



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MARCOS EDUARDO COSTA MACIEL**

**AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS NO PERFIL DE TENSÕES E CURTO-CIRCUITO EM  
REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA: UM  
ESTUDO BASEADO NO SISTEMA IEEE 13 NÓS**

**FORTALEZA  
2025**

MARCOS EDUARDO COSTA MACIEL

AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS NO PERfil DE TENSÕES E CURTO-CIRCUITO EM  
REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA: UM ESTUDO  
BASEADO NO SISTEMA IEEE 13 NÓS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao  
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do  
Centro de Tecnologia da Universidade Federal  
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do  
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Luiz  
Marcelo Antunes

Coorientador: Prof. Me. Erasmo Saraiva  
de Castro

FORTALEZA

2025

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Sistema de Bibliotecas  
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

M139a Maciel, Marcos Eduardo Costa.

AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS NO PERFIL DE TENSÕES E CURTO-CIRCUITO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA: UM ESTUDO BASEADO NO SISTEMA IEEE 13 NÓS / Marcos Eduardo Costa Maciel. – 2025.

120 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2025.

Orientação: Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes.

Coorientação: Prof. Me. Erasmo Saraiva de Castro.

1. Geração solar. 2. Geração distribuída. 3. Curto-circuito. 4. Níveis de tensão. 5. Sistema de distribuição. I. Título.

---

CDD 621.3

MARCOS EDUARDO COSTA MACIEL

AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS NO PERFIL DE TENSÕES E CURTO-CIRCUITO EM  
REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA: UM ESTUDO  
BASEADO NO SISTEMA IEEE 13 NÓS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao  
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do  
Centro de Tecnologia da Universidade Federal  
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do  
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 21/03/2025

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo  
Antunes (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Me. Erasmo Saraiva de Castro (Coorientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

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

---

Eng. Auricelio da Silva Melo  
AM Engenharia LTDA

À Deus, por sua infinita bondade em minha vida,  
por me capacitar e me abençoar todos os dias.

## **AGRADECIMENTOS**

Em primeiro lugar, agradeço a Deus, por Sua infinita bondade em minha vida, por sempre me guiar e me mostrar que tudo é possível para aqueles que n'Ele creem. Confio todos os meus sonhos a Ele e reconheço que toda honra e glória pertencem a Deus.

À minha noiva, Vitória Patrícia, que esteve ao meu lado em todos os momentos, sempre me motivando e acreditando em mim. Seu carinho, cuidado e amor foram essenciais para que eu chegassem até aqui. Sou imensamente grato por sua dedicação e por ser minha maior incentivadora.

À minha avó, Maria Santos do Nascimento, que fez o possível e o impossível por mim. Meu orgulho em ser seu neto é imensurável, e tê-la como mãe na minha vida é um presente pelo qual serei eternamente grato.

Aos meus familiares — pai, mãe, avós, tias, irmãos e primos —, por sempre me aconselharem, apoiarem e caminharem ao meu lado em cada etapa dessa jornada.

Aos meus amigos, que me motivaram e impulsionaram a sempre dar o meu melhor. Um agradecimento especial a Daniel Garcia, João Vitor Rodrigues, Gabriel Lemos, Valdery Rodrigues, Otávio Sousa e Auricélio da Silva, por sua amizade e incentivo constante.

À Casa dos Ventos, onde tive a oportunidade de crescer profissionalmente e contribuir com a minha evolução. Sou grato a todos os profissionais e amigos que conheci ao longo dessa trajetória, em especial ao Time SAP, que me acolheu e me impulsiona diariamente a buscar a excelência e me tornar um profissional cada vez melhor.

Aos meus professores, que, com maestria, compartilharam seus conhecimentos e ajudaram a me moldar, tornando-me quem sou hoje. Um agradecimento especial aos meus orientadores, Professor Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes e Me. Erasmo Saraiva de Castro, pelo apoio e orientação fundamentais ao longo dessa jornada. Minha gratidão também ao Professor Dr. Raimundo Furtado Sampaio, cuja contribuição foi essencial para minha área de pesquisa.

A todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste sonho, minha mais profunda gratidão.

“The only way to do great work is to love what  
you do.”

(Steve Jobs)

## RESUMO

A crescente penetração da geração distribuída (GD), particularmente de usinas fotovoltaicas, tem promovido mudanças significativas nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Embora essa integração traga benefícios como a redução de perdas elétricas e a diversificação da matriz energética, também impõe desafios técnicos relevantes. A intermitência inerente à geração solar impacta diretamente o perfil de tensões da rede e altera os níveis de corrente de curto-circuito, exigindo estudos aprofundados para garantir a segurança operacional e a confiabilidade do sistema elétrico. Neste contexto, este trabalho tem como objetivo apresentar a análise dos efeitos da conexão de uma usina fotovoltaica de 2,5 MVA ao sistema de distribuição IEEE 13 nós, por meio de simulações realizadas no software OpenDSS. A pesquisa busca avaliar como diferentes pontos de conexão da usina influenciam o perfil de tensões e as condições de curto-circuito em um sistema desequilibrado. Foram considerados sete cenários operacionais, incluindo a rede sem GD e com a usina conectada em diferentes barras. Os resultados revelam que, dependendo do local de inserção, a geração fotovoltaica pode melhorar o perfil de tensão, adequando-o aos limites normativos. Entretanto, sua conexão também afeta as correntes de curto-círcito, podendo assumir o valor do dobro da corrente nominal do inversor em determinadas condições. A partir das análises realizadas, este estudo fornece subsídios para a compreensão dos impactos da geração fotovoltaica na operação da rede e na coordenação do sistema de proteção. Além disso, os achados contribuem para o desenvolvimento de estratégias mais eficazes para a integração segura da GD, destacando a necessidade de planejamento criterioso para redes elétricas com alta penetração de fontes renováveis.

**Palavras-chave:** Geração solar. Geração distribuída. Curto-círcito. Níveis de tensão. Sistema de distribuição.

## ABSTRACT

The increasing penetration of distributed generation (DG), particularly from photovoltaic plants, has led to significant changes in electric power distribution systems. While this integration offers benefits such as reducing electrical losses and diversifying the energy matrix, it also presents relevant technical challenges. The inherent intermittency of solar generation directly impacts the network voltage profile and alters short-circuit current levels, requiring in-depth studies to ensure operational safety and system reliability. In this context, this study aims to analyze the effects of connecting a 2.5 MVA photovoltaic plant to the IEEE 13-bus distribution system through simulations performed in the OpenDSS software. The research evaluates how different connection points of the plant influence the voltage profile and short-circuit conditions in an unbalanced system. Seven operational scenarios were considered, including the network without DG and with the plant connected to different buses. The results reveal that, depending on the insertion location, photovoltaic generation can improve the voltage profile, bringing it within regulatory limits. However, its connection also affects short-circuit currents, which can reach up to twice the nominal inverter current under certain conditions. Based on the conducted analyses, this study provides insights into the impacts of photovoltaic generation on network operation and protection system coordination. Additionally, the findings contribute to developing more effective strategies for the safe integration of DG, highlighting the need for careful planning in power grids with high penetration of renewable sources.

**Keywords:** Solar generation. Distributed generation. Short-circuit. Voltage levels. Distribution system.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico . . . . .	26
Figura 2 – Topologia básica de um sistema fotovoltaico com inversores central . . . . .	27
Figura 3 – Topologia básica de um sistema fotovoltaico com inversores string . . . . .	28
Figura 4 – Topologia básica de um sistema fotovoltaico com inversores multi-string . .	28
Figura 5 – Fontes renováveis e não renováveis no Brasil e no mundo . . . . .	29
Figura 6 – Matriz energética brasileira . . . . .	30
Figura 7 – Diagrama simplificado de um sistema de distribuição . . . . .	32
Figura 8 – Modelo linha com impedância série . . . . .	33
Figura 9 – Modelo de linha com impedância shunt . . . . .	33
Figura 10 – Transformador Delta-Estrela aterrado . . . . .	35
Figura 11 – Transformador Estrela-Estrela aterrado . . . . .	37
Figura 12 – Carga conectada em Y . . . . .	40
Figura 13 – Carga conectada em $\Delta$ . . . . .	41
Figura 14 – Modelo para análise de curto-círcuito em alimentador desequilibrado . . . .	43
Figura 15 – Circuito equivalente de Thévenin . . . . .	44
Figura 16 – Diagrama de curto-círcuito trifásico . . . . .	47
Figura 17 – Diagrama de curto-círcuito bifásico . . . . .	47
Figura 18 – Diagrama de curto-círcuito bifásico terra . . . . .	48
Figura 19 – Diagrama de curto-círcuito monofásico terra . . . . .	48
Figura 20 – Alimentador de distribuição sem inserção de GD . . . . .	53
Figura 21 – Alimentador de distribuição com inserção de GD . . . . .	54
Figura 22 – Representação dos elementos de transporte de energia . . . . .	58
Figura 23 – Representação de um elemento de conservação de energia . . . . .	59
Figura 24 – Representação da usina fotovoltaica . . . . .	61
Figura 25 – Representação da barra . . . . .	62
Figura 26 – Representação do terminal . . . . .	63
Figura 27 – Diagrama Unifilar IEEE 13 nós . . . . .	64
Figura 28 – Diagrama unifilar da usina fotovoltaica . . . . .	66
Figura 29 – Diagrama Unifilar IEEE 13 nós (adaptado) . . . . .	68
Figura 30 – Curva de carga diária . . . . .	70
Figura 31 – Curva de geração da usina fotovoltaica . . . . .	70

Figura 32 – Modelo matemático do circuito no OpenDSS . . . . .	71
Figura 33 – Diagrama Unifilar IEEE 13 nós para análise do perfil de tensão . . . . .	73
Figura 34 – Perfil de tensão fase A . . . . .	74
Figura 35 – Perfil de tensão fase B . . . . .	74
Figura 36 – Perfil de tensão fase C . . . . .	75
Figura 37 – Diagrama unifilar do cenário 2 . . . . .	77
Figura 38 – Gráfico das correntes em condições normais da Fase A no trecho de saída do alimentador . . . . .	78
Figura 39 – Gráfico das correntes em condições normais da Fase B no trecho de saída do alimentador . . . . .	78
Figura 40 – Gráfico das correntes em condições normais da Fase C no trecho de saída do alimentador . . . . .	79
Figura 41 – Gráfico da corrente da Fase A no trecho de saída do alimentador sob curto-círcuito trifásico na barra 675 . . . . .	80
Figura 42 – Gráfico da corrente da Fase B no trecho de saída do alimentador sob curto-círcuito trifásico na barra 675 . . . . .	80
Figura 43 – Gráfico da corrente da Fase C no trecho de saída do alimentador sob curto-círcuito trifásico na barra 675 . . . . .	81
Figura 44 – Diagrama unifilar do cenário 3 . . . . .	83
Figura 45 – Gráfico das correntes em condições normais da Fase A no trecho entre as barras 632 e 633 . . . . .	83
Figura 46 – Gráfico das correntes em condições normais da Fase B no trecho entre as barras 632 e 633 . . . . .	84
Figura 47 – Gráfico das correntes em condições normais da Fase C no trecho entre as barras 632 e 633 . . . . .	84
Figura 48 – Gráfico da corrente da Fase A no trecho 632-633 sob curto-círcuito trifásico na barra 675 . . . . .	85
Figura 49 – Gráfico da corrente da Fase B no trecho 632-633 sob curto-círcuito trifásico na barra 675 . . . . .	86
Figura 50 – Gráfico da corrente da Fase C no trecho 632-633 sob curto-círcuito trifásico na barra 675 . . . . .	86
Figura 51 – Diagrama unifilar do cenário 4 . . . . .	88

Figura 52 – Gráfico das correntes em condições normais da Fase A no trecho entre as barras 671 e 692 . . . . .	88
Figura 53 – Gráfico das correntes em condições normais da Fase B no trecho entre as barras 671 e 692 . . . . .	89
Figura 54 – Gráfico das correntes em condições normais da Fase C no trecho entre as barras 671 e 692 . . . . .	89
Figura 55 – Gráfico da corrente da Fase A no trecho 671-692 sob curto-círcuito trifásico na barra 675 . . . . .	90
Figura 56 – Gráfico da corrente da Fase B no trecho 671-692 sob curto-círcuito trifásico na barra 675 . . . . .	90
Figura 57 – Gráfico da corrente da Fase C no trecho 671-692 sob curto-círcuito trifásico na barra 675 . . . . .	91
Figura 58 – Diagrama unifilar do cenário 5 . . . . .	92
Figura 59 – Gráfico da corrente da Fase A no trecho de saída do alimentador sob curto-círcuito monofásico na Fase C e resistência de falta de $5 \Omega$ na barra 611 . . . . .	93
Figura 60 – Gráfico da corrente da Fase B no trecho de saída do alimentador sob curto-círcuito monofásico na Fase C e resistência de falta de $5 \Omega$ na barra 611 . . . . .	93
Figura 61 – Gráfico da corrente da Fase C no trecho de saída do alimentador sob curto-círcuito monofásico na Fase C e resistência de falta de $5 \Omega$ na barra 611 . . . . .	94
Figura 62 – Diagrama unifilar do cenário 6 . . . . .	95
Figura 63 – Gráfico da corrente da Fase A no trecho 633-632 sob curto-círcuito monofásico na Fase C e resistência de falta de $5 \Omega$ na barra 611 . . . . .	96
Figura 64 – Gráfico da corrente da Fase B no trecho 633-632 sob curto-círcuito monofásico na Fase C e resistência de falta de $5 \Omega$ na barra 611 . . . . .	96
Figura 65 – Gráfico da corrente da Fase C no trecho 633-632 sob curto-círcuito monofásico na Fase C e resistência de falta de $5 \Omega$ na barra 611 . . . . .	97
Figura 66 – Diagrama unifilar do cenário 7 . . . . .	98
Figura 67 – Gráfico das correntes em condições normais da Fase A no trecho entre as barras 671 e 684 . . . . .	98
Figura 68 – Gráfico das correntes em condições normais da Fase C no trecho entre as barras 671 e 684 . . . . .	99

Figura 69 – Gráfico da corrente da Fase A no trecho 671-684 sob curto-círcuito monofásico na Fase C e resistência de falta de  $5 \Omega$  na barra 611 . . . . . 99

Figura 70 – Gráfico da corrente da Fase C no trecho 671-684 sob curto-círcuito monofásico na Fase C e resistência de falta de  $5 \Omega$  na barra 611 . . . . . 100

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV . . . . .	55
Tabela 2 – Especificações do módulo fotovoltaico DAH-DHM-72X10 550W . . . . .	67
Tabela 3 – Especificações dos inversores PVS-100-TL (Inversores 01 a 25) . . . . .	67
Tabela 4 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 2 sem UFV . . . . .	106
Tabela 5 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 2 com UFV na barra 633 . . . . .	107
Tabela 6 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 2 com UFV na barra 671 . . . . .	107
Tabela 7 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 3 sem UFV . . . . .	108
Tabela 8 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 3 com UFV na barra 633 . . . . .	108
Tabela 9 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 3 com UFV na barra 671 . . . . .	109
Tabela 10 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 4 sem UFV . . . . .	109
Tabela 11 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 4 com UFV na barra 633 . . . . .	110
Tabela 12 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 4 com UFV na barra 671 . . . . .	110
Tabela 13 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 5 sem UFV . . . . .	111
Tabela 14 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 5 com UFV na barra 633 . . . . .	111
Tabela 15 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 5 com UFV na barra 671 . . . . .	112
Tabela 16 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 6 sem UFV . . . . .	112
Tabela 17 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 6 com UFV na barra 633 . . . . .	113
Tabela 18 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 6 com UFV na barra 671 . . . . .	113
Tabela 19 – Correntes nas fases A e C para o cenário 7 sem UFV . . . . .	114
Tabela 20 – Correntes nas fases A e C para o cenário 7 com UFV na Barra 633 . . . . .	115
Tabela 21 – Correntes nas fases A e C para o cenário 7 com UFV na Barra 671 . . . . .	116
Tabela 22 – Parâmetros dos transformadores . . . . .	117
Tabela 23 – Parâmetros das cargas pontuais . . . . .	117
Tabela 24 – Parâmetros das cargas distribuídas . . . . .	117
Tabela 25 – Parâmetros dos segmentos de linhas . . . . .	118
Tabela 26 – Parâmetros das linhas aéreas . . . . .	118
Tabela 27 – Parâmetros das linhas subterrâneas . . . . .	118
Tabela 28 – Impedância configuração 601 . . . . .	118
Tabela 29 – Impedância configuração 602 . . . . .	119
Tabela 30 – Impedância configuração 603 . . . . .	119
Tabela 31 – Impedância configuração 604 . . . . .	119

Tabela 32 – Impedância configuração 605 . . . . .	119
Tabela 33 – Impedância configuração 606 . . . . .	120
Tabela 34 – Impedância configuração 607 . . . . .	120

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
FV	Usina fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases do Efeito Estufa
GW	gigawatts
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
Isc	Corrente de curto-circuito
OpenDSS	Open Distribution System Simulator
PC	Power Conversion
PD	Power Delivery
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RMS	Root Mean Square (Raiz Quadrada da Média dos Quadrados)
STC	Condições Padrão de Teste
Voc	Tensão de circuito aberto

## LISTA DE SÍMBOLOS

$3\phi$	Representação trifásica
$1\phi$	Representação monofásico
$S$	Potência aparente
$P$	Potência real
$jQ$	Potência imaginária
$V$	Tensão
$I$	Corrente
$R$	Resistência
$X$	Reatância
$a$	Operador de sequência
$\beta$	Fator de contribuição de curto-circuito
$\eta$	Rendimento
$\Delta V$	Queda de tensão
$\angle \delta$	Ângulo da potência aparente
$[ ]$	Representação matricial
$[Z]$	Matriz de impedância
$[Y]$	Matriz de admitância
$[VLN_{ABC}]$	Matriz das tensões de fase
$[VLL_{ABC}]$	Matriz das tensões de linha
$[ZTOT]$	Matriz de impedância de fase

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>20</b>
<b>1.1</b>	<b>Justificativa . . . . .</b>	<b>21</b>
<b>1.2</b>	<b>Objetivos . . . . .</b>	<b>21</b>
<b>1.2.1</b>	<b><i>Objetivos Específicos . . . . .</i></b>	<b>22</b>
<b>1.3</b>	<b>Estrutura do trabalho . . . . .</b>	<b>22</b>
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA . . . . .</b>	<b>24</b>
<b>2.1</b>	<b>Geração solar fotovoltaica . . . . .</b>	<b>24</b>
<b>2.2</b>	<b>Elementos do sistema fotovoltaico . . . . .</b>	<b>25</b>
<b>2.2.1</b>	<b><i>Painel fotovoltaico . . . . .</i></b>	<b>25</b>
<b>2.2.2</b>	<b><i>Inversor . . . . .</i></b>	<b>26</b>
<b>2.3</b>	<b>Sistema elétrico de potência . . . . .</b>	<b>29</b>
<b>2.3.1</b>	<b><i>Matriz energética brasileira . . . . .</i></b>	<b>29</b>
<b>2.3.2</b>	<b><i>Geração distribuída . . . . .</i></b>	<b>30</b>
<b>2.4</b>	<b>Redes de distribuição . . . . .</b>	<b>31</b>
<b>2.4.1</b>	<b><i>Linhas . . . . .</i></b>	<b>32</b>
<b>2.4.2</b>	<b><i>Transformadores . . . . .</i></b>	<b>34</b>
<b>2.4.2.1</b>	<b><i>Transformador Delta-Estrela aterrado . . . . .</i></b>	<b>34</b>
<b>2.4.2.2</b>	<b><i>Transformador Estrela-Estrela Aterrada . . . . .</i></b>	<b>37</b>
<b>2.4.3</b>	<b><i>Cargas . . . . .</i></b>	<b>39</b>
<b>2.4.3.1</b>	<b><i>Cargas conectadas em Y . . . . .</i></b>	<b>40</b>
<b>2.4.3.2</b>	<b><i>Cargas conectadas em Δ . . . . .</i></b>	<b>40</b>
<b>2.5</b>	<b>Sistema de coordenadas de fase . . . . .</b>	<b>41</b>
<b>2.6</b>	<b>Curto-circuito . . . . .</b>	<b>46</b>
<b>2.7</b>	<b>Contribuição de sistemas fotovoltaicos durante um curto-circuito . . . . .</b>	<b>51</b>
<b>2.7.1</b>	<b><i>Considerações sobre inversores . . . . .</i></b>	<b>51</b>
<b>2.7.2</b>	<b><i>Modelagem de um sistema solar fotovoltaico . . . . .</i></b>	<b>51</b>
<b>2.8</b>	<b>Perfil de tensão . . . . .</b>	<b>53</b>
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA . . . . .</b>	<b>56</b>
<b>3.1</b>	<b>Software OpenDSS . . . . .</b>	<b>56</b>
<b>3.1.1</b>	<b><i>Componentes básicos do software . . . . .</i></b>	<b>57</b>

<b>3.1.1.1</b>	<i>Elementos de Transporte de Energia (PDElements)</i> . . . . .	57
<b>3.1.1.1.1</b>	<i>Linha</i> . . . . .	58
<b>3.1.1.1.2</b>	<i>Transformador</i> . . . . .	58
<b>3.1.1.2</b>	<i>Elementos de conservação de energia (PCElements)</i> . . . . .	59
<b>3.1.1.2.1</b>	<i>Carga</i> . . . . .	60
<b>3.1.1.2.2</b>	<i>Gerador</i> . . . . .	60
<b>3.1.1.2.3</b>	<i>Sistema Fotovoltaico (PVSystem)</i> . . . . .	61
<b>3.1.1.3</b>	<i>Barra</i> . . . . .	62
<b>3.1.1.4</b>	<i>Terminal</i> . . . . .	62
<b>3.2</b>	<b>Rede IEEE 13 nós</b> . . . . .	63
<b>3.3</b>	<b>Projeto fotovoltaico utilizado</b> . . . . .	66
<b>3.4</b>	<b>Diretrizes e premissas para a realização dos estudos de conexão da mini-geração fotovoltaica</b> . . . . .	67
<b>3.4.1</b>	<i>Análise de curto-circuito</i> . . . . .	71
<b>3.4.2</b>	<i>Análise do perfil de tensão</i> . . . . .	72
<b>4</b>	<b>RESULTADOS</b> . . . . .	73
<b>4.1</b>	<b>Resultados dos níveis de tensão</b> . . . . .	73
<b>4.1.1</b>	<i>Cenário 1 - Avaliação dos perfis de tensão nas barras do sistema</i> . . . . .	73
<b>4.2</b>	<b>Análise de curto-circuito</b> . . . . .	76
<b>4.2.1</b>	<i>Cenário 2 - Análise das correntes no trecho de saída do alimentador com curto-circuito trifásico na barra 675</i> . . . . .	76
<b>4.2.2</b>	<i>Cenário 3 - Análise das correntes no trecho entre as barras 632 e 633 com curto-circuito trifásico na barra 675</i> . . . . .	82
<b>4.2.3</b>	<i>Cenário 4 - Análise das correntes no trecho entre as barras 671 e 692 com curto-circuito trifásico na barra 675</i> . . . . .	87
<b>4.2.4</b>	<i>Cenário 5 - Análise das correntes no trecho de saída do alimentador com curto-circuito monofásico na barra 611</i> . . . . .	92
<b>4.2.5</b>	<i>Cenário 6 - Análise das correntes no trecho entre as barras 632 e 633 com curto-circuito monofásico na barra 611</i> . . . . .	95
<b>4.2.6</b>	<i>Cenário 7 - Análise das correntes no trecho entre as barras 671 e 684 com curto-circuito monofásico na barra 611</i> . . . . .	97
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES</b> . . . . .	102

<b>5.1</b>	<b>Trabalhos Futuros</b>	102
	<b>REFERÊNCIAS</b>	104
	<b>APÊNDICES</b>	106
	<b>APÊNDICE A – Valores de correntes nas barras para cada cenário</b>	106
	<b>ANEXOS</b>	106
	<b>ANEXO A – DADOS DA REDE DO IEEE DE 13 NÓS</b>	117

## 1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o desenvolvimento tecnológico e o crescimento populacional acelerado têm impulsionado um aumento significativo na demanda por eletricidade em todo o mundo. Esse cenário, associado à necessidade de minimizar os impactos ambientais decorrentes do uso intensivo de combustíveis fósseis, destaca a importância de diversificar a matriz energética global. Em resposta a essas demandas, a transição para fontes renováveis de energia, como solar, eólica, biomassa e hidroeletricidade, tem se tornado essencial para garantir a sustentabilidade energética a longo prazo. Vale ressaltar, que o Acordo de Paris firmado em 2016, tem como objetivo reduzir emissões de gases de efeito estufa Gases do Efeito Estufa (GEE) no contexto do desenvolvimento sustentável. O compromisso ocorre no sentido de manter o aumento da temperatura média global em bem menos de 2°C acima dos níveis pré-industriais e de envidar esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5°C acima dos níveis pré-industriais (Ministério do Meio Ambiente, 2024) .

As fontes renováveis, ao contrário das fontes convencionais de combustíveis fósseis, aproveitam recursos naturais abundantes e de baixo impacto ambiental. Essas fontes desempenham um papel crucial na diversificação da matriz energética, contribuindo para um fornecimento de energia mais limpo e seguro. Além disso, a integração dessas fontes ao sistema elétrico não só auxilia na preservação do meio ambiente, mas também fortalece a independência energética, uma vez que muitos países possuem grande potencial para geração renovável, especialmente solar e eólica.

A energia fotovoltaica tem desempenhado um papel central na transição para fontes renováveis e na diversificação da matriz energética global. Como uma das fontes de geração que mais cresce no mundo, a energia solar é essencial para atender à crescente demanda por eletricidade de forma limpa, descentralizada e sustentável. A capacidade de gerar eletricidade a partir de um recurso abundante e gratuito – a luz solar – torna essa tecnologia especialmente vantajosa, tanto em regiões urbanas quanto em áreas remotas.

O desenvolvimento tecnológico e a consequente redução dos custos de equipamentos fotovoltaicos têm impulsionado a adoção dessa fonte de energia, permitindo que residências, comércios e indústrias gerem parte ou a totalidade de sua eletricidade, contribuindo para a independência energética e a redução dos custos com eletricidade. Essa capacidade de autogeração promove a descentralização do sistema elétrico e fortalece a geração distribuída (GD), em que os consumidores também se tornam produtores de energia.

## 1.1 Justificativa

A crescente adoção de fontes renováveis de energia, impulsionada pela necessidade de mitigar os impactos ambientais e diversificar a matriz energética, tem acelerado a expansão da GD nos sistemas de distribuição de energia elétrica, em especial as usinas fotovoltaicas. Essa transformação é fundamental para a sustentabilidade do setor energético, porém, a conexão dessas usinas aos sistemas de distribuição impõe novos desafios técnicos e operacionais. A variabilidade e a intermitência características dessas fontes renováveis exigem que as redes elétricas sejam adequadamente preparadas para enfrentar questões relacionadas à operação em regime permanente, assegurando que os níveis de tensão permaneçam dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL (2020), e à operação em condições de curto-circuito, com atenção especial ao aumento dos níveis de corrente nessas situações. Outrossim, com a reconfiguração das redes de distribuição, torna-se indispensável que as concessionárias de energia considerem cuidadosamente os impactos, positivos e negativos, que a inserção de novos sistemas podem gerar. Para garantir um planejamento eficiente, é essencial avaliar, principalmente, a capacidade de suporte da rede em relação à potência e à localização de futuras usinas fotovoltaicas.

Essa nova dinâmica exige uma infraestrutura capaz de lidar com o aumento do carregamento nas linhas e a adaptação dos dispositivos de proteção para operar considerando os efeitos de curto-circuito, o que traz implicações diretas para a operação do sistema. É fundamental antecipar alterações no perfil de tensão para assegurar que os limites máximos e mínimos sejam respeitados. Posto isto, este trabalho apresenta um estudo sobre os impactos da integração de uma usina fotovoltaica no sistema de distribuição de teste IEEE de 13 nós, com ênfase na análise dos perfis de tensão e dos níveis de curto-circuito.

## 1.2 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo principal investigar os impactos de uma usina fotovoltaica de 2,5 MVA conectada à rede de distribuição de teste Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) 13 nós, utilizando o software Open Distribution System Simulator (OpenDSS), com foco em analisar o perfil de tensões e os efeitos de curto-circuito.

### **1.2.1 *Objetivos Específicos***

O presente trabalho tem como objetivos específicos apresentar os resultados das simulações do sistema de teste do IEEE 13 nós, para as seguintes análises:

- Avaliar os impactos na rede elétrica, em diferentes pontos de conexão da usina fotovoltaica, com enfoque nos níveis de corrente de curto-círcuito e suas implicações para proteção e operação da rede.
- Resultado da análise do perfil de tensões usando o fluxo de potência.
- Comparar os valores das grandezas elétricas (tensões e correntes) antes e após a conexão da usina, visando identificar alterações significativas no desempenho do sistema.

Essas análises contribuem para compreender os impactos da GD no planejamento e na operação eficiente de redes elétricas modernas e sustentáveis.

### **1.3 Estrutura do trabalho**

Este trabalho está dividido em cinco capítulos. No primeiro capítulo, é apresentada a introdução ao tema, destacando a motivação para a realização do estudo e sua relevância no contexto atual. Também são descritos o objetivo geral e os objetivos específicos.

O segundo capítulo é dedicado à fundamentação teórica, na qual são abordados os conceitos essenciais relacionados ao tema. Este capítulo explora tópicos como geração solar fotovoltaica, seus fundamentos e principais componentes; o sistema elétrico de potência; e a matriz energética brasileira, com ênfase no papel das fontes renováveis. Além disso, é detalhada a GD, incluindo sua evolução, impactos e benefícios. Também são discutidas as características e os principais elementos de uma rede de distribuição, bem como os cálculos de curto-círcito em redes desequilibradas utilizando sistemas de coordenadas por fase. Por fim, o capítulo aborda o perfil de tensão, considerando os desafios e os impactos da inserção de usinas fotovoltaicas em sistemas elétricos.

O terceiro capítulo apresenta a metodologia empregada neste estudo, detalhando o software utilizado para as simulações e as características da usina solar fotovoltaica de 2,5 MVA analisada. Também são descritas as especificações do sistema de distribuição de teste IEEE 13 nós, no qual a usina é conectada, e as premissas adotadas para os estudos de perfil de tensão e curto-círcuito, bem como a definição dos cenários a serem avaliados.

O quarto capítulo apresenta os resultados obtidos a partir da metodologia aplicada.

Nele, são discutidas as análises realizadas, com foco nos impactos no perfil de tensões, níveis de curto-circuito e comportamento da rede com a inserção da GD.

Por fim, o quinto capítulo reúne as conclusões do trabalho, sintetizando as principais análises e contribuições. Também são apresentadas sugestões para trabalhos futuros, que podem expandir e aprofundar os estudos realizados nesta pesquisa.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este Capítulo apresenta, através de uma revisão bibliográfica, o embasamento teórico utilizado para o desenvolvimento deste trabalho. Inicialmente, são apresentados os principais conceitos associados à geração solar fotovoltaica, desde os fundamentos básicos de funcionamento de um sistema fotovoltaico até sua evolução no setor elétrico brasileiro. Em seguida, a revisão explora aspectos relacionados ao sistema elétrico de potência e à matriz energética brasileira, abordando o papel das fontes renováveis, em especial a solar fotovoltaica, na diversificação da matriz energética nacional. Por fim, é aborda os conceitos e definições relacionados a redes de distribuição, com ênfase nos estudos de curto-circuito, analisando os impactos e a importância desses estudos na conexão de sistemas fotovoltaicos distribuídos, bem como as influências no perfil de tensão.

### 2.1 Geração solar fotovoltaica

Uma usina solar fotovoltaica é uma instalação projetada para a conversão direta da energia solar em energia elétrica, utilizando o efeito fotovoltaico. Nessa configuração, módulos fotovoltaicos, compostos por células feitas de materiais semicondutores que captam a radiação solar e a transformam em corrente contínua. Por conseguinte, essa energia é convertida em corrente alternada por meio de inversores, para integração ao sistema elétrico ou consumo local. Essas usinas podem variar em escala, desde pequenas instalações distribuídas até grandes centrais de geração.

É importante destacar que as usinas fotovoltaicas podem operar em dois modos principais: on-grid e off-grid. O modo on-grid se refere a sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Nesse modelo, a energia gerada pelos módulos solares é utilizada diretamente ou exportada para a rede em caso de excedente. Da mesma forma, quando a geração solar não é suficiente para atender à demanda, a energia é importada da rede elétrica, garantindo o suprimento contínuo.

Já o modo off-grid corresponde a sistemas isolados, que operam de forma independente, sem conexão à rede elétrica. Esses sistemas utilizam baterias para armazenar a energia gerada, assegurando o fornecimento durante períodos de baixa irradiação solar ou à noite. Esse modelo é especialmente indicado para locais remotos ou onde não há acesso à infraestrutura de rede.

## 2.2 Elementos do sistema fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico é composto por componentes que trabalham em conjunto para converter a energia solar em energia elétrica. Entre os principais elementos, destacam-se os módulos fotovoltaicos, responsáveis pela captação da energia solar e sua conversão em energia elétrica, e o inversor, que transforma a corrente contínua gerada pelos módulos em corrente alternada utilizável.

Outros componentes incluem a estrutura de suporte, que garante a fixação adequada dos módulos, os cabos e conectores, responsáveis pela interligação elétrica do sistema, e o sistema de proteção e medição, que assegura a segurança operacional e monitora a geração de energia. Em sistemas isolados ou híbridos, baterias podem ser utilizadas para armazenar a energia gerada.

Este trabalho dar ênfase aos módulos fotovoltaicos e ao inversor, devido à sua importância na eficiência e funcionalidade do sistema, analisando suas características e impacto na operação de usinas solares fotovoltaicas.

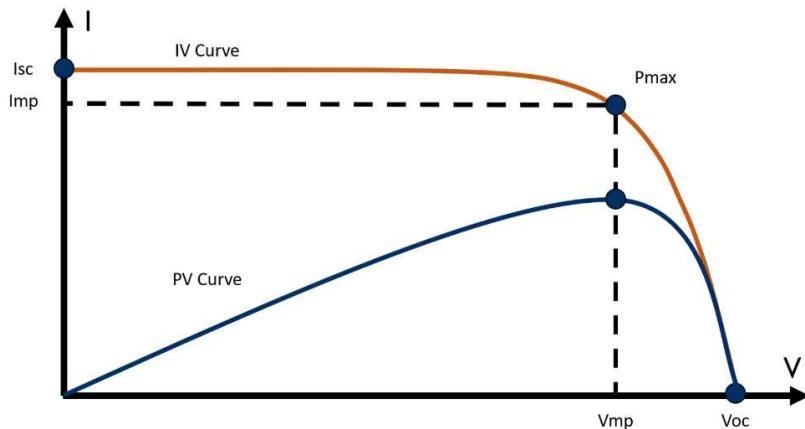
### 2.2.1 Painel fotovoltaico

Um módulo fotovoltaico consiste em um dispositivo projetado para converter diretamente a energia da radiação solar em energia elétrica, utilizando o efeito fotovoltaico. Esse dispositivo é composto por um conjunto de células solares interconectadas, usualmente em série, com o objetivo de gerar uma potência adequada às aplicações práticas. As propriedades elétricas do módulo são determinadas sob Condições Padrão de Teste (STC), as quais incluem uma irradiância solar de 1.000 W/m<sup>2</sup>, temperatura de 25°C e um espectro de radiação solar correspondente a uma massa de ar de 1,5 (SMETS *et al.*, 2014).

Os principais parâmetros elétricos incluem a Tensão de circuito aberto (Voc), que é medida conectando um voltímetro aos terminais do módulo enquanto este está desconectado e exposto à luz solar, e a Corrente de curto-circuito (Isc), obtida por meio de um amperímetro conectado aos mesmos terminais sob condições semelhantes. Contudo, esses valores não fornecem informações completas sobre o desempenho energético do módulo, sendo necessária a obtenção da curva característica corrente-tensão (I-V). A curva I-V é gerada por meio de ensaios que aplicam uma fonte de tensão variável aos terminais do módulo, permitindo a coleta de pares de valores de corrente e tensão para diferentes condições de operação. A partir dessa

curva, é possível identificar o ponto de máxima potência ( $P_{mpp}$ ), que representa a condição ideal de operação, na qual o módulo atinge sua eficiência máxima. Esse ponto é caracterizado pela corrente de máxima potência ( $I_{mpp}$ ) e pela tensão de máxima potência ( $V_{mpp}$ ) (SMETS *et al.*, 2014). A Figura 1 ilustra uma curva característica I-V de um módulo fotovoltaico.

Figura 1 – Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico



Fonte: Atonometrics (2017).

Os módulos fotovoltaicos de silício cristalino destacam-se como os mais amplamente utilizados na geração de energia solar. Esses módulos são classificados em duas categorias principais: monocristalino e policristalino (SMETS *et al.*, 2014). Os módulos de silício monocristalino apresentam uma eficiência energética superior em comparação aos policristalinos, sendo capazes de converter uma maior proporção da radiação solar incidente em energia elétrica. A eficiência, nesse contexto, é uma métrica crucial que indica a fração da energia solar absorvida pelo módulo que é efetivamente transformada em eletricidade.

A performance do módulo fotovoltaico é influenciada por fatores ambientais, como a temperatura das células e a intensidade da radiação solar. Por isso, é essencial considerar essas variações ao dimensionar sistemas fotovoltaicos para garantir sua eficiência em condições reais de operação.

### 2.2.2 Inversor

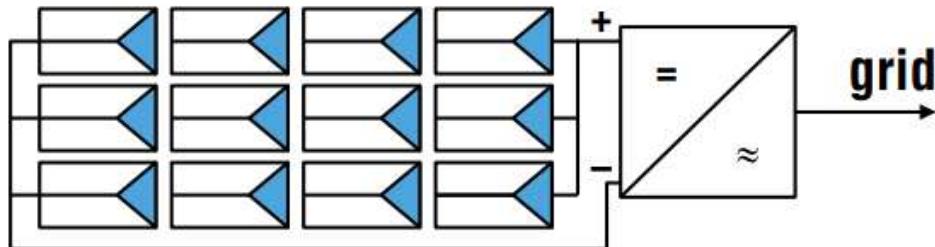
Os inversores cc/ca convertem a energia em corrente contínua do arranjo fotovoltaico em corrente alternada, que é injetada na rede elétrica, desde que atenda aos padrões de qualidade. Os avanços na eletrônica de potência aumentaram a eficiência, a confiabilidade e reduziram os custos desses dispositivos. Atualmente, os inversores em sistemas fotovoltaicos possuem

funções como rastreamento do ponto de máxima potência, controle de conexão com a rede e medição de energia. Utilizam dispositivos semicondutores que operam em modos de corte (off) e saturação (on), gerando inicialmente um sinal quadrado, que é transformado em senoidal por filtros (RAMPINELLI *et al.*, 2013).

