

Projeto de Graduação



7 de Dezembro de 2023

SIMULAÇÃO DE CURTO-CIRCUITO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E DIMENSIONAMENTO E AJUSTE DE PROTEÇÃO UTILIZANDO O OPENDSS CONSIDERANDO APLICAÇÕES

Gabriel Mota Botelho
Bárbara Alvarenga Ferreira de Araujo



**SIMULAÇÃO DE CURTO-CIRCUITO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E DIMENSIONAMENTO
E AJUSTE DE PROTEÇÃO UTILIZANDO O OPENDSS CONSIDERANDO APLICAÇÕES**

**Alunos: Gabriel Mota Botelho
Bárbara Alvarenga Ferreira de Araujo**

Orientador: Delberis Araujo Lima

Trabalho apresentado como requisito parcial à conclusão do curso de Engenharia Elétrica na Pontifícia Universidade Católica do Rio Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

Agradecimentos

Agradecemos profundamente aos nossos pais, irmãos, avós, tios e tias por todo apoio incondicional e compreensão mesmo em momentos desafiadores.

Agradecemos também aos mestres que compõem a equipe acadêmica da faculdade, que exerceram um papel essencial ao longo de nossa formação como engenheiros.

Aos amigos e colegas de classe, agradecemos por compartilhar experiências que ficarão eternamente guardadas e serão lembradas com orgulho e carinho.

Obrigado a todos que fizeram parte desta jornada acadêmica.

Resumo

Este Trabalho de Conclusão de Curso aborda a simulação de curto-circuito em sistemas elétricos com a presença de geração distribuída, bem como o dimensionamento e ajuste de proteções em conformidade com a utilização do software OpenDSS. A integração crescente de fontes de geração distribuída, como energia solar e eólica, nos sistemas elétricos tem gerado desafios significativos no que diz respeito à operação e segurança. Este estudo buscou avaliar o impacto da geração distribuída no comportamento de curto-circuito da rede e a eficácia das proteções dimensionadas de acordo com as normas da IEEE.

Palavras-chave: Proteção de Sistemas elétricos, Geração Distribuída, Simulação de Curto-Circuito, OpenDSS

SHORT-CIRCUIT SIMULATION WITH DISTRIBUTED GENERATION AND SIZING AND AJUSTMENT OF PROTECTION USING OPENDSS CONSIDERING APPLICATIONS

Abstract

This Bachelor's Thesis delves into the simulation of short-circuits in electrical systems with the presence of distributed generation, as well as the sizing and adjustment of protections in accordance with the use of the OpenDSS software. The increasing integration of distributed energy sources, such as solar and wind power, into electrical systems has posed significant challenges in terms of operation and safety. This study aimed to assess the impact of distributed generation on the short-circuit behavior of the network and the effectiveness of protections sized in compliance with IEEE standards.

Keywords: Electrical System Protection, Distributed Generation, Short-Circuit Simulation, OpenDSS

Sumário

1	Introdução	1
2	Curto-Circuito	2
3	Dispositivos de Proteção	6
a	Elos Fusíveis	6
b	Relés	8
c	Religadores	10
4	Coordenação de Dispositivos	11
5	Geração Distribuída	12
6	OpenDSS	14
7	Metodologia	15
a	Modelagem do Sistema no OpenDSS	15
b	Inserção de Geração Distribuída	16
c	Dimensionamento de Proteção	16
d	Simulação de Curto-Circuito	17
e	Análise da influência da localização específica da geração distribuída	18
f	Análise dos Resultados	19
8	Resultados	20
a	Redução das Correntes na Presença de GD	20
b	Perdas	21
c	Corrente de falta	21
d	Corrente na subestação durante a falta	24
e	Acionamento da proteção em evento de curto-circuito com geração distribuída	26
f	Análise da influência da localização específica da geração distribuída	28
9	Conclusão e Trabalhos Futuros	31
	Referências	32
	ANEXO A - CÓDIGOS UTILIZADOS NO OPENDSS	33
a	Código principal	33
b	Código inserção Geradores	35
c	Código inserção Relés	37
d	Código inserção Religadores	38
e	Código Simulação das Faltas	38

Lista de Figuras

1	Tensões das fases A, B e C desequilibradas. FONTE: Capítulo 6 – Análise de sistemas desequilibrados – faltas assimétricas [1]	2
2	Componentes de Sequência Positiva. FONTE: Capítulo 6 – Análise de sistemas desequilibrados – faltas assimétricas [1]	3
3	Componentes de Sequência Negativa. FONTE: Capítulo 6 – Análise de sistemas desequilibrados – faltas assimétricas [1]	3
4	Componentes de Sequência Zero. FONTE: Capítulo 6 – Análise de sistemas desequilibrados – faltas assimétricas [1]	3
5	Soma das componentes simétricas resultando no sistema desequilibrado. FONTE: [1]	4
6	Proteção de um sistema em alta tensão. FONTE: Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos [2]	6
7	Elo protegido e elo protetor. FONTE: Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos [2]	7
8	Tabela de coordenação dos elos K. FONTE: Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos [2]	7
9	Tabela de coordenação dos elos T. FONTE: Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos [2]	8
10	Tabela de coordenação dos elos K e H. FONTE: Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos [2]	8
11	Tabela de coordenação dos elos T e H. FONTE: Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos [2]	8
12	Operação do religador ao longo do tempo com os dois primeiros disparos instantâneos e depois dois temporizados. FONTE: Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos [2]	10
13	Sistema elétrico com geração distribuída. FONTE: PowerRev [3]	12
14	Sistema IEEE de 13 barras	15
15	Simplificação do Sistema IEEE de 13 barras.	16
16	Sistema IEEE de 13 barras com presença de Geração Distribuída	16
17	Sistema IEEE de 13 barras com presença de Geração Distribuída e proteção	17
18	Posicionamento das faltas no sistema.	17
19	Fluxograma da análise.	18
20	Análise do posicionamento específico da geração distribuída no sistema.	18

Lista de Tabelas

1	Corrente na subestação com e sem GD	20
2	Porcentagem de perdas do sistema com e sem GD	21
3	Corrente de falta bifásica (fases 2 e 3) na barra 646	21
4	Corrente de falta trifásica na barra 671	22
5	Corrente de falta monofásica (fase 3) na barra 611	22
6	Corrente de falta trifásica na barra 675	23
7	Corrente na subestação com falta bifásica (fases 2 e 3) na barra 646	24
8	Corrente na subestação com falta trifásica na barra 671	24
9	Corrente na subestação com falta monofásica (fase 3) na barra 611	25
10	Corrente na subestação com falta trifásica na barra 675	25
11	Acionamento dos dispositivos durante uma falta bifásica (fase 2 e 3) na barra 646	26
12	Acionamento dos dispositivos durante uma falta trifásica na barra 671	27
13	Acionamento dos dispositivos durante uma falta monofásica (fase 3) na barra 611	27
14	Acionamento dos dispositivos durante uma falta trifásica na barra 675	27
15	Sem geração distribuída no sistema	28
16	Geração distribuída na barra 634	28
17	Geração distribuída na barra 633	29
18	Geração distribuída na barra 632	29
19	Geração distribuída na barra 670	29
20	Geração distribuída na barra 671	30

1 Introdução

O cenário da geração de energia está passando por mudanças significativas com a crescente integração de fontes de energia renovável e a proliferação da geração distribuída (GD). Conforme a conscientização sobre questões ambientais e a busca por soluções de energia mais limpas e sustentáveis ganham força, a GD tem se tornado uma parte fundamental da paisagem energética global.

Este estudo se dedica à simulação de curto-circuito em sistemas elétricos, com ênfase na presença de geração distribuída e seu impacto geral no sistema e no dimensionamento e ajuste das proteções essenciais para garantir a operação segura e eficiente do sistema. A geração distribuída, caracterizada pela produção descentralizada de energia elétrica, frequentemente proveniente de fontes renováveis, ocorre nas proximidades dos locais de consumo. Esta abordagem representa uma mudança substancial em relação ao modelo tradicional de geração de energia, no qual a produção é centralizada e a transmissão ocorre por longas distâncias até os consumidores.

A integração da GD no sistema elétrico é um marco importante na busca por uma matriz energética mais sustentável. No entanto, essa integração traz desafios consideráveis, especialmente em relação à operação e proteção do sistema elétrico. Com a crescente penetração de GD, a operação das proteções se torna um aspecto crítico da segurança do sistema. Correntes de curto-circuito reduzidas, introduzidas pela capacidade limitada de fornecimento de corrente das unidades de GD, representam uma considerável mudança no ambiente de proteção.

Este trabalho abordará de forma abrangente os desafios e as soluções associados a esse panorama. A simulação de curto-circuito é uma ferramenta vital para avaliar a resposta do sistema elétrico a eventos de falta e para projetar sistemas de proteção capazes de isolar áreas defeituosas, garantindo a continuidade do fornecimento de energia. O OpenDSS (Distributed System Simulator) é uma plataforma de simulação de sistemas de distribuição de código aberto que desempenhará um papel crucial no estudo. Essa ferramenta permite modelar sistemas elétricos complexos, simular a resposta do sistema em condições normais e de falta e avaliar as configurações das proteções em sistemas com GD. Vale ressaltar que este trabalho se insere como continuação de um Trabalho de Conclusão de Curso anterior realizado por outro estudante da faculdade [4], Daniel de Faria e Cunha Carvalho, estendendo e aprofundando a análise iniciada anteriormente.

As áreas de foco deste trabalho incluirão:

1. **Modelagem da Geração Distribuída:** Abordaremos as técnicas de modelagem de GD, destacando a importância de considerar unidades de geração intermitente, como painéis solares e turbinas eólicas, e as implicações de sua interação com o sistema durante eventos de falta.
2. **Simulação de Curto-Circuito em Sistemas com Alta Penetração de GD:** Exploraremos como as simulações de curto-circuito são realizadas em sistemas em que a GD desempenha um papel significativo. Isso incluirá a análise de curto-circuito e as alterações nas correntes de falta em função da presença de GD.
3. **Dimensionamento e Ajuste de Proteções em Sistemas com GD:** Abordaremos a importância do dimensionamento adequado e do ajuste das proteções para acomodar as mudanças introduzidas pela GD. Isso incluirá a revisão das configurações de proteção e a coordenação das proteções.
4. **Aplicações Práticas e Implicações Futuras:** Discutiremos como o conhecimento adquirido neste Trabalho de Conclusão de Curso pode ser aplicado em cenários do mundo real, destacando as implicações da integração bem-sucedida da GD para o futuro da energia elétrica.

Conforme essas áreas são exploradas, será evidente que a integração da GD no sistema elétrico não é apenas uma mudança na geração de energia, mas uma transformação em todo o sistema, envolvendo possíveis alterações nas configurações de proteção, ajustes de sistemas e uma reavaliação dos métodos tradicionais. A transição para uma matriz energética mais sustentável e a integração eficiente da GD no sistema são desafios complexos, mas fundamentais, que requerem uma abordagem abrangente.

