

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

Régis Rambo Garcia

**ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO USANDO O
SOFTWARE *POWERWORLD* COM
DETALHAMENTO DE ARRANJOS DE
MANOBRAS EM SUBESTAÇÕES**

Porto Alegre

2022

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

Régis Rambo Garcia

**ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO USANDO O
SOFTWARE *POWERWORLD* COM DETALHAMENTO
DE ARRANJOS DE MANOBRAS EM SUBESTAÇÕES**

Projeto de Diplomação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito parcial para Graduação em Engenharia Elétrica

UFRGS

Orientador: Flávio Antonio Becon Lemos

Porto Alegre

2022

Régis Rambo Garcia

**ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO USANDO O
SOFTWARE *POWERWORLD* COM DETALHAMENTO
DE ARRANJOS DE MANOBRAS EM SUBESTAÇÕES**

Projeto de Diplomação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito parcial para Graduação em Engenharia Elétrica

BANCA EXAMINADORA

Gládis Bordin, Dra.
UFRGS

Maicon Jaderson Silveira Ramos, Dr.
UFRGS

Flávio Antonio Becon Lemos, Dr.
Orientador - UFRGS

Resumo

Neste trabalho é utilizada a modelagem topológica chave-disjuntor para representar as subestações em estudos de curto-circuito em conjunto com o modelo nó-ramo para representar a rede de transmissão e transformadores. Essa modelagem foi implementada e testada no software POWERWORLD[®] utilizando o sistema teste WSCC-IEEE 9 barras. Foram implementados três arranjos de manobra (barramento principal e transferência, disjuntor e meio e disjuntor - 5 chaves), sendo cada subestação representada por um esquema de manobra. Foram realizadas várias simulações de curto-circuito com diferentes combinações de sequenciamento de manobra e configuração de subestação, que comprovaram a eficiência e acurácia da modelagem. Esse tipo de modelagem e simulação é adequado para auxiliar no ajuste de proteção diferencial de barramentos em subestações. Para ilustrar o trabalho são apresentados os resultados gráficos das simulações de curto-circuito trifásico e curto-circuito monofásico, em barras selecionadas, no sistema teste WSCC-IEEE 9 barras.

Palavras-chave: Curto-circuito, Powerworld, Proteção do sistema de potência, Esquemas de manobra.

Abstract

In this work, the switch-breaker topologic model is used to represent the substations in short-circuit studies together with the node-branch model to represent the transmission network and transformers. This modeling was implemented and tested in the POWERWORLD® software using the WSCC-IEEE 9-bar test system. Three switching arrangements were implemented (main bus and transfer, breaker and a half and breaker - 5 switches), with each substation represented by a switching scheme. Power flow and short circuit simulations were performed with different combinations of switch sequencing and substation configuration, which proved the efficiency and accuracy of the modeling. This type of modeling and simulation is suitable, and fundamental, to assist in the adjustment of differential protection of buses in substations. To illustrate the simulations, the graphical results of the three-phase and single-phase short-circuits, on select buses, in the WSCC-IEEE 9-bus test system are presented.

Palavras-chave: Short circuit, Powerworld, Power system protection, Switching scheme.

Lista de Figuras

Figura 1 – Componente de sequência positiva, negativa e zero.	14
Figura 2 – Curto-circuito trifásico.	17
Figura 3 – Curto-circuito monofásico.	19
Figura 4 – Ligação das redes de sequência para um curto-circuito monofásico terra.	20
Figura 5 – Curto-circuito bifásico.	21
Figura 6 – Ligação das redes de sequência para um curto-circuito bifásico.	23
Figura 7 – Curto-circuito bifásico-terra.	24
Figura 8 – Ligação das redes de sequência para um curto-circuito bifásico terra.	25
Figura 9 – Exemplos de barramento rígido.	26
Figura 10 – Exemplos de barramento flexíveis.	27
Figura 11 – Arranjo barra simples com disjuntor simples	29
Figura 12 – Arranjo barra principal e transferência	31
Figura 13 – Arranjo barra dupla com cinco chaves	32
Figura 14 – Arranjo barra dupla com disjuntor e meio	33
Figura 15 – Tempo de eliminação de faltas.	35
Figura 16 – Esquema básico de funcionamento de um relé de proteção.	36
Figura 17 – Zonas de proteção típicas de um sistema de potência	38
Figura 18 – Típica conexão de um relé diferencial sem falta interna	39
Figura 19 – Típica conexão de um relé diferencial com falta interna	39
Figura 20 – Barramento em operação normal com relé de proteção diferencial	41
Figura 21 – Barramento com falta no barramento A com relé de proteção diferencial	42
Figura 22 – Circuito modelo do estudo de caso.	43
Figura 23 – Diagrama modelado no POWERWORLD®	45
Figura 24 – Diagrama arranjo chave-disjuntor no POWERWORLD®	46
Figura 25 – Modelo barramento principal e transferência no POWERWORLD®	47
Figura 26 – Dados de entrada utilizados para a criação da linha dos disjuntores	48
Figura 27 – Diagrama barra 4 modelado no POWERWORLD®	49
Figura 28 – Diagrama barra 7 modelado no POWERWORLD®	50
Figura 29 – Diagrama barra 9 modelado no POWERWORLD®	51
Figura 30 – Barra 4 com circuitos no barramento 4A e DJ5 aberto	54
Figura 31 – Barra 4 com circuitos no barramento 4A e DJ5 fechado	54
Figura 32 – Barra 4 com circuitos no barramento 4B e DJ5 aberto	55
Figura 33 – Barra 4 com circuitos no barramento 4B e DJ5 fechado	55
Figura 34 – Fluxo de potência topologia NÓ-RAMO	56
Figura 35 – Componentes de fase considerando curto-circuito trifásico na barra 6 - arranjo Nó-Ramo	57

Figura 36 – Componentes de sequência considerando curto-circuito trifásico na barra 6 - arranjo Nó-Ramo	57
Figura 37 – Componentes de fase considerando curto-circuito trifásico na barra 7 - arranjo Nó-Ramo	58
Figura 38 – Componentes de sequência considerando curto-circuito trifásico na barra 7 - arranjo Nó-Ramo	59
Figura 39 – Componentes de fase considerando curto-circuito monofásico na barra 6 - arranjo Nó-Ramo	60
Figura 40 – Componentes de sequência considerando curto-circuito monofásico na barra 6 - arranjo Nó-Ramo	61
Figura 41 – Componentes de fase considerando curto-circuito monofásico na barra 7 - arranjo Nó-Ramo	62
Figura 42 – Componentes de sequência considerando curto-circuito monofásico na barra 7 - arranjo Nó-Ramo	62
Figura 43 – Fluxo de potência no arranjo Chave-Disjuntor	63
Figura 44 – Componentes de fase considerando curto-circuito trifásico na barra 6 - arranjo Chave-Disjuntor	64
Figura 45 – Componentes de sequência considerando curto-circuito trifásico na barra 6 - arranjo Chave-Disjuntor	65
Figura 46 – Componentes de fase considerando curto-circuito trifásico na barra 7 - arranjo Chave-Disjuntor	66
Figura 47 – Componentes de sequência considerando curto-circuito trifásico na barra 7 - arranjo Chave-Disjuntor	67
Figura 48 – Componentes de fase na subestação da barra 4 considerando curto-circuito trifásico no barramento 4A	68
Figura 49 – Componentes de fase na subestação da barra 4 considerando curto-circuito trifásico no barramento 4B	69
Figura 50 – Componentes de fase na subestação da barra 4 considerando curto-circuito trifásico na barra 6	70
Figura 51 – Componentes de fase considerando curto-circuito monofásico na barra 6 - arranjo Chave-Disjuntor	71
Figura 52 – Componentes de sequência considerando curto-circuito monofásico na barra 6 - arranjo Chave-Disjuntor	72
Figura 53 – Componentes de fase considerando curto-circuito monofásico na barra 7 - arranjo Chave-Disjuntor	73
Figura 54 – Componentes de sequência considerando curto-circuito monofásico na barra 7 - arranjo Chave-Disjuntor	74

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Parâmetros dos geradores do sistema 9 barras	44
Tabela 2 – Parâmetros das linhas de transmissão (pu)	44
Tabela 3 – Parâmetros dos transformadores (pu)	44

Lista de abreviaturas

ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
DJ	<i>Disjuntor</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IEEE	<i>Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos</i>
LT	<i>Linha de Transmissão</i>
ONS	<i>Operador Nacional do Sistema Elétrico</i>
SEC	<i>Chave Seccionadora</i>
SEP	<i>Sistema Elétrico de Potência</i>
SE	<i>Subestação de Energia</i>
SEE	<i>Sistema de Energia Elétrica</i>
SIN	<i>Sistema Interligado Nacional</i>
TC	<i>Transformador de corrente</i>
TP	<i>Transformador de potencial</i>
TR	<i>Transformador de potência</i>

Sumário

1	INTRODUÇÃO	11
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	13
2.1	Análise de Curto-Circuito	13
2.1.1	Teorema de Fortescue	13
2.1.1.1	O Teorema	13
2.1.1.2	O Operador a	14
2.1.1.3	Decomposição do Sistema Trifásico	15
2.1.2	Potência como Função das Componentes Simétricas	16
2.1.3	Curto-Circuito Simétrico	17
2.1.4	Curto-Circuitos Assimétricos	18
2.1.4.1	Curto-Circuitos Monofásicos	19
2.1.4.2	Curto-Circuitos Bifásicos	21
2.1.4.3	Curto-Circuito Bifásico-terra	24
2.2	Topologias de subestações	26
2.2.1	Barramentos	26
2.2.2	Esquema de manobras de Subestações	28
2.2.2.1	Arranjo barra simples com disjuntor simples	28
2.2.2.2	Arranjo barra principal e transferência	30
2.2.2.3	Arranjo barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves	31
2.2.2.4	Arranjo barra dupla com disjuntor e meio	33
2.3	Proteção do Sistema Elétrico	34
2.3.1	Relé diferencial de corrente (87)	37
2.3.2	Proteção de Barramentos de Subestações	40
3	METODOLOGIA	43
3.1	Estudo de Caso	43
3.2	Modelagem arranjo chave-disjuntor	46
3.3	Esquemas de manobras desenvolvidos	48
3.3.1	Barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves no POWERWORLD®	48
3.3.2	Barra dupla com disjuntor e meio no POWERWORLD®	49
3.3.3	Barra principal e transferência no POWERWORLD®	50
4	SIMULAÇÕES E ANÁLISES	52
4.1	Casos Simulados	52
4.2	Funcionamento do sistema com esquema de manobra	53

4.2.1	Caso 1.1 - Circuitos ligados no barramento 4A	54
4.2.2	Caso 1.2 - Circuitos ligados no barramento 4B	54
4.3	Fluxo de potência e curto-circuito no arranjo Nó-Ramo	56
4.3.1	Caso 2.1 - Fluxo de potência do sistema com arranjo Nó-Ramo	56
4.3.2	Caso 2.2 - Curto-circuito trifásico com topologia Nó-Ramo	56
4.3.3	Caso 2.3 - Curto-circuito monofásico com topologia Nó-Ramo	59
4.4	Fluxo de potência e curto-circuito no arranjo Chave-Disjuntor	63
4.4.1	Caso 3.1 - Fluxo de potência do sistema com arranjo Chave-Disjuntor	63
4.4.2	Caso 3.2 - Curto-circuito trifásico no arranjo Chave-Disjuntor	64
4.4.3	Caso 3.3 - Curto-circuito monofásico com arranjo Chave-Disjuntor	71
5	CONCLUSÃO	75
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	76

1 Introdução

As subestações são responsáveis pela transformação dos níveis de tensão de transmissão (765, 500, 440, 345 e 230 kV) para níveis de distribuição de energia elétrica (138 e 69 kV), que por sua vez possuem transformadores que rebaixam a tensão para o nível de média tensão (34,5, 23 e 13,8 kV) e através de alimentadores de média e baixa tensão levam energia até a maioria dos consumidores.

Para garantir uma operação segura, com confiabilidade e qualidade, são necessários sistemas de proteção para detectar e isolar falhas, as quais podem ocorrer em qualquer equipamento da rede elétrica, com destaque para as linhas de transmissão, redes de distribuição e subestações, devido a maior exposição ao tempo destes elementos. A topologia e o arranjo de operação da subestação influencia diretamente nos componentes e parametrizações dos equipamentos de proteção do sistema de transmissão e das subestações do Sistema Interligado Nacional (SIN), estes devem atender aos requisitos estipulados pelos Procedimentos de Rede do Operador Nacional de Sistemas Elétricos (ONS, 2022b).

Dentre os diversos tipos de falhas em um sistema de energia, as mais comuns são devidas a ocorrência de curto-circuito. Esse tipo de falha resulta em correntes elevadas que circulam em todos os elementos energizados na área de influência do curto-circuito, que levam ao aquecimento e degradação da isolação, e desequilíbrio de tensão ao longo da porção do sistema elétrico afetada, ocasionando, muitas vezes, danos irreparáveis ao sistema e às instalações das unidades consumidoras (MAMEDE; MAMEDE, 2013). Além do curto-circuito, a sobrecarga é outro fator de anormalidade nos sistemas de potência que pode originar danos materiais significativos.

O objetivo principal deste trabalho é realizar um estudo de curto-circuito em um sistema elétrico onde as subestações são modeladas utilizando arranjo de manobras.

Para atingir o objetivo principal deste trabalho, os seguintes objetivos secundários foram realizados:

- Escolha do sistema teste IEEE-WSCC 9 barras para a simulação e análise;
- Modelagem unifilar (Nó-Ramo) do sistema IEEE-WSCC 9 barras no software PowerWorld®;
- Modelagem das subestações relacionadas com as barras 4, 7 e 9 na topologia chave-disjuntor, considerando os seguintes arranjos de manobra: barramento principal e transferência, disjuntor e meio e disjuntor - 5 chaves;
- Cálculo do fluxo de potência no sistema teste;

- Cálculo do curto-circuito na região de interesse;
- Avaliação da topologia chave-disjuntor e comparação com a modelagem nó-ramo no cálculo de curto-circuito.
- Apresentação do potencial da utilização deste tipo de modelagem e simulação para auxiliar nos estudos e ajustes de proteção diferencial de barramentos de subestações.

Para realizar a modelagem, simulação e análise de curto-circuito, é utilizado o software POWERWORLD®(POWERWORLD, 2022), na sua sua versão educacional V22 de março de 2022.

2 Fundamentação Teórica

2.1 Análise de Curto-Circuito

2.1.1 Teorema de Fortescue

Normalmente um sistema de energia elétrica pode ser considerado como operando em condição equilibrada, isto é, opera em um modo de regime permanente senoidal trifásico equilibrado, onde as tensões e correntes estão em completa simetria e defasados de um ângulo de 120° entre si. Entretanto, sob determinadas condições, esse equilíbrio é desfeito e o sistema passa a operar com um desbalanço entre as fases. Entre as causas de desbalanço a mais severa é o curto-circuito.

O cálculo analítico de um sistema desequilibrado, diferente do sistema equilibrado onde pode-se tratar todas as fases baseando-se em apenas uma fase, não permite simplificações, o que aumenta consideravelmente o esforço de cálculo. Para resolver este tipo de problema, é utilizado um Método chamado de Componentes Simétricas, desenvolvido por C. L. Fortescue em 1918 (GÖNEN, 2013).

Uma particularização do Teorema de Fortescue é a sua aplicação a um sistema trifásico. Seja um sistema composto de três fases, denominadas *Fase a*, *Fase b* e *Fase c*, o qual possui três tensões denominadas V_a , V_b e V_c e três correntes denominadas I_a , I_b e I_c , todas expressas no domínio de fase.

2.1.1.1 O Teorema

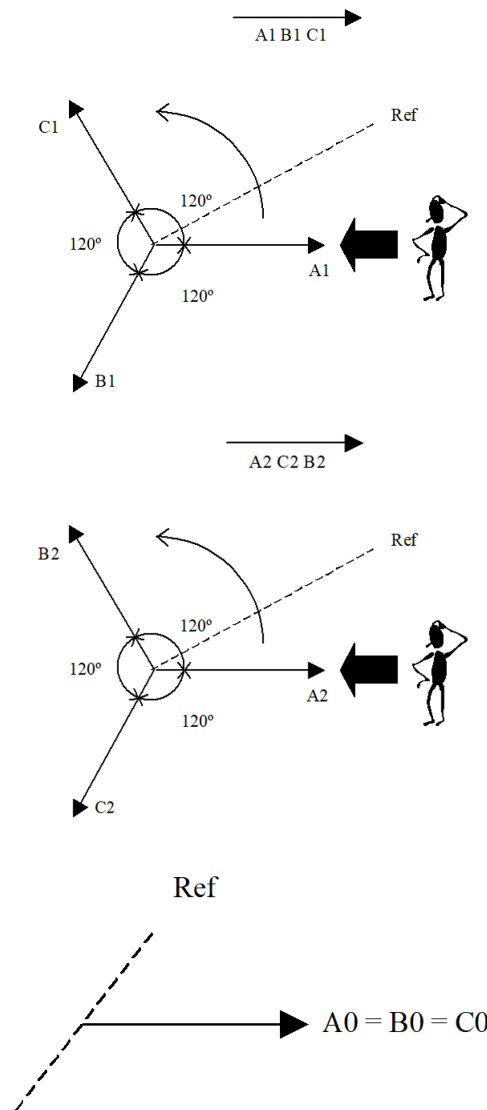
Um sistema trifásico desequilibrado pode ser decomposto em três sistemas equilibrados, sendo esta decomposição única.

Os sistemas resultantes da decomposição, são no caso trifásico, denominados de sequência positiva, sequência negativa e sequência zero, assim definidos:

1. **Componente de sequência positiva** - constituída de três fasores de módulos iguais e defasados entre si de 120° , com a mesma sequência de fases (ABC) do sistema original.
2. **Componente de sequência negativa** - constituída de três fasores de módulos iguais e defasados entre si de 120° , com a sequência de fases inversa (CBA) do sistema original.
3. **Componente de sequência zero** - constituída de três fasores de mesmo módulo e em fase.

A Figura 1 mostra as representações gráficas das sequências definidas acima.

Figura 1 – Componente de sequência positiva, negativa e zero.



Fonte: Adaptado de (KINDERMANN, 1997).

2.1.1.2 O Operador a

Devido a aplicação da Teoria de Componentes Simétricas à sistemas trifásicos, existe a necessidade de aplicar-se um operador rotacional que cause o defasamento de 120° graus entre as fases desse sistema, imposto pela Teoria de Circuitos Trifásicos. Esse operador irá imprimir a rotação de 120° no sentido anti-horário de um fasor unitário tomado como referência, sem que este fasor sofra mudança em sua magnitude.

Esse operador será um número complexo de magnitude 1 e ângulo de 120° , conhecido como operador a ou α . A forma mais comum de representação do *operador a* é

$$a = 1 \angle 120^\circ \tag{1}$$

2.1.1.3 Decomposição do Sistema Trifásico

Em um sistema trifásico tem-se três fases, e portanto três tensões, chamadas de \vec{V}_a , \vec{V}_b e \vec{V}_c as quais podem ser decompostas em componentes simétricas, como

$$\begin{aligned}\vec{V}_a &= \vec{V}_a^0 + \vec{V}_a^1 + \vec{V}_a^2 \\ \vec{V}_b &= \vec{V}_b^0 + \vec{V}_b^1 + \vec{V}_b^2 \\ \vec{V}_c &= \vec{V}_c^0 + \vec{V}_c^1 + \vec{V}_c^2\end{aligned}\quad (2)$$

Como as tensões de fases são simétricas e defasadas de 120° graus, e o sistema é considerado estar operando de forma equilibrada, pode-se colocar todas as tensões em função da fase a , tal que

$$\begin{aligned}\vec{V}_a &= \vec{V}_a^0 + \vec{V}_a^1 + \vec{V}_a^2 \\ \vec{V}_b &= \vec{V}_a^0 + a^2\vec{V}_a^1 + a\vec{V}_a^2 \\ \vec{V}_c &= \vec{V}_a^0 + a\vec{V}_a^1 + a^2\vec{V}_a^2\end{aligned}\quad (3)$$

utilizando as magnitudes dos vetores $\vec{V}_a^0 = \vec{V}_0$, $\vec{V}_a^1 = \vec{V}_1$ e $\vec{V}_a^2 = \vec{V}_2$, obtém-se na forma matricial

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_a \\ \vec{V}_b \\ \vec{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{V}_0 \\ \vec{V}_1 \\ \vec{V}_2 \end{bmatrix}\quad (4)$$

No sistema da equação 4, a Matriz de Fortescue pode ser representada por A , descrita como

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}\quad (5)$$

De forma semelhante, caso deseje-se obter as componentes de sequência em função do sistema desbalanceado, deve-se determinar o inverso do sistema de equações 4 e 5, tal que

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_0 \\ \vec{V}_1 \\ \vec{V}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{V}_a \\ \vec{V}_b \\ \vec{V}_c \end{bmatrix}\quad (6)$$

onde a matriz A^{-1} , dada por

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}\quad (7)$$

é a matriz inversa de A , e representa a transformação do domínio das fases para o domínio das seqüências.

Da mesma forma que para as tensões, o Método das Componentes Simétricas pode ser aplicado para as correntes.

2.1.2 Potência como Função das Componentes Simétricas

A potência complexa trifásica em qualquer ponto de um sistema trifásico pode ser expressa como a soma das potências complexas individuais de cada fase, tal que

$$S_{3\phi} = P_{3\phi} + jQ_{3\phi} \quad (8)$$

ou

$$\begin{aligned} S_{3\phi} &= S_a + S_b + S_c \\ &= V_a I_a^* + V_b I_b^* + V_c I_c^* \end{aligned} \quad (9)$$

Utilizando notação matricial tem-se que

$$S_{3\phi} = \begin{bmatrix} V_a & V_b & V_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}^* = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}^* \quad (10)$$

ou, na forma reduzida

$$S_{3\phi} = \begin{bmatrix} V_{a,b,c} \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} I_{a,b,c} \end{bmatrix}^* \quad (11)$$

onde

$$\begin{bmatrix} V_{a,b,c} \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} V_{0,1,2} \end{bmatrix} \quad (12)$$

$$\begin{bmatrix} I_{a,b,c} \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} I_{0,1,2} \end{bmatrix} \quad (13)$$

e, portanto

$$\begin{bmatrix} V_{a,b,c} \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} V_{0,1,2} \end{bmatrix}^T A^T \quad (14)$$

$$\begin{bmatrix} I_{a,b,c} \end{bmatrix}^* = A^* \begin{bmatrix} I_{0,1,2} \end{bmatrix}^* \quad (15)$$

Desta forma, pode-se expressar a potência trifásica como

$$S_{3\phi} = \begin{bmatrix} V_{0,1,2} \end{bmatrix}^T A^T A^* \begin{bmatrix} I_{0,1,2} \end{bmatrix}^* \quad (16)$$

onde

$$A^T A^* = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3 & 0 & 0 \\ 0 & 3 & 0 \\ 0 & 0 & 3 \end{bmatrix} = 3 \times \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (17)$$

Portanto,

$$S_{3\phi} = 3 [V_{0,1,2}]^T [I_{0,1,2}]^* = 3 \begin{bmatrix} V_{a0} & V_{a1} & V_{a2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}^* \quad (18)$$

ou

$$S_{3\phi} = P_{3\phi} + jQ_{3\phi} = 3 \begin{bmatrix} V_{a0}I_{a0}^* & V_{a1}I_{a1}^* & V_{a2}I_{a2}^* \end{bmatrix} \quad (19)$$

A eq. 19 mostra que não existe nenhum acoplamento entre os termos de diferentes sequências (p. ex. $V_{a0}I_{a1}^*$), o que implica que não existe nenhum acoplamento de potência entre as sequências.