Em relação à configuração, há três principais tipos de conexões de inversores empregados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede:

- Inversor central: Usados em sistemas fotovoltaicos de grande porte, centralizam a conversão de corrente contínua para alternada em um único dispositivo, conectando strings fotovoltaicas em paralelo. Inicialmente baseados em tiristores, esses inversores evoluíram para modelos autocomutados com IGBTs ou FETs, que oferecem melhor desempenho em baixa potência. Tecnologias como modulação por largura de pulso (PWM) e controladores digitais (DSP) melhoraram a qualidade da energia, eliminando a necessidade de compensação reativa. Recentemente, novas topologias e controles avançados, como modulação por vetor espacial, têm sido desenvolvidos para aumentar a eficiência, especialmente em cargas parciais (ABELLA; CHENLO, 2004). A Figura 2 apresenta a topologia básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede com inversor centralizado:

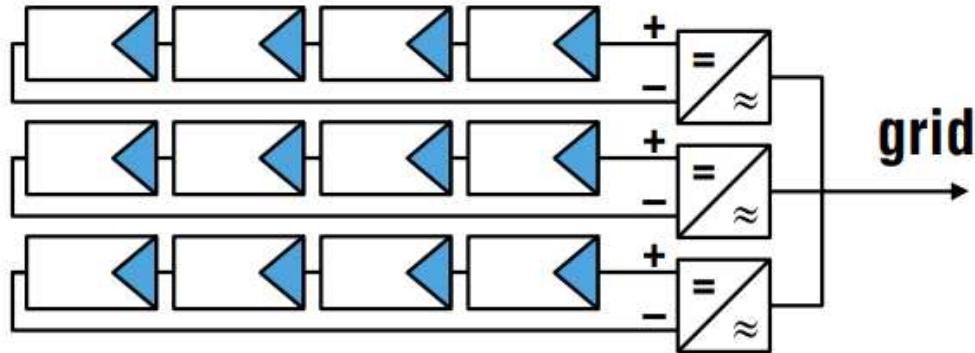
Figura 2 – Topologia básica de um sistema fotovoltaico com inversores central



Fonte: Abella e Chenlo (2004).

- Inversor string: Adotam um conceito modular, em que strings fotovoltaicas são conectadas a inversores individuais com potência nominal entre 1 e 3 kW. Esses inversores operam em configuração paralela, permitindo a injeção de energia em corrente alternada diretamente na rede elétrica (ABELLA; CHENLO, 2004).

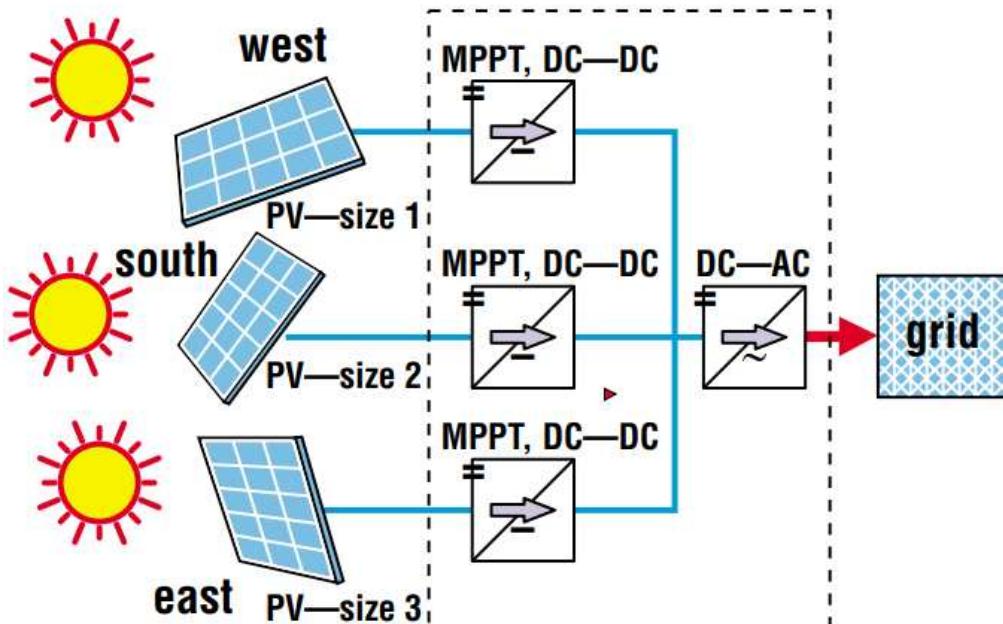
Figura 3 – Topologia básica de um sistema fotovoltaico com inversores string



Fonte: Abella e Chenlo (2004).

- c) Inversor multi-string: Esses integram, em uma única unidade, múltiplos conversores CC-CC independentes com rastreamento de ponto de máxima potência, que transferem energia para um inversor CC-CA compartilhado. Isso permite conectar strings fotovoltaicas com diferentes características, como potência nominal, número de módulos, tecnologias, orientações (este, sul, oeste), inclinações ou condições de sombreamento, garantindo que cada string opere em seu ponto de potência máxima individual.

Figura 4 – Topologia básica de um sistema fotovoltaico com inversores multi-string



Fonte: Abella e Chenlo (2004).

## 2.3 Sistema elétrico de potência

O sistema elétrico de potência é uma estrutura integrada composta por equipamentos e dispositivos que atuam de forma coordenada para gerar, transmitir, distribuir e consumir energia elétrica. Esses sistemas desempenham um papel essencial na sociedade moderna, fornecendo energia de forma contínua, segura e eficiente para atender às demandas de diferentes tipos de consumidores, desde residências até grandes indústrias.

A complexidade dos sistemas elétricos de potência exige uma combinação de tecnologias, dispositivos de controle e proteção, e infraestrutura robusta para garantir sua confiabilidade e eficiência. Além disso, esses sistemas enfrentam desafios contemporâneos, como a integração de fontes renováveis intermitentes, o crescimento da geração distribuída e a necessidade de garantir estabilidade em redes mais dinâmicas e diversificadas.

### 2.3.1 Matriz energética brasileira

A matriz energética brasileira é reconhecida por sua diversidade e pela significativa participação de fontes renováveis, o que a diferencia de muitas outras no cenário mundial. Historicamente, o Brasil tem investido fortemente em energias limpas, como a hidroeletricidade, que representa uma parcela expressiva da geração de energia elétrica no país devido à sua vasta disponibilidade de recursos hídricos, a Figura 5 ilustra claramente como o Brasil se destaca no cenário global por possuir uma matriz de geração elétrica majoritariamente composta por fontes renováveis. Este perfil reflete o aproveitamento estratégico de recursos naturais abundantes, como hidrelétricas, energia eólica, solar e biomassa, consolidando o país como referência em sustentabilidade energética.

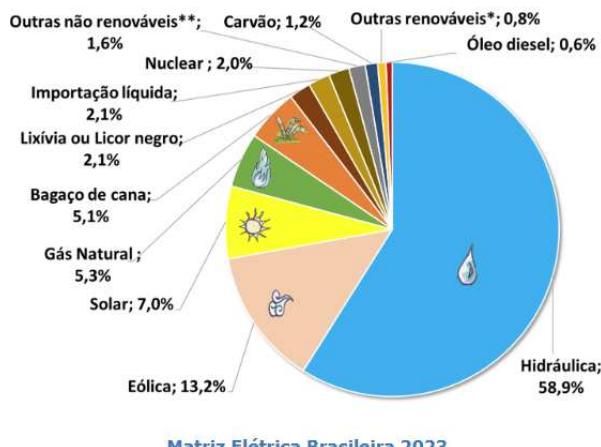
Figura 5 – Fontes renováveis e não renováveis no Brasil e no mundo



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2024).

Nos últimos anos, o país tem expandido sua matriz para incluir outras fontes renováveis, como energia eólica, solar e biomassa. A energia eólica, em particular, tem se destacado pelo rápido crescimento, especialmente nas regiões Nordeste e Sul, onde as condições climáticas são favoráveis. Já a energia solar, embora ainda em menor escala, vem ganhando espaço de forma significativa com a popularização da geração distribuída. A Figura 6 ilustra bem a composição dessa matriz.

Figura 6 – Matriz energética brasileira



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2024).

Vale ressaltar que, a energia solar no Brasil tem apresentado um crescimento notável nos últimos anos, com marcos significativos em 2022 e 2023. Em 2022, o país adicionou 12,4 gigawatts (GW) de capacidade instalada de energia solar fotovoltaica, elevando o total para mais de 37 GW, o que representou um aumento de quase 48% em relação ao ano anterior (Portal Solar, 2024).

### **2.3.2 Geração distribuída**

A geração distribuída (GD) vem ganhando destaque como uma alternativa sustentável e eficiente no setor elétrico, especialmente frente aos desafios de garantir segurança energética, reduzir emissões de gases de efeito estufa e democratizar o acesso à energia. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) define a GD como a geração de energia elétrica próxima ao local de consumo, utilizando fontes renováveis, como solar, eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. A expansão da GD no Brasil foi impulsionada pela Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, que estabeleceu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, permitindo que consumidores produzissem sua própria energia e injetassem o excedente na rede elétrica.

Em contrapartida, esses consumidores recebem créditos que podem ser usados para abater o consumo em períodos em que a geração própria não é suficiente (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2021).

Além dos benefícios econômicos, como a redução na conta de energia, a GD contribui para a diversificação da matriz energética conforme mostrado na Seção 2.3.1, aumentando a resiliência do sistema elétrico frente a eventos climáticos extremos e falhas em grandes geradores. No entanto, a disseminação da GD também apresenta desafios. Entre eles, destacam-se a necessidade de adequação da infraestrutura de redes e o desenvolvimento de políticas regulatórias que equilibrem os interesses dos diversos agentes do setor.

Dessa forma, a GD se apresenta como um elemento-chave para um sistema elétrico mais sustentável, descentralizado e eficiente. Contudo, sua plena implementação requer esforços coordenados entre governos, empresas e consumidores para superar barreiras técnicas, econômicas e regulatórias.

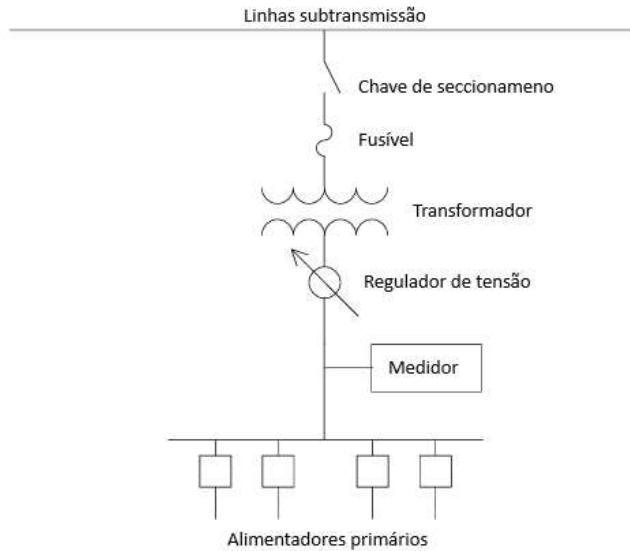
## **2.4 Redes de distribuição**

Os tópicos abordados nesta seção, têm como base a obra de KERSTING (2001), que oferece uma análise detalhada sobre sistemas de distribuição do livro *Distribuition System Modeling and Analysis*. A partir desse referencial, serão explorados aspectos como os modelos de linhas, transformadores e cargas.

O sistema de distribuição tem início na subestação de distribuição, que é alimentada por uma ou mais linhas de subtransmissão. Em alguns casos, no entanto, a subestação pode ser diretamente alimentada por uma linha de transmissão de alta tensão, o que elimina a necessidade de um sistema de subtransmissão. Essa configuração pode variar conforme as práticas e exigências de cada empresa distribuidora. Cada subestação de distribuição é responsável por fornecer energia a um ou mais alimentadores primários, sendo que, na maioria das situações, esses alimentadores possuem uma estrutura radial. Isso significa que a energia segue por um único caminho, fluindo da subestação diretamente até os consumidores finais.

Os modelos dos elementos do sistema de distribuição são fundamentais para a análise e simulação do comportamento de redes elétricas. Esses modelos descrevem o funcionamento e as características dos principais componentes da rede, que serão detalhados nesta Seção.

Figura 7 – Diagrama simplificado de um sistema de distribuição



Fonte: KERSTING (2001).

#### 2.4.1 Linhas

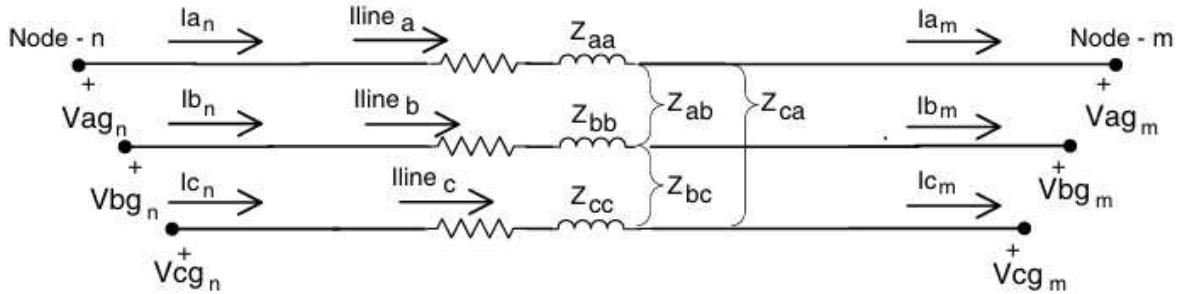
A modelagem de linhas de distribuição requer a consideração de diversos parâmetros que influenciam o comportamento elétrico do sistema. Entre os principais aspectos estão: a geometria da rede, a transposição ou não dos condutores, o acoplamento entre as fases e a quantidade de condutores. Esses fatores impactam diretamente na definição das impedâncias e admitâncias que caracterizam as linhas.

No contexto brasileiro, as redes de distribuição são predominantemente trifásicas com três condutores, devido à utilização de transformadores com conexão delta-estrela. No lado primário (delta), existem apenas três condutores, o que define a topologia da rede. Baseando-se nos conceitos apresentados por KERSTING (2001), existe o modelo série e o shunt.

Para o modelo em série, a impedância é composta pela resistência e pela reatância indutiva dos condutores, ambas expressas por unidade de comprimento conforme a Figura 8. Esses parâmetros dependem da resistividade dos materiais e da configuração geométrica dos condutores. O acoplamento magnético entre as fases é um fator crucial em sistemas assimétricos, como os de distribuição, sendo representado através da Matriz de impedância 2.1:

$$[Z] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Figura 8 – Modelo linha com impedância série



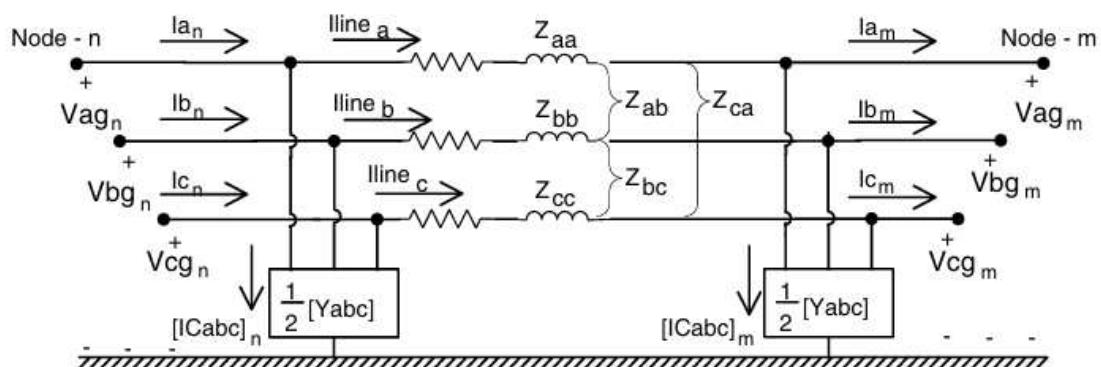
Fonte: KERSTING (2001).

Em que a diagonal principal é composta pelas impedâncias próprias dos condutores ( $Z_{aa}, Z_{bb}, Z_{cc}$ ) e os demais termos são as impedâncias mútuas entre os condutores.

É importante destacar que, em sistemas de distribuição, a transposição dos condutores é uma prática pouco comum, o que contribui para acentuar os desequilíbrios na rede elétrica. Além disso, devido à curta extensão das linhas nesses sistemas, o modelo simplificado de linha com impedâncias em série é amplamente adotado para os cálculos e análises, pois oferece uma representação adequada para as condições típicas de operação.

Já para o modelo shunt, a admitância representa a capacidade entre os condutores e entre cada condutor e o solo conforme a Figura 9. Apesar de os efeitos capacitivos serem menos significativos em sistemas de distribuição do que em sistemas de transmissão, eles impactam o comportamento da tensão em condições de carga leve. Desconsiderando o acoplamento capacitivo entre condutores, A Matriz de admitância shunt 2.23 é dada por:

Figura 9 – Modelo de linha com impedância shunt



Fonte: KERSTING (2001).

$$[Y] = j \begin{bmatrix} Y_{aa} & 0 & 0 \\ 0 & Y_{bb} & 0 \\ 0 & 0 & Y_{cc} \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

## 2.4.2 Transformadores

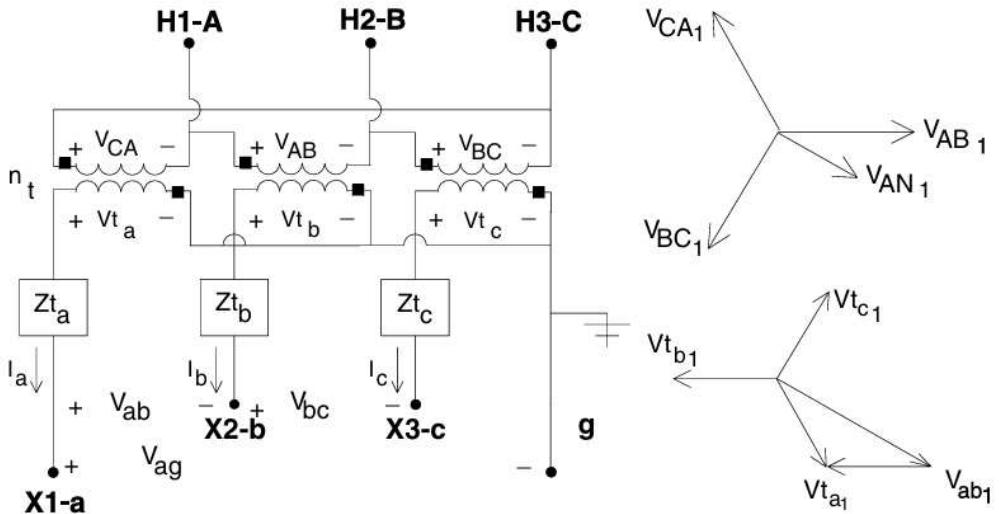
De forma semelhante à representação simplificada das linhas em sistemas de distribuição, é essencial descrever o modelo das principais configurações de transformadores que compõem esses sistemas. Os bancos de transformadores trifásicos desempenham um papel fundamental, sendo encontrados tanto nas subestações de distribuição quanto nos alimentadores, responsáveis pela adequação dos níveis de tensão para o atendimento das cargas.

Para alimentadores trifásicos em configuração estrela com neutro aterrado (quatro fios), a conexão de transformador de subestação mais comum é do tipo delta-estrela aterrada (Dyn1), devido à sua capacidade de fornecer um ponto de neutro estável e isolação entre os circuitos primário e secundário. Já para alimentadores trifásicos em configuração delta (três fios), é usual a utilização de transformadores com conexão delta-delta na subestação, garantindo compatibilidade com a configuração do alimentador.

### 2.4.2.1 Transformador Delta-Estrela aterrado

A conexão delta-estrela aterrada é amplamente utilizada em subestações de distribuição que alimentam sistemas trifásicos em estrela com neutro e cargas predominantemente monofásicas. Essa configuração permite o balanceamento das cargas monofásicas nos três circuitos derivados da conexão estrela. Além disso, três transformadores monofásicos podem ser conectados em delta-estrela aterrada, formando a típica conexão abaixadora com deslocamento de fase de 30 graus, conforme a representação desse modelo na Figura 10.

Figura 10 – Transformador Delta-Estrela aterrado



Fonte: KERSTING (2001).

Para realizar determinados cálculos, é fundamental compreender a conversão entre a tensão de linha e a tensão de fase. Nesse caso, a equação que descreve essa conversão da tensão de linha para tensão de fase é expressa por:

$$\begin{bmatrix} V_{AN} \\ V_{BN} \\ V_{CN} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

$$[VLN_{ABC}] = [W] [VLL_{ABC}] \quad (2.4)$$

Por outro lado, a conversão da tensão de fase para tensão de linha é dada por:

$$[VLL_{ABC}] = [D] [VLN_{ABC}] \quad (2.5)$$

Sendo [D]:

$$[D] = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

As tensões secundárias ideais como funções das tensões secundárias fase-terra e das correntes de linha secundárias são:

$$\begin{bmatrix} Vt_{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} VLG_{abc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Zt_{abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{abc} \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Sendo  $[Zt_{abc}]$ :

$$\begin{bmatrix} Zt_{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & Zt_c \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Dada as equações acima, a tensão de fase no primário podem ser definidas como:

$$\begin{bmatrix} VLN_{ABC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_t \end{bmatrix} (\begin{bmatrix} VLG_{abc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Zt_{abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{abc} \end{bmatrix}) \quad (2.9)$$

Sendo  $[a_t]$  a relação de transformação entre a tensão de linha do lado de alta sobre a tensão de linha no lado de baixa.

Em contrapartida, para as correntes, há um deslocamento de 30 graus entre as correntes de sequência positiva nos lados de alta e baixa tensão. A corrente que entra no terminal de alta tensão (H1) está adiantada em 30 graus em relação à corrente correspondente que sai no terminal de baixa tensão (X1). As correntes de linha podem ser determinadas como funções das correntes delta aplicando-se a lei de Kirchhoff das correntes:

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{AC} \\ I_{BA} \\ I_{CB} \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

$$\begin{bmatrix} I_{ABC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} ID_{ABC} \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

A equação matricial que relaciona as correntes primárias delta com as correntes de linha secundárias é dada por:

$$\begin{bmatrix} I_{AC} \\ I_{BA} \\ I_{CB} \end{bmatrix} = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

$$\begin{bmatrix} I_{ABC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} ID_{ABC} \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Dessa forma, tem-se:

$$[I_{ABC}] = [D] [AI] [I_{abc}] = [c_t] [VLG_{abc}] + [d_t] [I_{abc}] \quad (2.14)$$

Onde:

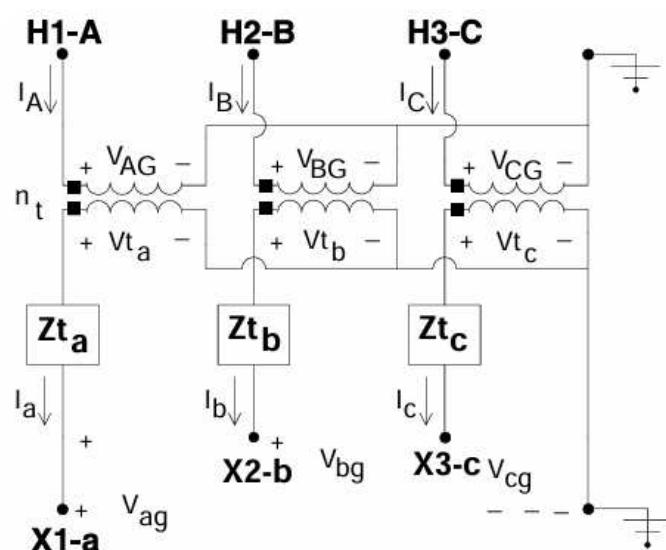
$$[d_t] = [D] [AI] \quad (2.15)$$

$$[c_t] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

#### 2.4.2.2 Transformador Estrela-Estrela Aterrada

A conexão estrela aterrada-estrela aterrada é amplamente utilizada para alimentar cargas monofásicas e trifásicas em sistemas de quatro fios com múltiplos pontos de aterramento. Essa configuração apresenta uma característica distinta em comparação com as conexões delta-estrela e estrela-delta, pois não há defasagem entre as tensões e as correntes nos dois lados do transformador. Essa ausência de defasagem simplifica significativamente a derivação das matrizes de constantes generalizadas.

Figura 11 – Transformador Estrela-Estrela aterrado



Fonte: KERSTING (2001).

As tensões secundárias ideais como funções das tensões secundárias fase-terra e das correntes de linha secundárias são:

$$[Vt_{abc}] = [VLG_{abc}] + [Zt_{abc}] [I_{abc}] \quad (2.17)$$

Sendo  $[Zt_{abc}]$ :

$$[Zt_{abc}] = \begin{bmatrix} Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & Zt_c \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

As tensões fase-terra no lado primário estão relacionadas às tensões ideais do transformador pela relação de espiras:

$$[VLG_{ABC}] = [AV] [Vt_{abc}] \quad (2.19)$$

Sendo  $[AV]$ :

$$[AV] = \begin{bmatrix} nt & 0 & 0 \\ 0 & nt & 0 \\ 0 & 0 & nt \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

Substituindo  $[Vt_{abc}]$ :

$$[VLG_{ABC}] = [AV] [VLG_{abc}] + [AV] [Zt_{abc}] [I_{abc}] \quad (2.21)$$

Sabendo que:

$$[a_t] = [AV] = \begin{bmatrix} nt & 0 & 0 \\ 0 & nt & 0 \\ 0 & 0 & nt \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

$$[b_t] = [AV] [Zt_{abc}] = \begin{bmatrix} nt \cdot Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & nt \cdot Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & nt \cdot Zt_c \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

Logo, tem-se:

$$[VLG_{ABC}] = [a_t] [VLG_{abc}] + [b_t] [I_{abc}] \quad (2.24)$$

Diferentemente do modelo de conexão delta-estrela aterrada, para as correntes, não há um deslocamento de 30 graus entre as correntes de sequência positiva nos lados de alta e baixa tensão, logo a corrente pode ser descrita por:

$$\begin{bmatrix} I_{ABC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} d_t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{abc} \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

Onde:

$$\begin{bmatrix} d_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{nt} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{nt} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{nt} \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

#### 2.4.3 Cargas

As cargas em um sistema de distribuição podem ser representadas como conectadas em configuração estrela (Y) ou delta ( $\Delta$ ) e podem variar entre trifásicas, bifásicas e monofásicas, independentemente do nível de desequilíbrio. Essas cargas são modeladas com base em uma potência complexa por fase e uma tensão inicial assumida, que pode ser tensão fase-neutro (para conexão em estrela) ou tensão entre linhas (para conexão em delta).

Os modelos de carga são aplicados em processos iterativos de análise de fluxo de potência, onde as tensões iniciais assumidas são substituídas pelas tensões reais calculadas durante a simulação.

Assim sendo, as cargas podem ser representadas por diferentes modelos, dependendo das características do sistema e da análise desejada. As principais formas de modelagem incluem:

- Carga de potência constante (PQ): A potência ativa e reativa permanecem fixas, independentemente das variações de tensão
- Carga de corrente constante: A corrente fornecida à carga é mantida constante, independentemente das condições de tensão
- Carga de impedância constante: O valor da impedância permanece inalterado, fazendo com que a corrente e a potência variem proporcionalmente ao quadrado da tensão
- Combinação dos modelos acima: As cargas podem ser representadas por uma combinação de potência, corrente e impedância constantes, dependendo da natureza específica de cada componente da carga.

#### 2.4.3.1 Cargas conectadas em Y

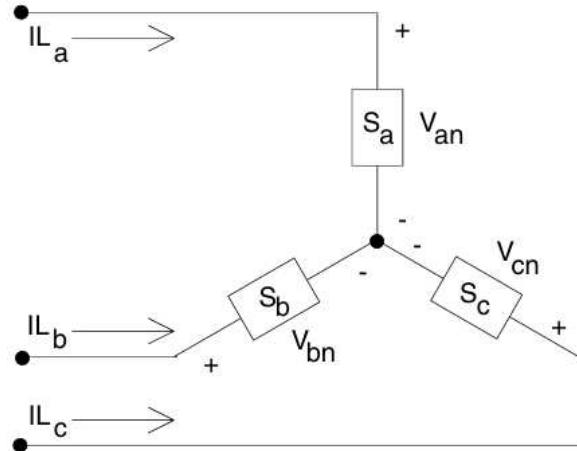
A notação para as potências complexas e tensões especificadas é a seguinte:

$$|S_a|\angle\theta_a = P_a + jQ_a \quad |V_{an}|\angle\delta_a \quad (2.27)$$

$$|S_b|\angle\theta_b = P_b + jQ_b \quad |V_{bn}|\angle\delta_b \quad (2.28)$$

$$|S_c|\angle\theta_c = P_c + jQ_c \quad |V_{cn}|\angle\delta_c \quad (2.29)$$

Figura 12 – Carga conectada em Y



Fonte: KERSTING (2001).

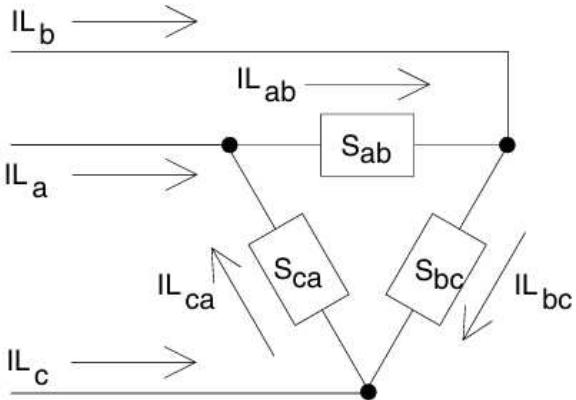
#### 2.4.3.2 Cargas conectadas em Δ

A notação para as potências complexas e tensões especificadas para essa ligação é a seguinte:

$$|S_{ab}|\angle\theta_{ab} = P_{ab} + jQ_{ab} \quad |V_{ab}|\angle\delta_{ab} \quad (2.30)$$

$$|S_{bc}|\angle\theta_{bc} = P_{bc} + jQ_{bc} \quad |V_{bc}|\angle\delta_{bc} \quad (2.31)$$

Figura 13 – Carga conectada em  $\Delta$



Fonte: KERSTING (2001).

$$|S_{ca}| \angle \theta_{ca} = P_{ca} + jQ_{ca} \quad |V_{ca}| \angle \delta_{ca} \quad (2.32)$$

Em sistemas com cargas conectadas em estrela ou triângulo, as cargas monofásicas e bifásicas são modeladas atribuindo zero às correntes das fases que não estão em uso. Para as fases ativas, as correntes são calculadas com base nas equações correspondentes ao modelo de carga adotado, seja ele de potência complexa constante, impedância constante ou corrente constante. Esse método garante uma representação precisa das condições elétricas, mesmo em configurações com fases ausentes.

Esses modelos permitem flexibilidade na análise de sistemas elétricos, garantindo uma representação precisa das condições operacionais.

## 2.5 Sistema de coordenadas de fase

Este trabalho tem como objetivo investigar a análise de curto-circuito em sistemas de distribuição, considerando a condição inicial de desequilíbrio do sistema antes da ocorrência da falha. Essa característica é relevante, pois grande parte dos sistemas de distribuição apresenta desequilíbrios devido à assimetria de cargas, configurações de redes ou presença de diferentes tipos de consumidores conectados.

Inicialmente, para contextualizar a análise, será abordado o método das componentes simétricas, amplamente utilizado em sistemas equilibrados. Esse método permite decompor as tensões e correntes em componentes de sequência positiva, negativa e zero, simplificando a análise de curtos-circuitos e facilitando a resolução de problemas em redes balanceadas, como

em sistemas de transmissão e algumas redes de subtransmissão. O livro (ANDERSON, 1995) intitulado de *Analysis of Faulted Power Systems* descreve bem as componentes simétricas em sistemas equilibrados.

As componentes simétricas descrita por ANDERSON (1995) é com base na descoberta de FORTESCUE (1918) sobre a propriedade dos fasores desequilibrados, no qual foi observado que em um sistema de três fasores desequilibrados pode ser decomposto em dois conjuntos de fasores equilibrados (sequência positiva e sequência negativa) e um conjunto adicional de fasores monofásicos (sequência zero). Essa decomposição simplifica a análise, permitindo que o sistema seja representado por fase em cada componente.

Em sistema trifásico equilibrado, as componentes de sequência podem ser representadas da seguinte maneira:

$$\begin{bmatrix} V_{A0} \\ V_{A1} \\ V_{A2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix}. \quad (2.33)$$

$$\begin{bmatrix} V_{012} \end{bmatrix} = [C] \begin{bmatrix} V_{abc} \end{bmatrix} \quad (2.34)$$

Em que  $a$  é o operador de sequência, um número complexo ( $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$ ) que representa uma rotação de  $120^\circ$  no plano complexo, que descrever o deslocamento de fase entre as fases  $a, b, c$  em sistemas trifásicos equilibrados.

O conjunto de valores  $(V_{a1}, V_{b1}, V_{c1})$  representa as tensões produzidas por um gerador com sequência de fase a-b-c, que é considerada positiva neste contexto. O conjunto de sequência negativa  $(V_{a2}, V_{b2}, V_{c2})$  possui a sequência de fase a-c-b, sendo chamada de negativa. Os fasores de sequência zero  $(V_{a0}, V_{b0}, V_{c0})$  não possuem deslocamento de fase e, portanto, são idênticos.

A equação de síntese para um sistema trifásico, correspondente à equação dada, é:

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{A0} \\ V_{A1} \\ V_{A2} \end{bmatrix}. \quad (2.35)$$

$$\begin{bmatrix} V_{abc} \end{bmatrix} = [A] \begin{bmatrix} V_{012} \end{bmatrix} \quad (2.36)$$

Note que  $C$  e  $A$  são matrizes de transformação, uma vez que facilitam a conversão entre os sistemas de coordenadas do domínio de fase ( $V_a, V_b, V_c$ ) e o domínio de componentes simétricas ( $V_0, V_1, V_2$ ). Além disso, as correntes se comportam de maneira similar, descritas por:

$$\begin{bmatrix} I_{012} \end{bmatrix} = [C] \begin{bmatrix} I_{abc} \end{bmatrix} \quad (2.37)$$

$$\begin{bmatrix} I_{abc} \end{bmatrix} = [A] \begin{bmatrix} I_{012} \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

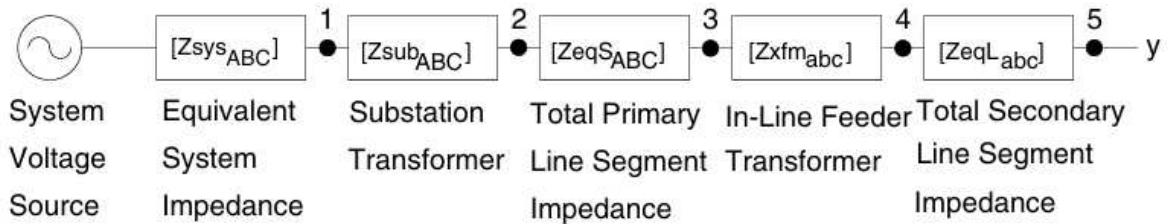
Entretanto, ao aplicar as componentes simétricas em sistemas de distribuição, surgem limitações significativas. Devido ao desequilíbrio inerente dessas redes e ao acoplamento mútuo desigual entre as fases que leva ao acoplamento mútuo entre as redes de sequência. Quando isso acontece, não há vantagem em usar componentes simétricos. Logo, a aplicação direta desse método pode levar a resultados imprecisos ou mesmo inválidos. Assim, é necessário utilizar o sistema de coordenadas de fase. O livro (KERSTING, 2001) descreve bem o método para análise de curto-circuito de um alimentador de distribuição trifásico desequilibrado usando o sistema de coordenadas de fases.

Em sistemas desequilibrados, têm-se tanto as impedâncias próprias como as mútuas diferentes, ou seja:

$$Z_{aa} \neq Z_{bb} \neq Z_{cc}, \quad Z_{ab} \neq Z_{bc} \neq Z_{ca} \quad (2.39)$$

Que para essa demonstração é levado em consideração o sistema apresentado na Figura 14:

Figura 14 – Modelo para análise de curto-circuito em alimentador desequilibrado

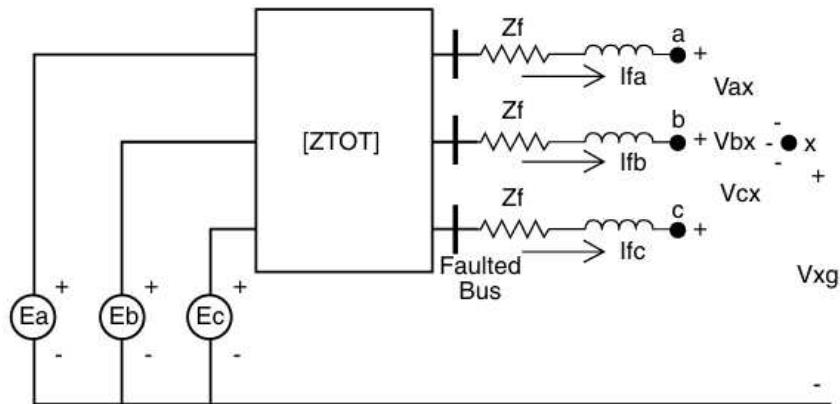


Fonte: KERSTING (2001).

Dado o sistema apresentado na Figura 14, as impedâncias exibidas podem estar no caminho da corrente de falta, dependendo do ponto onde a falha ocorre. Dessa forma, é possível

determinar o circuito equivalente de Thévenin incorporando essas impedâncias. Em essência, o equivalente de Thévenin é representado por um modelo trifásico, conforme ilustrado na Figura 15:

Figura 15 – Circuito equivalente de Thévenin



Fonte: KERSTING (2001).

