnologias de GD em duas categorias: fontes renováveis e cogeração. Por fontes renováveis, entende-se as fontes de energia provenientes de recursos naturais como energia solar, vento, marés, energia geotérmica, etc. cujos recursos possuem uma taxa de reposição na natureza maior que sua taxa de utilização. Da Tabela 1, destacam-se as tecnologias de painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, energia geotérmica, etc. Por outro lado, a cogeração, também conhecida por plantas de ciclo combinado de calor e potência (CHP) [4], caracteriza-se pela produção simultânea de energia térmica e energia elétrica a partir de uma única fonte primária. Como fontes primárias utilizadas nas centrais de cogeração, destacam-se a biomassa, óleos combustíveis, óleos vegetais, gás natural, carvão mineral, diesel, bagaço de cana, etc. Na Figura 4, é apresentado

como exemplo, um sistema de CHP, onde uma turbina a vapor move um gerador síncrono conectado à rede elétrica de um SDEE:

Figura 4 – Sistema de Geração de Calor e Energia Elétrica



Fonte: Adaptado de [3]

Dentro desse contexto, neste estudo, é considerado o caso da GD sendo caracterizada por geradores síncronos conectados à rede elétrica por transformadores trifásicos.

Na legislação brasileira, seguindo as normas do PRODIST [9], o nível de tensão para conexão de centrais geradoras é definido a partir das potências indicadas na tabela 2:

Tabela 1 - Potência instalada e nível de tensão de conexão

Potência Instalada	Níveis de Tensão de Conexão
<10kW	Baixa Tensão (Monofásico)
10 a 75 kW	Baixa Tensão (Trifásico)
76 kW a 150 kW	Baixa Tensão (Trifásico) / Média Tensão
151 a 500 kW	Baixa Tensão (Trifásico) / Média Tensão
501 kW a 10 MW	Média Tensão / Alta Tensão
11 a 30 MW	Média Tensão / Alta Tensão
>30 MW	Alta Tensão

Fonte: Adaptado de [14]

onde tem-se que as faixas de tensão são definidas como [9]:

Baixa tensão (BT): tensão igual ou inferior a 1kV;

Média tensão (MT): tensão superior a 1kV e inferior a 69kV; e

Alta tensão (AT): tensão igual ou superior a 69kV e igual ou inferior a 138kV.

Ainda, de acordo com o PRODIST [9], é exigido que sejam realizados os seguintes estudos por parte do acessante à rede elétrica:

- a) Nível de curto-circuito;
- b) Capacidade de disjuntores, barramentos, transformadores de instrumento e malhas de terra;
- c) Adequação do sistema de proteção envolvido na integração das instalações do acessante e revisão dos ajustes associados, observando-se estudos de coordenação de proteção, quando aplicáveis;
- d) Ajuste dos parâmetros dos sistemas de controle de tensão e de frequência e, para conexões em alta tensão, dos sinais estabilizadores.

Pode-se notar que a análise de curto-circuito se mostra um procedimento de primordial importância, estabelecendo diversos critérios técnicos para a conexão da GD aos SDEE.

O nível de penetração (%) da GD é uma das principais métricas consideradas na quantificação da potência gerada ao nível dos SDEE [15], sendo expresso por (7):

$$NP_{GD}(\%) = \frac{\text{Potência GD}}{\text{Potência total do sistema}} \times 100 \quad (7)$$

onde:

Potência GD é a potência fornecida pela GD; e

Potência total do sistema é a carga total do alimentador.

### 2.3 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

De maneira geral, um curto-circuito pode ser definido como uma conexão intencional ou acidental, geralmente de baixa impedância, entre dois ou mais pontos que normalmente estão em diferentes potenciais elétricos [6]. Devido a impedância dos cabos, transformadores e equipamentos da rede elétrica apresentarem valores reduzidos ou de acordo com a topologia do sistema, a ocorrência de curto-circuito na rede pode resultar em correntes de magnitude extremamente elevada [6], causando danos aos equipamentos caso não haja um sistema de proteção adequado. Os tipos de curto-circuito podem ser classificados em onze tipos:

- Curto-circuito trifásico;

- Curto-circuito trifásico - terra;
- Curto-circuito fase a - terra;
- Curto-circuito fase b - terra;
- Curto-circuito fase c - terra;
- Curto-circuito bifásico fase a - fase b;
- Curto-circuito bifásico fase b - fase c;
- Curto-circuito bifásico fase a - fase c;
- Curto-circuito bifásico fase a - fase b - terra;
- Curto-circuito bifásico fase b - fase c - terra;
- Curto-circuito bifásico fase a - fase c - terra;

O sistema elétrico está sempre vulnerável às condições mais diversas e imprevisíveis, o que caracteriza as faltas (curto-circuito) como eventos estocásticos. As faltas podem ser devidas aos seguintes fatores [16]:

- Falhas de isolamento (problemas de fabricação, envelhecimento, etc.);
- Falhas mecânicas (ação do vento, poluição do ar, árvores, etc.);
- Falhas elétricas (Descargas atmosféricas, manobras, etc.);
- Falhas de natureza térmica (aquecimento dos condutores em consequência de sobrecarga);

De acordo com [6] baseando-se em levantamentos históricos de faltas em empresas de energia, a contribuição de cada elemento do sistema de potência é apresentada na Tabela 3:

Tabela 3 - Porcentagem de ocorrência de faltas em componentes do sistema de potência

<b>Componente do sistema de potência</b>	<b>Ocorrência de curto-circuito</b>
Geração	6%
Subestação	5%
Linhas de Energia	<b>89%</b>

Fonte: Adaptado de [6]

A parte mais vulnerável de um sistema de potência são as linhas de energia, devido à sua extensão e exposição aos fatores climáticos. Ainda, o fato de estarem dispostos em série reduz a confiabilidade de operação [6]. Conforme [17], as estatísticas de ocorrência quanto ao



tipo de curto-circuito se apresentam da seguinte forma: curto-circuito trifásico (8%); curto-circuito bifásico (14%) e, com a maior frequência, aparece o curto-circuito monofásico (78%).

As faltas ainda são classificadas como [6]:

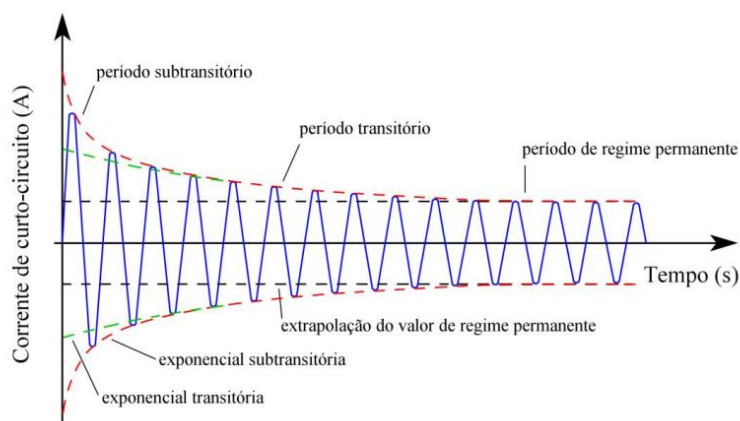
- Falta temporária: falta que ocorre sem haver dano na rede elétrica. Após a atuação do sistema de proteção, a operação do sistema volta a funcionar normalmente;
- Falta permanente: falta em que, após a atuação do sistema de proteção, é necessário consertar a rede para que o serviço seja restabelecido. Posteriormente à abertura de um disjuntor, a equipe de manutenção deverá se deslocar até o local da falta e, o conserto estando concluído, a operação do sistema deve ser restabelecida.

### 2.3.1 Corrente de Curto-Circuito

Na ocorrência de curto-circuito trifásico em sistemas elétricos excitados por geradores síncronos a corrente que circula nos seus enrolamentos imediatamente após a ocorrência de uma falta, o valor que apresenta após alguns poucos ciclos e o valor em estado permanente da corrente de falta diferem consideravelmente. Isso se deve ao efeito da corrente de armadura sobre o fluxo magnético que gera a tensão na máquina elétrica [18].

Na Figura 5 é apresentada uma representação de corrente de curto-circuito trifásico nos terminais de um gerador síncrono sem carga:

Figura 5 - Representação da corrente de curto-circuito no tempo



Fonte: Adaptado de [19]

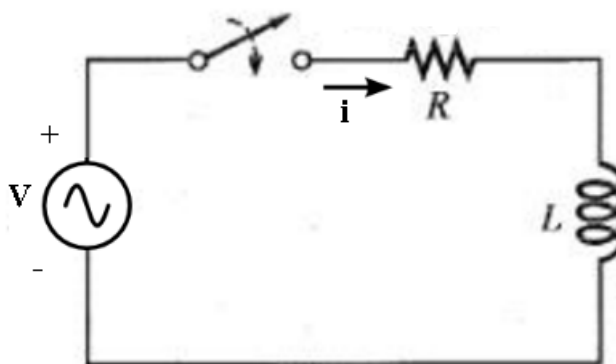
A corrente se eleva a um valor de pico, aproximadamente nos primeiros 5 ciclos da onda de corrente, chamada de corrente subtransitória, o qual se reduz primeiro acentuadamente, depois lentamente, passando por seu valor chamado de corrente transitória a partir do 6 ciclo, até atingir o valor de regime permanente [18].

Dessa forma, definem-se três períodos de tempo para a corrente de curto-circuito, cada um deles é caracterizado por uma reatância síncrona do gerador [19]:

- Período subtransitório: corresponde aos primeiros ciclos após o curto, a corrente subtransitória se eleva a um valor de pico e decai muito rapidamente. É caracterizado pela reatância subtransitória de eixo direto;
- Período transitório: corresponde ao período após o período subtransitório, onde a corrente transitória decai lentamente antes de atingir o estado de regime permanente. É caracterizado pela reatância transitória de eixo direto; e
- Período de regime permanente: corresponde ao período onde já foi atingido o estado de regime permanente, a corrente de regime permanente possui a mesma frequência da fonte. É caracterizado pela reatância síncrona de eixo direto.

Uma descrição aproximada da corrente de curto-circuito pode ser obtida através do circuito RL alimentado com uma fonte de tensão senoidal, representado na Figura 6:

Figura 6 - Circuito RL com fonte de tensão ideal



Fonte: O autor.

Nesse caso a corrente  $i$  poderia ser representada matematicamente por (8):

$$i = \frac{V_{max}}{|Z|} \times \left[ \text{sen}(\omega t + \alpha - \theta) - e^{-Rt/L} \times \text{sen}(\alpha - \theta) \right] \quad (8)$$

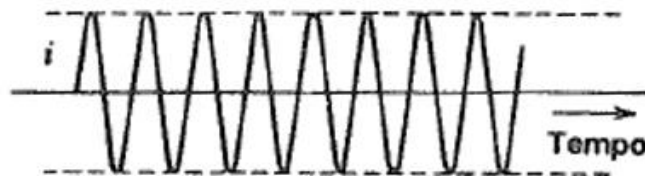
onde:

$V_{max}$  é o valor de pico da tensão da fonte, dado por  $V_{eficaz} \times \sqrt{2}$  em V; e

$\frac{L}{R}$  é a constante de tempo (s), depende da resistência e impedância equivalente da rede elétrica.

A corrente de um circuito linear com resistência e indutância é caracterizada por duas componentes: transitória (com característica exponencial decrescente) e de regime permanente (com característica senoidal). Na Figura 7 é ilustrada a corrente de regime permanente, que apresenta a mesma frequência da fonte.

Figura 7 - Corrente de regime permanente



Fonte: Adaptado de [18]

A Figura 8 mostra a composição das duas componentes da corrente de curto-circuito em função do tempo:

Figura 8 - Composição das correntes transitória e permanente



Fonte: Adaptado de [18]

De [6], sabe-se que à medida que a constante de tempo  $L/R$  contida em (8) diminui, o efeito da componente transitória é atenuado. Considerando uma rede de distribuição radial e sem GD, de acordo com [6], a constante de tempo tem seu valor reduzido à medida que aumenta a distância em relação à subestação. Uma prática bastante adotada para simplificar a estimativa da corrente de curto-circuito transitória consiste na multiplicação da corrente de curto-circuito em regime permanente por um fator de assimetria. Esta prática resulta na sobre estimativa da corrente de falta, sendo utilizada principalmente para o ajuste da proteção de sobrecorrente. Em sistemas com GD, esta constante tem valor mais elevado, devido à existência de um maior número de fontes.

### 2.3.2 Curto-circuito em Sistemas de Distribuição

Devido à característica desequilibrada dos SDEE, as tensões e correntes se apresentam assimétricas. As matrizes de impedância (modelos matemáticos que representam a impedância dos sistemas no estudo do curto-circuito) não são diagonais, pois o espaçamento desigual entre fases resulta no acoplamento mútuo entre as mesmas [20; 21; 22]. Por conseguinte, o método das componentes simétricas não se apresenta efetivamente preciso [21].

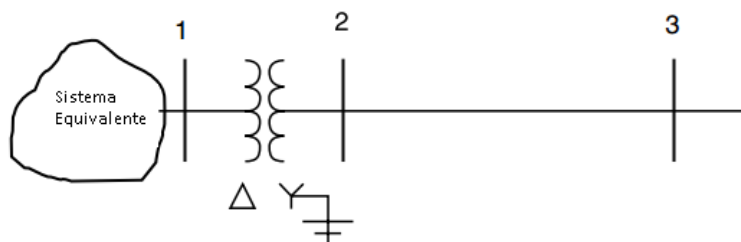
Os SDEE podem ser modelados em termos de impedâncias trifásicas dos geradores, transformadores, alimentadores e cargas [23]. A matriz impedância de barra [24; 25] é construída a partir de blocos constituídos pelas matrizes trifásicas dos equipamentos citados anteriormente. A matriz é utilizada para o cálculo das correntes e tensões nas barras do sistema.

Para os estudos de curto-circuito tradicionais é considerada uma modelagem mais simplificada dos equipamentos que compõe os SDEE. Neste trabalho todos os equipamentos são representados por componentes lineares, embora na prática esse pressuposto não seja efetivamente válido. O principal motivo dessa consideração é o fato de a modelagem linear possibilitar a aplicação do princípio da superposição no cálculo das correntes de curto-circuito [18].

### 2.3.3 Modelo do Sistema Equivalente

Nos estudos de curto-circuito em sistemas de distribuição, o barramento de alta da subestação, barra 1 da Figura 9, é representado por seu equivalente de Thevenin do sistema elétrico à montante (sistema de geração, transmissão e subtransmissão).

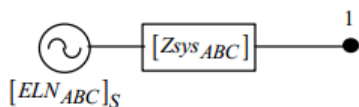
Figura 9 - Sistema equivalente a montante da Subestação



Fonte: Adaptado de [11]

Em cada fase, o sistema equivalente é representado por uma fonte de tensão nominal em conjunto com uma impedância equivalente Thevenin. O modelo de sistema equivalente no barramento de alta da subestação é apresentado na Figura 10:

Figura 10 - Modelo do Sistema Equivalente



Fonte: Adaptado de [8]

onde:

$Z_{sys_{ABC}}$  é a matriz impedância equivalente do sistema a montante da subestação; e

$[ELN_{ABC}]_S$  é o vetor de tensões de fase da fonte trifásica simétrica do modelo do Sistema Equivalente.

A matriz do sistema equivalente é utilizada para representar a característica do sistema de potência situado a montante da subestação no cálculo da corrente de curto-circuito. Para obtenção desse equivalente normalmente usa-se o conceito de potência de curto-circuito no ponto de conexão da barra de alta da subestação. Segundo [11; 18; 26], são feitos estudos de

curto-circuito no sistema de transmissão para fornecer informações a respeito das correntes de curto-circuito para pontos do sistema à montante da subestação de distribuição. O resultado desses estudos é fornecido, geralmente, em termos da potência de curto-circuito trifásico e monofásico. Para redes de distribuição primária radial a potência de curto-circuito no barramento de alta da subestação representa todo o sistema de geração e transmissão/subtransmissão no estudo do curto-circuito [26]. A partir da potência de curto-circuito trifásico é calculada a impedância equivalente de sequência positiva em (9).

$$Z_1^{Eq.} = \frac{V_{LL}^2}{(S_{3\phi})} \quad (9)$$

onde:

$S_{3\phi}$  é a potência de curto-circuito trifásico em VA; e

$V_{LL}$  é a tensão nominal de linha em V.

A partir da potência de curto-circuito monofásico é calculada a impedância equivalente de sequência zero por (10):

$$Z_0^{Eq.} = \frac{3V_{LL}^2}{(S_{1\phi})^*} - 2Z_1^{Eq.} = \frac{3V_{LL}^2}{(S_{1\phi})^*} - \frac{2V_{LL}^2}{(S_{3\phi})^*} \quad (10)$$

onde:

$S_{1\phi}$  é a potência de curto-circuito monofásico em VA.

Para o cálculo de curto-circuito por componentes de fase é necessário aplicar a transformação de componentes simétricas para componentes de fase na matriz impedância de sequência a fim de se obter a representação em componentes de fase, conforme [8]. Essa transformação é dada pela expressão (11) de [8]:

$$Z_{ABC} = A_{sym} \times Z_{012} \times A_{sym}^{-1} \quad (11)$$

onde:

$Z_{012} = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix}$  é a matriz impedância em componentes simétricas; e

$A_{sym} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -0,5 - j0,866 & -0,5 + j0,866 \\ 1 & -0,5 + j0,866 & -0,5 - j0,866 \end{bmatrix}$  é a matriz de transformação de componentes simétricas [8].

Segundo [8], a impedância do sistema equivalente em componentes de fase é dada por (12):

$$Z_{ABC} = A_{sym} \times \begin{bmatrix} \frac{3V_{LL}^2}{(S_{1\phi})^*} - \frac{2V_{LL}^2}{(S_{3\phi})^*} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{V_{LL}^2}{(S_{3\phi})^*} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{V_{LL}^2}{(S_{3\phi})^*} \end{bmatrix} \times A_{sym}^{-1} \quad (12)$$

Outra aproximação ainda mais simplificada é considerar o barramento de alta tensão da subestação como um “barramento infinito”, ou seja, um ponto onde os valores de tensão e frequência são mantidos constantes, independentemente do tipo ou quantidade de carga fornecida [26].

No barramento de baixa da subestação tem-se que a impedância equivalente desse ponto do sistema é a soma da impedância equivalente do sistema à montante referida ao secundário (terminal de baixa da barra da subestação, ponto 2 da Figura 9) do transformador mais a impedância do transformador calculada no secundário, conforme a expressão (13) de [8]:

$$Z_{subestação} = Z_{Sys_{ABC}}'' + Z_{transformador} \quad (13)$$

onde:

$Z_{Sys_{ABC}}''$  é a impedância do sistema equivalente referida ao secundário do transformador da subestação em Ohm;

$Z_{transformador}$  é a impedância do transformador da subestação referida ao secundário em Ohm.

O cálculo da impedância  $Z''_{Sys_{ABC}}$  considera cada tipo de ligação de transformador trifásico. Para o caso em questão, envolvendo a ligação Delta - Estrela Aterrado do transformador da subestação, tem-se de [11] que:

$$Z''_{Sym_{ABC}} = [A_{sym}] \times [Z_{Sym_{ABC}}] \times [d_t] \quad (14)$$

$$E''_{th} = [A_t] \times [V_{ABC}] \quad (15)$$

onde:

$$[A_t] = \frac{V_{\text{lado baixa tensão}}}{V_{\text{lado alta tensão}} \times \frac{\text{fase}}{\text{linha}}} \times \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \text{ para o caso Delta - Estrela Aterrado;}$$

$$[d_t] = \frac{V_{\text{lado baixa tensão}}}{V_{\text{lado alta tensão}} \times \frac{\text{fase}}{\text{linha}}} \times \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \text{ para o caso Delta - Estrela Aterrado;}$$

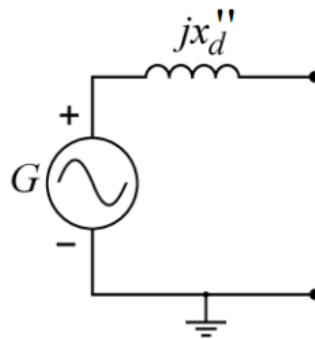
$[V_{ABC}]$  é a tensão trifásica de linha do lado de alta tensão do transformador em V; e

$E''_{th}$  é tensão trifásica do sistema equivalente referida ao secundário do transformador da subestação em V.

### 2.3.4 Modelo do Gerador Síncrono

Para estudos de curto-circuito trifásico simétrico, o modelo de gerador síncrono por fase consiste de uma fonte de tensão simétrica com uma impedância, geralmente a reatância subtransitória de eixo direto [27]. A Figura 11 demonstra esse modelo:

Figura 11 - Modelo de Gerador Síncrono por fase para estudos de curto-circuito



Fonte: Adaptado de [28].



Na ocorrência de curto-circuito trifásico simétrico, diretamente nos terminais de um gerador síncrono, será produzida inicialmente uma corrente de curto-circuito extremamente alta, que após alguns ciclos gradualmente decairá para um valor de estado estacionário. Esta alteração é representada por uma impedância reativa variável. Três reatâncias específicas são usadas para correntes de falta em um curto-circuito:

- Reatância subtransitória de eixo direto  $x_d''$  - Reatância de dispersão dos enrolamentos do estator e do rotor do gerador. É usada para determinar a corrente de curto-circuito durante os primeiros 5 ciclos da rede elétrica, ou seja, no período subtransitório da Figura 6;

- Reatância transitória  $x_d'$  - Reatância de dispersão dos enrolamentos do estator e da excitação do gerador. É usada para determinar a corrente de curto-circuito durante os próximos ciclos da rede elétrica a partir do 5 ciclo, ou seja, no período transitório da Figura 6;

- Reatância síncrona  $x_d$  - Reatância total do enrolamento rotor do gerador. É usada para determinar a corrente de curto-circuito quando é alcançado o regime permanente;

No estudo de curto circuito, dependendo do período da corrente a ser calculada, são escolhidas diferentes reatâncias. A reatância subtransitória de eixo direto é escolhida nesse cálculo por apresentar a menor magnitude, de modo a ser utilizada numa abordagem mais conservadora, considerando o caso de maior intensidade da corrente de curto-circuito. A norma IEC 60909 [27], recomenda o uso dessa reatância subtransitória de eixo direto saturada no cálculo de curto-circuito.

Para estudos de curto-circuito por componentes de fase [20], a matriz trifásica representando as impedâncias do gerador é obtida através das reatâncias de sequência da seguinte forma:

$$Z_{gerador} = A_{sym} \times \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \times A_{sym}^{-1} \quad (16)$$

onde:

$Z_1$  é composta, em regra, pela reatância subtransitória de eixo direto do gerador;

$Z_2$  é composta pela reatância de sequência negativa; e

$Z_0 = X_0 + 3Z_n$  é composta pela reatância de sequência zero ( $X_0$ ) e impedância de aterramento ( $Z_n$ ) em Ohms

### 2.3.5 Modelo do Transformador Trifásico

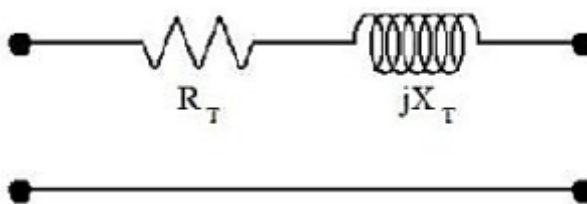
Neste estudo são considerados apenas transformadores de dois enrolamentos. Segundo [29], estes transformadores trifásicos podem ser representados por uma matriz de impedância trifásica, dada por:

$$Z_{\text{transformador}} = \begin{bmatrix} Z_{AA} & Z_{AB} & Z_{AC} \\ Z_{BA} & Z_{BB} & Z_{BC} \\ Z_{CA} & Z_{CB} & Z_{CC} \end{bmatrix} \quad (17)$$

No caso de transformadores trifásicos, geralmente em aplicações práticas não estão disponíveis os valores das impedâncias mútuas, de modo que os elementos fora diagonal da matriz são considerados zeros para efeito de cálculo de curto-circuito. A impedância própria é apresentada em pu ou em porcentagem. Essa impedância usualmente representa as três fases (A, B e C), ou seja, apenas a diagonal da matriz da expressão (17).