2.1.3 Curto-Circuito Simétrico

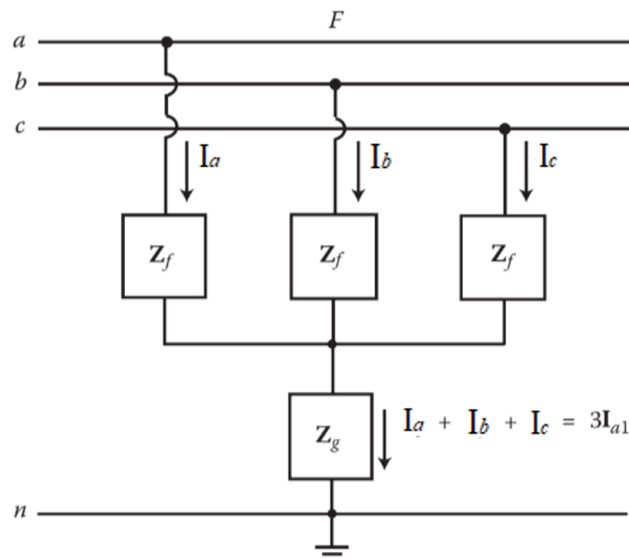
Este tipo de falta é definido como o curto-circuito que ocorre simultaneamente com o envolvimento das três fases. Esse curto-circuito costuma ser, na maioria das vezes, o de maior intensidade, porém é o de menor taxa de ocorrência.

Como a rede é considerada estar balanceada antes da ocorrência do curto-circuito e esse tipo de curto-circuito envolver as três fases, ele é resolvido através de um diagrama de uma só fase, sendo que os resultados obtidos podem ser estendidos para as outras fases levando em conta somente o defasamento angular existente entre as fases.

Uma falta representa uma mudança estrutural na topologia da rede, a qual pode ser causada pela adição ou não de uma impedância no ponto de falta. Se não existe impedância de falta ($Z_f = 0$), o curto-circuito é dito ser sólido (*solid fault*) ou franco (*bolted faulted*).

Seja o sistema trifásico apresentado na Figura 2

Figura 2 – Curto-circuito trifásico.



Fonte: Adaptado de (GÖNEN, 2013).

Desde que somente a sequência positiva é considerada (equilibrado) e não existe circulação de corrente de sequência negativa e zero, pode-se expressar a corrente de curto-circuito como

$$\vec{I}_{a1} = \frac{\vec{V}_{PF}}{\vec{Z}_1 + \vec{Z}_f} \quad (20)$$

Onde:

\vec{I}_a é a corrente de fase de curto-circuito,

\vec{V}_{PF} é a tensão pré-falta do sistema,

\vec{Z}_1 é a impedância de sequência positiva;

\vec{Z}_f é a impedância de falta nas fases.

2.1.4 Curtos-Circuitos Assimétricos

A maioria das faltas que ocorrem em um SEE são do tipo desequilibradas ou assimétricas. A referência (GÖNEN, 2013) apresenta os seguintes níveis de ocorrência para os diferentes tipos de falta:

- Trifásica - 5%
- Bifásica terra - 10%
- Bifásica - 15%
- Monofásica - 70%

Em geral, o curto trifásico é o mais severo de todos. Entretanto, é possível que um curto-circuito monofásico seja mais severo que um curto-circuito trifásico em duas situações:

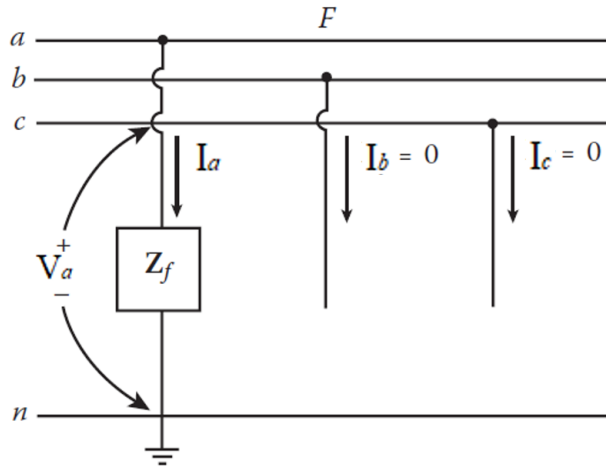
1. O gerador envolvido na falta tem um neutro solidamente aterrado ou possui seu neutro aterrado através de uma baixa impedância;
2. Ocorre no lado de Y aterrado de um transformador ligado em Y - Δ , sendo que à medida que o ponto de curto-circuito é mais afastado do transformador o trifásico passa a se sobrepôr em intensidade em relação ao monofásico.

As faltas podem ser classificadas, quanto a forma de ocorrência, como faltas *shunt* (curtos-circuitos), faltas série (abertura de condutor) e faltas simultâneas (ocorrência de duas ou mais das formas anteriores).

2.1.4.1 Curtos-Circuitos Monofásicos

Seja o sistema trifásico apresentado parcialmente na Figura 3

Figura 3 – Curto-circuito monofásico.



Fonte: Adaptado de (GÖNEN, 2013).

Quando ocorre um curto-circuito na *fase a* desse sistema, as condições de falta no domínio de fase serão

$$\vec{I}_b = 0 \quad (21)$$

$$\vec{I}_c = 0 \quad (22)$$

$$\vec{V}_a = \vec{I}_a \vec{Z}_f \quad (23)$$

Aplicando-se a Transformação de Componentes Simétricas ao problema, e levando-se em consideração as afirmativas das eq. 21 à 23, obtém-se a seguinte equação matricial

$$\begin{bmatrix} \vec{I}_0 \\ \vec{I}_1 \\ \vec{I}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{I}_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (24)$$

A eq matricial 24 fica reduzida à

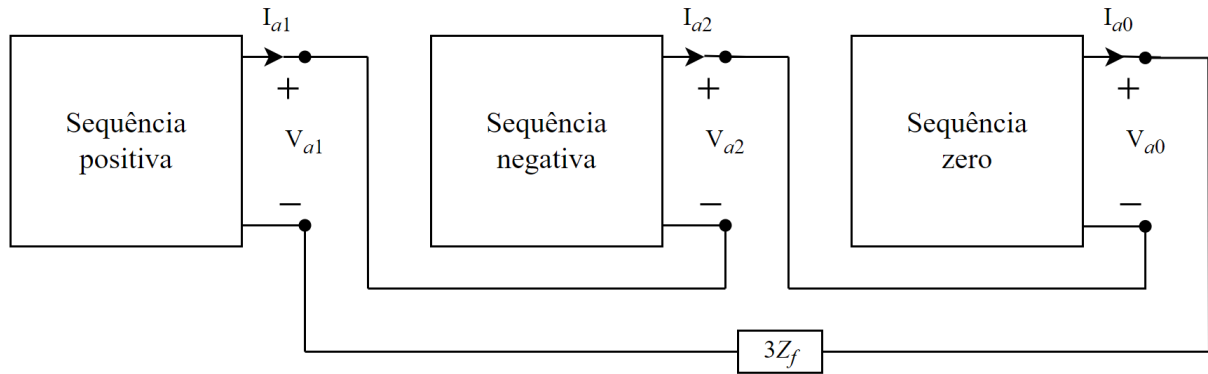
$$\begin{bmatrix} \vec{I}_0 \\ \vec{I}_1 \\ \vec{I}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} \vec{I}_a \\ \vec{I}_a \\ \vec{I}_a \end{bmatrix} \quad (25)$$

Sendo assim, concluí-se que

$$\vec{I}_0 = \vec{I}_1 = \vec{I}_2 \quad (26)$$

Isto demonstra a forma de ligação série dos diagramas de seqüência, conforme demonstrado na Figura 4

Figura 4 – Ligação das redes de seqüência para um curto-circuito monofásico terra.



Fonte: Adaptado de (KINDERMANN, 1997).

Adicionalmente, sabendo-se que

$$\vec{I}_0 = \vec{I}_1 = \vec{I}_2 = \frac{1}{3}\vec{I}_a \quad (27)$$

determina-se a corrente de curto-circuito que circula na *fase a* como

$$\vec{I}_a = 3\vec{I}_0 \quad (28)$$

Para satisfazer a eq. 23, é requerido que

$$\vec{V}_a = \vec{I}_a \vec{Z}_f \quad (29)$$

mas

$$\vec{V}_a = \vec{V}_0 + \vec{V}_1 + \vec{V}_2 \quad (30)$$

portanto,

$$\vec{V}_0 + \vec{V}_1 + \vec{V}_2 = \vec{Z}_f(\vec{I}_0 + \vec{I}_1 + \vec{I}_2) \quad (31)$$

Do conhecimento da eq. 26 chega-se a expressão

$$\vec{V}_0 + \vec{V}_1 + \vec{V}_2 = \vec{Z}_f 3\vec{I}_1 = 3\vec{Z}_f \vec{I}_1 \quad (32)$$

As expressões 26 e 32 são chamadas condições de falta no domínio de seqüência e ambas justificam a ligação série das redes de seqüência, e a expressão 32 mostra porque a impedância de falta é representada como $3Z_f$ na rede de seqüência zero.

Como foi demonstrado, as redes de seqüência para um curto-circuito monofásico estão ligadas em série. Desta forma, as correntes de seqüência em função das impedâncias de seqüência e da tensão pode ser escrita como

$$\vec{V}_0 + \vec{V}_1 + \vec{V}_2 = -\vec{Z}_0 \vec{I}_0 + E - \vec{Z}_1 \vec{I}_1 - \vec{Z}_2 \vec{I}_2 \quad (33)$$

considerando-se a eq. 26 e substituindo V_a pelo lado direito da eq. 32, obtém-se

$$3\vec{Z}_f\vec{I}_0 = E - (\vec{Z}_0 + \vec{Z}_1 + \vec{Z}_2)\vec{I}_0 \quad (34)$$

e, após manipular algebricamente, tem-se que a corrente de sequência para uma *falta monofásica* na *fase a* é dada por

$$\vec{I}_0^a = \frac{E^a}{\vec{Z}_0 + \vec{Z}_1 + \vec{Z}_2 + 3\vec{Z}_f} \quad (35)$$

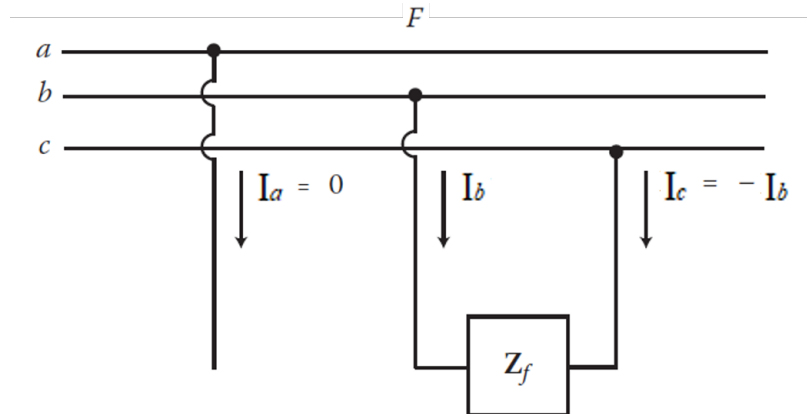
Ainda de acordo com a eq. 28, a corrente de falta no domínio e fase, é igual a

$$\vec{I}_a = 3\vec{I}_0^a = \frac{3E^a}{\vec{Z}_0 + \vec{Z}_1 + \vec{Z}_2 + 3\vec{Z}_f} \quad (36)$$

2.1.4.2 Curtos-Circuitos Bifásicos

Seja o sistema trifásico apresentado parcialmente na Figura 5

Figura 5 – Curto-circuito bifásico.



Fonte: Adaptado de (GÖNEN, 2013).

Suponha um curto-circuito bifásico entre as *fases b e c* no sistema da Figura 5, o qual pode ser através de uma impedância de falta Z_f . As seguintes condições no domínio de fase descrevem o circuito

$$\vec{I}_a = 0 \quad (37)$$

$$\vec{I}_b = -\vec{I}_c \quad (38)$$

$$\vec{V}_b - \vec{V}_c = \vec{Z}_f\vec{I}_b \quad (39)$$

Se $Z_f = 0$, então $\vec{V}_b = \vec{V}_c$.

Para satisfazer a eq. 37, tem-se que

$$\vec{I}_a = \vec{I}_0^a + \vec{I}_1^a + \vec{I}_2^a = 0 \quad (40)$$

A eq. 38 transformada para componentes de sequência produz

$$\begin{bmatrix} \vec{I}_0 \\ \vec{I}_1 \\ \vec{I}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ -\vec{I}_b \\ \vec{I}_b \end{bmatrix} \quad (41)$$

Resolvendo-se a equação matricial para satisfazer a eq. 38 obtém-se

$$\vec{I}_0 = \frac{1}{3}(\vec{I}_b - \vec{I}_b) = 0 \quad (42)$$

$$\vec{I}_1 = \frac{1}{3}(a - a^2)\vec{I}_b = j\frac{\sqrt{3}}{3}\vec{I}_b \quad (43)$$

$$\vec{I}_2 = \frac{1}{3}(a^2 - a)\vec{I}_b = -j\frac{\sqrt{3}}{3}\vec{I}_b \quad (44)$$

e manipulando-se a eq. 43 e 44, obtém-se

$$\vec{I}_1 = -\vec{I}_2 \quad (45)$$

Usando-se a condição de fase dada pela eq. 39, e transformando-se as tensões V_b e V_c para as suas respectivas equivalentes de sequência, pode-se escrever a seguinte expressão

$$(\vec{V}_0 + a^2\vec{V}_1 + a\vec{V}_2) - (\vec{V}_0 + a\vec{V}_1 + a^2\vec{V}_2) = \vec{Z}_f(\vec{I}_0 + a^2\vec{I}_1 + a\vec{I}_2) \quad (46)$$

Sabendo que $\vec{I}_0 = 0$ (eq. 42) e $\vec{I}_1 = -\vec{I}_2$, simplifica-se a expressão 46 para

$$(a^2 - a)\vec{V}_1 - (a^2 - a)\vec{V}_2 = \vec{Z}_f(a^2 - a)\vec{I}_1 \quad (47)$$

ou

$$\vec{V}_1 - \vec{V}_2 = \vec{Z}_f\vec{I}_1 \quad (48)$$

Portanto, as eq. 42, 45 e 48, representadas por

$$\vec{I}_0 = 0 \quad (49)$$

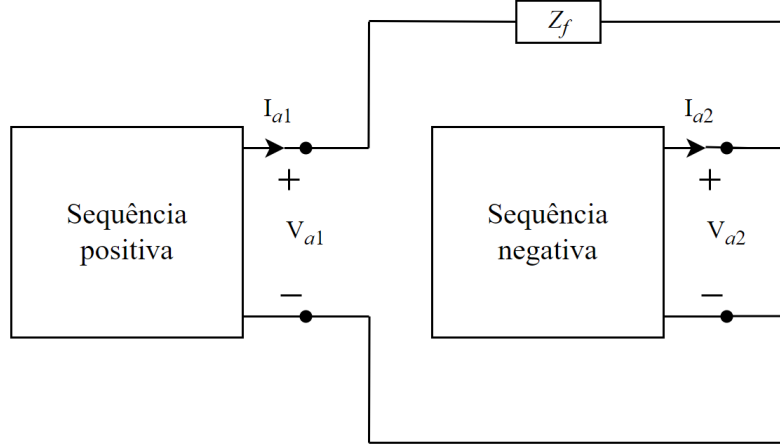
$$\vec{I}_1 = -\vec{I}_2 \quad (50)$$

$$\vec{V}_1 - \vec{V}_2 = \vec{Z}_f\vec{I}_1 \quad (51)$$

estabelecem as condições no domínio de sequência que definem um curto-circuito bifásico.

Para satisfazer as condições impostas pelas eq. 49 a 51, as redes de seqüência positiva e negativa devem ser ligadas em paralelo no ponto de falta através da impedância de falta, como mostrado na Figura 6.

Figura 6 – Ligação das redes de seqüência para um curto-circuito bifásico.



Fonte: Adaptado de (KINDERMANN, 1997).

Substituindo-se a condição de fase da eq. 39 pela sua respectiva componente de seqüência, tem-se que

$$\vec{V}_b - \vec{V}_c = (a^2 - a)(\vec{V}_1 - \vec{V}_2) = \vec{Z}_f \vec{I}_b \quad (52)$$

Como foi demonstrado, as redes de seqüência para um curto-circuito bifásico estão ligadas em paralelo. Desta forma, para determinar-se as correntes de seqüência em função das impedâncias de seqüência e da tensão pode-se escrever

$$(a^2 - a)(\vec{E} - (\vec{Z}_1 + \vec{Z}_2)\vec{I}_1) = \vec{Z}_f \vec{I}_b \quad (53)$$

Substituindo \vec{I}_b por sua respectiva componente de seqüência tem-se a expressão

$$\vec{E} - (\vec{Z}_1 + \vec{Z}_2)\vec{I}_1 = \vec{Z}_f \frac{3\vec{I}_1}{(a - a^2)(a^2 - a)} \quad (54)$$

desde que $(a - a^2)(a^2 - a) = 3$, a corrente de seqüência para uma *falta bifásica* entre as fases *b* e *c* é dada por

$$\vec{I}_1 = -\vec{I}_2 = \frac{\vec{E}}{\vec{Z}_1 + \vec{Z}_2 + \vec{Z}_f} \quad (55)$$

As correntes de fase serão dadas por

$$\begin{bmatrix} \vec{I}_a \\ \vec{I}_b \\ \vec{I}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{0} \\ \vec{I}_1 \\ -\vec{I}_1 \end{bmatrix} \quad (56)$$

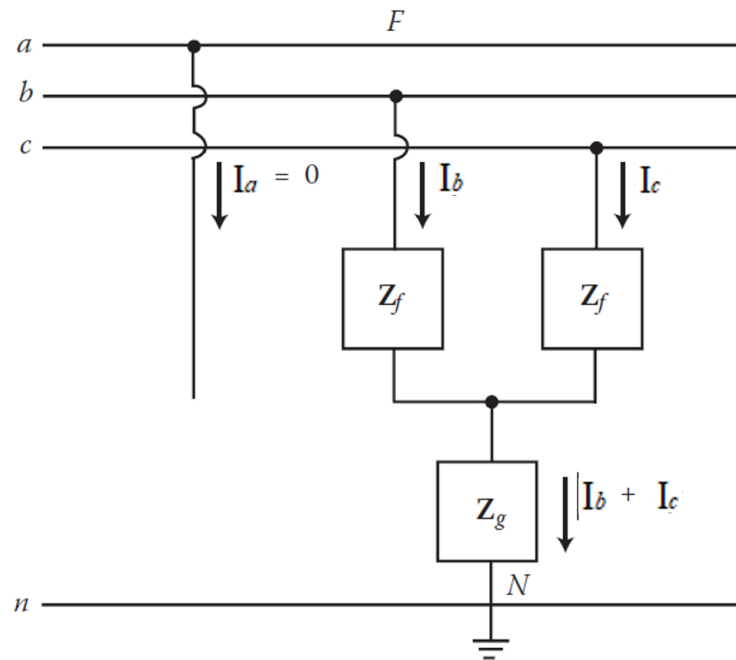
Uma vez que as tensões de sequência são conhecidas, determina-se as tensões de fase através da expressão

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_a \\ \vec{V}_b \\ \vec{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{0} \\ \vec{V}_1 \\ \vec{V}_2 \end{bmatrix} \quad (57)$$

2.1.4.3 Curto-Circuito Bifásico-terra

Seja o sistema trifásico apresentado parcialmente na Figura 7

Figura 7 – Curto-circuito bifásico-terra.



Fonte: Adaptado de (GÖNEN, 2013).

Suponha que ocorre um curto-circuito bifásico entre as *fases b e c* desse sistema, a qual pode ocorrer através de uma impedância de falta Z_f entre as fases, e através de uma impedância Z_g entre as fases e a terra, a qual pode ser zero ou infinito. Para esta condição, as seguintes condições no domínio de fase descrevem o circuito

$$\vec{I}_a = 0 \quad (58)$$

$$\vec{V}_b = (\vec{Z}_f + \vec{Z}_g)\vec{I}_b + \vec{Z}_g\vec{I}_c \quad (59)$$

$$\vec{V}_c = (\vec{Z}_f + \vec{Z}_g)\vec{I}_c + \vec{Z}_g\vec{I}_b \quad (60)$$

Se Z_f e Z_g são iguais a zero, então $\vec{V}_c = \vec{V}_b = 0$ e $\vec{I}_b = -\vec{I}_c$.

Sabe-se que $\vec{I}_a = \vec{I}_{a1} + \vec{I}_{a2} + \vec{I}_{a0}$, e pela condição de defeito $\vec{I}_a = 0$, então para satisfazer a eq. 58, tem-se que

$$\vec{I}_a = \vec{I}_0^a + \vec{I}_1^a + \vec{I}_2^a \quad (61)$$

ou, de forma analítica

$$\vec{V}_0 + a^2\vec{V}_1 + a\vec{V}_2 = \vec{V}_0 + a\vec{V}_1 + a^2\vec{V}_2 \quad (62)$$

Simplificando-se a expressão 62 tem-se que

$$\vec{V}_0 = \vec{V}_1 = \vec{V}_2 \quad (63)$$

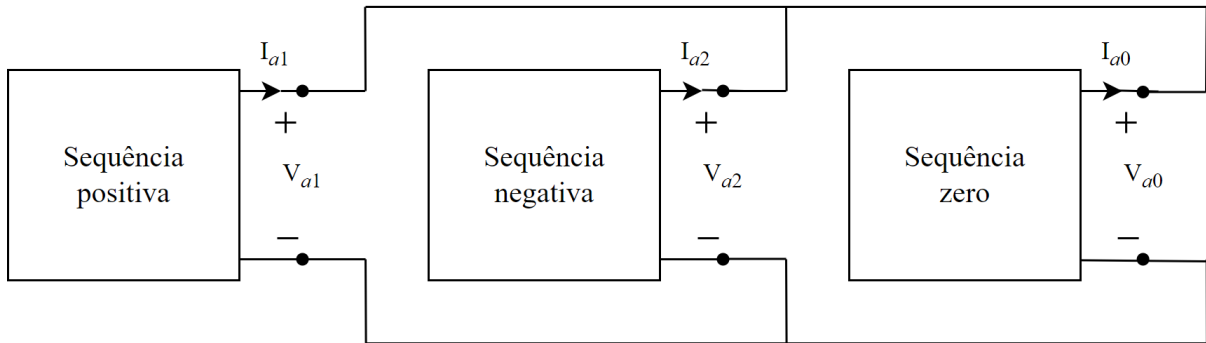
Portanto, as condições no domínio de seqüência são as seguintes

$$\vec{I}_0 + \vec{I}_1 + \vec{I}_2 = 0 \quad (64)$$

$$\vec{V}_0 = \vec{V}_1 = \vec{V}_2 \quad (65)$$

As eq. 64 e 65 são satisfeitas quando as redes de seqüência positiva, negativa e zero são ligadas em paralelo no ponto de falta. Caso exista a impedância de falta, ela é incluída em série na forma de $3\vec{Z}_f$ com a rede de seqüência zero. A Figura 8 mostra as ligações dos diagramas de seqüência e suas respectivas grandezas.

Figura 8 – Ligação das redes de seqüência para um curto-circuito bifásico terra.



Fonte: Adaptado de (KINDERMANN, 1997).

Analisando a Figura 8, pode-se determinar a corrente de seqüência positiva como

$$\vec{I}_1 = \frac{E}{\vec{Z}_1} \left(\frac{\vec{Z}_2 \vec{Z}_0}{\vec{Z}_2 + \vec{Z}_0} \right) \quad (66)$$

Usando a divisão de corrente no circuito da Figura 8, as respectivas corrente de seqüência negativa e zero são dadas por

$$\vec{I}_2 = -\vec{I}_1 \frac{\vec{Z}_0}{\vec{Z}_2 + \vec{Z}_0} \quad (67)$$

$$\vec{I}_0 = -\vec{I}_1 \frac{\vec{Z}_2}{\vec{Z}_2 + \vec{Z}_0} \quad (68)$$

As correntes de falta no domínio de sequência podem ser transformadas para o domínio de fase através da aplicação da matriz de Transformação de Fortescue, usando a expressão

$$\begin{bmatrix} \vec{I}_a \\ \vec{I}_b \\ \vec{I}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{I}_1 \\ -\vec{I}_2 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (69)$$

2.2 Topologias de subestações

2.2.1 Barramentos

Um dos principais elementos em uma subestação são os barramentos, os quais podem ser rígidos (tubos), mostrado na figura 9 ou flexíveis (condutores), ilustrados na figura 10.

Figura 9 – Exemplos de barramento rígido.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 10 – Exemplos de barramento flexíveis.



Fonte: (LEMOS, 2020).

