

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO**

RODRIGO MANZOLI DOS SANTOS

**SIMULAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 123 NÓS
DO IEEE SOB ELEVADA INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA**

VITÓRIA
2021

RODRIGO MANZOLI DOS SANTOS

**SIMULAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 123 NÓS DO IEEE
SOB ELEVADA INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Rodrigo Manzoli dos Santos**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Oureste Elias Batista
Coorientador: Prof. Me. Murillo Cobe Vargas

VITÓRIA
2021

RODRIGO MANZOLI DOS SANTOS

**SIMULAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 123 NÓS DO IEEE
SOB ELEVADA INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Rodrigo Manzoli dos Santos**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em 16 de julho de 2021.

COMISSÃO EXAMINADORA:

Prof. Dr. Oureste Elias Batista
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador

Prof. M. Sc. Murillo Cobe Vargas
Instituto Federal do Espírito Santo
Coorientador

Prof. Dr. Augusto César Rueda Medina
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

Eng. M. Sc. Luiz Guilherme Riva Tonini
SERENG Engenharia e Consultoria
Examinador

Aos meus familiares, por sempre me incentivarem a atingir meus objetivos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por me abençoar todos os dias da minha vida. Agradeço aos meus pais por sempre me incentivarem e fornecerem condições para que eu alcançasse meus objetivos. Agradeço aos meus irmãos por estarem sempre me orientando e ajudando de alguma forma.

Agradeço aos meus amigos pelo apoio e compressão nos momentos que me ausentei para que eu pudesse focar nos estudos e desenvolvimento de meus projetos.

Agradeço ao meu orientador, professor Dr. Oureste Elias Batista, e coorientador Me. Murillo Cobe Vargas, por todo apoio, disponibilidade, paciência e atenção para o desenvolvimento e conclusão do trabalho.

E finalmente, agradeço a Universidade Federal do Espírito Santo e a todos os professores e funcionários que tive a oportunidade de conhecer na mesma, saiba que a contribuição de vocês foi fundamental para meu desenvolvimento como pessoa e também como profissional.

RESUMO

O cenário brasileiro de geração de energia elétrica vem sofrendo alterações no que diz respeito às suas características, anteriormente composto apenas por grandes centrais geradoras distantes das unidades consumidoras. Hoje, pequenas unidades geradoras instaladas próximas aos consumidores vêm crescendo consideravelmente, formadas em sua maioria por fontes renováveis de energia. Este novo modelo de produção de energia é denominado geração distribuída (GD), que no Brasil, é composto majoritariamente por geração fotovoltaica, e por este motivo será usada como base para os estudos. Este trabalho tem como objetivo verificar quais as contribuições de uma elevada integração de GD fotovoltaica provocam na rede de distribuição no perfil de tensão para diferentes cenários de carregamento, em níveis de corrente em diferentes tipos de faltas e localização. Para atingir a proposta do trabalho, realizou-se a modelagem de um alimentador de distribuição de 123 nós no padrão do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) integrando a este um modelo simplificado já previamente desenvolvido de geradores fotovoltaicos em diversos locais da rede. A ferramenta utilizada para a realização da modelagem e simulações foi o *software* Simulink[®]/MATLAB[®]. Ao todo, foram realizadas 22 simulações, 10 para identificar o perfil de tensão e 12 para obter os níveis de corrente nas faltas trifásica-terra e faltas fase-terra em diferentes pontos da rede. Foi possível concluir que para o perfil de tensão, em praticamente todos os casos avaliados, a GD contribuiu de forma positiva no sistema de distribuição, embora exista alguns casos extremos em que a contribuição foi negativa. Para os níveis de corrente, foi observado que, à medida que a falta se aproxima da subestação, a contribuição por parte dos geradores se torna cada vez menores, de forma análoga, quando nos distanciamos a contribuição é considerável, chegando a variações percentuais, em módulo, de 19,96% na falta fase-terra. Os resultados obtidos sugerem a ocorrência de possíveis problemas nos sistemas de proteção das redes de distribuição, principalmente no que diz respeito a coordenação e dimensionamento, dessa forma para minimizar os impactos negativos e aproveitar dos positivos, estudos devem ser efetuados com o intuito de promover uma rede cada vez mais robusta a falhas e com maior qualidade no aproveitamento do sistema elétrico existente.

Palavras-chave: Geração distribuída; geradores fotovoltaicos; modelagem e simulação de sistemas elétricos de potência; faltas elétricas.