O modelo por fase utilizado de impedância série é mostrado na Figura 12:

Figura 12 - Modelo por fase transformador como impedância série



Fonte: Adaptado de [28]

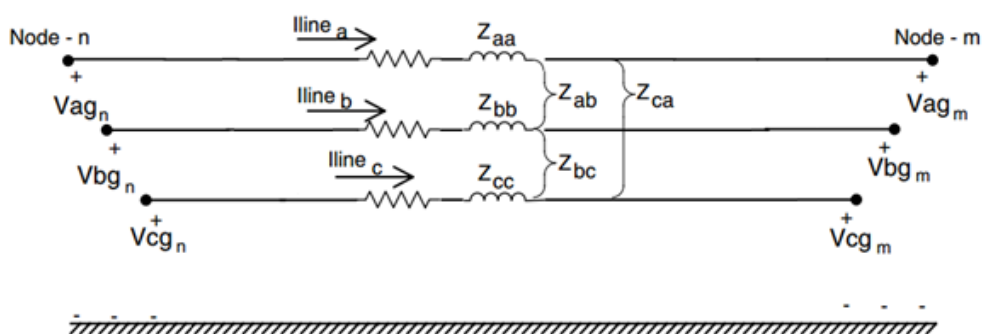
Porém em transformadores trifásicos, o primário e secundário diferem quanto à forma de ligação, variando o efeito nas tensões e correntes de acordo com o conjunto de ligações serem delta ou estrela. Para transformadores trifásicos, em toda ligação delta - estrela ou estrela - delta, o lado de alta tensão estará adiantado de  $30^\circ$  em relação ao lado de baixa tensão por norma americana [11]. As relações de tensão e corrente para cada combinação de ligação

delta - delta, delta - estrela e estrela - estrela, considerando o aterramento do neutro, são minuciosamente desenvolvidas em [11] para componentes de fase.

### 2.3.6 Modelo do Alimentador

Segundo [18; 26], um alimentador primário aéreo pode ser considerado uma linha de transmissão curta (linha com extensão menor que 80km) e modelado como impedância trifásica série RL acoplada, Figura 13.

Figura 13 - Modelo trifásico do alimentador como impedâncias trifásicas série



Fonte: Adaptado de [8]

Neste trabalho, o alimentador é representado por uma matriz trifásica, que inclui as impedâncias próprias das fases e as impedâncias mútuas entre as fases. Esta matriz é obtida utilizando-se as equações de Carson modificadas e o método de redução de Kron no modelo de linha a quatro condutores, como é apresentado detalhadamente em [23; 30].

$$Z_{alimentador} = \begin{bmatrix} Z_{AA} & Z_{AB} & Z_{AC} \\ Z_{BA} & Z_{BB} & Z_{BC} \\ Z_{CA} & Z_{CB} & Z_{CC} \end{bmatrix} \quad (18)$$

onde  $Z_{AA}$ ,  $Z_{BB}$  e  $Z_{CC}$  são as impedância próprias das em Ohm fases e  $Z_{AB} = Z_{BA}$ ,  $Z_{BC} = Z_{CB}$  e  $Z_{AC} = Z_{CA}$  são as impedâncias mútuas entre fases em Ohm. Os alimentadores tratados neste são de circuito simples.

### 2.3.7 Matriz Impedância de Barra

A partir das matrizes trifásicas de impedância dos equipamentos da rede, assim como mostrado nos itens anteriores, por exemplo, é construída a matriz de impedância de barra do

sistema. Cada elemento da diagonal dessa matriz representa a impedância equivalente Thevenin vista da barra analisada até a barra de referência. Os elementos da diagonal podem ser usados diretamente para calcular as correntes e tensões associadas aos vários tipos de falta [25]. Outra vantagem apresentada pela representação da matriz é a possível simulação de remoção e adição de linhas, mudança na impedância entre trechos, abertura de fases e condutores, pela modificação da matriz de impedância base [25].

A matriz impedância de barra  $Z_{barra}$  pode ser calculada a partir da matriz admitância de barra  $Y_{barra}$  da seguinte forma:

$$Z_{barra} = Y_{barra}^{-1} \quad (19)$$

A matriz admitância de barra do sistema pode ser calculada da seguinte forma, de acordo com as referências [21; 30]:

a) Elementos da Diagonal:

$$[Y_{abc}]_{i,j} = \sum_{j=1}^n [\overline{Y_{abc}}]_{i,j} + [\overline{Y_{abc}}]_{i,0} \quad (20)$$

b) Elementos fora da Diagonal:

$$[Y_{abc}]_{i,j} = -[\overline{Y_{abc}}]_{i,j} \quad (21)$$

onde:

$[Y_{abc}]_{i,j}$  é a matriz admitância entre as barras  $i$  e  $j$ ;

$[\overline{Y_{abc}}]_{i,j}$  é o inverso das matrizes impedância dos elementos série (alimentadores, transformadores, etc.); e

$[\overline{Y_{abc}}]_{i,0}$  é o inverso das matrizes impedância dos elementos shunt (geradores, cargas, capacitores, etc.).

Dessa forma, como a representação é trifásica, a matriz de admitância de barras tem dimensão  $3N \times 3N$  para uma rede com  $N$  barras.

Tal método de obtenção da matriz impedância de barra por inversão da matriz de admitância não é adequado para ser implementado computacionalmente, visto que os sistemas de potência podem apresentar milhares de barras, tornando um grande problema para a inversão dessa matriz, de grande dimensão. Para solucionar esse problema, foi adaptado o método de construção da matriz impedância de barra de forma direta, numa versão estendida à forma trifásica, que reduziria o número de inversões de matrizes. Em suma, o método tradicional de construção da matriz impedância de barra apresenta grande número de inversões matriciais de matrizes de dimensão 3 e, posteriormente, inversão da matriz admitância de barra de dimensão  $3N \times 3N$  ou seja de dimensão elevada, de modo que essas inversões matriciais poderiam adicionar erros devido às aproximações feitas na inversão de uma matriz por um computador digital, conforme a referência [25] e o tempo de execução do algoritmo seria exorbitantemente elevado, inviabilizando sua utilização no cálculo de curto-circuito.

### 2.3.8 Construção direta da Matriz Impedância de Barra do Sistema Elétrico

Em um sistema trifásico, a matriz  $Z_{barra}$  é formada por submatrizes de dimensão  $3 \times 3$ , apresentando dimensão  $3N \times 3N$  para uma rede com  $N$  barras. Este algoritmo demonstrado é uma versão estendida do método de construção direta da matriz impedância de barra monofásica [25; 31] aplicado a SDEE trifásicos, sendo implementado em ambiente MATLAB®. Basicamente é demonstrado como o algoritmo de construção direta modifica a matriz  $Z_{barra}$  a fim de ir adicionando as matrizes impedâncias trifásicas dos elementos que compõe a rede de forma direta.

Partindo-se da barra a ser adicionada, seleciona-se o elemento que interliga essa barra a uma barra já representada na matriz  $Z_{barra}$ . Cada elemento, série ou shunt, representado por uma matriz trifásica das impedâncias das fases A, B e C, sendo adicionado pode ser classificado em três tipos:

- Tipo 1 - Elemento a ser adicionado entre barra de referência e uma nova barra na matriz  $Z_{barra}$ ;
- Tipo 2 – Elemento a ser adicionado entre uma barra existente na matriz  $Z_{barra}$  e uma nova barra;

- Tipo 3 – Elemento adicionado entre duas barras já existentes na matriz  $Z_{barra}$ .

Os elementos do tipo 1 são geralmente representados pela matriz impedância equivalente do sistema à montante da SE na barra de baixa tensão do transformador e pela matriz dos elementos ligados em derivação, como cargas, modeladas por impedância constante e geradores, por exemplo. Para elementos desse tipo 1, a modificação feita na matriz  $Z_{barra}$  é a seguinte: considerando que o último elemento da diagonal da matriz original está na posição (k, k), é adicionada uma matriz impedância na diagonal da matriz na nova posição (k+1, k+1), ou seja,  $Z_{k+1,k+1} = Z_{nova}$  para cada elemento  $Z_{k+1,j}$  da nova linha (k+1) e elemento  $Z_{i,k+1}$  da nova coluna (k+1) é atribuído uma matriz trifásica de zeros, ou seja,  $Z_{k+1,j} = Z_{i,k+1} = 0$ . Em (22) é demonstrado o resultado dessas modificações.

$$Z_{barra} = \begin{bmatrix} Z_{l,l} & \dots & Z_{l,k} & zeros \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ Z_{k,l} & \dots & Z_{k,k} & zeros \\ zeros & \dots & zeros & Z_{k+1,k+1} \end{bmatrix} \quad (22)$$

onde:

$Z_{k+1,k+1}$  é a matriz trifásica que representa o novo elemento adicionado; e

*zeros* é uma matriz de ordem 3 com apenas elementos nulos.

Observa-se que essa modificação aumenta a dimensão da matriz em 3 unidades. Para os elementos do tipo 2 na diagonal da matriz  $Z_{barra}$ , considerando que o último elemento da diagonal está na posição (k, k), é adicionado um novo elemento na posição (k+1, k+1), que é a soma do elemento  $Z_{EE}$  da diagonal da matriz  $Z_{barra}$ , referente a barra já existente no sistema, e a matriz do novo elemento  $Z_{nova}$ . Em (23) é demonstrado o resultado dessas modificações.

$$[Z_{k+1,k+1}] = [Z_{EE}] + [Z_{nova}] \quad (23)$$

Na linha (k+1) e na coluna (k+1) são atribuídos os mesmos valores dos elementos  $[Z_{i,E}]$  da coluna (E), e  $[Z_{E,j}]$  da linha (E). Essa modificação também aumenta a dimensão da matriz em 3 unidades. Em (24) é demonstrado o resultado.

$$Z_{\text{barra}} = \begin{bmatrix} Z_{l,l} & \cdots & Z_{l,E} & \cdots & Z_{l,k} & Z_{l,k+1} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ Z_{E,l} & \cdots & Z_{E,E} & \cdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{k,l} & \cdots & \cdots & \cdots & Z_{k,k} & Z_{k,k+1} \\ Z_{k+1,l} & \cdots & \cdots & \cdots & Z_{k+1,k} & Z_{k+1,k+1} \end{bmatrix} \quad (24)$$

onde:

$$[Z_{n,k+1}] = [Z_{n,E}];$$

$$[Z_{k+1,n}] = [Z_{E,n}]; \text{ e}$$

$n = 1, 2, 3, \dots, k$ .

Para elementos do tipo 3, a matriz não sofre alteração em sua dimensão após o processamento dos elementos da matriz ser efetuado por completo. São adicionadas uma linha e uma coluna “temporárias” na linha (k+1) e na coluna (k+1) na matriz  $Z_{\text{barra}}$ , respectivamente, dadas por (25) e (26):

$$[Z_{k+1,j}] = [Z_{p,j}] - [Z_{q,j}] \quad (25)$$

$$[Z_{l,k+1}] = [Z_{i,p}] + [Z_{i,q}] \quad (26)$$

onde:

p é o índice referente a barra p já representada na matriz; e

q é o índice referente a barra q já representada na matriz.

Na diagonal, na posição temporária (k+1, k+1), é adicionada a seguinte expressão (27):

$$[Z_{k+1,k+1}] = [Z_{LL}] = [Z_{p,p}] + [Z_{q,q}] - [Z_{p,q}] - [Z_{q,p}] + [Z_{nova}] \quad (27)$$

onde:

$[Z_{nova}]$  é a matriz que representa o novo elemento entre barras já representadas na matriz

$Z_{\text{barra}}$ .

O resultado dessas modificações temporárias é demonstrado em (28):

$$Z_{\text{barra temporária}} = \begin{bmatrix} Z_{1,1} & \cdots & Z_{1,p} & \cdots & Z_{1,q} & \cdots & Z_{1,k} & Z_{1,q} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ Z_{p,1} & \cdots & Z_{p,p} & \cdots & Z_{p,q} & \cdots & Z_{p,k} & Z_{p,k+1} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ Z_{q,1} & \cdots & Z_{q,p} & \cdots & Z_{q,q} & \cdots & Z_{q,k} & Z_{q,k+1} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ Z_{k,1} & \cdots & Z_{k,p} & \cdots & Z_{k,q} & \cdots & Z_{k,k} & Z_{k,k+1} \\ Z_{k+1,1} & \cdots & Z_{k+1,p} & \cdots & Z_{k+1,q} & \cdots & Z_{k+1,k} & Z_{k+1,k+1} \end{bmatrix} \quad (28)$$

Os novos elementos da matriz modificada, que preserva as mesmas dimensões neste caso, são dados pela redução de Kron expressa em (29):

$$Z_{\text{barra}} = Z_{\text{barra anterior}} - \left( [Z_{k+1,j}]^{-1} \times [Z_{L,L}] \right) \times [Z_{i,k+1}] \quad (29)$$

onde:

$i = 1, 2, \dots, k; e$

$j = 1, 2, \dots, k.$

Demonstrou-se como o método modifica a matriz  $Z_{\text{barra}}$  ao adicionar os vários tipos de elementos entre as barras do sistema representados na matriz.

### 2.3.9 Curto-Circuito por Componentes de Fase Usando Matriz Impedância de Barra

O cálculo curto-circuito por componentes de fase é realizado modificando os elementos da matriz de impedância de barra trifásica. Este método de cálculo de curto-circuito é descrito detalhadamente por [29]. Utiliza o teorema da superposição para estimar o estado das barras do sistema na condição de curto-circuito, ou seja, determinar as tensões complexas nas barras do sistema. Em sua formulação [29], as condições de falta no sistema são simuladas utilizando duas fontes de tensão em série, uma representando a tensão do estado pré-falta e a outra é a tensão de falta, tendo como valor o negativo da tensão pré-falta, verificando assim as condições de contorno da barra faltosa [18].

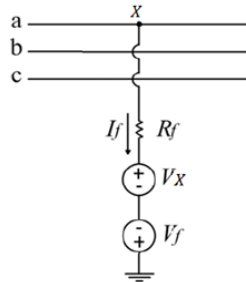
#### 2.3.9.1 Corrente de Curto-circuito para o caso Falta Fase-Terra

Para se calcular a corrente de curto-circuito fase-terra em uma barra do sistema elétrico, como mostrado na Figura 14, segundo [29], deve-se modificar os elementos da



diagonal da matriz impedância de barra associados a essa barra para incluir os efeitos da resistência de falta.

Figura 14 - Falta fase-terra



Fonte: adaptado de [22]

onde:

$V_X$  é a tensão pré-falta (tensão num momento imediatamente anterior à falta) no fase X;

$V_f = -V_X$  é a tensão de falta;

$R_f$  é a resistência de falta; e

$I_f$  é a corrente de curto-circuito (ou corrente de falta).

A inclusão da fonte de tensão  $V_X$  é necessária para que as condições de contorno durante a falta elétrica sejam observadas.

De acordo com [29], devem ser feitas as seguintes modificações nos elementos da matriz na barra k relacionados à fase X, dadas pela expressão (30):

$$Z_{XX}^{k'} = Z_{XX}^k + Z_f \quad (30)$$

onde:

$Z_{XX}^k$  é a impedância equivalente da barra k corresponde à fase X;

$Z_f$  é a resistência de falta; e

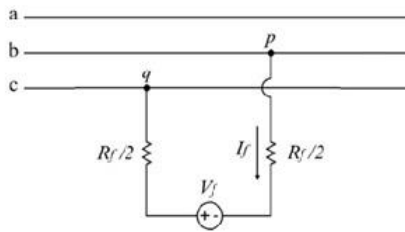
Logo, utilizando-se a impedância modificada em (30) e a tensão pré-falta na barra em questão, tem-se que a corrente de curto-circuito na fase X da barra k é dada pela expressão (31):

$$I_f = \frac{V_f}{Z_{XX}^{k'} + Z_f} \quad (31)$$

### 2.3.9.2 Corrente de Curto-circuito para o caso Falta Fase-Fase

Para se calcular a corrente de curto-circuito fase-fase em uma barra do sistema elétrico, como mostrado na Figura 15, devem ser modificados os elementos da diagonal da matriz impedância associados à barra em questão para incluir os efeitos da resistência de falta [29].

Figura 15 - Falta fase-fase



Fonte: adaptado de [22]

De acordo com [29], devem ser feitas as seguintes modificações nos elementos da matriz relacionados à barra em questão nas fases p e q, dadas pelas expressões (32) e (33), respectivamente:

$$Z_{pp}^{k'} = Z_{pp}^k + \frac{Z_f}{2} \quad (32)$$

$$Z_{qq}^{k'} = Z_{qq}^k + \frac{Z_f}{2} \quad (33)$$

onde:

$Z_{pp}^k$  e  $Z_{qq}^k$  são as impedâncias próprias das fases p e q, respectivamente no barra k.

Para se calcular a corrente  $I_f$ , tem-se a expressão (34):

$$\begin{bmatrix} V_{f_p}^k \\ V_{f_q}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{pp}^{k'} & Z_{pq}^k \\ Z_{pq}^k & Z_{qq}^{k'} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_f \\ -I_f \end{bmatrix} \quad (34)$$

onde:

$V_{f_p}^k$  é tensão de falta na fase p da linha na barra k; e

$V_{f_q}^k$  é tensão de falta na fase q da linha na barra k.

Invertendo a matriz de impedância de (34) e multiplicando ambos os lados da equação pela inversa da matriz, obtém-se (35):

$$\begin{bmatrix} I_f \\ -I_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{pp}^{k'} & Z_{pq}^k \\ Z_{pq}^k & Z_{qq}^{k'} \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} V_{f_p}^k \\ V_{f_q}^k \end{bmatrix} \quad (35)$$

Resolvendo-se a expressão (35) para  $I_f$ , obtém-se a expressão (36):

$$I_f = \frac{V_{f_p}^k - V_{f_q}^k}{Z_{pp}^{k'} + Z_{qq}^{k'} - 2Z_{pq}^k} \quad (36)$$

As correntes de curto-circuito nas fase p e q são obtidas através de (37) e (38), respectivamente:

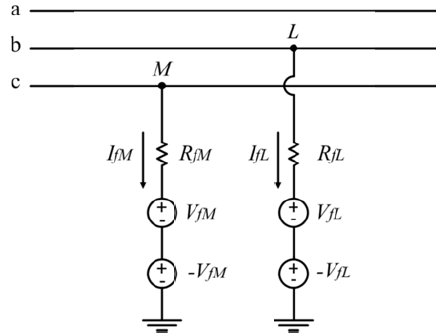
$$I_{f_p} = I_f \quad (37)$$

$$I_{f_q} = I_f \quad (38)$$

### 2.3.9.3 Corrente de Curto-circuito para o caso Falta Fase-Fase-Terra

Para se calcular a corrente de curto-circuito fase-fase-terra, como mostrado na Figura 16, devem ser modificados os elementos da diagonal da matriz de impedância associados à barra em questão para incluir os efeitos das resistências de falta [29].

Figura 16 - Falta fase-fase-terra



Fonte: adaptado de [22]

De acordo com [29], devem-se fazer as seguintes modificações nos elementos da matriz relacionados à barra em questão nas fases L e M, dadas pelas expressões (39) e (40), respectivamente:

$$Z_{LL}^{k'} = Z_{LL}^k + Z_{f_L} \quad (39)$$

$$Z_{MM}^{k'} = Z_{MM}^k + Z_{f_M} \quad (40)$$

Para se calcular o curto-circuito fase-fase-terra, considera-se a expressão (41):

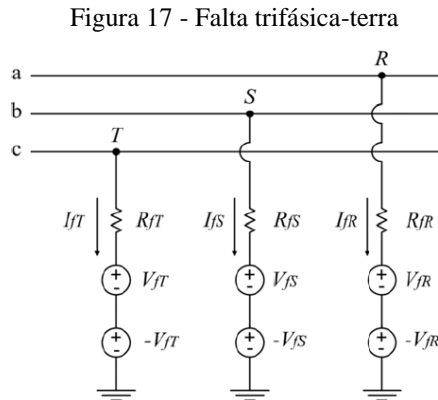
$$\begin{bmatrix} V_{f_L}^k \\ V_{f_M}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{LL}^{k'} & Z_{ML}^k \\ Z_{ML}^k & Z_{MM}^{k'} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{f_L} \\ I_{f_M} \end{bmatrix} \quad (41)$$

Invertendo-se a matriz de impedância de (41), multiplicando-se ambos os lados da equação pela inversa da matriz e resolvendo-se a equação matricial para o vetor de correntes, obtém-se a expressão (42) para as correntes de curto-circuito nas fases L e M:

$$\begin{bmatrix} I_{f_L} \\ I_{f_M} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{LL}^{k'} & Z_{ML}^k \\ Z_{ML}^k & Z_{MM}^{k'} \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} V_{f_L}^k \\ V_{f_M}^k \end{bmatrix} \quad (42)$$

### 2.3.9.4 Corrente de Curto-circuito para o caso Falta Trifásica-Terra

Para se calcular a corrente de curto-circuito trifásico-terra em uma barra do sistema elétrico, como mostrado na Figura 17, devem-se modificar os elementos da diagonal da matriz impedância associados à barra em questão para incluir os efeitos das resistências de falta [29].



Fonte: Adaptado de [22]

De acordo com [29], devem ser feitas as seguintes modificações nos elementos da matriz relacionados à barra em questão nas fases R, S e T, dadas pelas expressões (43), (44) e (45), respectivamente:

$$Z_{RR}^{k'} = Z_{RR}^k + Z_{f_R} \quad (43)$$

$$Z_{SS}^{k'} = Z_{SS}^k + Z_{f_S} \quad (44)$$

$$Z_{TT}^{k'} = Z_{TT}^k + Z_{f_T} \quad (45)$$

Considerando-se as expressões (43), (44) e (45), calcula-se a tensão pré-falta na barra k conforme a expressão (46):

$$\begin{bmatrix} V_{f_R}^k \\ V_{f_S}^k \\ V_{f_T}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{RR}^{k'} & Z_{RS}^k & Z_{RT}^k \\ Z_{SR}^k & Z_{SS}^{k'} & Z_{ST}^k \\ Z_{TR}^k & Z_{TS}^k & Z_{TT}^{k'} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{f_R} \\ I_{f_S} \\ I_{f_T} \end{bmatrix} \quad (46)$$

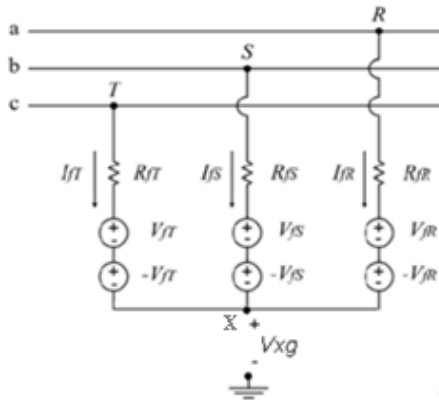
Invertendo-se a matriz de impedância de (46), multiplicando-se a inversa da matriz em ambos os lados da equação e resolvendo-se a equação matricial para o vetor de correntes, obtém-se a seguinte expressão para as correntes de curto-circuito nas fases R, S e T:

$$\begin{bmatrix} I_{f_R} \\ I_{f_S} \\ I_{f_T} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{RR}^{k'} & Z_{RS}^k & Z_{RT}^k \\ Z_{SR}^k & Z_{SS}^{k'} & Z_{ST}^k \\ Z_{TR}^k & Z_{TS}^k & Z_{TT}^k \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} V_{f_R}^k \\ V_{f_S}^k \\ V_{f_T}^k \end{bmatrix} \quad (47)$$

### 2.3.9.5 Corrente de Curto-circuito para o caso Falta Trifásica

Conforme [11], para se calcular a corrente de curto-circuito trifásico-terra em uma barra do sistema elétrico, como mostrado na Figura 18, devem-se modificar os elementos da diagonal da matriz impedância associados à barra em questão para incluir os efeitos das resistências de falta [29]. As modificações nos elementos da matriz relacionados à barra em questão nas fases R, S e T, também são dadas pelas expressões (43), (44) e (45), respectivamente.

Figura 18 - Falta trifásica



Fonte: Adaptado de [22].