Os barramentos possuem a função de receber a conexão das linhas de transmissão e de distribuição, incluindo a interligação destes circuitos com os transformadores através de arranjos topológicos constituídos de chaves e disjuntores.

O barramento principal de uma SE (Subestação de Energia) concentra uma grande quantidade de potência e costuma possuir várias derivações para atendimento dos circuitos de saída (alimentam as cargas). Esta situação torna o arranjo de barramentos de uma subestação de elevada importância para a confiabilidade e segurança do sistema.

Embora os barramentos de uma subestação desabrigada estejam expostos ao meio ambiente, e muitas vezes apresentem uma grande área, as falhas nos barramentos não são frequentes, e estatisticamente representam aproximadamente 10% das faltas num sistema de potência. As principais falhas em barramentos ocorrem devido aos fenômenos de *flashover*, seguido de falha nos disjuntores (LEMOS, 2020).

As causas de defeitos nos barramentos normalmente têm a seguinte origem (LEMOS, 2020):

- Rompimento da isolamento devido a danos de natureza elétrica ou mecânica.
- O rompimento da isolamento tem como origem o envelhecimento natural do dielétrico ou mais comumente, as sobretensões prolongadas ou as sobretensões de origem atmosférica.
- Objetos estranhos, muitas vezes caídos ou jogados sobre os barramentos.
- Esquecimento da retirada dos cabos de aterramento, após os serviços de manutenção.

- Esquecimento de ferramentas de trabalho sobre os barramentos.
- Falhas nos dispositivos de bloqueio das chaves de aterramento utilizadas nos serviços de manutenção.
- Falhas nos dispositivos de bloqueio das chaves de aterramento utilizadas nos serviços de manutenção.
- Falhas ou inexistência de um Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA).
- Presença de répteis sobre os barramentos, tais como cobras e similares.
- Contaminação de poluentes ambientais, tais como maresia, poeira de resíduos industriais etc.

2.2.2 Esquema de manobras de Subestações

Quando um sistema elétrico é analisado topologicamente como NÓ (barra) - RAMO (LT e TR), como a modelagem de sequência positiva para análise de fluxo de potência, uma subestação é representada por uma barra. Entretanto, essa barra é o equivalente de um conjunto de equipamentos presentes em uma subestação (barramentos, chaves, disjuntores, TC, TP, etc), que em função do tipo de estudo, são equivalentados em uma "entidade" topológica chamada de "barra".

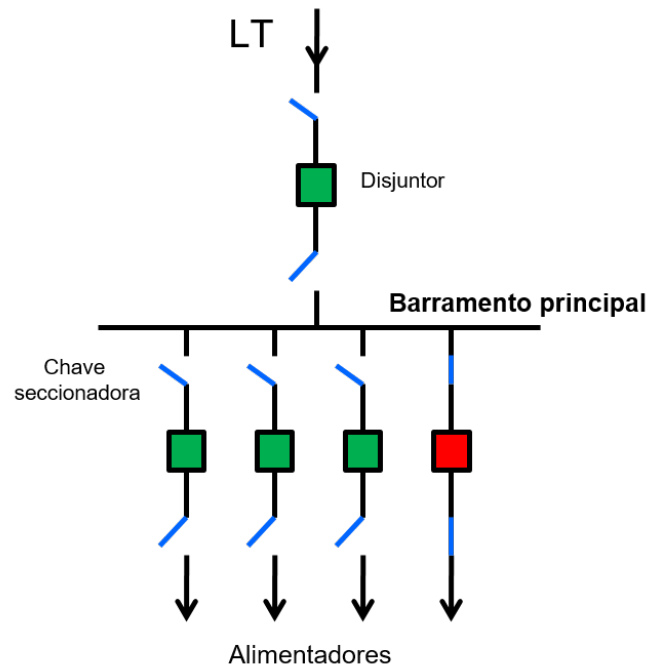
Quando se deseja analisar a proteção de barramentos, deve-se apresentar a configuração chamada de CHAVE-DISJUNTOR, que detalha a topologia dos barramentos, chaves, disjuntores e equipamentos de proteção e controle da subestação. Isto é chamado de Esquema de Manobra (LEMOS, 2020).

Existem diferentes esquemas de manobra de subestações, utilizados a depender dos níveis de tensão, confiabilidade e custo. Cada esquema de manobra tem vantagens e desvantagens. Nas próximas seções serão apresentados alguns dos arranjos mais comuns utilizados.

2.2.2.1 Arranjo barra simples com disjuntor simples

O primeiro e mais simples dos arranjos de subestação é o esquema de barramento único mostrado na Figura 11. Este arranjo é relativamente barato, simples de construir e operar, no entanto, tem algumas desvantagens óbvias, é uma configuração onde a subestação não necessita um alto nível de confiabilidade, pois o seu funcionamento restrito pode afetar somente poucos consumidores. (ANDERSON, 1998)

Figura 11 – Arranjo barra simples com disjuntor simples



Fonte: (LEMOS, 2020).

A sua confiabilidade é baixa pois sua operação pode ser facilmente interrompida, por exemplo, caso seja necessário realizar a manutenção em algum disjuntor, o terminal inteiro fica fora de operação. Para sistemas de alta tensão este tipo de situação deve ser contornado, assim são utilizados outros tipos de arranjos para subestações onde uma maior confiabilidade é necessária.

As vantagens deste esquema de manobra são as seguintes (ANDERSON, 1998)

- Subestações de pequena potência;
- Instalações extremamente simples;
- Manobras simples, normalmente usada para ligar e desligar alimentadores;
- Custo reduzido

As desvantagens desse esquema de manobra são

- Falha no barramento ou em um disjuntor resulta no desligamento da subestação;
- A ampliação do barramento não pode ser realizada sem a completa desenergização da subestação;
- Pode ser usado apenas quando cargas possam ser interrompidas ou tenha-se outras fontes durante uma interrupção;

- A manutenção do disjuntor do circuito interrompe totalmente o fornecimento de energia para o circuito.

2.2.2.2 Arranjo barra principal e transferência

O arranjo de barramento principal e barramento de transferência de uma subestação de energia é mostrado na Figura 12. O barramento de transferência se conecta com o barramento principal por meio de um disjuntor, comumente chamado de interbarras, que em condições normais de operação está permanentemente “aberto”. Caso seja necessário realizar a manutenção de qualquer um dos disjuntores sem afetar a carga e nem a referida proteção do elemento, pode-se “fechar” o disjuntor de transferência energizando o barramento de transferência. Em seguida, fecha-se a chave seccionadora instalada em paralelo ao disjuntor que se quer retirar de operação desconectando-o, abrindo, na sequência, as chaves seccionadoras a jusante e a montante associadas ao disjuntor, podendo ser retirado o disjuntor, assim o sistema é ligado ao barramento principal através do barramento de transferência. (MAMEDE; MAMEDE, 2013)

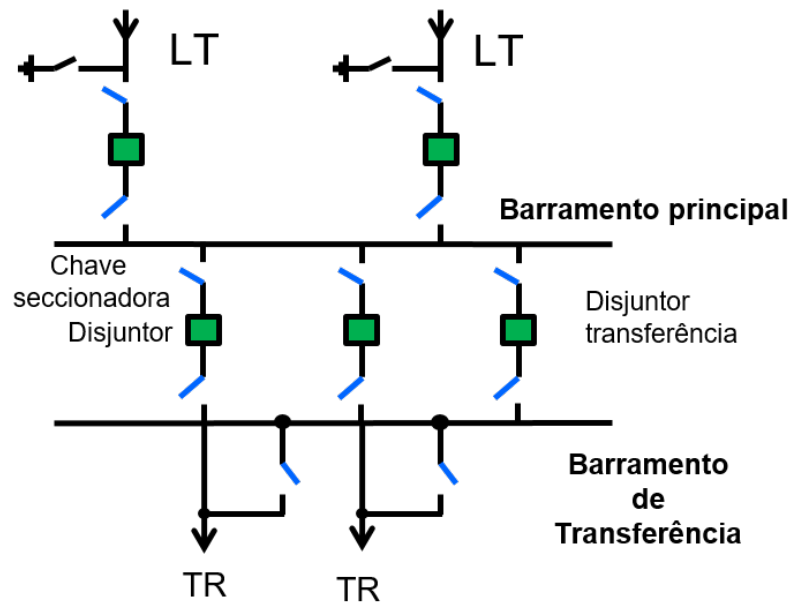
As vantagens deste esquema de manobra são as seguintes (ANDERSON, 1998)

- Custo inicial e final baixo;
- Equipamentos podem ser adicionados e/ou retirados à barra de transferência sem maiores dificuldades;
- Qualquer disjuntor pode ser retirado de serviço para manutenção sem perda da proteção.

As desvantagens desse esquema de manobra são as seguintes

- Requer um disjuntor a mais para interligação dos barramentos;
- A transferência de carga pode ser um pouco complicado para remover um disjuntor para manutenção se não automatizado;
- O relé de proteção para o disjuntor de barramento que interliga as barras pode ser complicado, pois deve ser capaz de substituir qualquer disjuntor;
- Uma falta no barramento principal ou falha de disjuntor deixa toda a subestação fora de serviço até que a falta ou falha seja isolada.

Figura 12 – Arranjo barra principal e transferência

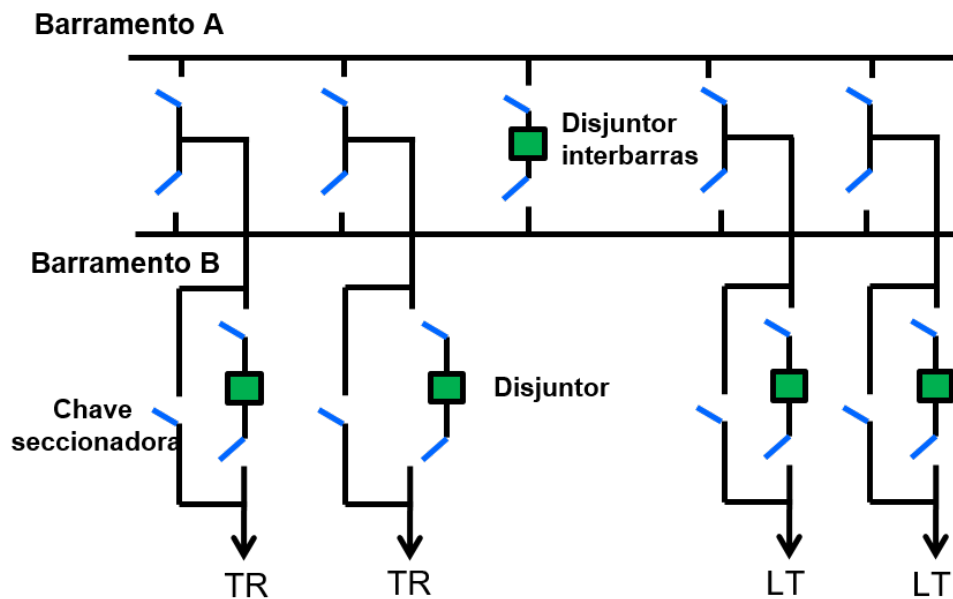


Fonte: Adaptado de (LEMOS, 2020).

2.2.2.3 Arranjo barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves

Este arranjo da subestação de energia também utiliza dois barramentos, com um disjuntor que os interliga (interbarras), cada circuito contém um disjuntor associado ao seu funcionamento. A sua grande diferença para o arranjo barra principal e transferência está no número de chaves seccionadoras, são cinco seccionadoras em comparação à três seccionadoras do arranjo barra principal e transferência. O arranjo conta com uma flexibilidade maior, assim o transformador, a linha, ou outro elemento, pode estar conectado no barramento A ou no barramento B (ANDERSON, 1998).

Figura 13 – Arranjo barra dupla com cinco chaves



Fonte: Adaptado de (LEMOS, 2020).

As vantagens deste esquema de manobra são as seguintes (ANDERSON, 1998)

- Permite flexibilidade com ambas as barras em operação.
- Aumento da continuidade do fornecimento;
- Facilidade de transferência dos circuitos de um barramento para outro com o uso de um único disjuntor de transferência e manobras com chaves;
- A falta em um dos barramentos não interrompe o funcionamento do barramento, pois os seus elementos podem ser transferidos para o outro barramento.

As desvantagens desse esquema de manobra são as seguintes:

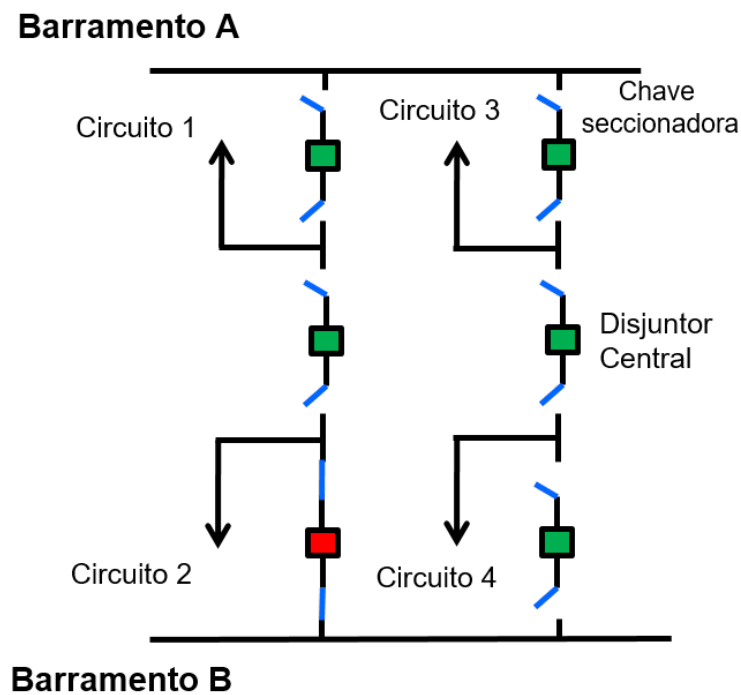
- Requer um disjuntor a mais para interligação dos barramentos;
- Requer cinco chaves seccionadoras por cada circuito;
- A transferência de carga pode ser um pouco complicado para remover um disjuntor para manutenção;
- A proteção do barramento pode causar a perda da SE quando esta operando com todos os circuitos num único barramento;
- A falha de disjuntor que interliga os barramentos (interbarras) pode deixar toda a subestação fora de serviço até que a falta ou falha seja isolada.

Neste esquema de manobra, assim como o esquema de barra principal e transferência, somente pode ser realizada a transferência de um circuito por vez, pois a transferência de mais de um circuito acarretaria em uma perda dos dois circuitos transferidos no caso de uma falha ou falta em qualquer um deles, devido a falta de disjuntor que interliga ambos.

2.2.2.4 Arranjo barra dupla com disjuntor e meio

O esquema de manobra é chamado de disjuntor e meio, porque a cada dois circuitos são utilizados três disjuntores, um disjuntor de cada circuito que interliga eles a um dos barramentos e um disjuntor central que interliga os dois circuitos, a figura 14 demonstra este esquema de manobra.

Figura 14 – Arranjo barra dupla com disjuntor e meio



Fonte: Adaptado de (LEMOS, 2020).

As vantagens deste esquema são as seguintes (ANDERSON, 1998):

- Maior flexibilidade de manobra;
- Rápida recomposição;
- Falha nos disjuntores adjacentes às barras retiram apenas um circuito de serviço;
- Chaveamento independente por disjuntor;
- Manobras simples com relação ao chaveamento;

- Qualquer uma das barras poderá ser retirada de serviço a qualquer tempo para manutenção;
- Falha num dos barramentos não retira circuitos de serviço;

As desvantagens deste arranjo são as seguintes:

- Um e meio disjuntor por circuito;
- Cada circuito obriga a operação de dois disjuntores;
- Todos os disjuntores intermediários devem suportar metade da demanda da SE;

Existem outros arranjos utilizados que não serão citados neste trabalho, como o arranjo barramento duplo com disjuntor simples a quatro chaves, que é uma alternativa ao arranjo de barramento duplo com cinco chaves, porém com uma confiabilidade menor, pelo motivo que somente um dos barramentos pode funcionar como barramento de transferência (usualmente o Barramento B), ao contrário do barramento duplo com cinco chaves que qualquer um dos barramentos pode funcionar como transferência.

O arranjo barra dupla com quatro chaves é utilizado pelo ONS para o nível tensão igual a 230 kV, para tensões igual ou superiores a 345 kV, o ONS recomenda a utilização de arranjo barra dupla com disjuntor e meio, que apresenta maior confiabilidade. (ONS, 2022a)

2.3 Proteção do Sistema Elétrico

O sistema de potência necessita de requisitos básicos de proteção para operar com confiabilidade e segurança: seletividade, zonas de atuação, velocidade, sensibilidade e automação (MAMEDE; MAMEDE, 2013). A estes atributos, deve-se acrescentar a questão de segurança cibernética, quando existe um alto grau de digitalização e comunicação remota entre a subestação e centros de operação.

Algumas definições são importantes no contexto do estudo de proteção para permitir um correto entendimento, entre os quais:

- **Sistema de proteção**

É o arranjo completo dos equipamentos de proteção e controle, e outros dispositivos, necessários para manter a integridade dos equipamentos e/ou do sistema baseados em uma ou mais funções de proteção (IEC 60255-20).

- **Equipamentos de proteção**

É o conjunto de dispositivos necessários para realizar uma função de proteção, tais como, relés e fusíveis. Não são enquadrados nesta definição TC, TP, chaves, disjuntores, etc.

- **Esquema de proteção**

Conjunto de equipamentos de proteção que executam uma função definida. Inclui todos os equipamentos que devem fazer parte deste esquema de proteção, tais como relés, disjuntores, contadoras, baterias, TC, TP, etc.

O Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) define um relé de proteção como “um dispositivo cuja função é detectar falhas em linhas, aparelhos ou outras condições anormais ou perigosas do sistema de potência e para iniciar as ações de controle apropriadas” (IEEE, 2001).

Os esquemas de proteção são projetados para eliminar a falta dentro de faixas de tempo, que variam 5 a 20 ciclos do sistema, sendo esse tempo menor quanto mais elevada for a tensão de operação, podendo chegar a 3 ciclos em sistemas de ultra alta tensão (GLOVER; OVERBYE; SARMA, 2017).

A figura 15 apresenta os tempos de eliminação de falta recomendados pelos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS).

Figura 15 – Tempo de eliminação de faltas.

Tensão (kV)	Tempo de eliminação de faltas (ms)	
	Sem falha de disjuntor	Com falha de disjuntor
765	80	200
525 e 500	100	250
440	100	250
345	100	400
230	150	500
138	150	500
138 ⁽¹⁾	450	750
88 ⁽¹⁾	450	750
69 ⁽¹⁾	800	1000

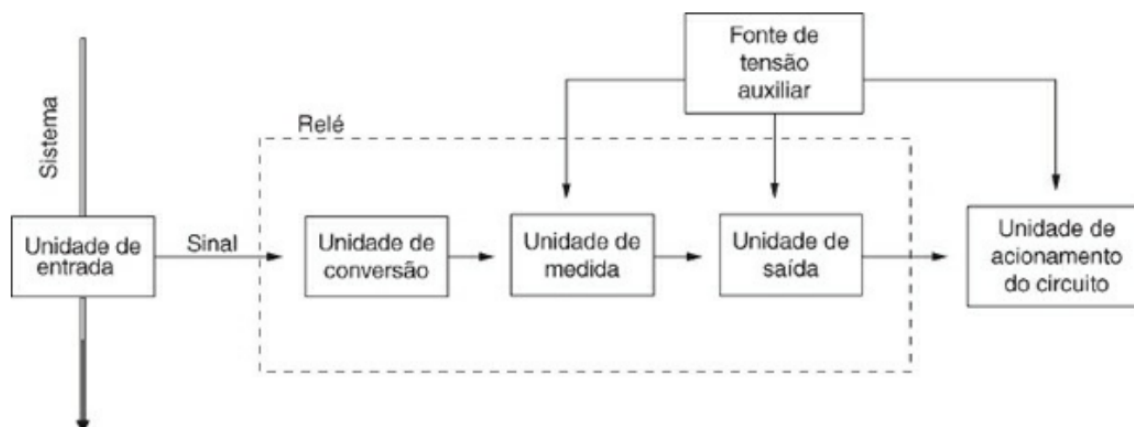
(1) sem teleproteção

Fonte: (ONS, 2022a).

As subestações são conjuntos, em dois ou mais níveis de tensão, de transformadores, pátios de manobra e subcomponentes do sistema de energia onde as linhas de transmissão, linhas de distribuição e circuitos de geradores são reunidos com a finalidade de transmitir ou distribuir, o fluxo de potência de um nível de tensão para outro. (SLEVA, 2017).

A Figura 16 demonstra o esquema básico de funcionamento de um relé de proteção onde a unidade de entrada representa os equipamentos que recebem as informações, tais como transformadores de corrente (TC) e transformadores de potencial (TP ou DCP) que enviam as informações à unidade de conversão do relé de proteção. As unidades de entrada também oferecem isolamento elétrico entre o sistema e os dispositivos de proteção, evitando que tensões e correntes elevadas sejam conduzidas a esses dispositivos. A unidade de conversão de sinal é o elemento interno aos relés que recebe os sinais dos transformadores de corrente e de potencial e os transforma em sinais com modulação adequada ao nível de funcionamento dos relés. A unidade de conversão é própria da proteção com relés secundários. Na proteção com relés primários não existe a unidade de conversão, já que a corrente e/ou a tensão da rede são aplicadas diretamente sobre a unidade de disparo do disjuntor (MAMEDE; MAMEDE, 2013).

Figura 16 – Esquema básico de funcionamento de um relé de proteção.



Fonte: (MAMEDE; MAMEDE, 2013).

A unidade de medida compara as suas características (módulos da corrente e tensão, ângulo de fase, frequência etc.) com os valores que foram previamente armazenados nela e tidos como referência de operação. Caso os sinais de entrada apresentem valores superiores aos valores previamente ajustados, a unidade de medida envia um sinal à unidade de saída. A fonte de tensão auxiliar é a unidade que fornece energia às unidades de medida para processar as informações e à unidade de saída. Também fornece energia à unidade de acionamento, às vezes constituída por uma pequena bobina que aciona um contato auxiliar. Em geral, a fonte auxiliar é constituída por um banco de baterias, com a finalidade de manter o relé em operação mesmo com a falta de energia do serviço auxiliar. Em alguns dispositivos de proteção, a fonte auxiliar pode ser constituída por um circuito interno que converte a corrente que chega da unidade de entrada numa pequena tensão através da queda de tensão propiciada por um resistor instalado internamente ao dispositivo de proteção.

A unidade de saída pode ser constituída por uma pequena bobina acionando um contato auxiliar, uma chave semicondutora ou um sinal de comunicação de rede e a unidade de acionamento que é responsável pela desconexão do sistema que pode ser um disjuntor ou um interruptor. (MAMEDE; MAMEDE, 2013).

As redes de energia elétrica em todo o mundo estão passando por uma mudança significativa no mix de geração, de máquinas rotativas CA síncronas a tecnologias de recursos baseadas em inversores. O planejamento convencional e as práticas operacionais estão se adaptando aos benefícios e desafios que esses recursos trazem a confiabilidade do sistema de potência (FOX *et al.*, 2014). Um problema que é cada vez mais aparente devido a inserção dos elevados recursos que utilizam inversores, como a geração eólica e solar fotovoltaica (PV), são os efeitos sobre as correntes de curto-circuito. Uma dessas consequências é o efeito na coordenação de proteção sistêmica, uma vez que durante uma falta a proteção dos próprios inversores atuam extremamente rápida (poucos ciclos), muitas vezes inviabilizando esquemas de coordenação (JONES; POURBEIK, 2018). Diferentemente da geração que utiliza inversores para conexão a rede, as máquinas síncronas conectadas diretamente na rede são capazes de fornecer uma quantidade significativa de corrente para o sistema de potência durante condições de faltas. Muitos sistemas de proteção do sistema de transmissão são projetados com este conceito em mente e dependem da corrente de falta para diferenciar entre as condições de falta e condições normais de operação.