ABSTRACT

The Brazilian scenario of electricity generation has been undergoing changes in terms of its characteristics, previously composed only by large generating plants far from consumer units. Currently, small generating units installed close to consumers have been growing considerably, these being formed mostly by renewable energy sources. This new model of energy production is called distributed generation (GD), which in Brazil is mostly composed of photovoltaic generation, and for this reason it will be used as a basis for the studies. This work aims to verify which contributions a high integration of photovoltaic DG causes in the distribution network in the voltage profile for different loading scenarios and at current levels in different types of faults and location. To achieve the proposed work, a 123-node distribution feeder was modeled according to the *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) standard, integrating a previously developed simplified model of photovoltaic generators at different points of the grid. The tool used to carry out the modeling and simulations was the Simulink[®]/MATLAB[®] software. In all, 22 simulations were performed, 10 to identify the voltage profile and 12 to obtain current levels in three-phase-ground faults and phase-to-ground faults at different points in the network. It was possible to conclude that for the voltage profile, in practically all evaluated cases, DG contributed positively in the distribution system, although there are some extreme cases where the contribution was negative. For current levels, it was observed that, as the fault approaches the substation, the contribution from the generators becomes smaller and smaller, in a similar way, when we move away, the contribution is considerable, reaching percentage variations, in module, of 19.96% in the phase-to-ground fault. The results obtained suggest the occurrence of possible problems in the protection systems of the distribution networks, mainly with regard to coordination and dimensioning, thus, to minimize the negative impacts and take advantage of the positive ones, studies must be carried out in order to promote a network increasingly robust to failures and with higher quality in the use of the existing electrical system.

Keywords: Distributed generation; photovoltaic generators; modeling and simulation of electrical power systems; electrical faults.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sistema genérico de distribuição de duas barras com GD	30
Figura 2 – Esquemático do problema da proteção “cega”	33
Figura 3 – Mapas de irradiação anual solar horizontal do Brasil e Alemanha.....	34
Figura 5 – Representação fasorial de um sistema trifásico desequilibrado e suas componentes simétricas.....	38
Figura 6 – Circuito simplificado para representar uma falta fase-terra (LG).....	41
Figura 7 – Circuito simplificado para representar uma das fases da falta trifásico-terra (3LG)	42
Figura 8 – Diagrama unifilar simplificado do <i>123-Node Test Feeder</i>	47
Figura 9 – Diagrama unifilar simplificado do <i>123-Node Test Feeder</i>	48
Figura 10 – Método usado para calcular o erro relativo.....	52
Figura 11 – Diagrama esquemático da simulação efetuada considerando fonte de tensão parametrizada no nó 67.....	53
Figura 12 – Modelo do <i>123-Node Test Feeder</i> implementado no Simulink®/MATLAB®.....	54
Figura 13 – Diagrama de um gerador FV monofásico conectado à rede	55
Figura 14 – Modelo simples com acoplamento entre os lados cc e ca.....	56
Figura 15 – Disposição dos geradores FV ao longo do <i>123-Node Test Feeder</i>	58

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Quantidade anual de GD instalada no Brasil até 16 de novembro de 2020	25
Gráfico 2 – Quantidade por tipo de GD instalada no Brasil até 16 de novembro de 2020	25
Gráfico 3 – Potência instalada por tipo de GD no Brasil até 16 de novembro de 2020	26
Gráfico 4 – Ocorrências de curto-circuito em sistemas de energia elétrica	37
Gráfico 5 – Erro relativo da tensão do nó 67 até o nó 114 obtidos via simulação considerando fonte de tensão parametrizada no nó 67	53
Gráfico 6 – Níveis de tensão em pu na fase “A” e “B”, respectivamente, em cada nó da rede de distribuição operando em 100% de utilização da carga instalada com/sem GD	63
Gráfico 7 – Níveis de tensão em pu na fase “C” em cada nó da rede de distribuição operando em 100% de utilização da carga instalada com/sem GD e os modos de operação dos geradores FV	64
Gráfico 8 – Níveis de tensão em pu na fase “A” e “B”, respectivamente, em cada nó da rede de distribuição operando em 75% de utilização da carga instalada com/sem GD	67
Gráfico 9 – Níveis de tensão em pu na fase “C” em cada nó da rede de distribuição operando em 75% de utilização da carga instalada com/sem GD e os modos de operação dos geradores FV	68
Gráfico 10 – Níveis de tensão em pu na fase “A” e “B”, respectivamente, em cada nó da rede de distribuição operando em 50% de utilização da carga instalada com/sem GD	71
Gráfico 11 – Níveis de tensão em pu na fase “C” em cada nó da rede de distribuição operando em 50% de utilização da carga instalada com/sem GD e os modos de operação dos geradores FV	72
Gráfico 12 – Níveis de tensão em pu na fase “A” e “B”, respectivamente, em cada nó da rede de distribuição operando em 25% de utilização da carga instalada com/sem GD	74
Gráfico 13 – Níveis de tensão em pu na fase “C” em cada nó da rede de distribuição operando em 25% de utilização da carga instalada com/sem GD e os modos de operação dos geradores FV	75