Da Figura 18, tem-se que as tensões nas fases R, S e T da barra k estão relacionadas pela expressão (48):

$$\begin{bmatrix} V_R^k \\ V_S^k \\ V_T^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{RR}^{k'} & Z_{RS}^k & Z_{RT}^k \\ Z_{SR}^k & Z_{SS}^{k'} & Z_{ST}^k \\ Z_{TR}^k & Z_{TS}^k & Z_{TT}^k \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{f_R} \\ I_{f_S} \\ I_{f_T} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{Xg} \\ V_{Xg} \\ V_{Xg} \end{bmatrix} \quad (48)$$

Nessa condição de falta trifásica, tem-se a expressão (49) como condição de contorno do sistema:

$$I_{f_R} + I_{f_S} + I_{f_T} = 0 \quad (49)$$

Multiplicando-se ambos os lados de (48) pela inversa da matriz de impedâncias modificada, e resolvendo-se a equação matricial para o vetor de correntes, encontra-se (50):

$$\begin{bmatrix} I_{f_R} \\ I_{f_S} \\ I_{f_T} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{RR}^{k'} & Z_{RS}^k & Z_{RT}^k \\ Z_{SR}^k & Z_{SS}^{k'} & Z_{ST}^k \\ Z_{TR}^k & Z_{TS}^k & Z_{TT}^k \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} V_R^k \\ V_S^k \\ V_T^k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{RR}^{k'} & Z_{RS}^k & Z_{RT}^k \\ Z_{SR}^k & Z_{SS}^{k'} & Z_{ST}^k \\ Z_{TR}^k & Z_{TS}^k & Z_{TT}^k \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} V_{xg} \\ V_{xg} \\ V_{xg} \end{bmatrix} \quad (50)$$

Define-se as seguintes expressões (51) e (52) para facilitar o cálculo das correntes de falta:

$$Y_{RST} = \left[ Z_{RST}^{k'} \right]^{-1} \quad (51)$$

$$IP = \begin{bmatrix} Y_{RR} & Y_{RS} & Y_{RT} \\ Y_{SR} & Y_{SS} & Y_{ST} \\ Y_{TR} & Y_{TS} & Y_{TT} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_R^k \\ V_S^k \\ V_T^k \end{bmatrix} \quad (52)$$

Utilizando-se as expressões (49), (51) e (52), substituindo-as em (50) e resolvendo a equação para  $V_{xg}$ , encontra-se a expressão (53):

$$V_{xg} = \frac{IP(1,1) + IP(2,1) + IP(3,1)}{Y_{RR} + Y_{RS} + Y_{RT} + Y_{SR} + Y_{SS} + Y_{ST} + Y_{TR} + Y_{TS} + Y_{TT}} \quad (53)$$

Substituindo (53) em (50) e resolvendo a equação para o vetor de corrente, obtém-se a expressão (54) para as correntes de curto-circuito nas fases R, S e T:

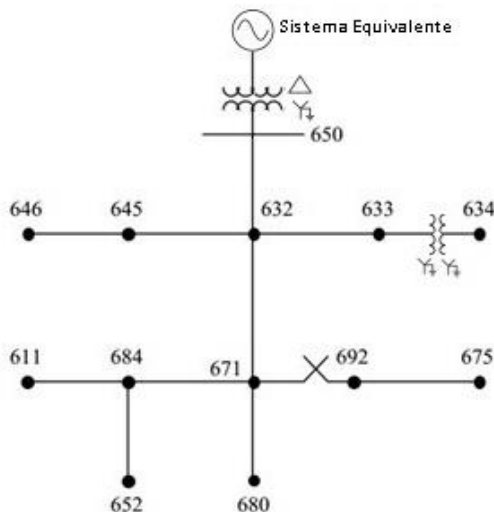
$$\begin{bmatrix} I_{f_R} \\ I_{f_S} \\ I_{f_T} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{RR}^{k'} & Z_{RS}^k & Z_{RT}^k \\ Z_{SR}^k & Z_{SS}^{k'} & Z_{ST}^k \\ Z_{TR}^k & Z_{TS}^k & Z_{TT}^k \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} V_R^k - V_{xg} \\ V_S^k - V_{xg} \\ V_T^k - V_{xg} \end{bmatrix} \quad (54)$$

### 3 ESTUDO DE CASO

#### 3.1 SISTEMA TESTE IEEE 13 BARRAS

A fim de avaliar a metodologia proposta para o cálculo de curto-circuito, neste estudo foi utilizado o sistema teste IEEE 13 barras modificado [8], apresentado na Figura 19.

Figura 19 - Sistema teste 13 barras.



Fonte: Adaptado de [8].

Este SDEE caracteriza-se pela radialidade e desequilíbrio entre as fases, devido a sua configuração composta de linhas aéreas e subterrâneas assimétricas e cargas dispostas em ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos. O sistema é alimentado por uma linha de 115kV através de um transformador de 5000kVA, ligação delta – estrela aterrado. A rede primária opera numa tensão de linha de 4,16kV e a rede secundária na barra 634 com uma tensão de linha de 480V.

Na análise dos capítulos a seguir, o estudo do curto-circuito é efetuado considerando primeiramente os seguintes pressupostos, observados nas simulações de curto-circuito nesse mesmo sistema teste na referência [8]:

- O barramento do secundário do transformador da subestação é considerado como barra 650. O sistema equivalente de transmissão está conectado ao barramento do primário da subestação como fonte simétrica com tensão nominal de linha 115kV;
- Impedância dos reguladores de tensão é considerada nula;



- Bancos de capacitores em derivação são desconsiderados neste estudo;
- A impedância de falta é assumida como zero, ou seja, são consideradas faltas sólidas;
- O sistema é considerado solidamente aterrado.

A análise realizada neste estudo segue as mesmas considerações observadas em [8], porém é necessário ressaltar que há limitações na simulação realizada, pois as seguintes considerações necessitariam de estudos complementares em cada cenário de teste do sistema elétrico com a inserção de geradores síncronos conectados na rede. Os seguintes pressupostos observados em [8], necessitariam de uma análise mais aprofundada, além dos cálculos de curto-circuito implementados neste trabalho:

- Na análise a seguir não foi empregada a corrente de carga do estado pré-falta das barras do sistema em cada cenário simulado. Considerando o estado pré-falta da rede, obtido dos resultados do fluxo de potência disponível em [32], observou-se que a corrente de carga pré-falta na saída da subestação a jusante da barra 650 apresentou valor eficaz para a corrente de carga de até 586,76A na fase C;

- A tensão em cada barra na simulação realizada foi considerada como 1pu. Na configuração original do sistema, observou-se que o menor valor eficaz de tensão de todas as barras do sistema foi de 0,9758pu na fase C da Barra 675 [32]. Para cada simulação de inserção de novos geradores síncronos na rede elétrica, em uma análise mais completa seria necessário realizar um estudo de fluxo de potência a fim de determinar a tensão pré-falta em cada barra do sistema;

- As cargas não foram consideradas na modelagem do sistema durante a falta. Em uma análise mais rigorosa, por exemplo, seria necessário modelar as cargas para considerar seu efeito no sistema elétrico nessa situação de curto-circuito, visto que como evidenciado anteriormente a corrente de carga apresenta um valor elevado na barra de saída da subestação;

Todos os dados referentes ao sistema teste IEEE 13 barras original são apresentados no apêndice A.

### 3.2 CENÁRIOS DE TESTE

A metodologia adotada neste trabalho consiste na inserção de geradores síncronos em determinadas barras do sistema teste, avaliando o impacto nos níveis de curto-circuito em

todas as barras da rede. O método de cálculo de curto-circuito com construção direta da matriz impedância de barra trifásica por componentes de fase apresentado neste trabalho foi implementado em ambiente computacional MATLAB®.

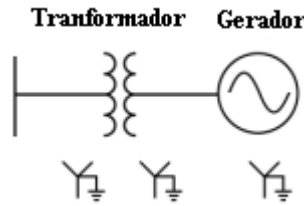
Além disso, para validação dos algoritmos desenvolvidos foi realizada a comparação dos resultados obtidos com os da referência [8], também seguindo as considerações apresentadas nesta acerca do sistema em questão.

Os cenários considerados são os seguintes:

- Nível de Penetração da GD igual a 9,8%, resultante de um gerador trifásico de 490kVA na barra 680;
- Nível de Penetração da GD igual a 25,1%, resultante da inserção de dois geradores trifásicos de 490kVA e 765kVA, nas barras 680 e 671, respectivamente;
- Nível de Penetração da GD igual a 51,3%, resultante da inserção de dois geradores trifásicos de 900kVA, nas barras 680 e 671, respectivamente e um gerador trifásico de 765kVA na barra 632;
- Nível de Penetração da GD igual a 72%, resultante da inserção de quatro geradores trifásicos de 900kVA nas barras 680, 671, 632 e 633, respectivamente.

Os geradores são conectados à rede elétrica através de transformadores trifásicos com ligação estrela aterrado – estrela aterrado. Não foi adotada impedância de aterramento no neutro nos geradores, a fim de que se possa avaliar o pior caso em termos dos níveis da corrente de falta à terra. Foi considerada a potência nominal de 500kVA para o transformador de acoplamento do gerador de 490kVA, sendo para os demais geradores adotados transformadores de potências nominais igual a 1MVA. O modelo considerado na representação dos geradores e transformadores de acoplamento é mostrado na Figura 20.

Figura 20 - Modelo do conjunto gerador e transformador de acoplamento.



Fonte: Adaptado de [19].

A seguir são apresentadas as matrizes trifásicas para o sistema equivalente a montante da subestação, para os geradores e transformadores.

- Sistema Equivalente:

$$Z_{\text{Sis}} = \begin{bmatrix} 0,6694 + 4,1744j & -0,3347 - 2,0872j & -0,3347 - 2,0872j \\ -0,3347 - 2,0872j & 0,6694 + 4,1744j & -0,3347 - 2,0872j \\ -0,3347 - 2,0872j & -0,3347 - 2,0872j & 0,6694 + 4,1744j \end{bmatrix} \text{ m}\Omega$$

- Transformador da Subestação:

$$Z_{\text{trafo}} = \begin{bmatrix} 0,0346 + 0,2769j & 0 & 0 \\ 0 & 0,0346 + 0,2769j & 0 \\ 0 & 0 & 0,0346 + 0,2769j \end{bmatrix} \Omega$$

- Transformador de 500kVA:

$$Z_{\text{Th}_{500\text{kVA}}} = \begin{bmatrix} 0,3807 + 0,6922j & 0 & 0 \\ 0 & 0,3807 + 0,6922j & 0 \\ 0 & 0 & 0,3807 + 0,6922j \end{bmatrix} \Omega$$

- Transformador de 1000kVA:

$$Z_{\text{Th}_{1000\text{kVA}}} = \begin{bmatrix} 0,1422 + 0,8535j & 0 & 0 \\ 0 & 0,1422 + 0,8535j & 0 \\ 0 & 0 & 0,1422 + 0,8535j \end{bmatrix} \Omega$$

- Gerador 490kVA:

$$Z_{\text{GD}_{\text{Pri}}^{490\text{kVA}}} = \begin{bmatrix} 5,0386j & 0,0306 - 1,9368j & -0,0306 - 1,9366j \\ -0,0306 - 1,9366j & 5,0384j & 0,0306 - 1,9364j \\ 0,0306 - 1,9366j & -0,0004 - 0,0258j & 5,0384j \end{bmatrix} \Omega$$

- Gerador 765kVA:

$$Z_{GD_{Pri}^{765kVA}} = \begin{bmatrix} 2,8202j & 0,0522 - 1,0934j & -0,0522 - 1,0934j \\ -0,0522 - 1,0934j & 2,8201j & 0,0522 - 1,0933j \\ 0,0522 - 1,0934j & -0,0522 - 1,0932j & 2,8201j \end{bmatrix} \Omega$$

- Gerador 900kVA:

$$Z_{GD_{900kVA}} = \begin{bmatrix} 2,4420j & 0,0611 - 0,9518j & -0,0611 - 0,9518j \\ -0,0611 - 0,9518j & 2,4419j & 0,0611 - 0,9517j \\ 0,0611 - 0,9518j & -0,0611 - 0,9517j & 2,4419j \end{bmatrix} \Omega$$

Todas as impedâncias foram calculadas referidas ao lado de alta tensão do transformador, ou seja, à rede primária de 4,16kV O desenvolvimento dos cálculos para obtenção das matrizes é apresentado no Apêndice B.

Conforme ressaltado no item 3.1, considerou-se a tensão de 1pu para cada barra do sistema em cada cenário de nível de penetração de GD simulado.

## 4 RESULTADOS

### 4.1 VALIDAÇÃO

Primeiramente, para validação do método de cálculo de curto-circuito proposto neste trabalho, foi efetuada uma análise comparativa entre os resultados obtidos pelo algoritmo proposto com aqueles apresentados pela referência [8]. Os resultados da metodologia proposta para o curto-circuito trifásico, trifásico-terra e monofásico no sistema teste sem geração distribuída são apresentados nas Tabelas 4 e 5, respectivamente:

Tabela 4. Correntes de curto-circuito trifásico utilizando a metodologia proposta.

<b>Curto-circuito - Sistema IEEE 13 Barras (Configuração sem GD) em (A)</b>						
<b>Barra</b>	<b>Trifásico</b>			<b>Trifásico-Terra</b>		
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>650</b>	8415,997	8415,997	8415,997	8415,997	8415,997	8415,997
<b>692</b>	3350,325	3271,477	2964,669	3317,388	3268,033	3009,521
<b>680</b>	2909,782	2839,423	2549,615	2880,559	2836,805	2589,517
<b>675</b>	3120,991	3088,713	2778,185	3091,531	3086,989	2816,303
<b>671</b>	3350,325	3271,477	2964,669	3317,388	3268,033	3009,521
<b>632</b>	4801,106	4704,913	4392,04	4759,029	4698,025	4449,142
<b>633</b>	4150,062	4023,059	3802,376	4115,488	4028,179	3836,957
<b>634</b>	15275,84	15135,125	14720,243	15190,616	15149,515	14796,06

Fonte: O autor.

Tabela 5. Correntes de curto-circuito monofásico à terra utilizando a metodologia proposta.

<b>Curto-circuito - Sistema IEEE 13 Barras (Configuração sem GD) em (A)</b>			
<b>Barra</b>	<b>Monofásico-Terra</b>		
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>650</b>	8478,765	8478,765	8478,765
<b>692</b>	2196,360	2156,889	2173,915
<b>684</b>	2019,485	0,000	2001,749
<b>680</b>	1851,882	1817,010	1832,047
<b>675</b>	2076,948	2049,912	2057,562
<b>671</b>	2196,360	2156,889	2173,915
<b>652</b>	1795,709	0,000	0,000
<b>646</b>	0,000	2516,460	2524,227
<b>645</b>	0,000	2806,463	2817,786
<b>632</b>	3495,437	3444,366	3466,424
<b>633</b>	2950,528	2910,273	2921,723
<b>634</b>	13046,318	12961,590	12985,807
<b>611</b>	0,000	0,000	1852,029

Fonte: O autor.

Para fins de validação, esses resultados foram comparados àqueles apresentados na referência [8] onde foi utilizado o software WindMil®. Os erros percentuais entre as correntes de falta obtidas com a metodologia proposta e os valores apresentados em [8] são apresentados nas Tabelas 6 e 7.

Tabela 6. Erros percentuais entre as correntes de falta trifásica e trifásica-terra resultantes da metodologia proposta e as apresentadas em [8].

<b>Erro (%) - Sistema IEEE 13 Barras (Configuração Original)</b>						
<b>Barra</b>	<b>Trifásico</b>			<b>Trifásico-Terra</b>		
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>650</b>	0,00360	0,00360	0,00360	0,00360	0,00360	0,00360
<b>692</b>	0,00672	0,00234	0,00103	0,00869	0,00100	0,00263
<b>680</b>	0,00625	0,00432	0,00333	0,00900	0,00369	0,00319
<b>675</b>	0,00612	0,00365	0,00415	0,00746	0,00289	0,00345
<b>671</b>	0,00672	0,00234	0,00103	0,00869	0,00100	0,00263
<b>632</b>	0,00428	0,00028	0,00136	0,00481	0,00053	0,00131
<b>633</b>	0,00390	0,00103	0,00064	0,00213	0,00052	0,00111
<b>634</b>	0,00105	0,00083	0,00165	0,00253	0,00320	0,00040

Fonte: O autor.

Tabela 7. Erros percentuais entre as correntes de falta monofásica resultantes da metodologia proposta e as apresentadas em [8].

<b>Erro (%) - Sistema IEEE 13 Barras (Configuração Original)</b>			
<b>Barra</b>	<b>Monofásico-Terra</b>		
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>650</b>	0,00277	0,00277	0,00277
<b>692</b>	0,00275	0,00050	0,00069
<b>684</b>	0,00423	0,00000	0,00243
<b>680</b>	0,00441	0,00058	0,00258
<b>675</b>	0,00715	0,00545	0,00299
<b>671</b>	0,00275	0,00050	0,00069
<b>652</b>	0,00604	0,00000	0,00000
<b>646</b>	0,00000	0,00158	0,00106
<b>645</b>	0,00000	0,00130	0,00051
<b>632</b>	0,00105	0,00099	0,00070
<b>633</b>	0,00095	0,00091	0,00079
<b>634</b>	0,00243	0,00316	0,00149
<b>611</b>	0,00000	0,00000	0,00155

Fonte: O autor.

É possível observar que o valor máximo do erro é 0,009% comprovando, por exemplo, que a simplificação do modelo de linhas curtas, que desconsidera as susceptâncias da linha não interferiu significativamente nos resultados obtidos. Os resultados detalhados, incluindo as correntes, em valor eficaz, para o curto-circuito trifásico, trifásico-terra e monofásico são apresentados no Apêndice B.

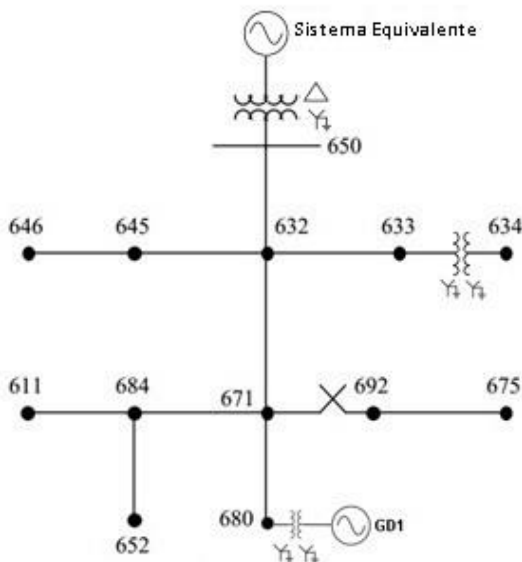
#### 4.2 ANÁLISE DO CURTO CIRCUITO DESEQUILIBRADO COM GD

Nos itens seguintes serão apresentados os resultados de cada cenário estudado. Os níveis das correntes de curto-circuito em cada barra é apresentado em termos da média das correntes nas fases.

##### 4.2.1 Nível de Penetração da GD: 9,8%

Neste cenário ocorre a inserção de um gerador síncrono de 490kVA conectado à barra 680, sendo representado na Figura 21 por GD1. Essa nova configuração do sistema apresenta nível de penetração de 9,8%, conforme a Figura 20.

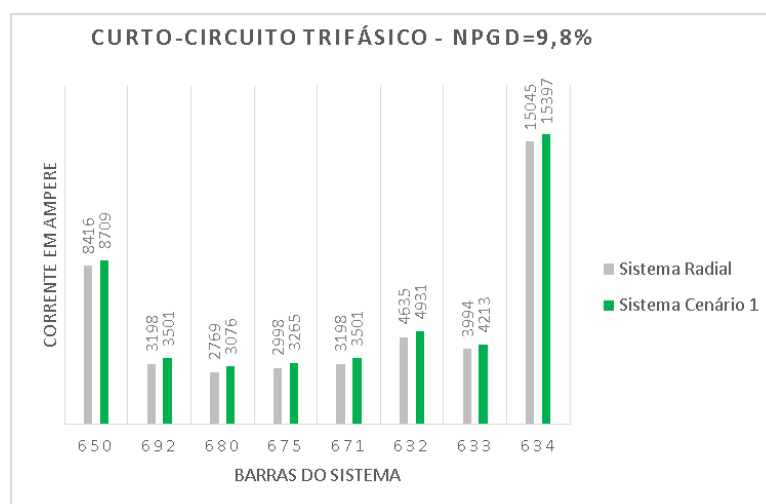
Figura 21 - Sistema teste 13 barras com NPGD = 9,8%.



Fonte: Adaptado de [8].

Os níveis de curto-circuito trifásico, trifásico-terra e monofásico em todas as barras do sistema são apresentados nas Figuras 22, 23 e 24, respectivamente.

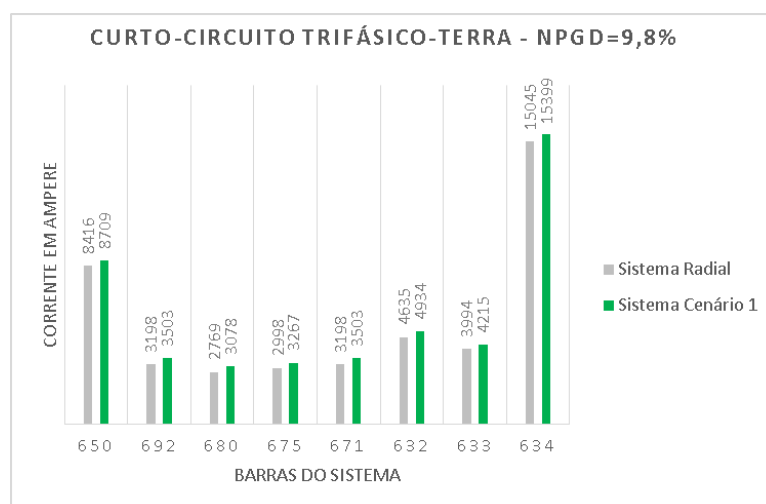
Figura 22 - Correntes de curto-circuito trifásico para NPGD=9,8%.



Fonte: O autor.

Na Figura 22 pode-se verificar que a barra 680 apresentou o maior acréscimo da corrente trifásica, de 307A enquanto, na baixa tensão, a barra 634 apresentou um acréscimo de 352A.

Figura 23 - Correntes de curto-circuito trifásico à terra para NPGD=9,8%.

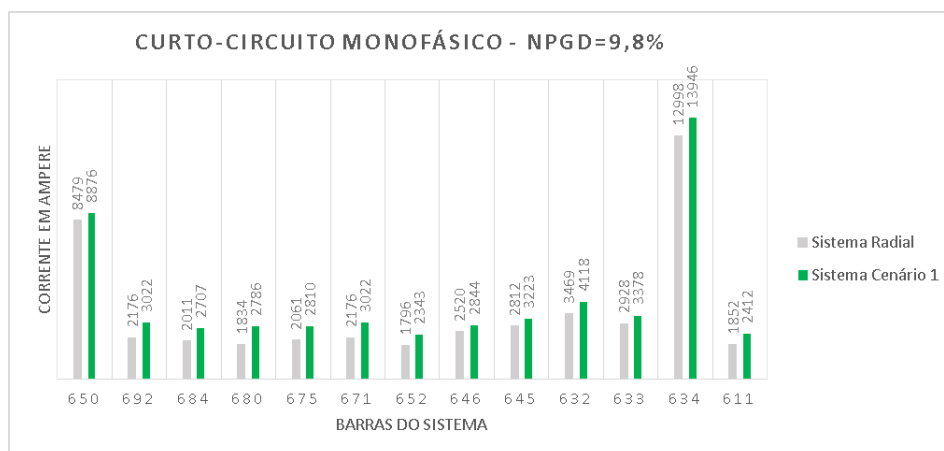


Fonte: O autor.

Da Figura 23, verificou-se que a barra 680 apresentou o mesmo acréscimo de 309A na corrente trifásica-terra, enquanto, na baixa tensão, a barra 634, apresentou um acréscimo de 353A, aproximadamente igual ao caso da corrente de falta trifásica.



Figura 24 - Correntes de curto-circuito monofásico à terra para NPGD=9,8%.



Fonte: O autor.

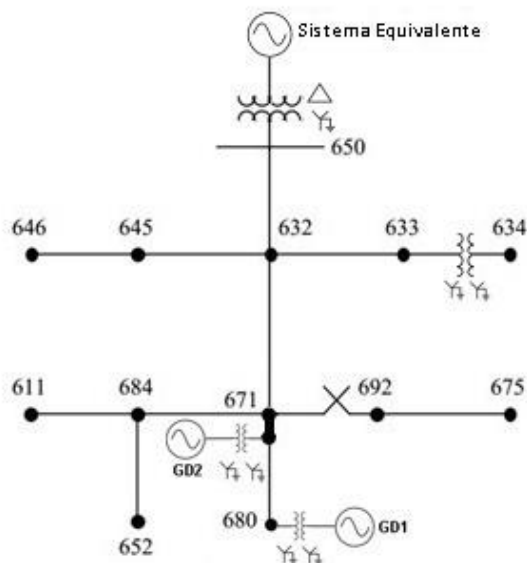
Na Figura 24, por sua vez, verifica-se que, na média tensão, a barra 680 apresentou o maior acréscimo, na média por fase da corrente monofásica, de 952A enquanto, na baixa tensão, a barra 634 apresentou um acréscimo de 948A.

Considerando a observação quanto à corrente de carga do item 3.1, os valores eficazes de acréscimo de corrente encontrados nesse cenário se apresentaram de ordem de grandeza comparável ao maior valor eficaz de corrente de carga pré-falta a jusante da barra 650 da configuração sem GD do sistema radial.

#### 4.2.2 Nível de Penetração da GD: 25,1%

Neste cenário ocorre a inserção de outro gerador síncrono de 765kVA conectado à barra 671, modificando o cenário anterior, sendo representado na Figura 25 por GD2. Essa nova configuração do sistema possui potência instalada de GD de 1255kVA, apresentando nível de penetração de 25,1% conforme a Figura 25.