2.3.1 Relé diferencial de corrente (87)

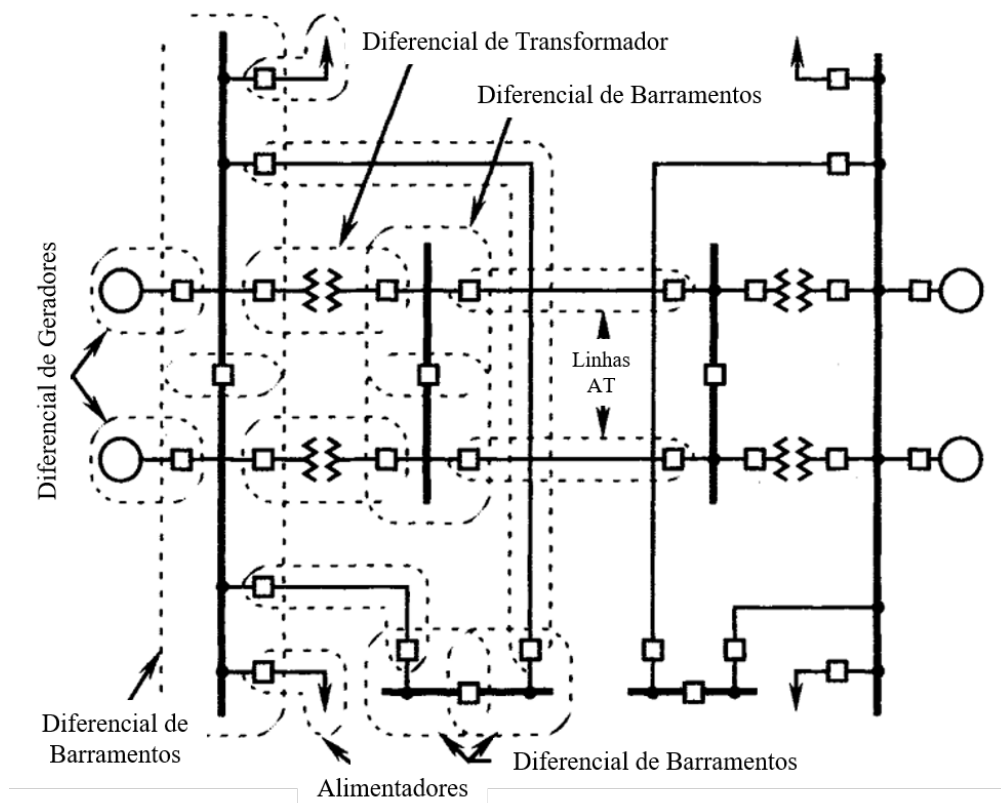
A presença de relés de proteção é essencial no funcionamento dos sistemas elétricos, sendo sua operação diretamente dependente da filosofia e dos tipos comercialmente disponíveis. Assim, há a necessidade de uma evolução contínua para que possam ser atendidas as necessidades operacionais do sistema, com a finalidade de aumentar a confiabilidade e reduzir os prejuízos causados por problemas que ocorrem na rede elétrica.

Os relés são equipamentos existentes há várias décadas e podem ser, construtivamente, eletromecânicos, eletrônicos ou digitais.

As funções de proteção e manobra são caracterizados por um código numérico (Código ANSI) que indica o tipo de proteção a que se destina um relé. Um relé pode ser fabricado para atuar somente na ocorrência de um determinado tipo de evento, respondendo a esse evento de uma única forma. Um exemplo é o relé de sobrecorrente instantâneo do tipo indução, constituído apenas de uma unidade instantânea (função 50). Nesse caso, diz-se que o relé é monofunção. Outros relés, no entanto, são fabricados para atuar na ocorrência de vários tipos de evento, respondendo a esses eventos de duas ou mais formas. Um exemplo é o relé de sobrecorrente, constituído de uma unidade instantânea (função 50) e uma unidade temporizada (função 51), incorporando uma unidade de subtensão e outra de sobretensão. Nesse caso, diz-se que o relé é multifunção (MAMEDE; MAMEDE, 2013).

O relé diferencial de corrente é aquele, que por seu projeto ou aplicação, se destina a responder à diferença entre as grandezas elétricas de entrada e saída associadas com um dispositivo de proteção. A Figura 17 representa uma típica aplicação dos relés de proteção diferencial, de forma individual, para proteção de barras, gerador, transformadores e linhas de transmissão (ANDERSON, 1998).

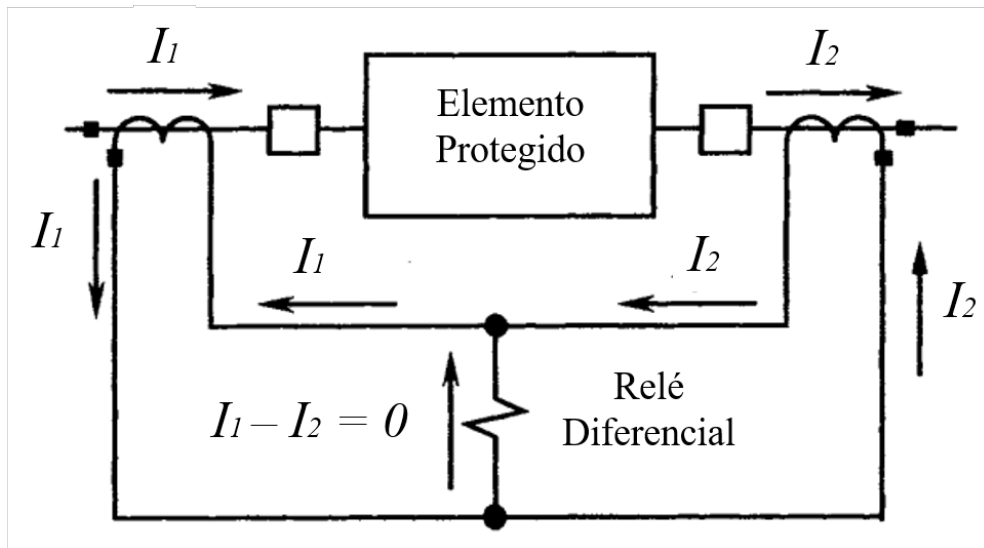
Figura 17 – Zonas de proteção típicas de um sistema de potência



Fonte: Adaptado de (ANDERSON, 1998).

O relé diferencial utiliza as medições de dois ou mais pontos da rede como meio de determinar a presença de uma falha na região definida, eles calculam a diferença entre as correntes em dois pontos, ou mais, diferentes de medição. Uma conexão típica é mostrada na Figura 18. Como não há falha no elemento protegido, a corrente que entra nesse elemento é exatamente a mesma que a corrente que sai e a diferença de corrente, que flui através do relé, é zero. O elemento protegido pode ser uma linha, barra, transformador ou aparelho que possui terminais conforme mostrado tal que as correntes que entram (ou saem) do dispositivo podem ser medidas. O relé, portanto, é um dispositivo diferencial de corrente.

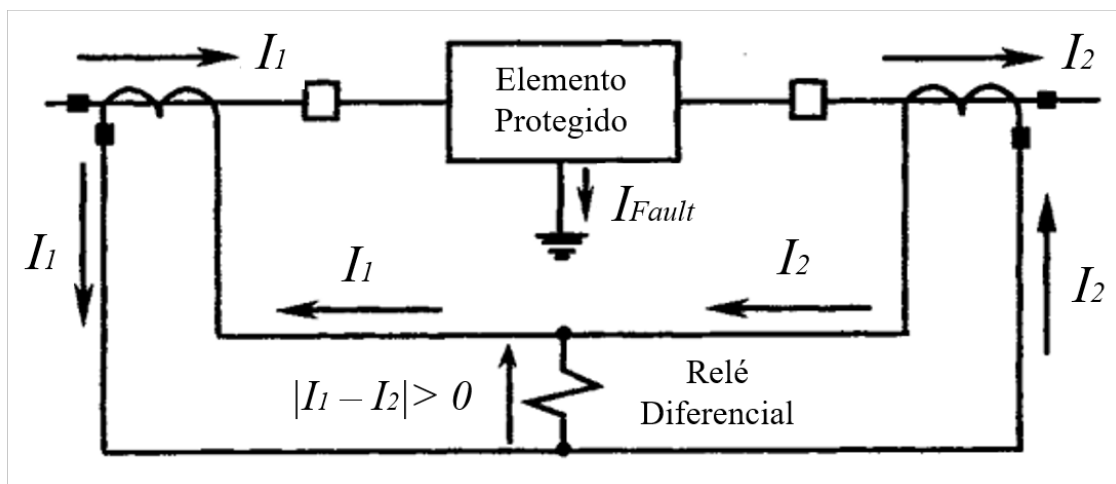
Figura 18 – Típica conexão de um relé diferencial sem falta interna



Fonte: Adaptado de (ANDERSON, 1998).

O princípio do relé diferencial de corrente é baseado na lei das correntes de Kirchhoff, que afirma que a soma das correntes que entram em um ponto deve ser zero. Para o dispositivo retratado em Figura 18, as correntes que entram nos dois terminais devem ser zero, a menos que haja um falta, caso em que a corrente da rede deve fluir para o ponto de falta, conforme mostrado na Figura 19. (ANDERSON, 1998)

Figura 19 – Típica conexão de um relé diferencial com falta interna



Fonte: Adaptado de (ANDERSON, 1998).

Os relés diferenciais são a mais importante forma de proteção de transformadores de potência, barramentos e geradores. Esses podem estar submetidos a diferentes condições operacionais que, muitas vezes, propiciam desligamentos indesejados do disjuntor pela função diferencial de corrente como

- Correntes de magnetização transitória do transformador.
- Defasamentos angulares.
- Saturação dos transformadores de corrente.
- Diferenças de corrente em função dos erros introduzidos pelos transformadores de corrente.
- Diferenças de correntes no circuito de conexão do relé em função dos tapes do transformador de potência.

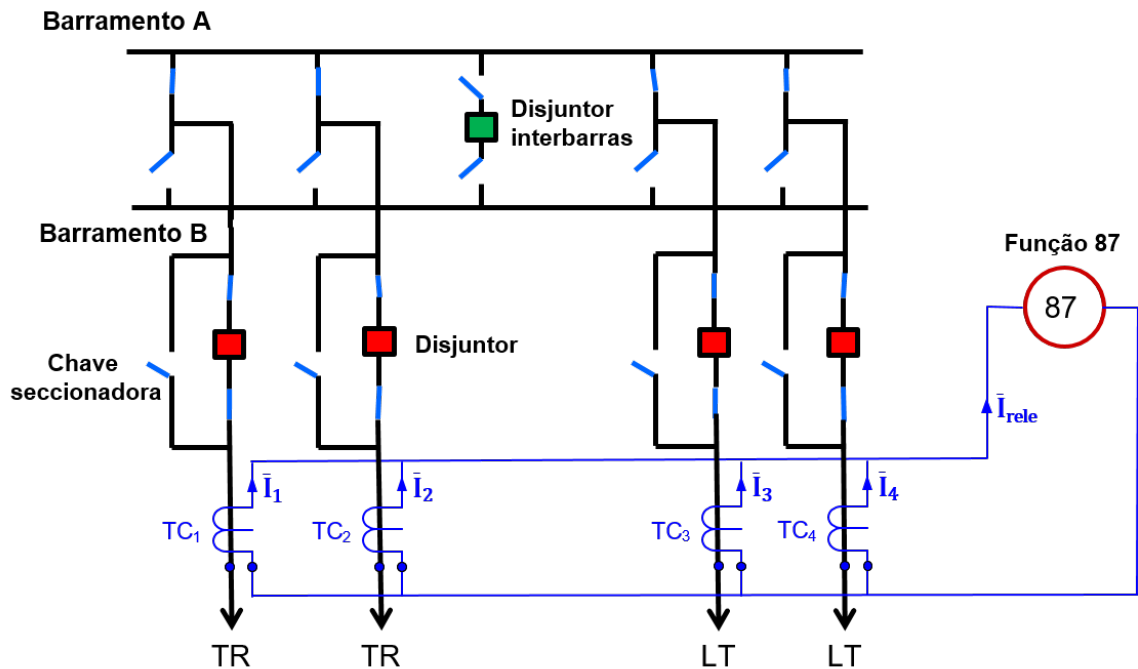
A proteção diferencial não é sensibilizada pelas correntes de defeito resultantes de falhas ocorridas fora da zona protegida, porém é sensível à corrente de energização do transformador. O ajuste do relé deve evitar saídas intempestivas do disjuntor para essa condição. Além disso, o relé diferencial pode atuar devido aos erros inerentes aos transformadores de corrente instalados nos lados primários e secundários que comparam as correntes que entram e saem dos seus terminais. Caso haja uma diferença entre essas correntes, superior a um determinado valor ajustado, o relé é sensibilizado, enviando ao disjuntor o sinal de disparo (MAMEDE; MAMEDE, 2013). Uma das aplicações da proteção diferencial é a proteção de barramentos de subestações.

2.3.2 Proteção de Barramentos de Subestações

Uma das aplicações do cálculo de curto-circuito utilizando detalhamento de arranjo de barramentos é o auxílio no estudo da proteção diferencial de barra. Ela se fundamenta na 1ª lei de Kirchhoff, a qual estabelece que a soma algébrica das correntes que convergem em uma barra é nula.

Durante a operação normal de um barramento não ocorre a operação da proteção diferencial dos barramentos, isto pode ser observado tomando como exemplo o funcionamento do arranjo barra dupla com cinco chaves da Figura 20.

Figura 20 – Barramento em operação normal com relé de proteção diferencial



Fonte: adaptado de (KINDERMANN, 2008).

Uma vez que não há curto-circuito nos barramentos internos da subestação, note que uma ou mais correntes devem ter seu sinal invertido, para satisfazer a Lei das Correntes de Kirchhoff, que pode ser, por exemplo, as Linhas de Transmissão.

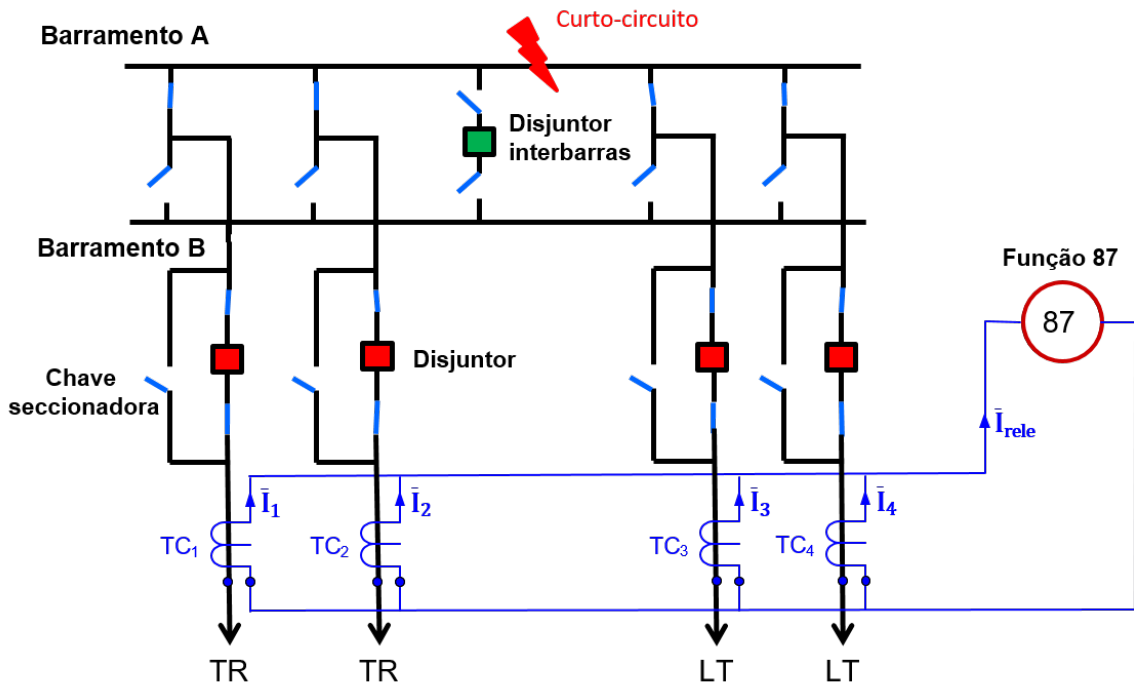
Nota-se que para esta condição de operação, a distribuição de correntes no arranjo de proteção resulta em

$$I_{rele} = \vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3 + \vec{I}_4 = \sum_{j=1}^n I_j = 0A \quad (70)$$

Para esta condição, o Relé **não opera**.

Considerando a ocorrência de uma falta no barramento A da figura 20, as correntes que fluem nas linhas de transmissão devem ter os sentido da corrente ajustados para manter a 1ª Lei de Kirchhoff. A figura 21 ilustra o curto circuito no barramento A.

Figura 21 – Barramento com falta no barramento A com relé de proteção diferencial



Fonte: adaptado de (KINDERMANN, 2008).

A distribuição de correntes no arranjo de proteção, com curto-circuito, resulta em

$$I_{rele} = \vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3 + \vec{I}_4 = \sum_{j=1}^n I_j \neq 0A \quad (71)$$

Observe que nesta condição todas as correntes estão entrando em direção ao barramento, uma vez que há um curto-circuito interno. Para esta condição, o Relé **opera**, pois

$$I_{rele} = I_{cc_na_barra} > I_{ajuste} \quad (72)$$

Assim o relé de proteção envia o sinal para a abertura de todos os disjuntores fechados (coloração vermelha) da figura 21.

Atualmente com o avanço nas tecnologias dos relés de proteção a proteção dos barramentos é realizado individualmente em cada barramento (A e B), zona A e B, isto é realizado utilizando um transformador de corrente no disjuntor de interbarras, de forma que a corrente entre um barramento e outro possa ser medida para o cálculo do diferencial.

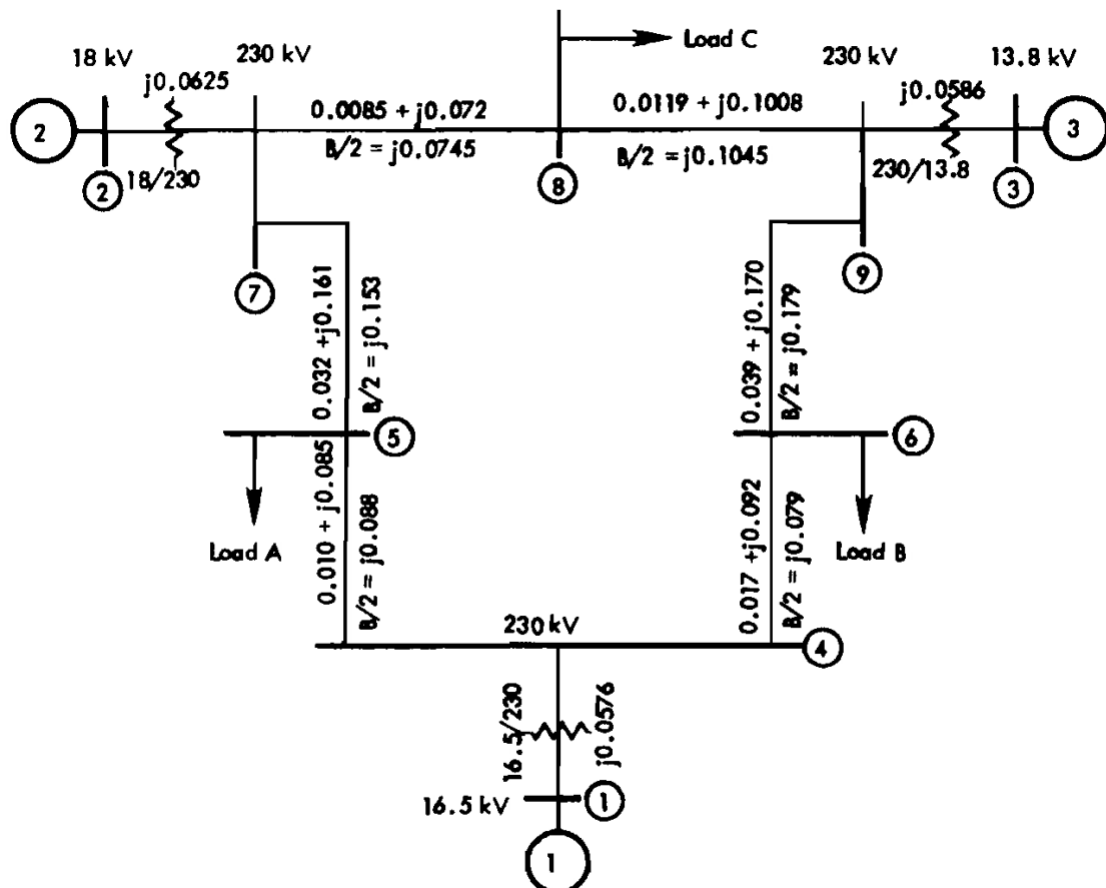
3 Metodologia

Neste Capítulo são apresentadas de forma sintética as principais etapas desenvolvidas no sistema utilizado como estudo de caso e a implementação para cálculo de curto-circuito no software POWERWORLD®.

3.1 Estudo de Caso

A metodologia utiliza um sistema exemplo de 9 barras, que contém três geradores e três cargas conforme apresentado na Figura 22. O circuito contém 4 níveis de tensões 230/18/16,5/13,8 kV.

Figura 22 – Circuito modelo do estudo de caso.



Fonte: (ANDERSON, 2002).

O sistema utilizado neste trabalho é conhecido como WSCC-IEEE 9 barras, e um maior detalhamento pode ser encontrado na referência (ANDERSON, 2002). Os dados

para os geradores do sistema estão na Tabela 1, onde os parâmetros estão em pu na base dos geradores.

Tabela 1 – Parâmetros dos geradores do sistema 9 barras

Gerador	1	2	3
Potência [MVA]	247,5	192,0	128,0
Tensão [kV]	16,5	18,0	13,8
x_d	0,1460	0,8958	1,3125
x'_d	0,0608	0,1198	0,1813
x_q	0,0969	0,8645	1,2578
x'_q	0,0969	0,1969	0,2500
x_l	0,0336	0,0521	0,0742
τ_d'	8,96	6,00	5,89
τ_x'	0	0,535	0,600

Fonte: Adaptado de (ANDERSON, 2002).

Os parâmetros das linhas de transmissão no nível de tensão 230 kV estão apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Parâmetros das linhas de transmissão (pu)

Linha de Transmissão	R_1	X_1	B_1	R_0	X_0	B_0
Barra 4-5	0,010	0,068	0,176	0,025	0,170	0,176
Barra 4-6	0,017	0,092	0,158	0,043	0,230	0,158
Barra 5-7	0,032	0,161	0,306	0,080	0,403	0,306
Barra 6-9	0,039	0,174	0,358	0,098	0,435	0,358
Barra 7-8	0,009	0,057	0,149	0,021	0,144	0,149
Barra 8-9	0,012	0,100	0,209	0,030	0,252	0,209

Fonte: Adaptado de (ANDERSON, 2002).

Os parâmetros dos transformadores e sua forma de ligação estão descritos na Tabela 3, onde os valores das impedâncias estão descritas em pu na potência base de 100 MVA.

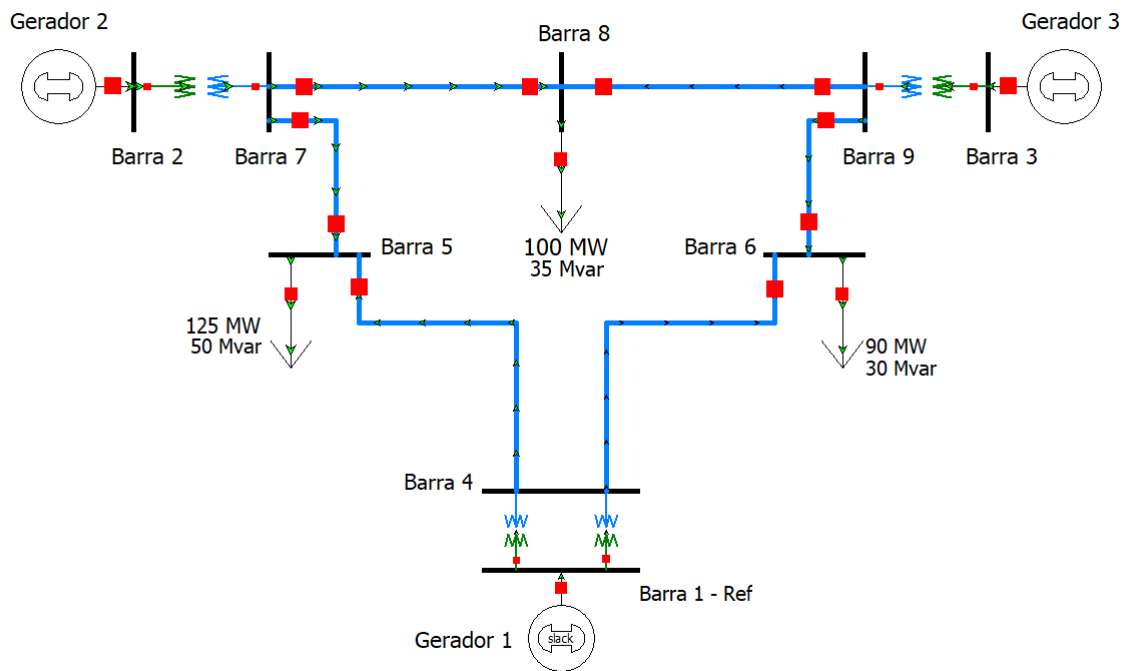
Tabela 3 – Parâmetros dos transformadores (pu)

Transformador	Tensão [kV]	X_1 [pu]	X_0 [pu]	Ligação
TR das Barra 1-4	16,5/230	0,0576	0,0576	Delta-Estrela aterrado
TR das Barra 2-7	18,0/230	0,0625	0,0625	Delta-Estrela aterrado
TR das Barra 3-9	13,8/230	0,0586	0,0586	Delta-Estrela aterrado

Fonte: Adaptado de (ANDERSON, 2002).