2 Curto-Circuito

Um curto-circuito ocorre quando dois pontos em uma rede elétrica se conectam através de um condutor. O resultado de sua baixa resistência é um rápido aumento da corrente, denominada como corrente de curto-circuito [5]. Os curtos-circuitos são categorizados com base no número de fases afetadas:

1. curto-circuito trifásico;
2. Curto-circuito de fase para fase sem contato com a terra;
3. Curto-circuito de fase para neutro sem contato com a terra;
4. falta de fase para terra (uma ou duas fases).

Em sistemas elétricos, a condição de curto-circuito trifásico geralmente resulta nos maiores valores de corrente de falta. No entanto, a maioria dos incidentes de curto-circuito ocorre entre uma fase e o neutro, e entre uma fase e a terra (aterramento). Também é possível que ocorram curtos-circuitos entre condutores neutros e de terra, assim como entre dois condutores da mesma fase. Tais curtos-circuitos podem ser perigosos, especialmente porque podem não resultar imediatamente em uma corrente elevada e, portanto, têm menos probabilidade de serem detectados. [5]

De acordo com o artigo *Introduction to Short Circuit Analysis* [5], em condições reais, as estatísticas indicam que o tipo mais comum de falha de curto-circuito está relacionado a:

1. fase-terra (80% das falhas);
2. fase-fase (15% das falhas) - Este tipo de falha frequentemente evolui para um curto-circuito trifásico;
3. trifásico (apenas 5% das falhas iniciais).

Devido as tensões e correntes de curto-circuito serem raramente simétricas, o método das Componentes Simétricas, desenvolvido por Fortescue, emerge como a abordagem predominante. Esse método é amplamente adotado por sua capacidade de simplificar sistemas elétricos em impedâncias conectadas em série, proporcionando uma maneira mais eficiente de calcular correntes de curto-circuito, especialmente em situações de desequilíbrio ilustradas pela Figura 1. [1]

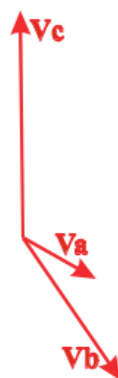


Figura 1: Tensões das fases A, B e C desequilibradas. FONTE: Capítulo 6 – Análise de sistemas desequilibrados – faltas assimétricas [1]

No Teorema de Fortescue, o sistema desequilibrado é desdobrado em um conjunto de fasores equilibrados, com seqüências de fases distintas e simétricas, facilitando a análise e interpretação de eventos de curto-circuito em sistemas elétricos complexos. Isso significa que o cálculo de um sistema trifásico assimétrico pode ser dividido em três sistemas simétricos, cada um com seqüências de fases específicas, sendo elas:

1. Sequência positiva (três fasores de módulos iguais e defasados em 120° com a mesma seqüência de fases do sistema original)

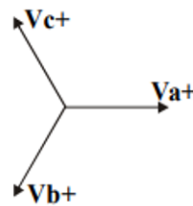


Figura 2: Componentes de Sequência Positiva. FONTE: Capítulo 6 – Análise de sistemas desequilibrados – faltas assimétricas [1]

2. Sequência negativa (três fasores de módulos iguais e defasados em 120° com seqüência de fases inversa do sistema original)

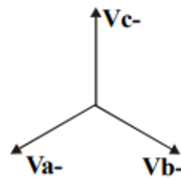


Figura 3: Componentes de Sequência Negativa. FONTE: Capítulo 6 – Análise de sistemas desequilibrados – faltas assimétricas [1]

3. Sequência zero (três fasores de módulos iguais e em fase)

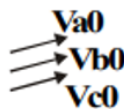


Figura 4: Componentes de Sequência Zero. FONTE: Capítulo 6 – Análise de sistemas desequilibrados – faltas assimétricas [1]

A soma das componentes representadas pelas Figuras 2, 3 e 4, expressam o sistema desequilibrado representado pela Figura 1.

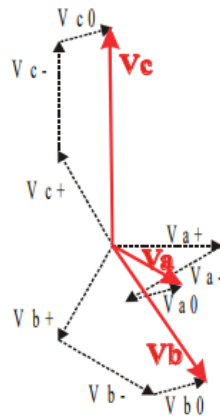


Figura 5: Soma das componentes simétricas resultando no sistema desequilibrado. FONTE: [1]
Soma expressada algébricamente:

$$\begin{aligned} V_a &= V_{a+} + V_{a-} + V_{a0} \\ V_b &= V_{b+} + V_{b-} + V_{b0} \\ V_c &= V_{c+} + V_{c-} + V_{c0} \end{aligned} \quad (1)$$

Devido à defasagem de 120° entre os componentes simétricos de sequência positiva(+) e negativa(-), torna-se conveniente utilizar um número complexo ou operador que represente essa rotação. Dessa forma, introduz-se o operador α , definido como:

$$\alpha = 1\angle 120^\circ \text{ e } \alpha^2 = 1\angle 240^\circ$$

Reescrevendo as componentes de sequência positiva, negativa e zero inserindo o operador α :

$$\begin{aligned} V_{b+} &= \alpha^2 V_{a+} \\ V_{c+} &= \alpha V_{a+} \\ V_{b-} &= \alpha V_{a-} \\ V_{c-} &= \alpha^2 V_{a-} \\ V_{a0} &= V_{b0} = V_{c0} \end{aligned} \quad (2)$$

Temos o sistema de equações 1 como:

$$\begin{aligned} V_a &= V_{a+} + V_{a-} + V_{a0} \\ V_b &= \alpha^2 V_{a+} + \alpha V_{a-} + V_{a0} \\ V_c &= \alpha V_{a+} + \alpha^2 V_{a-} + V_{a0} \end{aligned} \quad (3)$$

Representando na forma matricial as equações 3, temos:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a+} \\ V_{a-} \\ V_{a0} \end{bmatrix}$$

Invertendo a matriz,

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix}$$

E multiplicando por,

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

Temos:

$$\begin{bmatrix} V_{a+} \\ V_{a-} \\ V_{a0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1\alpha^2 & \alpha & \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

Ao decompor o sistema em componentes simétricas, a abordagem das Componentes Simétricas, desenvolvida por Fortescue, oferece uma metodologia mais eficiente e precisa para lidar com a complexidade referente aos eventos de curto-circuito. Essa eficácia é especialmente evidente em situações de desequilíbrio, onde a análise simplificada das componentes simétricas proporciona uma compreensão mais clara e facilita a interpretação dos resultados em sistemas elétricos.

3 Dispositivos de Proteção

Os sistemas de proteção têm como objetivo identificar e desativar ou isolar do sistema os equipamentos que estejam sendo impactados por sobrecorrentes (corrente de curto), sobretensões internas ou causadas por descargas externas atmosféricas, evitando assim, danos aos equipamentos presentes no sistema, aumentando sua vida útil e reduzindo despesas com uma menor necessidade de realizar manutenções constantes. Além de diminuir as chances de que possíveis acidentes graves ocorram, o que também protege as pessoas ao redor. Neste trabalho, o foco será nos equipamentos de proteção contra sobrecorrentes.

Os principais atributos de um sistema elétrico de proteção são a confiabilidade, seletividade, sensibilidade e velocidade. Sua confiabilidade é atribuída à sua capacidade de funcionar corretamente sob todas as possíveis circunstâncias. A seletividade é um fator importante na definição de eficácia de um bom sistema de proteção, pois ela determina que somente a área afetada pelo curto-circuito seja isolada e tirada de operação, sem prejudicar as áreas adjacentes que ainda necessitam de abastecimento de energia elétrica. A sensibilidade é a detecção de faltas (curto-circuito) no menor nível possível considerando as condições reais de operação. E por fim, a velocidade que é a capacidade do sistema de proteção de responder rapidamente a detecção da falha. [2]

A definição das zonas de proteção é crucial para se obter uma boa seletividade e coordenação dos instrumentos de proteção. Considera-se uma zona primária, responsável pela proteção principal, a proteção que atua primeiro e uma zona secundária para a proteção de retaguarda, ou seja, aquela que atua quando ocorre alguma falha na proteção principal. Há também a proteção auxiliar responsável pela sinalização, temporização, intertravamento e outras ações auxiliares das proteções principais e de retaguarda. [2]

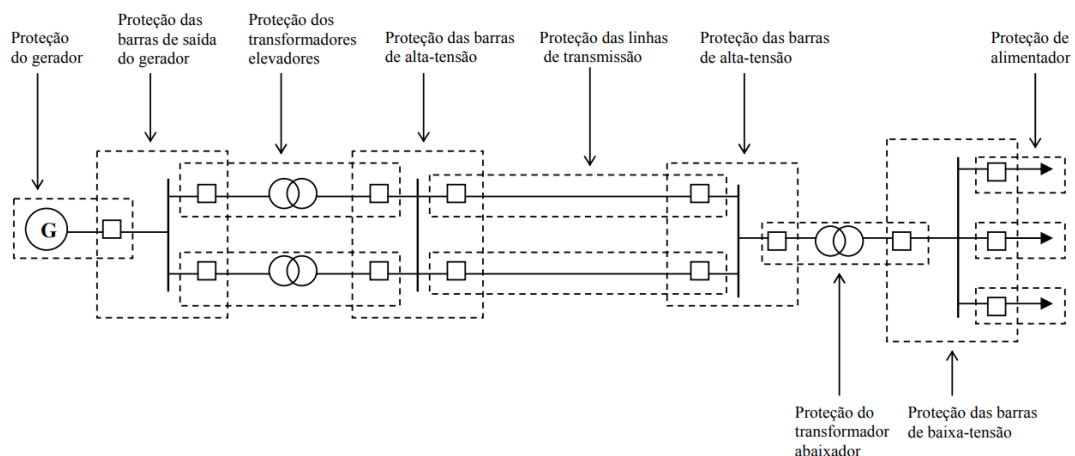


Figura 6: Proteção de um sistema em alta tensão. FONTE: Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos [2]

A coordenação temporal dos dispositivos de segurança garante que cada um opere no momento apropriado evitando que o fornecimento de energia elétrica seja interrompido desnecessariamente em áreas diferentes da rede. Os componentes utilizados nos sistemas de proteção são os relés, disjuntores, transformadores de corrente e potencial, fusíveis, bem como religadores e seccionadores.

a Elos Fusíveis

Os elos fusíveis são amplamente utilizados, principalmente em regiões urbanas e rurais, por terem um bom desempenho à um custo acessível. Os elos atuam na proteção do sistema elétrico ao detectar e romper seu filamento interno, isolando a área afetada pela corrente de curto-circuito e mantendo a rede elétrica aberta mesmo quando existe uma tensão nominal em seus terminais. Existem diferentes tipos de elos fusíveis que têm diferentes características de atuação e capacidades de sobrecarga. A escolha do tipo de elo depende das necessidades específicas de proteção para o sistema.