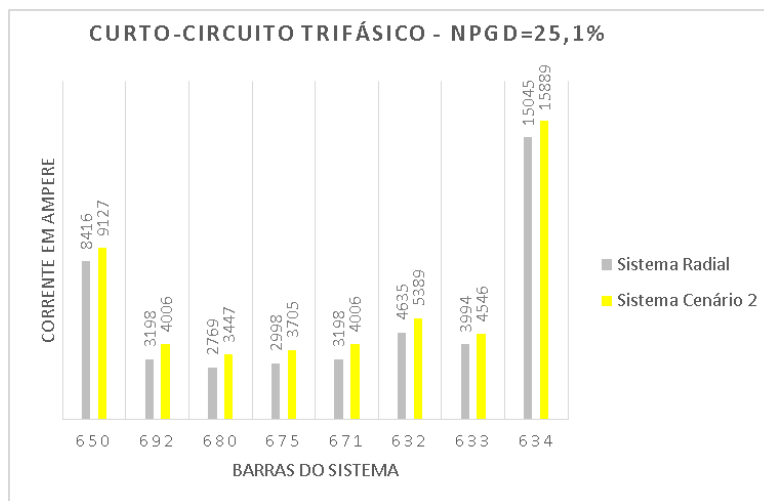
Figura 25 - Sistema teste 13 barras com NPGD=25,1%



Fonte: Adaptado de [8].

Calculou-se o curto-circuito trifásico, trifásico-terra e monofásico em todas as barras do sistema nesse cenário. Considerando a média por fase dos resultados encontrados, obteve-se os seguintes gráficos das Figuras 26, 27 e 28:

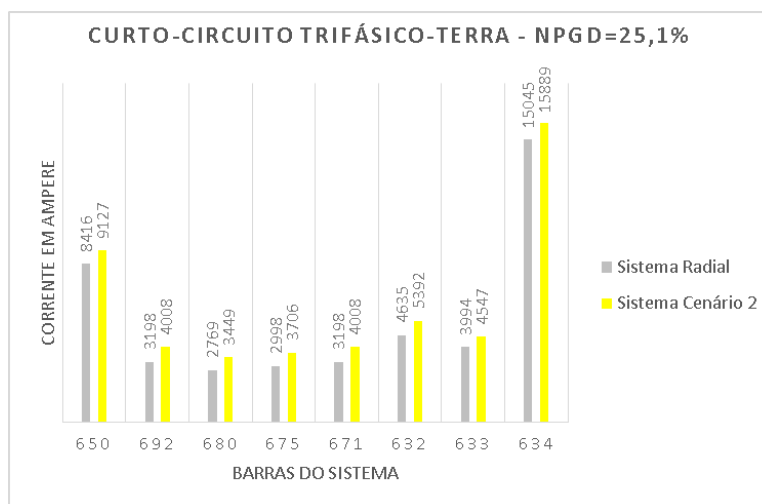
Figura 26 - Correntes de curto-circuito trifásico para NPGD = 25,1%.



Fonte: O autor.

Da Figura 26, verificou-se que, na média tensão, as barra 692 e 671 apresentaram o maior acréscimo, na média por fase da corrente trifásica, de 808A, enquanto, na baixa tensão, a barra 634, apresentou um acréscimo de 843A.

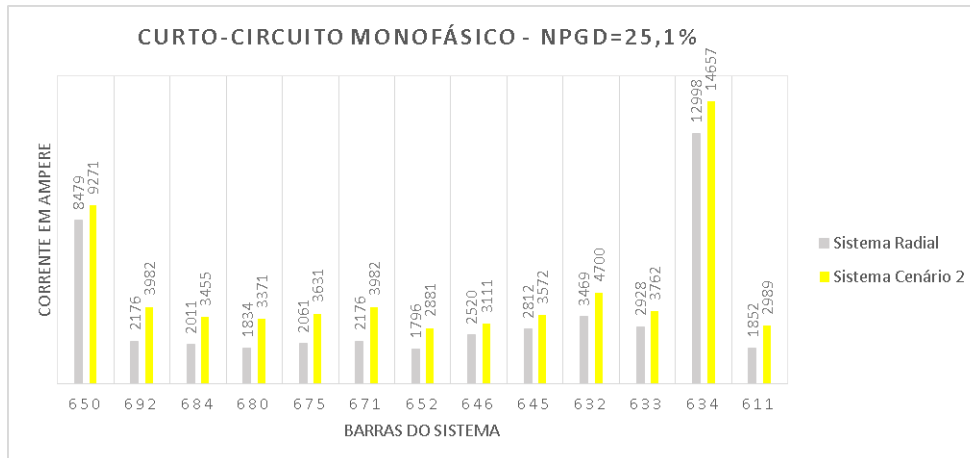
Figura 27 - Correntes de curto-circuito trifásico à terra para NPGD = 25,1%.



Fonte: O autor.

Da Figura 27, verificou-se que as barras 692 e 671 apresentaram aproximadamente o mesmo acréscimo de 810A na média por fase da corrente trifásica-terra, enquanto, na baixa tensão, a barra 634, apresentou um acréscimo de 844A.

Figura 28 - Correntes de curto-circuito monofásico à terra para NPGD=25,1%



Fonte: O autor.

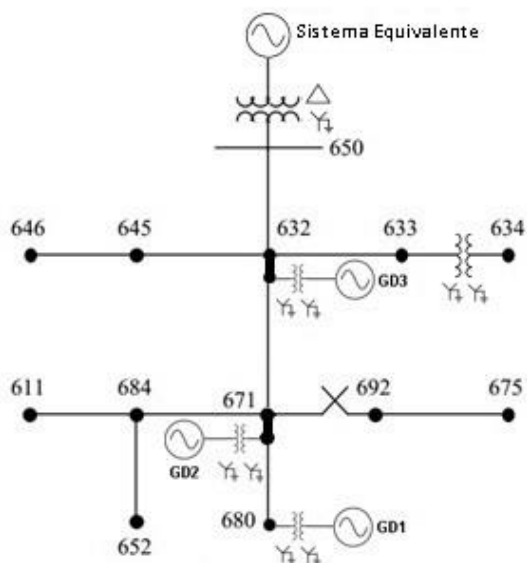
Da Figura 28, por sua vez, verificou-se que, na média tensão, as barras 692 e 671 apresentaram o maior acréscimo, na média por fase da corrente monofásica, de 1806A, enquanto, na baixa tensão, a barra 634, apresentou um acréscimo de 1659A.

Como observado para o cenário anterior, a corrente de carga pré-falta do sistema radial apresentou valor eficaz de ordem de grandeza comparável aos acréscimos de corrente de curto-circuito encontrados nesse cenário.

### 4.2.3 Nível de Penetração da GD: 51,3%

Neste cenário ocorre a inserção de um gerador síncrono de 900kVA conectado à barra 680, outro gerador síncrono de 900kVA conectado à barra 671 e um gerador síncrono de 765kVA conectado à barra 632, sendo representados por GD1, GD2 e GD3, respectivamente, na Figura 29. Essa nova configuração do sistema possui potência instalada de GD de 2565kVA apresentando nível de penetração de 51,3%.

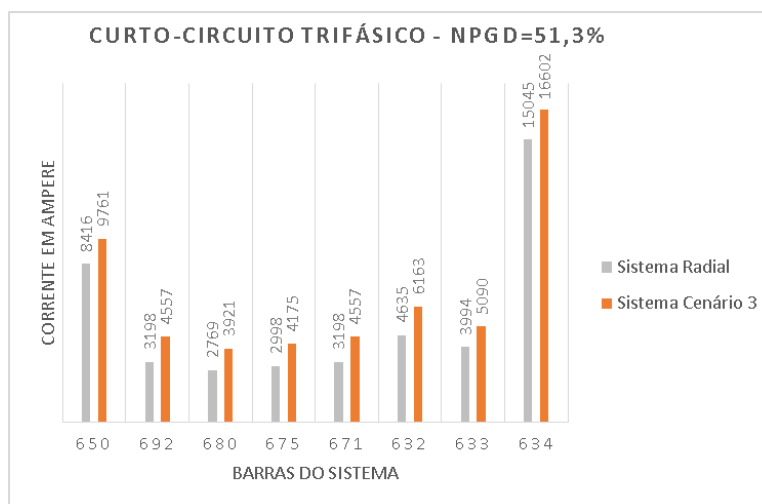
Figura 29 - Sistema teste 13 barras com NPGD=51,3%.



Fonte: Adaptado de [8].

Os níveis de curto-circuito trifásico, trifásico-terra e monofásico em todas as barras do sistema são apresentados nas Figuras 30, 31 e 32:

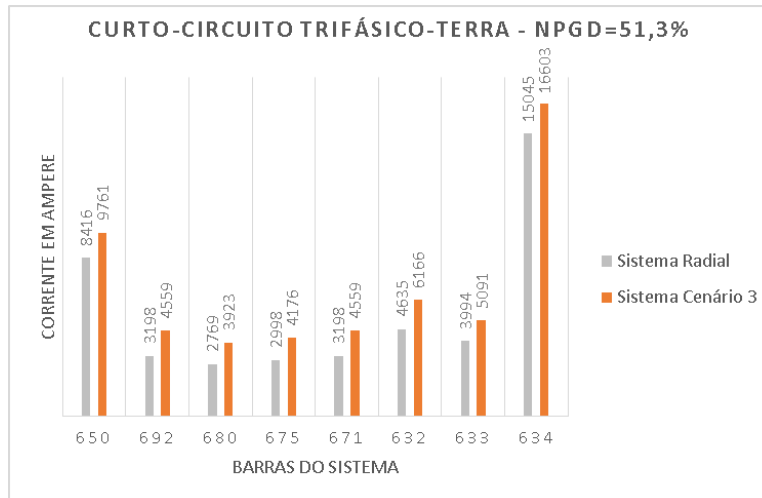
Figura 30 - Correntes de curto-circuito trifásico para NPGD=51,3%



Fonte: O autor.

Da Figura 30, verificou-se que, na média tensão, a barra 632 apresentou o maior acréscimo, na média por fase da corrente trifásica, de 1528A enquanto, na baixa tensão, a barra 634, apresentou um acréscimo de 1557A.

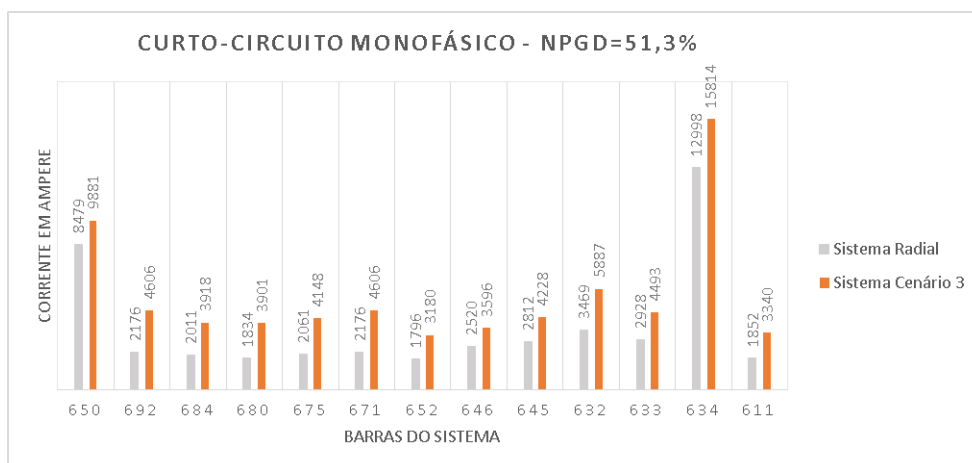
Figura 31 - Correntes de curto-circuito trifásico à terra para NPGD=51,3%



Fonte: O autor.

Da Figura 31, verificou-se que a barra 632 apresentou aproximadamente o mesmo acréscimo de 1530A na corrente trifásica-terra, enquanto, na baixa tensão, a barra 634, apresentou um acréscimo de 1558A, similar ao caso da Figura 30.

Figura 32 - Correntes de curto-circuito monofásico à terra para NPGD=51,3%



Fonte: O autor.

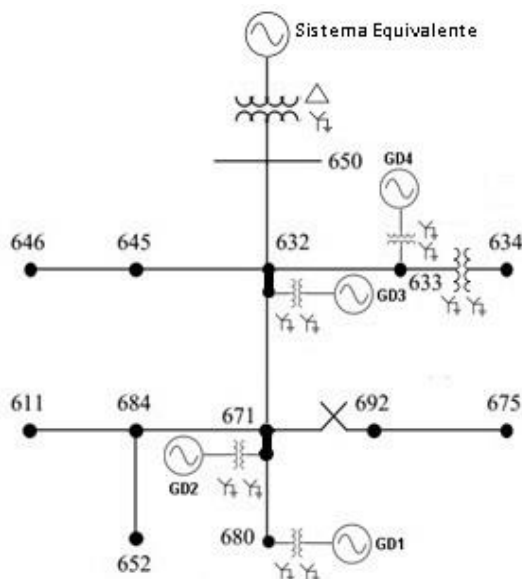
Da Figura 32, por sua vez, verificou-se que, na média tensão, a barra 692 e a barra 671 apresentaram o maior acréscimo, de 2430A enquanto, na baixa tensão, a barra 634 apresentou um acréscimo de 2816A

Nesse cenário, a corrente de carga pré-falta do sistema radial apresentou aproximadamente valor eficaz de no máximo 38% do menor valor de acréscimo de corrente por fase para o curto-circuito trifásico.

#### 4.2.4 Nível de Penetração da GD: 72,0%

Neste cenário ocorre a inserção de quatro geradores síncronos de 900kVA conectados nas barras 680, 671, 632 e 634, sendo representados por GD1, GD2, GD3 e GD4, respectivamente, na Figura 33. Essa nova configuração do sistema possui potência instalada de GD de 3600kVA, apresentando nível de penetração de 72% conforme mostra a Figura 33.

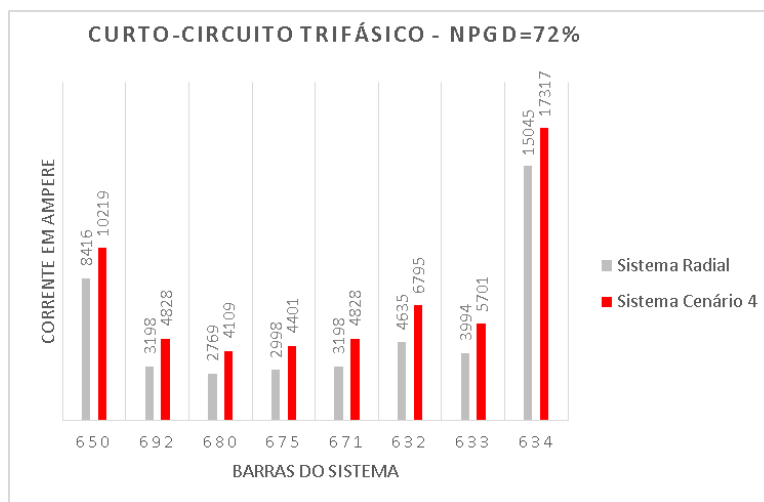
Figura 33 - Sistema teste 13 barras radial com NPGD = 72,0%.



Fonte: Adaptado de [8].

Calculou-se o curto-circuito trifásico, trifásico-terra e monofásico em todas as barras do sistema nesse cenário. Considerando a média por fase dos resultados encontrados, obteve-se os seguintes gráficos das Figuras 34, 35 e 36:

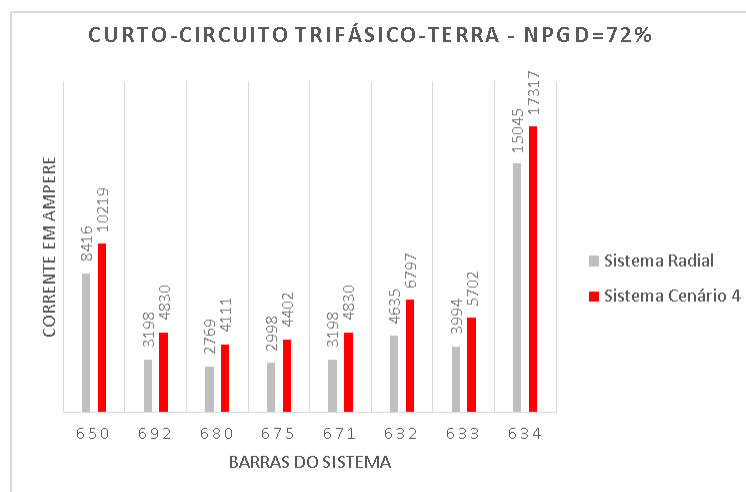
Figura 34 - Correntes de curto-circuito trifásico para NPGD=72,0%



Fonte: O autor.

Da Figura 34, verificou-se que, na média tensão, a barra 632 novamente, apresentou o maior acréscimo, na média por fase da corrente trifásica, agora de 2159A, enquanto, na baixa tensão, a barra 634, apresentou um acréscimo de 2272A.

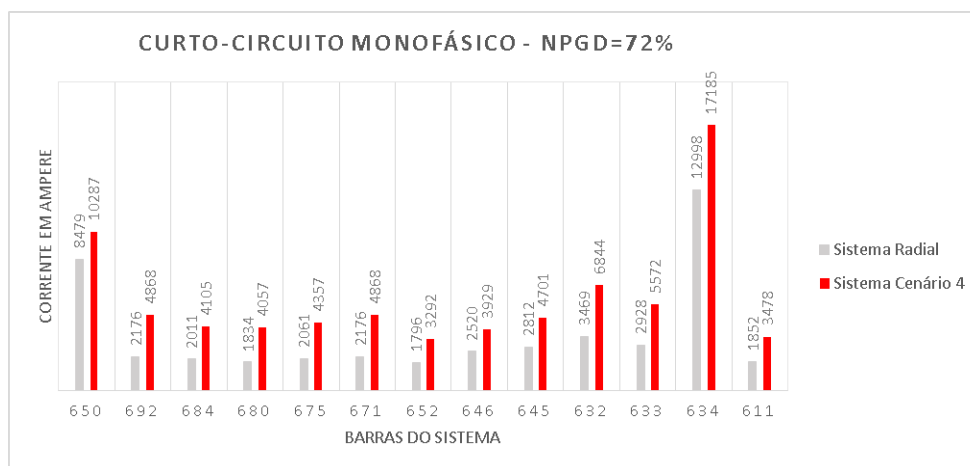
Figura 35 - Correntes de curto-circuito trifásico à terra para NPGD=72,0%



Fonte: O autor.

Da Figura 35, verificou-se que a barra 632 apresentou um acréscimo de 2161A, na média por fase da corrente trifásica-terra, aproximadamente igual ao da Figura 34. Enquanto, na baixa tensão, a barra 634 apresentou um acréscimo de 2272A, também igual ao da Figura 34. Vale ressaltar aqui que a diferença entre os valores encontrados para as correntes nos casos trifásico e trifásico-terra diferiu em no máximo 1,11% (51A) na corrente da fase C da barra 692 para o cenário de maior nível de penetração de GD.

Figura 36 - Correntes de curto-circuito monofásico à terra para NPGD=72,0%.



Fonte: O autor.

Da Figura 36, por fim, verificou-se que, na média tensão, a barra 632 apresentou o maior acréscimo de todos, na média por fase da corrente monofásica, de 3375A, enquanto, na baixa tensão, a barra 634, apresentou um acréscimo de 4188A.

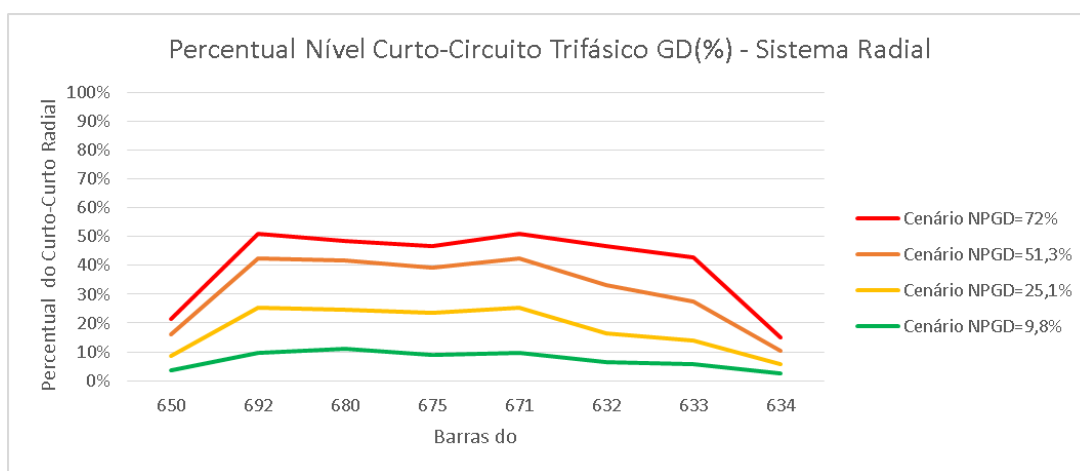


No cenário de maior nível de penetração de GD, a corrente de carga pré-falta do sistema radial apresentou aproximadamente valor eficaz de no máximo 27% do menor valor de acréscimo de corrente por fase para o curto-circuito trifásico.

#### 4.2.5 Avaliação Geral

Com o intuito de comparar o nível de curto-circuito em cada cenário estudado, na Figura 37 é apresentado um gráfico com a elevação percentual, em relação ao sistema radial original, do nível de curto-circuito em cada barra do sistema, para o caso trifásico.

Figura 37 - Correntes de Curto-Circuito Trifásico para diferentes valores de NPGD.

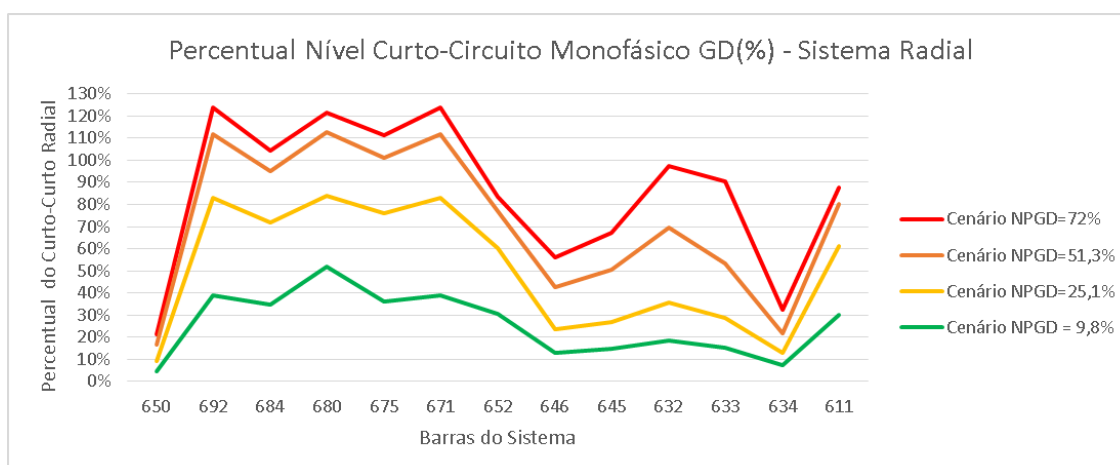


Fonte: O autor.

Da Figura 37, verifica-se que a elevação máxima encontrada para o maior nível de penetração é de aproximadamente 51% nas barras 671 e 692.

Essa mesma análise comparativa, é realizada para o caso monofásico na Figura 38, onde está apresentado um gráfico com a elevação percentual, em relação ao sistema radial original, do nível de curto-circuito em cada barra do sistema:

Figura 38 - Correntes de Curto-Circuito Monofásico para diferentes valores de NPGD.



Fonte: O autor.

Por fim, da Figura 38, verifica-se a maior elevação percentual de aproximadamente 123% igualmente nas barras 671 e 692. Essa grande elevação era esperada devido ao esquema de ligação do transformador de acoplamento ser estrela aterrado – estrela aterrado e não ser adotado impedância de aterramento nos geradores, a fim de evidenciar a elevação de faltas monofásicas-terra. Também, é possível observar que as menores variações percentuais de nível de curto-circuito ocorrem na barra da subestação e na barra 634 de baixa tensão para ambos os casos de curto-circuito.

## 5 CONCLUSÃO

Neste trabalho, estudaram-se os fundamentos do método de cálculo de curto-circuito por componentes de fase, usando a matriz de impedância de barra trifásica, sendo utilizados os modelos dos equipamentos elétricos de um sistema de distribuição do ponto de vista do curto-circuito. Devido aos SDEE se configurarem como sistemas desequilibrados, não foi adotado o método por componentes simétricas.