A Figura 23 representa o circuito modelado no software POWERWORLD®.

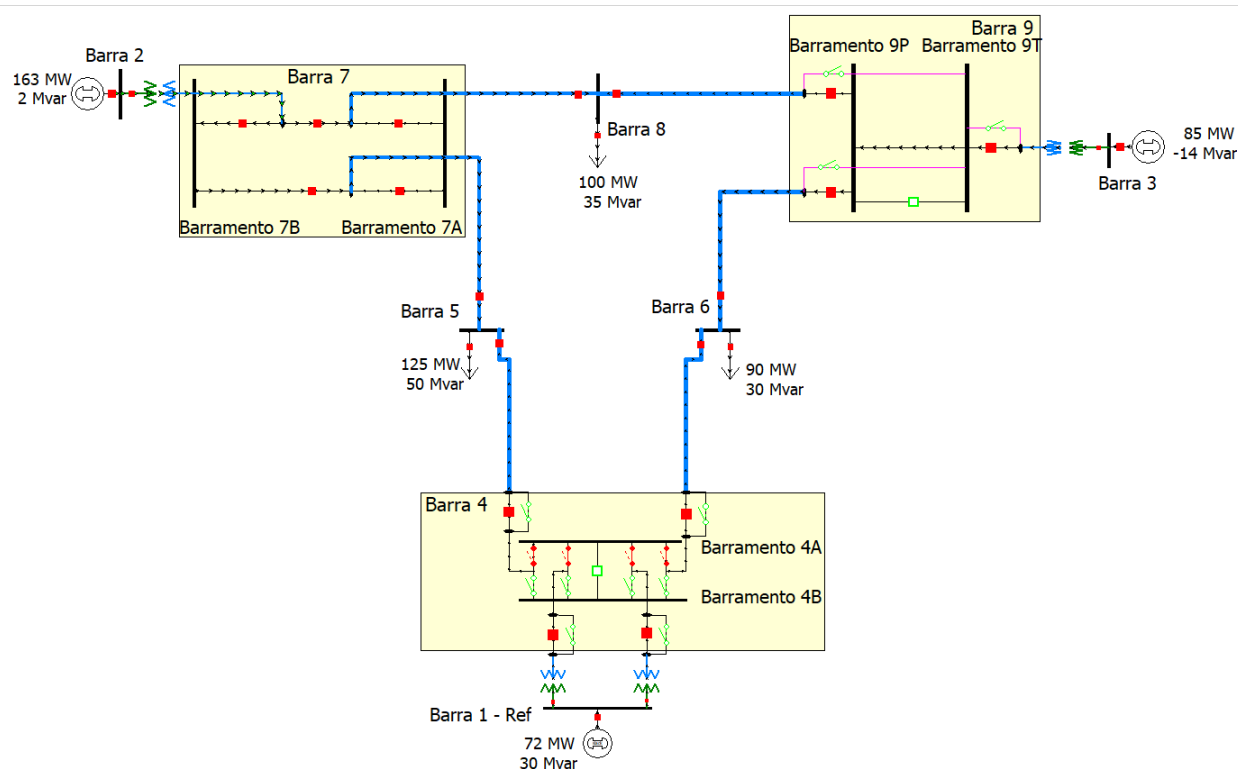
Figura 23 – Diagrama modelado no POWERWORLD®



Fonte: Autoria própria.

Após a montagem do arranjo conhecido como nó-ramo, foi realizada a modificação de três barras, para o arranjo chave-disjuntor, onde a barra 4 foi alterada para um esquema de manobra barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves, circuito comumente encontrado para o nível de tensão de 230 kV, a barra 7 foi alterada para o esquema de manobra barra dupla com disjuntor e meio e a barra 9 para arranjo de manobra barra principal e transferência. A figura 24 mostra o diagrama completo, nos esquemas de manobra da barra 4 são apresentados somente três das cinco chaves, pois duas chaves estão em série com o disjuntor e são utilizados, usualmente, para manobras de retirada do disjuntor, portanto, para efeito de simulação elas não apresentariam impactos nos dados de curto-circuito simulados.

Figura 24 – Diagrama arranjo chave-disjuntor no POWERWORLD®



Fonte: Autoria própria.

3.2 Modelagem arranjo chave-disjuntor

Esta seção é destinada aos métodos utilizados para a modelagem do arranjo chave-disjuntor no software POWERWORLD®, para isto, é utilizado o esquema de manobra barra principal e transferência como exemplo dos passos adotados para a construção do modelo.

A montagem de um esquema de manobra no software é realizada primeiramente duplicando a barra de interesse de forma a se criar os dois barramentos. Para exemplificar será utilizado a barra 9 da figura 24. Após a duplicação da barra 9 adota-se as nomenclaturas delas, o barramento da esquerda é denominado barramento principal (9P) e o da direita o barramento de transferência (9T) da figura 25.

Para realizar a conexão da linha ou do transformador no barramento de transferência é necessário criar uma chave seccionadora que conecte o circuito ao barramento, tendo em vista que a conexão ao barramento principal é realizada através do disjuntor do circuito, para conectar a chave seccionadora e o disjuntor é necessário criar um NÓ de conexão, chamados de Aux 91A, Aux 92A e Aux 93A na figura 25, o POWERWORLD® identifica este nó como uma barra do software, isto implica em uma maior quantidade de barras necessárias para simulação.

Figura 26 – Dados de entrada utilizados para a criação da linha dos disjuntores

Fonte: Autoria própria.

As chaves seccionadoras são disjuntores do software com sua configuração de exibição alterada para ser uma chave seccionadora, sua conexão é de uma segunda linha que interliga as barras auxiliares criadas ao barramento de transferência.

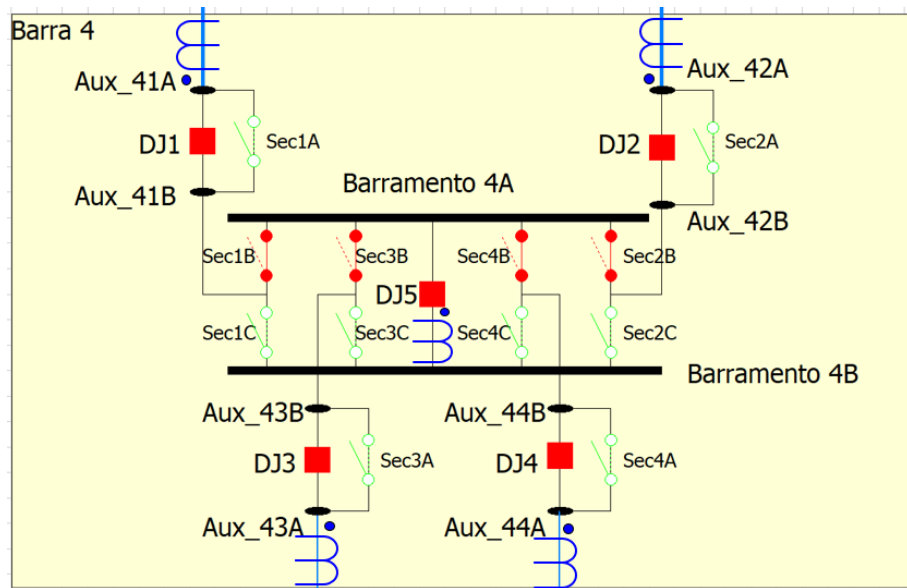
A coloração vermelha no diagrama demonstra que o disjuntor ou chave está em operação (fechado) e a cor verde indica que o equipamento está fora de operação (aberto).

3.3 Esquemas de manobras desenvolvidos

3.3.1 Barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves no POWERWORLD®

A figura 27 mostra os barramentos denominados barramento 4A e barramento 4B, os quais constituem a subestação associada a barra 4 no circuito original. São utilizados dois nós auxiliares em cada circuito denominados Aux 4xA e Aux 4xB, onde x é o número do circuito.

Figura 27 – Diagrama barra 4 modelado no POWERWORLD®



Fonte: Autoria própria.

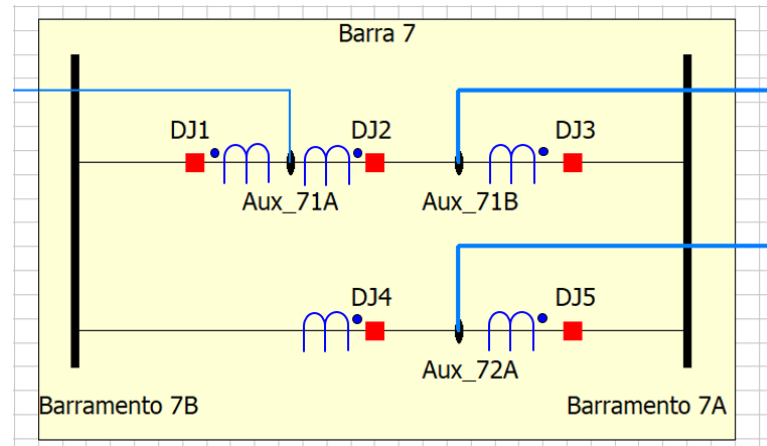
As seccionadoras paralelas aos disjuntores, denominadas como seccionadoras A, são de "by-pass" do disjuntor em caso de manutenção do mesmo, de forma a se obter uma continuidade de alimentação do circuito.

As seccionadoras que realizam as escolhas das barras, seccionadoras B e C, realizam a conexão do circuito ao barramento 4A ou barramento 4B, respectivamente, o disjuntor de interligação de barramentos (DJ5) pode estar operando fechado ou aberto, dependendo da configuração que os circuitos se encontram. Os TCs foram posicionados de forma a medir as correntes que passam em cada circuito, como usualmente é realizado neste tipo de esquema de manobra, o TC do interbarras pode ter seu ponto de entrada tanto para o barramento 4A como para o barramento 4B, mas é importante saber a posição de entrada e saída de corrente para realizar a proteção diferencial de barras.

3.3.2 Barra dupla com disjuntor e meio no POWERWORLD®

O circuito da barra 7, apresentado na figura 28, foi modelado com o esquema do tipo barra dupla com disjuntor e meio, onde os barramentos foram nomeados barramento 7A e barramento 7B. Nesta topologia cada circuito contém um disjuntor que conecta a um dos barramentos, a conexão ao segundo barramento é realizada através de um disjuntor central que é compartilhado com o outro circuito.

Figura 28 – Diagrama barra 7 modelado no POWERWORLD®



Fonte: Autoria própria.

O diagrama conta com um circuito de transformador e um de linha de transmissão (barra 7 e 8) compartilhando um mesmo disjuntor central (DJ2), a segunda linha de transmissão (barras 7 e 5) é interligada diretamente pelo disjuntor central ao barramento 7B, devido a não existir um segundo circuito ao qual conectar de forma parecida ao (DJ1) do circuito do transformador, neste caso o circuito fica similar ao esquema de manobra barra dupla disjuntor duplo, através da conexão aos barramentos pelos disjuntores DJ4 e DJ5. Os TCs são conectados próximos aos seus disjuntores, fazendo um esquema de proteção não somente do circuito, pois a corrente do circuito pode fluir por mais de um disjuntor ao mesmo tempo (caso do fluxo direto entre transformador e LT no DJ2).

3.3.3 Barra principal e transferência no POWERWORLD®

Por fim o último esquema de manobra aplicado nesta simulação foi o barramento principal e barramento de transferência para modelar a barra 9, que foi utilizado como exemplo de montagem dos esquemas de manobras na seção 3.2. A figura 29 representa as chaves seccionadoras e disjuntores que fazem as ligações dos circuitos no barramento principal e de transferência, os transformadores de corrente estão posicionados nas entradas de cada circuito, não é necessário um TC no interbarras, pois como ele funciona exclusivamente durante a transferência de um circuito, a medição de corrente fica por conta do TC na entrada do circuito que foi manobrado.

4 Simulações e Análises

Neste capítulo são apresentadas as simulações e análises realizadas no sistema teste WSCC - IEEE 9 barras. A configuração original do sistema IEEE 9 barras foi modificada para o arranjo com os esquemas de manobra, nas barras 4, 7 e 9. Também foi adicionado um segundo transformador entre a barra 4 e a barra 1, com mesmos parâmetros do transformador existente do circuito original.

4.1 Casos Simulados

A seguir são apresentados os principais casos que foram simulados no sistema WSCC - IEEE 9 barras modificado. As simulações foram realizadas visando a comparação e funcionamento do sistema modificado, diagrama Chave-Disjuntor, com o unifilar, Nó-Ramo. A lista a seguir apresenta, de forma resumida, os casos simulados:

- *Funcionamento do sistema com esquema de manobra*
 - Circuitos ligados no barramento 4A com disjuntor de interbarras aberto.
 - Circuitos ligados no barramento 4A com disjuntor de interbarras fechado.
 - Circuitos ligados no barramento 4B com disjuntor de interbarras aberto.
 - Circuitos ligados no barramento 4B com disjuntor de interbarras fechado.

O fluxo de potência foi simulado e apresentado somente para identificar a convergência e o funcionamento dos modelos apresentados, sendo o principal foco os curtos-circuitos monofásicos e trifásicos.

- *Fluxo de potência e curto-circuito no diagrama Nó-Ramo*
 - Fluxo de potência do sistema arranjo Nó-Ramo.
 - Correntes de fase considerando a falta trifásica na barra 6.
 - Correntes de sequência considerando a falta trifásica na barra 6.
 - Correntes de fase considerando a falta trifásica na barra 7.
 - Correntes de sequência considerando a falta trifásica na barra 7.
 - Correntes de fase considerando a falta monofásica na barra 6.
 - Correntes de sequência considerando a falta monofásica na barra 6.
 - Correntes de fase considerando a falta monofásica na barra 7.

- Correntes de sequência considerando a falta monofásica na barra 7.

A comparação será feita realizando as mesmas simulações do diagrama Nó-Ramo no diagrama Chave-Disjuntor, portanto os casos simulados para o diagrama Chave-Disjuntor serão os seguintes.

- *Fluxo de potência e curto-circuito no diagrama Chave-Disjuntor*
 - Fluxo de potência do sistema arranjo Chave-Disjuntor.
 - Correntes de fase considerando a falta trifásica na barra 6.
 - Correntes de sequência considerando a falta trifásica na barra 6.
 - Correntes de fase considerando a falta trifásica no barramento 7A.
 - Correntes de sequência considerando a falta trifásica no barramento 7A.
 - Correntes de fase na subestação da barra 4 considerando a falta trifásica no barramento 4A.
 - Correntes de fase na subestação da barra 4 considerando a falta trifásica no barramento 4B.
 - Correntes de fase na subestação da barra 4 considerando a falta trifásica na barra 6.
 - Correntes de fase considerando a falta monofásica na barra 6.
 - Correntes de sequência considerando a falta monofásica na barra 6.
 - Correntes de fase considerando a falta monofásica no barramento 7A.
 - Correntes de sequência considerando a falta monofásica no barramento 7A.

A cada caso simulado serão apresentados, nas três fases, as tensões nas barras e barramentos, as correntes nas linhas de transmissão e também as componentes de sequência positiva, negativa e zero. Para tornar a apresentação das figuras o mais claro possível, foram separadas as figuras das componentes de fase, das figuras com componentes de sequência.

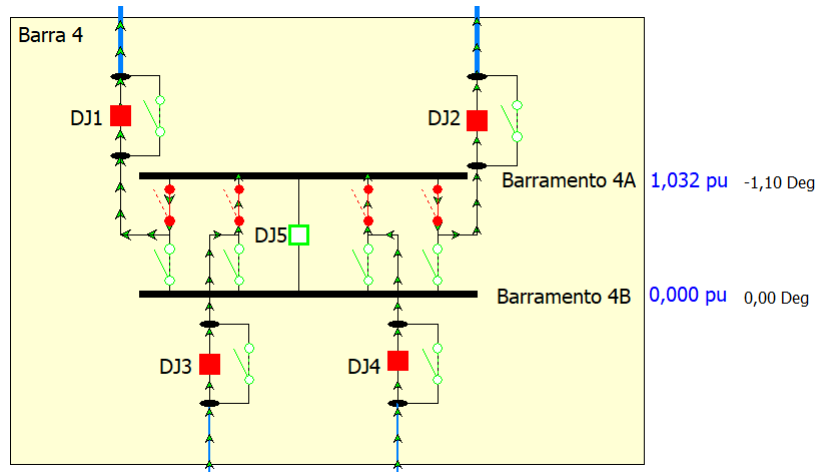
4.2 Funcionamento do sistema com esquema de manobra

Nesta seção é simulado o funcionamento do diagrama da subestação representada pela barra 4 com o esquema de manobra barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves.

4.2.1 Caso 1.1 - Circuitos ligados no barramento 4A

A figura 30 indica todos os circuitos ligados no barramento 4A, o disjuntor de interbarras (DJ5) está aberto, isto é caracterizado pela coloração verde.

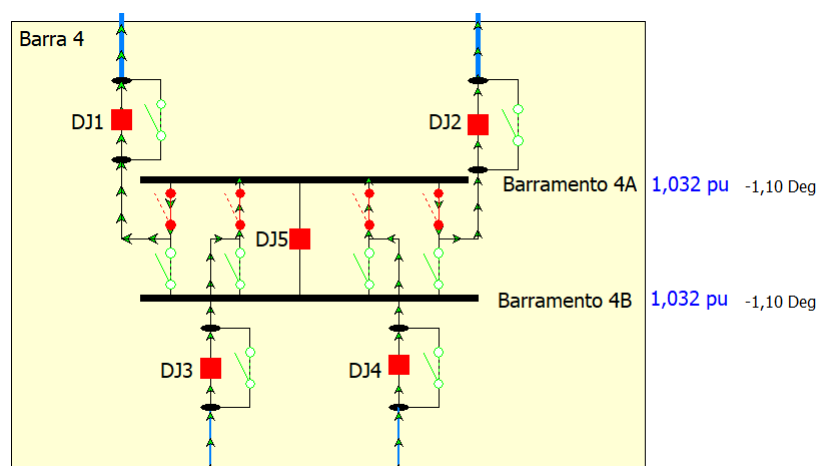
Figura 30 – Barra 4 com circuitos no barramento 4A e DJ5 aberto



Fonte: Autoria própria.

Pode-se notar que o barramento 4B está com tensão 0,000 pu, isto é devido ao barramento 4B estar desenergizado na Figura 30, já na Figura 31 como o disjuntor de interbarras está fechado, existe tensão no barramento 4B, sendo essa de mesma magnitude e ângulo do barramento 4A, comprovando que não existem diferenças de potencial entre ambos os barramentos quando o disjuntor de interbarras está fechado.

Figura 31 – Barra 4 com circuitos no barramento 4A e DJ5 fechado



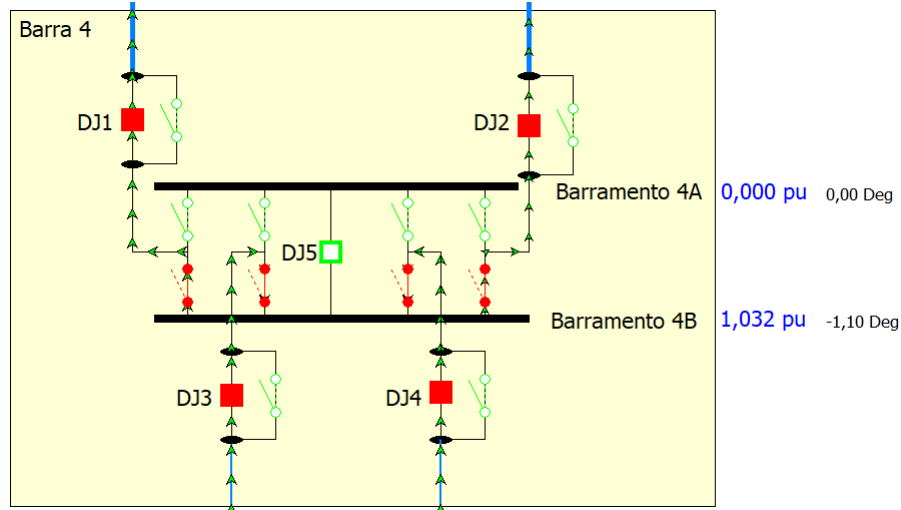
Fonte: Autoria própria.

4.2.2 Caso 1.2 - Circuitos ligados no barramento 4B

Utilizando da mesma comparação realizadas para as Figuras 30 e 31, o sistema foi modelado considerando todas as cargas ligadas ao barramento 4B desta vez, onde a

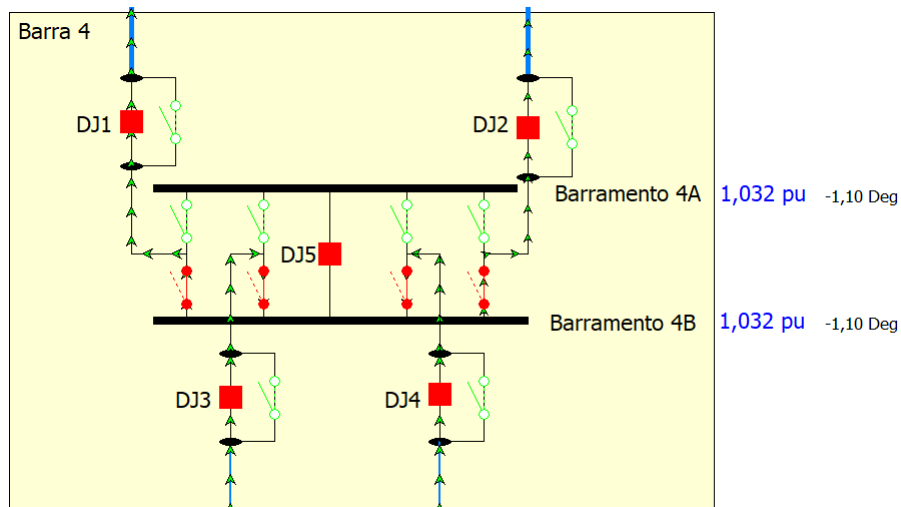
Figura 32 representa o sistema com o disjuntor de interbarras (DJ5) aberto e a Figura 33 o sistema funcionando com o disjuntor DJ5 fechado.

Figura 32 – Barra 4 com circuitos no barramento 4B e DJ5 aberto



Fonte: Autoria própria.

Figura 33 – Barra 4 com circuitos no barramento 4B e DJ5 fechado



Fonte: Autoria própria.

Nota-se que ambos os circuitos apresentam comportamentos similares quando todos os circuitos estão conectados no barramento 4B ou no barramento 4A, não existindo diferenças de magnitudes e ângulo de tensões para ambas as configurações de conexões, apesar da pequena impedância inserida na modelagem quando é utilizado um disjuntor ou chave seccionadora.