As fontes de tensão  $E_a$ ,  $E_b$  e  $E_c$  representam as tensões fase-terra equivalentes de Thévenin no nó com falta. A matriz  $[ZTOT]$  representa a matriz de impedância de fase equivalente de Thévenin no nó com falta. A impedância de falta é representada por  $Z_f$ . A lei de Kirchhoff das tensões na forma matricial pode ser aplicada ao circuito:

$$\begin{bmatrix} E_a \\ E_b \\ E_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{fa} \\ I_{fb} \\ I_{fc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{fa} \\ I_{fb} \\ I_{fc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{ax} \\ V_{bx} \\ V_{cx} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{xg} \\ V_{xg} \\ V_{xg} \end{bmatrix}. \quad (2.40)$$

$$[E_{abc}] = [ZTOT] [If_{abc}] + [ZF] [If_{abc}] + [V_{abcx}] + [V_{xg}]. \quad (2.41)$$

Combinando os termos  $[ZTOT]$  e  $[ZF]$  da equação, tem-se:

$$[E_{abc}] = [ZEQ] [If_{abc}] + [V_{abcx}] + [V_{xg}]. \quad (2.42)$$

Multiplicando a Equação 2.44 pela matriz de admitância  $[Y]$  que é o inverso da matriz de impedância  $[ZEQ]$ , tem-se:

$$[E_{abc}] [Y] = [If_{abc}] + [Y] [V_{abcx}] + [Y] [V_{xg}]. \quad (2.43)$$

Então, tem-se a magnitude das correntes, dada por:

$$[IP_{abc}] = [If_{abc}] + [Y] [V_{abcx}] + [Y] [V_{xg}]. \quad (2.44)$$

$$\begin{bmatrix} IP_a \\ IP_b \\ IP_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} If_a \\ If_b \\ If_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ax} \\ V_{bx} \\ V_{cx} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{xg} \\ V_{xg} \\ V_{xg} \end{bmatrix}. \quad (2.45)$$

Por fim, os valores das correntes para cada uma das fases pode ser descrita por:

$$\begin{aligned} IP_a &= If_a + (Y_{aa} \cdot V_{ax} + Y_{ab} \cdot V_{bx} + Y_{ac} \cdot V_{cx}) + Ys_a \cdot V_{xg} \\ IP_b &= If_b + (Y_{ba} \cdot V_{ax} + Y_{bb} \cdot V_{bx} + Y_{bc} \cdot V_{cx}) + Ys_b \cdot V_{xg} \\ IP_c &= If_c + (Y_{ca} \cdot V_{ax} + Y_{cb} \cdot V_{bx} + Y_{cc} \cdot V_{cx}) + Ys_c \cdot V_{xg} \end{aligned} \quad (2.46)$$

Onde:

$$\begin{aligned} Ys_a &= Y_{aa} + Y_{ab} + Y_{ac} \\ Ys_b &= Y_{ba} + Y_{bb} + Y_{bc} \\ Ys_c &= Y_{ca} + Y_{cb} + Y_{cc} \end{aligned} \quad (2.47)$$

As Equações 2.46 constituem o conjunto geral utilizado para a simulação de todos os tipos de curtos-circuitos. Essas equações envolvem três expressões principais e sete variáveis desconhecidas ( $If_a, If_b, If_c, V_{ax}, V_{bx}, V_{cx}, V_{xg}$ ). Por outro lado, as variáveis ( $IP_a, IP_b, IP_c$ ) são funções das tensões de Thévenin e da impedância total do sistema, sendo, portanto, conhecidas. Para resolver o sistema de Equações, é necessário complementar com quatro equações independentes adicionais, que dependem do tipo específico de falta em análise. Essas equações suplementares são determinadas conforme o tipo de curto-círcuito simulado, que será descrito a seguir na Seção 2.6. Os valores correspondentes são obtidos aplicando curtos-circuitos na configuração apresentada na Figura 15 para representar cada tipo de falta.

É importante destacar que, existem vários casos especiais em que a matriz de impedâncias [ $Z$ ] é simplificada (ANDERSON, 1995).

- Caso 1: A ausência de impedâncias, sejam próprias ou mútuas, é uma suposição simplificadora. Esse cenário elimina alguns termos da matriz, reduzindo sua complexidade. Muitas vezes, as impedâncias mútuas podem ser desprezadas por serem muito pequenas em comparação com as impedâncias próprias. No entanto, mesmo com a eliminação de impedâncias próprias ou mútuas, a matriz [ $Z$ ] geralmente não se torna simétrica, pois a simetria depende de outros fatores.

- Caso 2: Quando as impedâncias próprias ou mútuas são iguais em todas as três fases, as expressões matemáticas que definem  $[Z]$  são simplificadas. Neste caso, os elementos fora da diagonal da matriz podem ser eliminados, resultando em uma matriz diagonal que representa a ausência de acoplamento entre as sequências.
- Caso 3: Um caso intermediário ocorre quando as impedâncias próprias ou mútuas são simétricas em relação a uma determinada fase. Essa condição implica que a matriz  $[Z]$  é recíproca e simétrica.

## 2.6 Curto-circuito

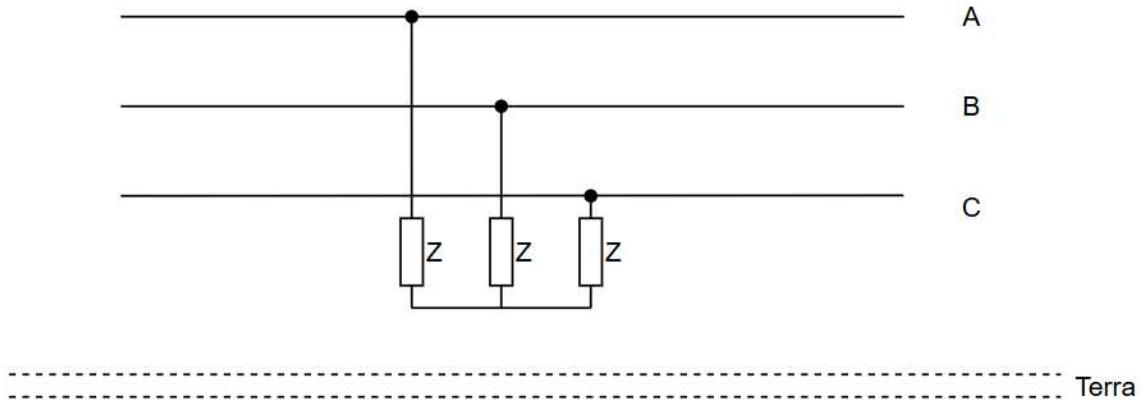
Um curto-circuito é uma falha elétrica que ocorre quando dois ou mais pontos de um circuito com potenciais elétricos diferentes são conectados diretamente, geralmente devido à ausência de uma resistência adequada entre eles. Isso resulta em um fluxo excessivo de corrente elétrica (HUGHES, 2016).

Os curto-circuitos são falhas elétricas que podem ser classificados em duas categorias principais: temporários e permanentes. Em primeiro, os temporários são geralmente causados por eventos transitórios, como descargas atmosféricas, galhos de árvores que entram em contato momentâneo com as linhas elétricas ou outros objetos que causam uma interrupção breve. Após o evento, o circuito pode ser restabelecido automaticamente sem necessidade de intervenção humana. Ademais, os permanentes resultam de falhas mais graves, como rompimentos de cabos, quedas de estruturas, contato direto de condutores ou defeitos em equipamentos que não se resolvem por conta própria. Esses problemas demandam uma intervenção manual para consertar a falha e ocorrem com menos frequência (KINDERMANN, 1997).

Os tipos de curto-circuito são classificados da seguinte maneira:

- a) Curto-circuito trifásico: Ocorre quando as três fases de um sistema elétrico entram em contato direto entre si ou por meio de uma baixa impedância, sem a presença de carga. É o tipo mais severo de curto-circuito, pois envolve o maior fluxo de corrente de falha no sistema. Vale destacar que, apenas o curto-circuito trifásico ( $3\phi$ ) é equilibrado, contendo somente componentes de seqüência positiva, ou seja, é considerado uma falha simétrica (KINDERMANN, 1997).

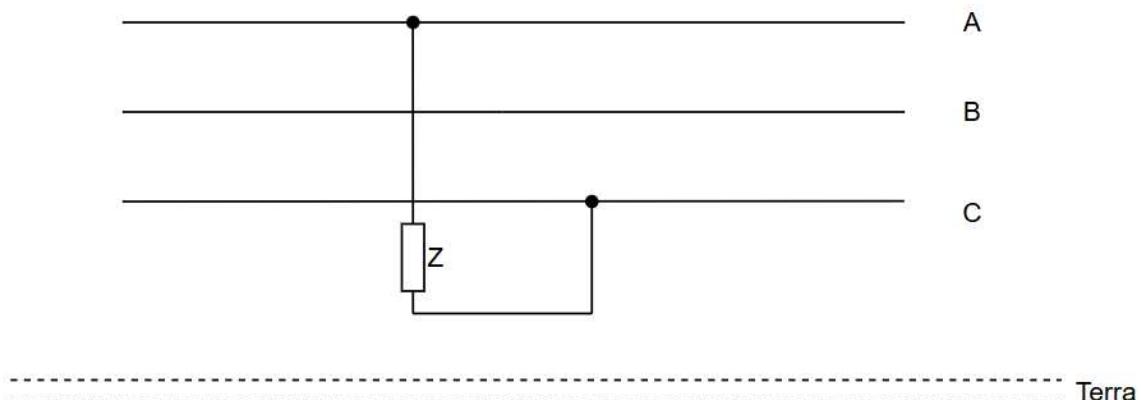
Figura 16 – Diagrama de curto-circuito trifásico



Fonte: Elaborado pelo autor.

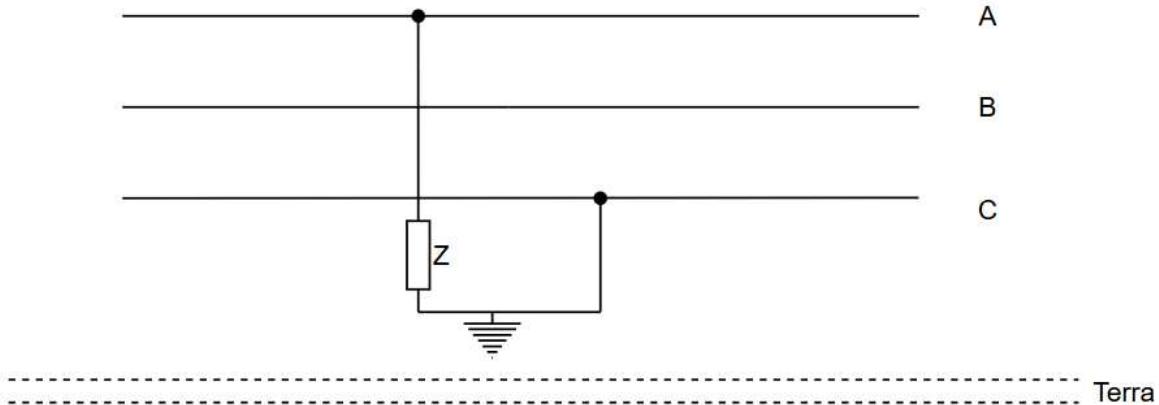
- b) Curto-circuito bifásico e bifásico-terra: São tipos de falhas assimétricas que ocorrem em sistemas elétricos quando há contato anormal entre duas fases, com ou sem ligação à terra. No caso do curto-circuito bifásico, o contato ocorre diretamente entre duas fases ou através de uma baixa impedância, resultando em um fluxo elevado de corrente entre essas fases. Esse tipo de falha, embora não envolva o potencial da terra, pode causar sobrecargas, aumento de temperaturas nos condutores e danos aos equipamentos, comprometendo a estabilidade da rede. Já no curto-circuito bifásico-terra, duas fases entram simultaneamente em contato entre si e com a terra, o que adiciona complexidade ao fenômeno. Nessa situação, além das correntes circulando entre as fases, há também interação com o potencial do solo.

Figura 17 – Diagrama de curto-circuito bifásico



Fonte: Elaborado pelo autor.

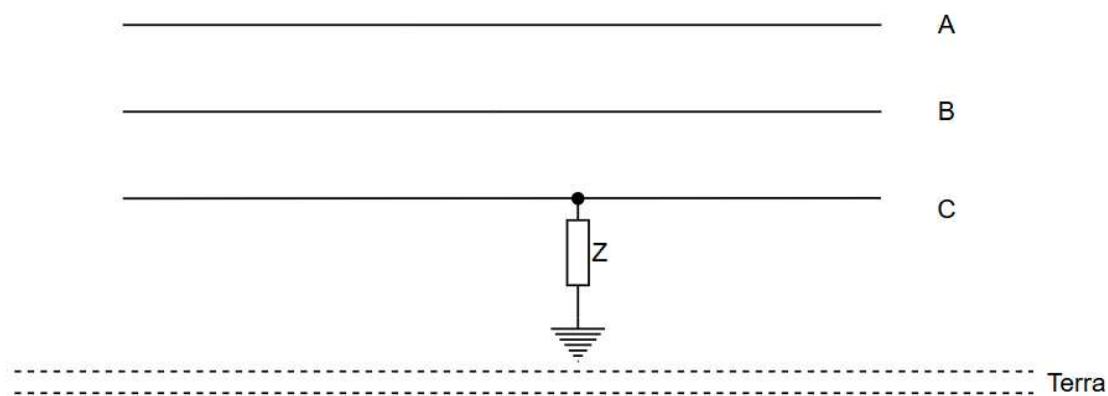
Figura 18 – Diagrama de curto-circuito bifásico terra



Fonte: Elaborado pelo autor.

- c) Curto-circuito monofásico: Ocorre quando uma única fase de um sistema elétrico entra em contato com a terra, criando um caminho de baixa resistência que permite uma corrente de falha elevada. Esse é um dos tipos mais comuns de falha em sistemas elétricos e pode ser causado por fatores como falhas de isolamento, danos físicos às linhas, umidade, ou descargas atmosféricas, sendo também considerada uma falta assimétrica.

Figura 19 – Diagrama de curto-circuito monofásico terra



Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme descrito na Seção 2.5, o cálculo das correntes de curto-circuito será realizado utilizando o sistema de coordenadas de fase. Para resolver as Equações 2.46, é necessário especificar quatro equações adicionais independentes, que variam com o tipo de falta simulada. Essas equações são determinadas a partir de curtos-circuitos aplicados na Figura 15, representando o tipo específico de falta. Uma abordagem eficiente para solucionar as sete equações é organizá-las em forma matricial, conforme mostrado na Equação 2.48.

$$\begin{bmatrix} IP_a \\ IP_b \\ IP_c \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & Y_{1,1} & Y_{1,2} & Y_{1,3} & Ys_1 \\ 0 & 1 & 0 & Y_{2,1} & Y_{2,2} & Y_{2,3} & Ys_2 \\ 0 & 0 & 1 & Y_{3,1} & Y_{3,2} & Y_{3,3} & Ys_3 \\ - & - & - & - & - & - & - \\ - & - & - & - & - & - & - \\ - & - & - & - & - & - & - \\ - & - & - & - & - & - & - \end{bmatrix} \begin{bmatrix} If_a \\ If_b \\ If_c \\ V_{ax} \\ V_{bx} \\ V_{cx} \\ V_{xg} \end{bmatrix}. \quad (2.48)$$

De forma simplificada, a equação pode ser representada como:

$$[IP_s] = [C] [X]. \quad (2.49)$$

Aqui, a matriz  $[X]$  representa as incógnitas do sistema, que podem ser encontradas por:

$$[X] = [C]^{-1} [IP_s]. \quad (2.50)$$

Para as faltas trifásicas é simulada colocando um curto-circuito do nó a para x, do nó b para x e do nó c para x da Figura 15. Isso fornece três equações de tensão. A quarta equação vem da aplicação da lei de Kirchhoff das correntes no nó x, que resulta na soma das correntes de falta sendo zero:

$$\begin{aligned} V_{ax} &= V_{bx} = V_{cx} = 0 \\ I_a + I_b + I_c &= 0 \end{aligned} \quad (2.51)$$

Em que a Equação 2.48 é completada da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} IP_a \\ IP_b \\ IP_c \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & Y_{1,1} & Y_{1,2} & Y_{1,3} & Ys_1 \\ 0 & 1 & 0 & Y_{2,1} & Y_{2,2} & Y_{2,3} & Ys_2 \\ 0 & 0 & 1 & Y_{3,1} & Y_{3,2} & Y_{3,3} & Ys_3 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} If_a \\ If_b \\ If_c \\ V_{ax} \\ V_{bx} \\ V_{cx} \\ V_{xg} \end{bmatrix}. \quad (2.52)$$

Para faltas trifásicas para terra, todas as tensões no ponto de falta são zero:

$$V_{ax} = V_{bx} = V_{cx} = V_{xg} = 0 \quad (2.53)$$

os elementos na matriz  $[C]$  que simulam uma falta trifásica-terra seriam:

$$C_{4,4} = C_{5,5} = C_{6,6} = C_{7,7} = 1 \quad (2.54)$$

Em faltas bifásicas, entre a fase 'a' e a fase 'b':

$$\begin{aligned} V_{ax} &= V_{bx} = 0 \\ If_c &= 0 \\ If_a + If_b &= 0 \end{aligned} \quad (2.55)$$

os elementos na matriz  $[C]$  que simulam uma falta bifásica seriam:

$$\begin{aligned} C_{4,4} &= C_{5,5} = 1 \\ C_{6,3} &= 1 \\ C_{7,1} &= C_{7,2} = 1 \end{aligned} \quad (2.56)$$

Finalmente, para faltas monofásicas, em que a fase 'a' é a que fecha o contato com a terra, tem-se:

$$\begin{aligned} V_{ax} &= V_{xg} = 0 \\ If_b &= If_c = 0 \end{aligned} \quad (2.57)$$

os elementos na matriz  $[C]$  que simulam uma falta monofásica seriam:

$$\begin{aligned} C_{4,4} &= C_{5,7} = 1 \\ C_{6,2} &= C_{7,3} = 1 \end{aligned} \quad (2.58)$$

Com base na abordagem apresentada, o cálculo de correntes de curto-circuito em sistemas de distribuição utilizando o sistema de coordenadas de fase permite modelar de forma precisa os diferentes tipos de faltas que podem ocorrer. A utilização de um sistema matricial, como ilustrado nas Equações 2.48 e 2.49, facilita a resolução das equações do sistema e a obtenção das incógnitas associadas às condições de falta. Essa metodologia, fundamentada nos conceitos de Thévenin e nas leis de Kirchhoff, destaca-se pela flexibilidade na representação de diferentes cenários de curto-circuito ao ajustar os elementos da matriz  $[C]$  para cada tipo de falta simulada. Assim, a abordagem é eficiente e amplamente aplicável, contribuindo para análises detalhadas do comportamento de sistemas de distribuição durante condições de falta.

## 2.7 Contribuição de sistemas fotovoltaicos durante um curto-circuito

Há uma ampla literatura dedicada à análise da contribuição de fontes tradicionais durante transientes em sistemas elétricos. No entanto, o papel de fontes conectadas à rede por meio de inversores, especialmente em cenários de curto-circuito, ainda é um campo de estudo relativamente recente, particularmente no contexto nacional. Por não utilizarem dispositivos eletrromagnéticos nem apresentarem inércia mecânica, os sistemas de geração solar são classificados como geradores não convencionais (FERREIRA, 2016).

### 2.7.1 Considerações sobre inversores

Conforme visto na Seção 2.2.2 os inversores solares desempenham um papel fundamental nos sistemas fotovoltaicos, convertendo a energia gerada em corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA) e controlando os níveis de potência e corrente injetados na rede elétrica. O controle das potências ativa e reativa ocorre por meio de uma malha externa, enquanto uma malha interna é responsável por limitar a corrente injetada. Essa estrutura de controle garante a operação eficiente e segura do sistema (FERREIRA, 2016).

Durante o processo de conversão, a tensão alternada gerada apresenta ruídos de alta frequência, resultantes do chaveamento dos transistores, o que gera uma onda senoidal com pequenas imperfeições. Para atenuar esses ruídos, são implementados filtros passa-baixa em série com a saída do inversor. Esses filtros possuem uma reatância série com uma relação X/R muito baixa, tornando desprezível o efeito indutivo que poderiam causar no comportamento da corrente de curto-circuito (FERREIRA, 2016).

Além disso, inversores trifásicos apresentam um controle rigoroso de corrente, o que restringe sua saída a correntes de sequência positiva, mesmo em situações de curto-circuito assimétrico. Esse controle evita a injeção de componentes de corrente contínua na rede, assegurando um desempenho estável e consistente (FERREIRA, 2016).

### 2.7.2 Modelagem de um sistema solar fotovoltaico

Um gerador fotovoltaico pode ser representado por um modelo composto por uma fonte de corrente em paralelo com uma impedância interna, onde a corrente depende diretamente da potência gerada e da tensão da rede. Esse tipo de modelagem, amplamente utilizado em ferramentas como o OpenDSS, é ilustrado na Figura 24.

Em situações de curto-círcuito distantes da planta fotovoltaica ou em faltas de alta impedância, os níveis de tensão de referência do inversor podem ser reduzidos sem que haja a desconexão do sistema de geração. Nessas condições, a corrente injetada tende a aumentar, uma vez que a potência gerada pode ser considerada constante durante o intervalo de tempo do curto-círcuito. A contribuição da corrente em tais cenários é descrita pela equação 2.59, que define a corrente gerada por um sistema solar em uma falta distante do ponto de conexão. Para aplicação dessa equação, considera-se que o curto seja distante quando a impedância da rede supera a impedância da fonte (FERREIRA, 2016).

$$I_{CA,UFV} = \frac{S_{CA,UFV}}{V_{REDE}} \quad (2.59)$$

Onde:

- $I_{CA,UFV}$ : Corrente CA de saída do inversor em condições normais ou durante falta distante
- $S_{CA,UFV}$ : Potência de geração solar entregue pelo inversor
- $V_{REDE}$ : Tensão nos terminais CA do inversor.

É importante destacar que a Equação 2.59 também descreve o comportamento da corrente em funcionamento normal dos sistemas fotovoltaicos, uma vez que foi derivada a partir da modelagem do gerador fotovoltaico. Em casos de faltas próximas à planta solar, a tensão de referência tende a sofrer uma queda mais acentuada, o que resulta em um aumento proporcional na corrente. No entanto, o sistema de controle de corrente do inversor atua para limitar a injeção dessa corrente. Para lidar com essa situação, foi proposta a Equação 2.60, que define a contribuição de um sistema solar durante um curto-círcuito (FERREIRA, 2016).

$$I_{CC,UFV} = \beta \cdot I_{n,UFV} \quad (2.60)$$

Onde:

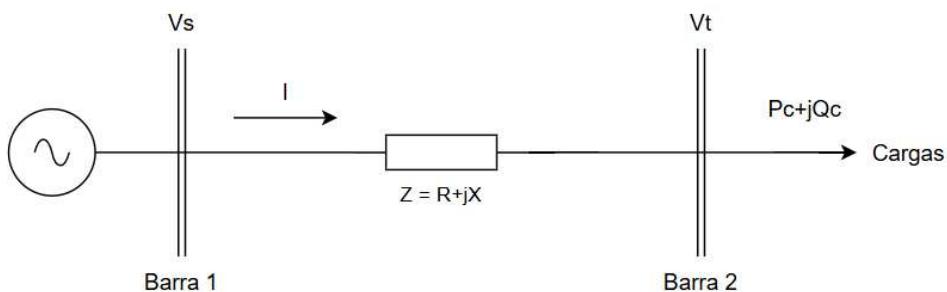
- $I_{CC,UFV}$ : Corrente de contribuição do sistema solar durante um curto;
- $\beta$ : Fator de contribuição de curto-círcuito
- $I_{n,UFV}$ : Corrente nominal do sistema solar.

Considerando que os geradores solares funcionam como fontes de corrente com alta impedância em paralelo, é possível assumir qualquer ponto da rede como "próximo" para aplicar a equação 2.60.

## 2.8 Perfil de tensão

O comportamento da tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica é afetado por diversos fatores, como o tipo de carga conectada, a distribuição das cargas monofásicas, a presença da GD e os métodos de controle de tensão adotados. Com o aumento da presença de usinas fotovoltaicas conectadas à rede, o controle de tensão tornou-se um desafio crucial para a integração em larga escala de sistemas UFV nas redes de baixa tensão. Nessas redes, a relação entre reatância (X) e resistência (R) é muito menor do que em redes de alta tensão como nos sistemas de transmissão, o que faz com que a influência da resistência sobre o perfil de tensão seja mais pronunciada. Isso pode levar a um aumento indesejado da tensão nos pontos de conexão das UFV, especialmente durante períodos de baixa demanda e alta produção de energia. (YANG *et al.*, 2015).

Figura 20 – Alimentador de distribuição sem inserção de GD



Fonte: Yang *et al.* (2015).

Em redes de distribuição radiais, a tensão tende a cair à medida que se distancia da subestação devido à resistência e reatância dos condutores.

A Equação 2.61 que descreve a queda de tensão ao longo deste alimentador é obtida pelo somatório das componentes real e imaginária, conforme apresentado a seguir.

$$\Delta V = I \cdot (R + jX) = \left( \frac{P_c R + jQ_c X}{V_T} \right) + j \left( \frac{P_c X + jQ_c R}{V_T} \right) \quad (2.61)$$

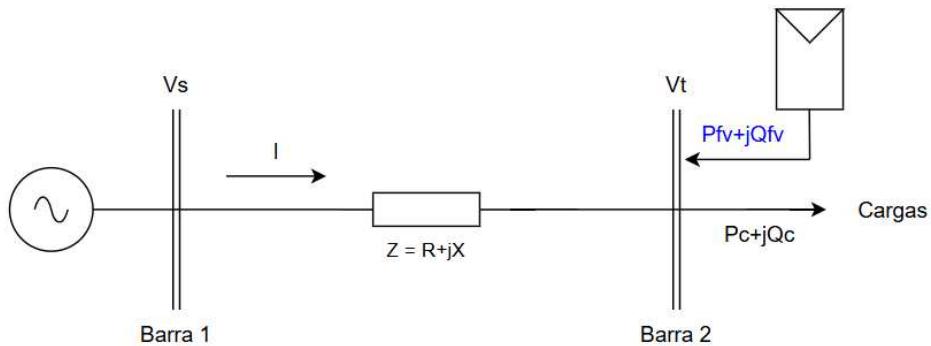
Onde:

- $P_c$ : Potência ativa consumida pela carga
- $Q_c$ : Potência reativa consumida pela carga
- $V_T$ : Módulo da tensão fasorial na barra 2
- $R$ : Resistência do alimentador

- X: Reatância do alimentador.

Com o incremento da usina fotovoltaica na barra 2 próximas ao ponto de consumo pode inverter essa tendência, aumentando os níveis de tensão na região. A Figura 21 retrata a conexão da usina.

Figura 21 – Alimentador de distribuição com inserção de GD



Fonte: Yang *et al.* (2015).

Dessa forma, para o cálculo da queda de tensão deve ser considerado a potência ativa fornecida pela usina e pode ser desconsiderado a parte imaginária (YANG *et al.*, 2015):

$$\Delta V = \left( \frac{(P_c - P_{UFV})R + jQ_cX}{V_T} \right) \quad (2.62)$$

Onde:

- $P_c$ : Potência ativa consumida pela carga
- $Q_c$ : Potência reativa consumida pela carga
- $V_T$ : Módulo da tensão fasorial na barra 2
- $R$ : Resistência do alimentador
- $X$ : Reatância do alimentador.

Conforme a Equação 2.62, a injeção de potência ativa da geração distribuída (GD) reduz a demanda da rede, diminuindo a queda de tensão no alimentador e elevando a tensão na barra 2. Esse fenômeno resulta em uma menor queda de tensão ao longo do alimentador e, consequentemente, em uma elevação da tensão na barra 2. Isso pode levar a situações em que a tensão na barra 2 exceda os limites regulamentares definidos pela ANEEL (2020). De acordo com o Módulo 8 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema

Elétrico Nacional (PRODIST), os níveis de tensão adequados para sistemas de distribuição são classificados em faixas de tensão de regime permanente, como evidenciado na Tabela 1.

**Tabela 1 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV**

Tensão de atendimento	Faixa de variação da tensão de leitura (TL) em relação à tensão de referência (TR)
Adequada	$(0,93TR \leq TL \leq 1,05TR)$
Precária	$(0,9TR \leq TL < 0,93TR)$
Crítica	$(TL < 0,9TR)$ ou $(TL > 1,05TR)$

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2020).

### 3 METODOLOGIA

Este capítulo descreve a modelagem e os procedimentos utilizados para as simulações e análises neste trabalho. Primeiramente, é apresentados os detalhes dos elementos fundamentais que representam os componentes elétricos no software *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS). Em seguida, são discutidas as características da usina fotovoltaica desenvolvida para o estudo. Além disso, são apresentados as propriedades da rede IEEE 13 nós, bem como as adaptações realizadas para adequá-lo às necessidades do estudo, no qual, foram realizadas as análises de perfil de tensão e curto-círcuito dos cenários adotados para a simulação. É importante destacar que, o estudo de caso desenvolvido não corresponde a um sistema implementado na prática, embora utilize dados reais da usina fotovoltaica.

#### 3.1 Software OpenDSS

O OpenDSS oferece ferramentas específicas para o estudo da inserção de geração distribuída Geração Distribuída (GD) em sistemas de distribuição, suportando quase todas as análises de valores eficazes no domínio da frequência. O software oferece uma ampla gama de ferramentas para análise de sistemas elétricos de potência, entre as quais se destacam:

- a) Análise de Fluxo de Carga: Permite calcular o fluxo de potência nos ramos do sistema (linhas e transformadores), identificando perfis de tensão e perdas de energia elétrica
- b) Análise de Curto-Círcuito: Calcula as correntes de falha em diferentes tipos de curtos (monofásico, bifásico e trifásico), auxiliando na avaliação da capacidade do sistema de suportar falhas e garantindo a segurança dos componentes e da operação
- c) Estudos de Penetração de Geração Distribuída: Avalia o impacto de unidades de GD, como usinas solares e eólicas, na estabilidade e qualidade de energia da rede, analisando questões como flutuações de tensão e capacidade de penetração
- d) Estudo de Variações Temporais: Executa simulações em diferentes períodos do dia ou do ano, facilitando o planejamento do sistema e a análise de cenários sazonais e horários de pico
- e) Análise de Confiabilidade: Avalia a confiabilidade do sistema, identificando possíveis pontos fracos e áreas de risco, o que é útil para planejar manutenções e melhorias na rede
- f) Análise de Contingência: Simula eventos como falhas em linhas ou transformadores para prever o comportamento do sistema em situações de emergência, auxiliando na criação de

planos de contingência.

Dada essa gama de ferramentas para análise dos sistemas elétricos de potência, para esse trabalho foi empregado para análise dos impactos da conexão de uma usina fotovoltaica ao sistema em estudo do IEEE 13 nós que será detalhado na Subseção 3.2.

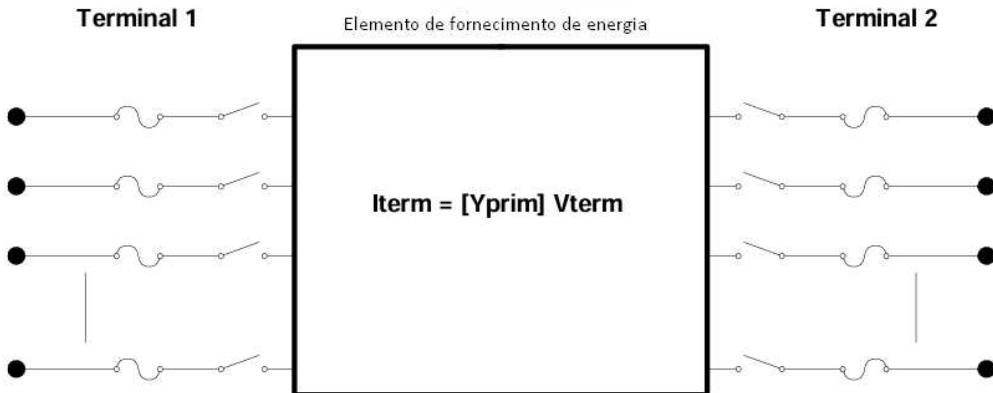
### ***3.1.1 Componentes básicos do software***

Nesta seção, são apresentados os principais elementos que compõem o OpenDSS, conforme definidos em sua documentação técnica. Esses componentes representam as características fundamentais de um sistema de distribuição elétrica e são essenciais para modelagem, análise e simulação de redes elétricas no ambiente do OpenDSS. A descrição inclui elementos de transporte e conversão de energia, barramentos, circuitos e dispositivos de controle, destacando suas funcionalidades e aplicações no contexto de estudos elétricos. Vale ressaltar que, o OpenDSS é um simulador que modela sistemas de distribuição de energia elétrica em estado permanente em valores eficazes Root Mean Square (Raiz Quadrada da Média dos Quadrados) (RMS). Esse modelo é complementado por uma rede de comunicação integrada, que conecta os sistemas de controle tanto aos elementos de entrega quanto aos de conversão de energia, permitindo uma análise abrangente e detalhada da operação do sistema.

#### ***3.1.1.1 Elementos de Transporte de Energia (PDElements)***

Os elementos de Transporte de Energia Power Delivery (PD) são os elementos responsáveis pelo transporte de energia dentro do sistema. Esses componentes incluem linha, transformadores, capacitores e reatores. Apesar dos capacitores e reatores serem considerados elementos transportadores de energia, ambos estão conectados em shunt, dessa forma, a função principal desses elementos é compensar potência reativa melhorando o perfil de tensão nos pontos onde estão conectados.

Figura 22 – Representação dos elementos de transporte de energia



Fonte: DUGAN R. C.; MONTENEGRO (2020).

### 3.1.1.1.1 Linha

Modelam a conexão elétrica entre diferentes barramentos e terminais. Podem ser configuradas com valores específicos de impedância, comprimento e características físicas (DUGAN R. C.; MONTENEGRO, 2020). Suas propriedades são:

- Nphases: Número de fases
- Units: Unidade de medida
- Rmatrix: Matriz de resistências em série ( $\Omega/\text{unidade de comprimento}$ )
- Xmatrix: Matriz de reatâncias em série ( $\Omega/\text{unidade de comprimento}$ )
- Cmatrix: Matriz de capacidade nodal shunt (nF/unidade de comprimento).

Diferentemente de outros softwares de modelagem de sistemas elétricos de potência, o OpenDSS adota um processo de construção do sistema em duas etapas. Primeiro, são definidos os elementos do sistema, como transformadores, geradores, cargas e linhas de transmissão, juntamente com todas as suas propriedades específicas. Somente após essa etapa, as conexões físicas entre os elementos são estabelecidas por meio da criação das linhas no modelo. Uma vez que as propriedades da linha são previamente definidas, sua configuração é bastante simplificada: basta especificar os elementos conectados como por exemplo: Barra1 e Barra2, e o comprimento do trecho correspondente.

### 3.1.1.1.2 Transformador

Os transformadores são modelados para representar a conexão elétrica entre diferentes barramentos e terminais, ajustando os níveis de tensão e fornecendo isolamento elétrico

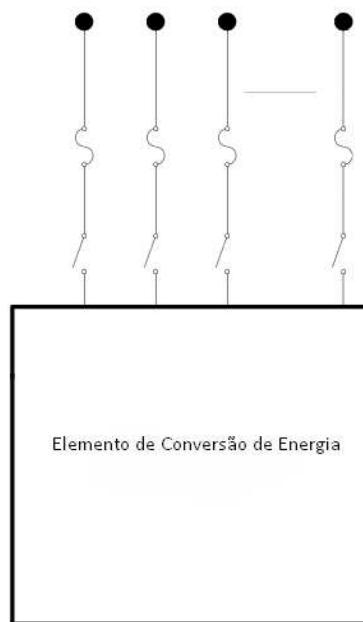
entre os sistemas. Os transformadores são configurados com características técnicas específicas, permitindo uma modelagem precisa e flexível (DUGAN R. C.; MONTENEGRO, 2020). Suas principais propriedades incluem:

- Phases: Número de fases do transformador
- Windings: Número de enrolamentos (primário, secundário, terciário, etc.)
- Wdg: Define o enrolamento ativo para atribuir as configurações.
- kV: Tensão nominal do enrolamento, especificada em kV
- kVA: Potência nominal de cada enrolamento, em kVA
- XHL: Reatâncias de dispersão entre os enrolamentos primário e secundário.
- Conn: Tipo de conexão (Delta, Estrela, Estrela-aterrada).

### *3.1.1.2 Elementos de conservação de energia (PCElements)*

Os elementos de conversão de potência Power Conversion (PC) transformam a energia elétrica em outra forma de energia ou vice-versa. Alguns desses elementos podem armazenar energia temporariamente e depois devolvê-la, como ocorre com os elementos reativos. A maioria desses dispositivos possui apenas uma conexão com o sistema elétrico e, consequentemente, apenas um terminal multifásico (DUGAN R. C.; MONTENEGRO, 2020). Esses componentes incluem cargas e geradores.

Figura 23 – Representação de um elemento de conservação de energia



Fonte: DUGAN R. C.; MONTENEGRO (2020).

### 3.1.1.2.1 Carga

É um elemento de conversão de potência fundamental para diversas análises. Ela permite modelar o consumo de energia no sistema de forma detalhada, incorporando variações temporais e características específicas (DUGAN R. C.; MONTENEGRO, 2020). Suas principais propriedades incluem:

- kW: Potência ativa nominal
- PF: Fator de potência
- kvar: Potência reativa nominal
- Daily: Perfil de carga diária que ajusta o consumo em função de ciclos definido no loadshape
- Phases: Número de fases da carga
- Conn: Tipo de conexão da carga
- Model: Opções inteiras de 1 a 8 que define como a carga varia em função da tensão.

Além disso, é necessário explicitar a função do LoadShape no OpenDSS, que é usado para modelar perfis de carga ao longo do tempo, representando as variações de consumo em diferentes condições operacionais. O LoadShape é fundamental para soluções de fluxo de potência sequenciais, permitindo uma modelagem precisa e dinâmica das cargas (DUGAN R. C.; MONTENEGRO, 2020). Suas principais propriedades incluem:

- Npts: Número de pontos no perfil de carga
- Interval: Intervalo de tempo entre os pontos, em horas
- Mult: Array de multiplicadores aplicados aos valores base de kW da carga.
- Time: Array com os instantes de tempo correspondentes aos multiplicadores
- Useactual: Indica se o perfil de carga deve ser tratado com valores reais, ao invés de multiplicadores normalizados
- Sinterval: Intervalo em segundos (usado para ciclos de carga de alta resolução).