Existem cinco classificações divididas em dois grupos de acordo com as características de cada

tipo de elo. O elo tipo K, tipo T e tipo H estão incluídos no grupo de distribuição, já os elos tipo EF e ES estão no grupo de força. Elos fusíveis do tipo K são rápidos, com um speed ratio entre 6 e 8 com uma capacidade de sobrecarga de 50% de valor nominal. Os elos do tipo T são lentos e possuem um speed ratio que varia entre 10 e 13, e também admite uma corrente de 50% acima da corrente nominal. Já os do tipo H são elos de alto surto, ou seja, possuem uma resposta lenta e são capazes de resistir à elevações repentinas e transitórias de correntes, logo, são muito usados na proteção de transformadores de baixas potências e bancos de capacitores pequenos. Já no grupo de força, os elos do tipo EF possuem rápida ação enquanto os do tipo ES possuem resposta mais lenta. [2]

Dentre os critérios utilizados ao dimensionar os elos fusíveis para as redes, tem-se que a corrente nominal desse elo em um ramal deve ser igual ou superior que 1,5 vezes o valor da corrente de carga máxima. Além disso, para garantir a coordenação adequada entre dois fusíveis, a capacidade nominal do elo que está a jusante, denominado de elo protetor, deve ser, no máximo, um quarto do valor da corrente de curto-circuito monofásico (fase-terra) mínima no final do trecho que ele protege. O fusível protegido, o elo que está a montante, deve estar coordenado com o elo protetor para o valor de corrente de curto-circuito fase-terra mínimo no ponto em que o elo protetor está instalado. Quando mais de dois elos-fusíveis estiverem em cascata, os critérios explicitados podem não ser possíveis de realizar, então nesses casos, a seletividade que deve ser mantida como prioridade. Para facilitar a coordenação, evita-se a utilização do elo do tipo H, limitando seu uso somente para proteção de transformadores de distribuição. [2]

A coordenação deve ser feita se baseando nas Tabelas de Coordenação dos elos ou determinando os valores limites de coordenação pelas curvas tempo x corrente, em que o tempo total de interrupção do fusível protetor não deve ultrapassar 75% do tempo mínimo de fusão do fusível protegido. No diagrama abaixo, pode-se identificar o elo protetor, elo 1, aquele que está mais próximo ao local da falta em F, e o elo protegido, elo 2, que só queimará após o elo 1.

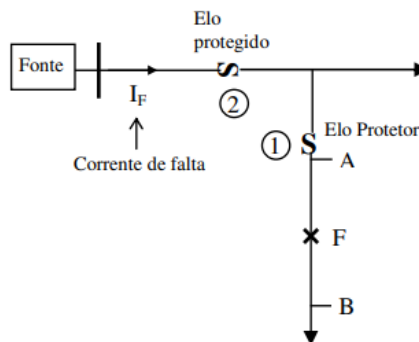


Figura 7: Elo protegido e elo protetor. FONTE: Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos [2]

Abaixo, as Tabelas de Coordenação comumente fornecida pelos fabricantes dos elos fusíveis.

Elo protetor	Elo protegido													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
6K	190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200	
8K		210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200	
10K			300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200	
12K				320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200	
15K					430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200	
20K						500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200	
25K							660	1350	2200	2800	3900	5800	9200	
30K								850	1700	2800	3900	5800	9200	
40K									1100	2200	3900	5800	9200	
50K										1450	3500	5800	9200	
65K											2400	5800	9200	
80K												4500	9200	
100K												2000	9100	
140K													4000	

Figura 8: Tabela de coordenação dos elos K. FONTE: Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos [2]

Elo protetor	Elo protegido													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
6T		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T										1750	3800	6100	9700	15200
50T											1750	4400	9700	15200
65T												2200	9700	15200
80T													7200	15200
100T													4000	13800
140T														7500

Figura 9: Tabela de coordenação dos elos T. FONTE: Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos [2]

Elo protetor	Elo protegido													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
1H	125	280	380	510	650	840	1060	1350	1700	2200	2800	3900	5800	9200
2H		45	220	450	650	840	1060	1350	1700	2200	2800	3900	5800	9200
3H		45	220	450	650	840	1060	1350	1700	2200	2800	3900	5800	9200
5H		45	220	450	650	840	1060	1350	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8H		45	220	450	650	840	1060	1350	1700	2200	2800	3900	5800	9200

Figura 10: Tabela de coordenação dos elos K e H. FONTE: Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos [2]

Elo protetor	Elo protegido													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
1H	400	520	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
2H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
3H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
5H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200

Figura 11: Tabela de coordenação dos elos T e H. FONTE: Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos [2]

b Relés

Os relés possuem como grande vantagem o fato de não precisarem de um transformador redutor pois eles já se conectam diretamente aos circuitos de proteção. São especificados em três tipos diferentes: relés de sobrecorrente (51), direcional(67), de distâncias (21) e piloto, sendo entre os parênteses, os números que caracterizam suas funções. Sua utilização em sistemas de proteção pode ser utilizada tanto na proteção principal quanto na proteção de retaguarda. Os relés de sobrecorrente, utilizados ao longo desde trabalho, possuem tempo de operação que variam com a magnitude da corrente (curva de tempo corrente), logo, é importante ajustar a corrente limiar e a alavanca do tempo, inclusive para realizar a sincronização entre os relés da proteção principal e de retaguarda. [4]

O relé de sobrecorrente é projetado para ser acionado quando a magnitude da corrente de curto atinge um valor maior que a corrente de sensibilização do relé. Além disso, é necessário fazer o ajuste da corrente mínima para um valor menor do que a de corrente de curto bifásico dentro da zona de proteção do relé. O relé de sobrecorrente tem as unidades 50 e 51 de fases quando conectado para proteção de fase e unidades 50 e 51 de neutro e terra quando protegem o neutro ou terra. Abaixo, as equações que são utilizadas para realizar a regulação das correntes mínimas de atuação das unidades, 50 e 51 fase (50F e 51F) e 50 e 51 neutro (50N e 51N), dos relés de sobrecorrente utilizados no projeto deste estudo [4]:

$$I_{min(51F)} \leq \frac{I_{cc-bifasico(max)}}{RTC} \tag{4}$$

$$I_{min(51F)} \geq \frac{I_{carga(max)}}{RTC} \times k \tag{5}$$

$$I_{min(50F)} \geq \frac{I_{cc(3\phi)}}{RTC} \times f \tag{6}$$

$$I_{min(50F)} \geq \frac{I_{carga(max)}}{RTC} \times 3 \quad (7)$$

$$I_{min(51N)} \leq \frac{I_{cc}(\phi-T-min)}{RTC} \quad (8)$$

$$I_{min(51N)} \geq \frac{I_{carga(max)}}{RTC} \times k \times 0.1 \quad (9)$$

$$I_{min(50N)} \geq \frac{I_{carga(max)}}{RTC} \times 0.8 \quad (10)$$

$$I_{min(50N)} \geq \frac{I_{cc}(\phi-T-min)}{RTC} \times f \quad (11)$$

c Religadores

Os religadores são dispositivos projetados para detectar faltas (curto-circuito) transitórias e tentar restaurar o fornecimento de energia elétrica sem a necessidade de uma intervenção. Ele utiliza sensores que ao reconhecer uma condição de sobrecorrente, o sistema é interrompido por um curto período e é automaticamente restaurado. Caso a falta seja transitória, o abastecimento de energia volta a ocorrer normalmente, caso contrário, o sistema é desligado novamente. Geralmente, os religadores são projetados para realizarem esse procedimento de interrupção e restauração até três vezes, antes de cortarem e abrirem totalmente o circuito, porém, a quantidade de tentativas e até a velocidade de seus disparos (instantâneos ou temporizados), podem ser programados de acordo com as necessidades e características do sistema em questão.

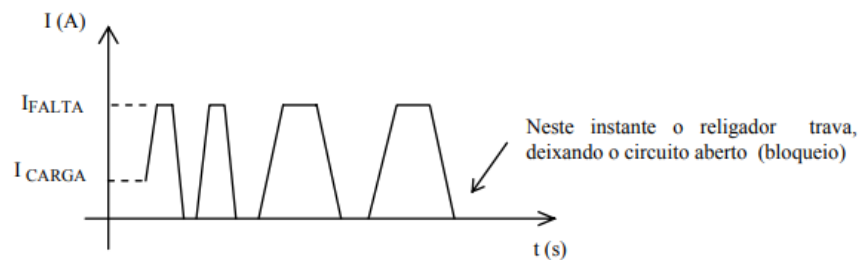


Figura 12: Operação do religador ao longo do tempo com os dois primeiros disparos instantâneos e depois dois temporizados. FONTE: Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos [2]

Os religadores também são equipamentos com tecnologia para comunicação remota, permitindo que haja um monitoramento e controle à distância, além de ser possível realizar sua coordenação com outros equipamentos, o que o torna muito eficiente e confiável em gestão de redes elétricas. Alguns pontos importantes para sua especificação, incluem: sua tensão nominal, que deve ser igual ou superior a tensão máxima entre fases do circuito em que ele será conectado; a corrente nominal que deve ser maior do que a corrente de carga máxima multiplicada pelo fator de crescimento ou de transferência de carga do circuito; sua capacidade de interrupção que deve ser igual ou maior que a corrente de falta máxima no ponto que foi instalado; suas correntes e curvas de atuação devem ser ajustáveis, permitindo a coordenação e/ou seletividade com outros equipamentos de proteção; e por fim ser compatível com a classe de tensão do sistema/circuito em que será conectado (NBI). [2]

No sistema deste trabalho, sua coordenação com outros equipamentos foi feita de acordo com o seu tempo de religamento, calculado a partir de 1,1 vezes o tempo total de todas as operações de abertura para a corrente de disparo acrescido de 1,15 vezes a soma dos tempos de intervalo entre os religamentos. [4] [2]

4 Coordenação de Dispositivos

Realizar a coordenação dos dispositivos utilizados no sistema de proteção é um processo importante, já que é essencial garantir que o funcionamento correto de cada equipamento em suas respectivas zonas de proteção sem atrapalhar a eficiência de outros equipamentos no sistema. Assim, ao desenvolver um projeto de proteção existem algumas regras e pontos importantes para serem considerados, permitindo a atuação unificada e precisa das proteções instaladas. Vale lembrar, que neste trabalho, o estudo é baseado no sistema de proteção projetado para o sistema elétrico da IEEE de 13 barras.

Primeiro, para a coordenação entre dois elos fusíveis, deve-se considerar que o elo a montante deve possuir uma capacidade nominal maior que 1,5 vezes o valor máximo da corrente de carga no ponto de instalação. Já o elo a jusante deve ter capacidade nominal no máximo de $\frac{1}{4}$ da corrente de curto-circuito fase-terra mínima no final do seu trecho de proteção. O elo a montante (elo protegido) deve ser coordenado com o elo a jusante (elo protetor) para pelo menos a corrente de curto-circuito fase-terra mínimo no ponto de instalação do elo protetor. [2]

Para a coordenação de elo fusível e religador, deve-se garantir que o tempo mínimo de fusão do elo seja superior ao tempo de atuação do religador na curva rápida para a corrente de curto-circuito máxima e que o tempo total de extinção do arco no elo seja menor que o tempo de atuação do religador na curva temporizada lenta para a corrente de curto-circuito mínima.