Gráfico 14 – Níveis de tensão em pu na fase “A” e “B”, respectivamente, em cada nó da rede de distribuição operando em 0% de utilização da carga instalada com/sem GD	77
Gráfico 15 – Níveis de tensão em pu na fase “C” em cada nó da rede de distribuição operando em 0% de utilização da carga instalada com/sem GD e os modos de operação dos geradores FV.....	78
Gráfico 16 – Variação nos níveis de corrente da fase “A” pela falta 3LG no Local 1 nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV.....	81
Gráfico 17 – Modos de operação dos geradores FV instalados na rede na presença da falta 3LG no Local 1.....	82
Gráfico 18 – Variação nos níveis de corrente da fase “A” pela falta 3LG no Local 2 nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV.....	85
Gráfico 19 – Modos de operação dos geradores FV instalados na rede na presença da falta 3LG no Local 2.....	86
Gráfico 20 – Variação nos níveis de corrente da fase “A” pela falta 3LG no Local 3 nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV.....	88
Gráfico 21 – Modos de operação dos geradores FV instalados na rede na presença da falta 3LG no Local 3.....	89
Gráfico 22 – Variação nos níveis de corrente da fase “A” pela falta LG na fase “A” no Local 1, nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV	92
Gráfico 23 – Variação nos níveis de corrente da fase “B” pela falta LG na fase “A” no Local 1, nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV	93
Gráfico 24 – Variação nos níveis de corrente da fase “C” pela falta LG na fase “A” no Local 1 nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV	93
Gráfico 25 – Modos de operação dos geradores FV instalados na rede na presença da falta LG na fase “A” no Local 1	94
Gráfico 26 – Variação nos níveis de corrente da fase “A” pela falta LG na fase “A” no Local 2, nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV	97

Gráfico 27 – Variação nos níveis de corrente da fase “B” pela falta LG na fase “A” no Local 2, nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV	98
Gráfico 28 – Variação nos níveis de corrente da fase “C” pela falta LG na fase “A” no Local 2 nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV	98
Gráfico 29 – Modos de operação dos geradores FV instalados na rede na presença da falta LG na fase “A” no Local 2	99
Gráfico 30 – Variação nos níveis de corrente da fase “A” pela falta LG na fase “A” no Local 3, nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV	102
Gráfico 31 – Variação nos níveis de corrente da fase “B” pela falta LG na fase “A” no Local 3, nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV	102
Gráfico 32 – Variação nos níveis de corrente da fase “C” pela falta LG na fase “A” no Local 3 nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV	103
Gráfico 33 – Modos de operação dos geradores FV instalados na rede na presença da falta LG na fase “A” no Local 3	104

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Potência e características das cargas conectadas nos nós do <i>123-Node Test Feeder</i>	49
Tabela 2 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima 3LG no Local 1 encontradas na simulação do modelo <i>123-Node Test Feeder</i> operando sem GDFV	80
Tabela 3 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima 3LG no Local 1 encontradas na simulação do modelo <i>123-Node Test Feeder</i> operando com GDFV.....	80
Tabela 4 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima 3LG no Local 2 encontradas na simulação do modelo <i>123-Node Test Feeder</i> operando sem GDFV	83
Tabela 5 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima 3LG no Local 2 encontradas na simulação do modelo <i>123-Node Test Feeder</i> operando com GDFV.....	84
Tabela 6 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima 3LG no Local 3 encontradas na simulação do modelo <i>123-Node Test Feeder</i> operando sem GDFV	87
Tabela 7 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima 3LG no Local 3 encontradas na simulação do modelo <i>123-Node Test Feeder</i> operando com GDFV.....	88
Tabela 8 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima LG na fase “A” no Local 1, encontradas na simulação do modelo <i>123-Node Test Feeder</i> operando sem GDFV	90
Tabela 9 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima LG na fase “A” no Local 1, encontradas na simulação do modelo <i>123-Node Test Feeder</i> operando com GDFV	91
Tabela 10 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima LG na fase “A” no Local 2, encontradas na simulação do modelo <i>123-Node Test Feeder</i> operando sem GDFV	96
Tabela 11 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima LG na fase “A” no Local 2, encontradas na simulação do modelo <i>123-Node Test Feeder</i> operando com GDFV	96
Tabela 12 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima LG na fase “A” no Local 3, encontradas na simulação do modelo <i>123-Node Test Feeder</i> operando sem GDFV	101
Tabela 13 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima LG na fase “A” no Local 3, encontradas na simulação do modelo <i>123-Node Test Feeder</i> operando com GDFV	101