### 3.1.1.2.2 Gerador

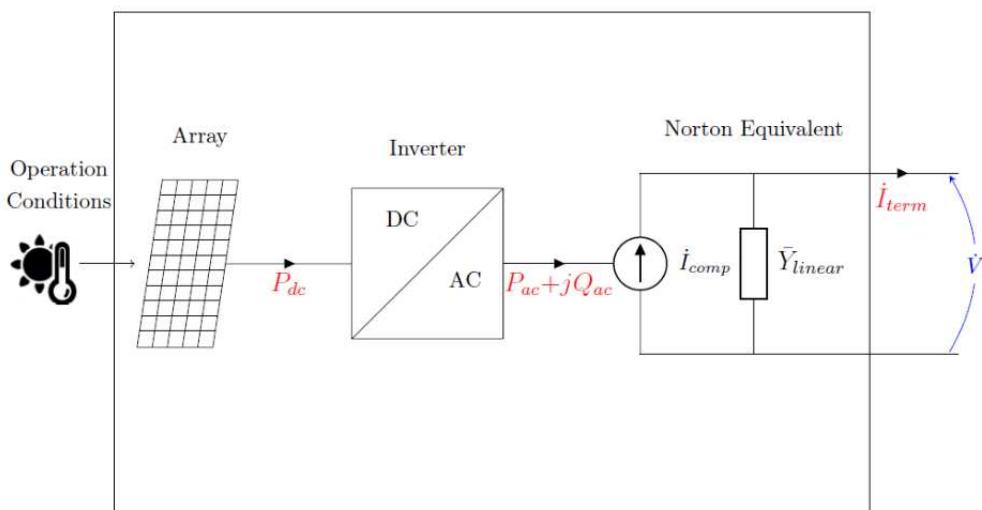
O gerador é um elemento de conversão de potência projetado para injetar energia no sistema, funcionando de maneira similar a uma carga, mas com comportamento inverso (DUGAN R. C.; MONTENEGRO, 2020). Suas principais propriedades e características incluem:

- kW: Potência ativa nominal
- kV: Tensão de linha
- PF: Fator de potência
- kvar: Potência reativa nominal
- Daily: Perfil que ajusta a operação do gerador em ciclos diários
- Conn: Tipo de conexão do gerador
- model: Opções inteiras de 1 a 7 que define como o gerador varia em função da tensão.

### 3.1.1.2.3 Sistema Fotovoltaico (PVSystem)

O sistema fotovoltaico é representado conforme a Figura 24, no qual, é conectado à rede por meio de um inversor, modelado por uma fonte de corrente no circuito equivalente de Norton mostrado na Figura 24, cuja a potência nominal de Corrente alternada (CA) de saída é diretamente proporcional a potência nominal de Corrente contínua (CC) de entrada. A Equação 3.1 apresenta como é calculada a potência de entrada CC:

Figura 24 – Representação da usina fotovoltaica



Fonte: DUGAN R. C.; MONTENEGRO (2020).

$$P_{dc,PV}(t) = P_{mmp} \cdot F_T(t) \cdot F_I(t) \quad (3.1)$$

- $P_{dc,PV}(t)$ : Potência CC entregue pelos módulos fotovoltaicos
- $P_{mmp}$ : Potência nominal no ponto de máxima potência

- $F_T(t)$ : Fator de correção em relação à temperatura dos módulos fotovoltaicos
- $F_I(t)$ : Fator de correção em relação à irradiação sobre os módulos fotovoltaicos.

Outrossim, a potência de saída CA do inversor é calculada conforme a Equação 3.2:

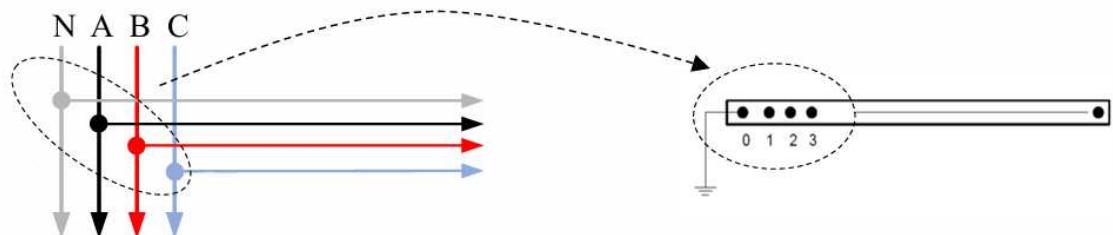
$$P_{AC}(t) = P_{dc,PV}(t) \cdot \eta \quad (3.2)$$

- $P_{CA}(t)$ : Potência CA de saída do inversor
- $P_{dc,PV}(t)$ : Potência CC entregue pelos módulos fotovoltaicos
- $\eta$ : Rendimento.

### 3.1.1.3 Barra

No OpenDSS, os barramentos desempenham um papel essencial como pontos de conexão entre os diferentes elementos do sistema elétrico, como linhas, transformadores, geradores e cargas. Cada barramento é composto por um ou mais nós, que correspondem aos condutores individuais, conforme ilustrado na figura 25 . Dentre esses, destaca-se o nó 0, que é automaticamente conectado à referência de tensão (terra), garantindo um ponto comum de potencial no sistema.

Figura 25 – Representação da barra



Fonte: DUGAN R. C.; MONTENEGRO (2020).

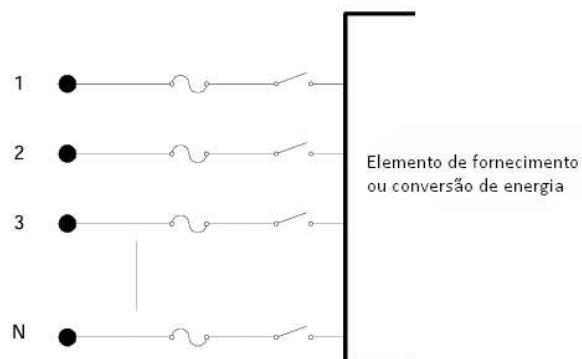
Os barramentos também são úteis para a identificação de locais de medição e análise, facilitando o monitoramento de grandezas elétricas, como tensão e potência. Além disso, sua representação gráfica contribui para a visualização da topologia da rede, proporcionando uma compreensão mais clara do comportamento do sistema elétrico.

### 3.1.1.4 Terminal

No OpenDSS, cada componente elétrico é associado a terminais, que funcionam como pontos de conexão para os barramentos. Esses terminais podem ter um ou mais condutores, identificados por números sequenciais [1, 2, 3,...]. Quando um terminal está vinculado a um

dispositivo de  $n$  fases, os primeiros  $n$  condutores representam as fases, dispostos na ordem apropriada. Os condutores restantes, por sua vez, normalmente são usados para o neutro ou para condutores que não carregam potência, como os de terra ou outros não elétricos (DUGAN R. C.; MONTENEGRO, 2020). Conforme ilustrado na Figura 26:

Figura 26 – Representação do terminal

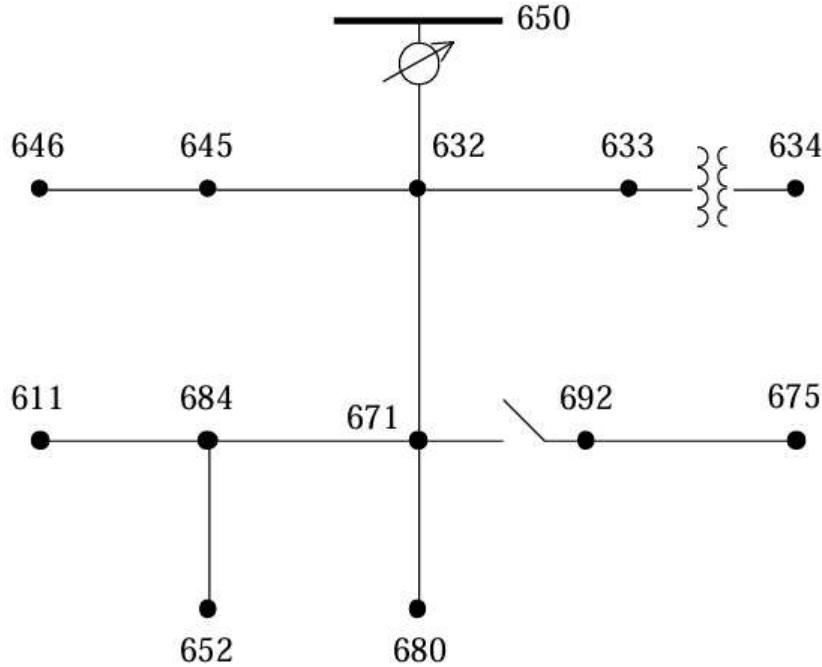


Fonte: DUGAN R. C.; MONTENEGRO (2020).

### 3.2 Rede IEEE 13 nós

No contexto da análise de sistemas de potência, o IEEE 13 Node Test Feeder é um modelo de referência amplamente adotado para estudos e validação de métodos e algoritmos aplicados à análise e simulação de sistemas de distribuição de energia elétrica. Esse modelo é reconhecido pela sua complexidade moderada e capacidade de representar, de maneira simplificada, diversos aspectos técnicos encontrados em redes reais. Sua configuração permite explorar fenômenos elétricos, como desequilíbrios de tensão, curto-circuito, perdas no sistema e comportamento frente a diferentes condições operacionais. A Figura 27 mostra o modelo de teste do IEEE de 13 nós. Vale ressaltar, que para o estudo foram feitas algumas alterações, que serão abordadas posteriormente na seção 3.4.

Figura 27 – Diagrama Unifilar IEEE 13 nós



Fonte: IEEE Power Engineering Society (2004).

A Estrutura Topológica deste sistema é composto por uma rede de 13 nós, que representam pontos específicos de carga, interconexões e equipamentos típicos de uma rede de distribuição de média tensão. A estrutura topológica do sistema inclui:

- Nós de Carga: Representam pontos de entrega de energia a consumidores finais ou cargas intermediárias. Esses nós são estrategicamente posicionados para refletir a heterogeneidade da demanda típica de sistemas de distribuição
- Linhas de Distribuição: As linhas que interligam os nós possuem características variadas, como diferentes valores de impedância, reatância e comprimento. Essa diversidade simula com precisão as condições reais de uma rede elétrica, incluindo efeitos como quedas de tensão ao longo das linhas.

O sistema incorpora uma variedade de componentes que possibilitam o estudo detalhado de comportamentos operacionais.

Por conseguinte, as cargas são modeladas para reproduzir as condições reais de operação, com particular atenção à distribuição e à variabilidade ao longo do tempo:

- Distribuição Heterogênea: As cargas são distribuídas de forma não uniforme, simulando demandas distintas entre consumidores.
- Cargas Monofásicas e Trifásicas: O modelo combina cargas monofásicas, tipica-

mente associadas a pequenos consumidores, e trifásicas, que representam cargas industriais e comerciais de maior porte. Essa abordagem permite a análise de desequilíbrios de fase, uma característica importante em sistemas de distribuição.

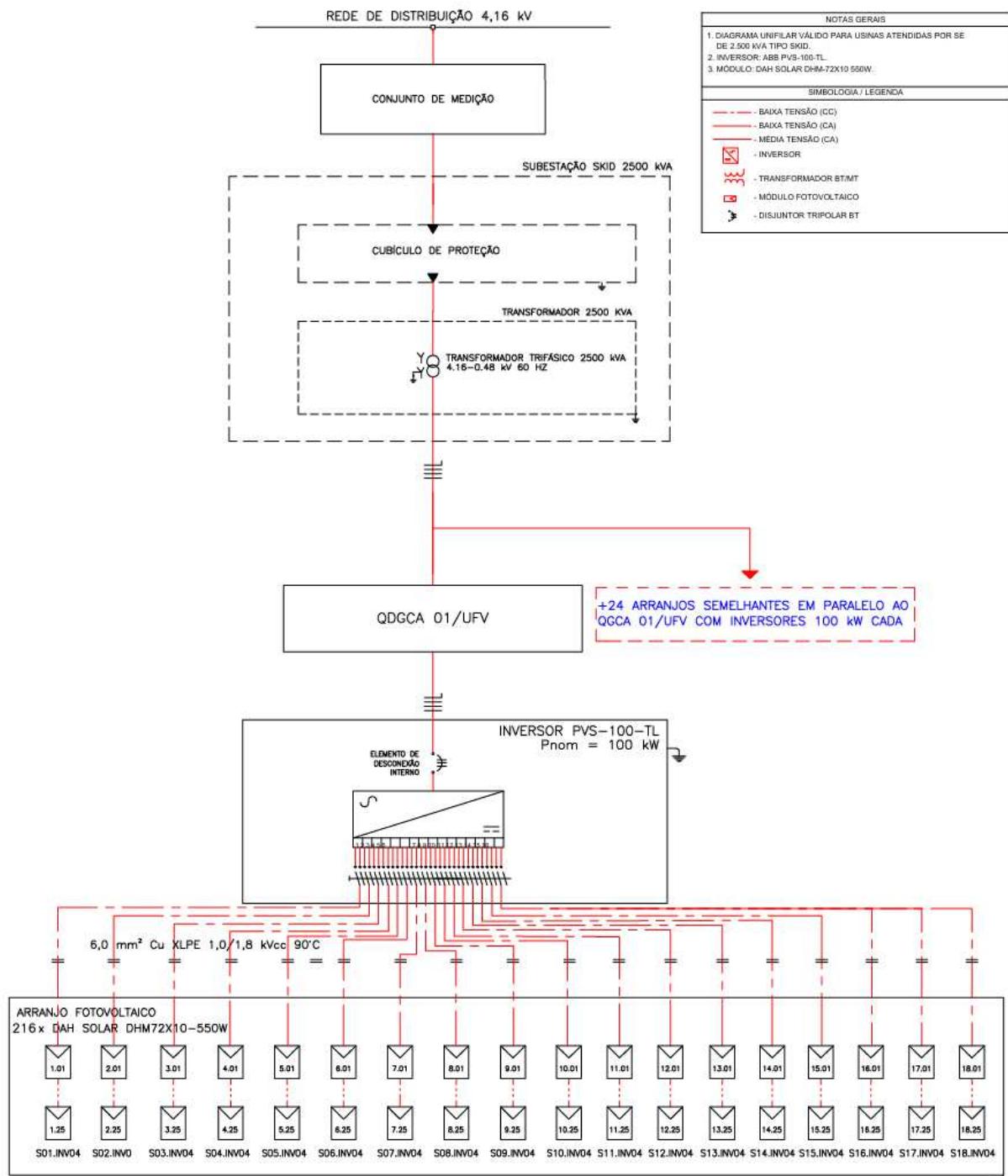
- **Perfis Temporais Variáveis:** As cargas são parametrizadas com perfis que variam ao longo do tempo, permitindo a análise do desempenho do sistema sob diferentes condições operacionais, como picos de consumo ou situações de baixa demanda.

Os valores específicos de cada elemento deste sistema estão detalhadamente descritos no Anexo A.

### 3.3 Projeto fotovoltaico utilizado

A Usina fotovoltaica (FV) utilizada nas simulações do sistema de distribuição possui as características descritas a seguir, com sua conexão detalhada na Figura 28.

Figura 28 – Diagrama unifilar da usina fotovoltaica



Fonte: Elaborado pelo autor.

**Tabela 2 – Especificações do módulo fotovoltaico DAH-DHM-72X10 550W**

Especificação	Valor
Potência máxima	550 W
Tensão em potência máxima	42,4 V
Corrente em potência máxima	12,90 A
Tensão de circuito aberto	50,20 V
Corrente de curto-circuito	13,78 A

Fonte: Co. (2025).

**Tabela 3 – Especificações dos inversores PVS-100-TL (Inversores 01 a 25)**

Especificação	Valor
<b>Entrada CC</b>	
Número de MPPT	6 und
Número de canais	4 und
Tensão máxima de entrada	1.000 V
Tensão nominal	620 V
Tensão de partida	420 V
Intervalo de tensão MPPT	360-1.000 V
Corrente máxima por MPPT	36 A
Corrente máx. de curto-circuito	50 A
Potência máx. de entrada por MPPT	17,5 kW
<b>Saída CA</b>	
Potência nominal de saída	100,00 kW
Pot. máxima de saída aparente	100,00 kVA
Número de fases	3
Tensão nominal da rede	480 V
Frequência nominal da rede	60 Hz
Corrente máxima de saída	145 A
<b>Strings 01 a 18</b>	
Número de módulos/canal	12
Número de canais	18
Corrente de curto-circuito	13,78 A
Tensão de circuito aberto	602,40 V
<b>Totalis</b>	
Número total de módulos no inversor	216
Pot. total de módulos no inversor	118,8 kW
Fator de sobredimensionamento	119%

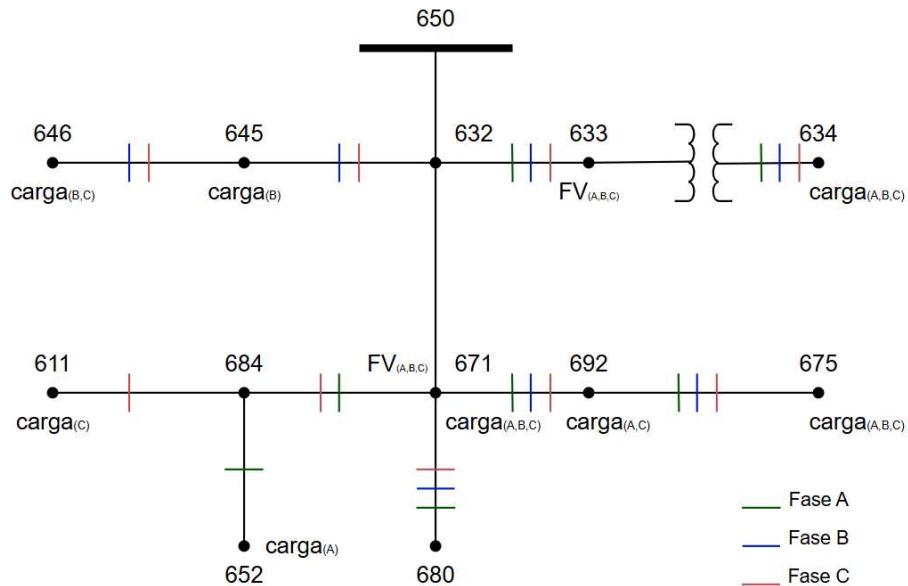
Fonte: Adaptado de ABB (2017).

### **3.4 Diretrizes e premissas para a realização dos estudos de conexão da minigeração fotovoltaica**

Conforme descrito na Seção 1.2.1, este trabalho tem como objetivo analisar os impactos da conexão de uma usina fotovoltaica de 2,5 MVA em um sistema de distribuição padrão IEEE de 13 barras. As análises realizadas incluem estudos dos níveis tensão e curto-circuito, detalhados nas Seções 3.4.1 e 3.4.2, respectivamente.

Para viabilizar os estudos, o sistema IEEE de 13 barras adotou-se que elementos como reguladores de tensão e bancos de capacitores não seria utilizado. Essa simplificação permite que tais componentes sejam dimensionados posteriormente, uma vez que a adição da usina fotovoltaica pode alterar significativamente suas configurações ideais, conforme mostrado na Figura:

Figura 29 – Diagrama Unifilar IEEE 13 nós (adaptado)



Fonte: Elaborado pelo autor.

As simulações e análises foram conduzidas em etapas, cada uma correspondendo a um cenário específico. As etapas definidas foram:

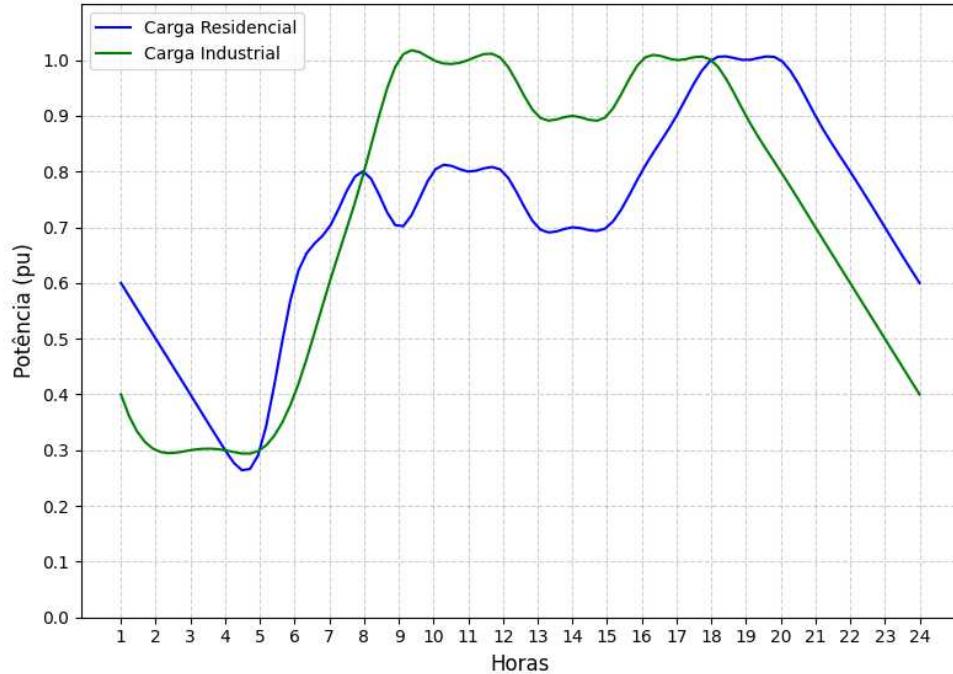
- **Cenário 1:** Avaliação dos perfis de tensão nas barras do sistema teste IEEE, considerando as seguintes condições: sem a conexão da usina fotovoltaica, com a usina conectada na barra 671 e, posteriormente, conectada na barra 633.
- **Cenário 2:** Análise das correntes no trecho de saída do alimentador (entre as barras 650 e 632), considerando um curto-circuito trifásico na barra 675, nas condições sem a presença da usina fotovoltaica, com a usina conectada à barra 633 e, em seguida, conectada à barra 671.
- **Cenário 3:** Análise das correntes no trecho entre as barras 632 e 633, considerando um curto-circuito trifásico na barra 675, nas condições sem a presença da usina fotovoltaica, com a usina conectada à barra 633 e, em seguida, conectada à barra 671.

- **Cenário 4:** Análise das correntes no trecho próximo ao ponto de falta (entre as barras 671 e 692), considerando um curto-circuito trifásico na barra 675, nas condições sem a presença da usina fotovoltaica, com a usina conectada à barra 633 e, em seguida, conectada à barra 671.
- **Cenário 5:** Análise das correntes no trecho de saída do alimentador (entre as barras 650 e 632), considerando um curto-circuito monofásico na barra 611, nas condições sem a presença da usina fotovoltaica, com a usina conectada à barra 633 e, em seguida, conectada à barra 671.
- **Cenário 6:** Análise das correntes no trecho entre as barras 632 e 633, considerando um curto-circuito monofásico na barra 611, nas condições sem a presença da usina fotovoltaica, com a usina conectada à barra 633 e, em seguida, conectada à barra 671.
- **Cenário 7:** Análise das correntes no trecho próximo ao ponto de falta (entre as barras 671 e 684), considerando um curto-circuito monofásico na barra 611, com a usina fotovoltaica conectada à barra 633.

É importante ressaltar que a escolha do ponto de conexão será baseada exclusivamente em grandezas elétricas, sem considerar a localização geográfica real da usina fotovoltaica.

Vale salientar que, para as cargas do sistema de distribuição, foram definidos o comportamento ao longo do dia usando Loadshape, parâmetro explicado na Seção 3.1.1, em que, para as cargas de potência aparente menor que 200 kVA, seriam consideradas cargas residenciais e, acima desse valor, foram consideradas cargas industriais, conforme ilustrado na Figura 30:

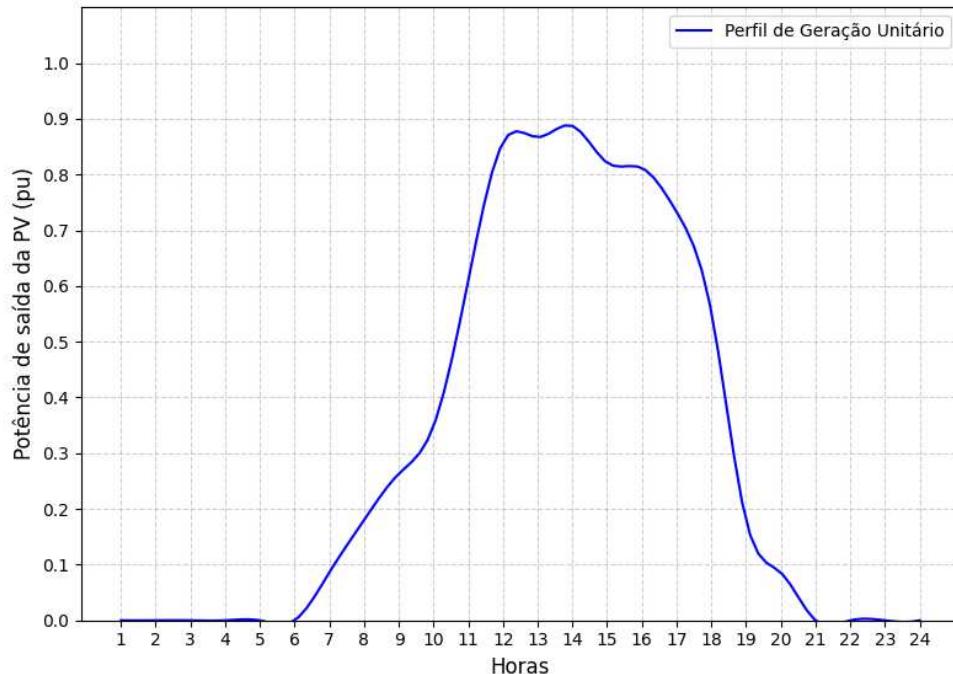
Figura 30 – Curva de carga diária



Fonte: Elaborado pelo autor.

Por fim, foi definida a curva de geração diária da UFV, mostrada na Figura 31:

Figura 31 – Curva de geração da usina fotovoltaica

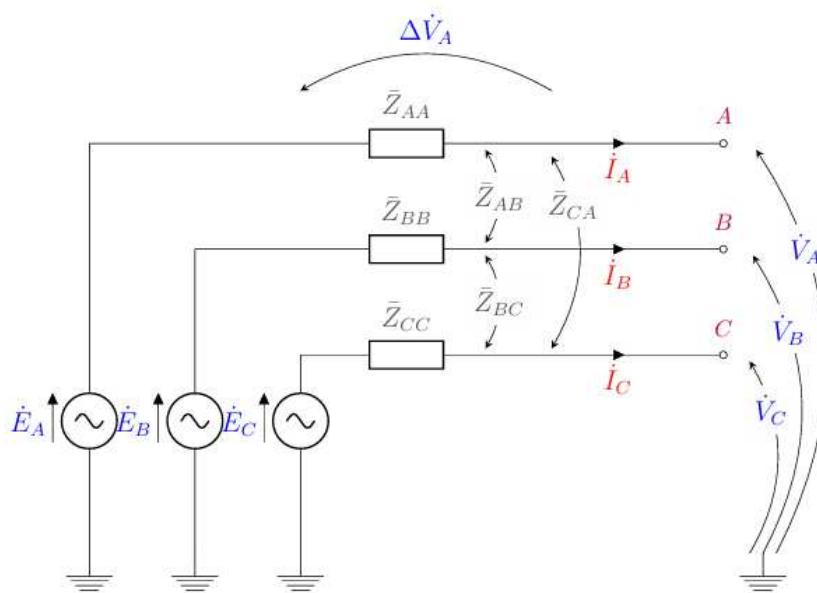


Fonte: Elaborado pelo autor.

### 3.4.1 Análise de curto-circuito

Todo sistema modelado no OpenDSS deve obrigatoriamente iniciar com um único elemento do tipo Circuit, que funciona como a representação equivalente de Thévenin. Esse elemento é responsável por descrever o sistema elétrico como um todo, sendo visto a partir de um ponto específico do circuito como uma fonte de tensão conectada em série com uma impedância equivalente. Sua função é representar, de forma simplificada, qualquer sistema linear que esteja conectado ao circuito analisado.

Figura 32 – Modelo matemático do circuito no OpenDSS



Fonte: Radatz e Rocha (2017).

Por definição, esse elemento representa uma fonte de tensão trifásica simétrica, ou seja, é composto por três tensões senoidais de mesma amplitude, defasadas entre si em 120 graus. Além disso, as impedâncias próprias e mútuas possuem valores idênticos. Portanto, esse circuito pode ser escrito na forma matricial, descrita pela lei de Kirchhoff, dada pela Equação 3.3 (RADATZ; ROCHA, 2017):

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{V}_A \\ \Delta \dot{V}_B \\ \Delta \dot{V}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{E}_A \\ \dot{E}_B \\ \dot{E}_C \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_p & \bar{Z}_m & \bar{Z}_m \\ \bar{Z}_m & \bar{Z}_p & \bar{Z}_m \\ \bar{Z}_m & \bar{Z}_m & \bar{Z}_p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \end{bmatrix}. \quad (3.3)$$

O curto-circuito trifásico, conforme descrito na Seção 2.6 ocorre quando as três fases de um sistema elétrico entram em contato direto entre si ou por meio de uma baixa impedância,

sem a presença de carga, sendo uma falta simétrica.

Diante disso, utilizando a ferramenta "Fault" no software OpenDSS, em que é simulada a ocorrência de falta na barra definida no sistema. Essa simulação é realizada através de um fluxo de potência em regime de falta, no qual o OpenDSS calcula as correntes de curto-circuito, bem como os perfis de tensão remanescente nas demais barras do sistema. Os resultados obtidos incluem as contribuições de corrente da fonte conectada ao sistema.

### **3.4.2 Análise do perfil de tensão**

Para realizar a análise dos níveis de tensão nas barras no OpenDSS, inicialmente, os valores das tensões em cada barra foram exportados para o cenário sem a presença da usina fotovoltaica no sistema. Posteriormente, o mesmo procedimento foi repetido para os casos com a usina conectada à barra 633 e, em seguida, conectada à barra 671. Os resultados obtidos para cada caso foram comparados, permitindo avaliar a influência da geração distribuída (GD) nos perfis de tensão do sistema. O OpenDSS utiliza o método de fluxo de potência para calcular as tensões, correntes, potências e perdas no sistema de distribuição em condições de regime permanente.

Conforme abordado na Seção 2.8, a crescente integração de usinas fotovoltaicas à rede trouxe um desafio significativo no controle de tensão, especialmente em redes de baixa tensão. A injeção de potência ativa pela GD reduz a demanda da rede principal, mitigando as quedas de tensão ao longo do alimentador e elevando os níveis de tensão nas barras conectadas. Esse fenômeno é evidenciado pela menor queda de tensão ao longo do sistema, especialmente próximo à barra onde a GD está conectada, o que resulta em elevações significativas nos níveis de tensão. Essa análise demonstra o impacto da GD no equilíbrio do sistema e reforça a necessidade de estratégias adequadas para o controle de tensão, especialmente em redes com características resistivas predominantes.

## 4 RESULTADOS

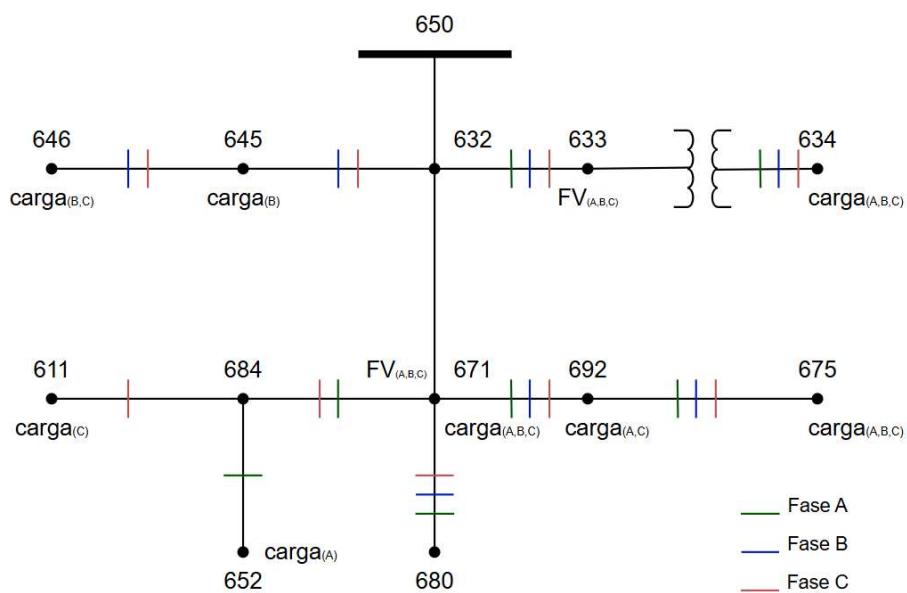
Neste capítulo, são apresentados e analisados os resultados das simulações realizadas na rede de teste IEEE 13 barras, utilizando o software OpenDSS. Inicialmente, são discutidos os perfis de tensão em regime permanente para diferentes condições operacionais do sistema. Em seguida, são explorados os valores das correntes em pontos estratégicos da rede sob condições de curto-círcuito, considerando os diferentes cenários definidos previamente na Seção 3.4.

### 4.1 Resultados dos níveis de tensão

#### 4.1.1 Cenário 1 - Avaliação dos perfis de tensão nas barras do sistema

Nesta seção, são apresentados e analisados os resultados dos perfis de tensão nas barras do sistema conforme ilustrado na Figura 33, considerando uma tensão base de 0,48 kV para a barra 634 e 4,16 kV para as demais barras. As análises foram conduzidas individualmente para cada fase, abrangendo os diferentes cenários previamente descritos: (i) sem a presença de geração fotovoltaica e (ii) com a inserção de geradores fotovoltaicos em pontos específicos do sistema, nas barras 633 e 671.

Figura 33 – Diagrama Unifilar IEEE 13 nós para análise do perfil de tensão

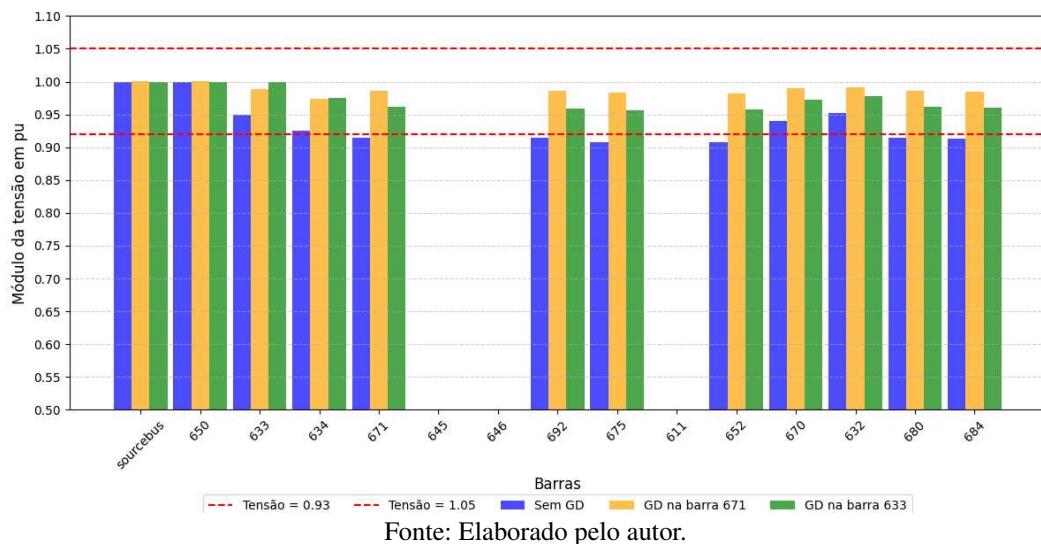


Fonte: Elaborado pelo autor.

Para esse cenário, foi utilizada a função snapshot do OpenDSS, permitindo capturar

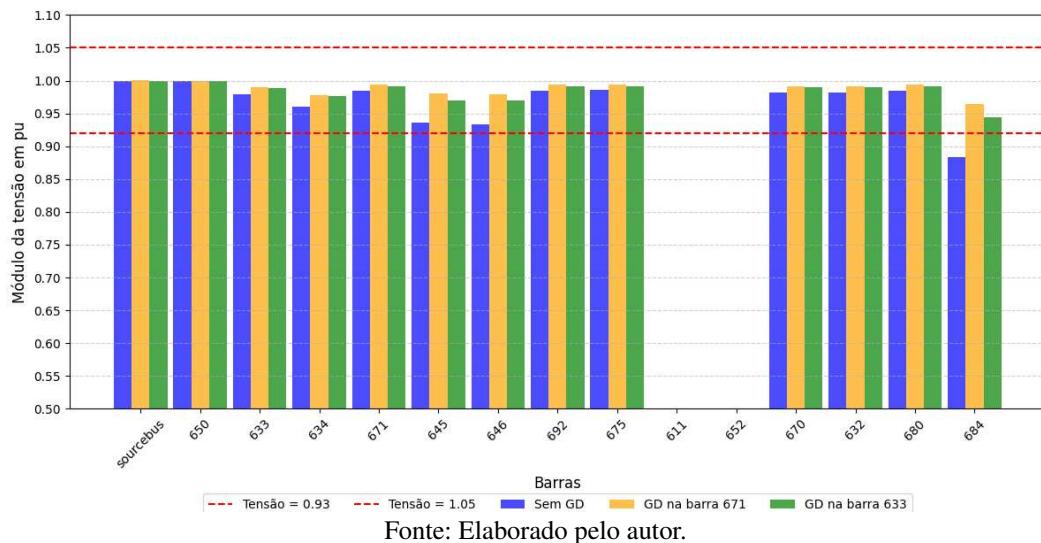
o instante mais crítico do dia em relação aos níveis de tensão nas barras, ou seja, o momento de máxima geração da UFV. Esse procedimento possibilita uma análise detalhada dos impactos da GD no comportamento do sistema elétrico, fornecendo informações relevantes sobre o desempenho da rede em condições de maior exigência. Os resultados são ilustrados nas Figuras 34, 35 e 36.