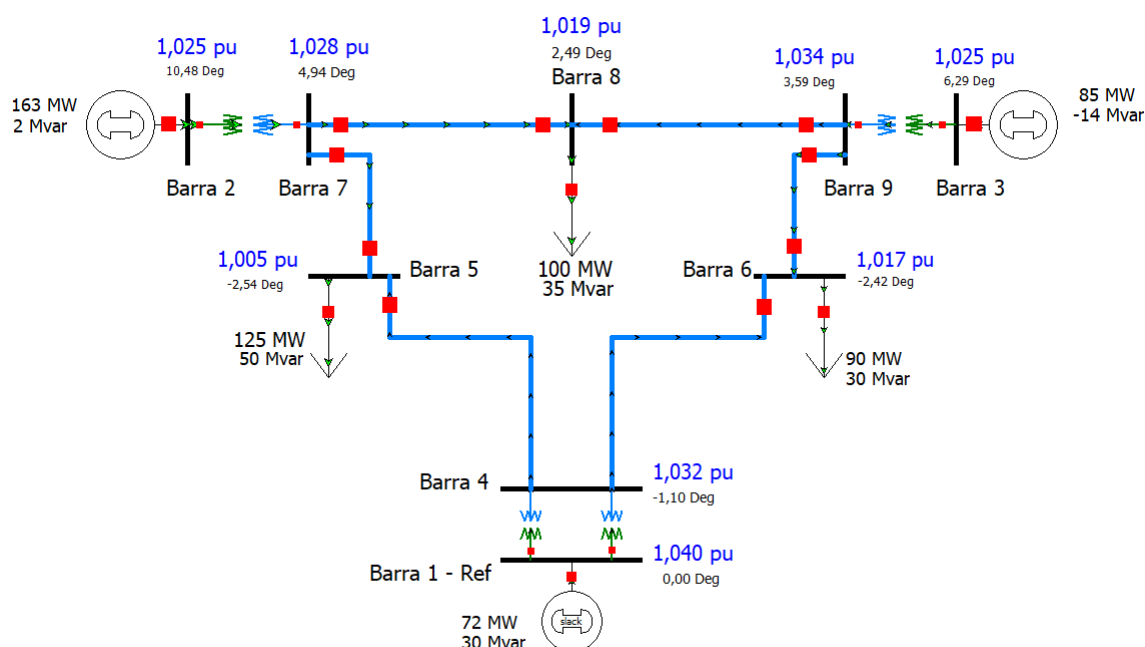
4.3 Fluxo de potência e curto-circuito no arranjo Nó-Ramo

Inicialmente serão simulados os resultados para o fluxo de potência do sistema e em seguida os curtos-circuitos nas barras 6 e 7. Primeiramente, os resultados serão apresentados sobre o diagrama Nó-Ramo e em seguida para o diagrama Chave-Disjuntor para efeitos de comparação dos resultados.

4.3.1 Caso 2.1 - Fluxo de potência do sistema com arranjo Nó-Ramo

O resultado para o fluxo de potência no sistema WSCC - IEEE 9 barras, com um segundo transformador ligado na barra 1 à barra 4, é mostrado na Figura 34.

Figura 34 – Fluxo de potência topologia NÓ-RAMO



Fonte: Autoria própria.

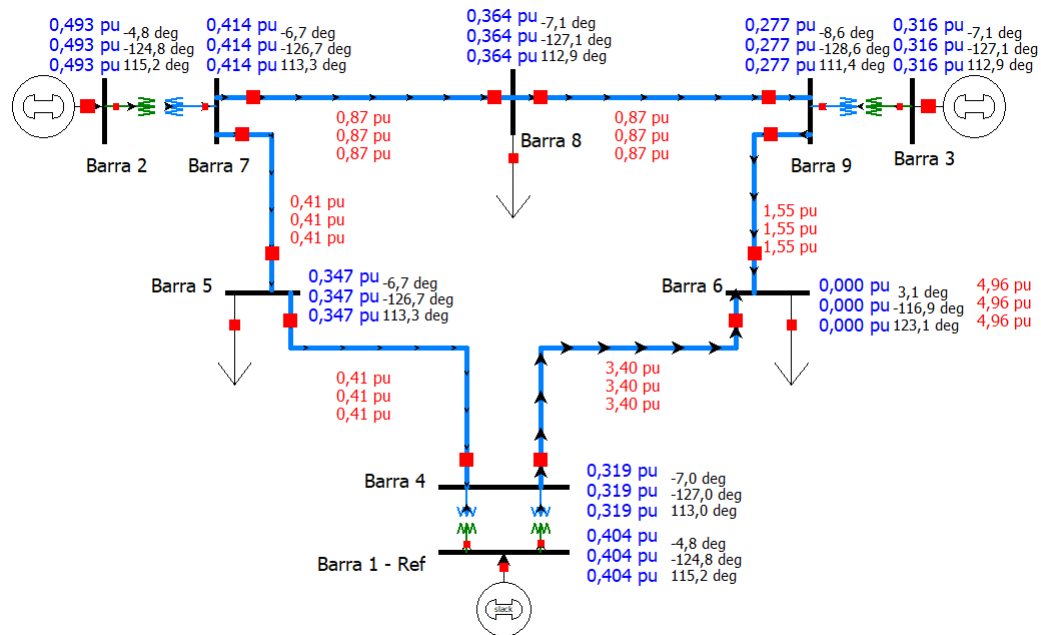
4.3.2 Caso 2.2 - Curto-circuito trifásico com topologia Nó-Ramo

Os curtos-circuitos foram simulados considerando um caso clássico, isto é, a carga pré-falta é desprezada, admitâncias *shunts* das linhas de transmissão são desconsideradas e todas as barras, antes de ocorrer o curto circuito, são consideradas com 1,0 pu de tensão.

Na Figura 35 são apresentadas as correntes na linha e corrente de falta, considerando um curto-circuito trifásico na barra 6, sendo apresentadas no diagrama na seguinte ordem: *fase a* o valor superior, *fase b* o valor central e *fase c* o valor inferior.

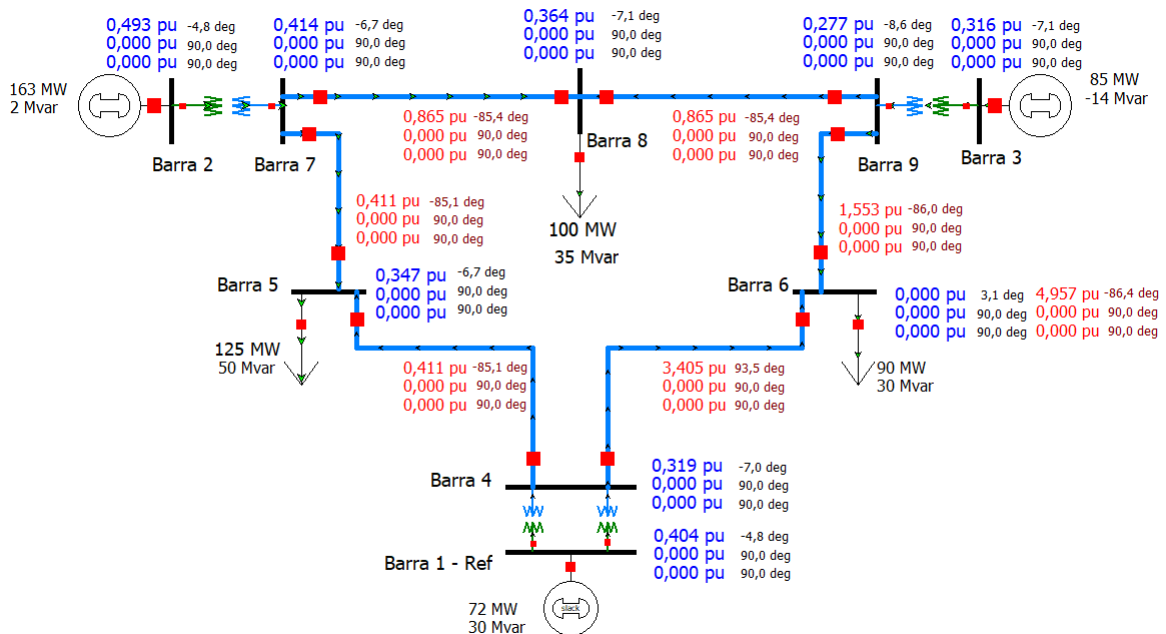
Na Figura 36 são apresentadas as componentes de sequência para tensões e correntes, estando organizadas por: sequência positiva o primeiro valor ao topo, sequência negativa o valor central e o último valor apresentado a de sequência zero.

Figura 35 – Componentes de fase considerando curto-circuito trifásico na barra 6 - arranjo Nó-Ramo



Fonte: Autoria própria.

Figura 36 – Componentes de sequência considerando curto-circuito trifásico na barra 6 - arranjo Nó-Ramo



Fonte: Autoria própria.

Os valores simulados das componentes de sequência da Figura 36 estão de acordo com os valores apresentados na Figura 35. Podendo se destacar a existência de somente valores de sequência positiva que decorre do curto-circuito aplicado ser trifásico.

Realizando a comparação entre os valores de sequência positiva com os valores de fase, a partir do Teorema de Fortescue, obtemos

$$\begin{bmatrix} \vec{I}_a \\ \vec{I}_b \\ \vec{I}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 4,957 \angle -86,4^\circ \text{ pu} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (73)$$

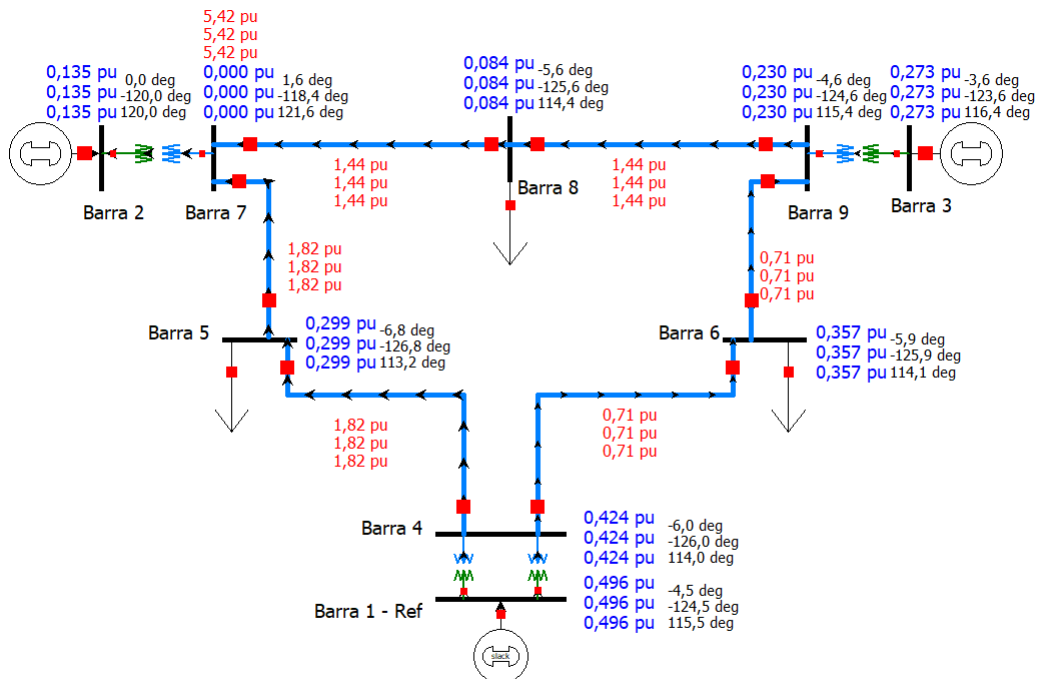
portanto,

$$\begin{aligned} \vec{I}_a &= 0 + 4,957 \angle -86,4^\circ + 0 \\ \vec{I}_b &= 0 + 4,957 \angle -86,4^\circ \cdot 1 \angle 240^\circ + 0 \cdot 1 \angle 120^\circ \\ \vec{I}_c &= 0 + 4,957 \angle -86,4^\circ \cdot 1 \angle 120^\circ + 0 \cdot 1 \angle 240^\circ \end{aligned} \quad (74)$$

$$\begin{aligned} \vec{I}_a &= 4,957 \angle -86,4^\circ \text{ pu} \\ \vec{I}_b &= 4,957 \angle 153,6^\circ \text{ pu} \\ \vec{I}_c &= 4,957 \angle 33,6^\circ \text{ pu} \end{aligned}$$

Simulando o curto-circuito trifásico na barra 7 pode-se notar uma maior corrente de falta da Figura 37 em comparação ao curto-circuito na barra 6, parte disto é devido ao local da falta ser mais próxima de uma das fontes geradoras.

Figura 37 – Componentes de fase considerando curto-circuito trifásico na barra 7 - arranjo Nó-Ramo

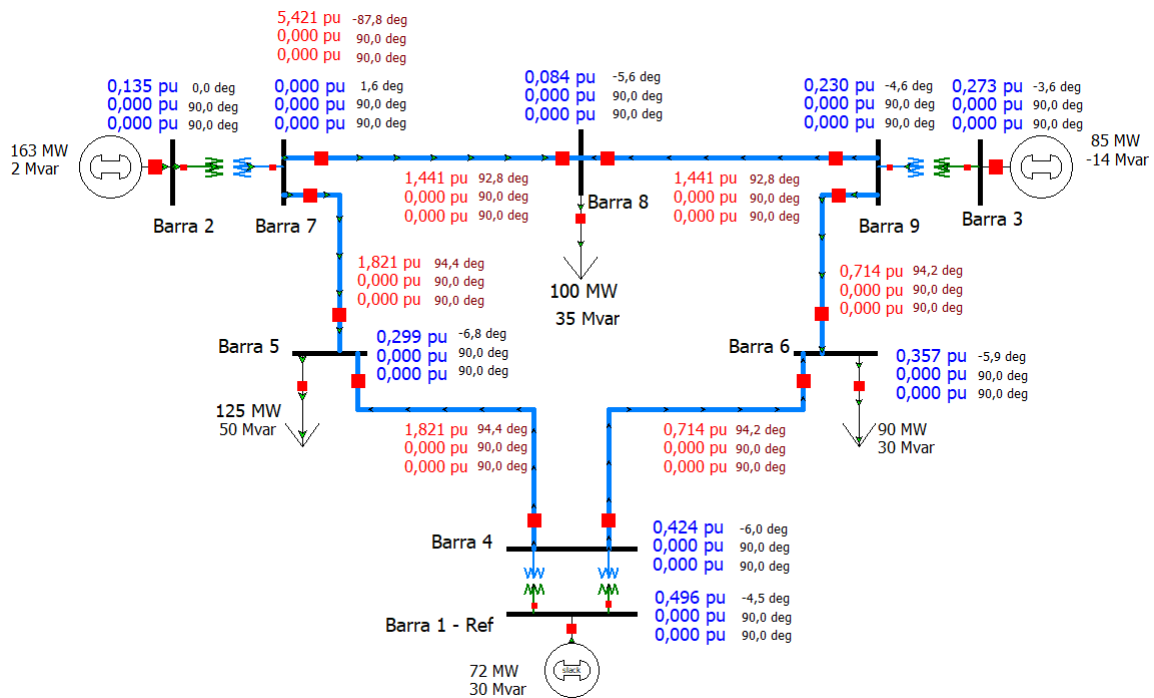


Fonte: Autoria própria.

As componentes de sequência positiva, negativa e zero para o curto-circuito estão indicadas na Figura 38, os valores encontrados contém somente componentes de sequência

positivas para o curto-circuito trifásico, de forma similar as componentes de sequência quando realizados as simulação com o curto-circuito trifásico na barra 6 (Figura 36).

Figura 38 – Componentes de sequência considerando curto-circuito trifásico na barra 7 - arranjo Nó-Ramo



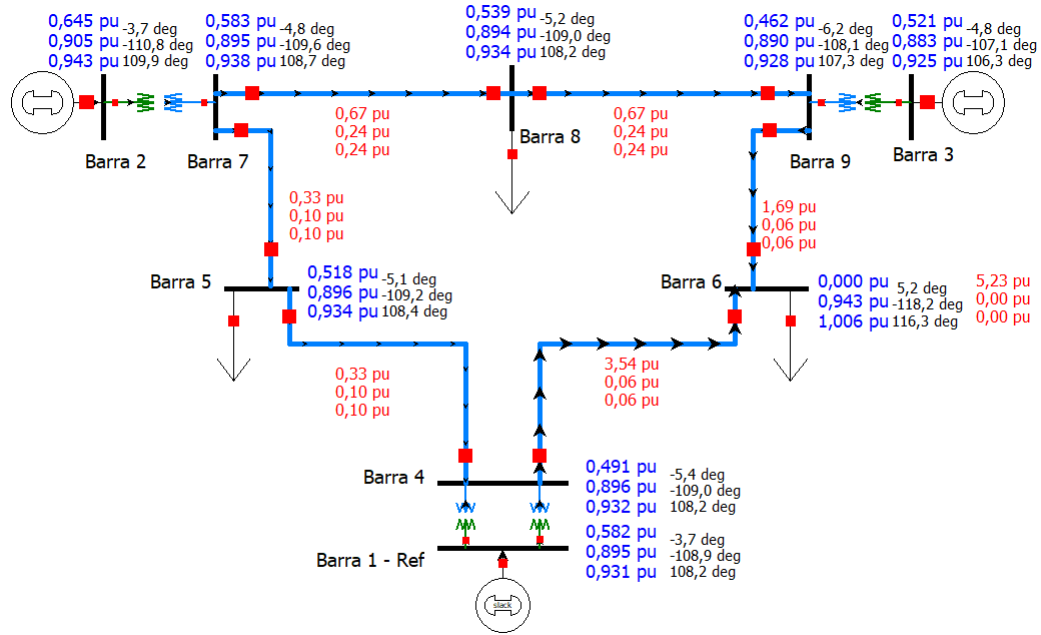
Fonte: Autoria própria.

4.3.3 Caso 2.3 - Curto-circuito monofásico com topologia Nó-Ramo

A apresentação dos valores de curto-circuitos monofásicos, quando aplicados nas barras 6 e 7, no arranjo Nó-Ramo estão simulados nesta seção.

Na Figura 39 são apresentados os valores para componentes de fases considerando um curto circuito monofásico na barra 6. Pode-se observar que somente a fase A possui corrente de 5,23 pu e a tensão da fase A está zerada, caso típico em um curto-circuito monofásico na fase A sem impedância de falta.

Figura 39 – Componentes de fase considerando curto-circuito monofásico na barra 6 - arranjo Nó-Ramo

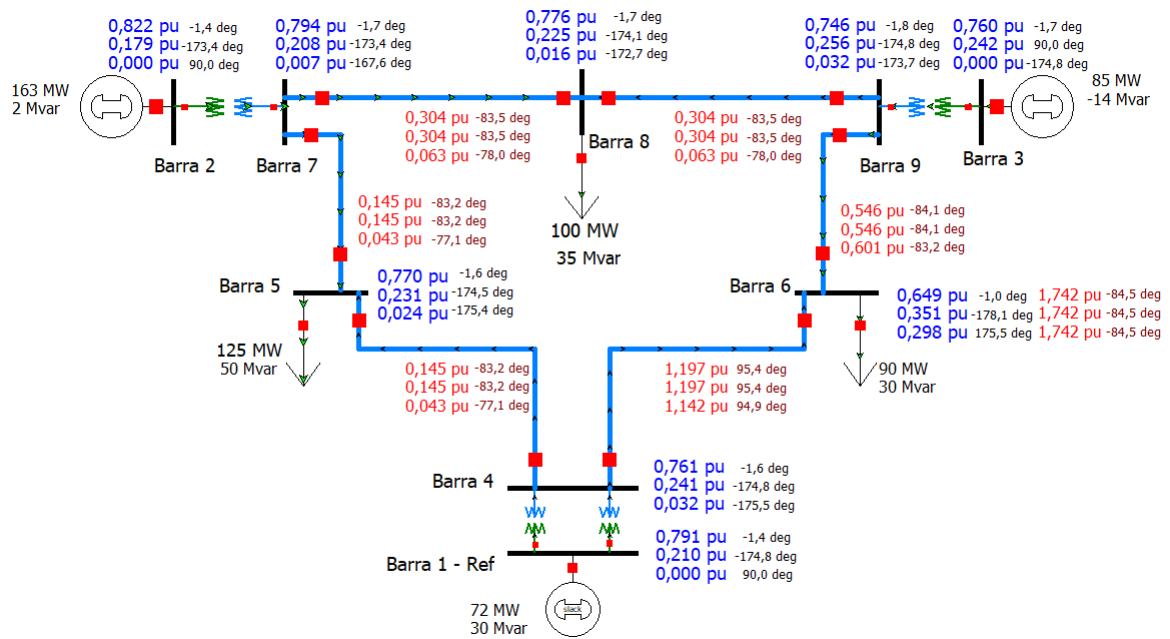


Fonte: Autoria própria.

Na Figura 40 onde são apresentados os valores de sequência para o mesmo curto-circuito, é possível observar o comportamento das correntes de sequência positiva

$$\begin{bmatrix} \vec{I}_a \\ \vec{I}_b \\ \vec{I}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1,742 \angle -84,5^\circ \text{ pu} \\ 1,742 \angle -84,5^\circ \text{ pu} \\ 1,742 \angle -84,5^\circ \text{ pu} \end{bmatrix} \quad (75)$$

Figura 40 – Componentes de sequência considerando curto-circuito monofásico na barra 6 - arranjo Nó-Ramo



Fonte: Autoria própria.