No caso da coordenação entre os elos fusíveis e relés, é aplicada a regra geral de coordenação dos equipamentos de proteção em que o dispositivo a jusante deve atuar primeiro. Logo, no caso do sistema estudado neste trabalho, o relé deve atuar depois do elo, ou seja, a curva do elo deve estar abaixo da curva do relé. A mesma regra se aplica a coordenação entre o religador e o relé a montante, dessa forma, a curva de tempo do relé deve estar mais de 0,2s acima da curva retardada do religador. [4]

Por fim, para a coordenação entre dois relés, sendo um de proteção principal e outro de retaguarda, as curvas de tempo dos relés principais devem estar pelo menos 0,4 s acima dos relés de retaguarda no ponto mais crítico. Considera-se que a falta ocorre em um instante t . O sistema de proteção principal detecta a falta no instante após o momento em que ocorreu a falta, t_1 , sendo acionado em t_2 para interromper a falta. Neste momento, o sistema responsável pela proteção secundária, já observa a falta ocorrida, porém só atuaria em um instante t_3 , caso o sistema da zona primária não consiga mitigar o problema. [4]

5 Geração Distribuída

A influência da geração distribuída (GD) nas correntes de curto-circuito do sistema elétrico de potência é o foco deste trabalho, e primeiramente, é importante entender suas características. A produção de energia elétrica em pequenas escalas, geralmente em locais mais próximos ao consumidor é denominada geração distribuída. Essa forma de geração descentralizada vem se tornando cada vez mais comum e relevante nas discussões e estudos sobre o futuro da geração de energia, já que ela possui muitos benefícios como a redução nos investimentos em transmissão de energia elétrica, redução nas perdas totais e aumento da estabilidade do serviço de energia elétrica. [6]

Porém, há algumas desvantagens vinculadas ao aumento do número de pequenos geradores dispersos na rede de distribuição. Essas desvantagens incluem a elevação da complexidade na operação da rede, a dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico, a possível incidência de tributos e a necessidade de adaptação dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes. [7]

De acordo com o Instituto Nacional de Eficiência Energética [6], os sistemas GD podem ser constituídas por diferentes fontes de energia, dentre elas:

1. Co-geradores;
2. Geradores que usam como fonte de energia resíduos combustíveis de processo;
3. Geradores de emergência;
4. Geradores para operação no horário de ponta;
5. Painéis foto-voltáicos;
6. Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH's.

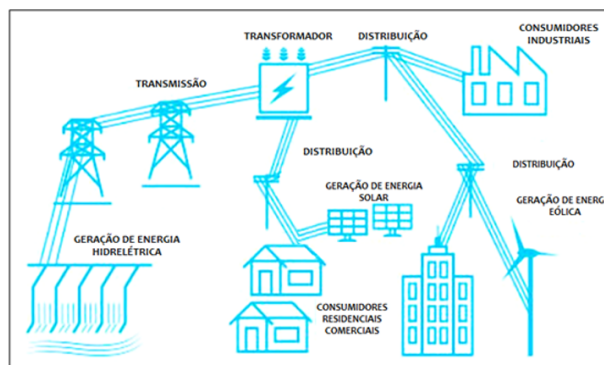


Figura 13: Sistema elétrico com geração distribuída. FONTE: PowerRev [3]

A GD pode ser pequena quanto um painel solar ou grande quanto uma fazenda eólica, logo os sistemas GD fotovoltaicos, por exemplo, são classificadas pelo seu potencial, as microgerações são de até 75 *kW* e minigeração de 75 *kW* até 3 *MW*, podendo estender para 5 *MW* em casos específicos. Essa flexibilidade de potencial de geração permite uma maior adaptação de acordo com as diferentes necessidades de consumo. [8]

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica [8], existem quatro modalidades de geração distribuída:

1. **autoconsumo local**: a energia é gerada e compensada no mesmo local onde a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) está instalada;
2. **autoconsumo remoto**: a energia é gerada em um local e compensada em outro, contanto que ambas as unidades consumidoras pertençam ao mesmo titular;

3. **geração distribuída em empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras:** a energia gerada pode ser compartilhada entre os condôminos, com a distribuição ocorrendo com base em porcentagens ou ordem de prioridade definidas pelos próprios consumidores;
4. **geração compartilhada:** refere-se à possibilidade de diversos interessados unirem-se por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edifício, ou qualquer outra forma de associação civil estabelecida para este fim. Essa união tem o propósito de instalar uma ou mais centrais de Micro e Minigeração Distribuída e utilizar a energia gerada para compensar o consumo de todos os participantes.

Embora os sistemas de geração distribuída ofereçam diversas vantagens, enfrentam o desafio principal da regulação e integração técnica à rede de distribuição. Assim, é essencial conduzir estudos aprofundados sobre o impacto da integração dos sistemas GD à rede principal e como isso influencia o funcionamento dos sistemas de proteção da rede. Essa análise é fundamental para estabelecer regulamentações adequadas, com foco no longo prazo, garantindo uma integração eficiente e sustentável.

6 OpenDSS

Neste tópico será feita uma introdução breve sobre o software utilizado neste trabalho, Open DSS. Open Distribution System Simulator (Open DSS) é um software de simulação de sistemas de distribuição de código aberto, o que permite que todos os usuários possam acessar, modificar e distribuir o código-fonte seguindo os termos da licença. Nele, é possível criar modelos de sistemas elétricos de distribuição de maneira detalhada, com linhas de transmissão, transformadores, cargas, bancos de capacitores e vários outros componentes pertinentes em redes elétricas, inclusive dispositivos de proteção e geração (fontes de energia renovável) [9].

A partir disso, pode-se realizar simulações de curtos-circuitos para análises e identificações de pontos críticos no sistema; é possível também fazer simulações dinâmicas, permitindo avaliar o comportamento do sistema ao longo do tempo podendo considerar diferentes condições operacionais, eventos transitórios e variação de cargas.

O software também permite realizar análises do impacto da integração de fontes de energia renovável ao sistema de distribuição e além de ter uma interface gráfica intuitiva também é possível programar em DSS Script (uma linguagem que facilita a automação de simulações mais complexas).

Dessa forma, o Open DSS é um software de grande flexibilidade e capacidade de modelagens detalhadas muito utilizado em pesquisas acadêmicas, no desenvolvimento de tecnologias de distribuição de energia e em estudos de sistemas elétricos. [9]

7 Metodologia

Nesta seção, descreve-se, a metodologia adotada para a realização das simulações de curto-circuito, considerando a inclusão de geração distribuída e o dimensionamento de proteção, utilizando o software OpenDSS pois apresenta uma melhor capacidade de modelar cada elemento do sistema com alta precisão. Os Códigos utilizados e desenvolvidos no OpenDSS para as simulações bem como a modelagem do sistema e seus variados componentes se encontram no ANEXO A - CÓDIGOS UTILIZADOS NO OPENDSS. A metodologia é dividida em 5 etapas explicitadas abaixo.

a Modelagem do Sistema no OpenDSS

A modelagem do sistema elétrico foi feita pelo software OpenDSS. O software permite a criação de um modelo detalhado da rede, considerando a localização das fontes de geração distribuída, baterias, transformadores, chaves, linhas, e cargas. Cada componente é descrito com precisão, incluindo seus parâmetros elétricos, coordenadas geográficas e características operacionais. O sistema a ser estudado é o IEEE 13 barras, apresentado pela Figura 14, tendo a Figura 15 como uma representação simplificada do sistema.

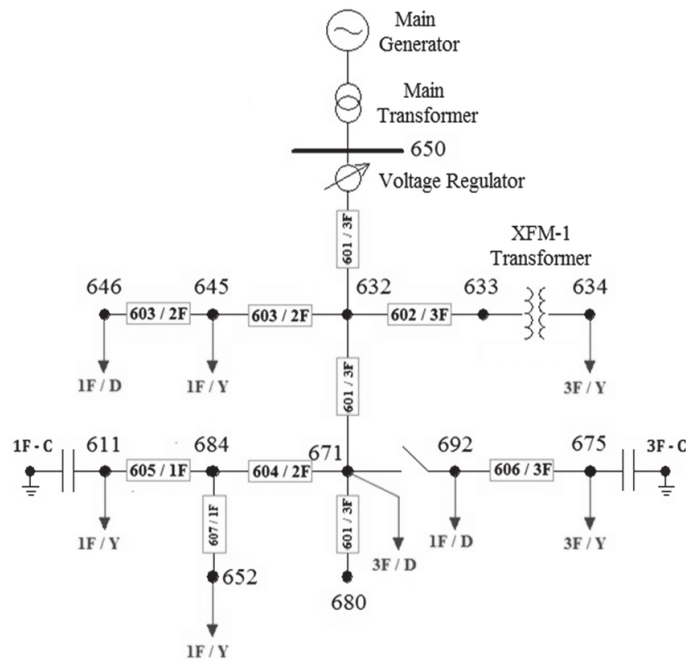


Figura 14: Sistema IEEE de 13 barras

Para a análise, utilizou-se o circuito referente ao sistema IEEE de 13 barras já presente no pacote do OpenDSS. Neste circuito, tem a inclusão da barra 670, logo, o sistema estudado foi simplificado de acordo com a Figura 15.

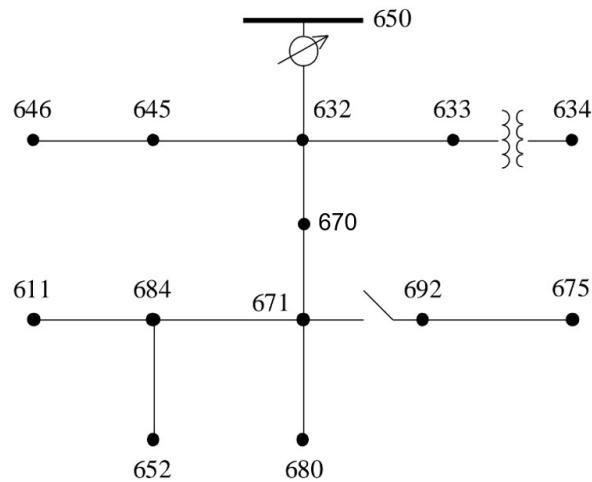


Figura 15: Simplificação do Sistema IEEE de 13 barras.

b Inserção de Geração Distribuída

Para considerar a geração distribuída, inseriram-se os dados específicos das unidades de geração no modelo do sistema. Isso inclui informações sobre a capacidade de geração, tipo de fonte de energia e fator de potência. O sistema de geração distribuída foi modelada como geradores trifásicos e monofásicos de potência constante com fator de potência, f_p , igual a 1. A Figura 16 apresenta a localização das GDs no sistema, barra 646, 645, 632, 670, 634, 611, 652, 671, 692 e 675.