Figura 34 – Perfil de tensão fase A



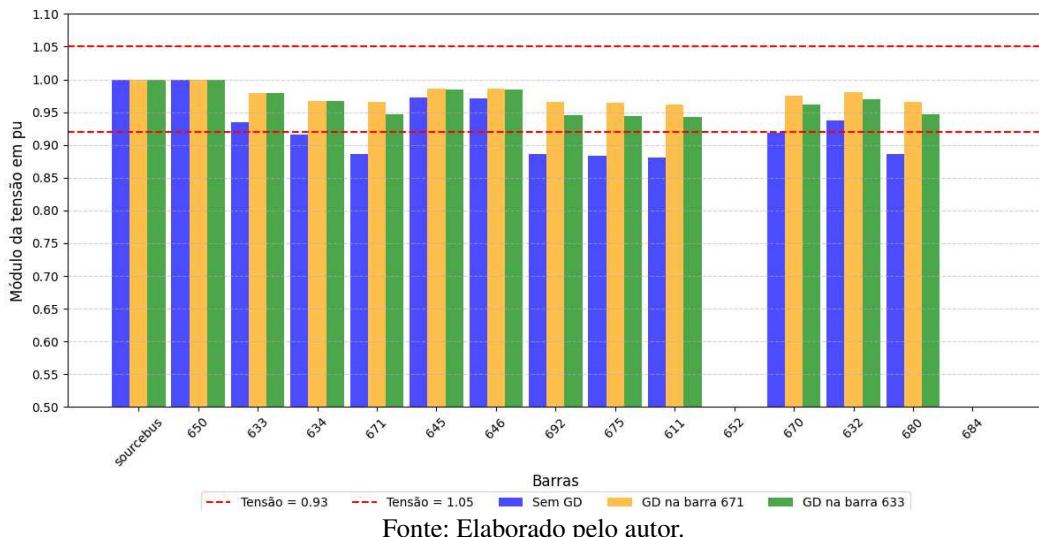
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 35 – Perfil de tensão fase B



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 36 – Perfil de tensão fase C



Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme apresentado nos gráficos das Figuras 34, 35 e 36, observa-se de forma clara a influência dos geradores fotovoltaicos nos níveis de tensão das barras do sistema analisado. A introdução da GD nas barras 633 e 671 resultou em um aumento significativo das tensões, especialmente nas barras mais próximas dos pontos de conexão dos geradores.

De forma geral, a presença dos geradores fotovoltaicos contribuiu para uma melhoria dos níveis de tensão, mantendo-os dentro dos limites adequados definidos na Tabela 1, como evidenciado pela referência das linhas vermelhas no gráfico. Esse comportamento é mais evidente nas barras próximas ao ponto de conexão da GD, como as barras 633 e 675, onde os valores de tensão se ajustaram mais rapidamente aos níveis ideais.

Adicionalmente, é possível notar que, nos casos sem a presença dos geradores fotovoltaicos, algumas barras apresentaram tensões abaixo do limite inferior estabelecido (0,93 pu), o que poderia comprometer a operação segura e eficiente do sistema. A inserção dos geradores corrigiu esses desvios, proporcionando um perfil de tensão mais estável ao longo das barras.

Esse efeito de melhoria é ainda mais acentuado nas barras diretamente conectadas à GD, confirmando o impacto positivo da proximidade da fonte de geração. Esse comportamento reforça a importância estratégica da localização dos geradores fotovoltaicos.

## 4.2 Análise de curto-circuito

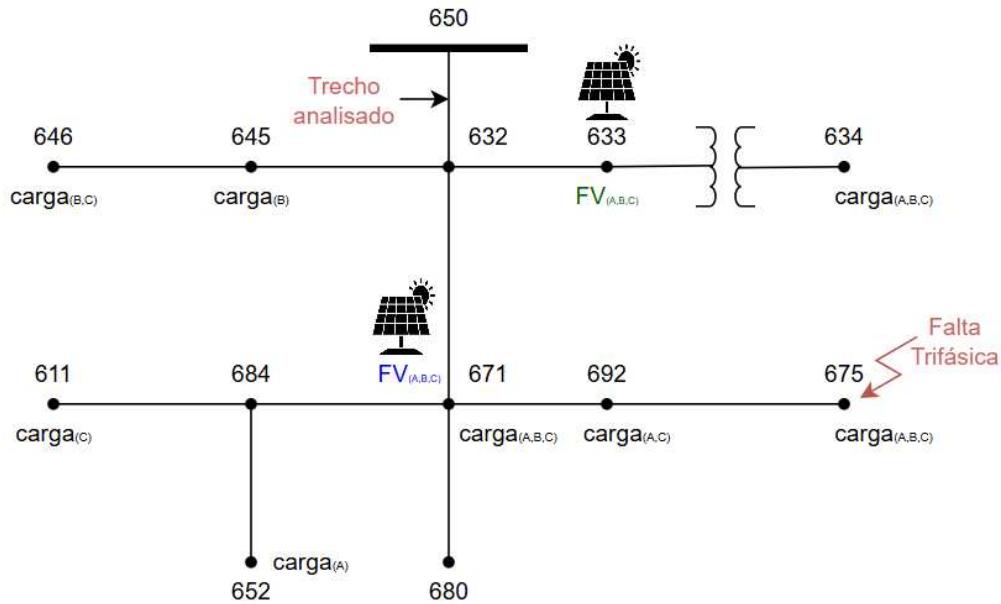
Nesta seção, são apresentados e analisados os resultados das correntes de curto-circuito nos diferentes trechos do sistema, considerando as simulações realizadas nos Cenários 2 ao 7 da rede IEEE 13 barras. As análises foram conduzidas individualmente para cada fase, englobando os casos previamente descritos, que incluem as condições sem a presença de geradores fotovoltaicos e com a inserção desses em pontos estratégicos do sistema (barras 633 e 671).

As simulações de curto-circuito foram realizadas em regime permanente ao longo de 24 horas, utilizando o modo Daily do OpenDSS. Essa abordagem permitiu avaliar a contribuição das correntes em dois cenários extremos: durante os períodos de geração plena e geração nula dos geradores fotovoltaicos. Com isso, foi possível investigar de forma mais detalhada o impacto temporal da presença das fontes da GD no comportamento do sistema, tanto sob condições normais quanto em situações de curto-circuito.

### 4.2.1 *Cenário 2 - Análise das correntes no trecho de saída do alimentador com curto-círcito trifásico na barra 675*

O Cenário 2 tem como objetivo analisar as correntes no trecho de saída do alimentador, compreendido entre as barras 650 e 632, considerando a condição sem e com o curto-círcito trifásico na barra 675. Para esta análise, foram avaliadas três situações distintas: a ausência de geração fotovoltaica no sistema, a inserção da usina fotovoltaica conectada à barra 633 e, por fim, a conexão da mesma usina à barra 671, conforme representado na Figura 37.

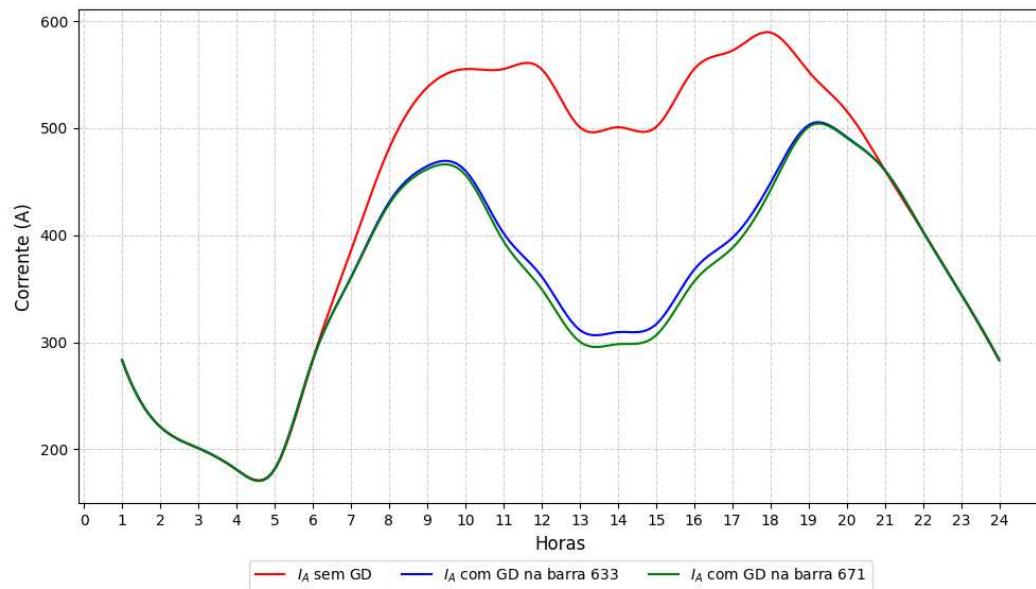
Figura 37 – Diagrama unifilar do cenário 2



Fonte: Elaborado pelo autor.

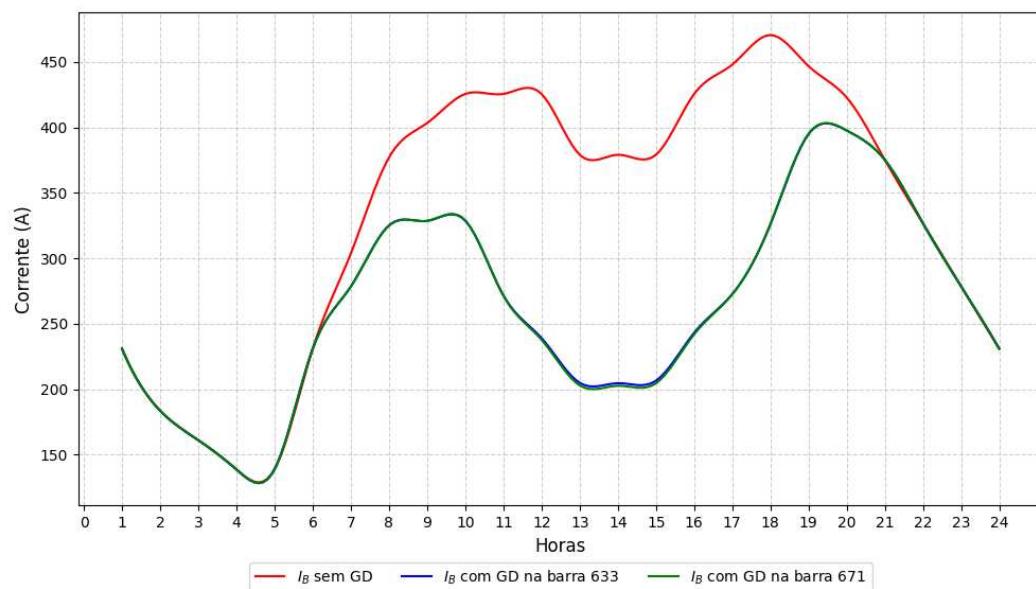
Essa abordagem visa identificar as alterações nos níveis de corrente ao longo do trecho avaliado, destacando as contribuições geradas pela usina fotovoltaica em diferentes pontos do sistema. Com isso, é possível observar como a GD influencia o comportamento do sistema sob condições de falha trifásica, tanto em termos de magnitude das correntes quanto na distribuição dessas correntes entre os diferentes trechos do sistema. Inicialmente, foram mensuradas as correntes em condições normais no trecho do alimentador que, posteriormente, será analisado sob condições de curto-circuito. Os gráficos das Figuras 38, 39 e 40 apresentam a variação horária das correntes nas três fases do alimentador.

Figura 38 – Gráfico das correntes em condições normais da Fase A no trecho de saída do alimentador



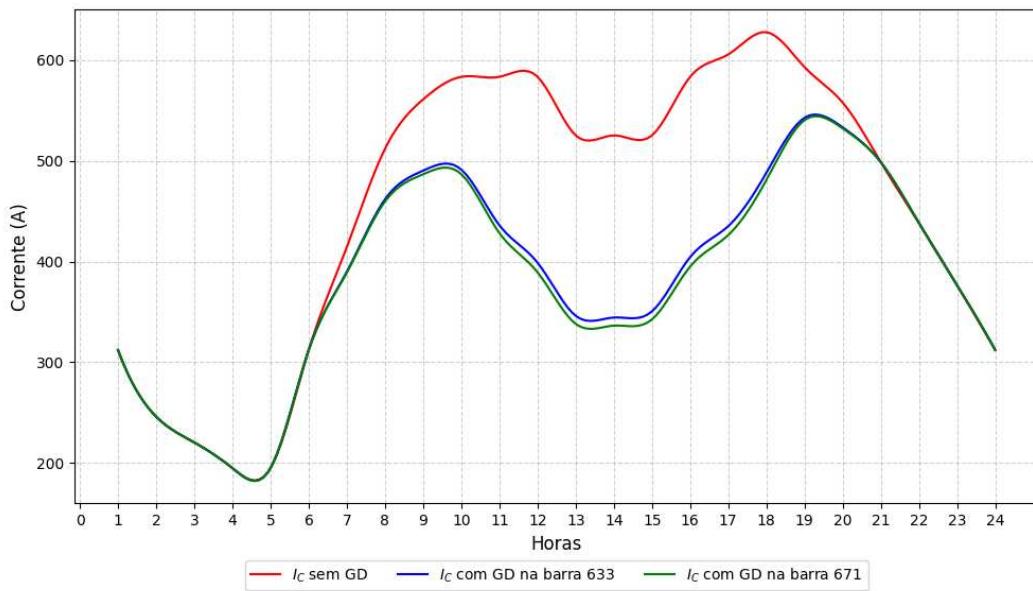
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 39 – Gráfico das correntes em condições normais da Fase B no trecho de saída do alimentador



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 40 – Gráfico das correntes em condições normais da Fase C no trecho de saída do alimentador

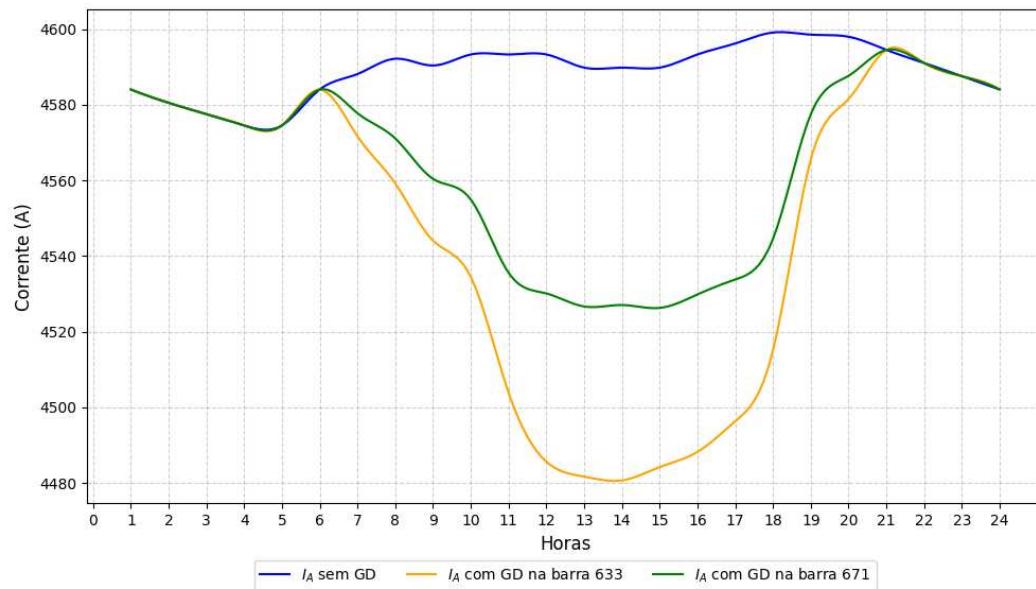


Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir desses gráficos, observa-se uma redução na corrente demandada pelo sistema quando há GD conectada, seja na barra 633 ou na barra 671. Essa redução ocorre porque as usinas fotovoltaicas contribuem com parte da demanda das cargas do sistema durante os períodos de geração, aliviando assim a corrente na saída do alimentador.

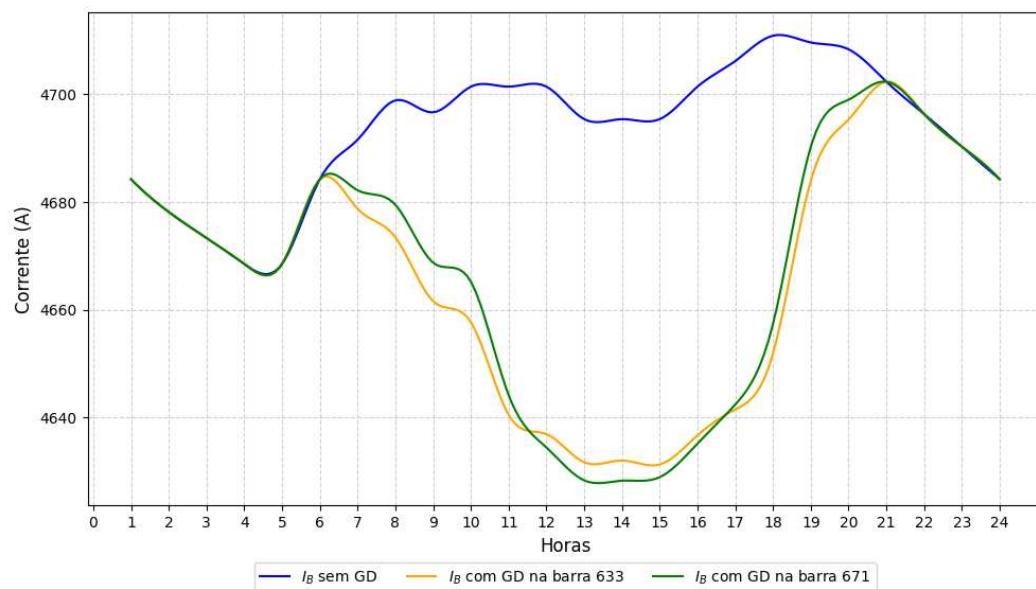
Nos gráficos 41, 42 e 43 são apresentados os resultados obtidos para cada uma das condições simuladas, permitindo uma análise comparativa clara e objetiva sobre os impactos das mudanças no ponto de conexão da geração fotovoltaica no sistema elétrico sob condições de curto-circuito.

Figura 41 – Gráfico da corrente da Fase A no trecho de saída do alimentador sob curto-circuito trifásico na barra 675



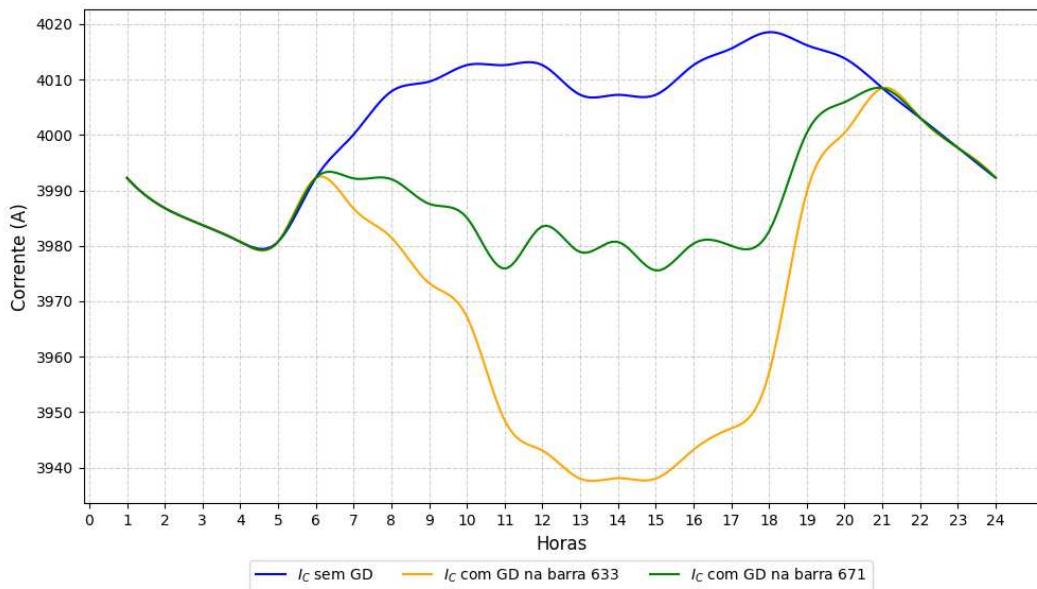
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 42 – Gráfico da corrente da Fase B no trecho de saída do alimentador sob curto-circuito trifásico na barra 675



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 43 – Gráfico da corrente da Fase C no trecho de saída do alimentador sob curto-circuito trifásico na barra 675



Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme evidenciado nas Figuras 41, 42 e 43, que apresentam as correntes nas Fases A, B e C no trecho de saída do alimentador sob condições de curto-circuito trifásico na barra 675, é possível observar uma redução significativa nas correntes em comparação às condições sem a presença da GD. A análise demonstra que a inserção de usinas fotovoltaicas nos pontos estudados (barras 633 e 671) impacta diretamente a contribuição das correntes em condições normais de operação, como também durante a falta. Às 14 horas, hora em que os geradores apresentam maior injeção de corrente no sistema, as correntes de falta que, sem a presença dos geradores, são 4.589,79, 4.695,40 e 4.007,25 amperes para as fases A, B e C, respectivamente, com a UFV na barra 633 passam a ser 4.484,18, 4.631,24 e 3.937,99 amperes para as fases A, B e C, respectivamente, por fim, com UFV na barra 671, passam a ser 4.526,26, 4.628,88 e 3.975,56 amperes para as fases A, B e C. Portanto, como se trata de análise de falta permanente, comparando sem a UFV e com a UFV na barra 633, tem-se reduções de 105,61 (2,3 %), 64,16 (1,37 %) e 69,26,61 (1,73 %).

A usina conectada à barra 633 proporciona uma redução mais acentuada nas correntes devido à sua proximidade com o alimentador e à localização em um ponto com menores demandas de carga. Esse comportamento é esperado, uma vez que a inserção de GD próxima ao ponto de análise auxilia na redistribuição de correntes de falta, reduzindo a contribuição exigida das fontes principais do sistema e aliviando os esforços sobre o alimentador. Por outro lado, a conexão da

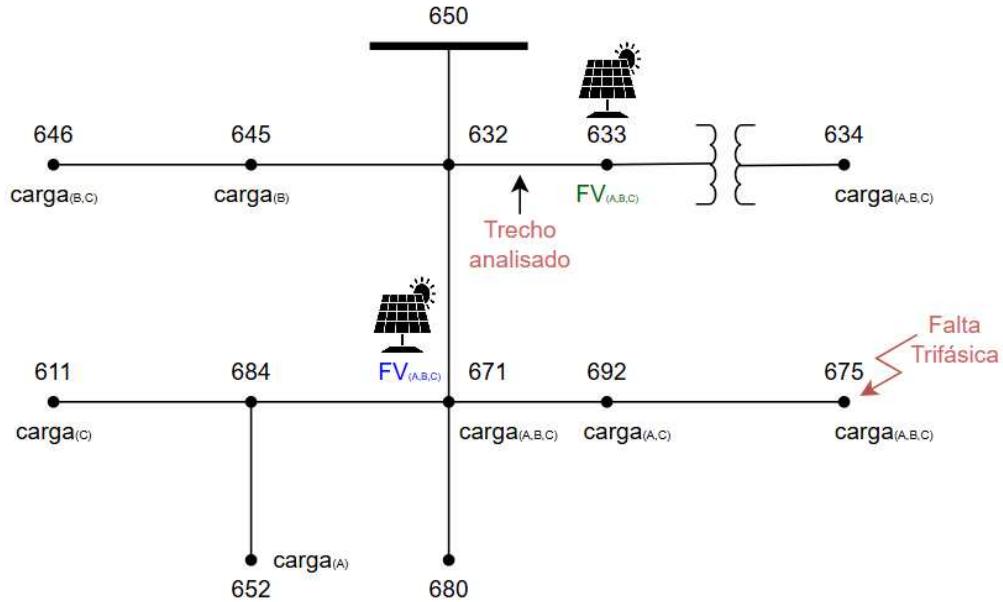
usina à barra 671 também apresenta redução nas correntes, embora em menor escala quando comparada à conexão na barra 633. Esse comportamento é justificado pela maior distância da barra 671 em relação ao alimentador, além de sua localização em um ponto com maior concentração de cargas.

Adicionalmente, é importante considerar que, caso o sistema possuísse um dispositivo de proteção de sobrecorrente na saída do alimentador, a redução das correntes provocada pela presença da GD poderia impactar o tempo de atuação desse dispositivo. A atuação mais lenta do sistema de proteção na subestação dependeria da curva de operação configurada no dispositivo, podendo levar a ajustes na parametrização para garantir o desempenho ideal do sistema de proteção. Vale ressaltar que, a máxima corrente observada em condições normais de operação para esse trecho foi de 627,583 A, enquanto que em condições de curto-círcuito a maior corrente foi de 4710,91 A, ou seja, um aumento de aproximadamente sete vezes a corrente em condição normal de operação em regime permanente, os valores dessas variações para todos os cenários são apresentados para cada hora nas Tabelas presentes no Apêndice A.

#### **4.2.2 *Cenário 3 - Análise das correntes no trecho entre as barras 632 e 633 com curto-círcuito trifásico na barra 675***

No cenário 3, é analisado o comportamento das correntes no trecho entre as barras 632 e 633, considerando um curto-círcuito trifásico na barra 675. Essa análise contempla três condições distintas: sem a presença de GD, com a usina fotovoltaica conectada à barra 633 e, posteriormente, com a usina conectada à barra 671. A abordagem adotada neste cenário segue a mesma estrutura do cenário 2, permitindo uma comparação consistente dos impactos da GD em diferentes trechos do sistema, conforme representado na Figura 44.

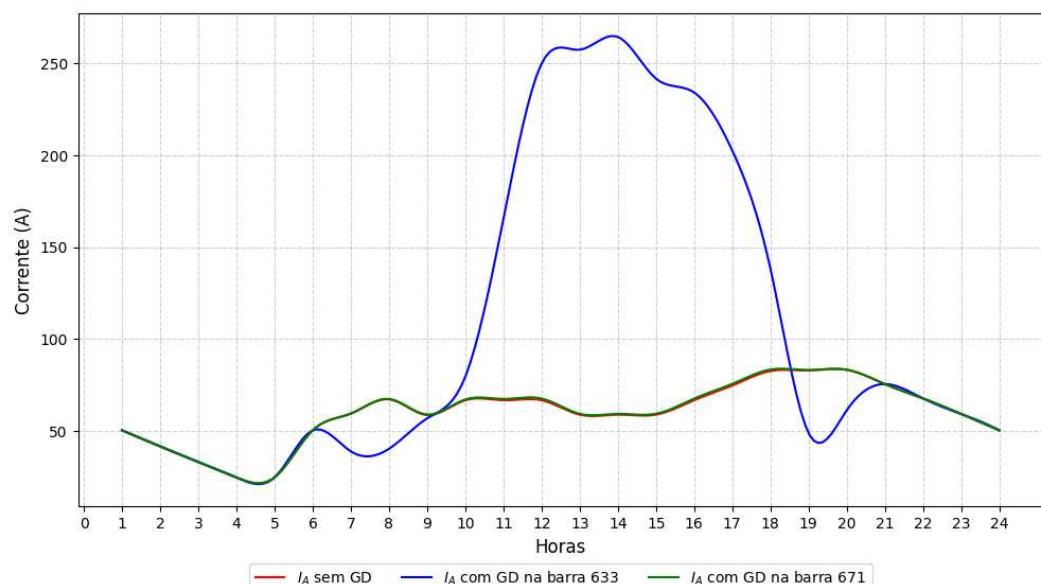
Figura 44 – Diagrama unifilar do cenário 3



Fonte: Elaborado pelo autor.

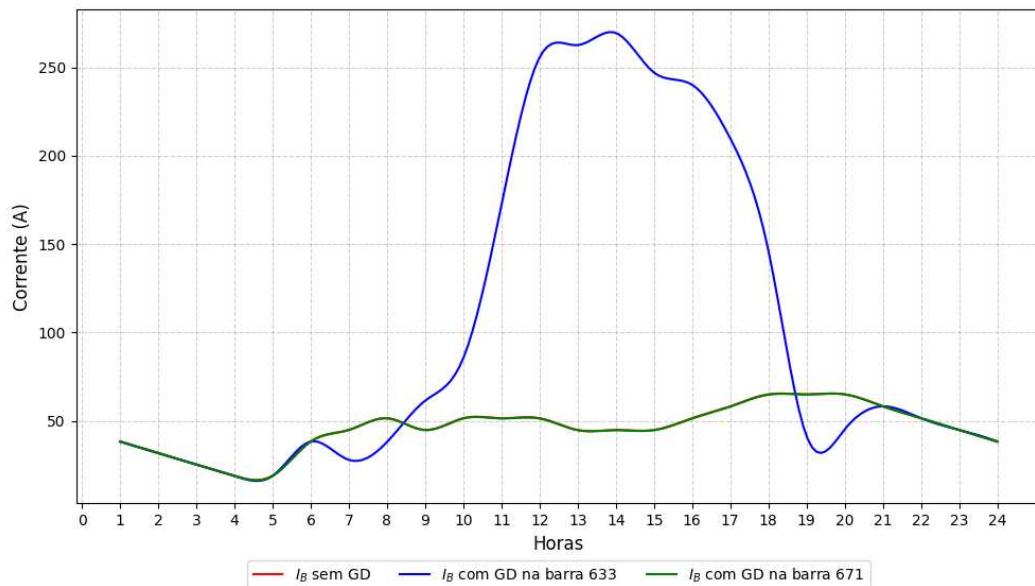
As correntes em condições normais no trecho entre as barras 632 e 633 que, posteriormente, serão analisadas sob condições de curto-circuito são apresentadas pela Figura 45, 46 e 47 ilustrando a variação horária das correntes nas três fases.

Figura 45 – Gráfico das correntes em condições normais da Fase A no trecho entre as barras 632 e 633



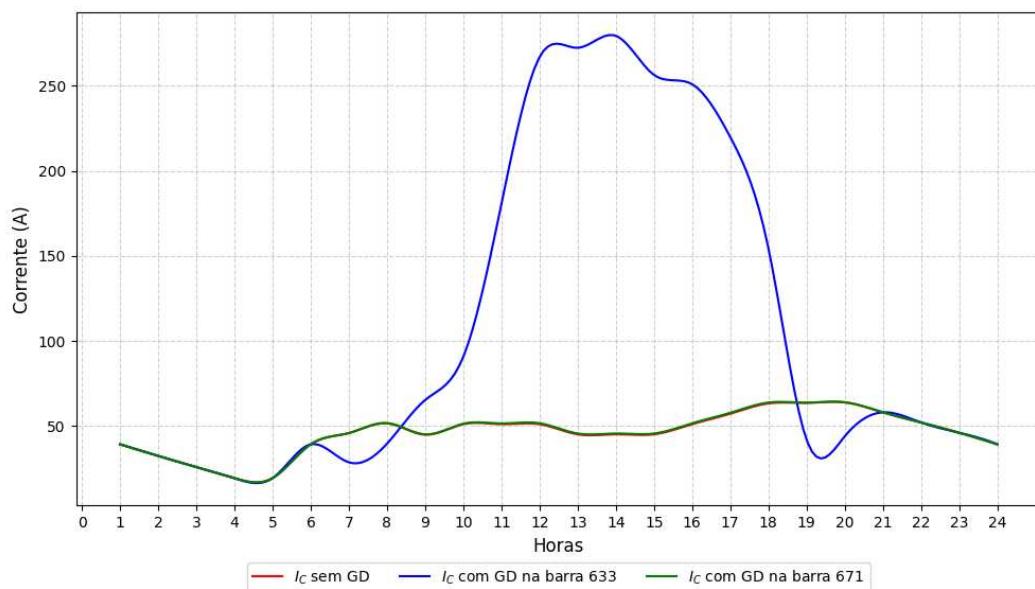
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 46 – Gráfico das correntes em condições normais da Fase B no trecho entre as barras 632 e 633



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 47 – Gráfico das correntes em condições normais da Fase C no trecho entre as barras 632 e 633



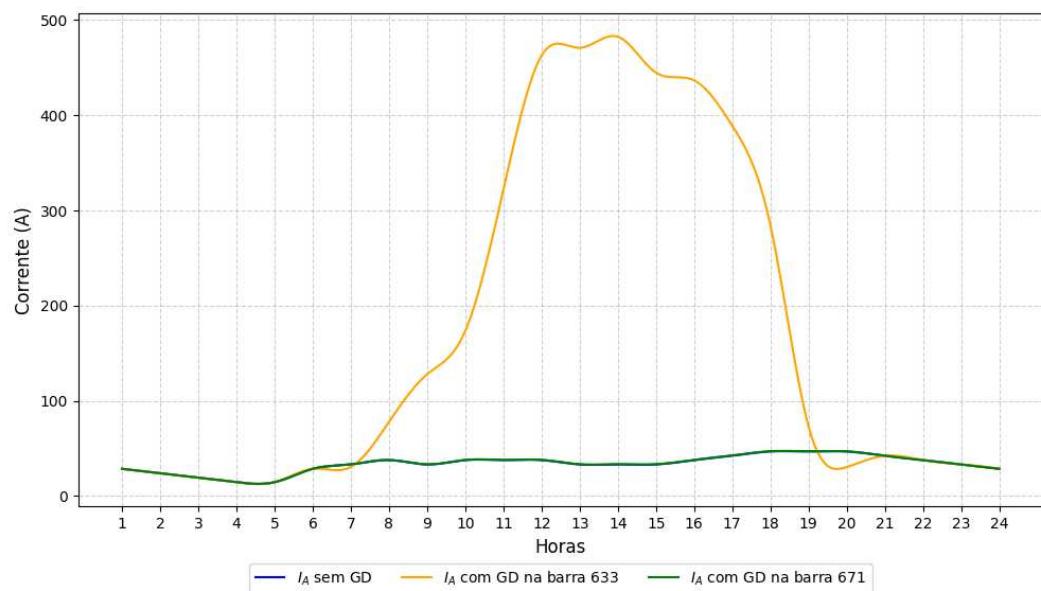
Fonte: Elaborado pelo autor.

É possível observar um aumento significativo da corrente no trecho entre as barras 632 e 633 quando a UFV está conectada à barra 633. Esse comportamento ocorre porque a potência gerada pela UFV na barra 633 é maior do que a demanda da carga conectada à barra 634. Como resultado, o excedente de potência gerado pela UFV não é consumido localmente e flui

no sentido inverso, em direção à barra 632. Esse fluxo reverso de corrente é uma característica comum em redes de distribuição com GD.

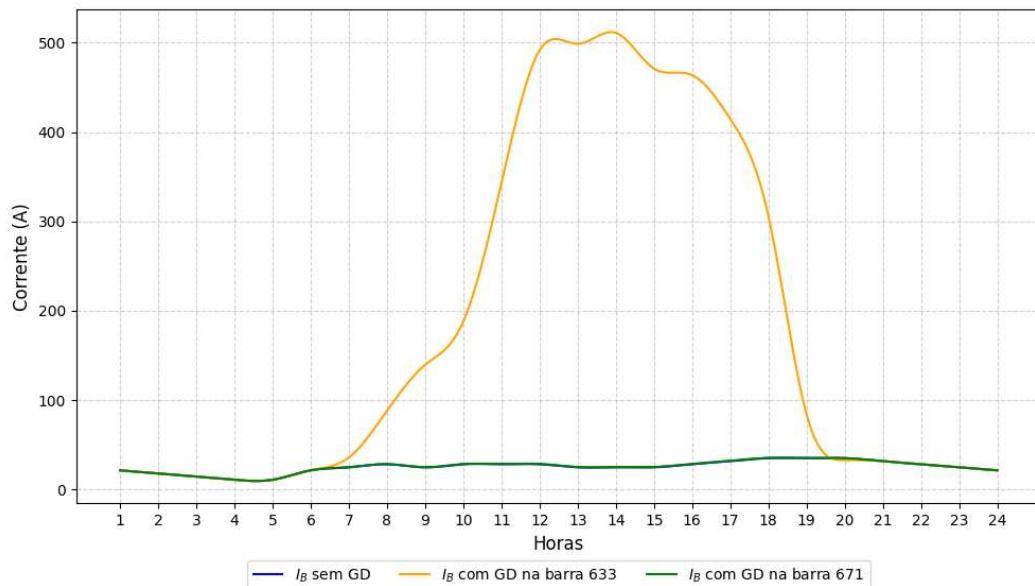
Já os gráficos 48, 49 e 50 apresentados a seguir ilustram os resultados obtidos para cada uma das condições simuladas, permitindo uma análise comparativa clara e objetiva sobre os impactos das mudanças no ponto de conexão da geração fotovoltaica no sistema elétrico sob condições de curto-círcuito.

Figura 48 – Gráfico da corrente da Fase A no trecho 632-633 sob curto-círcuito trifásico na barra 675



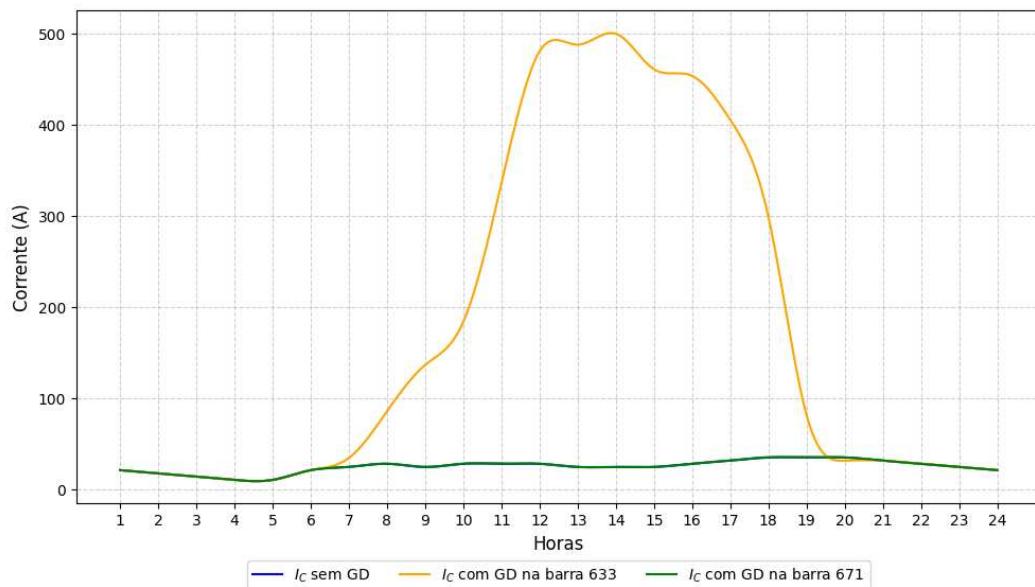
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 49 – Gráfico da corrente da Fase B no trecho 632-633 sob curto-círcuito trifásico na barra 675



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 50 – Gráfico da corrente da Fase C no trecho 632-633 sob curto-círcuito trifásico na barra 675



Fonte: Elaborado pelo autor.

Com base nos gráficos apresentados nas Figuras 48, 49 e 50, que ilustram as correntes nas Fases A, B e C no trecho entre as barras 632 e 633 sob condições de curto-círcuito trifásico na barra 675, observa-se um aumento significativo das correntes apenas quando a usina fotovoltaica está conectada à barra 633. Essa condição ocorre porque a falta está localizada a jusante da

conexão da usina fotovoltaica. Nesse cenário, o sentido da corrente no trecho analisado é inverso ao fluxo usual, ou seja, a corrente, além de seguir em direção à carga na barra 634, também se direciona ao ponto de curto-circuito com uma maior magnitude, proveniente das tensões no terminal terem diminuído, esse comportamento é semelhante ao que ocorre em condições normais.