Verificou-se, através de um sistema teste de 13 barras desequilibrado que a adição de geração distribuída pode impactar em elevação dos níveis de curto-circuito num sistema de distribuição. Para tal analisou-se os resultados obtidos do cálculo de curto-circuito no sistema teste IEEE 13 barras modificado, implementado no ambiente computacional MATLAB®. No cenário de NPGD=72%, para o caso do curto-circuito trifásico, verificou-se que, o maior acréscimo de corrente na média tensão foi de 2161A e, na baixa tensão, foi de 2272A. Percentualmente, verificou-se que o nível de corrente de curto-circuito trifásico elevou-se em até 51% na rede primária. Por outro lado, para o caso do curto-circuito monofásico, verificou-se que o maior acréscimo de corrente na média tensão foi de 3375A e, na baixa tensão, foi de 4188A. A elevação de nível de corrente de curto-circuito monofásico percentual foi de até 123% na rede primária. Essa grande elevação de nível de curto-circuito monofásico, que era esperado visto que o gerador é aterrado, justificaria a utilização de impedância de aterramento do neutro do gerador. Desta forma, também seria necessário um adicional estudo de proteção desse sistema para verificar se a coordenação e seletividade foram afetadas pela elevação do nível de curto-circuito da rede elétrica, por exemplo.

Constatou-se que devido aos SDEE serem desequilibrados, as correntes em cada fase, diferentemente de um sistema equilibrado, num curto-circuito trifásico não possuem igual magnitude. Além disso, o curto-circuito trifásico difere do curto-circuito trifásico-terra nessa situação, devido ao desequilíbrio da rede. Entretanto, no caso considerado, devido a diferença nos resultados calculados não ser significativa para os dois casos, em aplicações práticas, seria justificável a realização de apenas o cálculo de curto-circuito trifásico, visto que os resultados, em termos médios, não diferem de maneira impactante.

Para efeitos de nível de corrente nos estudos de curto-circuito verificou-se que a simplificação de desconsiderar as susceptâncias no modelo dos alimentadores, não afetou o resultado de maneira relevante para o SDEE estudado em questão.

Com o intuito de validar o algoritmo de cálculo de curto-circuito implementado em ambiente MATLAB®, comparou-se seus resultados àqueles apresentados do software WindMil® na referência [8]. Foram obtidos resultados com no máximo 0,009% de erro em comparação com os resultados do software WindMil®.

Conforme observado nos pressupostos apresentados no item 3.1 e considerando os resultados de acréscimo de corrente de curto-circuito, verificou-se que para o cenário de maior nível de penetração simulado a corrente de carga pré-falta do sistema radial apresentou aproximadamente um valor eficaz de no máximo 26% do menor valor de acréscimo de corrente de curto-circuito trifásico. Considerando esse fato, seria justificável considerar a inclusão da corrente de carga na corrente de curto-circuito calculada.

Como recomendação para trabalhos futuros, sugere-se os seguintes estudos elétricos subsequentes com o intuito de dar continuidade à análise dos impactos da GD em um SDEE convencional:

- Para o sistema teste estudado, realizar a análise de curto-circuito, considerando a corrente de carga pré-falta em cada cenário analisado;
- Realizar a análise de curto-circuito considerando os demais tipos de ligação para o transformador de acoplamento da GD;
- Realizar a análise de curto-circuito considerando os demais tipos de tecnologias empregadas na GD, como por exemplo as conectadas na rede através de inversor;
- Realizar o estudo de proteção do sistema considerando acréscimo de GD;
- Refazer o Projeto de Dimensionamento de equipamentos que utilizam as correntes de curto-circuito em suas especificações de projeto considerando acréscimo de GD.

## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

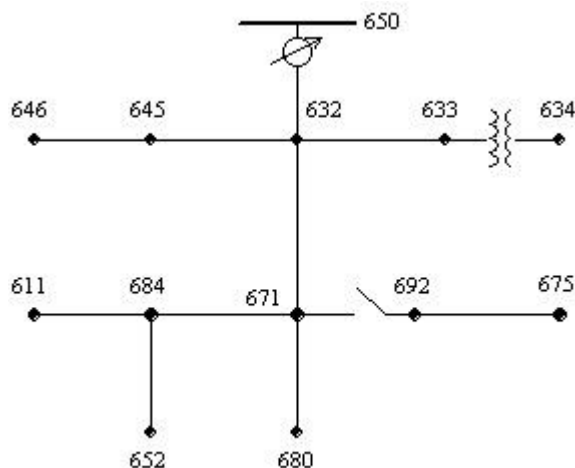
- [1] **Sarabia, A. F.** Impact of distributed generation on distribution system. Aalborg University. Denmark, 2011.
- [2] **INEE.** GD e Cogeração. Disponível em:  
<[http://www.inee.org.br/forum\\_co\\_geracao.asp?Cat=gd](http://www.inee.org.br/forum_co_geracao.asp?Cat=gd) > Acesso em: 15 dez. 2016.
- [3] **Resener, M.** Avaliação do impacto dos controladores de excitação na estabilidade transitória de geradores síncronos conectados em sistemas de distribuição. Dissertação de mestrado - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2011.
- [4] **Jenkins, N.; et. Al.** Emdeded Generation IEEE, Londres, 2000.
- [5] **Lora, E. E. S.; Haddad, J. (Coord.).** Geração distribuída: aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- [6] **Kindermann, G.** Curto-Circuito. Porto Alegre : Sagra Luzzato, 1997.
- [7] **Mamede Filho, J.** Manual de Equipamentos Elétricos. 4. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013.
- [8] **Kersting W. H.; Shirek G.** Short circuit analysis of IEEE test feeders. PES T&D, 2012.
- [9] **ANEEL.** Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Disponível em  
< <http://www.aneel.gov.br/prodist>> Acesso em: 07 out. 2016.
- [10] **Leão, R.** Capítulo 4 - Distribuição de Energia Elétrica. UFC. Disponível em  
<[https://disciplinas.stoa.usp.br/pluginfile.php/130060/mod\\_resource/content/1/Subestacoes-texto.pdf](https://disciplinas.stoa.usp.br/pluginfile.php/130060/mod_resource/content/1/Subestacoes-texto.pdf)> Acesso em: 20 out. 2016.
- [11] **Kersting, W, H.** Distribution System Modeling and Analysis. Electric power engineering series. Boca Raton, Florida. CRC Press, 2002.
- [12] **Kagan, N.; Robba, E.J.** Introdução a sistemas elétricos de potência: componentes simétricas, 2a. Edição. Ed. Edgard Blücher, São Paulo, 1996.
- [13] **Ribeiro, P.; Ferreira, F.; Medeiros, F.** Geração Distribuída e Impacto na Qualidade de Energia. VI SBQEE. Belém, Pará. 2005
- [14] **Da Rocha, B. de Paula.** Estudos Elétricos para Avaliação do Impacto da Geração Distribuída na Rede de Distribuição e na Formação de Microrredes. UFRJ, 2010. Rio de Janeiro.
- [15] **Ferreira, G. D.** Modelos matemáticos para otimização da confiabilidade de sistemas elétricos de distribuição com geração distribuída. Porto Alegre: UFRGS, 2013.b

- [16] **Coleção Distribuição de Energia Elétrica**. Ed. Campus/Eletróbrás, Rio de Janeiro: Vol. 2: Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição, 1982.
- [17] **Mamede Filho, J. Mamede, D. R.** Proteção de Sistemas Elétricos de Potência. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2011.
- [18] **Stevenson, W. D. Jr.** Elementos de Análise de Sistemas de Potência. São Paulo : McGraw-Hill, 1986.
- [19] **De Almeida, A. A. W.** Sistemas Elétricos de Potência – Notas de Aula. UTFPR, set. 2014. Disponível em <[http://www.daelt.ct.utfpr.edu.br/professores/alvaug/SEP/SEP\\_notas\\_aula.pdf](http://www.daelt.ct.utfpr.edu.br/professores/alvaug/SEP/SEP_notas_aula.pdf) > Acesso em: 18 nov. 2016.
- [20] **Laughton, M. A.** Analysis of unbalanced polyphase networks by the method of phase coordinates, part 1 - System representation in phase frame of reference. IEE. 8, 1968, Vol. 115.
- [21] **Moura, A.P.; et al.** Cálculo de Curto-Circuito Usando Componentes de Fase em Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída. Cigré. 2009.
- [22] **Cabral, R.J.** Análise Numérica de Curto Circuito Utilizando Componentes Simétricas e Componentes de Fases para Obter Índices de Afundamentos de Tensão. Porto Alegre: UFRGS, 2010.
- [23] **Kersting, W. H.; Phillips, W. H.** “Distribution Feeder Line Models,” in IEEE Transactions On Industry Applications, 1995, vol.31, no. 4, pp. 715 – 720.
- [24] **Stagg, G.W.; El-Abiad, A.H.** Computer Methods in Power System Analysis. McGraw-Hill, 1968.
- [25] **Brown, H. E.** Grandes sistemas elétricos: métodos matriciais. Rio de Janeiro: LTC, 1974.
- [26] **Kagan, N.; Oliveira, C.C.B; Robba, E.J.** Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, 2a. Edição. Ed. Edgard Blücher, São Paulo, 2010.
- [27] **IEC 60909-1**, Short-circuit currents in three-phase a.c. systems—Part 0: calculation of short-circuit currents, 2001.
- [28] **Hermanns, L.** Corrente de Curto-Circuito no Sistema de Interligação da Pequena Central Hidrelétrica Tambaú à Linha de Transmissão de 69kV. Unijuí, Ijuí, 2013.
- [29] **Makram, E.B., Bou-Rabee, M.A. e Girgis, A.A.** Three-phase modeling of unbalanced distribution system during open conductors and/or shunt fault conditions using the bus impedance matrix. Electric Power System Research. 1987, Vol. 13.

- [30] **Anderson, P. M.** Analysis of Faulted Power Systems. Ames, IA: Iowa State University Press, 1973.
- [31] **Makram, E.B., Bou-Rabee, M.A. e Girgis, A.A.** A Generalized Computer Technique for the Development of Three-Phase Impedance Matrix.
- [32] **IEEE.** IEEE 13 Node Test Feeder. Disponível em:  
<<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>> Acesso em: 08 out. 2016
- [33] **Bordignon, A. L.** Equipamentos Elétricos Industriais. UFJF, 2014. Disponível em  
<[http://www.ufjf.br/prh-pb214/files/2014/01/ApostilaEquipamentos-El%C3%A9tricos-Industriais-\\_Rev\\_abril20141.pdf](http://www.ufjf.br/prh-pb214/files/2014/01/ApostilaEquipamentos-El%C3%A9tricos-Industriais-_Rev_abril20141.pdf)> Acesso em: 04 out. 2016.
- [34] **ABB.** Geradores para Motores Diesel e a Gás - Technical specification. 2012 Disponível em  
<<http://www.abb.com.br/product/seitp322/0084f01e3176b0778325757d006c7482.aspx?productLanguage=pt&country=BR>> Acesso em: 30 de set.2016.

## APÊNDICE A: DADOS DO SISTEMA TESTE DE 13 BARRAS

Figura 39 - Diagrama unifilar do Sistema Teste IEEE 13 Barras:



Fonte: Adaptado de [8].

Tabela 8 - Dados de configuração dos cabos das linhas aéreas.

Configuração	Sequência das Fases	Condutor Fase	Condutor Neutro	Espaçamento
		ACSR	ACSR	ID
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

Fonte: Adaptado de [32].

Tabela 9 - Dados de configuração dos cabos das linhas subterrâneas.

Configuração	Sequência das Fases	Condutor Fase	Condutor Neutro	Espaçamento
606	A B C N	250,000 AA, CN	-	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

Fonte: Adaptado de [32].

Tabela 10 - Dados dos transformadores da rede.

	kVA	kV (primário)	kV (secundário)	R (%)	X (%)
Subestação	5	115kV - D	4,16kV - Yg	1	8
XFM -1	500	4,16kV - Yg	0,48kV - Yg	1,1	2

Fonte: Adaptado de [32].



Tabela 11 - Dados da topologia do sistema.

Barra A	Barra B	Comprimento (milhas)	Configuração
632	645	0,0947	603
632	633	0,0947	602
633	634	0,0000	XFM-1
645	646	0,0568	603
650	632	0,3788	601
684	652	0,1515	607
632	671	0,3788	601
671	684	0,0568	604
671	680	0,1894	601
671	692	0,0000	Chave
684	611	0,0568	605
692	675	0,0947	606

Fonte: Adaptado de [32].

Tabela 12 - Dados dos capacitores.

Barra	Fase A	Fase B	Fase C
	kVAr	kVAr	kVAr
675	200	200	200
611	-	-	100
Total	200	200	300

Fonte: Adaptado de [32].

Tabela 13 - Dados das cargas distribuídas.

Barra A	Barra B	Carga	Fase A		Fase B		Fase C	
			kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Fonte: Adaptado de [32].

Tabela 14 - Dados do regulador de tensão.

Regulador ID:	RG60		
Ramo:	650 - 632		
Localização:	650		
Fases:	A - B - C		
Conexão:	Trifásico, Yg		
Fases Monitoradas:	A - B - C		
Largura de Faixa:	2V		
Relação do TP:	20		
Corrente nominal do primário do TC:	700		
Ajustes do Compensador:	Fase A	Fase B	Fase C
R (%):	3	3	3
X (%):	9	9	9
Nível de Tensão:	122	122	122

Fonte: Adaptado de [32].

Tabela 15 - Dados das cargas pontuais.

Barra	Carga	Fase A		Fase B		Fase C	
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
	TOTAL	1158	606	973	627	1135	753

Fonte: Adaptado de [32].

Tabela 16 - Dados dos transformadores de acoplamento dos geradores.

Potência (kVA)	Tensão Primário (kV)	Tensão Secundário (kV)	R (%)	X (%)
500	4,16kV - Yg	0,48kV - Yg	1,1	2
1000	4,16kV - Yg	0,48kV - Yg	0,082	4,93

Fonte: Adaptado de [33].

Tabela 17 - Dados dos geradores síncronos.

Potência (kVA)	Tensão(kV)	X''(pu)	X <sub>2</sub> (pu)	X <sub>0</sub> (pu)
490	0,48kV - Yg	0,196	0,199	0,033
765	0,48kV - Yg	0,169	0,177	0,028
900	0,48kV - Yg	0,171	0,182	0,028

Fonte: Adaptado de [34]

**Matriz impedância trifásica do sistema equivalente a montante da subestação:**

$$Z_{\text{Sist}_{\text{montante}}^{\text{barra AT}}} = \begin{bmatrix} 0,6273 + 6,0295j & -0,14 + 1,2443j & -0,14 + 1,2443j \\ -0,14 + 1,2443j & 0,6273 + 6,0295j & -0,14 + 1,2443j \\ -0,14 + 1,2443j & -0,14 + 1,2443j & 0,6273 + 6,0295j \end{bmatrix} \Omega$$

**Matrizes impedância trifásica das configurações de cabos:**

1) Configuração 601:

$$Z_{601} = \begin{bmatrix} 0,3465 + 1,0179j & 0,1560 + 0,5017j & 0,1580 + 0,4236j \\ 0,1560 + 0,5017j & 0,3375 + 1,0478j & 0,1535 + 0,3849j \\ 0,1580 + 0,4236j & 0,1535 + 0,3849j & 0,3414 + 1,0348j \end{bmatrix} (\Omega/\text{milha})$$

$$Y_{601} = \begin{bmatrix} 6,2998j & -1,9958j & -1,2595j \\ -1,9958j & 5,9597j & -0,7417j \\ -1,2595j & -0,7417j & 5,6386j \end{bmatrix} (\text{Siemens}/\text{milha})$$

2) Configuração 602:

$$Z_{602} = \begin{bmatrix} 0,7526 + 1,1814j & 0,1580 + 0,4236j & 0,1560 + 0,5017j \\ 0,1580 + 0,4236j & 0,7475 + 1,1983j & 0,1535 + 0,3849j \\ 0,1560 + 0,5017j & 0,1535 + 0,3849j & 0,7436 + 1,2112j \end{bmatrix} (\Omega/\text{milha})$$

$$Y_{602} = \begin{bmatrix} 5,6990j & -1,0817j & -1,6905j \\ -1,0817j & 5,1795j & -0,6588j \\ -1,6905j & -0,6588j & 5,4246j \end{bmatrix} (\text{Siemens}/\text{milha})$$

3) Configuração 603:

$$Z_{603} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1,3294 + 1,3471j & 0,2066 + 0,4591j \\ 0 & 0,2066 + 0,4591j & 1,3238 + 1,3569j \end{bmatrix} (\Omega/\text{milha})$$

$$Y_{603} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 4,7097j & -0,8999j \\ 0 & -0,8999j & 4,6658j \end{bmatrix} (\text{Siemens}/\text{milha})$$

4) Configuração 604:

$$Z_{604} = \begin{bmatrix} 1,3238 + 1,3569j & 0 & 0,2066 + 0,4591j \\ 0 & 0 & 0 \\ 0,2066 + 0,4591j & 0 & 1,3294 + 1,3471j \end{bmatrix} (\Omega/\text{milha})$$

$$Y_{604} = \begin{bmatrix} 4,6658j & 0 & -0,8999j \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 4,7097j \end{bmatrix} (\text{Siemens/milha})$$

5) Configuração 605:

$$Z_{605} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1,3292 + 1,3475j \end{bmatrix} (\Omega/\text{milha})$$

$$Y_{605} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 4,5193j \end{bmatrix} (\text{Siemens/milha})$$

6) Configuração 606:

$$Z_{606} = \begin{bmatrix} 0,7982 + 0,4463j & 0,3192 + 0,0328j & 0,2849 - 0,0143j \\ 0,3192 + 0,0328j & 0,7891 + 0,4041j & 0,3192 + 0,0328j \\ 0,2849 - 0,0143j & 0,3192 + 0,0328j & 0,7982 + 0,4463j \end{bmatrix} (\Omega/\text{milha})$$

$$Y_{606} = \begin{bmatrix} 96,8897j & 0 & 0 \\ 0 & 96,8897j & 0 \\ 0 & 0 & 96,8897j \end{bmatrix} (\text{Siemens/milha})$$

7) Configuração 607:

$$Z_{607} = \begin{bmatrix} 1,3425 + 0,5124j & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} (\Omega/\text{milha})$$

$$Y_{607} = \begin{bmatrix} 88,9912j & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} (\text{Siemens/milha})$$

## APÊNDICE B: MATRIZES TRIFÁSICAS DOS EQUIPAMENTOS

### A. Sistema Equivalente do Sistema de Potência à montante:

A matriz impedância equivalente de curto-circuito do sistema de potência (linhas de transmissão/ subtransmissão e geração) à montante da barra de alta da subestação, com tensão de linha em 115kV, é dada na referência [8]:

$$Z_{\text{Sist}_{\text{montante}}^{\text{barra AT}}} = \begin{bmatrix} 0,6273 + 6,0295j & -0,14 + 1,2443j & -0,14 + 1,2443j \\ -0,14 + 1,2443j & 0,6273 + 6,0295j & -0,14 + 1,2443j \\ -0,14 + 1,2443j & -0,14 + 1,2443j & 0,6273 + 6,0295j \end{bmatrix} \Omega$$

Nesta simulação referimos esta impedância para o terminal do transformador na barra de baixa tensão da subestação, em 4,16kV. Utilizando a expressão (14), esse cálculo é realizado da seguinte forma:

$$Z_{\text{Sist}_{\text{montante}}^{\text{barra BT}}} = A_t \times Z_{\text{Sist}_{\text{montante}}} \times d_t =$$

$$Z_{\text{Sist}_{\text{montante}}^{\text{barra BT}}} = \begin{bmatrix} 0,6694 + 4,1744j & -0,3347 - 2,0872j & -0,3347 - 2,0872j \\ -0,3347 - 2,0872j & 0,6694 + 4,1744j & -0,3347 - 2,0872j \\ -0,3347 - 2,0872j & -0,3347 - 2,0872j & 0,6694 + 4,1744j \end{bmatrix} \text{ m}\Omega$$

Considera-se como potência base, a potência nominal trifásica da subestação. Para se calcular a impedância do transformador na barra de baixa da subestação, procede-se da seguinte forma:

$$S_{\text{base}} = 5000\text{kVA}$$

$$V_{\text{base}} = 4,16\text{kVA}$$

$$Z_{\text{base}} = \frac{1000 \times \text{kV}_{\text{base}}^2}{\text{kVA}_{\text{base}}} = 3,46112 \Omega$$

$$Z_{\text{pu}} = 0,01 + 0,08j \text{ pu}$$

Calculando a impedância por fase do transformador referido ao lado de baixa tensão, tem-se:

$$Z_{\text{Trafo}} = Z_{\text{base barra BT}} \times Z_{\text{pu}} = 3,46112 \times (0,01 + 0,08j)$$

$$Z_{\text{Trafo}} = 0,0346112 + 0,2768896j \Omega$$

A matriz trifásica do modelo equivalente de transformador trifásico é obtida na seguinte expressão:

$$Z_{\text{trafo}} = \begin{bmatrix} 0,0346 + 0,2769j & 0 & 0 \\ 0 & 0,0346 + 0,2769j & 0 \\ 0 & 0 & 0,0346 + 0,2769j \end{bmatrix} \Omega$$

Os dados do transformador trifásico da subestação de configuração delta - estrela aterrado se encontram no apêndice A.

### B. Gerador Síncrono de 490kVA:

Para o gerador síncrono de 490kVA, calcula-se sua impedância em componentes de fase da seguinte forma:

$$\begin{aligned} S_{\text{base}} &= 490\text{kVA} \\ V_{\text{base}} &= 480\text{V} \\ Z_{\text{base}_{\text{GD}}} &= \frac{1000 \times 0,48^2}{490} = 0,470204081 \Omega \\ X''_d (s) &= 0,196 \text{ pu} \\ X_2 &= 0,199 \text{ pu} \\ X_0 &= 0,033 \text{ pu} \end{aligned}$$

As impedâncias de sequência são dadas por:

$$\begin{aligned} Z_0 &= X_0 \times Z_{\text{base}_{\text{GD}}} = 0,033 \times Z_{\text{base}_{\text{GD}}} = 0,01551 \Omega \\ Z_1 &= X''_d(s) \times Z_{\text{base}_{\text{GD}}} = 0,196 \times Z_{\text{base}_{\text{GD}}} = 0,09216j \Omega \\ Z_2 &= X_2 \times Z_{\text{base}_{\text{GD}}} = 0,199 \times Z_{\text{base}_{\text{GD}}} = 0,09357j \Omega \end{aligned}$$

A matriz impedância de fase do gerador é obtida, utilizando-se a expressão (11), pela seguinte expressão:

$$Z_{\text{GD}_{\text{Sec}}} = A_{\text{sym}} \times \begin{bmatrix} 0,01551j & 0 & 0 \\ 0 & 0,09216j & 0 \\ 0 & 0 & 0,09357j \end{bmatrix} \times A_{\text{sym}}^{-1}$$

A matriz impedância trifásica do gerador de 490kVA referida ao lado de alta tensão do transformador, em 4,16kV, é obtida como:

$$Z_{\text{GD}_{\text{Pri}}^{490\text{kVA}}} = \frac{1}{\left(\frac{480}{4160}\right)^2} \times Z_{\text{GD}_{\text{Sec}}} =$$

$$Z_{GD_{Pri}^{490kVA}} = \begin{bmatrix} 5,0386j & 0,0306 - 1,9368j & -0,0306 - 1,9366j \\ -0,0306 - 1,9366j & 5,0384j & 0,0306 - 1,9364j \\ 0,0306 - 1,9366j & -0,0004 - 0,0258j & 5,0384j \end{bmatrix} \Omega$$

Os dados característicos utilizados para esse gerador são encontrados no apêndice A.

### C. Gerador Síncrono de 765kVA:

Para o gerador síncrono de 765kVA, calcula-se sua impedância em componentes de fase da seguinte forma:

$$S_{base} = 765kVA$$

$$V_{base} = 480V$$

$$Z_{base_{GD}} = \frac{1000 \times 0,48^2}{765} = 0,30117647 \Omega$$

$$X_d''(s) = 0,169pu$$

$$X_2 = 0,177 pu$$

$$X_0 = 0,028 pu$$

As impedâncias de sequência são dadas por:

$$Z_0 = X_0 \times Z_{base_{GD}} = 0,028 \times Z_{base_{GD}} = 0,00843 \Omega$$

$$Z_1 = X_d''(s) \times Z_{base_{GD}} = 0,169 \times Z_{base_{GD}} = 0,05089j \Omega$$

$$Z_2 = X_2 \times Z_{base_{GD}} = 0,177 \times Z_{base_{GD}} = 0,05330j \Omega$$

A matriz impedância de fase do gerador é obtida, utilizando-se a equação 11, pela seguinte expressão:

$$Z_{GD_{Sec}} = A_{sym} \times \begin{bmatrix} 0,00843j & 0 & 0 \\ 0 & 0,05089j & 0 \\ 0 & 0 & 0,05330j \end{bmatrix} \times A_{sym}^{-1}$$

A matriz impedância trifásica do gerador de 765kVA referida ao lado de alta tensão do transformador, 4,16kV, é obtida como:

$$Z_{GD_{Pri}^{765kVA}} = \frac{1}{\left(\frac{480}{4160}\right)^2} \times Z_{GD_{Sec}} =$$

$$Z_{GD_{Pri}^{765kVA}} = \begin{bmatrix} 2,8202j & 0,0522 - 1,0934j & -0,0522 - 1,0934j \\ -0,0522 - 1,0934j & 2,8201j & 0,0522 - 1,0933j \\ 0,0522 - 1,0934j & -0,0522 - 1,0932j & 2,8201j \end{bmatrix} \Omega$$

Os dados característicos utilizados para esse gerador são encontrados no apêndice A.