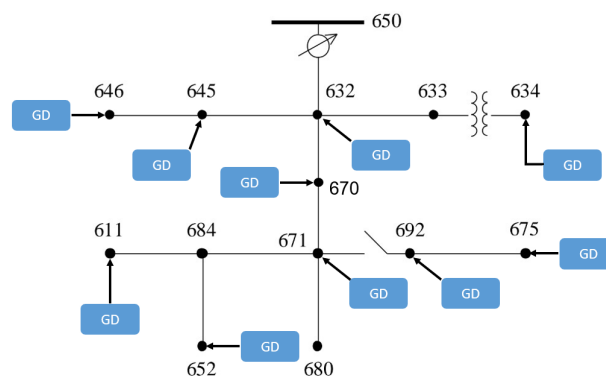


Figura 16: Sistema IEEE de 13 barras com presença de Geração Distribuída

A seleção específica dessas barras para a integração de geração distribuída foi feita com o propósito de fornecer energia às cargas do sistema. Isso permitiu a análise de uma variedade de cenários, nos quais a GD alimenta integralmente as cargas ou não as supre. Essa abordagem estratégica proporcionou uma compreensão abrangente dos efeitos da GD nas condições operacionais do sistema, considerando diferentes cenários de alimentação das cargas.

c Dimensionamento de Proteção

A etapa de dimensionamento da proteção é uma componente crítica do processo, na qual os critérios de operação dos dispositivos de proteção, tais como relés, religadores e fusíveis, foram definidos. Vale destacar que o dimensionamento desta proteção foi realizado no Trabalho de Conclusão de Curso do aluno Daniel de Faria de Cunha e Carvalho [4], logo no sistema em questão, estão implementados três relés, um religador e cinco elos fusíveis, configurando um

conjunto de dispositivos para garantir a integridade e a estabilidade do sistema elétrico. As localizações dos dispositivos de proteção são apresentadas pela Figura 17.

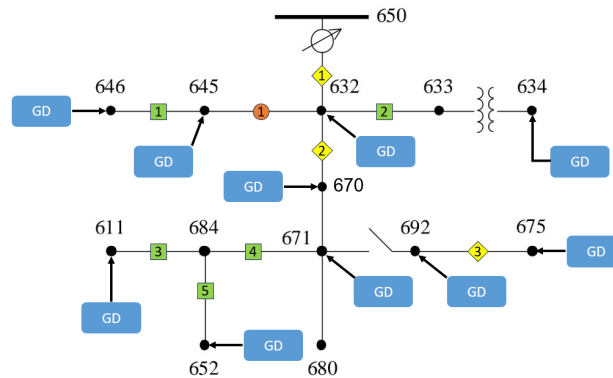


Figura 17: Sistema IEEE de 13 barras com presença de Geração Distribuída e proteção

Na Figura 17, os elementos em verde são os elo fusíveis, o laranja é o religador e os elementos amarelos são os relé de sobrecorrente.

d Simulação de Curto-Circuito

Com o sistema modelado e as proteções dimensionadas, realizaram-se simulações de curto-circuito trifásicos, bifásicos e monofásicos de acordo com as barras selecionadas, em cenários específicos. Isso inclui curtos em diferentes locais da rede e variações na geração distribuída. Foi utilizado no OpenDSS para o estudo de curto-circuito o modo *snapshot*, pois nele é possível analisar a falta em um instante de tempo. Para o estudo, adotou-se, primeiro, uma falta na barra 646 e foram feitos 3 cenários de contribuição da geração distribuída a partir da demanda no sistema. O primeiro cenário representa 100% da demanda sendo fornecida pela geração distribuída, o segundo com 50% e o terceiro tendo a geração distribuída com 30% da demanda do sistema. Em seguida, esses cenários foram repetidos para uma falta na barra 675, 611 e 671. A partir das simulações, são extraídos dados que nos permitem avaliar a resposta do sistema a eventos de curto-circuito e verificar se as proteções instaladas atuam conforme o esperado.

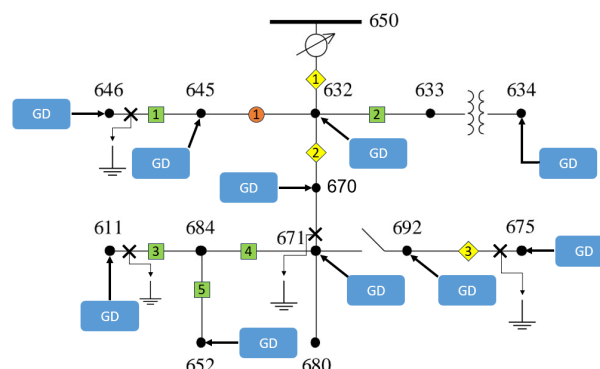


Figura 18: Posicionamento das faltas no sistema.

A Figura 19 representa um fluxograma das análises feitas.

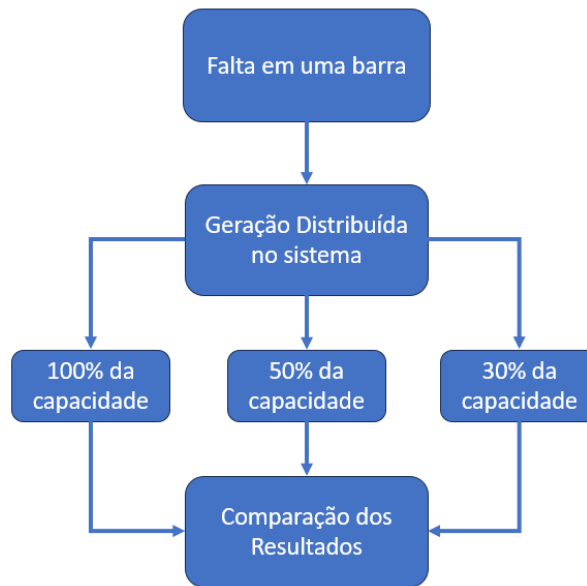


Figura 19: Fluxograma da análise.

e Análise da influência da localização específica da geração distribuída

Com o propósito de analisar o impacto da posição específica da geração distribuída em situações de curto-circuito, conduziram-se simulações em que a capacidade fixa da geração distribuída, correspondendo a cerca de 80% da potência ativa total do sistema, foi centralizada em uma barra específica. Posteriormente, repetiu-se o procedimento, variando a localização da geração distribuída entre as diversas barras do sistema, viabilizando a comparação dos resultados obtidos. Esta análise leva em conta apenas um cenário de curto-circuito, uma falta trifásica na barra 692 com a GD variando de posição entre as barras 634 (primeira posição), 633 (segunda posição), 632 (terceira posição), 670 (quarta posição) e 671 (quinta posição), representado pela Figura 20.

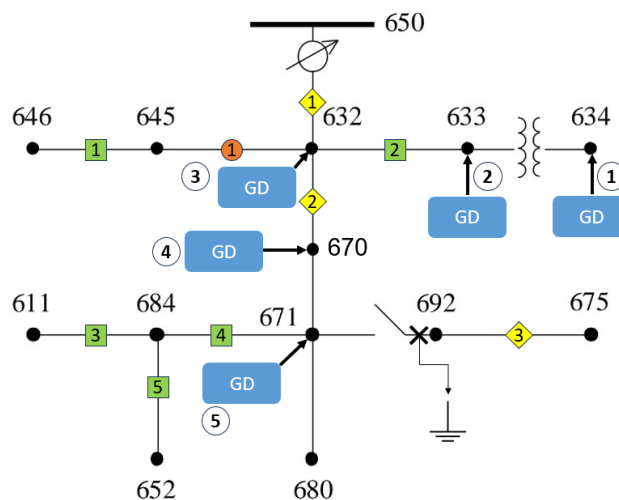


Figura 20: Análise do posicionamento específico da geração distribuída no sistema.

f Análise dos Resultados

Após as simulações, analisaram-se os resultados para avaliar o desempenho do sistema. Isso inclui a verificação da seletividade das proteções, a identificação de pontos cegos na rede, a análise das respostas das unidades de geração distribuída em situações de curto-circuito e a validação das configurações de proteção dimensionadas.

Essa abordagem proporciona uma análise sobre como a capacidade de geração distribuída impacta o sistema elétrico durante eventos de curto-circuito, assegurando a eficiência das medidas de proteção na preservação da estabilidade e segurança da rede.

8 Resultados

Nesta seção, apresentam-se os resultados obtidos a partir de simulações de curto-circuito em sistemas com alta penetração de geração distribuída (GD) e discutiremos suas implicações. Os resultados são organizados em tópicos relevantes, e os gráficos e tabelas foram inseridos para facilitar a visualização e a compreensão.

a Redução das Correntes na Presença de GD

Um dos resultados significativos demonstrado pelas análises realizadas foi a notável redução nas correntes observadas na subestação, em cenários de inserção de geração distribuída. Isto sugere que a presença substancial de GD tem o potencial de impactar a magnitude das correntes na subestação, indicando uma possível mitigação dos efeitos adversos decorrentes de eventos de curto-circuito.

Tabela 1: Corrente na subestação com e sem GD

Capacidade	Fase	Magnitude (A)
Sem GD	1	17.97
	2	19.74
	3	22.28
GD 30%	1	13.40
	2	14.87
	3	16.81
GD 50%	1	10.61
	2	11.87
	3	13.57
GD 100%	1	6.57
	2	6.70
	3	8.78

Essa observação ressalta não apenas a influência da GD nas condições do sistema elétrico, mas também sugere implicações positivas em termos de estabilidade e segurança na subestação, contribuindo para uma compreensão mais abrangente dos benefícios da integração de fontes distribuídas.

b Perdas

Com a integração da geração distribuída, constatou-se uma notável redução nas perdas totais, passando de 3.25% para 0.47%. Essa diminuição das perdas energéticas pode ser diretamente atribuída à capacidade das unidades de geração distribuída em suprir parte significativa da demanda local, proporcionando uma distribuição mais eficiente e equilibrada da carga no sistema. Este fenômeno não apenas confirma a eficácia da geração distribuída na minimização das perdas, mas também ressalta sua relevância na promoção da eficiência operacional e na otimização do desempenho geral do sistema elétrico.

Tabela 2: Porcentagem de perdas do sistema com e sem GD

Sem GD	3.25%
GD 30%	1.84%
GD 50%	1.18%
GD 100%	0.47%

c Corrente de falta

Com a presença de geração distribuída, notou-se uma variação na magnitude da corrente de falta. A relação entre a capacidade da geração distribuída e a resposta do sistema revelou-se variável, com casos em que a corrente de falta aumentou, referente a quando se tem faltas monofásicas e bifásicas (tabelas 5 e 3), enquanto em outros, registrou-se uma redução, referente à situação de falta trifásica (tabelas 4 e 6).