Além disso, é importante ressaltar que, quando a usina está conectada à barra 671, essa corrente de contribuição não passa pelo trecho entre as barras 632 e 633. Isso se deve à localização da conexão da GD, que está a jusante desse trecho e mais próxima ao ponto da falta, não afetando o trecho analisado. Essa característica elimina qualquer influência da usina conectada à barra 671 no trecho em questão.

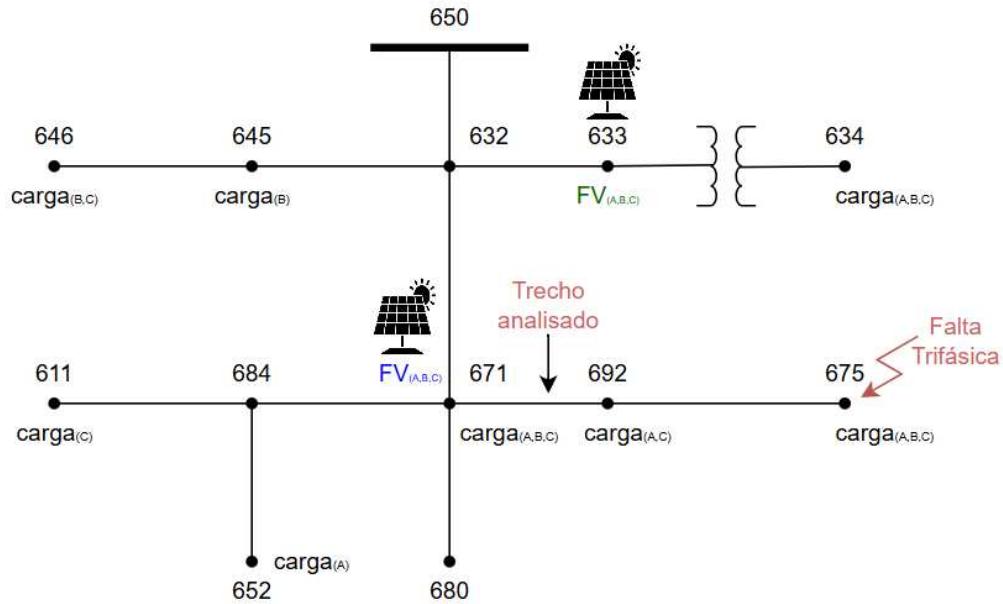
Outro ponto relevante é que as correntes no trecho 632-633, quando a usina está conectada à barra 633, atingem valores próximos a (500A), que seriam aproximadamente duas vezes a corrente nominal da usina fotovoltaica (345,96A). Esse comportamento está em conformidade com o discutido na Seção 2.7.2, onde foi mencionado que, em regime permanente, geradores distribuídos podem contribuir com até o dobro de sua corrente nominal durante uma falta.

Supondo que o sistema também tivesse um dispositivo de proteção de sobrecorrente entre as barras 632 e 633, a presença da GD causaria uma atuação mais rápida destes dispositivos, uma vez que a GD passa a contribuir na corrente de curto-circuito. Entretanto, pelo fato de o curto-circuito ocorrer à jusante dos dispositivos de proteção, a alteração do tempo de atuação destas proteções pode não provocar problemas na coordenação e seletividade destes, pois o dispositivo de proteção mais próximo da falta, com toda certeza, atua mais rápido do que o presente na subestação.

#### **4.2.3 Cenário 4 - Análise das correntes no trecho entre as barras 671 e 692 com curto-círcuito trifásico na barra 675**

Neste cenário, são analisadas as correntes no trecho entre as barras 671 e 692, sob a condição de curto-círcuito trifásico na barra 675. As simulações foram realizadas considerando as três configurações previamente descritas: sem a presença da GD, com a usina fotovoltaica conectada à barra 633 e, por fim, com a usina conectada à barra 671, conforme representado na Figura 51.

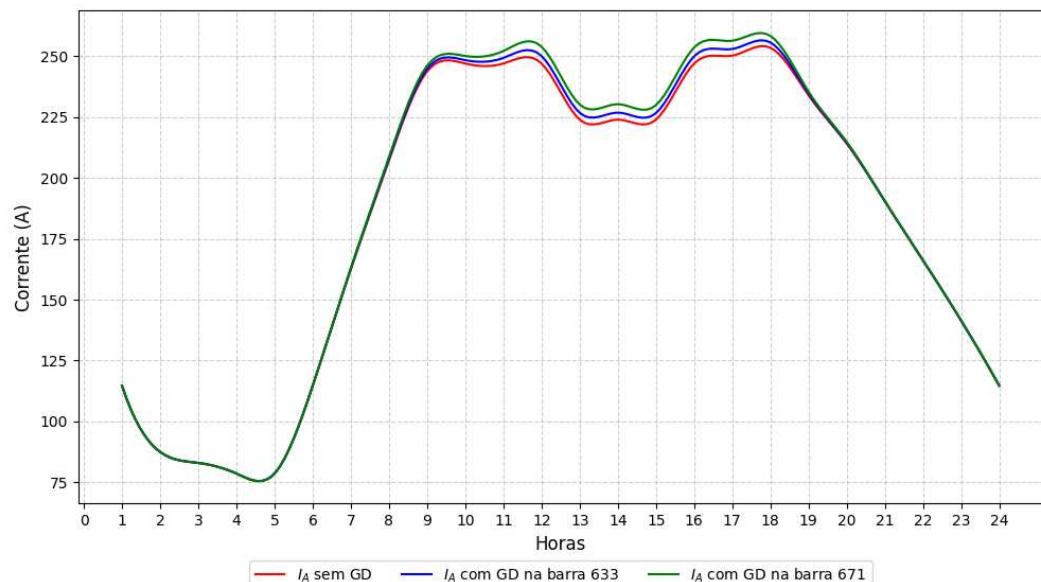
Figura 51 – Diagrama unifilar do cenário 4



Fonte: Elaborado pelo autor.

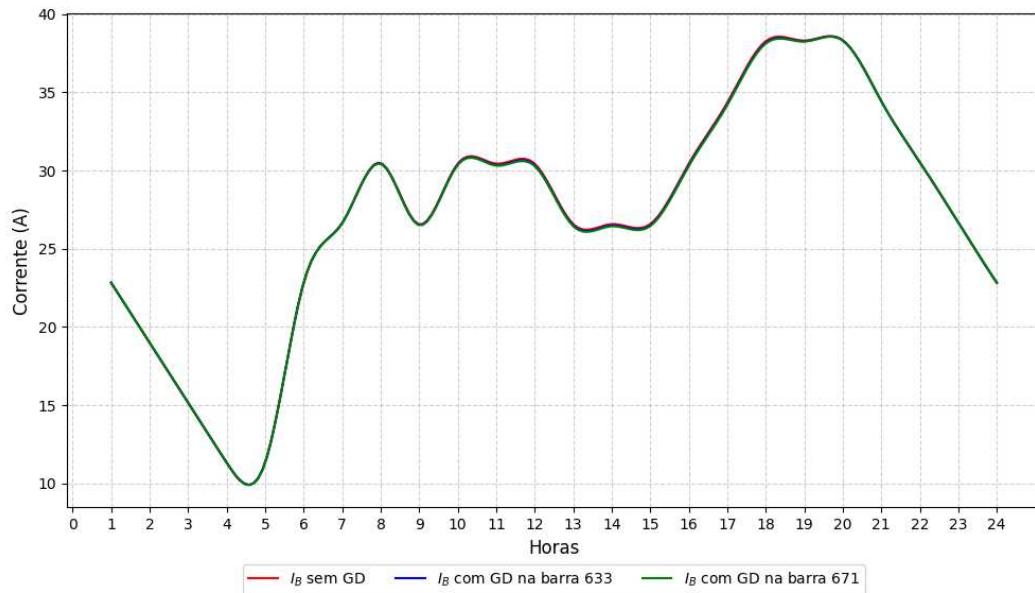
As correntes em condições normais no trecho entre as barras 671 e 692 são apresentadas pela Figura 45, 46 e 47 ilustrando a variação horária das correntes em condições normais nas três fases.

Figura 52 – Gráfico das correntes em condições normais da Fase A no trecho entre as barras 671 e 692



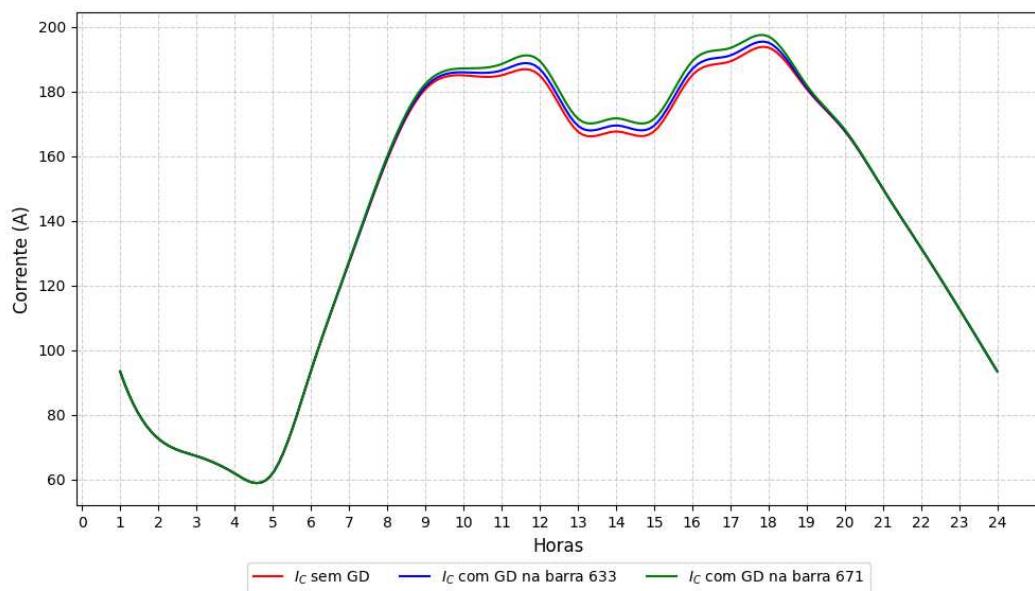
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 53 – Gráfico das correntes em condições normais da Fase B no trecho entre as barras 671 e 692



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 54 – Gráfico das correntes em condições normais da Fase C no trecho entre as barras 671 e 692



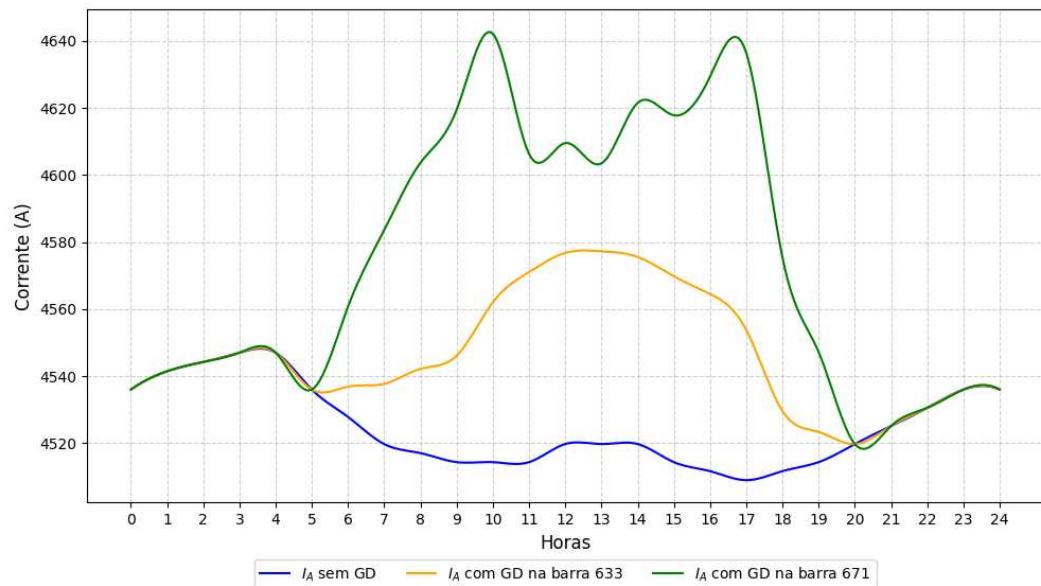
Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme observado nos gráficos, as correntes no trecho entre as barras 671 e 692 apresentam variações mínimas entre os três cenários analisados. Isso ocorre porque a corrente nesse trecho é determinada majoritariamente pela carga conectada a jusante. Como a GD nas barras 633 ou 671 está posicionada a montante desse ponto, sua contribuição para o fluxo de

corrente não altera significativamente a demanda vista nesse trecho do alimentador. Dessa forma, a corrente permanece praticamente inalterada independentemente da presença da GD.

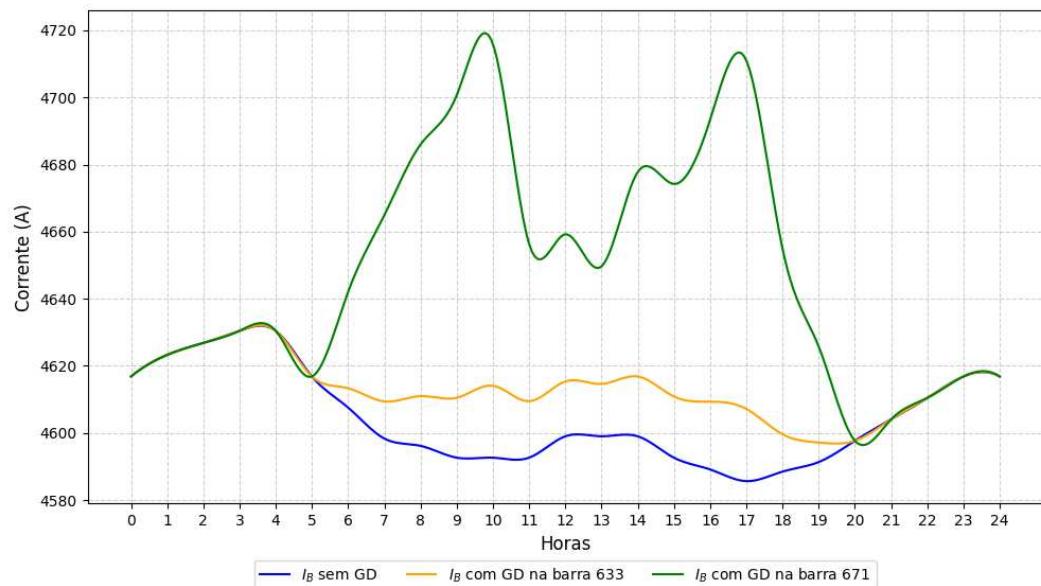
A seguir, os gráficos apresentam os resultados obtidos para as três fases do sistema em condições de curto-circuito.

**Figura 55 – Gráfico da corrente da Fase A no trecho 671-692 sob curto-circuito trifásico na barra 675**



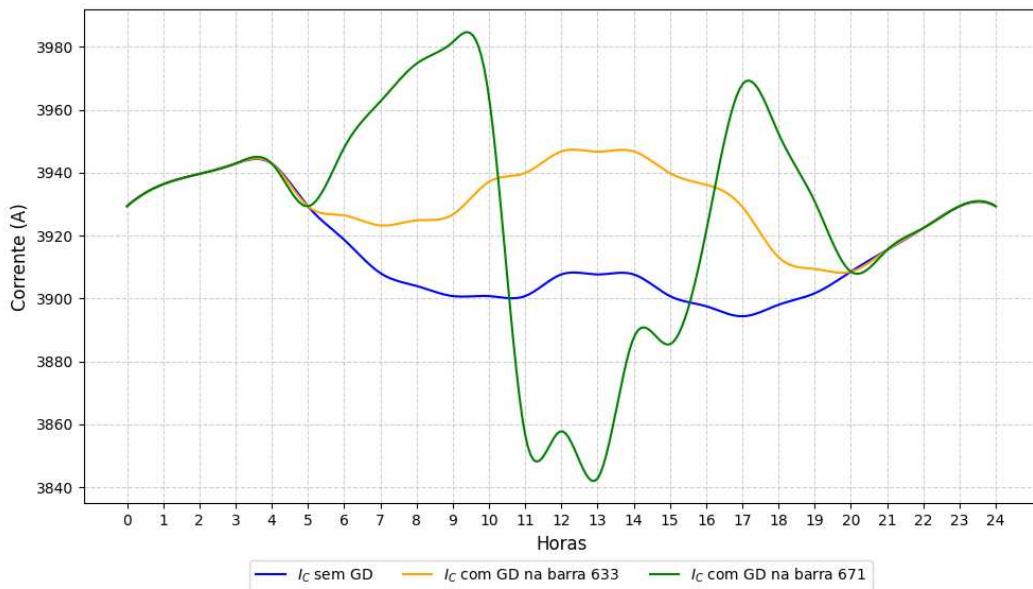
Fonte: Elaborado pelo autor.

**Figura 56 – Gráfico da corrente da Fase B no trecho 671-692 sob curto-circuito trifásico na barra 675**



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 57 – Gráfico da corrente da Fase C no trecho 671-692 sob curto-círcuito trifásico na barra 675



Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme evidenciado nas Figuras 55, 56 e 57, que representam as correntes das Fases A, B e C no trecho 671-692 sob condições de curto-círcuito trifásico na barra 675, observa-se um aumento significativo nas correntes para os cenários que incluem a inserção da usina fotovoltaica no sistema. Nesse caso, há contribuição na corrente quando a usina está conectada à barra 633, pois o trecho analisado agora é a montante.

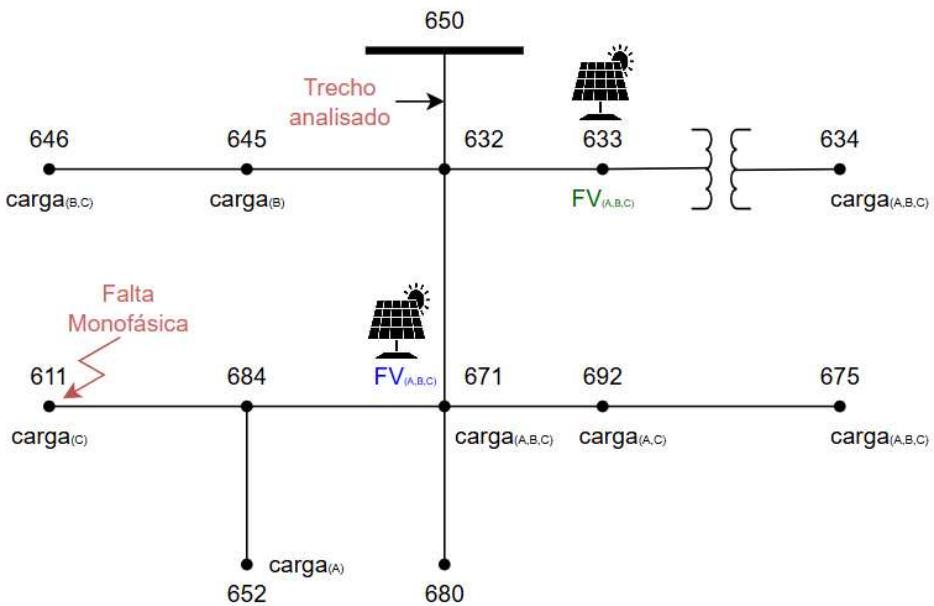
Além disso, é importante destacar que, diferentemente de sistemas de transmissão, o comportamento das cargas ao longo do dia influencia diretamente os valores das correntes de curto-círcuito em sistemas de distribuição. Isso é notável nos horários de plena geração, entre 10h e 16h, quando houve uma diminuição na corrente de contribuição para o caso da usina conectada à barra 671. Esse efeito ocorre porque o trecho está mais próximo das cargas de maior demanda, reduzindo a contribuição direta da GD no curto-círcuito. Outro ponto relevante é o comportamento diferenciado da Fase C, onde a contribuição da usina fotovoltaica foi menos expressiva. Isso se deve à predominância de cargas monofásicas localizadas próximo ao ponto de falta no trecho (671-611), que, nesses horários, demandaram mais corrente no trecho analisado. Às 10 horas, hora em que os geradores apresentam maior contribuição da corrente no sistema, as correntes de falta que, sem a presença dos geradores, são 4.514,36, 4.592,63 e 3.900,77 amperes para as fases A, B e C, respectivamente, com a UFV na barra 633 passam a ser 4.562,03, 4.614,06 e 3.937,10 amperes para as fases A, B e C, respectivamente, por fim, com UFV na barra 671,

passam a ser 4.642,17, 4.715,94 e 3.964,18 amperes para as fases A, B e C. Portanto, como se trata de análise de falta permanente, comparando sem a UFV e com a UFV na barra 671, tem-se aumentos de 127,81 (2,84 %), 123,31 (2,68 %) e 63,41 (1,63 %).

#### **4.2.4 Cenário 5 - Análise das correntes no trecho de saída do alimentador com curto-círcuito monofásico na barra 611**

Neste cenário, são analisadas as correntes no trecho de saída do alimentador, localizado entre as barras 650 e 632, sob condições de curto-círcuito monofásico na barra 611, em que nessa barra chega apenas a Fase C. As simulações foram realizadas considerando três diferentes condições do sistema: sem a presença da usina fotovoltaica, com a usina conectada à barra 633 e, posteriormente, com a usina conectada à barra 671. Esse cenário tem como objetivo avaliar o impacto da GD nas correntes do alimentador em situações de falta monofásica, conforme representado na Figura 58.

Figura 58 – Diagrama unifilar do cenário 5

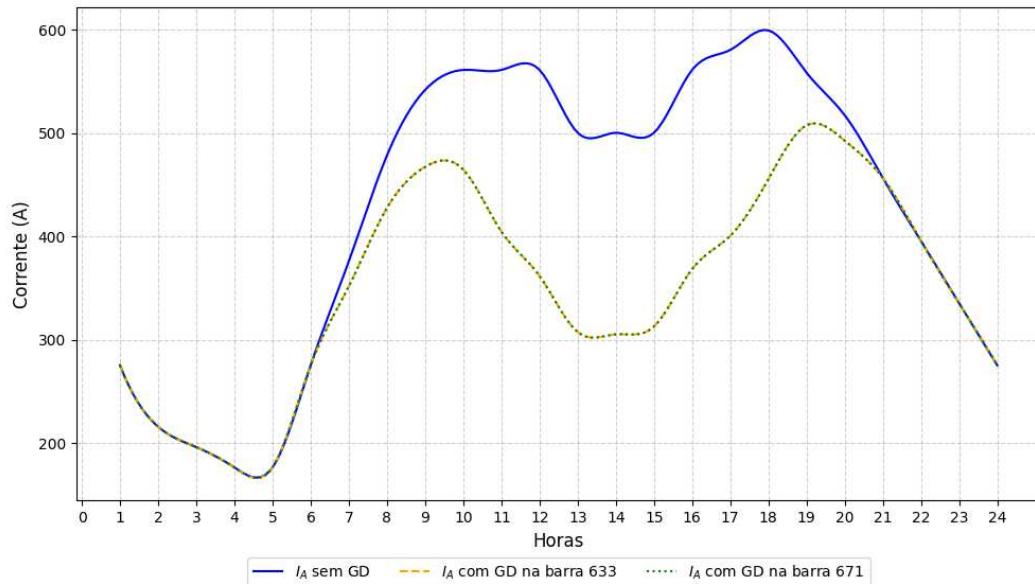


Fonte: Elaborado pelo autor.

As correntes em condições normais na saída do alimentador são apresentadas pela Figura 38, 39 e 40 ilustrando a variação horária das correntes em condições normais nas três fases.

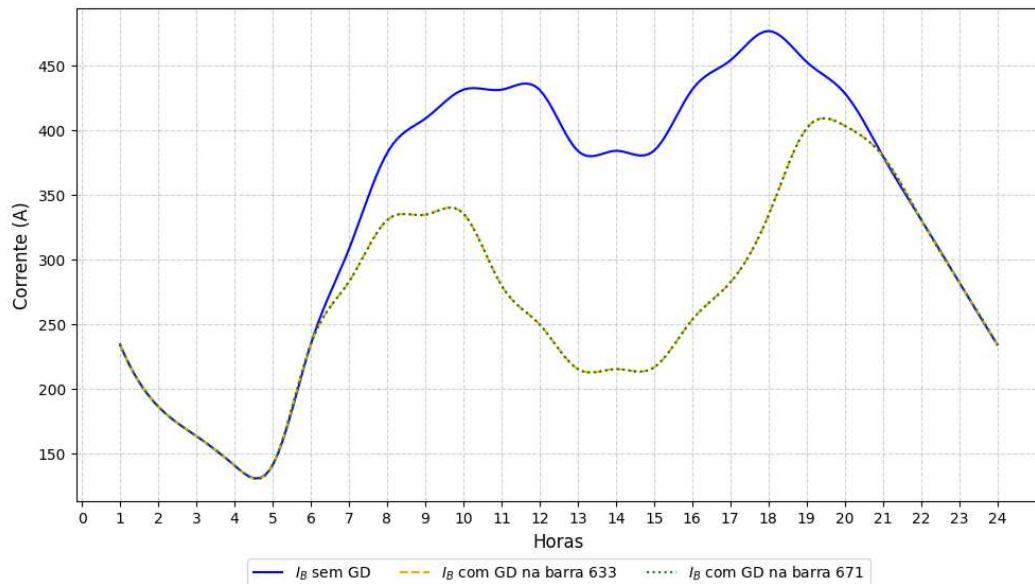
A seguir, os gráficos apresentam os resultados obtidos para as três fases do sistema em condições de curto-circuito.

Figura 59 – Gráfico da corrente da Fase A no trecho de saída do alimentador sob curto-círcuito monofásico na Fase C e resistência de falta de  $5\ \Omega$  na barra 611



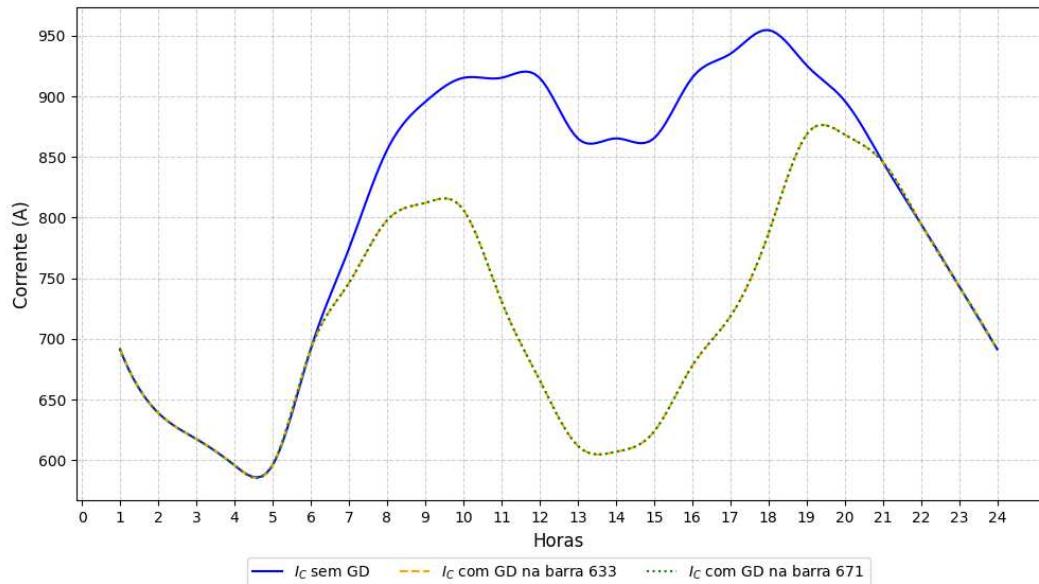
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 60 – Gráfico da corrente da Fase B no trecho de saída do alimentador sob curto-círcuito monofásico na Fase C e resistência de falta de  $5\ \Omega$  na barra 611



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 61 – Gráfico da corrente da Fase C no trecho de saída do alimentador sob curto-círcuito monofásico na Fase C e resistência de falta de  $5\ \Omega$  na barra 611



Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme ilustrado nos gráficos das Figuras 59, 60 e 61, foi possível observar uma redução nas correntes no trecho de saída do alimentador (entre as barras 650 e 632) durante os horários de maior geração da usina fotovoltaica (entre 10h e 16h). Essa redução ocorreu em ambos os casos de conexão da GD, seja na barra 633 ou na barra 671, evidenciando a contribuição efetiva da GD nas correntes de falta. Essa diminuição da corrente é mais expressiva na fase C, por ser a Fase de curto-círcuito. Às 14 horas, hora em que os geradores apresentam maior injeção de corrente no sistema, as correntes de falta que, sem a presença dos geradores, são 500,54, 384,11 e 865,42 amperes para as fases A, B e C, respectivamente, com a UFV na barra 633 passam a ser 313,10, 216,52 e 623,46 amperes para as fases A, B e C, respectivamente, por fim, com UFV na barra 671 foram os mesmos valores que com a UFV na barra 633. Portanto, como se trata de análise de falta permanente, comparando sem a UFV e com a UFV, tem-se reduções de 187,44 (37,45 %), 167,60 (43,63 %) e 241,96 (27,96 %).

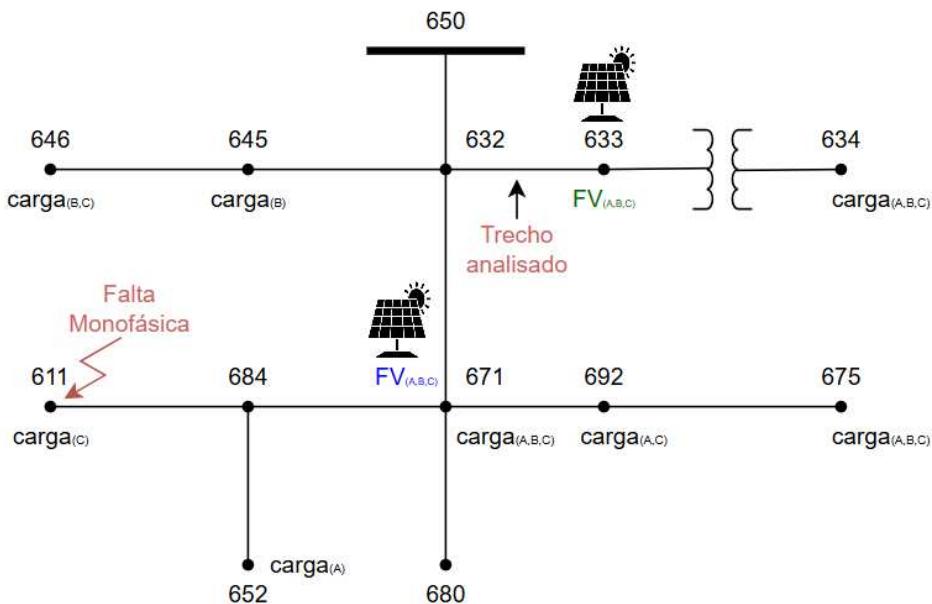
Além disso, por se tratar de um curto-círcuito monofásico com resistência de falta de  $5\ \Omega$ , a magnitude das correntes apresentadas é consideravelmente inferior quando comparada às condições de curto-círcuito trifásico, como observado em cenários anteriores. Essa diferença ressalta que, em falhas monofásicas com resistência, a contribuição da GD é proporcionalmente menor, devido ao impacto limitado da resistência de falta nas correntes de curto-círcuito. Vale ressaltar que, a máxima corrente observada em condições normais de operação para esse trecho

foi de 627,583 A, enquanto que em condições de curto-círcuito a maior corrente foi de 954,74 A na fase C, ou seja, um aumento de aproximadamente 0,5 da corrente nominal.

#### 4.2.5 Cenário 6 - Análise das correntes no trecho entre as barras 632 e 633 com curto-círcuito monofásico na barra 611

Neste cenário, foram analisadas as correntes no trecho entre as barras 632 e 633, considerando um curto-círcuito monofásico na barra 611 e a presença da usina fotovoltaica conectada à barra 633, conforme representado na Figura 62.

Figura 62 – Diagrama unifilar do cenário 6

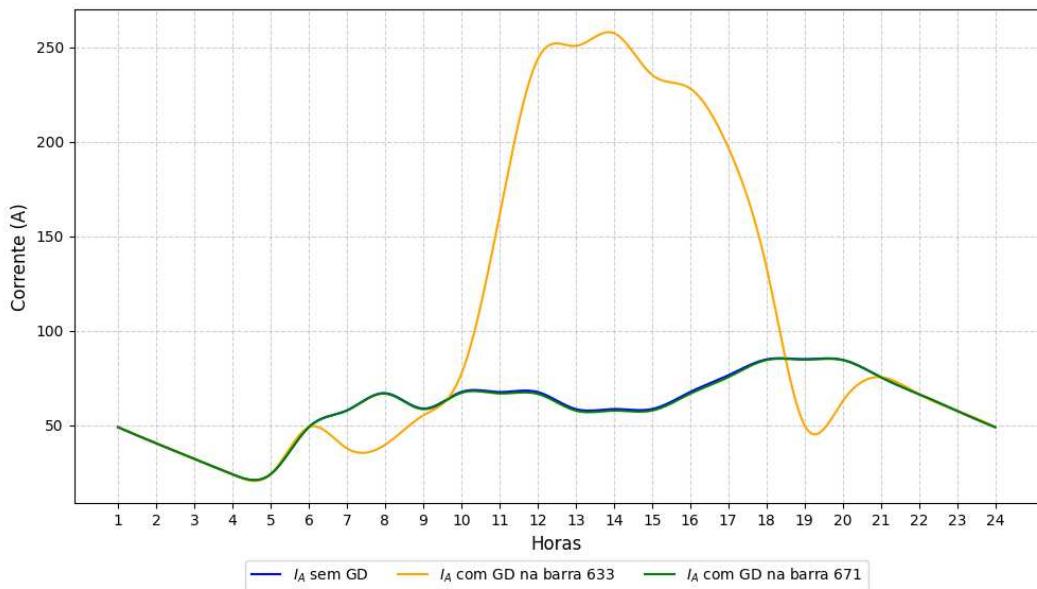


Fonte: Elaborado pelo autor.

As correntes em condições normais no trecho entre as barras 632 e 633 são apresentadas pela Figura 45, 46 e 47 ilustrando a variação horária das correntes em condições normais nas três fases.

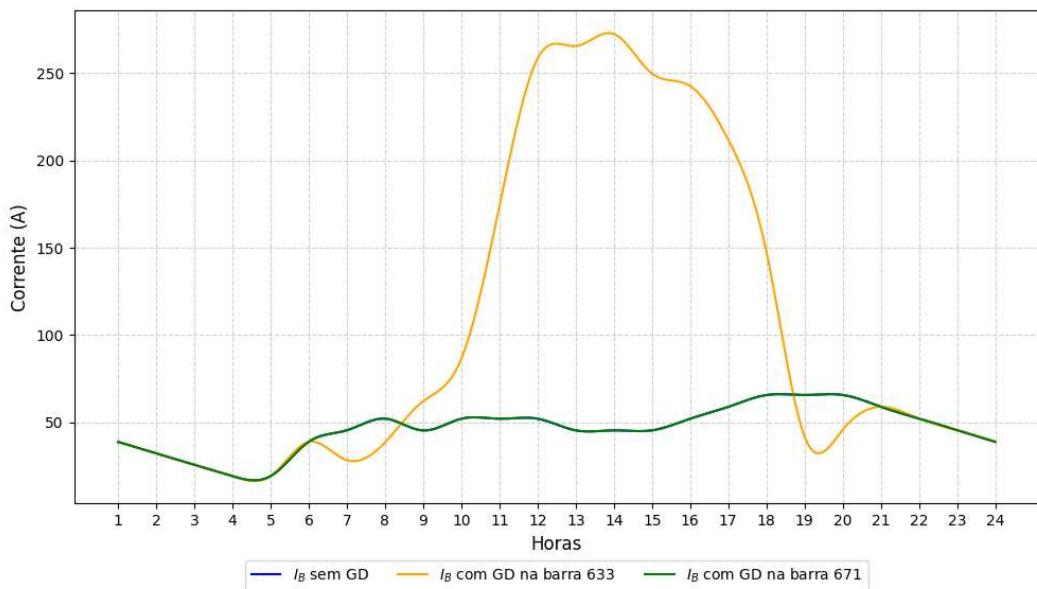
A seguir, os gráficos apresentam os resultados obtidos para as três fases do sistema em condições de curto-círcuito.

Figura 63 – Gráfico da corrente da Fase A no trecho 633-632 sob curto-círcuito monofásico na Fase C e resistência de falta de  $5\ \Omega$  na barra 611



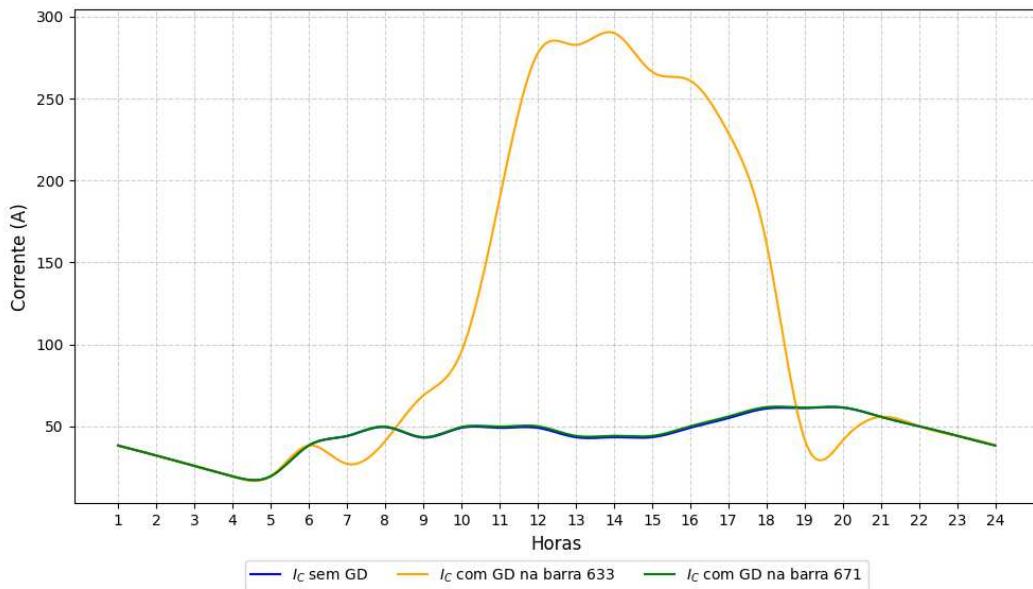
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 64 – Gráfico da corrente da Fase B no trecho 633-632 sob curto-círcuito monofásico na Fase C e resistência de falta de  $5\ \Omega$  na barra 611



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 65 – Gráfico da corrente da Fase C no trecho 633-632 sob curto-círcuito monofásico na Fase C e resistência de falta de  $5\ \Omega$  na barra 611



Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme mostrado nas Figuras 63, 64 e 65, é possível observar que a magnitude das correntes nesse trecho é significativamente menor do que as observadas no cenário 3, em que foi analisado o curto-círcuito trifásico. Aqui, a corrente máxima para a fase C é aproximadamente igual à corrente nominal da usina, contrastando com o cenário 3, onde a corrente alcançou valores próximos ao dobro da corrente nominal, em que para esse caso não teria problemas caso houvesse proteção nesse trecho.