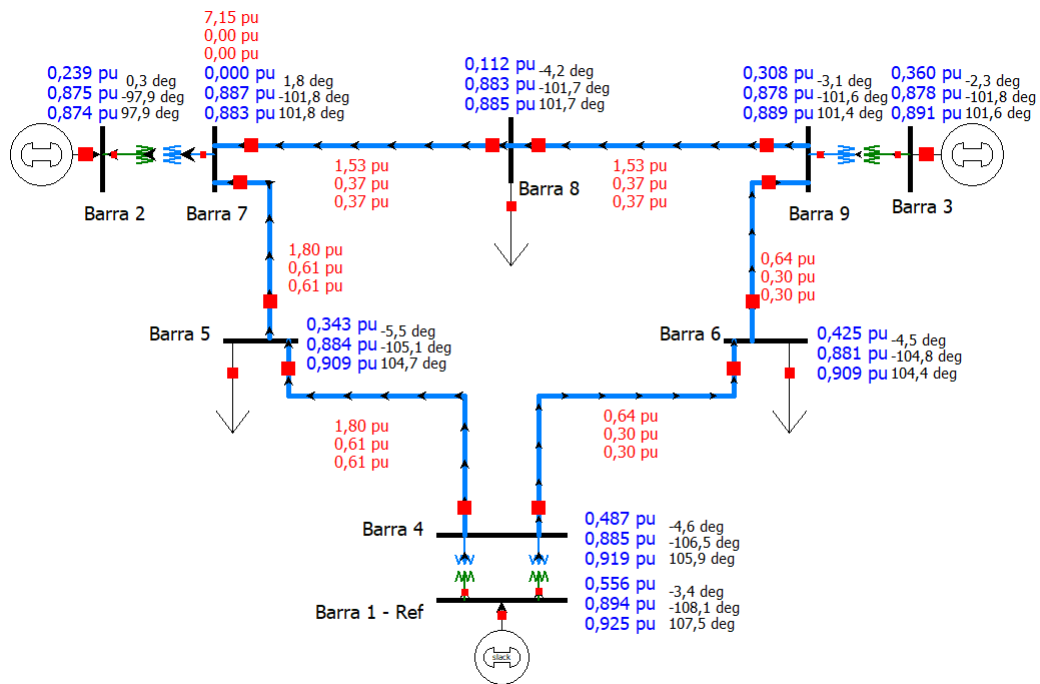
A partir da eq. 75 obtêm-se as seguintes equações para as fases A, B e C, que estão indicados na eq. 76. O resultado está de acordo com o simulado para as correntes de fase, com a falta na barra 6 da Figura 39 que é de 5,23 pu.

$$\begin{aligned}
 \vec{I}_a &= 1,742 \angle -84,5^\circ + 1,742 \angle -84,5^\circ + 1,742 \angle -84,5^\circ \\
 \vec{I}_b &= 1,742 \angle -84,5^\circ + (1,742 \angle -84,5^\circ) \cdot 1 \angle 240^\circ + (1,742 \angle -84,5^\circ) \cdot 1 \angle 120^\circ \quad (76) \\
 \vec{I}_c &= 1,742 \angle -84,5^\circ + (1,742 \angle -84,5^\circ) \cdot 1 \angle 120^\circ + (1,742 \angle -84,5^\circ) \cdot 1 \angle 240^\circ
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \vec{I}_a &= 5,226 \angle -84,5^\circ \text{ pu} \\
 \vec{I}_b &= 0 \\
 \vec{I}_c &= 0
 \end{aligned}$$

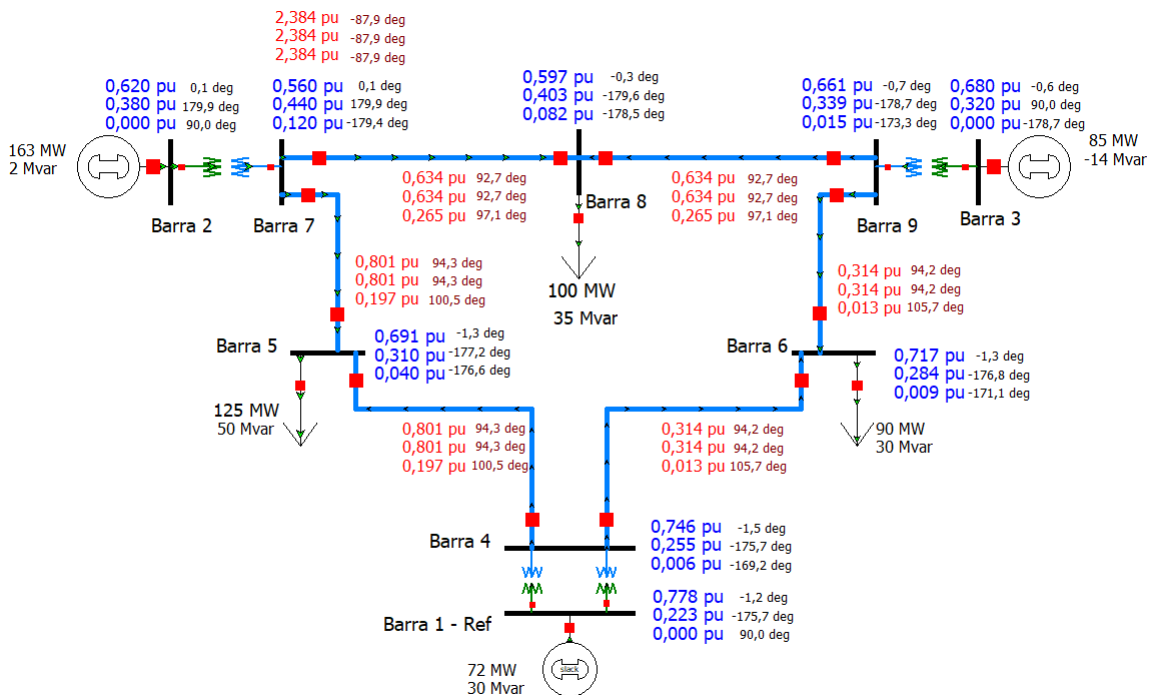
A próxima simulação foi aplicar os curtos-circuitos na barra 7, nesta falta pode ser notado, pela Figura 41, que a tensão na fase A foi a zero e a corrente da fase A teve magnitude de 7,15 pu. As correntes de sequência no ponto de falta contém magnitudes e ângulos iguais conforme indicado na Figura 42, isto implica que os valores de corrente de componentes simétricas estão de acordo com os valores de fase, sendo a corrente de fase com magnitude três vezes superior a corrente de sequência zero, conforme visto na seção 2.1.4.1, que também é de forma similar como calculado para os valores de correntes de fase para o curto-circuito monofásico na barra 6 (Equação 76).

Figura 41 – Componentes de fase considerando curto-circuito monofásico na barra 7 - arranjo Nó-Ramo



Fonte: Autoria própria.

Figura 42 – Componentes de sequência considerando curto-circuito monofásico na barra 7 - arranjo Nó-Ramo



Fonte: Autoria própria.

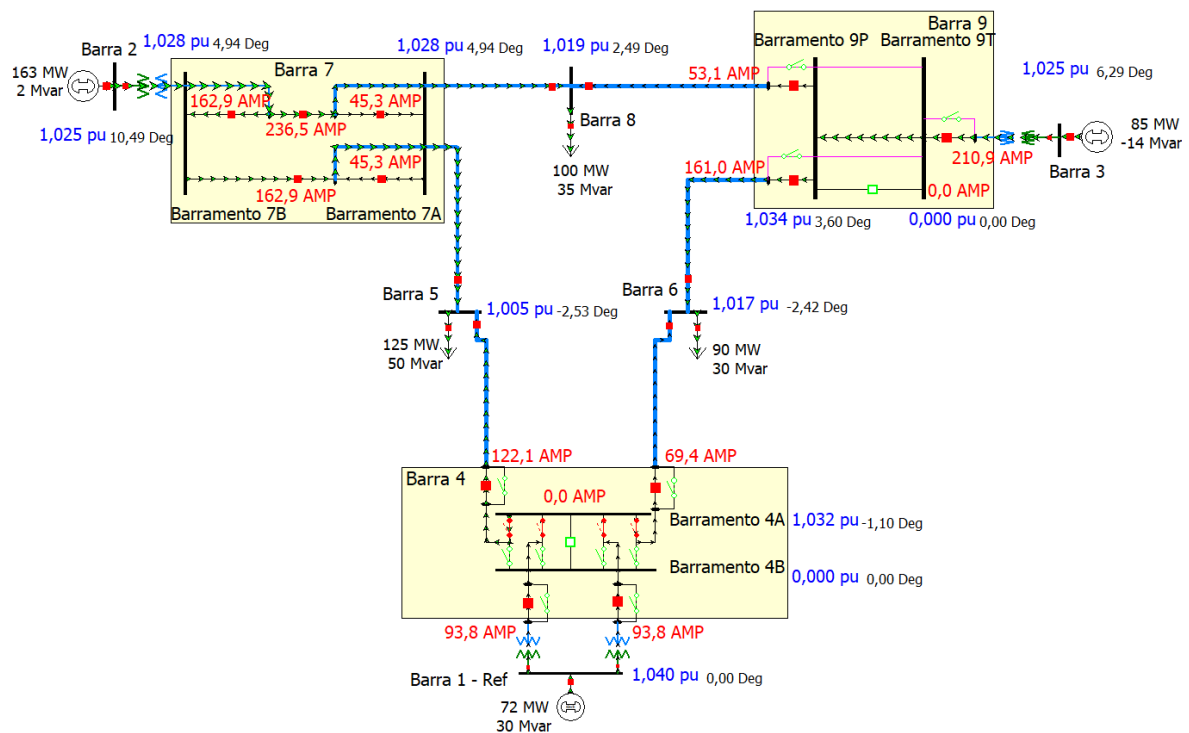
4.4 Fluxo de potência e curto-circuito no arranjo Chave-Disjuntor

Nesta seção foi utilizado o arranjo Chave-Disjuntor para simular os curtos-circuitos nas barras 6 e 7, assim como a simulação do fluxo de potência para verificação de convergência do sistema, de forma similar as simulações realizadas para o arranjo Nó-Ramo. Nesta seção é acrescentado o cálculo do curto-circuito no barramento 4A, o que não é possível de ser realizado em uma configuração do tipo nó-ramo.

4.4.1 Caso 3.1 - Fluxo de potência do sistema com arranjo Chave-Disjuntor

O fluxo de potência simulado está apresentado pela Figura 43. Os valores das tensões nas barras e barramentos são similares aos encontrados na simulação com arranjo Nó-Ramo, a maior diferença encontrada em comparação a Figura 34 são alguns valores de ângulos de tensões que alteraram $0,01^\circ$.

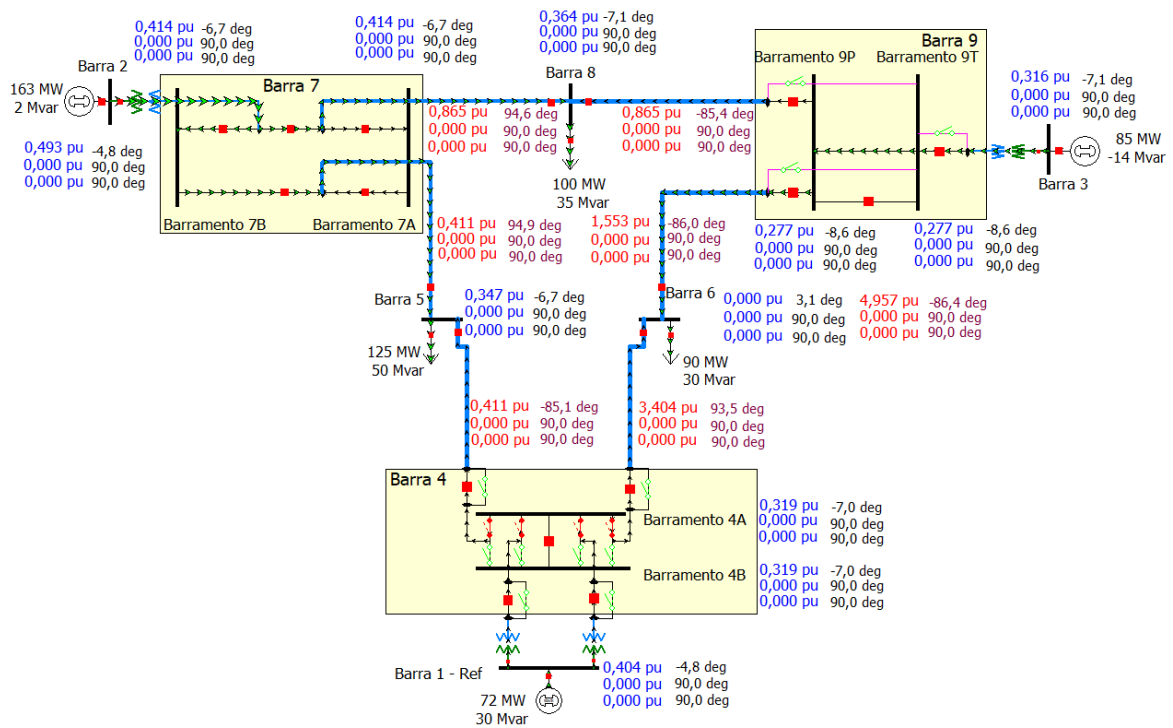
Figura 43 – Fluxo de potência no arranjo Chave-Disjuntor



Fonte: Autoria própria.

É possível notar na Figura 43 que os fluxos que entram na barra são iguais aos que saem dela, isto é bem visível na barra 7, onde a corrente que entra no barramento 7A de 45,3 A pelo disjuntor superior é igual a corrente de 45,3 A que está no disjuntor inferior da LT das barras 5-7.

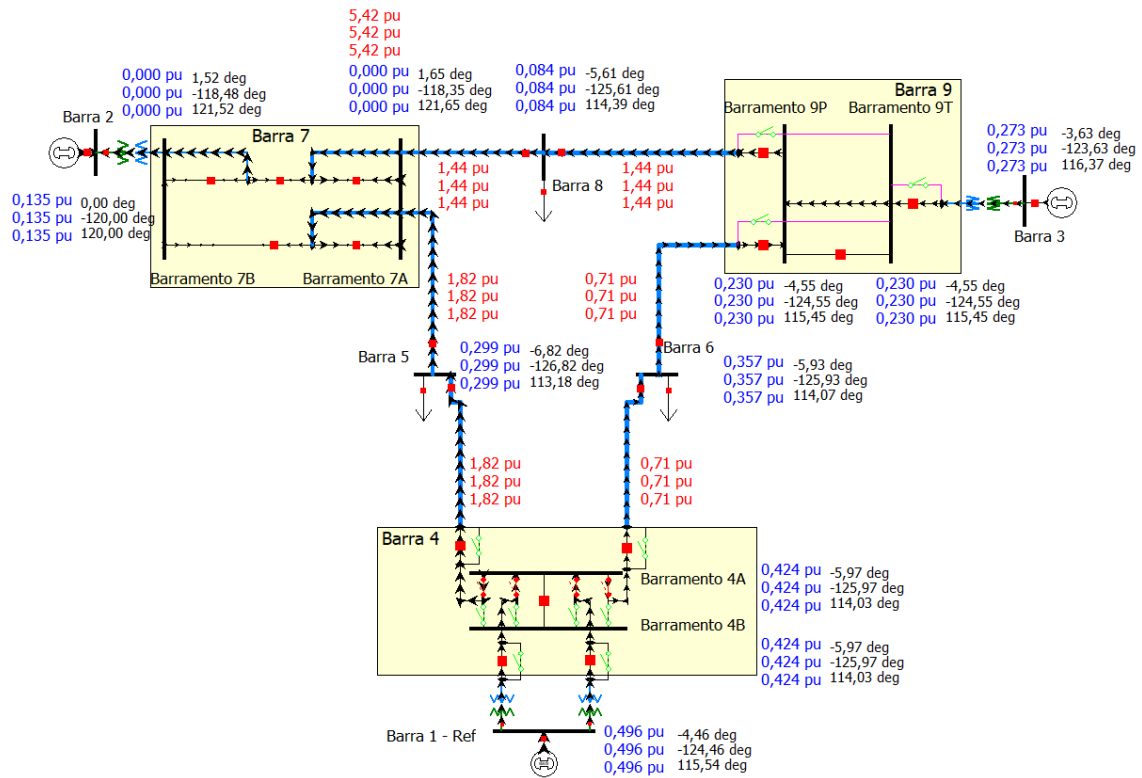
Figura 45 – Componentes de sequência considerando curto-circuito trifásico na barra 6 - arranjo Chave-Disjuntor



Fonte: Autoria própria.

O curto-circuito na barra 7 no arranjo Chave-Disjuntor será aplicado no barramento 7A, para efeitos de comparações de magnitude com os valores simulados para o arranjo Nó-Ramo. Na Figura 46 é apresentada uma falta trifásica no barramento 7A, a magnitude da corrente atingida para esta simulação foi de 5,42 pu, valor igual ao encontrado para o mesmo curto-circuito no arranjo Nó-Ramo.

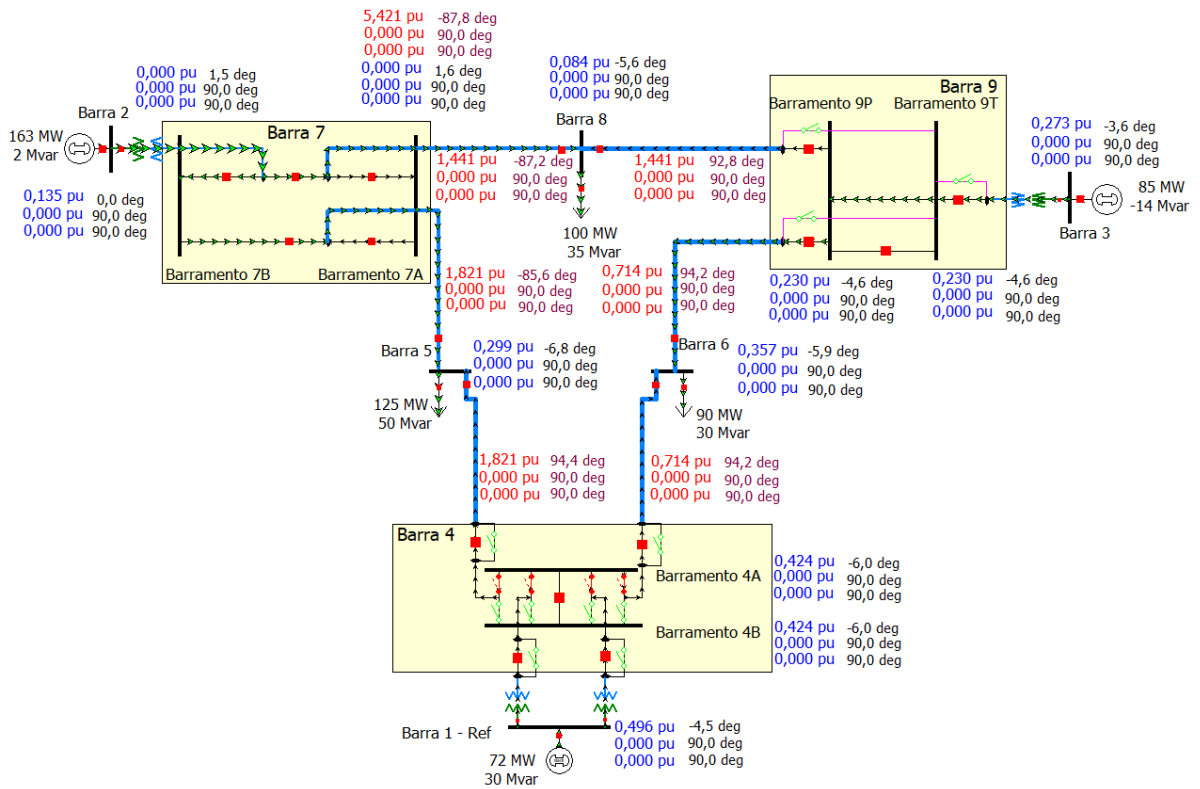
Figura 46 – Componentes de fase considerando curto-circuito trifásico na barra 7 - arranjo Chave-Disjuntor



Fonte: Autoria própria.

As componentes de sequência na Figura 47 são iguais às obtidas da simulação Nó-Ramo apresentados na Figura 38.

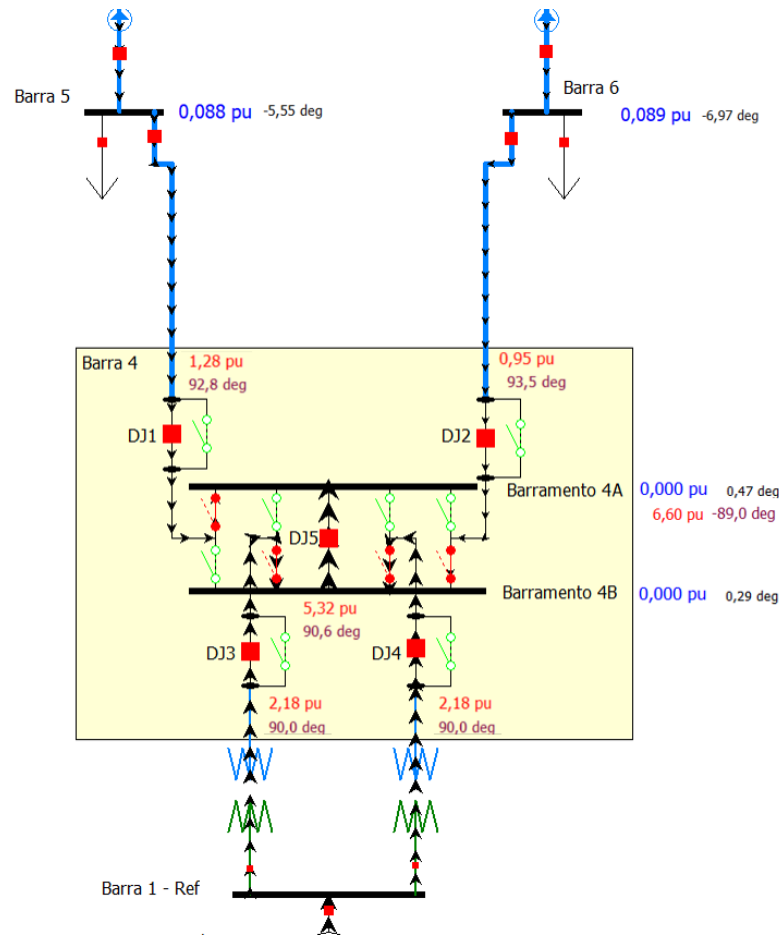
Figura 47 – Componentes de sequência considerando curto-circuito trifásico na barra 7 - arranjo Chave-Disjuntor



Fonte: Autoria própria.

A próxima simulação consiste na aplicação de um curto-circuito trifásico no barramento 4A. Os resultados são apresentados na Figura 48. As correntes tem sentido indicado igual ao sentido dos TCs apresentados na Figura 27, com exceção da corrente de curto-circuito que foi indicada com um TC fictício com sentido voltado para os barramentos.

Figura 48 – Componentes de fase na subestação da barra 4 considerando curto-circuito trifásico no barramento 4A



Fonte: Autoria própria.

Observa-se na Figura 48 que as correntes estão no sentido do barramento onde a falta está localizada, barramento 4A, conforme verificado na Figura 27. O TC de interligação de barras está com seu sentido voltado ao barramento 4A. Calculando as somas das correntes que entram no barramento sob falta, desconsiderando o TC fictício de curto-circuito, conforme visto na seção 2.3.2 obtém-se

$$I_{relé_barramento_4A} = I_{DJ1} + I_{DJ5} = 1,28 \angle 92,8^\circ + 5,32 \angle 90,6^\circ = 6,60 \angle 91,02^\circ \text{ pu} \quad (77)$$

No caso da eq. 77 a soma das correntes é diferente de zero, isto faz com que a proteção deste barramento atue, o esperado por conter uma falta no barramento. O ângulo representa um sentido diferente do apresentado na Figura 48 em função da corrente de curto-circuito da figura estar indicado no sentido do barramento, da mesma forma já realizada nos outros casos.

Ainda é possível demonstrar que o barramento 4B no caso da Figura 48 não sofre influência na sensibilidade da proteção, em um caso de proteção de barramentos realizados

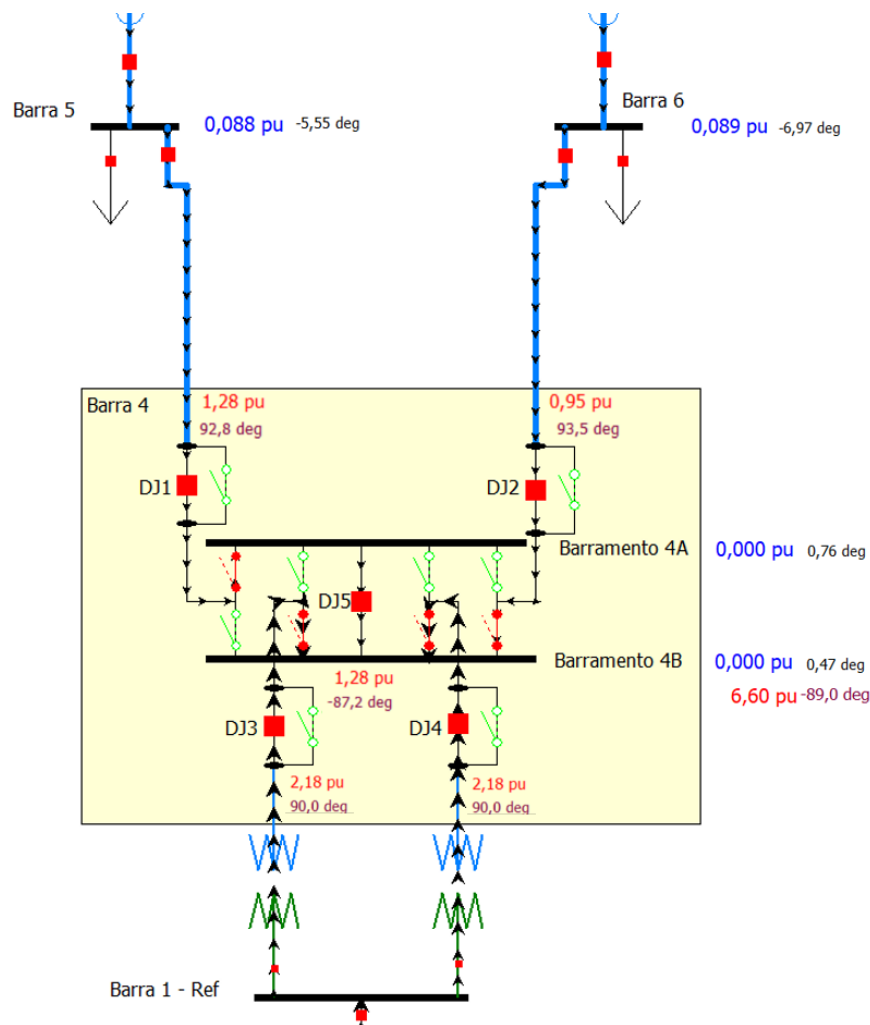
de forma independentes, a soma das correntes que entram no barramento 4B é dado por

$$\begin{aligned}
 I_{rel\acute{e}_barramento_4B} &= I_{DJ2}^{\vec{}} + I_{DJ3}^{\vec{}} + I_{DJ4}^{\vec{}} - I_{DJ5}^{\vec{}} \\
 &= 0,95\angle 93,5^{\circ} + 2,18\angle 90^{\circ} + 2,18\angle 90^{\circ} - 5,32\angle 90,6^{\circ} \quad (78) \\
 &= 0,01\angle -101,3^{\circ} pu
 \end{aligned}$$

A soma das correntes na eq. 78 resultou em uma corrente de 0,01 pu, corrente próxima a zero para o barramento 4B.