Tabela 3: Corrente de falta bifásica (fases 2 e 3) na barra 646

Capacidade	Fase	Magnitude (A)
Sem GD	1	–
	2	5110
	3	5228.9
GD 30%	1	–
	2	5100.4
	3	5267.3
GD 50%	1	–
	2	5093.2
	3	5293.7
GD 100%	1	–
	2	5074.4
	3	5361.9

Tabela 4: Corrente de falta trifásica na barra 671

Capacidade	Fase	Magnitude (A)
Sem GD	1	5954.6
	2	5853.9
	3	5025.2
GD 30%	1	5957.3
	2	5857.8
	3	5027.7
GD 50%	1	5959
	2	5860.3
	3	5029.3
GD 100%	1	5963.3
	2	5866
	3	5033.4

Tabela 5: Corrente de falta monofásica (fase 3) na barra 611

Capacidade	Fase	Magnitude (A)
Sem GD	1	–
	2	–
	3	2463.1
GD 30%	1	–
	2	–
	3	2470.6
GD 50%	1	–
	2	–
	3	2477.7
GD 100%	1	–
	2	–
	3	2504.2

Tabela 6: Corrente de falta trifásica na barra 675

Capacidade	Fase	Magnitude (A)
Sem GD	1	5244.6
	2	5287
	3	4499.8
GD 30%	1	5255
	2	5297
	3	4509.7
GD 50%	1	5262
	2	5303.6
	3	4516.3
GD 100%	1	5279.4
	2	5319.7
	3	4532.7

Essa variabilidade surge de uma interação complexa entre a capacidade de geração distribuída e as condições específicas do sistema elétrico, especialmente o tipo de falta aplicada. É importante notar que, dependendo do tipo de falta, a corrente resultante pode provocar um desequilíbrio mais pronunciado no sistema. Este fenômeno destaca a necessidade de uma abordagem complexa na implementação de geração distribuída, considerando as características específicas do sistema para otimizar o desempenho e garantir a segurança durante eventos de falta.

d Corrente na subestação durante a falta

Ao analisar o comportamento da corrente na subestação durante eventos de falta, observa-se uma resposta sutil à inserção de geração distribuída no sistema. Embora tenha sido registrada uma diminuição na magnitude das correntes na subestação, é importante ressaltar que essa redução não foi significativamente expressiva.

Tabela 7: Corrente na subestação com falta bifásica (fases 2 e 3) na barra 646

Capacidade	Fase	Magnitude (A)
Sem GD	1	132.24
	2	235.72
	3	121.25
GD 30%	1	128.14
	2	234.38
	3	122.42
GD 50%	1	125.27
	2	233.48
	3	123.34
GD 100%	1	118.17
	2	231.22
	3	126.06

Tabela 8: Corrente na subestação com falta trifásica na barra 671

Capacidade	Fase	Magnitude (A)
Sem GD	1	250.04
	2	210.45
	3	216.66
GD 30%	1	250.02
	2	210.2
	3	216.55
GD 50%	1	250.01
	2	210.03
	3	216.48
GD 100%	1	250
	2	209.64
	3	216.31

Tabela 9: Corrente na subestação com falta monofásica (fase 3) na barra 611

Capacidade	Fase	Magnitude (A)
Sem GD	1	17.61
	2	71.63
	3	64.42
GD 30%	1	13.71
	2	68.78
	3	63.74
GD 50%	1	11.3
	2	66.96
	3	63.57
GD 100%	1	6.80
	2	62.73
	3	64.20

Tabela 10: Corrente na subestação com falta trifásica na barra 675

Capacidade	Fase	Magnitude (A)
Sem GD	1	224.70
	2	193.23
	3	193.08
GD 30%	1	224.5
	2	192.82
	3	192.85
GD 50%	1	224.37
	2	192.55
	3	192.70
GD 100%	1	224.07
	2	191.88
	3	192.33

A influência do tipo de falta se revela como um fator determinante, resultando em padrões distintos nas correntes observadas na subestação. De acordo com a Tabela 9 e a Tabela 7, durante faltas monofásicas, a dinâmica é complexa, evidenciando que determinadas fases podem apresentar um aumento na corrente enquanto outras exibem uma redução, uma variação que também se verifica em faltas bifásicas. No entanto, um comportamento diferente ocorre durante faltas trifásicas, onde as correntes nas três fases da subestação demonstram uma tendência consistente de redução, representado pelas tabelas 8 e 20.

Essa característica sinaliza a necessidade de uma análise detalhada para compreender os padrões específicos associados a diferentes tipos de faltas em sistemas com geração distribuída, destacando a complexidade intrínseca dessas interações no contexto elétrico. A presença de geração distribuída, embora exerça uma influência perceptível, não resultou em uma redução substancial das correntes de falta na subestação.

e Acionamento da proteção em evento de curto-circuito com geração distribuída

O acionamento dos dispositivos de proteção durante ocorrências de curto-circuito em sistemas que incorporam geração distribuída mostrou-se como um elemento essencial a ser avaliado. A análise comparativa entre as correntes de curto-circuito com e sem geração distribuída indicou uma diferença pouco expressiva. Essa constatação sugere que as proteções existentes no sistema, projetadas originalmente para cenários sem a presença de geração distribuída, conseguem lidar eficientemente com eventos de curto-circuito, mesmo quando a geração distribuída está ativa. A partir da Figura 17, geraram-se as tabelas 11, 12, 13 e 14, demonstrando os dispositivos acionados de acordo com a localização da falta.

Tabela 11: Acionamento dos dispositivos durante uma falta bifásica (fase 2 e 3) na barra 646

Dispositivo	Acionamento
Fusível 1	Sim
Fusível 2	Não
Fusível 3	Não
Fusível 4	Não
Fusível 5	Não
Religador 1	Não
Relé 1	Não
Relé 2	Não
Relé 3	Não

Tabela 12: Acionamento dos dispositivos durante uma falta trifásica na barra 671

Dispositivo	Acionamento
Fusível 1	Não
Fusível 2	Não
Fusível 3	Não
Fusível 4	Não
Fusível 5	Não
Religador 1	Não
Relé 1	Não
Relé 2	Sim
Relé 3	Não

Tabela 13: Acionamento dos dispositivos durante uma falta monofásica (fase 3) na barra 611

Dispositivo	Acionamento
Fusível 1	Não
Fusível 2	Não
Fusível 3	Sim
Fusível 4	Não
Fusível 5	Não
Religador 1	Não
Relé 1	Não
Relé 2	Não
Relé 3	Não

Tabela 14: Acionamento dos dispositivos durante uma falta trifásica na barra 675

Dispositivo	Acionamento
Fusível 1	Não
Fusível 2	Não
Fusível 3	Não
Fusível 4	Não
Fusível 5	Não
Religador 1	Não
Relé 1	Não
Relé 2	Não
Relé 3	Sim

A falta de uma variação significativa nas correntes de curto-circuito implica que as proteções existentes mantêm sua eficácia em ambos os contextos. Portanto, não se evidenciou a necessidade iminente de redimensionamento ou ajustes nas proteções, destacando a adaptabilidade e flexibilidade desses dispositivos para lidar eficazmente com situações de curto-circuito, independentemente da presença de geração distribuída. Essa constatação é fundamental para garantir a integridade e segurança do sistema elétrico, ressaltando a eficácia das proteções existentes frente à incorporação da geração distribuída.

f Análise da influência da localização específica da geração distribuída

O estudo da influência da localização específica da geração distribuída em eventos de curto-circuito revelou padrões significativos. Ao centralizar a GD longe do ponto de falta, observou-se um aumento na corrente da subestação, simultaneamente à diminuição da corrente de falta, em comparação com o sistema sem GD. Essa configuração sugere que a GD, quando posicionada distante da região de ocorrência da falta, pode gerar um efeito de amortecimento, reduzindo a intensidade da corrente de falta enquanto aumenta a corrente na subestação.

Tabela 15: Sem geração distribuída no sistema

	Fase	Magnitude (A)
Corrente na subestação	1	250.04
	2	210.45
	3	216.66
Corrente de falta	1	5954.6
	2	5853.9
	3	5025.2

Tabela 16: Geração distribuída na barra 634

	Fase	Magnitude (A)
Corrente na subestação	1	251.89
	2	213.29
	3	216.92
Corrente de falta	1	5960.4
	2	5785.8
	3	5007.1

Ao aproximar a GD do ponto de falta, verificou-se uma diminuição nas correntes da subestação e um aumento correspondente na corrente de falta, em relação ao sistema sem GD. Este comportamento indica que a proximidade da GD à área do curto-circuito contribui para uma redistribuição das correntes, reduzindo a corrente na subestação enquanto intensifica a corrente de falta.

Tabela 17: Geração distribuída na barra 633

	Fase	Magnetude (A)
Corrente na subestação	1	248.63
	2	209.51
	3	214.69
Corrente de falta	1	6004.7
	2	5877.5
	3	5066.9

Tabela 18: Geração distribuída na barra 632

	Fase	Magnetude (A)
Corrente na subestação	1	248.57
	2	209.44
	3	214.64
Corrente de falta	1	6006.00
	2	5879.20
	3	5068.50

Quando a GD é posicionada muito próxima da barra onde ocorre a falta, uma inversão ocorre. A corrente na subestação aumenta, e a corrente de falta diminui, aproximando-se das magnitudes observadas no sistema sem GD. Este fenômeno sugere que a proximidade da GD à área crítica de falta pode resultar em um efeito de saturação, onde a GD influencia menos as características das correntes.

Tabela 19: Geração distribuída na barra 670

	Fase	Magnetude (A)
Corrente na subestação	1	249.37
	2	209.97
	3	215.75
Corrente de falta	1	6000.30
	2	5876.10
	3	5063.80

Tabela 20: Geração distribuída na barra 671

	Fase	Magnitude (A)
Corrente na subestação	1	250.04
	2	210.45
	3	216.66
Corrente de falta	1	5954.70
	2	5854.00
	3	5025.30

Esses resultados destacam a complexidade da interação entre a localização específica da GD e os efeitos nas correntes durante eventos de curto-circuito. Observa-se que apenas nas barras 633 e 632 os resultados revelaram diferenças de corrente maiores, enquanto nas demais barras, a variação das correntes é suficientemente baixa para não atingir significância. Uma análise detalhada desses padrões é essencial para otimizar a configuração da GD em sistemas elétricos, garantindo uma resposta eficaz e segura em situações críticas.

9 Conclusão e Trabalhos Futuros

Este estudo proporcionou uma análise abrangente sobre a influência da geração distribuída em eventos de curto-circuito em sistemas elétricos. Observou-se que a inserção de GD impacta diretamente o comportamento das correntes na subestação durante diferentes tipos de falta. A variação nas correntes foi mais proeminente em cenários monofásicos e bifásicos, enquanto faltas trifásicas apresentaram uma tendência consistente de redução das correntes na subestação.

A análise da influência da localização específica da geração distribuída revelou padrões significativos, porém diferenças pequenas entre as magnitudes das correntes de curto-circuito do sistema sem GD e do sistema com GD. Essa pequena diferença pode ser atribuída às características do sistema, como as configurações dos transformadores, apontando para a necessidade de uma análise mais aprofundada.

É importante notar que, apesar da presença da GD, as proteções existentes no sistema demonstraram eficácia, não apresentando a necessidade imediata de redimensionamento ou ajustes. A capacidade adaptativa das proteções existentes para lidar com eventos de curto-circuito, independentemente da presença de GD, destaca a flexibilidade desses dispositivos. Essa verificação é importante para a operação segura e confiável do sistema elétrico, proporcionando entendimentos essenciais para a implementação e manutenção de sistemas de proteção eficazes em ambientes com crescente integração de geração distribuída.