#### D. Gerador Síncrono de 900kVA:

Para o gerador síncrono de 900kVA, calcula-se sua impedância em componentes de fase da seguinte forma:

$$S_{\text{base}} = 900\text{kVA}$$

$$V_{\text{base}} = 480\text{V}$$

$$Z_{\text{baseGD}} = \frac{1000 \times 0,48^2}{900} = 0,256 \Omega$$

$$X''_d(s) = 0,171\text{pu}$$

$$X_2 = 0,182 \text{ pu}$$

$$X_0 = 0,028 \text{ pu}$$

As impedâncias de sequência são dadas por:

$$Z_0 = X_0 \times Z_{\text{baseGD}} = 0,028 \times Z_{\text{baseGD}} = 0,00717\text{j} \Omega$$

$$Z_1 = X''_d(s) \times Z_{\text{baseGD}} = 0,171 \times Z_{\text{baseGD}} = 0,04377\text{j} \Omega$$

$$Z_2 = X_2 \times Z_{\text{baseGD}} = 0,182 \times Z_{\text{baseGD}} = 0,04659\text{j} \Omega$$

A matriz impedância de fase do gerador é obtida, utilizando-se a equação 11, pela seguinte expressão:

$$Z_{\text{GDsec}} = A_{\text{sym}} \times \begin{bmatrix} 0,00717\text{j} & 0 & 0 \\ 0 & 0,04377\text{j} & 0 \\ 0 & 0 & 0,04659\text{j} \end{bmatrix} \times A_{\text{sym}}^{-1}$$

A matriz impedância trifásica do gerador de 900kVA referida ao lado de alta tensão do transformador, em 4,16kV, é obtida como:

$$Z_{\text{GDpri}} = \frac{1}{\left(\frac{480}{4160}\right)^2} \times Z_{\text{GDsec}} =$$

$$Z_{\text{GD900kVA}} = \begin{bmatrix} 2,4420\text{j} & 0,0611 - 0,9518\text{j} & -0,0611 - 0,9518\text{j} \\ -0,0611 - 0,9518\text{j} & 2,4419\text{j} & 0,0611 - 0,9517\text{j} \\ 0,0611 - 0,9518\text{j} & -0,0611 - 0,9517\text{j} & 2,4419\text{j} \end{bmatrix} \Omega$$

Os dados característicos utilizados para esse gerador são encontrados no apêndice A.

#### E. Transformador Trifásico de 500kVA:

Para o transformador de 500kVA do gerador síncrono de 490kVA, calcula-se sua impedância em componentes de fase da seguinte forma:



$$S_{\text{base}} = 500\text{kVA}$$

$$V_{\text{base}} = 4,16\text{kVA}$$

$$Z_{\text{base}} = \frac{1000 \times \text{kV}_{\text{base}}^2}{\text{kVA}_{\text{base}}}$$

$$Z_{\text{pu}} = 0,011 + 0,02j \text{ pu}$$

Calculando a impedância por fase do transformador referido ao lado de baixa tensão, tem-se:

$$Z_{\text{Th}} = Z_{\text{pu}} \times Z_{\text{base}}$$

$$Z_{\text{Th}} = 0,3807232 + 0,692224j \Omega$$

A matriz impedância trifásica do modelo de transformador de 500kVA é dada por:

$$Z_{\text{Th}500\text{kVA}} = \begin{bmatrix} 0,3807 + 0,6922j & 0 & 0 \\ 0 & 0,3807 + 0,6922j & 0 \\ 0 & 0 & 0,3807 + 0,6922j \end{bmatrix} \Omega$$

Esse transformador apresenta ligação estrela aterrado - estrela aterrado com neutro solidamente aterrado. Os dados característicos utilizados para esse transformador são encontrados no apêndice A.

#### F. Transformador Trifásico de 1000kVA:

Para o transformador de 1000kVA dos geradores síncronos de 765kVA e 900kVA, calcula-se sua impedância em componentes de fase da seguinte forma:

$$S_{\text{base}} = 1000\text{kVA}$$

$$V_{\text{base}} = 4,16\text{kVA}$$

$$Z_{\text{base}} = \frac{1000 \times \text{kV}_{\text{base}}^2}{\text{kVA}_{\text{base}}}$$

Calculando a impedância por fase do transformador referido ao lado de baixa tensão, tem-se:

$$Z_{\text{Th}} = Z_{\text{pu}} \times Z_{\text{base}}$$

$$Z_{\text{Th}} = 0,142251155 + 0,8535069j \Omega$$

A matriz impedância trifásica do modelo de transformador de 1000kVA é dada por:

$$Z_{Th_{1000kVA}} = \begin{bmatrix} 0,1422 + 0,8535j & 0 & 0 \\ 0 & 0,1422 + 0,8535j & 0 \\ 0 & 0 & 0,1422 + 0,8535j \end{bmatrix} \Omega$$

Esse transformador apresenta ligação estrela aterrado - estrela aterrado com neutro solidamente aterrado. Os dados característicos utilizados para esse transformador são encontrados no apêndice A.

## APÊNDICE C – RESULTADOS OBTIDOS

Tabela 18 – Resultados de WindMil® [8] para curto-circuito trifásico.

<b>Curto-circuito - Sistema IEEE 13 Barras - WindMil em (A)</b>						
<b>Barra</b>	<b>Trifásico</b>			<b>Trifásico-Terra</b>		
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>650</b>	8416,300	8416,300	8416,300	8416,300	8416,300	8416,300
<b>692</b>	3350,100	3271,400	2964,700	3317,100	3268,000	3009,600
<b>680</b>	2909,600	2839,300	2549,700	2880,300	2836,700	2589,600
<b>675</b>	3120,800	3088,600	2778,300	3091,300	3086,900	2816,400
<b>671</b>	3350,100	3271,400	2964,700	3317,100	3268,000	3009,600
<b>632</b>	4800,900	4704,900	4392,100	4758,800	4698,000	4449,200
<b>633</b>	4149,900	4023,100	3802,400	4115,400	4028,200	3837,000
<b>634</b>	15276,000	15135,000	14720,000	15191,000	15150,000	14796,000

Fonte: Adaptado de [8].

Tabela 19 – Resultados curto-circuito trifásico e trifásico-terra sem GD.

<b>Curto-circuito - Sistema IEEE 13 Barras (Configuração sem GD) em (A)</b>						
<b>Barra</b>	<b>Trifásico</b>			<b>Trifásico-Terra</b>		
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>650</b>	8415,997	8415,997	8415,997	8415,997	8415,997	8415,997
<b>692</b>	3350,325	3271,477	2964,669	3317,388	3268,033	3009,521
<b>680</b>	2909,782	2839,423	2549,615	2880,559	2836,805	2589,517
<b>675</b>	3120,991	3088,713	2778,185	3091,531	3086,989	2816,303
<b>671</b>	3350,325	3271,477	2964,669	3317,388	3268,033	3009,521
<b>632</b>	4801,106	4704,913	4392,04	4759,029	4698,025	4449,142
<b>633</b>	4150,062	4023,059	3802,376	4115,488	4028,179	3836,957
<b>634</b>	15275,84	15135,125	14720,243	15190,616	15149,515	14796,06

Fonte: O autor.

Tabela 20 – Resultados curto-circuito trifásico e trifásico-terra com GD01.

<b>Curto-circuito - Sistema IEEE 13 Barras (Configuração GD01) em (A)</b>						
<b>Barra</b>	<b>Trifásico</b>			<b>Trifásico-Terra</b>		
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>650</b>	8710,489	8708,748	8706,331	8708,622	8708,115	8708,834
<b>692</b>	3653,851	3579,756	3269,943	3619,274	3576,620	3314,398
<b>680</b>	3216,375	3152,030	2859,431	3185,845	3150,095	2897,756
<b>675</b>	3385,628	3363,821	3046,802	3356,039	3363,664	3081,652
<b>671</b>	3653,851	3579,756	3269,943	3619,274	3576,620	3314,398
<b>632</b>	5099,425	5005,059	4689,067	5055,459	4998,004	4747,498
<b>633</b>	4373,491	4241,564	4024,990	4338,288	4250,144	4055,964
<b>634</b>	15617,934	15480,494	15093,795	15542,671	15500,700	15152,359

Fonte: O autor.

Tabela 21 – Resultados curto-circuito trifásico e trifásico-terra com GD02.

<b>Curto-circuito - Sistema IEEE 13 Barras (Configuração GD02) em (A)</b>						
<b>Barra</b>	<b>Trifásico</b>			<b>Trifásico-Terra</b>		
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>650</b>	9136,378	9128,257	9116,303	9130,449	9126,370	9124,155
<b>692</b>	4154,640	4089,229	3774,553	4118,894	4086,892	3817,936
<b>680</b>	3588,350	3527,858	3225,243	3555,472	3525,976	3265,447
<b>675</b>	3816,793	3813,110	3484,708	3788,649	3815,157	3514,282
<b>671</b>	4154,640	4089,229	3774,553	4118,894	4086,892	3817,936
<b>632</b>	5559,989	5465,783	5141,870	5512,576	5457,885	5204,544
<b>633</b>	4711,453	4569,659	4357,043	4674,406	4581,256	4386,583
<b>634</b>	16096,965	15960,799	15607,858	16026,870	15984,821	15656,687

Fonte: O autor.

Tabela 22 – Resultados curto-circuito trifásico e trifásico-terra com GD03.

<b>Curto-circuito - Sistema IEEE 13 Barras (Configuração GD03) em (A)</b>						
<b>Barra</b>	<b>Trifásico</b>			<b>Trifásico-Terra</b>		
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>650</b>	9784,431	9764,957	9733,297	9772,570	9761,511	9748,753
<b>692</b>	4710,413	4646,324	4314,185	4670,856	4643,714	4361,713
<b>680</b>	4066,353	4008,209	3688,145	4030,366	4006,570	3731,102
<b>675</b>	4285,111	4295,408	3943,036	4255,594	4298,202	3972,993
<b>671</b>	4710,413	4646,324	4314,185	4670,856	4643,714	4361,713
<b>632</b>	6336,063	6243,938	5910,141	6285,477	6235,919	5975,216
<b>633</b>	5263,199	5104,094	4901,412	5224,719	5123,983	4923,313
<b>634</b>	16794,089	16657,651	16355,530	16736,802	16690,147	16381,887

Fonte: O autor.

Tabela 23 – Resultados curto-circuito trifásico e trifásico-terra com GD04.

<b>Curto-circuito - Sistema IEEE 13 Barras (Configuração GD04) em (A)</b>						
<b>Barra</b>	<b>Trifásico</b>			<b>Trifásico-Terra</b>		
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>650</b>	10254,531	10225,553	10177,655	10237,787	10221,540	10198,694
<b>692</b>	4990,318	4921,856	4572,390	4947,535	4919,301	4623,518
<b>680</b>	4263,059	4200,683	3863,995	4224,548	4199,067	3909,904
<b>675</b>	4515,790	4529,873	4157,850	4484,456	4533,160	4189,289
<b>671</b>	4990,318	4921,856	4572,390	4947,535	4919,301	4623,518
<b>632</b>	6966,099	6876,906	6541,515	6914,208	6870,332	6605,567
<b>633</b>	5872,728	5719,042	5511,077	5834,027	5740,065	5531,400
<b>634</b>	17478,004	17373,472	17099,776	17435,922	17400,807	17115,293

Fonte: O autor.

Tabela 24 - Resultados de WindMil® [8] para curto-circuito monofásico.

<b>Curto-circuito - Sistema IEEE 13 Barras - Windmil em (A)</b>			
<b>Barra</b>	<b>Monofásico-Terra</b>		
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>650</b>	8479,000	8479,000	8479,000
<b>692</b>	2196,300	2156,900	2173,900
<b>684</b>	2019,400	0,000	2001,700
<b>680</b>	1851,800	1817,000	1832,000
<b>675</b>	2076,800	2049,800	2057,500
<b>671</b>	2196,300	2156,900	2173,900
<b>652</b>	1795,600	0,000	0,000
<b>646</b>	0,000	2516,500	2524,200
<b>645</b>	0,000	2806,500	2817,800
<b>632</b>	3495,400	3444,400	3466,400
<b>633</b>	2950,500	2910,300	2921,700
<b>634</b>	13046,000	12962,000	12986,000
<b>611</b>	0,000	0,000	1852,000

Fonte: Adaptado de [8].

Tabela 25 – Resultados curto-circuito monofásico sem GD.

<b>Curto-circuito - Sistema IEEE 13 Barras (Configuração sem GD) em (A)</b>			
<b>Barra</b>	<b>Monofásico-Terra</b>		
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>650</b>	8478,765	8478,765	8478,765
<b>692</b>	2196,360	2156,889	2173,915
<b>684</b>	2019,485	0,000	2001,749
<b>680</b>	1851,882	1817,010	1832,047
<b>675</b>	2076,948	2049,912	2057,562
<b>671</b>	2196,360	2156,889	2173,915
<b>652</b>	1795,709	0,000	0,000
<b>646</b>	0,000	2516,460	2524,227
<b>645</b>	0,000	2806,463	2817,786
<b>632</b>	3495,437	3444,366	3466,424
<b>633</b>	2950,528	2910,273	2921,723
<b>634</b>	13046,318	12961,590	12985,807
<b>611</b>	0,000	0,000	1852,029

Fonte: O autor.

Tabela 26 – Resultados curto-circuito monofásico com GD01.

<b>Curto-circuito - Sistema IEEE 13 Barras (Configuração GD01) em (A)</b>			
<b>Barra</b>	<b>Monofásico-Terra</b>		
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>650</b>	8875,263	8874,586	8877,072
<b>692</b>	3077,375	3005,960	2981,320
<b>684</b>	2744,087	0,000	2670,491
<b>680</b>	2849,608	2773,979	2733,675
<b>675</b>	2851,625	2805,763	2771,245
<b>671</b>	3077,375	3005,960	2981,320
<b>652</b>	2342,748	0,000	0,000
<b>646</b>	0,000	2845,399	2842,389
<b>645</b>	0,000	3223,733	3221,604
<b>632</b>	4162,000	4094,432	4096,765
<b>633</b>	3412,835	3362,207	3358,449
<b>634</b>	14009,937	13918,002	13910,198
<b>611</b>	0,000	0,000	2411,547

Fonte: O autor.

Tabela 27 – Resultados para curto-circuito monofásico com GD02.

<b>Curto-circuito - Sistema IEEE 13 Barras (Configuração GD02) em (A)</b>			
<b>Barra</b>	<b>Monofásico-Terra</b>		
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>650</b>	9271,910	9267,780	9272,778
<b>692</b>	4071,237	3971,262	3902,045
<b>684</b>	3515,767	0,000	3394,502
<b>680</b>	3452,885	3360,596	3298,494
<b>675</b>	3695,362	3638,845	3560,044
<b>671</b>	4071,237	3971,262	3902,045
<b>652</b>	2881,009	0,000	0,000
<b>646</b>	0,000	3114,582	3108,370
<b>645</b>	0,000	3575,062	3568,810
<b>632</b>	4752,039	4675,701	4671,968
<b>633</b>	3801,598	3746,263	3737,394
<b>634</b>	14721,057	14632,168	14616,809
<b>611</b>	0,000	0,000	2989,298

Fonte: O autor.

Tabela 28 – Resultados curto-circuito monofásico com GD03.

<b>Curto-circuito - Sistema IEEE 13 Barras (Configuração GD03) em (A)</b>			
<b>Barra</b>	<b>Monofásico-Terra</b>		
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>650</b>	9886,570	9875,137	9880,325
<b>692</b>	4703,965	4595,294	4518,349
<b>684</b>	3981,326	0,000	3854,857
<b>680</b>	3991,662	3891,046	3819,478
<b>675</b>	4213,385	4159,872	4069,917
<b>671</b>	4703,965	4595,294	4518,349
<b>652</b>	3180,187	0,000	0,000
<b>646</b>	0,000	3605,118	3586,889
<b>645</b>	0,000	4239,179	4216,181
<b>632</b>	5963,882	5865,761	5831,209
<b>633</b>	4547,107	4480,593	4451,494
<b>634</b>	15884,836	15798,462	15758,259
<b>611</b>	0,000	0,000	3340,367

Fonte: O autor.

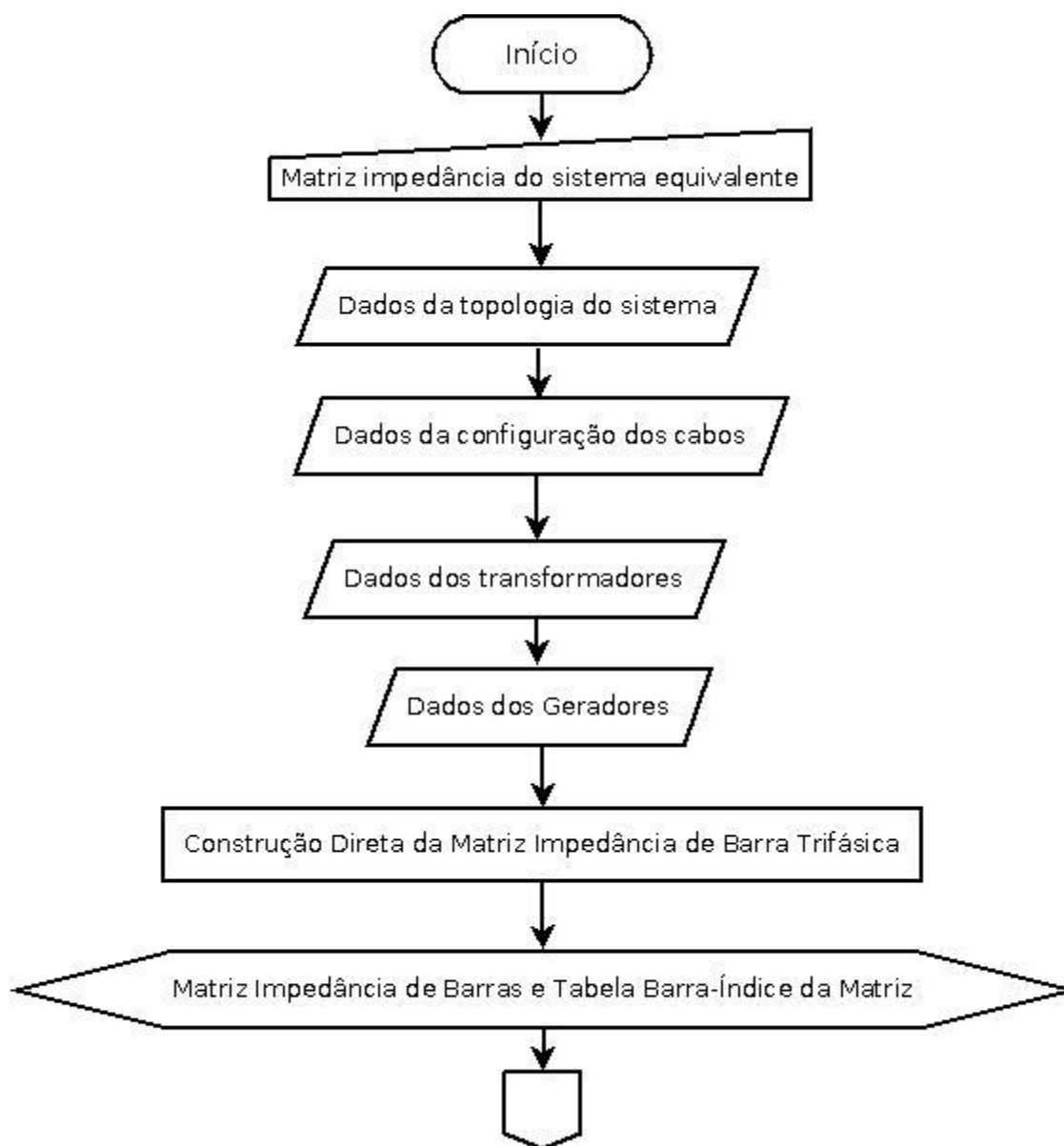
Tabela 29 – Resultados curto-circuito monofásico com GD04.

<b>Curto-circuito - Sistema IEEE 13 Barras (Configuração GD04) em (A)</b>			
<b>Barra</b>	<b>Monofásico-Terra</b>		
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>650</b>	10296,580	10279,397	10284,346
<b>692</b>	4970,045	4856,335	4777,714
<b>684</b>	4169,072	0,000	4040,896
<b>680</b>	4150,645	4046,447	3974,717
<b>675</b>	4423,738	4370,824	4277,432
<b>671</b>	4970,045	4856,335	4777,714
<b>652</b>	3292,262	0,000	0,000
<b>646</b>	0,000	3941,849	3916,907
<b>645</b>	0,000	4717,774	4684,283
<b>632</b>	6937,540	6826,758	6767,425
<b>633</b>	5652,940	5552,421	5510,129
<b>634</b>	17266,320	17166,995	17123,106
<b>611</b>	0,000	0,000	3477,604

Fonte: O autor.

**APÊNDICE D – FLUXOGRAMA DO ALGORITMO DESENVOLVIDO**

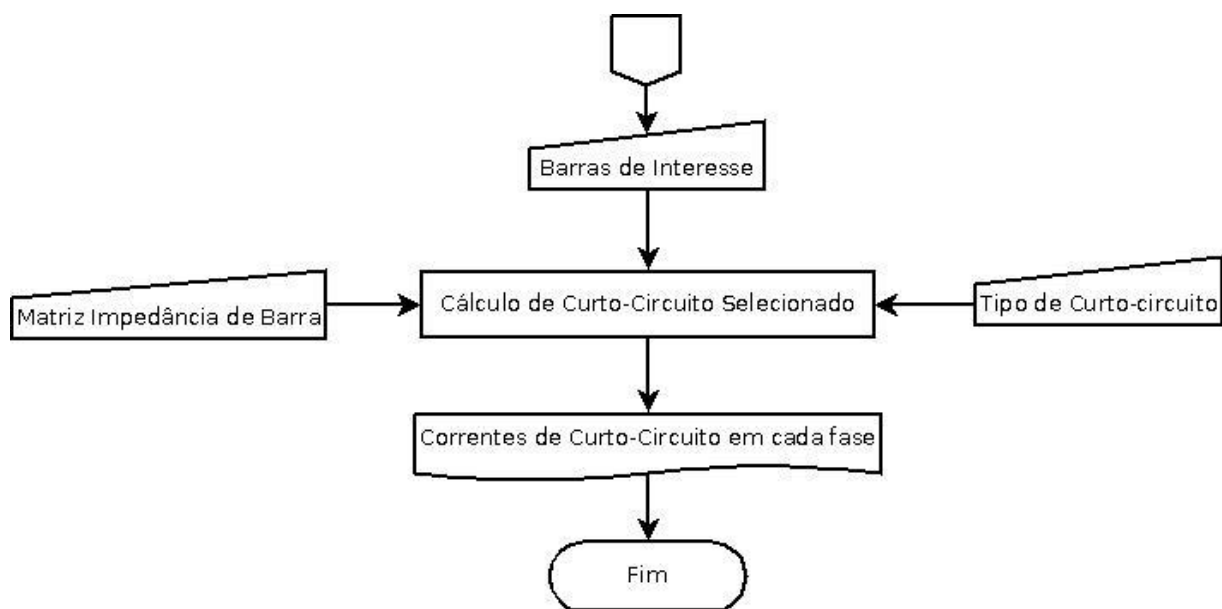
Figura 40 - Fluxograma algoritmo da obtenção da Matriz Impedância de Barra.



Fonte: O autor.



Figura 41 - Fluxograma algoritmo da obtenção das correntes de Curto-Circuito.



Fonte: O autor.