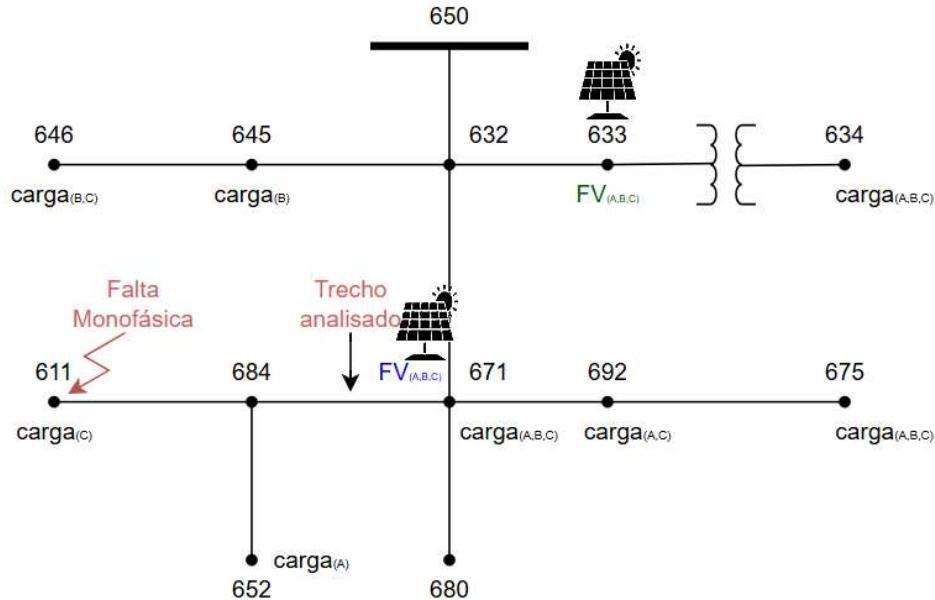
Outro ponto a ser destacado é que, quando a usina está conectada à barra 671, a corrente de contribuição para o curto-círcuito não trafega pelo trecho entre as barras 632 e 633. Esse comportamento é explicado pela localização da GD, que está a jusante do trecho analisado e mais próxima do ponto de falta. A GD conectada à barra 671 contribui diretamente no ponto de falta, sem impactar o trecho em análise.

#### 4.2.6 Cenário 7 - Análise das correntes no trecho entre as barras 671 e 684 com curto-círcuito monofásico na barra 611

Por fim, são analisadas as correntes no trecho entre as barras 671 e 684, considerando um curto-círcuito monofásico na barra 611, sob três condições distintas: sem a presença da GD, com a usina fotovoltaica conectada à barra 633 e, posteriormente, com a usina conectada à barra 671. Essa análise tem como objetivo observar o impacto da GD nesse trecho, localizado próximo

ao ponto de falta, conforme representado na Figura 66.

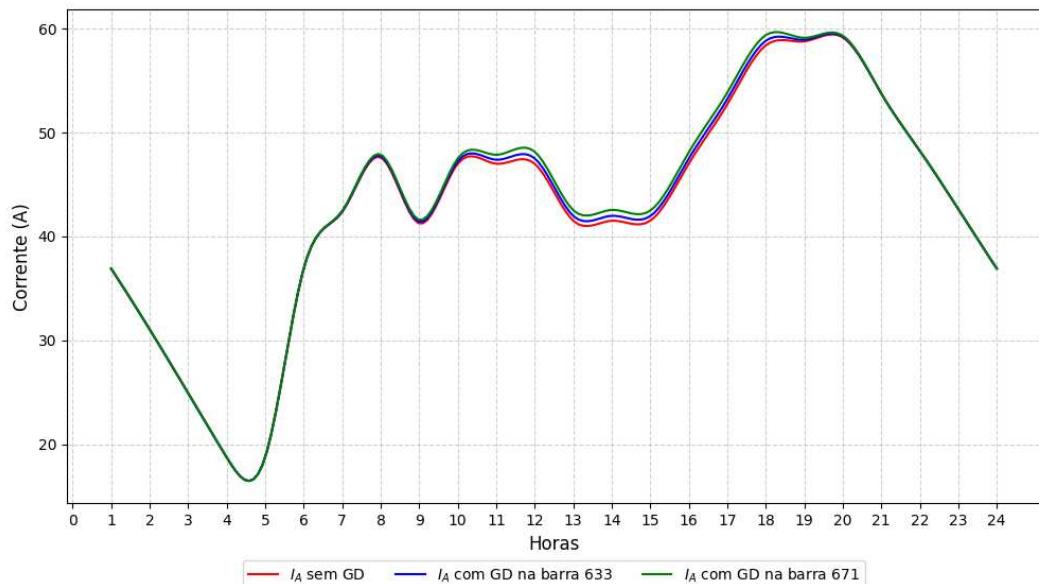
Figura 66 – Diagrama unifilar do cenário 7



Fonte: Elaborado pelo autor.

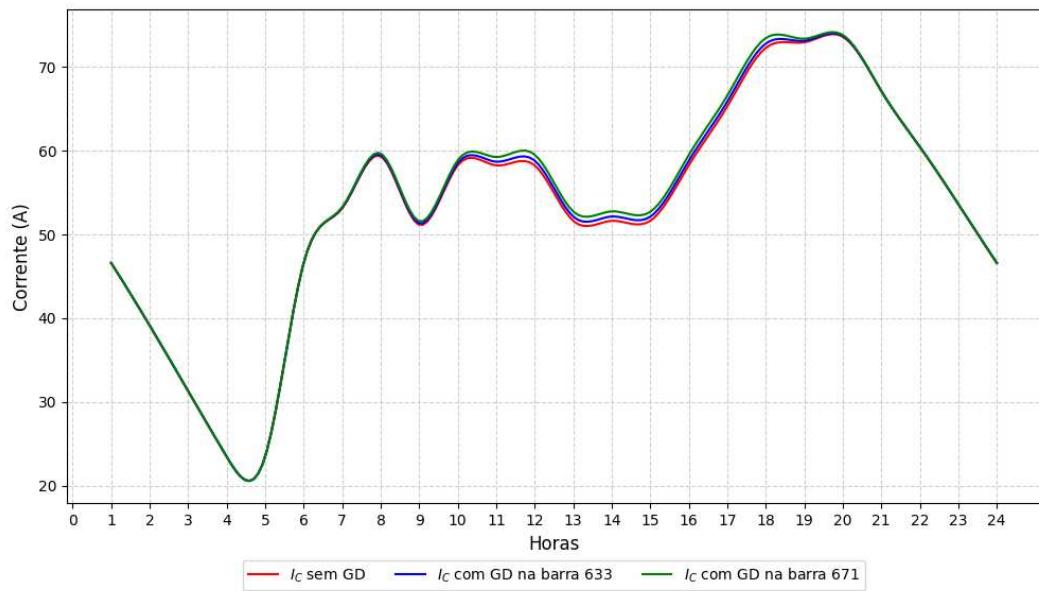
As correntes em condições normais no trecho entre as barras 671 e 684 são apresentadas pela Figura 67 e 68 ilustrando a variação horária das correntes em condições normais nas duas fases.

Figura 67 – Gráfico das correntes em condições normais da Fase A no trecho entre as barras 671 e 684



Fonte: Elaborado pelo autor.

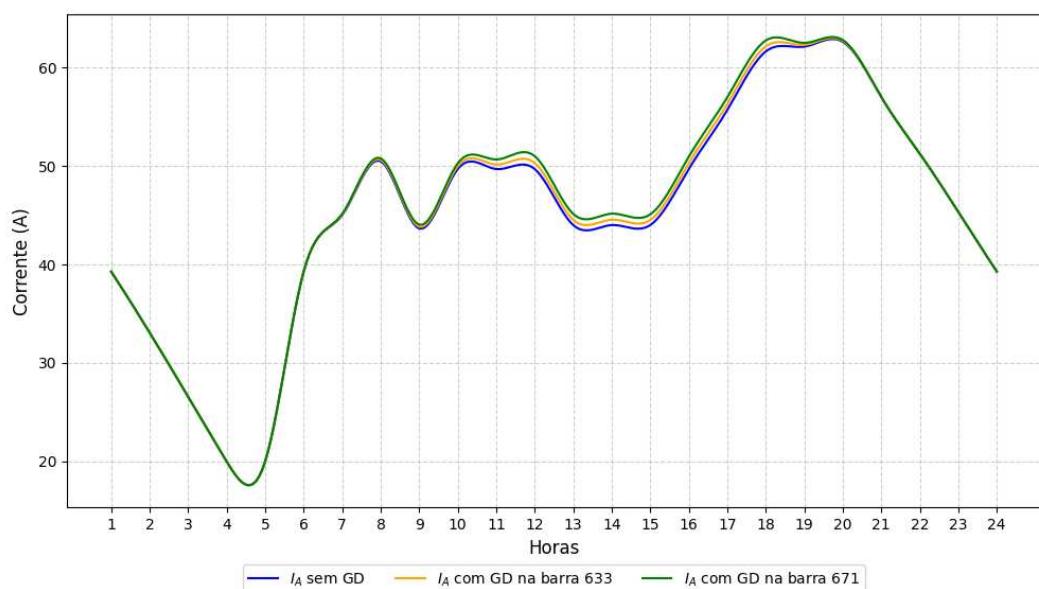
Figura 68 – Gráfico das correntes em condições normais da Fase C no trecho entre as barras 671 e 684



Fonte: Elaborado pelo autor.

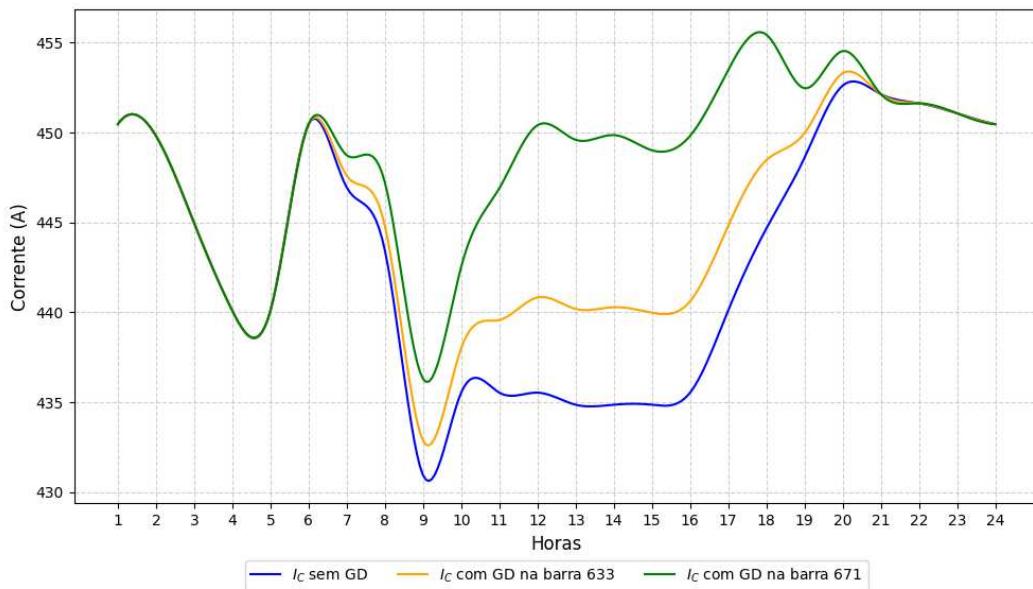
A seguir, os gráficos apresentam os resultados obtidos para as duas fases do trecho em condições de curto-circuito.

Figura 69 – Gráfico da corrente da Fase A no trecho 671-684 sob curto-circuito monofásico na Fase C e resistência de falta de  $5\Omega$  na barra 611



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 70 – Gráfico da corrente da Fase C no trecho 671-684 sob curto-círcuito monofásico na Fase C e resistência de falta de  $5\ \Omega$  na barra 611



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os gráficos 69 e 70, retratam o comportamento das correntes no trecho bifásico entre as barras 671 e 684, sob condições de curto-círcuito monofásico na barra 611, considerando a resistência de falta de  $5\ \Omega$ . Por se tratar de um trecho bifásico, foram analisadas apenas as correntes das Fases A e C. Às 12 horas, hora em que os geradores apresentam maior injeção de corrente no sistema, as correntes de falta que, sem a presença dos geradores para fase C é 434,87 amperes, com a UFV na barra 633 passa a ser 440,20 amperes, por fim, com UFV na barra 671 o valor é 449,60 amperes. Portanto, como se trata de análise de falta permanente, comparando sem a UFV e com a UFV na barra 671, tem-se aumento de 14,73 (3,27 %).

Com base nos resultados apresentados para os sete cenários analisados, o ponto de conexão mais adequado da usina fotovoltaica depende da consideração de proteções próximas ao ponto da falta. Caso existam proteções instaladas nesses locais, as correntes de contribuição no trecho 632-633 para a usina conectada à barra 633 seriam praticamente nulas. Nessa condição, a barra 633 seria o ponto de conexão ideal, uma vez que resultaria em menores contribuições de corrente nos trechos próximos ao ponto da falta, reduzindo o impacto no sistema.

Por outro lado, na ausência de proteções próximas ao ponto de falta, a corrente no trecho 632-633 para a usina conectada à barra 633 torna-se um fator crítico. Conforme observado no Cenário 3, durante um curto-círcuito trifásico, essa corrente pode atingir até duas vezes o valor nominal da usina, o que representa um impacto significativo nesse trecho. Nesse caso, o

ponto de conexão mais adequado seria a barra 671, uma vez que essa configuração concentra as contribuições de corrente apenas nos trechos diretamente ligados ao ponto da falta, minimizando os efeitos nos demais trechos do sistema.

## 5 CONCLUSÕES

A análise de sistemas de distribuição com geração distribuída (GD) apresenta desafios significativos, especialmente devido às particularidades das usinas fotovoltaicas. Essas usinas, por dependerem de inversores para conexão ao sistema, introduzem características específicas que afetam tanto os níveis de curto-círcuito quanto os perfis de tensão. Com o crescimento da adoção de GDs no sistema elétrico, compreender esses impactos tornou-se indispensável para garantir a operação segura e eficiente das redes de distribuição.

Neste trabalho, foram analisados sete cenários distintos, investigando os impactos da geração solar nos níveis de curto-círcuito e nas tensões em regime permanente. No sistema IEEE de 13 barras, observou-se que, em determinadas situações, os níveis de tensão em algumas barras ultrapassaram os limites inferiores regulamentares, enquanto a conexão da usina fotovoltaica contribuiu para o retorno desses valores aos padrões adequados.

Em relação às correntes de curto-círcuito, verificou-se que, de maneira geral, a presença da GD reduz a contribuição da corrente na subestação durante uma falta. No entanto, a magnitude desse impacto está diretamente relacionada a fatores como o carregamento da rede, a localização e o nível de inserção da GD, além do tipo de curto-círcuito analisado. Além disso, observou-se que nos trechos próximos às usinas e ao ponto da falta, as correntes apresentaram um aumento que podem influenciar nos ajustes nos sistemas de proteção. As análises evidenciaram que características específicas do sistema, como a impedância das linhas e a localização das fontes de GD, influenciam diretamente o comportamento da rede. Essa compreensão detalhada reforça a necessidade de um planejamento criterioso ao integrar GDs ao sistema.

Essas observações enfatizam a importância de considerar as particularidades das redes de distribuição ao planejar a integração da GD, permitindo identificar estratégias mais eficazes para garantir a estabilidade, a confiabilidade e a eficiência do sistema elétrico.

### 5.1 Trabalhos Futuros

Como continuidade a este estudo, várias possibilidades podem ser exploradas para aprofundar e ampliar o entendimento dos impactos da GD em sistemas de distribuição. Uma das propostas é a inserção de usinas fotovoltaicas em barras bifásicas ou monofásicas, analisando seus efeitos tanto nos níveis de curto-círcuito quanto nos perfis de tensão. Essa abordagem permitirá avaliar o comportamento do sistema em cenários mais complexos e com configurações

de carga diferentes.

Outra sugestão para trabalhos futuros é a análise detalhada do comportamento dos dispositivos de proteção em redes de distribuição considerando a inserção de GDs. Essa linha de pesquisa poderia incluir a proposição de ajustes e coordenação nos dispositivos de proteção, visando garantir sua operação eficiente frente às alterações no sistema causadas pela presença de GD, principalmente em situações de falta.

Adicionalmente, incorporar outros tipos de geradores, como os síncronos, nas análises. Esses geradores apresentam uma maior contribuição para as correntes de falta e poderiam revelar novos aspectos sobre o comportamento do sistema de proteção e os impactos gerais na rede. Além disso, analisar a mitigação dos impactos da inserção GD no perfil de tensão sistema de distribuição com GD, após inserção de Sistema de armazenamento de energia.

Dessa forma, seria possível comparar os diferentes tipos de GD e suas implicações no desempenho da rede, contribuindo para o desenvolvimento de estratégias de planejamento e operação mais robustas.

## REFERÊNCIAS

- ABB. **Inversores solares PVS-100/120-TL.** [S.I.], 2017. Acesso em: 01 dez. 2024. Disponível em: <<https://download.aldo.com.br/pdfprodutos/Produto45320IdArquivo25530.pdf>>.
- ABELLA, M. A.; CHENLO, F. Choosing the right inverter for grid-connected pv systems. **Renewable Energy World**, v. 7, n. 2, p. 132–147, 2004. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/292752596\\_Choosing\\_the\\_right\\_inverter\\_for\\_grid-connected\\_PV\\_systems](https://www.researchgate.net/publication/292752596_Choosing_the_right_inverter_for_grid-connected_PV_systems)>.
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Normativa nº 1000, de 7 de dezembro de 2021.** 2021. Disponível em: <[http://www.dmepc.com.br/images/arquivos/Normas/Resolucao\\_Normativa\\_ANEEL\\_1000\\_DE\\_7\\_DE\\_DEZEMBRO\\_DE\\_2021.pdf](http://www.dmepc.com.br/images/arquivos/Normas/Resolucao_Normativa_ANEEL_1000_DE_7_DE_DEZEMBRO_DE_2021.pdf)>.
- ANDERSON, P. M. **Analysis of Faulted Power Systems.** [S.I.]: Wiley-IEEE Press, 1995. (IEEE Press Series on Power Engineering).
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 8.** 2020. Acesso em: 11 jan. 2025. Disponível em: <[https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020888\\_prodist\\_modulo\\_8\\_v11.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020888_prodist_modulo_8_v11.pdf)>
- ATONOMETRICS. **What is a PV Module IV Curve.** 2017. Acesso em: 22 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.atonometrics.com/applications/what-is-a-pv-module-iv-curve/>>.
- CO., L. A. D. E. T. **Datasheet DHM-72X10-545-550W.** Hefei, China, 2025. Acesso em: 01 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.dahsolarpv.com/uploadfile/downloads/Datasheet%20DHM-72X10-545-550W.pdf>>.
- DUGAN R. C.; MONTENEGRO, D. **OpenDSS Manual.** [S.I.], 2020. Program Revision: 9.0.0, Build 3+. Disponível em: <<https://sourceforge.net/projects/electricdss/>>.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Matriz energética e elétrica.** 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>.
- FERREIRA, D. J. **Estudo dos impactos da contribuição de geradores fotovoltaicos na proteção de sobrecorrente dos sistemas de distribuição de energia elétrica.** Dissertação (Dissertação (Mestrado)) — Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, SP, 2016. 1 recurso online (100 p.). Disponível em: <<https://hdl.handle.net/20.500.12733/1629350>>.
- FORTESCUE, C. L. Method of symmetrical coordinates applied to the solution of polyphase networks. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers (AIEE)**, v. 37, p. 1027–1140, 1918.
- HUGHES, E. **Electrical and Electronic Technology.** 12. ed. [S.I.]: Pearson Education, 2016.
- IEEE Power Engineering Society. **IEEE 13 Node Test Feeder.** 2004. Power System Analysis, Computing and Economics Committee.
- KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis.** Boca Raton, FL: CRC Press, 2001. (Electric Power Engineering Series).
- KINDERMANN, G. **Curto-circuito.** São Paulo: Sagra Luzzato, 1997.

Ministério do Meio Ambiente. **Acordo de Paris**. 2024. Acessado em: 09 nov. 2024. Disponível em: <<https://antigo.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris.html>>.

Portal Solar. **Mercado de energia solar no Brasil**. 2024. Acesso em: 4 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/mercado-de-energia-solar-no-brasil.html>>.

RADATZ, P.; ROCHA, C. **Elemento Circuit (Vsource) do OpenDSS**. 2017. EPRI. Disponível em: <<https://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Training/BrazilGroup/NotasTecnicas/circuit.pdf>>. Acesso em: 28 set. 2024.

RAMPINELLI, G. A.; KRENZINGER, A.; ROMERO, F. C. Descrição e análise de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos. **Revista Ciências Exatas e Naturais**, Universidade Estadual do Centro-Oeste, v. 15, n. 1, p. 25–50, 2013. Disponível em: <<https://revistas.unicentro.br/index.php/RECEN/article/viewFile/2428/2231>>.

SMETS, A.; JÄGER, K.; ISABELLA, O.; SWAAIJ, R. A. van; ZEMAN, M. **Solar Energy: Fundamentals, Technology and Systems**. Delft: Delft University of Technology, 2014. Disponível em: <[https://web.kpi.kharkov.ua/ief/wp-content/uploads/sites/39/2020/05/solar\\_energy\\_1.pdf](https://web.kpi.kharkov.ua/ief/wp-content/uploads/sites/39/2020/05/solar_energy_1.pdf)>. Acesso em: 22 dez. 2024.

The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. **IEEE 13 Node Test Feeder**. [S.l.], 2004. Acesso em: 01 jan. 2025. Disponível em: <<https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>.

YANG, G.; MARRA, F.; JUAMPEREZ, M.; KJAER, S. B.; HASHEMI, S.; ØSTERGAARD, J.; IPSEN, H. H.; FREDERIKSEN, K. H. B. Voltage rise mitigation for solar pv integration at lv grids. **Journal Of Modern Power Systems And Clean Energy**, v. 3, n. 3, p. 411–421, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s40565-015-0132-0>>.

## APÊNDICE A – VALORES DE CORRENTES NAS BARRAS PARA CADA CENÁRIO

Tabela 4 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 2 sem UFV

Hora	Fase A			Fase B			Fase C		
	$I_{A, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{A, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{B, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{B, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{C, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{C, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)
1	283.3	4584.0	+1518.3%	231.0	4684.2	+1925.9%	312.2	3992.3	+1178.9%
2	221.1	4580.5	+1972.4%	183.7	4678.2	+2446.3%	246.1	3986.8	+1520.5%
3	201.0	4577.5	+2177.8%	161.1	4673.3	+2800.1%	220.4	3983.8	+1707.2%
4	181.1	4574.5	+2425.2%	138.8	4668.5	+3262.8%	195.0	3980.7	+1944.1%
5	181.1	4574.5	+2425.2%	138.8	4668.5	+3262.8%	195.0	3980.7	+1944.1%
6	283.3	4584.0	+1518.2%	231.0	4684.2	+1925.9%	312.2	3992.3	+1178.9%
7	385.1	4588.1	+1091.6%	303.7	4691.6	+1444.6%	414.4	4000.1	+865.2%
8	480.9	4592.2	+854.8%	377.1	4698.9	+1146.3%	511.9	4007.9	+682.7%
9	538.0	4590.4	+753.6%	403.3	4696.7	+1064.4%	560.9	4009.6	+614.8%
10	555.3	4593.3	+727.6%	425.6	4701.4	+1004.8%	583.3	4012.6	+588.2%
11	555.3	4593.3	+727.6%	425.6	4701.4	+1004.8%	583.3	4012.6	+588.2%
12	555.3	4593.3	+727.6%	425.6	4701.4	+1004.8%	583.3	4012.6	+588.2%
13	500.9	4589.8	+816.8%	379.1	4695.4	+1139.1%	525.2	4007.3	+662.9%
14	500.9	4589.8	+816.8%	379.1	4695.4	+1139.1%	525.2	4007.3	+662.9%
15	500.9	4589.8	+816.8%	379.1	4695.4	+1139.1%	525.2	4007.3	+662.9%
16	555.2	4593.3	+727.7%	425.6	4701.4	+1004.9%	583.3	4012.6	+588.2%
17	572.4	4596.2	+703.1%	448.0	4706.2	+951.0%	605.5	4015.6	+563.0%
18	589.4	4599.1	+680.4%	470.6	4710.9	+901.1%	627.6	4018.6	+540.6%
19	553.0	4598.5	+731.5%	446.8	4709.6	+953.6%	592.9	4016.2	+577.6%
20	516.1	4597.9	+791.2%	422.9	4708.4	+1013.5%	557.8	4013.8	+619.5%
21	460.8	4594.5	+897.3%	375.2	4702.4	+1153.1%	498.6	4008.5	+703.5%
22	403.6	4591.0	+1037.9%	326.7	4696.3	+1337.1%	438.2	4003.1	+813.3%
23	345.0	4587.5	+1229.6%	278.6	4690.3	+1583.1%	376.4	3997.7	+961.9%
24	283.3	4584.0	+1518.2%	231.0	4684.2	+1925.9%	312.2	3992.3	+1178.9%

Tabela 5 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 2 com UFV na barra 633

Hora	Fase A			Fase B			Fase C		
	$I_{A, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{A, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{B, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{B, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{C, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{C, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)
1	283.3	4584.0	+1518.3%	231.0	4684.2	+1925.9%	312.2	3992.3	+1178.9%
2	221.1	4580.5	+1972.4%	183.7	4678.2	+2446.3%	246.1	3986.8	+1520.5%
3	201.0	4577.5	+2177.8%	161.1	4673.3	+2800.1%	220.4	3983.8	+1707.2%
4	181.1	4574.5	+2425.2%	138.8	4668.5	+3262.8%	195.0	3980.7	+1944.1%
5	181.1	4574.5	+2425.2%	138.8	4668.5	+3262.8%	195.0	3980.7	+1944.1%
6	283.3	4584.0	+1518.2%	231.0	4684.2	+1925.9%	312.2	3992.3	+1178.9%
7	360.5	4571.6	+1168.3%	278.5	4678.7	+1580.0%	389.8	3986.7	+922.8%
8	430.7	4559.2	+958.5%	325.2	4673.5	+1337.2%	461.8	3981.5	+762.1%
9	464.5	4544.1	+878.6%	328.6	4661.6	+1329.5%	490.2	3973.3	+710.4%
10	460.5	4534.5	+884.5%	328.8	4657.7	+1316.5%	491.2	3967.2	+707.5%
11	402.1	4503.9	+1020.5%	271.7	4640.4	+1610.1%	435.9	3948.5	+805.5%
12	361.5	4485.6	+1140.6%	239.2	4636.9	+1840.7%	398.8	3943.1	+888.5%
13	311.5	4481.7	+1338.6%	204.9	4631.6	+2160.6%	346.1	3938.0	+1038.4%
14	309.5	4480.6	+1347.5%	204.6	4632.0	+2164.7%	344.4	3938.1	+1043.8%
15	316.6	4484.2	+1316.3%	206.5	4631.2	+2142.3%	350.5	3938.0	+1024.2%
16	367.7	4488.2	+1120.5%	243.1	4636.6	+1807.1%	404.4	3943.2	+874.9%
17	397.4	4496.3	+1031.3%	272.7	4641.5	+1602.1%	435.1	3947.1	+807.2%
18	448.6	4515.1	+905.8%	325.9	4651.9	+1327.4%	488.1	3957.0	+710.9%
19	502.9	4565.5	+808.1%	394.9	4684.0	+1086.4%	542.6	3989.8	+635.4%
20	491.8	4581.5	+831.9%	397.6	4695.3	+1080.8%	533.2	4000.4	+649.8%
21	460.8	4594.5	+897.3%	375.2	4702.4	+1153.1%	498.6	4008.5	+703.5%
22	403.6	4591.0	+1037.9%	326.7	4696.3	+1337.1%	438.2	4003.1	+813.3%
23	345.0	4587.5	+1229.6%	278.6	4690.3	+1583.1%	376.4	3997.7	+961.9%
24	283.3	4584.0	+1518.2%	231.0	4684.2	+1925.9%	312.2	3992.3	+1178.9%

Tabela 6 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 2 com UFV na barra 671

Hora	Fase A			Fase B			Fase C		
	$I_{A, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{A, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{B, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{B, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{C, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{C, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)
1	283.3	4584.0	1518.3%	231.0	4684.2	1925.9%	312.2	3992.3	1178.9%
2	221.1	4580.5	1972.4%	183.7	4678.2	2446.3%	246.1	3986.8	1520.5%
3	201.0	4577.5	2177.8%	161.1	4673.3	2800.1%	220.4	3983.8	1707.2%
4	181.1	4574.5	2425.2%	138.8	4668.5	3262.8%	195.0	3980.7	1944.1%
5	181.1	4574.5	2425.2%	138.8	4668.5	3262.8%	195.0	3980.7	1944.1%
6	283.3	4584.0	1518.2%	231.0	4684.2	1925.9%	312.2	3992.3	1178.9%
7	359.8	4577.7	1172.9%	278.4	4682.2	1581.5%	389.0	3992.2	926.3%
8	428.8	4571.1	966.4%	325.0	4679.5	1339.5%	459.5	3992.0	768.9%
9	461.6	4560.4	887.9%	328.7	4668.7	1320.0%	486.6	3987.6	719.8%
10	456.5	4554.9	897.9%	329.1	4665.2	1317.0%	486.7	3985.1	718.9%
11	394.6	4535.5	1049.6%	271.4	4644.1	1611.5%	428.2	3975.9	828.8%
12	349.8	4530.1	1195.6%	237.8	4634.4	1850.3%	389.3	3983.5	922.9%
13	300.6	4526.6	1406.7%	203.0	4628.3	2181.8%	338.1	3978.9	1077.1%
14	298.2	4527.0	1417.8%	202.7	4628.2	2183.2%	336.4	3980.7	1082.9%
15	306.3	4526.3	1378.0%	204.6	4628.9	2162.2%	342.5	3975.6	1059.8%
16	356.7	4529.8	1169.9%	242.0	4635.1	1814.1%	395.0	3980.4	906.8%
17	388.0	4533.8	1068.0%	272.5	4642.4	1604.3%	426.2	3980.0	833.6%
18	441.9	4544.5	928.3%	326.2	4657.4	1327.3%	480.9	3982.6	728.2%
19	501.1	4577.5	813.8%	395.2	4690.3	1086.6%	540.3	4000.4	640.1%
20	491.0	4587.6	834.6%	397.8	4699.0	1081.0%	532.1	4005.9	652.9%
21	460.8	4594.5	897.3%	375.2	4702.4	1153.1%	498.6	4008.5	703.5%
22	403.6	4591.0	1037.9%	326.7	4696.3	1337.1%	438.2	4003.1	813.3%
23	345.0	4587.5	1229.6%	278.6	4690.3	1583.1%	376.4	3997.7	961.9%
24	283.3	4584.0	1518.2%	231.0	4684.2	1925.9%	312.2	3992.3	1178.9%

Tabela 7 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 3 sem UFV

Hora	Fase A			Fase B			Fase C		
	$I_{A, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{A, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{B, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{B, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{C, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{C, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)
1	50.45	28.45	-43.6%	38.36	21.31	-44.4%	39.16	21.63	-44.8%
2	41.70	23.80	-42.9%	31.84	17.83	-44.0%	32.33	18.09	-44.1%
3	33.21	19.11	-42.5%	25.36	14.32	-43.6%	25.76	14.52	-43.6%
4	24.80	14.39	-42.0%	18.94	10.78	-43.1%	19.24	10.92	-43.2%
5	24.80	14.39	-42.0%	18.94	10.78	-43.1%	19.24	10.92	-43.2%
6	50.44	28.45	-43.6%	38.36	21.31	-44.4%	39.16	21.63	-44.8%
7	59.56	33.05	-44.5%	44.92	24.76	-44.9%	45.72	34.94	-23.6%
8	67.30	37.62	-44.1%	51.55	28.18	-45.3%	51.49	86.13	+67.3%
9	58.74	33.03	-43.8%	44.90	24.74	-44.9%	44.80	136.82	+205.5%
10	66.80	37.61	-43.7%	51.55	28.17	-45.3%	50.98	184.11	+261.1%
11	66.80	37.61	-43.7%	51.55	28.17	-45.3%	50.98	335.83	+558.6%
12	66.80	37.61	-43.7%	51.55	28.17	-45.3%	50.98	480.64	+842.6%
13	58.96	33.04	-44.0%	44.90	24.74	-44.9%	45.02	487.94	+983.7%
14	58.96	33.04	-44.0%	44.90	24.74	-44.9%	45.02	499.93	+1010.0%
15	58.96	33.04	-44.0%	44.90	24.74	-44.9%	45.02	461.05	+924.4%
16	66.80	37.61	-43.7%	51.55	28.17	-45.3%	50.98	453.76	+790.1%
17	74.79	42.15	-43.7%	58.26	31.57	-45.8%	57.11	405.60	+610.3%
18	82.69	46.66	-43.6%	65.04	34.95	-46.3%	63.18	299.35	+373.9%
19	83.00	46.67	-43.8%	65.05	34.96	-46.3%	63.49	82.15	+29.4%
20	83.31	46.68	-43.9%	65.06	34.97	-46.3%	63.81	32.06	-49.8%
21	75.63	42.18	-44.3%	58.29	31.59	-45.8%	57.97	32.11	-44.6%
22	67.81	37.63	-44.5%	51.58	28.19	-45.4%	52.02	28.64	-44.9%
23	59.35	33.06	-44.3%	44.93	24.77	-44.9%	45.96	25.15	-45.3%
24	50.45	28.45	-43.6%	38.36	21.31	-44.4%	39.16	21.63	-44.8%

Tabela 8 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 3 com UFV na barra 633

Hora	Fase A			Fase B			Fase C		
	$I_{A, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{A, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{B, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{B, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{C, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{C, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)
1	50.45	28.45	-43.6%	38.36	21.31	-44.4%	39.16	21.63	-44.8%
2	41.70	23.80	-42.9%	31.84	17.83	-44.0%	32.33	18.09	-44.0%
3	33.21	19.11	-42.5%	25.36	14.32	-43.5%	25.76	14.52	-43.6%
4	24.80	14.39	-42.0%	18.94	10.78	-43.1%	19.24	10.92	-43.2%
5	24.80	14.39	-42.0%	18.94	10.78	-43.1%	19.24	10.92	-43.2%
6	50.44	28.45	-43.6%	38.36	21.31	-44.4%	39.16	21.63	-44.8%
7	38.97	30.42	-22.0%	27.98	35.74	+27.7%	28.54	34.94	+22.5%
8	40.38	77.84	+92.8%	38.07	87.97	+131.1%	39.49	86.13	+118.1%
9	56.92	127.78	+124.4%	61.45	139.32	+126.7%	65.19	136.82	+109.8%
10	79.54	173.29	+117.8%	85.44	187.67	+119.7%	90.56	184.11	+103.3%
11	165.39	321.83	+94.5%	171.86	342.69	+99.5%	180.47	335.83	+86.0%
12	249.92	462.86	+85.2%	255.58	491.37	+92.2%	266.96	480.64	+80.0%
13	257.50	470.92	+82.9%	262.50	498.60	+90.0%	272.39	487.94	+79.2%
14	264.50	482.55	+82.4%	269.42	510.93	+89.6%	279.49	499.93	+78.9%
15	241.81	444.83	+83.9%	247.01	470.93	+90.6%	256.47	461.05	+79.8%
16	234.28	436.77	+86.5%	240.10	463.70	+93.2%	251.00	453.76	+80.8%
17	202.72	389.09	+92.0%	209.80	414.62	+97.7%	219.92	405.60	+84.4%
18	138.57	284.57	+105.4%	146.37	305.99	+109.0%	154.55	299.35	+93.7%
19	49.00	73.06	+49.1%	41.43	84.14	+103.1%	41.91	82.15	+96.1%
20	61.30	30.29	-50.6%	45.23	32.74	-27.6%	43.79	32.06	-26.8%
21	75.63	42.17	-44.3%	58.29	31.59	-45.8%	57.97	32.11	-44.6%
22	67.81	37.63	-44.5%	51.58	28.19	-45.4%	52.02	28.64	-44.9%
23	59.35	33.06	-44.3%	44.93	24.77	-44.9%	45.96	25.15	-45.3%
24	50.45	28.45	-43.6%	38.36	21.31	-44.4%	39.16	21.63	-44.8%

Tabela 9 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 3 com UFV na barra 671

Hora	Fase A			Fase B			Fase C		
	$I_{A, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{A, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{B, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{B, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{C, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{C, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)
1	50.45	28.45	-43.6%	38.36	21.31	-44.4%	39.16	21.63	-44.8%
2	41.70	23.80	-42.9%	31.84	17.83	-44.0%	32.33	18.09	-44.0%
3	33.21	19.11	-42.5%	25.36	14.32	-43.5%	25.76	14.52	-43.6%
4	24.80	14.39	-42.0%	18.94	10.78	-43.1%	19.24	10.92	-43.2%
5	24.80	14.39	-42.0%	18.94	10.78	-43.1%	19.24	10.92	-43.2%
6	50.44	28.45	-43.6%	38.36	21.31	-44.4%	39.16	21.63	-44.8%
7	59.47	33.10	-44.3%	44.90	24.81	-44.8%	45.79	25.18	-45.0%
8	67.52	37.74	-44.1%	51.51	28.29	-45.1%	51.65	28.72	-44.4%
9	59.03	33.18	-43.8%	44.84	24.87	-44.5%	44.99	25.21	-44.0%
10	67.23	37.81	-43.8%	51.46	28.36	-44.9%	51.27	28.75	-44.0%
11	67.51	37.89	-43.8%	51.42	28.48	-44.6%	51.43	28.79	-44.0%
12	67.74	37.88	-43.9%	51.40	28.55	-44.4%	51.55	28.69	-44.3%
13	59.42	33.27	-44.0%	44.78	25.08	-44.0%	45.52	25.18	-44.7%
14	59.41	33.27	-44.0%	44.77	25.08	-44.0%	45.53	25.17	-44.7%
15	59.45	33.28	-44.0%	44.78	25.07	-44.0%	45.51	25.21	-44.6%
16	67.70	37.89	-43.9%	51.40	28.54	-44.4%	51.53	28.72	-44.3%
17	75.71	42.47	-43.9%	58.10	31.97	-44.9%	57.69	32.26	-44.1%
18	83.49	47.00	-43.7%	64.89	35.32	-45.6%	63.72	35.77	-44.1%
19	83.28	46.82	-43.8%	64.99	35.09	-46.0%	63.69	35.66	-44.0%
20	83.45	46.75	-44.0%	65.03	35.03	-46.2%	63.90	35.62	-44.3%
21	75.63	42.18	-44.3%	58.29	31.59	-45.8%	57.97	32.11	-44.6%
22	67.81	37.63	-44.5%	51.58	28.19	-45.4%	52.02	28.64	-44.9%
23	59.35	33.06	-44.3%	44.93	24.77	-44.9%	45.96	25.15	-45.3%
24	50.45	28.45	-43.6%	38.36	21.31	-44.4%	39.16	21.63	-44.8%