Assim a proteção de barras opera neste caso com o curto-circuito no barramento 4A, os circuitos podem ser manobrados para o barramento 4B, pois nesse não ocorre a atuação da proteção diferencial. Estes cálculos podem ser replicados e verificados para a Figura 49, que apresenta o curto-circuito no barramento 4B

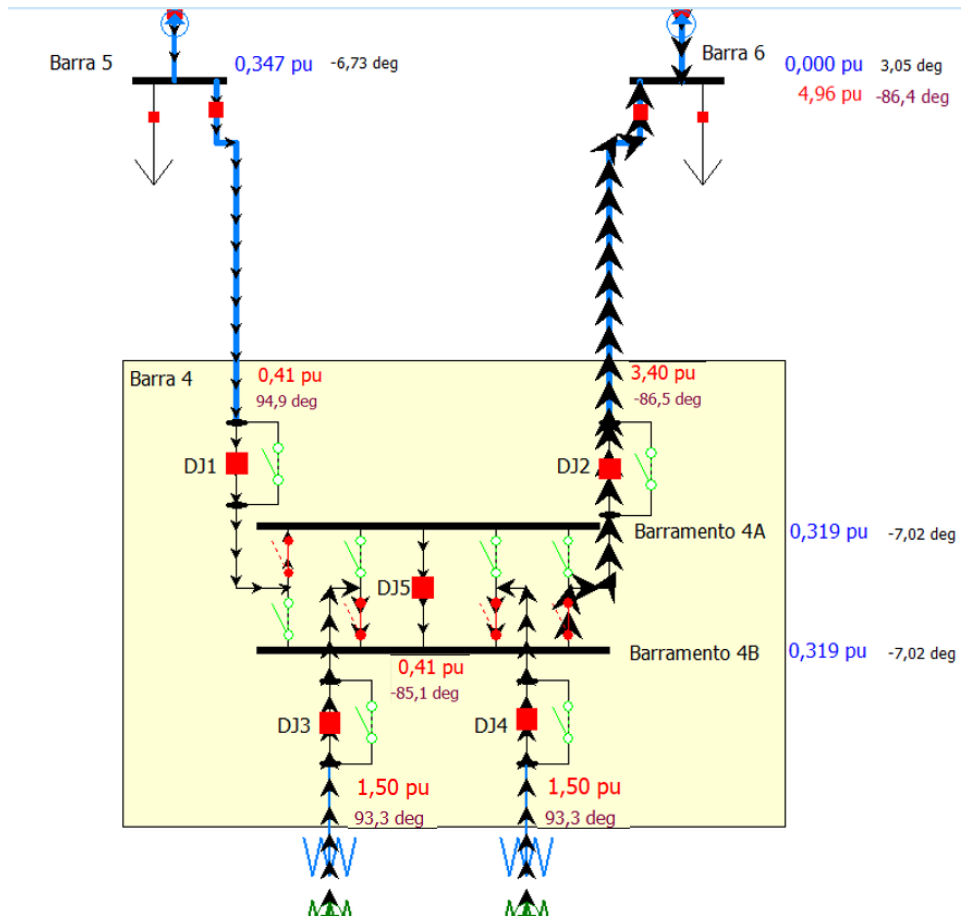
Figura 49 – Componentes de fase na subestação da barra 4 considerando curto-circuito trifásico no barramento 4B



Fonte: Autoria própria.

No caso de um curto-circuito externo a subestação da barra 4 o relé de proteção diferencial não vai operar, a Figura 50 ilustra as correntes da subestação com o curto-circuito trifásico na barra 6.

Figura 50 – Componentes de fase na subestação da barra 4 considerando curto-circuito trifásico na barra 6



Fonte: Autoria própria.

Somando somente as correntes que entram na subestação, isto é, referente a cada circuito obtêm-se a seguinte corrente diferencial para a barra 4

$$\begin{aligned}
 I_{relé_barra_4} &= I_{DJ1} + I_{DJ2} + I_{DJ3} + I_{DJ4} \\
 &= 0,41\angle 94,9^\circ + 3,40\angle -86,5^\circ + 1,50\angle 93,3^\circ + 1,50\angle 93,3^\circ \quad (79) \\
 &= 0,01\angle 90,8^\circ pu
 \end{aligned}$$

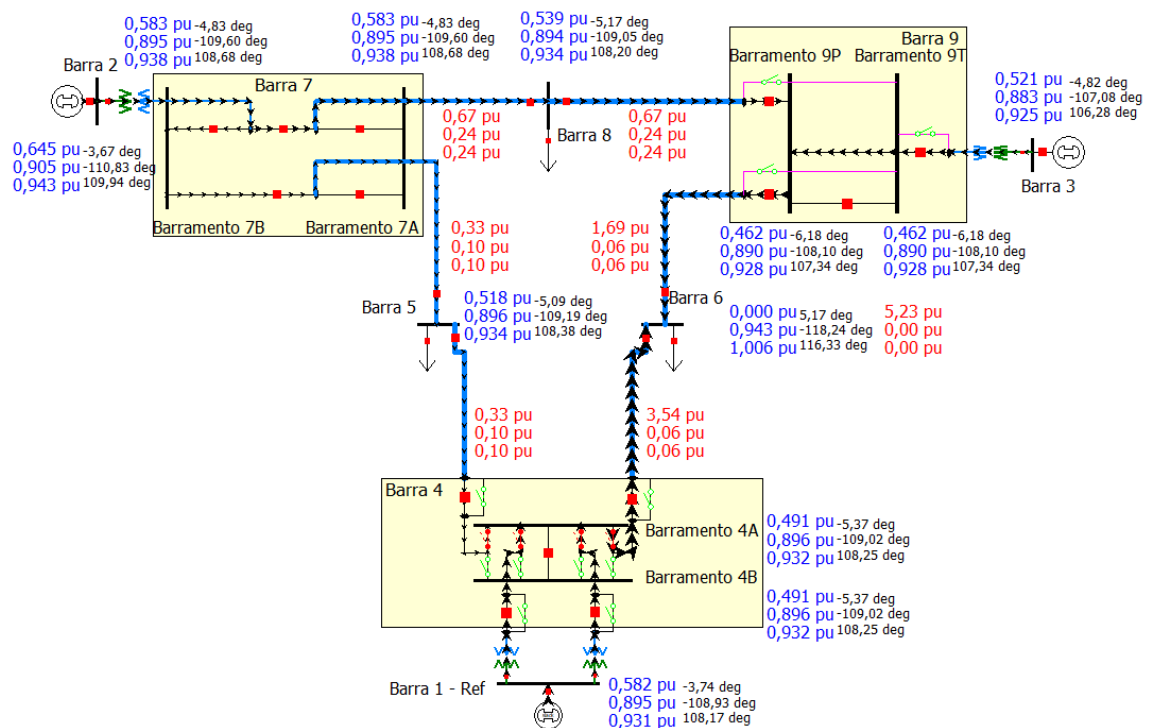
Na eq. 79 a corrente pode ser considerado nula para a atuação da proteção diferencial de barras, neste caso é indicado que toda a corrente que está entrando na subestação da barra 4, esta saindo dela por algum transformador de corrente.

4.4.3 Caso 3.3 - Curto-circuito monofásico com arranjo Chave-Disjuntor

Os curtos-circuitos monofásicos foram aplicados nas barras 6 e 7, considerando as componentes de corrente de fase e componentes simétricas, de forma similar já apresentada anteriormente, como de comparação com o arranjo Nó-Ramo de referência, afim de demonstrar que a modificação do tipo de arranjo não apresenta alterações nos níveis de curto-circuito.

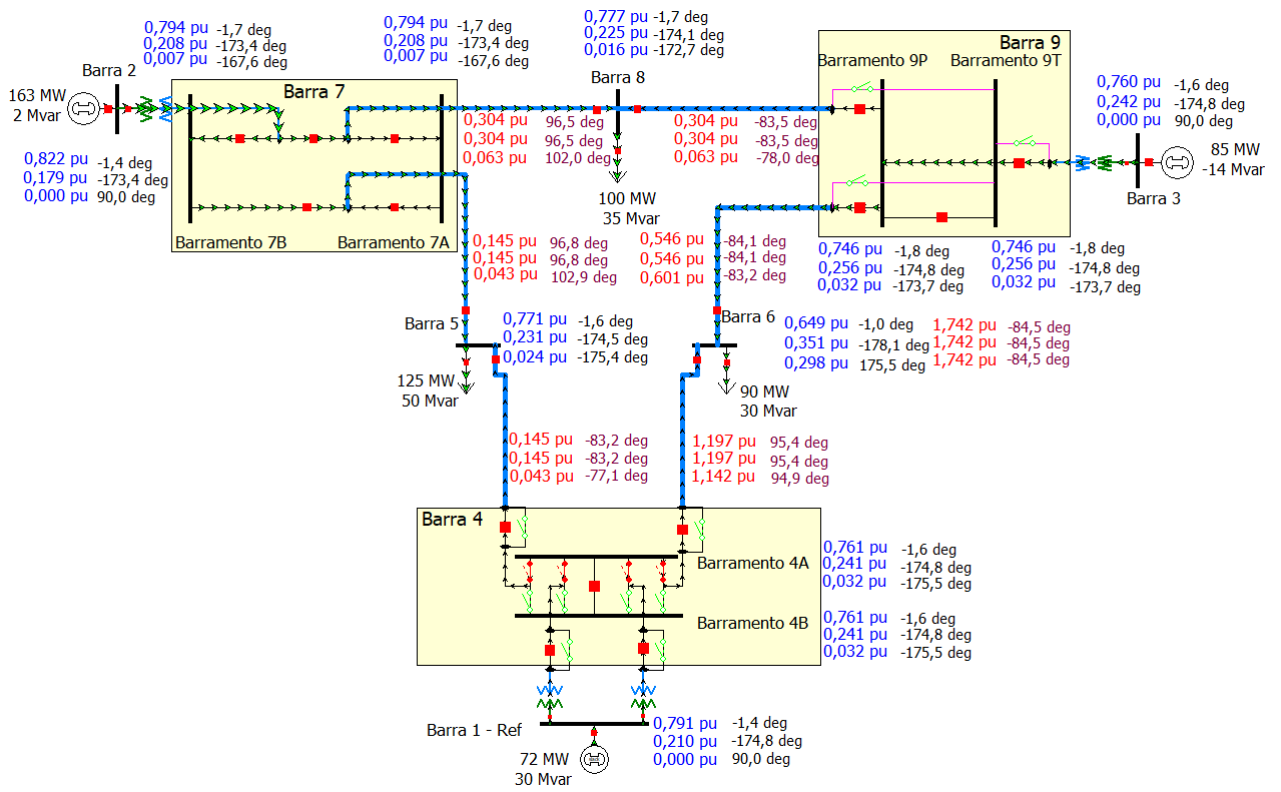
A Figura 51 mostra o curto-circuito monofásico na barra 6 onde pode-se observar a coerência com os cálculos da seção 2.1.4.1.

Figura 51 – Componentes de fase considerando curto-circuito monofásico na barra 6 - arranjo Chave-Disjuntor



Fonte: Autoria própria.

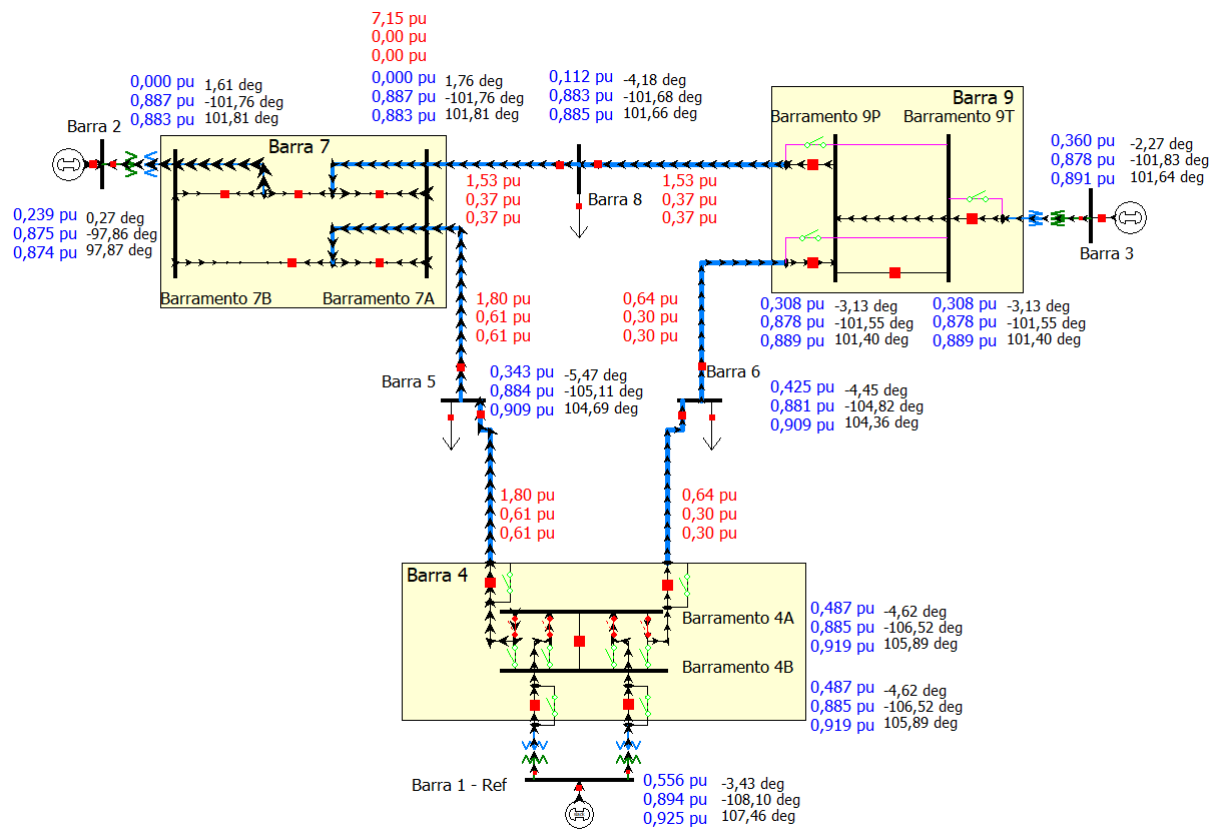
Figura 52 – Componentes de sequência considerando curto-circuito monofásico na barra 6 - arranjo Chave-Disjuntor



Fonte: Autoria própria.

A corrente de curto-circuito monofásica para a barra 7 é apresentada na Figura 53, sendo sua magnitude igual a 7,15 pu. Nota-se, como esperado, que a corrente de curto-circuito apresenta o mesmo valor obtido para o curto-circuito monofásico do sistema simulado na Figura 41.

Figura 53 – Componentes de fase considerando curto-circuito monofásico na barra 7 - arranjo Chave-Disjuntor

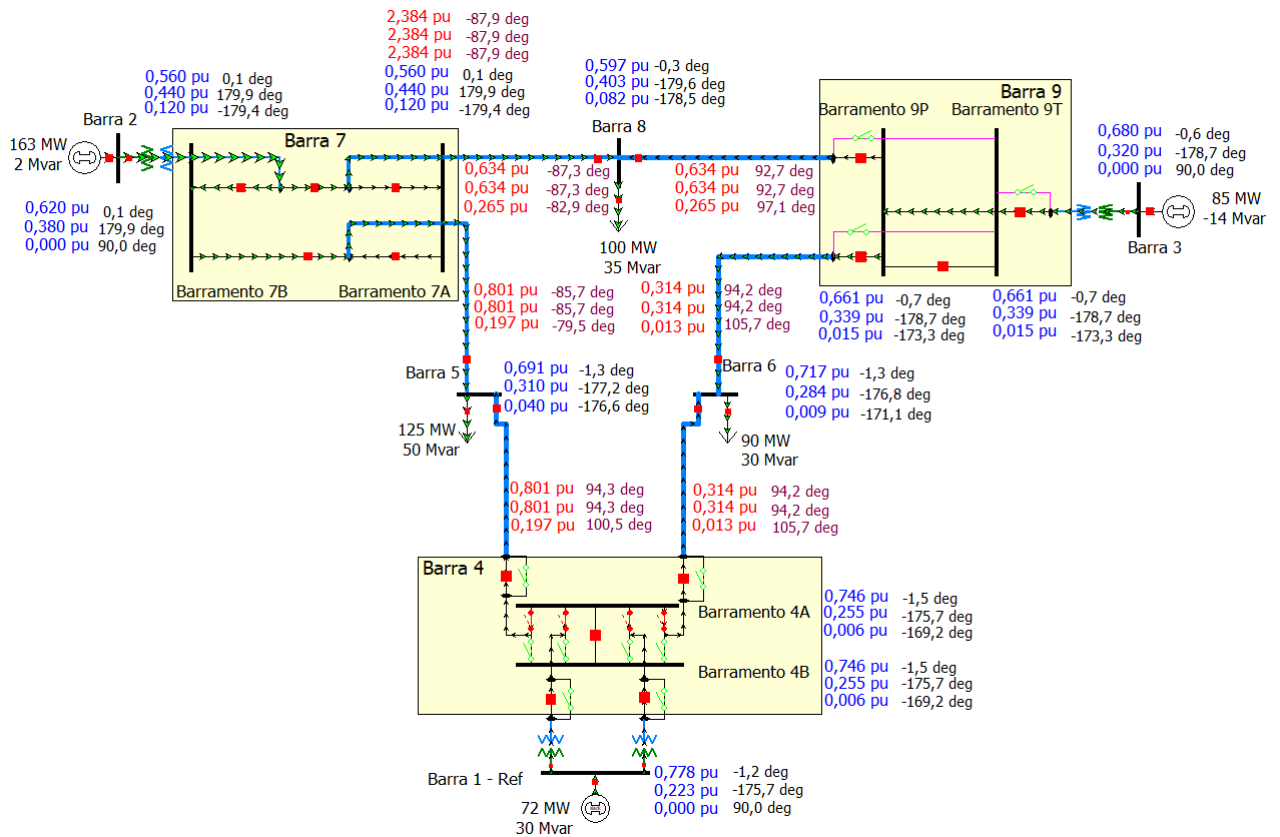


Fonte: Autoria própria.

Como visto na figura 53 a corrente de curto-circuito monofásico da fase A tem magnitude de 7,15 pu, assim a corrente de sequência positiva negativa e zero que são dados na figura 54 representam um terço deste valor (2,38 pu), uma análise que pode ser feita também é sobre as tensões de sequência utilizando os mesmos conhecimentos já aplicados na teoria de curtos-circuitos, onde os valores de tensões de fase podem ser obtidos a partir das suas componentes simétricas, uma rápida avaliação pode ser realizada somente para verificar a tensão na fase a denominada \vec{V}_a que é dado por

$$\begin{aligned}
 \vec{V}_a &= \vec{V}_0 + \vec{V}_1 + \vec{V}_2 \\
 &= 0,560 \angle 0,1^\circ + 0,440 \angle 179,9^\circ + 0,120 \angle -179,4^\circ \\
 &\approx 0
 \end{aligned}
 \tag{80}$$

Figura 54 – Componentes de sequência considerando curto-circuito monofásico na barra 7 - arranjo Chave-Disjuntor



Fonte: Autoria própria.

Em todos os casos apresentados o modelo criado e nomeado Chave-Disjuntor, contém funcionamento igual ao circuito Nó-Ramo, com a vantagem de se obter informações do esquema de manobra das subestações.

5 Conclusão

Cada vez mais a energia elétrica é um insumo utilizado para produção e conforto, exigindo um fornecimento com requisitos de continuidade, qualidade e segurança.

Para assegurar uma operação segura do sistema elétrico e preservar equipamentos, são fundamentais simulações e análises de fluxo de potência e curto-circuito para apoiar estudos de proteção.

Neste trabalho foi desenvolvida uma modelagem topológica chave-disjuntor para modelar subestações em estudo de curto-circuito, utilizando o software Powerworld® versão 22.

Com o software Powerworld é possível modelar arranjos de manobra de subestações, permitindo desta forma calcular e visualizar a distribuição de correntes em cada tipo de arranjo.

Foram implementados os arranjos de manobra do tipo barramento principal e transferência, disjuntor e meio e disjuntor – 5 chaves. Os casos simulados de fluxo de potência e curto-circuito em topologias tradicionais do tipo nó-ramo e em sistemas onde a barra que representava uma subestação foi modelada através de arranjos de manobra, a chamada topologia chave-disjuntor.

Para validar a metodologia foi utilizado o sistema teste a WSCC - IEEE 9 barras. Os curtos-circuitos simulados no sistema exemplo utilizado neste trabalho estão coerentes com os cálculos de curto-circuito analisados teoricamente. É importante destacar que os níveis de curto-circuito, de fase e de sequência, para as barras e níveis de tensões, de fase e de sequência, ficaram semelhantes no caso de arranjo CHAVE-DISJUNTOR e arranjo NÓ-RAMO, portanto a metodologia foi validada como deveria funcionar em um sistema real, onde normalmente as informações das chaves e esquemas de manobras são omitidos, por conta de não terem influências na análise de níveis de curto-circuito, mas que são cruciais quando se trata de proteção diferencial de barramentos.

Ao avaliar os resultados obtidos para diferentes modelagens e tipos de curto-circuito, fica claramente demonstrada a contribuição que a modelagem detalhada de arranjo de manobras de subestações pode trazer para o estudo de curto-circuito, bem como ferramenta auxiliar para ajuste de proteção diferencial de barramentos de subestações.

Referências Bibliográficas

- ANDERSON, P. *Power System Control and Stability*. 2nd. ed. [S.l.]: Institute of Electrical and Electronics Engineers, Hoboken, NJ, 2002.
- ANDERSON, P. M. *Power system protection*. [S.l.]: IEEE Press power engineering series, Piscataway, NJ, 1998.
- FOX, B.; BRYANS, L.; FLYNN, D.; JENKINS, N.; MILBORROW, D.; O'MALLEY, M.; WATSON, R.; ANAYA-LARA, O. *Wind Power Integration: Connection and System Operational Aspects*. 2nd ed. 2014. ed. [S.l.]: The Institution of Engineering and Technology, 2014. (IET Renewable Energy Series 14).
- GLOVER, J. D.; OVERBYE, T.; SARMA, M. S. *Power System Analysis Design*. 6th. ed. [S.l.]: Cengage Learning, Boston, 2017.
- GÖNEN, T. *Modern Power System Analysis*. 2nd. ed. [S.l.]: CRC Press/Taylor Francis Group, 2013.
- IEEE. Recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems (ieee buff book). *IEEE Std 242-2001 (Revision of IEEE Std 242-1986) [IEEE Buff Book]*, p. 1–710, 2001.
- JONES, K. W.; POURBEIK, P. *Impact of Inverter Based Generation on Bulk Power System Dynamics and Short-Circuit Performance*. [S.l.], 2018.
- KINDERMANN, G. *Curto-Circuito*. 2nd. ed. [S.l.]: Sagra Luzzatto, Porto Alegre, 1997.
- KINDERMANN, G. *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. 1st. ed. [S.l.]: Edição do autor, Florianópolis, 2008. v. 3.
- LEMOS, F. A. B. *Proteção e Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência, Aula 18 - Proteção de Barramentos*. [S.l.: s.n.], 2020.
- MAMEDE, J.; MAMEDE, D. R. *Proteção de sistemas elétricos de potência*. [S.l.]: GEN-LTC, Rio de Janeiro, RJ, 2013.
- ONS. *Procedimentos de Rede*. 2022. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>.
- ONS. *Sobre o Sin*. 2022. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>.
- POWERWORLD. *SOFTWARE Powerworld®- Simulator Version 22 Glover, Overbye Sarma Edition®*. 2022. Disponível em: <<https://www.powerworld.com/>>.
- SLEVA, A. F. *Protective relay principles*. [S.l.]: CRC Press, Boca Raton, 2017.