O estudo contribui para o entendimento das dinâmicas de curto-circuito em sistemas elétricos modernos, ressaltando a importância da adaptação das proteções existentes para a evolução do paradigma energético. Considerando os resultados obtidos e a complexidade inerente à interação entre a localização específica da geração distribuída e eventos de curto-circuito, diversas oportunidades para pesquisas futuras se destacam:

1. **Sistemas Puramente Trifásicos:** Investigar o comportamento da GD em sistemas puramente trifásicos é fundamental para capturar nuances específicas desse contexto. Essa abordagem permitirá uma análise mais precisa das correntes durante eventos de curto-circuito, considerando as características intrínsecas das redes elétricas trifásicas.
2. **Modelagem de Diferentes Tecnologias de Geração Distribuída:** Aprofundar a modelagem da tecnologia de GD, considerando características avançadas e variáveis específicas de diferentes fontes distribuídas, como sistemas fotovoltaicos, turbinas eólicas e unidades de armazenamento de energia. Incorporar elementos como a resposta dinâmica da GD, controles avançados e características específicas de cada tecnologia oferecerá uma perspectiva mais realista e detalhada.

Essas sugestões para trabalhos futuros visam ampliar a compreensão do papel da GD em sistemas elétricos, promovendo avanços significativos na otimização, segurança e eficiência desses sistemas em constante evolução.

REFERÊNCIAS

- [1] C. Medeiros, "Capítulo 6 - análise de sistemas desequilibrados - faltas assimétricas," 2016, acessado em 27 de novembro de 2023. [Online]. Available: <https://professor.pucgoias.edu.br/SiteDocente/admin/arquivosUpload/18795/material/06%29SistEletricosCap06-CurtosAssimetricos.pdf>
- [2] M. A. D. de Almeida, *Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos*, 2000.
- [3] PowerRev. (2023) Afinal, o que é geração distribuída. Acessado em 27 de novembro de 2023. [Online]. Available: <https://powerrev.energy/blog-powerrev/afinal-o-que-gera%C3%A7%C3%A3o-distribu%C3%ADda>
- [4] D. de Faria e Cunha Carvalho, "Simulação de curto-circuito com geração distribuída e dimensionamento e ajuste de proteção utilizando o opendss," 2022, trabalho de Conclusão de Curso, PUC-Rio.
- [5] B. A. Bhatia, "Pdhone course e204 (4 pdh) introduction to short circuit analysis," 2020, acessado em 27 de novembro de 2023. [Online]. Available: <https://www.pdhone.com/courses/e204/e204content.pdf>
- [6] INEE. (2014) O que é geração distribuída. Instituto Nacional de Eficiência Energética. Acessado em 27 de novembro de 2023. [Online]. Available: http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=gd
- [7] eCycle. Geração distribuída: definição, tipos e vantagens. Acessado em 27 de novembro de 2023. [Online]. Available: <https://www.ecycle.com.br/geracao-distribuida/>
- [8] ANEEL. (2023) Micro e minigeração distribuída. Agência Nacional de Energia Elétrica. Acessado em 27 de novembro de 2023. [Online]. Available: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>
- [9] R. C. D. e Davis Montenegro, *Título do Manual do OpenDSS*, Electric Power Research Institute, 2020. [Online]. Available: <https://www.epri.com/pages/sa/opendss>

ANEXO A - CÓDIGOS UTILIZADOS NO OPENDSS

a Código principal

Clear

```
new circuit.IEEE13Nodeckt
~ basekv=115 pu=1.0001 phases=3 bus1=SourceBus
~ Angle=30 ! advance angle 30 deg so result agree with published angle
~ MVAsc3=20000 MVASC1=21000 ! stiffen the source to approximate inf source
```

```
New Transformer.Sub Phases=3 Windings=2 XHL=(8 1000 /)
~ wdg=1 bus=SourceBus conn=delta kv=115 kva=5000 %r=(.5 1000 /) XHT=4
~ wdg=2 bus=650 conn=wye kv=4.16 kva=5000 %r=(.5 1000 /) XLT=4
```

```
New Transformer.Reg1 phases=1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
~ Buses=[650.1 RG60.1] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01
new regcontrol.Reg1 transformer=Reg1 winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20
~ ctprim=700 R=3 X=9
```

```
New Transformer.Reg2 phases=1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
~ Buses=[650.2 RG60.2] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01
new regcontrol.Reg2 transformer=Reg2 winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20
~ ctprim=700 R=3 X=9
```

```
New Transformer.Reg3 phases=1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
~ Buses=[650.3 RG60.3] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01
new regcontrol.Reg3 transformer=Reg3 winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20
~ ctprim=700 R=3 X=9
```

```
New Transformer.XFM1 Phases=3 Windings=2 XHL=2
~ wdg=1 bus=633 conn=Wye kv=4.16 kva=500 %r=.55 XHT=1
~ wdg=2 bus=634 conn=Wye kv=0.480 kva=500 %r=.55 XLT=1
```

!LINE CODES

redirect IEEELineCodes.dss

```
New linecode.mtx601 nphases=3 BaseFreq=60
~ rmatrix = (0.3465 | 0.1560 0.3375 | 0.1580 0.1535 0.3414 )
~ xmatrix = (1.0179 | 0.5017 1.0478 | 0.4236 0.3849 1.0348 )
~ units=mi
```

```
New linecode.mtx602 nphases=3 BaseFreq=60
~ rmatrix = (0.7526 | 0.1580 0.7475 | 0.1560 0.1535 0.7436 )
~ xmatrix = (1.1814 | 0.4236 1.1983 | 0.5017 0.3849 1.2112 )
~ units=mi
```

```
New linecode.mtx603 nphases=2 BaseFreq=60
~ rmatrix = (1.3238 | 0.2066 1.3294 )
~ xmatrix = (1.3569 | 0.4591 1.3471 )
~ units=mi
```

```
New linecode.mtx604 nphases=2 BaseFreq=60
~ rmatrix = (1.3238 | 0.2066 1.3294 )
~ xmatrix = (1.3569 | 0.4591 1.3471 )
~ units=mi
```

```
New linecode.mtx605 nphases=1 BaseFreq=60
~ rmatrix = (1.3292 )
```

```
~ xmatrix = (1.3475 )
~ units=mi
```

```
New Linecode.mtx606 nphases=3 Units=mi
~ Rmatrix=[0.791721 |0.318476 0.781649 |0.28345 0.318476 0.791721 ]
~ Xmatrix=[0.438352 |0.0276838 0.396697 |-0.0184204 0.0276838 0.438352 ]
~ Cmatrix=[383.948 |0 383.948 |0 0 383.948 ]
New linecode.mtx607 nphases=1 BaseFreq=60
~ rmatrix = (1.3425 )
~ xmatrix = (0.5124 )
~ cmatrix = [236]
~ units=mi
```

```
New Load.671 Bus1=671.1.2.3 Phases=3 Conn=Delta Model=1 kV=4.16 kW=1155 kvar=660
New Load.634a Bus1=634.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=0.277 kW=160 kvar=110
New Load.634b Bus1=634.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=0.277 kW=120 kvar=90
New Load.634c Bus1=634.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=0.277 kW=120 kvar=90
New Load.645 Bus1=645.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=170 kvar=125
New Load.646 Bus1=646.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV=4.16 kW=230 kvar=132
New Load.692 Bus1=692.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=5 kV=4.16 kW=170 kvar=151
New Load.675a Bus1=675.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=485 kvar=190
New Load.675b Bus1=675.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=68 kvar=60
New Load.675c Bus1=675.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=290 kvar=212
New Load.611 Bus1=611.3 Phases=1 Conn=Wye Model=5 kV=2.4 kW=170 kvar=80
New Load.652 Bus1=652.1 Phases=1 Conn=Wye Model=2 kV=2.4 kW=128 kvar=86
New Load.670a Bus1=670.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=17 kvar=10
New Load.670b Bus1=670.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=66 kvar=38
New Load.670c Bus1=670.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=117 kvar=68
```

```
New LoadShape.Dia interval=1 npts=24 mult=( 0.677 0.6256 0.6087 0.5833 0.58028 0.6025
~ 0.657 0.7477 0.832 0.88 0.94 0.989 0.985 0.98 0.9898 0.999 1 0.958 0.936 0.913
~ 0.876 0.876 0.828 0.756)
```

```
New Capacitor.Cap1 Bus1=675 phases=3 kVAR=600 kV=4.16
New Capacitor.Cap2 Bus1=611.3 phases=1 kVAR=100 kV=2.4
```

```
New Line.650632 Phases=3 Bus1=RG60.1.2.3 Bus2=632.1.2.3 LineCode=mtx601 Length=2000 units=ft
New Line.632670 Phases=3 Bus1=632.1.2.3 Bus2=670.1.2.3 LineCode=mtx601 Length=667 units=ft
New Line.670671 Phases=3 Bus1=670.1.2.3 Bus2=671.1.2.3 LineCode=mtx601 Length=1333 units=ft
New Line.671680 Phases=3 Bus1=671.1.2.3 Bus2=680.1.2.3 LineCode=mtx601 Length=1000 units=ft
New Line.632633 Phases=3 Bus1=632.1.2.3 Bus2=633.1.2.3 LineCode=mtx602 Length=500 units=ft
New Line.632645 Phases=2 Bus1=632.3.2 Bus2=645.3.2 LineCode=mtx603 Length=500 units=ft
New Line.645646 Phases=2 Bus1=645.3.2 Bus2=646.3.2 LineCode=mtx603 Length=300 units=ft
New Line.692675 Phases=3 Bus1=692.1.2.3 Bus2=675.1.2.3 LineCode=mtx606 Length=500 units=ft
New Line.671684 Phases=2 Bus1=671.1.3 Bus2=684.1.3 LineCode=mtx604 Length=300 units=ft
New Line.684611 Phases=1 Bus1=684.3 Bus2=611.3 LineCode=mtx605 Length=300 units=ft
New Line.684652 Phases=1 Bus1=684.1 Bus2=652.1 LineCode=mtx607 Length=800 units=ft
New Line.671692 Phases=3 Bus1=671 Bus2=692 Switch=y
~ r1=1e-4 r0=1e-4 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000
```

```
!Redirect PVSys_TCC.dss
```

```
!Redirect rele.dss
```

```

!Redirect religador.dss

!Redirect fusivel.dss

!Redirect faults.dss

!Redirect monitors.dss
!Redirect bateria.dss

Set Voltagebases=[115, 4.16, .48]
calcv

set mode = snapshot
!set stepsize = 1h
!set number = 24

Solve

BusCoords IEEE13Node_BusXY.csv