## APÊNDICE E – CÓDIGOS DO ALGORITMO EM MATLAB

### Função Cabos:

```
%Carregar configuração dos Cabos utilizados no sistema teste IEEE 13 barras

function [cabos] = Cabos()

%Impedâncias:
%Reatâncias
X601pm = xlsread('X601pm.xls');
X602pm = xlsread('X602pm.xls');
X603pm = xlsread('X603pm.xls');
X604pm = xlsread('X604pm.xls');
X605pm = xlsread('X605pm.xls');
X606pm = xlsread('X606pm.xls');
X607pm = xlsread('X607pm.xls');
CabosX = [X601pm;X602pm;X603pm;X604pm;X605pm;X606pm;X607pm];

%Resistências
R601pm = xlsread('R601pm.xls');
R602pm = xlsread('R602pm.xls');
R603pm = xlsread('R603pm.xls');
R604pm = xlsread('R604pm.xls');
R605pm = xlsread('R605pm.xls');
R606pm = xlsread('R606pm.xls');
R607pm = xlsread('R607pm.xls');
CabosR = [R601pm;R602pm;R603pm;R604pm;R605pm;R606pm;R607pm];

cabos = complex(CabosR,CabosX);
end
```

### Função Cabos\_GD1:

```
%Carregar configuração GD1
function [cabos_GD1] = Cabos_GD1()
[cabos] = Cabos();

ZG490kVA=[6.92224j 0 0; 0 6.92224j 0; 0 0 6.92224j];
Ztrafo500kVA=[0.3807232+0.692224j 0 0; 0 0.3807232+0.692224j 0; 0 0
0.3807232+0.692224j];
zGD=ZG490kVA+Ztrafo500kVA;

cabos_GD1=[cabos; zGD];
end
```

### Função Cabos\_GD2:

```
%Carregar configuração GD2, GD3 e GD4
function [cabos_GD2] = Cabos_GD2()
[cabos] = Cabos();

a=[1 1 1; 1 -0.5-0.866j -0.5+0.866j; 1 -0.5+0.866j -0.5-0.866j];
a2=[1 1 1; 1 -0.5+0.866j -0.5-0.866j; 1 -0.5-0.866j -0.5+0.866j];
z490kVA012=[0.015516734j 0 0; 0 0.09216j 0; 0 0 0.093570612j];
z490kVA=a*z490kVA012*a2*(1/3);
```

```

z765kVA012=[0.008432941176j 0 0; 0 0.050898823j 0; 0 0 0.053308235j];
z765kVA=a*z765kVA012*a2*(1/3);

z900kVA012=[0.007168j 0 0; 0 0.043776j 0; 0 0 0.046592j];
z900kVA=a*z900kVA012*a2*(1/3);

primario=(4160/480)^2;

z490kVApri=z490kVA*primario;
z765kVApri=z765kVA*primario;
z900kVApri=z900kVA*primario;

Ztrafo500kVA=[0.3807232+0.692224j 0 0; 0 0.3807232+0.692224j 0; 0 0
0.3807232+0.692224j];
zGD1=z490kVApri+Ztrafo500kVA;

Ztrafo1000kVA=[0.1422512+0.853507j 0 0; 0 0.1422512+0.853507j 0; 0 0
0.1422512+0.853507j];
zGD2=z765kVApri+Ztrafo1000kVA;

zGD3=z900kVApri+Ztrafo1000kVA;
cabos_GD2=[cabos; zGD1; zGD2; zGD3; Ztrafo500kVA];
end

```

### Função Configuracao\_Sistema\_GD1:

```

function [System_Config] = Configuracao_Sistema_GD1()
System_Config = xlsread('Linhas_Config_GD1.xls');
end

```

### Função Configuracao\_Sistema\_GD2:

```

function [System_Config] = Configuracao_Sistema_GD2()
System_Config = xlsread('Linhas_Config_GD2.xls');
end

```

### Função Configuracao\_Sistema\_GD3:

```

function [System_Config] = Configuracao_Sistema_GD3()
System_Config = xlsread('Linhas_Config_GD3.xls');
end

```

### Função Configuracao\_Sistema\_GD4:

```

function [System_Config] = Configuracao_Sistema_GD4()
System_Config = xlsread('Linhas_Config_GD4.xls');
end

```

### Função Matriz\_ZBus:

```

%Retorna Matriz Z Barra

function [zBus, Barras_Sistema, sucesso] = Matriz_ZBus(systemConfig, cabos,
barraSubs, zSub, N)

```

```

%Função Matriz de Zeros Inicial

zBus = zeros(3*N);

%Atribuição da Barra Subestação
Barras_Sistema = zeros(N,2);
Barras_Sistema(1,1)= barraSubs; %Subestação determinada como barra número 1
Barras_Sistema(1,2)= 1;
zBus = AddBusRef_to_BusNew(zBus, Barras_Sistema, barraSubs, zSub);
nBus=1;

%Função Adicionar todas os Elementos tipo Referencia_Barra
for i=2:(size(systemConfig))
    Barra1 = systemConfig(i,1);
    Barra2 = systemConfig(i,2);
    [~, Onsys1] = BarraPertenceSistema(Barra1, Barras_Sistema);
    [~, Onsys2] = BarraPertenceSistema(Barra2, Barras_Sistema);
    ZElem3F = Z3F_Linha(systemConfig(i,3), cabos, systemConfig(i,4));
    if Barra1 == 0 && Onsys2 == 0
        nBus=nBus+1;
        Barras_Sistema(nBus,2) = nBus;
        Barras_Sistema(nBus,1) = Barra2;

        zBus = AddBusRef_to_BusNew(zBus, Barras_Sistema, Barra2, ZElem3F);
    elseif Onsys1 == 1 && Onsys2 == 0
        nBus=nBus+1;
        Barras_Sistema(nBus,2) = nBus;
        Barras_Sistema(nBus,1) = Barra2;
        zBus = AddBusSyst_to_BusNew(zBus, Barras_Sistema, Barra1, Barra2, ZElem3F);

    elseif Onsys2 == 1 && Onsys1 == 0
        nBus=nBus+1;
        Barras_Sistema(nBus,2) = nBus;
        Barras_Sistema(nBus,1) = Barra1;
        zBus = AddBusSyst_to_BusNew(zBus, Barras_Sistema, Barra2, Barra1, ZElem3F);

    elseif Onsys2 == 1 && Onsys2 == 1
        zBus = AddBusSyst_to_BusSyst(zBus, Barras_Sistema, Barra1, Barra2,
ZElem3F,nBus);
    end
end
sucesso=1;
end

```

### Função AddBusRef\_to\_BusNew:

```

%Recebe ZBus, lista Barras da Matriz, Barra Nova, Matriz trifásica de impedância do
elemento a ser adicionado
%Retorna ZBus

```

```

function [zB] = AddBusRef_to_BusNew(matriz_ZBus, Barras_Matriz, Bus, ZElem3F)
index = BarraPertenceSistema(Bus, Barras_Matriz); %Retorna índice da Barra na
matriz ZBus
zB=zeros(size(matriz_ZBus));

if index > 1
    for i=1:(index-1)
        for k=1:3
            for m=1:3
                matriz_ZBus(3*index-3 + k, 3*i-3 + m) = 0;
            end
        end
    end
end

```

```

        matriz_ZBus(3*i-3 + k, 3*index-3 + m) = 0;
    end
end
end
for i=1:3
    for j=1:3
        matriz_ZBus(3*index-3 + i, 3*index-3 + j) = ZElem3F(i,j);
    end
end
zB=matriz_ZBus;
end

```

### Função AddBusSyst\_to\_BusNew:

```

function [zB] = AddBusSyst_to_BusNew(matriz_ZBus, Barras_Matriz, BusOld, BusNew,
ZElem3F)

indexOld = BarraPertenceSistema(BusOld, Barras_Matriz);    %Retorna índice da Barra
Velha na matriz ZBus
indexNew = BarraPertenceSistema(BusNew, Barras_Matriz);    %Retorna índice da Barra
Nova na matriz ZBus
indexO = indexOld(1,1);    %índice utilizado nas matrizes;
indexN = indexNew(1,1);

zB = matriz_ZBus;

for i=1:(indexN-1)
    for k=1:3
        for m=1:3
            zB(3*indexN-3 + k, 3*i-3 + m) = zB(3*indexO-3 + k, 3*i-3 + m);
            zB(3*i-3 + k, 3*indexN-3 + m) = zB(3*i-3 + k, 3*indexO-3 + m);
        end
    end
end

for i=1:3
    for j=1:3
        zB(3*indexN-3 + i, 3*indexN-3 + j) = zB(3*indexO-3 + i, 3*indexO-3 + j) +
ZElem3F(i,j);
    end
end
end

```

### Função AddBusSyst\_to\_BusSyst:

```

function [zB] = AddBusSyst_to_BusSyst(matriz_ZBus, Barras_Matriz, Bus1, Bus2,
ZElem3F,nBus)

indexOne = BarraPertenceSistema(Bus1, Barras_Matriz);    %Retorna índice da Barra
Velha na matriz ZBus
indexTwo = BarraPertenceSistema(Bus2, Barras_Matriz);    %Retorna índice da Barra
Nova na matriz ZBus
index1 = indexOne(1,1);    %índice utilizado nas matrizes;
index2 = indexTwo(1,1);

N=nBus;

```

```

zB = matriz_ZBus;

auxCol = zeros(3*N,3);
auxLin = zeros(3,3*N);

for i=1:N
    for k=1:3
        for m=1:3
            if index1 < index2
                auxLin(k, 3*i-3 + m) = zB(3*index1-3 + k, 3*i-3 + m) - zB(3*index2-3
+ k, 3*i-3 + m);
                auxCol(3*i-3 + k, m) = zB(3*i-3 + k, 3*index1-3 + m) - zB(3*i-3 + k,
3*index2-3 + m);
            elseif index2 < index1
                auxLin(k, 3*i-3 + m) = zB(3*index2-3 + k, 3*i-3 + m) - zB(3*index1-3
+ k, 3*i-3 + m);
                auxCol(3*i-3 + k, m) = zB(3*i-3 + k, 3*index2-3 + m) - zB(3*i-3 + k,
3*index1-3 + m);
            else
                return
            end
        end
    end
end

ZNN = zeros(3);

for i=1:3
    for j=1:3
        ZNN(i, j) = zB(3*index1-3 + i, 3*index1-3 + j) + zB(3*index2-3 + i,
3*index2-3 + j) + ZElem3F(i,j) - 2*zB(3*index1-3 + i, 3*index2-3 + j);
    end
end

%Redução de Kron

tempzB = -(auxCol/ZNN)*auxLin;

for i=1:N
    for j=1:N
        for k=1:3
            for m=1:3
                zB(3*i-3 + k, 3*j-3 + m)=zB(3*i-3 + k, 3*j-3 + m) + tempzB(3*i-3 +
k, 3*j-3 + m);
            end
        end
    end
end

end

```

### Função BarraPertenceSistema:

```

%Função: Verificar se barra a ser adicionada ao sistema é existente ou nova
function [B_index, OnSystem] = BarraPertenceSistema(Barra, Barras_Sistema)
OnSystem = 0;
B_index = 0;
N = size (Barras_Sistema, 1);

```

```

for i = 1 : N
    NameB = Barras_Sistema(i, 1);
    if NameB == Barra
        B_index = Barras_Sistema(i, 2);
        OnSystem = 1;
    end
end
end
end

```

### Função Z3F\_Linha:

```

%Busca Matriz de Impedância do Equipamento

function [ZElem3F] = Z3F_Linha(numeroConf, Cabos, compr)
tempZElem3F=zeros(3);

for k=1:3
    for m=1:3
        tempZElem3F(k,m) = Cabos(3*numeroConf-3+k, m);
    end
end

ZElem3F = tempZElem3F * compr/5280;
end

```

### Função Curto\_circuito:

```

function [Icc, sucesso] = Curto_circuito(tensaoBarra, matrizZbarra, barrasMatriz,
barra, tipoCC)
    sucesso = 1;
    Icc = zeros(3,1);
    [indice_Matriz, barra_Existente] = BarraPertenceSistema(barra, barrasMatriz);

    if barra_Existente == 0
        sucesso = 0;
        return
    end

    ElementoMatriz3F = buscaElementoMatriz(matrizZbarra, indice_Matriz);
    switch tipoCC
        case {14}
            Icc(1)=tensaoBarra(1)/ElementoMatriz3F(1,1);
        case {24}
            Icc(2)=tensaoBarra(2)/ElementoMatriz3F(2,2);
        case {34}
            Icc(3)=tensaoBarra(3)/ElementoMatriz3F(3,3);
        case {124}
            If=(eye(2)/[ElementoMatriz3F(1,1) ElementoMatriz3F(1,2);
            ElementoMatriz3F(2,1) ElementoMatriz3F(2,2)])*[tensaoBarra(1); tensaoBarra(2)];
            Icc(1)=If(1);
            Icc(2)=If(2);
        case {134}
            If=(eye(2)/[ElementoMatriz3F(1,1) ElementoMatriz3F(1,3);
            ElementoMatriz3F(3,1) ElementoMatriz3F(3,3)])*[tensaoBarra(1); tensaoBarra(3)];
            Icc(1)=If(1);
            Icc(3)=If(2);
        case {234}
    end

```

```

        If=(eye(2)/[ElementoMatriz3F(2,2) ElementoMatriz3F(2,3);
ElementoMatriz3F(3,2) ElementoMatriz3F(3,3)])*[tensaoBarra(2); tensaoBarra(3)];
        Icc(2)=If(1);
        Icc(3)=If(2);
    case {1234}
        Icc=(eye(3)/ElementoMatriz3F)* tensaoBarra;
    case {123}
        Y=eye(3)/ElementoMatriz3F;
        IP=Y* tensaoBarra;

Vx=(IP(1)+IP(2)+IP(3))/(Y(1,1)+Y(1,2)+Y(1,3)+Y(2,1)+Y(2,2)+Y(2,3)+Y(3,1)+Y(3,2)+Y(3,3));

        Icc(1)=IP(1)-(Y(1,1)+Y(1,2)+Y(1,3))*Vx;
        Icc(2)=IP(2)-(Y(2,1)+Y(2,2)+Y(2,3))*Vx;
        Icc(3)=IP(3)-(Y(3,1)+Y(3,2)+Y(3,3))*Vx;
    otherwise
        sucesso = 0;
        return
    end
end

```

### Função buscaElementoMatriz:

```

function [ElementoMatriz3F] = buscaElementoMatriz(matrizZbarra, indiceMatriz)
ElementoMatriz3F = zeros(3);
for i=1:3
    for j=1:3
        ElementoMatriz3F(i, j)= matrizZbarra(indiceMatriz*3 - 3 + i, indiceMatriz*3 - 3 + j);
    end
end
end

```

### Rotina Sistema\_Teste\_Final\_IEEE13Barras:

```

clear;
[System_Config] = Configuracao_Sistema();
[cabos] = Cabos_GD2();

zEqAlta=[0.6273+6.0295i -0.14+1.2443i -0.14+1.2443i; -0.14+1.2443i 0.6273+6.0295i -0.14+1.2443j; -0.14+1.2443j -0.14+1.2443j 0.6273+6.0295i];
At=(4.16/115)*[1 0 -1; -1 1 0; 0 -1 1]/sqrt(3);
dt=(4.16/115)*[1 -1 0; 0 1 -1; -1 0 1]/sqrt(3);
zTrafoBaixa=[0.0346112+0.2768896i 0 0; 0 0.0346112+0.2768896i 0; 0 0 0.0346112+0.2768896i];

zSubBaixa=At*zEqAlta*dt+zTrafoBaixa;

V=115000/sqrt(3);
VABC=[1; complex(cos(-2*pi/3), sin(-2*pi/3)); complex(cos(2*pi/3), sin(2*pi/3))]*V;
Eth_abc=At*VABC;
Vabc=Eth_abc;

%Matriz de Impedância Trifásica do Sistema IEEE 13 Barras
[zBus, Barras_Sistema, ~] = matriz_ZBus(System_Config, cabos, 650, zSubBaixa, 12);
xlswrite('Barras_Sistema.xls',Barras_Sistema);

```



```

%Curto-circuito Trifásico - 650, 632, 633, 671, 680, 692, 675
%Barra 650
I650_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 650, 123);
I650_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 650, 1234);

%Barra 692
I692_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 123);
I692_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 1234);

%Barra 680
I680_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 680, 123);
I680_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 680, 1234);

%Barra 675
I675_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 675, 123);
I675_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 675, 1234);

%Barra 671
I671_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 123);
I671_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 1234);

%Barra 633
I633_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 633, 123);
I633_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 633, 1234);

%Barra 632
I632_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 632, 123);
I632_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 632, 1234);

%Barra 634
I634_3f = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 634, 123);
I634_3ft = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 634, 1234);

matriz_resultados_sem_GD=[650 I650_3f' I650_3ft';
692 I692_3f' I692_3ft';
680 I680_3f' I680_3ft';
675 I675_3f' I675_3ft';
671 I671_3f' I671_3ft';
632 I632_3f' I632_3ft';
633 I633_3f' I633_3ft';
634 I634_3f' I634_3ft'];

xlswrite('matriz_resultados_3F_sem_GD.xls',abs(matriz_resultados_sem_GD));

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Curto-circuito Trifásico - 650, 632, 633, 671, 680, 692, 675 com GD Nível
%de Penetração 9,8% = GD de 490kVA na barra 671

%ZGD450kVA=[6.92224j 0 0; 0 6.92224j 0; 0 0 6.92224j];
%Ztrafo500kVA=[0.3807232+0.692224j 0 0; 0 0.3807232+0.692224j 0; 0 0
0.3807232+0.692224j];

clear;
zEqAlta=[0.6273+6.0295i -0.14+1.2443i -0.14+1.2443i; -0.14+1.2443i 0.6273+6.0295i -
0.14+1.2443j; -0.14+1.2443j -0.14+1.2443j 0.6273+6.0295i];
At=(4.16/115)*[1 0 -1; -1 1 0; 0 -1 1]/sqrt(3);
dt=(4.16/115)*[1 -1 0; 0 1 -1; -1 0 1]/sqrt(3);
zTrafoBaixa=[0.0346112+0.2768896i 0 0; 0 0.0346112+0.2768896i 0; 0 0
0.0346112+0.2768896i];

zSubBaixa=At*zEqAlta*dt+zTrafoBaixa;

```

```

V=115000/sqrt(3);
VABC=[1; complex(cos(-2*pi/3), sin(-2*pi/3)); complex(cos(2*pi/3), sin(2*pi/3))]*V;
Eth_abc=At*VABC;
Vabc=Eth_abc;

[cabos_GD1] = Cabos_GD2();
[System_Config_GD1] = Configuracao_Sistema_GD1();
%Matriz de Impedância Trifásica do Sistema IEEE 13 Barras
[zBus_GD1, Barras_Sistema_GD1, ~] = matriz_zBus(System_Config_GD1, cabos_GD1, 650,
zSubBaixa, 12);
xlswrite('Barras_Sistema_GD1.xls',Barras_Sistema_GD1);

%Barra 650
I650_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD1, Barras_Sistema_GD1, 650, 123);
I650_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD1, Barras_Sistema_GD1, 650, 1234);

%Barra 692
I692_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD1, Barras_Sistema_GD1, 671, 123);
I692_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD1, Barras_Sistema_GD1, 671, 1234);

%Barra 680
I680_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD1, Barras_Sistema_GD1, 680, 123);
I680_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD1, Barras_Sistema_GD1, 680, 1234);

%Barra 675
I675_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD1, Barras_Sistema_GD1, 675, 123);
I675_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD1, Barras_Sistema_GD1, 675, 1234);

%Barra 671
I671_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD1, Barras_Sistema_GD1, 671, 123);
I671_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD1, Barras_Sistema_GD1, 671, 1234);

%Barra 633
I633_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD1, Barras_Sistema_GD1, 633, 123);
I633_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD1, Barras_Sistema_GD1, 633, 1234);

%Barra 632
I632_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD1, Barras_Sistema_GD1, 632, 123);
I632_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD1, Barras_Sistema_GD1, 632, 1234);

%Barra 634
I634_3f = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus_GD1, Barras_Sistema_GD1, 634, 123);
I634_3ft = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus_GD1, Barras_Sistema_GD1, 634, 1234);

matriz_resultados_com_NPGD_1=[650 I650_3f' I650_3ft';
692 I692_3f' I692_3ft';
680 I680_3f' I680_3ft';
675 I675_3f' I675_3ft';
671 I671_3f' I671_3ft';
632 I632_3f' I632_3ft';
633 I633_3f' I633_3ft';
634 I634_3f' I634_3ft'];
xlswrite('matriz_resultados_com_NPGD_1.xls',abs(matriz_resultados_com_NPGD_1));

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Curto-circuito Trifásico - 650, 632, 633, 671, 680, 692, 675 com GD Nível
%de Penetração 25,1%
%Inserem-se um gerador trifásico de 490kVA na barra 680 e um gerador trifásico de
765kVA na barra 671.

```

```

clear;
zEqAlta=[0.6273+6.0295i -0.14+1.2443i -0.14+1.2443i; -0.14+1.2443i 0.6273+6.0295i -
0.14+1.2443j; -0.14+1.2443j -0.14+1.2443j 0.6273+6.0295i];
At=(4.16/115)*[1 0 -1; -1 1 0; 0 -1 1]/sqrt(3);
dt=(4.16/115)*[1 -1 0; 0 1 -1; -1 0 1]/sqrt(3);
zTrafoBaixa=[0.0346112+0.2768896i 0 0; 0 0.0346112+0.2768896i 0; 0 0
0.0346112+0.2768896i];

zSubBaixa=At*zEqAlta*dt+zTrafoBaixa;

V=115000/sqrt(3);
VABC=[1; complex(cos(-2*pi/3), sin(-2*pi/3)); complex(cos(2*pi/3), sin(2*pi/3))]*V;
Eth_abc=At*VABC;
Vabc=Eth_abc;

[cabos_GD2] = Cabos_GD2();
[System_Config_GD2] = Configuracao_Sistema_GD2();
%Matriz de Impedância Trifásica do Sistema IEEE 13 Barras
[zBus_GD2, Barras_Sistema_GD2, ~] = matriz_zBus(System_Config_GD2, cabos_GD2, 650,
zSubBaixa, 12);
xlswrite('Barras_Sistema_GD2.xls',Barras_Sistema_GD2);
xlswrite('Barras_Sistema_GD2.xls',Barras_Sistema_GD2);

%Barra 650
I650_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD2, Barras_Sistema_GD2, 650, 123);
I650_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD2, Barras_Sistema_GD2, 650, 1234);

%Barra 692
I692_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD2, Barras_Sistema_GD2, 671, 123);
I692_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD2, Barras_Sistema_GD2, 671, 1234);

%Barra 680
I680_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD2, Barras_Sistema_GD2, 680, 123);
I680_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD2, Barras_Sistema_GD2, 680, 1234);

%Barra 675
I675_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD2, Barras_Sistema_GD2, 675, 123);
I675_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD2, Barras_Sistema_GD2, 675, 1234);

%Barra 671
I671_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD2, Barras_Sistema_GD2, 671, 123);
I671_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD2, Barras_Sistema_GD2, 671, 1234);

%Barra 633
I633_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD2, Barras_Sistema_GD2, 633, 123);
I633_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD2, Barras_Sistema_GD2, 633, 1234);

%Barra 632
I632_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD2, Barras_Sistema_GD2, 632, 123);
I632_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD2, Barras_Sistema_GD2, 632, 1234);

%Barra 634
I634_3f = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus_GD2, Barras_Sistema_GD2, 634, 123);
I634_3ft = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus_GD2, Barras_Sistema_GD2, 634, 1234);

matriz_resultados_com_NPGD_2=[650 I650_3f' I650_3ft';
692 I692_3f' I692_3ft';
680 I680_3f' I680_3ft';
675 I675_3f' I675_3ft';
671 I671_3f' I671_3ft';
632 I632_3f' I632_3ft';
633 I633_3f' I633_3ft'];