Tabela 10 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 4 sem UFV

Hora	Fase A			Fase B			Fase C		
	$I_{A, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{A, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{B, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{B, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{C, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{C, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)
1	114.64	4536.00	+3856.7%	22.83	4616.83	+20124.4%	93.42	3929.34	+4106.0%
2	87.43	4541.47	+5094.4%	19.00	4623.27	+24237.2%	72.64	3936.34	+5319.1%
3	82.93	4544.24	+5379.6%	15.15	4626.84	+30434.9%	67.24	3939.62	+5758.7%
4	78.56	4547.02	+5687.9%	11.33	4630.44	+40777.9%	61.89	3942.92	+6271.0%
5	78.56	4547.02	+5688.0%	11.33	4630.44	+40777.5%	61.89	3942.92	+6271.2%
6	114.63	4536.00	+3856.7%	22.83	4616.83	+20124.4%	93.42	3929.34	+4106.0%
7	162.53	4527.85	+2685.5%	26.64	4607.56	+17178.5%	126.95	3918.69	+2987.5%
8	207.24	4519.74	+2080.1%	30.49	4598.33	+14994.9%	158.84	3908.09	+2360.6%
9	243.82	4517.06	+1752.4%	26.56	4596.15	+17295.1%	180.66	3903.99	+2061.6%
10	247.05	4514.36	+1727.5%	30.44	4592.63	+14994.3%	184.99	3900.77	+2007.6%
11	247.05	4514.36	+1727.5%	30.44	4592.63	+14994.3%	184.99	3900.77	+2007.6%
12	247.05	4514.36	+1727.5%	30.44	4592.63	+14994.3%	184.99	3900.77	+2007.6%
13	223.99	4519.76	+1917.8%	26.58	4599.00	+17296.5%	167.62	3907.65	+2229.2%
14	223.98	4519.76	+1917.8%	26.58	4599.00	+17296.5%	167.63	3907.65	+2229.2%
15	223.98	4519.76	+1917.8%	26.58	4599.00	+17296.5%	167.63	3907.65	+2229.2%
16	247.04	4514.36	+1727.6%	30.44	4592.63	+14994.3%	184.99	3900.77	+2007.6%
17	250.28	4511.67	+1702.9%	34.35	4589.13	+13261.3%	189.30	3897.55	+1958.8%
18	253.52	4508.99	+1678.5%	38.28	4585.64	+11886.4%	193.59	3894.35	+1911.1%
19	234.00	4511.67	+1827.7%	38.30	4588.47	+11886.4%	180.79	3898.00	+2055.6%
20	214.18	4514.36	+2008.6%	38.34	4591.32	+11886.4%	167.75	3901.65	+2226.8%
21	190.47	4519.74	+2264.7%	34.43	4597.66	+13261.3%	149.92	3908.53	+2507.3%
22	166.23	4525.14	+2622.3%	30.54	4604.03	+14994.3%	131.63	3915.44	+2872.7%
23	141.45	4530.56	+3103.3%	26.67	4610.42	+17296.5%	112.84	3922.38	+3377.6%
24	114.65	4536.00	+3856.5%	22.83	4616.83	+20124.4%	93.42	3929.34	+4106.0%

Tabela 11 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 4 com UFV na barra 633

Hora	Fase A			Fase B			Fase C		
	$I_{A, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{A, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{B, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{B, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{C, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{C, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)
1	114.64	4536.00	+3856.7%	22.83	4616.83	+20124.4%	93.42	3929.34	+4106.0%
2	87.43	4541.47	+5094.4%	19.00	4623.27	+24237.2%	72.64	3936.34	+5319.1%
3	82.93	4544.24	+5379.6%	15.15	4626.84	+30434.9%	67.24	3939.62	+5758.7%
4	78.56	4547.02	+5687.9%	11.33	4630.44	+40777.9%	61.89	3942.92	+6271.0%
5	78.56	4547.02	+5688.0%	11.33	4630.44	+40777.5%	61.89	3942.92	+6271.2%
6	114.63	4536.00	+3856.7%	22.83	4616.83	+20124.4%	93.42	3929.34	+4106.0%
7	162.76	4536.88	+2686.3%	26.63	4613.33	+17124.7%	127.12	3926.42	+2988.2%
8	207.85	4537.71	+2082.1%	30.46	4609.40	+14994.6%	159.28	3923.25	+2362.5%
9	244.86	4542.19	+1754.5%	26.52	4610.97	+17283.1%	181.36	3924.84	+2063.5%
10	248.43	4546.12	+1729.4%	30.39	4610.48	+15016.4%	185.93	3926.70	+2005.1%
11	249.35	4562.03	+1729.4%	30.36	4614.06	+15028.5%	186.50	3937.10	+2011.1%
12	250.12	4571.06	+1727.6%	30.35	4609.47	+14994.3%	186.98	3939.92	+2007.6%
13	226.82	4576.77	+1918.1%	26.50	4615.35	+17296.2%	169.45	3946.76	+2229.3%
14	226.87	4577.26	+1918.5%	26.50	4614.60	+17296.3%	169.48	3946.68	+2229.2%
15	226.69	4575.57	+1917.9%	26.50	4616.83	+17296.1%	169.38	3946.79	+2229.4%
16	249.99	4569.82	+1727.8%	30.35	4610.86	+15015.3%	186.90	3939.87	+2007.7%
17	253.01	4564.53	+1703.2%	34.24	4609.33	+13264.1%	191.14	3936.19	+1959.5%
18	255.69	4553.79	+1678.7%	38.18	4607.15	+11886.9%	195.11	3929.17	+1912.1%
19	234.69	4529.61	+1828.2%	38.26	4599.61	+11886.3%	181.30	3913.16	+2056.3%
20	214.48	4523.37	+2008.5%	38.32	4597.15	+11886.5%	167.97	3909.39	+2227.2%
21	190.47	4519.74	+2264.6%	34.43	4597.66	+13261.3%	149.92	3908.53	+2507.2%
22	166.23	4525.14	+2622.2%	30.54	4604.03	+14994.2%	131.63	3915.44	+2872.5%
23	141.45	4530.56	+3103.2%	26.67	4610.42	+17296.2%	112.84	3922.38	+3377.5%
24	114.65	4536.00	+3856.5%	22.83	4616.83	+20124.4%	93.42	3929.34	+4106.0%

Tabela 12 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 4 com UFV na barra 671

Hora	Fase A			Fase B			Fase C		
	$I_{A, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{A, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{B, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{B, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{C, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{C, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)
1	114.64	4536.00	+3856.7%	22.83	4616.83	+20124.4%	93.42	3929.34	+4106.0%
2	87.43	4541.47	+5094.4%	19.00	4623.27	+24237.2%	72.64	3936.34	+5319.1%
3	82.93	4544.24	+5379.6%	15.15	4626.84	+30434.9%	67.24	3939.62	+5758.7%
4	78.56	4547.02	+5687.9%	11.33	4630.44	+40777.9%	61.89	3942.92	+6271.0%
5	78.56	4547.02	+5688.0%	11.33	4630.44	+40777.5%	61.89	3942.92	+6271.2%
6	114.63	4536.00	+3856.7%	22.83	4616.83	+20124.4%	93.42	3929.34	+4106.0%
7	163.03	4560.77	+2697.2%	26.62	4642.05	+17242.3%	127.32	3947.95	+2999.2%
8	208.59	4583.57	+2097.8%	30.44	4664.91	+15022.8%	159.83	3962.65	+2377.8%
9	246.17	4603.66	+1761.4%	26.50	4685.97	+17449.5%	182.27	3974.69	+2080.4%
10	250.14	4619.49	+1747.2%	30.35	4700.67	+15469.3%	187.13	3981.53	+2027.8%
11	252.19	4642.17	+1741.2%	30.31	4715.94	+15459.1%	188.46	3964.18	+2002.6%
12	253.94	4606.29	+1713.5%	30.28	4656.34	+15232.5%	189.47	3856.69	+1923.7%
13	230.21	4609.56	+1902.3%	26.44	4659.22	+17430.5%	171.63	3857.80	+2148.1%
14	230.33	4603.46	+1899.2%	26.44	4649.63	+17420.3%	171.69	3842.72	+2139.5%
15	229.93	4621.53	+1909.3%	26.44	4677.78	+17602.7%	171.49	3887.51	+2167.1%
16	253.63	4617.83	+1720.9%	30.28	4674.21	+15334.8%	189.30	3885.44	+1952.0%
17	256.40	4629.36	+1707.5%	34.18	4693.34	+13650.8%	193.44	3921.19	+1927.2%
18	258.39	4636.49	+1694.7%	38.12	4711.05	+12259.9%	197.03	3968.07	+1913.4%
19	235.53	4575.41	+1842.5%	38.24	4654.98	+12110.5%	181.95	3952.51	+2072.4%
20	214.85	4547.20	+2016.3%	38.30	4625.76	+12082.1%	168.26	3930.88	+2237.9%
21	190.47	4519.74	+2264.6%	34.43	4597.66	+13261.3%	149.92	3908.53	+2507.2%
22	166.23	4525.14	+2622.2%	30.54	4604.03	+14994.2%	131.63	3915.44	+2872.5%
23	141.45	4530.56	+3103.2%	26.67	4610.42	+17296.2%	112.84	3922.38	+3377.5%
24	114.65	4536.00	+3856.5%	22.83	4616.83	+20124.4%	93.42	3929.34	+4106.0%

Tabela 13 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 5 sem UFV

Hora	Fase A			Fase B			Fase C		
	$I_{A, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{A, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{B, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{B, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{C, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{C, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)
1	283.30	275.62	-2.71%	230.96	234.32	+1.45%	312.17	691.51	+121.52%
2	221.09	216.10	-2.26%	183.66	186.42	+1.51%	246.05	639.09	+159.74%
3	201.05	196.39	-2.32%	161.14	163.55	+1.50%	220.44	617.52	+180.13%
4	181.12	176.75	-2.42%	138.80	140.84	+1.46%	194.95	595.84	+205.63%
5	181.12	176.74	-2.42%	138.80	140.84	+1.46%	194.95	595.84	+205.64%
6	283.28	275.60	-2.71%	230.95	234.32	+1.45%	312.16	691.51	+121.52%
7	385.06	376.20	-2.30%	303.67	307.80	+1.36%	414.37	774.20	+86.87%
8	480.95	478.64	-0.48%	377.07	382.21	+1.36%	511.86	855.71	+67.18%
9	537.98	542.03	+0.75%	403.34	408.87	+1.37%	560.89	895.46	+59.66%
10	555.25	561.34	+1.10%	425.57	431.33	+1.35%	583.27	915.35	+56.96%
11	555.25	561.35	+1.10%	425.57	431.33	+1.35%	583.27	915.35	+56.96%
12	555.25	561.35	+1.10%	425.57	431.33	+1.35%	583.27	915.35	+56.96%
13	500.92	500.55	-0.07%	379.12	384.11	+1.32%	525.15	865.42	+64.78%
14	500.91	500.54	-0.07%	379.12	384.11	+1.32%	525.15	865.42	+64.78%
15	500.91	500.54	-0.07%	379.12	384.11	+1.32%	525.15	865.42	+64.78%
16	555.24	561.34	+1.10%	425.56	431.33	+1.35%	583.27	915.35	+56.96%
17	572.40	580.70	+1.45%	447.98	453.94	+1.33%	605.50	935.11	+54.41%
18	589.44	599.59	+1.72%	470.57	476.71	+1.30%	627.58	954.74	+52.11%
19	553.04	558.72	+1.03%	446.81	452.87	+1.36%	592.90	925.75	+56.12%
20	516.10	517.59	+0.29%	422.87	428.76	+1.39%	557.75	896.41	+60.73%
21	460.78	456.85	-0.85%	375.24	380.13	+1.30%	498.57	846.02	+69.65%
22	403.60	395.96	-1.89%	326.74	331.16	+1.35%	438.18	795.04	+81.41%
23	345.04	335.57	-2.74%	278.64	282.56	+1.41%	376.43	743.52	+97.56%
24	283.32	275.63	-2.72%	230.96	234.32	+1.46%	312.18	691.51	+121.51%

Tabela 14 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 5 com UFV na barra 633

Hora	Fase A			Fase B			Fase C		
	$I_{A, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{A, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{B, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{B, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{C, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{C, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)
1	283.30	275.62	-2.71%	230.96	234.32	+1.45%	312.17	691.51	+121.52%
2	221.09	216.10	-2.26%	183.66	186.42	+1.51%	246.05	639.09	+159.74%
3	201.05	196.39	-2.32%	161.14	163.55	+1.50%	220.44	617.52	+180.13%
4	181.12	176.75	-2.42%	138.80	140.84	+1.46%	194.95	595.84	+205.63%
5	181.12	176.74	-2.42%	138.80	140.84	+1.46%	194.95	595.84	+205.64%
6	283.28	275.60	-2.71%	230.95	234.32	+1.45%	312.16	691.51	+121.52%
7	360.46	351.95	-2.36%	278.46	282.68	+1.51%	389.85	745.99	+91.36%
8	430.70	427.81	-0.67%	325.21	330.41	+1.60%	461.75	797.83	+72.78%
9	464.52	467.57	+0.66%	328.58	334.58	+1.83%	490.18	812.19	+65.73%
10	460.49	464.94	+0.97%	328.80	335.69	+2.10%	491.24	806.67	+64.24%
11	402.08	404.87	+0.69%	271.70	280.09	+3.09%	435.94	731.32	+67.74%
12	361.52	361.99	+0.13%	239.18	249.88	+4.48%	398.82	666.26	+67.14%
13	311.49	307.70	-1.22%	204.95	215.40	+5.10%	346.12	611.95	+76.82%
14	309.46	305.54	-1.26%	204.65	215.31	+5.21%	344.40	606.89	+76.24%
15	316.59	313.10	-1.10%	206.55	216.52	+4.83%	350.52	623.46	+77.86%
16	367.68	368.64	+0.26%	243.13	253.36	+4.20%	404.36	677.69	+67.62%
17	397.42	400.84	+0.86%	272.68	282.26	+3.52%	435.09	718.39	+65.12%
18	448.63	455.60	+1.55%	325.86	334.04	+2.51%	488.09	786.67	+61.18%
19	502.94	507.79	+0.97%	394.89	401.33	+1.63%	542.65	868.47	+60.09%
20	491.80	493.02	+0.25%	397.65	403.52	+1.48%	533.17	868.56	+62.89%
21	460.78	456.84	-0.86%	375.24	380.13	+1.30%	498.57	846.02	+69.65%
22	403.60	395.96	-1.89%	326.74	331.16	+1.35%	438.18	795.04	+81.41%
23	345.04	335.57	-2.74%	278.64	282.56	+1.41%	376.43	743.52	+97.56%
24	283.32	275.63	-2.72%	230.96	234.32	+1.46%	312.18	691.51	+121.51%

Tabela 15 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 5 com UFV na barra 671

Hora	Fase A			Fase B			Fase C		
	$I_{A, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{A, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{B, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{B, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{C, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{C, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)
1	283.30	275.62	-2.71%	230.96	234.32	+1.45%	312.17	691.51	+121.52%
2	221.09	216.10	-2.26%	183.66	186.42	+1.51%	246.05	639.09	+159.74%
3	201.05	196.39	-2.32%	161.14	163.55	+1.50%	220.44	617.52	+180.13%
4	181.12	176.75	-2.42%	138.80	140.84	+1.46%	194.95	595.84	+205.63%
5	181.12	176.74	-2.42%	138.80	140.84	+1.46%	194.95	595.84	+205.64%
6	283.28	275.60	-2.71%	230.95	234.32	+1.45%	312.16	691.51	+121.52%
7	359.81	351.95	-2.18%	278.38	282.68	+1.54%	388.98	745.99	+91.74%
8	428.85	427.81	-0.24%	324.99	330.41	+1.67%	459.49	797.83	+73.55%
9	461.64	467.57	+1.28%	328.65	334.58	+1.81%	486.56	812.19	+66.99%
10	456.52	464.94	+1.84%	329.11	335.69	+2.00%	486.71	806.67	+65.79%
11	394.56	404.87	+2.62%	271.38	280.09	+3.21%	428.21	731.32	+70.87%
12	349.77	361.99	+3.49%	237.85	249.88	+5.06%	389.29	666.26	+71.14%
13	300.56	307.70	+2.37%	202.96	215.40	+6.13%	338.10	611.95	+81.03%
14	298.24	305.54	+2.45%	202.67	215.31	+6.25%	336.36	606.89	+80.49%
15	306.31	313.10	+2.22%	204.58	216.52	+5.83%	342.53	623.46	+82.06%
16	356.72	368.64	+3.34%	241.96	253.36	+4.69%	394.99	677.69	+71.58%
17	387.99	400.84	+3.31%	272.48	282.26	+3.59%	426.22	718.39	+68.53%
18	441.88	455.60	+3.11%	326.23	334.04	+2.39%	480.94	786.67	+63.61%
19	501.09	507.79	+1.34%	395.16	401.33	+1.56%	540.32	868.47	+60.76%
20	491.00	493.02	+0.41%	397.76	403.52	+1.45%	532.09	868.56	+63.29%
21	460.78	456.84	-0.86%	375.24	380.13	+1.30%	498.57	846.02	+69.65%
22	403.60	395.96	-1.89%	326.74	331.16	+1.35%	438.18	795.04	+81.41%
23	345.04	335.57	-2.74%	278.64	282.56	+1.41%	376.43	743.52	+97.56%
24	283.32	275.63	-2.72%	230.96	234.32	+1.46%	312.18	691.51	+121.51%

Tabela 16 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 6 sem UFV

Hora	Fase A			Fase B			Fase C		
	$I_{A, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{A, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{B, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{B, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{C, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{C, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)
1	50.45	48.98	-2.91%	38.36	38.82	+1.20%	39.16	38.32	-2.14%
2	41.70	40.48	-2.94%	31.84	32.23	+1.22%	32.33	32.25	-0.25%
3	33.21	32.23	-2.95%	25.36	25.68	+1.24%	25.76	25.92	+0.63%
4	24.80	24.07	-2.95%	18.94	19.18	+1.26%	19.24	19.53	+1.52%
5	24.80	24.06	-2.95%	18.94	19.18	+1.26%	19.24	19.53	+1.52%
6	50.44	48.97	-2.91%	38.36	38.82	+1.20%	39.16	38.32	-2.14%
7	59.56	57.86	-2.86%	44.92	45.44	+1.16%	45.72	44.05	-3.66%
8	67.30	67.02	-0.42%	51.55	52.11	+1.07%	51.49	49.61	-3.64%
9	58.74	58.85	+0.20%	44.90	45.35	+1.00%	44.80	43.17	-3.64%
10	66.80	67.61	+1.20%	51.55	52.05	+0.97%	50.98	49.13	-3.64%
11	66.80	67.61	+1.21%	51.55	52.05	+0.97%	50.98	49.13	-3.64%
12	66.80	67.61	+1.21%	51.55	52.05	+0.97%	50.98	49.13	-3.64%
13	58.96	58.60	-0.61%	44.90	45.37	+1.05%	45.02	43.39	-3.62%
14	58.96	58.60	-0.61%	44.90	45.37	+1.05%	45.02	43.39	-3.62%
15	58.96	58.60	-0.61%	44.90	45.37	+1.05%	45.02	43.39	-3.62%
16	66.80	67.61	+1.21%	51.55	52.05	+0.97%	50.98	49.13	-3.64%
17	74.79	76.45	+2.22%	58.26	58.81	+0.94%	57.11	55.03	-3.64%
18	82.69	84.87	+2.63%	65.04	65.63	+0.91%	63.18	60.89	-3.64%
19	83.00	85.02	+2.42%	65.05	65.67	+0.96%	63.49	61.18	-3.64%
20	83.31	84.65	+1.61%	65.06	65.71	+1.00%	63.81	61.48	-3.64%
21	75.63	75.47	-0.22%	58.29	58.91	+1.06%	57.97	55.85	-3.66%
22	67.81	66.47	-1.97%	51.58	52.16	+1.12%	52.02	50.12	-3.65%
23	59.35	57.64	-2.88%	44.93	45.46	+1.18%	45.96	44.28	-3.66%
24	50.45	48.98	-2.91%	38.36	38.82	+1.20%	39.16	38.32	-2.14%

Tabela 17 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 6 com UFV na barra 633

Hora	Fase A			Fase B			Fase C		
	$I_{A, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{A, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{B, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{B, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{C, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{C, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)
1	50.45	48.98	-2.91%	38.36	38.82	+1.20%	39.16	38.32	-2.14%
2	41.70	40.48	-2.94%	31.84	32.23	+1.22%	32.33	32.25	-0.25%
3	33.21	32.23	-2.95%	25.36	25.68	+1.24%	25.76	25.92	+0.63%
4	24.80	24.07	-2.95%	18.94	19.18	+1.26%	19.24	19.53	+1.52%
5	24.80	24.06	-2.95%	18.94	19.18	+1.26%	19.24	19.53	+1.52%
6	50.44	48.97	-2.91%	38.36	38.82	+1.20%	39.16	38.32	-2.14%
7	38.97	37.83	-2.93%	27.98	28.31	+1.20%	28.54	27.16	-4.83%
8	40.38	39.64	-1.83%	38.07	38.49	+1.11%	39.49	40.90	+3.56%
9	56.92	55.21	-3.01%	61.45	62.09	+1.04%	65.19	68.78	+5.51%
10	79.54	76.98	-3.22%	85.44	86.32	+1.02%	90.56	95.36	+5.30%
11	165.39	160.84	-2.75%	171.86	173.69	+1.06%	180.47	188.39	+4.38%
12	249.92	243.62	-2.52%	255.58	258.40	+1.10%	266.96	277.47	+3.94%
13	257.50	250.83	-2.59%	262.50	265.57	+1.18%	272.39	282.82	+3.83%
14	264.50	257.65	-2.58%	269.42	272.57	+1.17%	279.49	290.13	+3.81%
15	241.81	235.54	-2.59%	247.01	249.88	+1.16%	256.47	266.45	+3.89%
16	234.28	228.30	-2.56%	240.10	242.73	+1.10%	251.00	261.05	+4.01%
17	202.72	197.04	-2.80%	209.80	212.01	+1.06%	219.92	229.29	+4.26%
18	138.57	133.90	-3.37%	146.37	147.82	+0.98%	154.55	162.02	+4.83%
19	49.00	49.97	+1.98%	41.43	41.86	+1.03%	41.91	42.21	+0.72%
20	61.30	62.69	+2.27%	45.23	45.70	+1.04%	43.79	41.30	-5.69%
21	75.63	75.46	-0.22%	58.29	58.91	+1.06%	57.97	55.85	-3.66%
22	67.81	66.47	-1.97%	51.58	52.16	+1.12%	52.02	50.12	-3.65%
23	59.35	57.64	-2.88%	44.93	45.46	+1.18%	45.96	44.28	-3.66%
24	50.45	48.98	-2.91%	38.36	38.82	+1.20%	39.16	38.32	-2.14%

Tabela 18 – Correntes nas fases A, B e C para o cenário 6 com UFV na barra 671

Hora	Fase A			Fase B			Fase C		
	$I_{A, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{A, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{B, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{B, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{C, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{C, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)
1	50.45	48.98	-2.91%	38.36	38.82	+1.20%	39.16	38.32	-2.14%
2	41.70	40.48	-2.94%	31.84	32.23	+1.22%	32.33	32.25	-0.25%
3	33.21	32.23	-2.95%	25.36	25.68	+1.24%	25.76	25.92	+0.63%
4	24.80	24.07	-2.95%	18.94	19.18	+1.26%	19.24	19.53	+1.52%
5	24.80	24.06	-2.95%	18.94	19.18	+1.26%	19.24	19.53	+1.52%
6	50.44	48.97	-2.91%	38.36	38.82	+1.20%	39.16	38.32	-2.14%
7	59.47	57.77	-2.87%	44.90	45.44	+1.21%	45.79	44.15	-3.57%
8	67.52	66.79	-1.08%	51.51	52.10	+1.16%	51.65	49.86	-3.46%
9	59.03	58.55	-0.81%	44.84	45.35	+1.15%	44.99	43.48	-3.36%
10	67.23	67.16	-0.10%	51.46	52.05	+1.15%	51.27	49.58	-3.29%
11	67.50	66.87	-0.93%	51.42	52.08	+1.29%	51.43	49.87	-3.04%
12	67.73	66.62	-1.63%	51.40	52.13	+1.41%	51.55	50.10	-2.83%
13	59.42	57.77	-2.79%	44.78	45.44	+1.48%	45.52	44.24	-2.82%
14	59.41	57.75	-2.80%	44.77	45.45	+1.50%	45.53	44.25	-2.83%
15	59.45	57.81	-2.76%	44.78	45.43	+1.46%	45.51	44.21	-2.84%
16	67.69	66.66	-1.52%	51.40	52.12	+1.41%	51.53	50.06	-2.89%
17	75.71	75.47	-0.32%	58.10	58.87	+1.32%	57.69	55.99	-2.94%
18	83.49	84.52	+1.24%	64.89	65.66	+1.20%	63.72	61.74	-3.11%
19	83.28	84.71	+1.72%	64.99	65.67	+1.05%	63.69	61.48	-3.46%
20	83.44	84.50	+1.26%	65.03	65.71	+1.04%	63.90	61.63	-3.55%
21	75.63	75.46	-0.22%	58.29	58.91	+1.06%	57.97	55.85	-3.66%
22	67.81	66.47	-1.97%	51.58	52.16	+1.12%	52.02	50.12	-3.65%
23	59.35	57.64	-2.88%	44.93	45.46	+1.18%	45.96	44.28	-3.66%
24	50.45	48.98	-2.91%	38.36	38.82	+1.20%	39.16	38.32	-2.14%

Tabela 19 – Correntes nas fases A e C para o cenário 7 sem UFV

Hora	Fase A			Fase C		
	$I_{A, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{A, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{C, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{C, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)
1	36.91	39.28	+6.44%	46.61	450.47	+866.51%
2	31.06	33.08	+6.49%	39.14	449.82	+1049.12%
3	24.92	26.55	+6.53%	31.31	444.97	+1320.97%
4	18.75	19.98	+6.58%	23.49	440.10	+1773.89%
5	18.75	19.98	+6.58%	23.49	440.10	+1773.93%
6	36.91	39.28	+6.44%	46.61	450.47	+866.51%
7	42.34	45.02	+6.31%	53.12	446.95	+741.35%
8	47.61	50.49	+6.05%	59.33	443.45	+647.44%
9	41.24	43.66	+5.88%	51.15	430.95	+742.50%
10	46.99	49.70	+5.76%	58.24	435.54	+647.77%
11	46.99	49.70	+5.76%	58.24	435.54	+647.77%
12	46.99	49.70	+5.76%	58.24	435.54	+647.77%
13	41.51	44.01	+6.02%	51.63	434.87	+741.96%
14	41.51	44.01	+6.02%	51.63	434.87	+741.96%
15	41.51	44.01	+6.02%	51.63	434.87	+741.96%
16	46.99	49.70	+5.76%	58.24	435.54	+647.77%
17	52.71	55.70	+5.67%	65.28	440.11	+574.27%
18	58.38	61.65	+5.60%	72.27	444.67	+515.35%
19	58.77	62.15	+5.76%	72.93	448.60	+514.89%
20	59.15	62.64	+5.88%	73.61	452.61	+514.92%
21	53.75	57.03	+6.07%	67.13	452.14	+573.66%
22	48.24	51.26	+6.26%	60.47	451.63	+646.66%
23	42.62	45.35	+6.39%	53.63	451.07	+741.27%
24	36.91	39.28	+6.44%	46.61	450.47	+866.51%

Tabela 20 – Correntes nas fases A e C para o cenário 7 com UFV na Barra 633

Hora	Fase A			Fase C		
	$I_{A, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{A, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{C, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{C, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)
1	36.91	39.28	+6.44%	46.61	450.47	+866.51%
2	31.06	33.08	+6.49%	39.14	449.82	+1049.12%
3	24.92	26.55	+6.53%	31.31	444.97	+1320.97%
4	18.75	19.98	+6.58%	23.49	440.10	+1773.89%
5	18.75	19.98	+6.58%	23.49	440.10	+1773.93%
6	36.91	39.28	+6.44%	46.61	450.47	+866.51%
7	42.40	45.08	+6.34%	53.18	447.61	+741.34%
8	47.73	50.64	+6.06%	59.49	444.82	+647.61%
9	41.40	43.84	+5.91%	51.34	432.87	+742.92%
10	47.22	49.98	+5.84%	58.52	438.00	+648.78%
11	47.38	50.16	+5.86%	58.68	439.58	+649.22%
12	47.51	50.31	+5.91%	58.81	440.83	+649.44%
13	41.98	44.54	+6.09%	52.14	440.20	+743.87%
14	41.99	44.55	+6.10%	52.15	440.29	+743.97%
15	41.96	44.52	+6.11%	52.12	439.99	+743.96%
16	47.48	50.29	+5.92%	58.79	440.62	+649.44%
17	53.21	56.30	+5.80%	65.86	444.82	+574.80%
18	58.82	62.17	+5.69%	72.79	448.47	+515.89%
19	58.92	62.33	+5.78%	73.12	449.97	+515.64%
20	59.23	62.72	+5.91%	73.70	453.30	+515.05%
21	53.75	57.03	+6.07%	67.13	452.14	+573.66%
22	48.24	51.26	+6.26%	60.47	451.63	+646.66%
23	42.62	45.35	+6.39%	53.63	451.07	+741.27%
24	36.91	39.28	+6.44%	46.61	450.47	+866.51%

Tabela 21 – Correntes nas fases A e C para o cenário 7 com UFV na Barra 671

Hora	Fase A			Fase C		
	$I_{A, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{A, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)	$I_{C, \text{normal}}(\text{A})$	$I_{C, \text{curto}}(\text{A})$	Variação (%)
1	36.91	39.28	+6.44%	46.61	450.47	+866.51%
2	31.06	33.08	+6.49%	39.14	449.82	+1049.12%
3	24.92	26.55	+6.53%	31.31	444.97	+1320.97%
4	18.75	19.98	+6.58%	23.49	440.10	+1773.89%
5	18.75	19.98	+6.58%	23.49	440.10	+1773.93%
6	36.91	39.28	+6.44%	46.61	450.47	+866.51%
7	42.46	45.14	+6.30%	53.26	448.74	+741.87%
8	47.88	50.79	+6.08%	59.68	447.23	+648.96%
9	41.59	44.05	+5.91%	51.58	436.31	+746.19%
10	47.51	50.29	+5.86%	58.87	442.53	+651.43%
11	47.85	50.68	+5.91%	59.24	446.91	+654.34%
12	48.14	51.01	+5.97%	59.52	450.41	+657.06%
13	42.53	45.14	+6.12%	52.75	449.60	+752.35%
14	42.55	45.16	+6.14%	52.76	449.86	+752.44%
15	42.48	45.09	+6.16%	52.71	449.02	+752.07%
16	48.09	50.95	+5.94%	59.48	449.82	+656.08%
17	53.84	56.99	+5.85%	66.58	453.49	+581.27%
18	59.37	62.77	+5.73%	73.44	455.45	+520.34%
19	59.11	62.53	+5.78%	73.36	452.47	+516.97%
20	59.32	62.82	+5.90%	73.82	454.53	+515.71%
21	53.75	57.03	+6.07%	67.13	452.14	+573.66%
22	48.24	51.26	+6.26%	60.47	451.63	+646.66%
23	42.62	45.35	+6.39%	53.63	451.07	+741.27%
24	36.91	39.28	+6.44%	46.61	450.47	+866.51%

## ANEXO A – DADOS DA REDE DO IEEE DE 13 NÓS

Tabela 22 – Parâmetros dos transformadores

<b>Unidade</b>	<b>kVA</b>	<b>kV - Alta</b>		<b>kV - Baixa</b>		<b>R (%)</b>	<b>X (%)</b>
Subestação	5.000	115	- Delta	4.16	- Estrela aterrada	1	8
XFM1	500	4.16	- Estrela aterrada	0.48	- Estrela aterrada	1.1	2

Fonte: (The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2004)

Tabela 23 – Parâmetros das cargas pontuais

<b>Nó</b>	<b>Carga Modelo</b>	<b>Monofásica</b>		<b>Bifásica</b>		<b>Trifásica</b>	
		<b>KW</b>	<b>KVAR</b>	<b>KW</b>	<b>KVAR</b>	<b>KW</b>	<b>KVAR</b>
634	Y - PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y - PQ	170	125				
646	D - Z	230	132				
652	Y - Z	128	86				
671	D - PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y - PQ	485	190	68	60	290	212
692	D - I					170	151
611	Y - I					170	80
<b>Total</b>		1158	606	973	627	1135	753

Fonte: (The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2004)

Tabela 24 – Parâmetros das cargas distribuídas

<b>Nó A</b>	<b>Nó B</b>	<b>Carga Modelo</b>	<b>Monofásica</b>		<b>Bifásica</b>		<b>Trifásica</b>	
			<b>KW</b>	<b>KVAR</b>	<b>KW</b>	<b>KVAR</b>	<b>KW</b>	<b>KVAR</b>
632	671	Y - PQ	17	10	66	38	117	68

Fonte: (The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2004)

Tabela 25 – Parâmetros dos segmentos de linhas

Nó A	Nó B	Comprimento (ft. - pés)	Configuração
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	–	XFM-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	–	Chave
684	611	300	605
692	675	500	606

Fonte: (The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2004)

Tabela 26 – Parâmetros das linhas aéreas

Configuração	Sequência de fases	Condutor(es) de fase	Condutor neutro	Espaçamento ID
601	B A C N	556, 500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

Fonte: (The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2004)

Tabela 27 – Parâmetros das linhas subterrâneas

Configuração	Sequência de fases	Condutor(es) de fase	Condutor neutro	Espaçamento ID
606	A B C N	250,000 AA, CN	Nenhum	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

Fonte: (The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2004)

Tabela 28 – Impedância configuração 601

Z ( $\Omega/\text{milha}$ )	Y ( $\mu\text{s}/\text{milha}$ )					
$0,3465 + 1,0179j$	$0,1560 + 0,5017j$	$0,1580 + 0,4236j$	6,2998	$-1,9958$	$-1,2595$	
-	$0,3375 + 1,0478j$	$0,1535 + 0,3849j$	-	$5,9597$	$-0,7417$	
-	-	$0,3414 + 1,0348j$	-	-	$5,6386$	

Fonte: (The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2004)

Tabela 29 – Impedância configuração 602

<b>Z (<math>\Omega/\text{milha}</math>)</b>			<b>Y (<math>\mu\text{s}/\text{milha}</math>)</b>		
$0,7526 + 1,1814j$	$0,1580 + 0,4236j$	$0,1560 + 0,5017j$	5,6990	-1,0817	-1,6905
-	$0,7475 + 1,1983j$	$0,1535 + 0,3849j$	-	5,1795	-0,6588
-	-	$0,7436 + 1,2112j$	-	-	5,4246

Fonte: (The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2004)

Tabela 30 – Impedância configuração 603

<b>Z (<math>\Omega/\text{milha}</math>)</b>			<b>Y (<math>\mu\text{s}/\text{milha}</math>)</b>		
$0,0000 + 0,0000j$	$0,0000 + 0,0000j$	$0,0000 + 0,0000j$	0,0000	0,0000	0,0000
-	$1,3294 + 1,3471j$	$0,2066 + 0,4591j$	-	4,7097	-0,8999
-	-	$1,3238 + 1,3569j$	-	-	4,6658

Fonte: (The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2004)

Tabela 31 – Impedância configuração 604

<b>Z (<math>\Omega/\text{milha}</math>)</b>			<b>Y (<math>\mu\text{s}/\text{milha}</math>)</b>		
$1,3238 + 1,3569j$	$0,0000 + 0,0000j$	$0,2066 + 0,4591j$	4,6658	0,0000	-0,8999
-	$0,0000 + 0,0000j$	$0,0000 + 0,0000j$	-	0,0000	0,0000
-	-	$1,3294 + 1,3471j$	-	-	4,7097

Fonte: (The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2004)

Tabela 32 – Impedância configuração 605

<b>Z (<math>\Omega/\text{milha}</math>)</b>			<b>Y (<math>\mu\text{s}/\text{milha}</math>)</b>		
$0,0000 + 0,0000j$	$0,0000 + 0,0000j$	$0,0000 + 0,0000j$	0,0000	0,0000	0,0000
-	$0,0000 + 0,0000j$	$0,0000 + 0,0000j$	-	0,0000	0,0000
-	-	$1,3292 + 1,3475j$	-	-	4,5193

Fonte: (The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2004)

Tabela 33 – Impedância configuração 606

<b>Z (<math>\Omega/\text{milha}</math>)</b>			<b>Y (<math>\mu\text{s}/\text{milha}</math>)</b>		
$0,7982 + 0,4463j$	$0,3192 + 0,0328j$	$0,2849 - 0,0143j$	96,8897	0,0000	0,0000
-	$0,7891 + 0,4041j$	$0,3192 + 0,0328j$	-	96,8897	0,0000
-	-	$0,7982 + 0,4463j$	-	-	96,8897

Fonte: (The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2004)

Tabela 34 – Impedância configuração 607

<b>Z (<math>\Omega/\text{milha}</math>)</b>			<b>Y (<math>\mu\text{s}/\text{milha}</math>)</b>		
$1,3425 + 0,5124j$	$0,0000 + 0,0000j$	$0,0000 + 0,0000j$	88,9912	0,0000	0,0000
-	$0,0000 + 0,0000j$	$0,0000 + 0,0000j$	-	0,0000	0,0000
-	-	$0,0000 + 0,0000j$	-	-	0,0000

Fonte: (The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2004)