```

b Código inserção Geradores

```

!! 100%

New Generator.PVPanel phases=3 Bus1=671 Conn=wye kV=4.16 kW=1155 pf=1 model=1

New Generator.PVPanel_2 phases=1 Bus1=611.3 Conn=wye kV=2.4 kW=163.5 pf=1 model=1

New Generator.PVPanel_31 phases=1 Bus1=634.1 Conn=wye kV=0.277 kW=160 pf=1 model=1

New Generator.PVPanel_32 phases=1 Bus1=634.2 Conn=wye kV=0.277 kW=120 pf=1 model=1

New Generator.PVPanel_33 phases=1 Bus1=634.3 Conn=wye kV=0.277 kW=120 pf=1 model=1

New Generator.PVPanel_5 phases=1 Bus1=645.2 Conn=wye kV=2.4 kW=170 pf=1 model=1

New Generator.PVPanel_61 phases=1 Bus1=646.2 Conn=wye kV=2.4 kW=157.4 pf=1 model=1

New Generator.PVPanel_62 phases=1 Bus1=646.3 Conn=delta kV=2.4 kW=77.2 pf=1 model=1

New Generator.PVPanel_71 phases=1 Bus1=692.3 Conn=wye kV=2.4 kW=123.9 pf=1 model=1

New Generator.PVPanel_72 phases=1 Bus1=692.1 Conn=wye kV=2.4 kW=42.8 pf=1 model=1

New Generator.PVPanel_41 phases=1 Bus1=675.1 Conn=wye kV=2.4 kW=485 pf=1 model=1

New Generator.PVPanel_42 phases=1 Bus1=675.2 Conn=wye kV=2.4 kW=68 pf=1 model=1

New Generator.PVPanel_43 phases=1 Bus1=675.3 Conn=wye kV=2.4 kW=290 pf=1 model=1

New Generator.PVPanel_8 phases=1 Bus1=652.1 Conn=wye kV=2.4 kW=121.9 pf=1 model=1

New Generator.PVPanel_91 phases=1 Bus1=670.1 Conn=wye kV=4.16 kW=17 pf=1 model=1

New Generator.PVPanel_92 phases=1 Bus1=670.2 Conn=wye kV=4.16 kW=66 pf=1 model=1

New Generator.PVPanel_93 phases=1 Bus1=670.3 Conn=wye kV=4.16 kW=117 pf=1 model=1

```

!! 50%

```
New Generator.PVPanel phases=3 Bus1=671 Conn=wye kV=4.16 kW=577.5 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_2 phases=1 Bus1=611.3 Conn=wye kV=2.4 kW=81.75 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_31 phases=1 Bus1=634.1 Conn=wye kV=0.277 kW=80 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_32 phases=1 Bus1=634.2 Conn=wye kV=0.277 kW=60 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_33 phases=1 Bus1=634.3 Conn=wye kV=0.277 kW=60 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_5 phases=1 Bus1=645.2 Conn=wye kV=2.4 kW=85 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_61 phases=1 Bus1=646.2 Conn=wye kV=2.4 kW=78.7 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_62 phases=1 Bus1=646.3 Conn=delta kV=2.4 kW=38.6 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_71 phases=1 Bus1=692.3 Conn=wye kV=2.4 kW=61.95 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_72 phases=1 Bus1=692.1 Conn=wye kV=2.4 kW=21.4 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_41 phases=1 Bus1=675.1 Conn=wye kV=2.4 kW=242.5 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_42 phases=1 Bus1=675.2 Conn=wye kV=2.4 kW=34 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_43 phases=1 Bus1=675.3 Conn=wye kV=2.4 kW=145 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_8 phases=1 Bus1=652.1 Conn=wye kV=2.4 kW=60.95 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_91 phases=1 Bus1=670.1 Conn=wye kV=4.16 kW=8.5 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_92 phases=1 Bus1=670.2 Conn=wye kV=4.16 kW=33 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_93 phases=1 Bus1=670.3 Conn=wye kV=4.16 kW=58.5 pf=1 model=1
```

!! 30%

```
New Generator.PVPanel phases=3 Bus1=671 Conn=wye kV=4.16 kW=346.5 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_2 phases=1 Bus1=611.3 Conn=wye kV=2.4 kW=49.05 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_31 phases=1 Bus1=634.1 Conn=wye kV=0.277 kW=48 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_32 phases=1 Bus1=634.2 Conn=wye kV=0.277 kW=36 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_33 phases=1 Bus1=634.3 Conn=wye kV=0.277 kW=36 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_5 phases=1 Bus1=645.2 Conn=wye kV=2.4 kW=51 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_61 phases=1 Bus1=646.2 Conn=wye kV=2.4 kW=47.22 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_62 phases=1 Bus1=646.3 Conn=delta kV=2.4 kW=23.16 pf=1 model=1
```

```

New Generator.PVPanel_71 phases=1 Bus1=692.3 Conn=wye kV=2.4 kW=37.17 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_72 phases=1 Bus1=692.1 Conn=wye kV=2.4 kW=12.84 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_41 phases=1 Bus1=675.1 Conn=wye kV=2.4 kW=145.5 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_42 phases=1 Bus1=675.2 Conn=wye kV=2.4 kW=20.4 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_43 phases=1 Bus1=675.3 Conn=wye kV=2.4 kW=87 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_8 phases=1 Bus1=652.1 Conn=wye kV=2.4 kW=36.57 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_91 phases=1 Bus1=670.1 Conn=wye kV=4.16 kW=5.1 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_92 phases=1 Bus1=670.2 Conn=wye kV=4.16 kW=19.8 pf=1 model=1
New Generator.PVPanel_93 phases=1 Bus1=670.3 Conn=wye kV=4.16 kW=35.1 pf=1 model=1
*/

```

!! ANALISE DE LOCALIZAÇÃO

```

New Generator.PVPanel phases=3 Bus1=671 Conn=wye kV=4.16 kW=2853 pf=1 model=1

```

c Código inserção Relés

```

New "TCC_Curve.IECstd_inv" npts=26 C_array=[ 1.001 1.011 1.02112 1.1057 1.258
~ 1.5053 2.009 2.500 3.02 3.5069 4.03 4.4974 5.018 5.5426 6.0017 7.03 8.0094
~ 9.0252 10.07 12.5332 15.1415 20.00 29.4917 30.9961 50.47 100.28]
~ T_array=[ 7003.4 639.2 334.8556 69.57982 30.38376 17.05 9.96 7.5686 6.26
~ 5.5091 4.95 4.5861 4.27 4.0181 3.8365 3.51 3.2948 3.1123 2.9615 2.6991
~ 2.5065 2.27 2.0 2.0 2.0 2.0]

New "TCC_Curve.a" npts=5 C_array=[ 600 750 950 1300 1900] T_array=[ 0.15 0.07 0.05 0.045 0.045]

New "TCC_Curve.b" npts=5 C_array=[120 135 155 200 260] T_array=[ 0.15 0.07 0.05 0.045 0.045]

New "TCC_Curve.c" npts=5 C_array=[120 135 155 200 260] T_array=[ 0.15 0.07 0.05 0.045 0.045]

New "TCC_Curve.d" npts=5 C_array=[ 1 2.5 4.5 8 14] T_array=[ 0.15 0.07 0.05 0.045 0.045]

New "Relay.releSC1" MonitoredObj=line.670671 MonitoredTerm=1 type=current PhaseCurve = a
~ PhaseTrip = 1200 GroundCurve = a GroundTrip = 1400 TDPhase = 10 TDGround = 10
~ shots = 4 Delay = 1 enabled = true

New "Relay.releSC2" MonitoredObj=line.684611 MonitoredTerm=2 type=Current PhaseCurve = d
~ PhaseTrip =500 shots = 2 Delay = 1 shots = 2 enabled = false

New "Relay.releSC3" action = open MonitoredObj=line.650632 switchedobj=line.692675
~ MonitoredTerm=1 Type=Current enabled = true PhaseCurve = D PhaseTrip = 30
~ PhaseInst= 10 enabled = false

```

Código inserção Elos Fusíveis

//Parte de baixo do circuito

```

New "TCC_Curve.curvafusi611" npts=7 C_array=[ 3 4 5 6 7 8 9 10 ]
~ T_array=[ 300 50 10 4.2 2.6 1.7 0.7 ]

```

```
New Fuse.fusivel684611 LINE.684611 monitoredterm = 1 fusecurve=KLINK Ratedcurrent= 100
New Fuse.fusivel684652 LINE.684652 monitoredterm = 1 fusecurve=KLINK Ratedcurrent=140
New Fuse.fusivel671684 LINE.671684 monitoredterm =1 fusecurve=KLINK Ratedcurrent=200
```

```
//Parte de cima do circuito
```

```
New Fuse.fusivel645646 LINE.645646 monitoredterm =2 fusecurve=KLINK Ratedcurrent=140
New Fuse.fusivel632645 Line.632645 monitoredterm =2 fusecurve=KLINK Ratedcurrent=140
!New Fuse.fusivel632633 LINE.632633 monitoredterm =2 fusecurve=klink Ratedcurrent=140
```

d Código inserção Religadores

```
New "TCC_Curve.IECstd_inv" npts=26 C_array=[ 1.001 1.011 1.02112 1.1057 1.258 1.5053 2.009
~ 2.500 3.02 3.5069 4.03 4.4974 5.018 5.5426 6.0017 7.03 8.0094 9.0252 10.07 12.5332 15.1415
~ 20.00 29.4917 30.9961 50.47 100.28]
~ T_array=[ 7003.4 639.2 334.8556 69.57982 30.38376 17.05 9.96 7.5686 6.26 5.5091 4.95 4.5861
~ 4.27 4.0181 3.8365 3.51 3.2948 3.1123 2.9615 2.6991 2.5065 2.27 2.0 2.0 2.0 2.0]

New "TCC_Curve.IECvery_inv" npts=26 C_array=[ 1.001 1.011 1.02112 1.1057 1.258 1.5053 2.009
~ 2.500 3.02 3.5069 4.03 4.4974 5.018 5.5426 6.0017 7.03 8.0094 9.0252 10.07 12.5332 15.1415
~ 20.00 29.4917 30.9961 50.47 100.28]
~ T_array=[ 13500 1226.16 639.2015 127.6877 52.2405 26.72 13.38 8.9979 6.68 5.3850 4.45 3.8600
~ 3.36 2.9718 2.235 1.9259 1.6822 1.488 1.1705 0.9546 0.71 0.4738 0.4501 0.45 0.45]

New "Recloser.religador645646" MonitoredObj=Line.645646 MonitoredTerm=1 SwitchedObj=Line.645646
~ switchedTerm=1 NumFast=1 delay=0.01 GroundFast=IECstd_inv GroundDelayed=IECstd_inv
~ GroundTrip=50 TDGrFast=1.0 TDGrDelayed=1.0 GroundInst=0.0 shots=2 enabled = true
```

e Código Simulação das Faltas

```
!!! Experimento Faltas

!New Fault.F7 phases=2 Bus1=646.3.2
!New Fault.F4 phases=3 Bus1=671
!New Fault.F2 phases=1 Bus1=611.3
!New Fault.F3 phases=3 Bus1=675

New Fault.F5 phases=3 Bus1=692
!New Fault.F1 phases=2 Bus1=684.1.3
!New Fault.F6 phases=1 Bus1=652.1
```