```

```

634 I634_3f' I634_3ft'];

xlswrite('matriz_resultados_com_NPGD_2.xls',abs(matriz_resultados_com_NPGD_2));

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Curto-circuito Trifásico - 650, 632, 633, 671, 680, 692, 675 com GD Nível
%de Penetração 51,3%
%Inserem-se dois geradores trifásicos de 900kVA, um na barra 680 e o outro na barra
671 e um gerador trifásico de 765kVA na barra 632.

clear;
zEqAlta=[0.6273+6.0295i -0.14+1.2443i -0.14+1.2443i; -0.14+1.2443i 0.6273+6.0295i -
0.14+1.2443j; -0.14+1.2443j -0.14+1.2443j 0.6273+6.0295i];
At=(4.16/115)*[1 0 -1; -1 1 0; 0 -1 1]/sqrt(3);
dt=(4.16/115)*[1 -1 0; 0 1 -1; -1 0 1]/sqrt(3);
zTrafoBaixa=[0.0346112+0.2768896i 0 0; 0 0.0346112+0.2768896i 0; 0 0
0.0346112+0.2768896i];

zSubBaixa=At*zEqAlta*dt+zTrafoBaixa;

V=115000/sqrt(3);
VABC=[1; complex(cos(-2*pi/3), sin(-2*pi/3)); complex(cos(2*pi/3), sin(2*pi/3))]*V;
Eth_abc=At*VABC;
Vabc=Eth_abc;

[cabos_GD3] = Cabos_GD2();
[System_Config_GD3] = Configuracao_Sistema_GD3();
%Matriz de Impedância Trifásica do Sistema IEEE 13 Barras
[zBus_GD3, Barras_Sistema_GD3, ~] = matriz_zBus(System_Config_GD3, cabos_GD3, 650,
zSubBaixa, 12);
xlswrite('Barras_Sistema_GD3.xls',Barras_Sistema_GD3);
xlswrite('Barras_Sistema_GD3.xls',Barras_Sistema_GD3);

%Barra 650
I650_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD3, Barras_Sistema_GD3, 650, 123);
I650_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD3, Barras_Sistema_GD3, 650, 1234);

%Barra 692
I692_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD3, Barras_Sistema_GD3, 671, 123);
I692_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD3, Barras_Sistema_GD3, 671, 1234);

%Barra 680
I680_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD3, Barras_Sistema_GD3, 680, 123);
I680_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD3, Barras_Sistema_GD3, 680, 1234);

%Barra 675
I675_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD3, Barras_Sistema_GD3, 675, 123);
I675_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD3, Barras_Sistema_GD3, 675, 1234);

%Barra 671
I671_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD3, Barras_Sistema_GD3, 671, 123);
I671_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD3, Barras_Sistema_GD3, 671, 1234);

%Barra 633
I633_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD3, Barras_Sistema_GD3, 633, 123);
I633_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD3, Barras_Sistema_GD3, 633, 1234);
%xlswrite('I633_3f.xls',abs(I633_3f));
%xlswrite('I633_3ft.xls',abs(I633_3ft));

%Barra 632
I632_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD3, Barras_Sistema_GD3, 632, 123);

```

```

I632_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD3, Barras_Sistema_GD3, 632, 1234);

%Barra 634
I634_3f = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus_GD3, Barras_Sistema_GD3, 634, 123);
I634_3ft = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus_GD3, Barras_Sistema_GD3, 634, 1234);

matriz_resultados_com_NPGD_3=[650 I650_3f' I650_3ft';
692 I692_3f' I692_3ft';
680 I680_3f' I680_3ft';
675 I675_3f' I675_3ft';
671 I671_3f' I671_3ft';
632 I632_3f' I632_3ft';
633 I633_3f' I633_3ft';
634 I634_3f' I634_3ft'];

xlswrite('matriz_resultados_com_NPGD_3.xls',abs(matriz_resultados_com_NPGD_3));

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Curto-circuito Trifásico - 650, 632, 633, 671, 680, 692, 675 com GD Nível
%de Penetração 72%
%Inserem-se quatro geradores trifásicos de 900kVA, cada um nas barras 680, 671, 632
e 634.

clear;
zEqAlta=[0.6273+6.0295i -0.14+1.2443i -0.14+1.2443i; -0.14+1.2443i 0.6273+6.0295i -
0.14+1.2443j; -0.14+1.2443j -0.14+1.2443j 0.6273+6.0295i];
At=(4.16/115)*[1 0 -1; -1 1 0; 0 -1 1]/sqrt(3);
dt=(4.16/115)*[1 -1 0; 0 1 -1; -1 0 1]/sqrt(3);
zTrafoBaixa=[0.0346112+0.2768896i 0 0; 0 0.0346112+0.2768896i 0; 0 0
0.0346112+0.2768896i];

zSubBaixa=At*zEqAlta*dt+zTrafoBaixa;

V=115000/sqrt(3);
VABC=[1; complex(cos(-2*pi/3), sin(-2*pi/3)); complex(cos(2*pi/3), sin(2*pi/3))]*V;
Eth_abc=At*VABC;
Vabc=Eth_abc;

[cabos_GD4] = Cabos_GD2();
[System_Config_GD4] = Configuracao_Sistema_GD4();
%Matriz de Impedância Trifásica do Sistema IEEE 13 Barras
[zBus_GD4, Barras_Sistema_GD4, ~] = matriz_zBus(System_Config_GD4, cabos_GD4, 650,
zSubBaixa, 12);
xlswrite('Barras_Sistema_GD4.xls',Barras_Sistema_GD4);
xlswrite('Barras_Sistema_GD4.xls',Barras_Sistema_GD4);

%Barra 650
I650_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD4, Barras_Sistema_GD4, 650, 123);
I650_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD4, Barras_Sistema_GD4, 650, 1234);

%Barra 692
I692_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD4, Barras_Sistema_GD4, 671, 123);
I692_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD4, Barras_Sistema_GD4, 671, 1234);

%Barra 680
I680_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD4, Barras_Sistema_GD4, 680, 123);
I680_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD4, Barras_Sistema_GD4, 680, 1234);

%Barra 675
I675_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD4, Barras_Sistema_GD4, 675, 123);
I675_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD4, Barras_Sistema_GD4, 675, 1234);

```

```

%Barra 671
I671_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD4, Barras_Sistema_GD4, 671, 123);
I671_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD4, Barras_Sistema_GD4, 671, 1234);

%Barra 633
I633_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD4, Barras_Sistema_GD4, 633, 123);
I633_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD4, Barras_Sistema_GD4, 633, 1234);

%Barra 632
I632_3f = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD4, Barras_Sistema_GD4, 632, 123);
I632_3ft = Curto_circuito(Vabc, zBus_GD4, Barras_Sistema_GD4, 632, 1234);

%Barra 634
I634_3f = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus_GD4, Barras_Sistema_GD4, 634, 123);
I634_3ft = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus_GD4, Barras_Sistema_GD4, 634, 1234);

matriz_resultados_com_NPGD_4=[650 I650_3f' I650_3ft';
692 I692_3f' I692_3ft';
680 I680_3f' I680_3ft';
675 I675_3f' I675_3ft';
671 I671_3f' I671_3ft';
632 I632_3f' I632_3ft';
633 I633_3f' I633_3ft';
634 I634_3f' I634_3ft'];

xlswrite('matriz_resultados_com_NPGD_4.xls',abs(matriz_resultados_com_NPGD_4));

%Curto-circuito Monofásico em todas as barras
clear;
[System_Config] = Configuracao_Sistema();
[cabos] = Cabos_GD2();

zEqAlta=[0.6273+6.0295i -0.14+1.2443i -0.14+1.2443i; -0.14+1.2443i 0.6273+6.0295i -
0.14+1.2443j; -0.14+1.2443j -0.14+1.2443j 0.6273+6.0295i];
At=(4.16/115)*[1 0 -1; -1 1 0; 0 -1 1]/sqrt(3);
dt=(4.16/115)*[1 -1 0; 0 1 -1; -1 0 1]/sqrt(3);
zTrafoBaixa=[0.0346112+0.2768896i 0 0; 0 0.0346112+0.2768896i 0; 0 0
0.0346112+0.2768896i];

zSubBaixa=At*zEqAlta*dt+zTrafoBaixa;

V=115000/sqrt(3);
VABC=[1; complex(cos(-2*pi/3), sin(-2*pi/3)); complex(cos(2*pi/3), sin(2*pi/3))]*V;
Eth_abc=At*VABC;
Vabc=Eth_abc;

%Matriz de Impedância Trifásica do Sistema IEEE 13 Barras
[zBus, Barras_Sistema, ~] = matriz_ZBus(System_Config, cabos, 650, zSubBaixa, 12);

%Barra 650
I650_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 650, 14);
I650_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 650, 24);
I650_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 650, 34);

%Barra 692
I692_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 14);
I692_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 24);
I692_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 34);

%Barra 684

```

```

I684_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 684, 14);
I684_1fB = zeros(3,1);
I684_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 684, 34);

%Barra 680
I680_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 680, 14);
I680_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 680, 24);
I680_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 680, 34);

%Barra 675
I675_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 675, 14);
I675_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 675, 24);
I675_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 675, 34);

%Barra 671
I671_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 14);
I671_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 24);
I671_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 34);

%Barra 652
I652_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 652, 14);
I652_1fB = zeros(3,1);
I652_1fC = zeros(3,1);

%Barra 646
I646_1fA = zeros(3,1);
I646_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 646, 24);
I646_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 646, 34);

%Barra 645
I645_1fA = zeros(3,1);
I645_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 645, 24);
I645_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 645, 34);

%Barra 632
I632_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 632, 14);
I632_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 632, 24);
I632_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 632, 34);

%Barra 633
I633_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 633, 14);
I633_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 633, 24);
I633_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 633, 34);

%Barra 634
I634_1fA = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 634, 14);
I634_1fB = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 634, 24);
I634_1fC = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 634, 34);

%Barra 611
I611_1fA = zeros(3,1);
I611_1fB = zeros(3,1);
I611_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 611, 34);

matriz_mono_resultados_sem_GD=[650 I650_1fA(1) I650_1fB(2) I650_1fC(3);
692 I692_1fA(1) I692_1fB(2) I692_1fC(3);
684 I684_1fA(1) I684_1fB(2) I684_1fC(3);
680 I680_1fA(1) I680_1fB(2) I680_1fC(3);
675 I675_1fA(1) I675_1fB(2) I675_1fC(3);
671 I671_1fA(1) I671_1fB(2) I671_1fC(3);
652 I652_1fA(1) I652_1fB(2) I652_1fC(3);
646 I646_1fA(1) I646_1fB(2) I646_1fC(3);
645 I645_1fA(1) I645_1fB(2) I645_1fC(3);

```

```

632 I632_1fA(1) I632_1fB(2) I632_1fC(3);
633 I633_1fA(1) I633_1fB(2) I633_1fC(3);
634 I634_1fA(1) I634_1fB(2) I634_1fC(3);
611 I611_1fA(1) I611_1fB(2) I611_1fC(3)];

xlswrite('matriz_mono_resultados_sem_GD.xls',abs(matriz_mono_resultados_sem_GD));

%Curto-circuito Monofásico em todas as barras - GD1 9,8%
clear;
[System_Config] = Configuracao_Sistema_GD1();
[cabos] = Cabos_GD2();

zEqAlta=[0.6273+6.0295i -0.14+1.2443i -0.14+1.2443i; -0.14+1.2443i 0.6273+6.0295i -
0.14+1.2443j; -0.14+1.2443j -0.14+1.2443j 0.6273+6.0295i];
At=(4.16/115)*[1 0 -1; -1 1 0; 0 -1 1]/sqrt(3);
dt=(4.16/115)*[1 -1 0; 0 1 -1; -1 0 1]/sqrt(3);
zTrafoBaixa=[0.0346112+0.2768896i 0 0; 0 0.0346112+0.2768896i 0; 0 0
0.0346112+0.2768896i];

zSubBaixa=At*zEqAlta*dt+zTrafoBaixa;

V=115000/sqrt(3);
VABC=[1; complex(cos(-2*pi/3), sin(-2*pi/3)); complex(cos(2*pi/3), sin(2*pi/3))]*V;
Eth_abc=At*VABC;
Vabc=Eth_abc;

%Matriz de Impedância Trifásica do Sistema IEEE 13 Barras
[zBus, Barras_Sistema, ~] = matriz_ZBus(System_Config, cabos, 650, zSubBaixa, 12);

%Barra 650
I650_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 650, 14);
I650_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 650, 24);
I650_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 650, 34);

%Barra 692
I692_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 14);
I692_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 24);
I692_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 34);

%Barra 684
I684_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 684, 14);
I684_1fB = zeros(3,1);
I684_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 684, 34);

%Barra 680
I680_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 680, 14);
I680_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 680, 24);
I680_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 680, 34);

%Barra 675
I675_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 675, 14);
I675_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 675, 24);
I675_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 675, 34);

%Barra 671
I671_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 14);
I671_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 24);
I671_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 34);

%Barra 652
I652_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 652, 14);

```



```

I652_1fB = zeros(3,1);
I652_1fC = zeros(3,1);

%Barra 646
I646_1fA = zeros(3,1);
I646_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 646, 24);
I646_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 646, 34);

%Barra 645
I645_1fA = zeros(3,1);
I645_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 645, 24);
I645_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 645, 34);

%Barra 632
I632_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 632, 14);
I632_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 632, 24);
I632_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 632, 34);

%Barra 633
I633_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 633, 14);
I633_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 633, 24);
I633_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 633, 34);

%Barra 634
I634_1fA = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 634, 14);
I634_1fB = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 634, 24);
I634_1fC = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 634, 34);

%Barra 611
I611_1fA = zeros(3,1);
I611_1fB = zeros(3,1);
I611_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 611, 34);

matriz_mono_resultados_GD1=[650 I650_1fA(1) I650_1fB(2) I650_1fC(3);
692 I692_1fA(1) I692_1fB(2) I692_1fC(3);
684 I684_1fA(1) I684_1fB(2) I684_1fC(3);
680 I680_1fA(1) I680_1fB(2) I680_1fC(3);
675 I675_1fA(1) I675_1fB(2) I675_1fC(3);
671 I671_1fA(1) I671_1fB(2) I671_1fC(3);
652 I652_1fA(1) I652_1fB(2) I652_1fC(3);
646 I646_1fA(1) I646_1fB(2) I646_1fC(3);
645 I645_1fA(1) I645_1fB(2) I645_1fC(3);
632 I632_1fA(1) I632_1fB(2) I632_1fC(3);
633 I633_1fA(1) I633_1fB(2) I633_1fC(3);
634 I634_1fA(1) I634_1fB(2) I634_1fC(3);
611 I611_1fA(1) I611_1fB(2) I611_1fC(3)];

xlswrite('matriz_mono_resultados_GD1.xls',abs(matriz_mono_resultados_GD1));

%Curto-circuito Monofásico em todas as barras - GD2 25,1%
clear;
[System_Config] = Configuracao_Sistema_GD2();
[cabos] = Cabos_GD2();

zEqAlta=[0.6273+6.0295i -0.14+1.2443i -0.14+1.2443i; -0.14+1.2443i 0.6273+6.0295i -
0.14+1.2443j; -0.14+1.2443j -0.14+1.2443j 0.6273+6.0295i];
At=(4.16/115)*[1 0 -1; -1 1 0; 0 -1 1]/sqrt(3);
dt=(4.16/115)*[1 -1 0; 0 1 -1; -1 0 1]/sqrt(3);
zTrafoBaixa=[0.0346112+0.2768896i 0 0; 0 0.0346112+0.2768896i 0; 0 0
0.0346112+0.2768896i];

```

```

zSubBaixa=At*zEqAlta*dt+zTrafoBaixa;

V=115000/sqrt(3);
VABC=[1; complex(cos(-2*pi/3), sin(-2*pi/3)); complex(cos(2*pi/3), sin(2*pi/3))]*V;
Eth_abc=At*VABC;
Vabc=Eth_abc;

%Matriz de Impedância Trifásica do Sistema IEEE 13 Barras
[zBus, Barras_Sistema, ~] = matriz_ZBus(System_Config, cabos, 650, zSubBaixa, 12);

%Barra 650
I650_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 650, 14);
I650_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 650, 24);
I650_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 650, 34);

%Barra 692
I692_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 14);
I692_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 24);
I692_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 34);

%Barra 684
I684_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 684, 14);
I684_1fB = zeros(3,1);
I684_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 684, 34);

%Barra 680
I680_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 680, 14);
I680_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 680, 24);
I680_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 680, 34);

%Barra 675
I675_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 675, 14);
I675_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 675, 24);
I675_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 675, 34);

%Barra 671
I671_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 14);
I671_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 24);
I671_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 34);

%Barra 652
I652_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 652, 14);
I652_1fB = zeros(3,1);
I652_1fC = zeros(3,1);

%Barra 646
I646_1fA = zeros(3,1);
I646_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 646, 24);
I646_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 646, 34);

%Barra 645
I645_1fA = zeros(3,1);
I645_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 645, 24);
I645_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 645, 34);

%Barra 632
I632_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 632, 14);
I632_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 632, 24);
I632_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 632, 34);

%Barra 633
I633_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 633, 14);
I633_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 633, 24);

```

```

I633_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 633, 34);

%Barra 634
I634_1fA = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 634, 14);
I634_1fB = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 634, 24);
I634_1fC = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 634, 34);

%Barra 611
I611_1fA = zeros(3,1);
I611_1fB = zeros(3,1);
I611_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 611, 34);

matriz_mono_resultados_GD2=[650 I650_1fA(1) I650_1fB(2) I650_1fC(3);
692 I692_1fA(1) I692_1fB(2) I692_1fC(3);
684 I684_1fA(1) I684_1fB(2) I684_1fC(3);
680 I680_1fA(1) I680_1fB(2) I680_1fC(3);
675 I675_1fA(1) I675_1fB(2) I675_1fC(3);
671 I671_1fA(1) I671_1fB(2) I671_1fC(3);
652 I652_1fA(1) I652_1fB(2) I652_1fC(3);
646 I646_1fA(1) I646_1fB(2) I646_1fC(3);
645 I645_1fA(1) I645_1fB(2) I645_1fC(3);
632 I632_1fA(1) I632_1fB(2) I632_1fC(3);
633 I633_1fA(1) I633_1fB(2) I633_1fC(3);
634 I634_1fA(1) I634_1fB(2) I634_1fC(3);
611 I611_1fA(1) I611_1fB(2) I611_1fC(3)];

xlswrite('matriz_mono_resultados_GD2.xls',abs(matriz_mono_resultados_GD2));

%Curto-circuito Monofásico em todas as barras - GD3 51,3%
clear;
[System_Config] = Configuracao_Sistema_GD3();
[cabos] = Cabos_GD2();

zEqAlta=[0.6273+6.0295i -0.14+1.2443i -0.14+1.2443i; -0.14+1.2443i 0.6273+6.0295i -
0.14+1.2443j; -0.14+1.2443j -0.14+1.2443j 0.6273+6.0295i];
At=(4.16/115)*[1 0 -1; -1 1 0; 0 -1 1]/sqrt(3);
dt=(4.16/115)*[1 -1 0; 0 1 -1; -1 0 1]/sqrt(3);
zTrafoBaixa=[0.0346112+0.2768896i 0 0; 0 0.0346112+0.2768896i 0; 0 0
0.0346112+0.2768896i];

zSubBaixa=At*zEqAlta*dt+zTrafoBaixa;

V=115000/sqrt(3);
VABC=[1; complex(cos(-2*pi/3), sin(-2*pi/3)); complex(cos(2*pi/3), sin(2*pi/3))]*V;
Eth_abc=At*VABC;
Vabc=Eth_abc;

%Matriz de Impedância Trifásica do Sistema IEEE 13 Barras
[zBus, Barras_Sistema, ~] = matriz_ZBus(System_Config, cabos, 650, zSubBaixa, 12);

%Barra 650
I650_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 650, 14);
I650_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 650, 24);
I650_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 650, 34);

%Barra 692
I692_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 14);
I692_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 24);
I692_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 34);

%Barra 684

```

```

I684_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 684, 14);
I684_1fB = zeros(3,1);
I684_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 684, 34);

%Barra 680
I680_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 680, 14);
I680_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 680, 24);
I680_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 680, 34);

%Barra 675
I675_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 675, 14);
I675_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 675, 24);
I675_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 675, 34);

%Barra 671
I671_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 14);
I671_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 24);
I671_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 34);

%Barra 652
I652_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 652, 14);
I652_1fB = zeros(3,1);
I652_1fC = zeros(3,1);

%Barra 646
I646_1fA = zeros(3,1);
I646_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 646, 24);
I646_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 646, 34);

%Barra 645
I645_1fA = zeros(3,1);
I645_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 645, 24);
I645_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 645, 34);

%Barra 632
I632_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 632, 14);
I632_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 632, 24);
I632_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 632, 34);

%Barra 633
I633_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 633, 14);
I633_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 633, 24);
I633_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 633, 34);

%Barra 634
I634_1fA = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 634, 14);
I634_1fB = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 634, 24);
I634_1fC = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 634, 34);

%Barra 611
I611_1fA = zeros(3,1);
I611_1fB = zeros(3,1);
I611_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 611, 34);

matriz_mono_resultados_GD3=[650 I650_1fA(1) I650_1fB(2) I650_1fC(3);
692 I692_1fA(1) I692_1fB(2) I692_1fC(3);
684 I684_1fA(1) I684_1fB(2) I684_1fC(3);
680 I680_1fA(1) I680_1fB(2) I680_1fC(3);
675 I675_1fA(1) I675_1fB(2) I675_1fC(3);
671 I671_1fA(1) I671_1fB(2) I671_1fC(3);
652 I652_1fA(1) I652_1fB(2) I652_1fC(3);
646 I646_1fA(1) I646_1fB(2) I646_1fC(3);
645 I645_1fA(1) I645_1fB(2) I645_1fC(3);

```

```

632 I632_1fA(1) I632_1fB(2) I632_1fC(3);
633 I633_1fA(1) I633_1fB(2) I633_1fC(3);
634 I634_1fA(1) I634_1fB(2) I634_1fC(3);
611 I611_1fA(1) I611_1fB(2) I611_1fC(3)];

xlswrite('matriz_mono_resultados_GD3.xls',abs(matriz_mono_resultados_GD3));

%Curto-circuito Monofásico em todas as barras - GD4 72%
clear;
[System_Config] = Configuracao_Sistema_GD4();
[cabos] = Cabos_GD2();

zEqAlta=[0.6273+6.0295i -0.14+1.2443i -0.14+1.2443i; -0.14+1.2443i 0.6273+6.0295i -
0.14+1.2443j; -0.14+1.2443j -0.14+1.2443j 0.6273+6.0295i];
At=(4.16/115)*[1 0 -1; -1 1 0; 0 -1 1]/sqrt(3);
dt=(4.16/115)*[1 -1 0; 0 1 -1; -1 0 1]/sqrt(3);
zTrafoBaixa=[0.0346112+0.2768896i 0 0; 0 0.0346112+0.2768896i 0; 0 0
0.0346112+0.2768896i];

zSubBaixa=At*zEqAlta*dt+zTrafoBaixa;

V=115000/sqrt(3);
VABC=[1; complex(cos(-2*pi/3), sin(-2*pi/3)); complex(cos(2*pi/3), sin(2*pi/3))]*V;
Eth_abc=At*VABC;
Vabc=Eth_abc;

%Matriz de Impedância Trifásica do Sistema IEEE 13 Barras
[zBus, Barras_Sistema, ~] = matriz_ZBus(System_Config, cabos, 650, zSubBaixa, 12);

%Barra 650
I650_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 650, 14);
I650_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 650, 24);
I650_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 650, 34);

%Barra 692
I692_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 14);
I692_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 24);
I692_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 34);

%Barra 684
I684_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 684, 14);
I684_1fB = zeros(3,1);
I684_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 684, 34);

%Barra 680
I680_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 680, 14);
I680_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 680, 24);
I680_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 680, 34);

%Barra 675
I675_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 675, 14);
I675_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 675, 24);
I675_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 675, 34);

%Barra 671
I671_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 14);
I671_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 24);
I671_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 671, 34);

%Barra 652
I652_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 652, 14);

```

```

I652_1fB = zeros(3,1);
I652_1fC = zeros(3,1);

%Barra 646
I646_1fA = zeros(3,1);
I646_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 646, 24);
I646_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 646, 34);

%Barra 645
I645_1fA = zeros(3,1);
I645_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 645, 24);
I645_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 645, 34);

%Barra 632
I632_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 632, 14);
I632_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 632, 24);
I632_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 632, 34);

%Barra 633
I633_1fA = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 633, 14);
I633_1fB = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 633, 24);
I633_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 633, 34);

%Barra 634
I634_1fA = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 634, 14);
I634_1fB = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 634, 24);
I634_1fC = (4160/480)*Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 634, 34);

%Barra 611
I611_1fA = zeros(3,1);
I611_1fB = zeros(3,1);
I611_1fC = Curto_circuito(Vabc, zBus, Barras_Sistema, 611, 34);

matriz_mono_resultados_GD4=[650 I650_1fA(1) I650_1fB(2) I650_1fC(3);
692 I692_1fA(1) I692_1fB(2) I692_1fC(3);
684 I684_1fA(1) I684_1fB(2) I684_1fC(3);
680 I680_1fA(1) I680_1fB(2) I680_1fC(3);
675 I675_1fA(1) I675_1fB(2) I675_1fC(3);
671 I671_1fA(1) I671_1fB(2) I671_1fC(3);
652 I652_1fA(1) I652_1fB(2) I652_1fC(3);
646 I646_1fA(1) I646_1fB(2) I646_1fC(3);
645 I645_1fA(1) I645_1fB(2) I645_1fC(3);
632 I632_1fA(1) I632_1fB(2) I632_1fC(3);
633 I633_1fA(1) I633_1fB(2) I633_1fC(3);
634 I634_1fA(1) I634_1fB(2) I634_1fC(3);
611 I611_1fA(1) I611_1fB(2) I611_1fC(3)];

xlswrite('matriz_mono_resultados_GD4.xls',abs(matriz_mono_resultados_GD4));

```