Tabela 14 – Erro relativo das tensões entre o modelo e os valores de referência do IEEE para a primeira simulação.....	113
Tabela 15 – Erro relativo das correntes entre o modelo e os valores de referência do IEEE para a primeira simulação.....	114
Tabela 16 – Erro relativo das correntes de falta máximas entre o modelo e os valores de referência do IEEE para faltas 3LG.....	116
Tabela 17 – Erro relativo das correntes de falta máximas entre o modelo e os valores de referência do IEEE para faltas LG.....	117
Tabela 18 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo <i>123-Node Test Feeder</i> operando com 100% de utilização da carga instalada sem GDFV	118
Tabela 19 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo <i>123-Node Test Feeder</i> operando com 100% de utilização da carga instalada com GDFV	119
Tabela 20 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo <i>123-Node Test Feeder</i> operando com 75% de utilização da carga instalada sem GDFV	121
Tabela 21 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo <i>123-Node Test Feeder</i> operando com 75% de utilização da carga instalada com GDFV	122
Tabela 22 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo <i>123-Node Test Feeder</i> operando com 50% de utilização da carga instalada sem GDFV	123
Tabela 23 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo <i>123-Node Test Feeder</i> operando com 50% de utilização da carga instalada com GDFV	124
Tabela 24 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo <i>123-Node Test Feeder</i> operando com 25% de utilização da carga instalada sem GDFV	126
Tabela 25 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo <i>123-Node Test Feeder</i> operando com 25% de utilização da carga instalada com GDFV	127
Tabela 26 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo <i>123-Node Test Feeder</i> operando com 0% de utilização da carga instalada sem GDFV	128
Tabela 27 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo <i>123-Node Test Feeder</i> operando com 0% de utilização da carga instalada com GDFV	129

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Tipos de centrais geradoras de energia elétrica com relação a sua potência instalada.....	25
Quadro 2 – Requisitos mínimos em função da potência instalada para conexão de micro e minigeração ao sistema de distribuição de energia elétrica.....	27
Quadro 3 – Faixas de classificação de tensões em regime permanente em diferentes níveis de tensão de atendimento.....	32
Quadro 4 – Tempos máximos de desconexão para condições anormais de tensão no PAC....	35
Quadro 5 – Principais problemas que causam curto em SEP e seus motivos causadores.....	36
Quadro 6 – Características das linhas de distribuição conectadas entre os nós do <i>123-Node Test Feeder</i>	48
Quadro 7 – Informações gerais do <i>123-Node Test Feeder</i>	49
Quadro 8 – Modos de operação do gerador FV.....	57
Quadro 9 – Ordem das simulações efetuadas e suas características.....	59
Quadro 10 – Qualidade da tensão de atendimento para a rede operando em 4,16 kV	62

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

3LG	<i>Three Line-to-Ground</i> (Trifásica-terra)
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CGH	Central(ais) Geradora(s) Hidroelétrica(s)
CO ₂	Gás carbônico
EOL	Central(ais) Geradora(s) Eolielétrica(s)
FV	Fotovoltaico(a)
GD	Geração(ões) Distribuída(s)
GDFV	Geração(ões) Distribuída(s) Fotovoltaica(s)
IEEE	<i>Institute of Electrical and Eletronics Engineers</i> (Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos)
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i> (Transistor bipolar de porta Isolada)
LG	<i>Line-to-Ground</i> (Monofásica-terra ou fase-terra)
NBR	Norma(s) Brasileira(s)
PAC	Ponto de acoplamento comum com a rede
PES	<i>Power and Energy Society</i> (Sociedade de Potência e Energia)
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i> (Loop com bloqueio de fase)
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
REN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SPWM	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i> (Modulação com largura de pulso sinusoidal)
UFV	Central(ais) Geradora(s) Fotovoltaica(s)
UTE	Central(ais) Geradora(s) Termelétrica(s)

LISTA DE SÍMBOLOS

R	Resistência elétrica do condutor
X	Reatância elétrica do condutor
P	Potência ativa
Q	Potência reativa
P_{carga}	Potência ativa da carga
Q_{carga}	Potência reativa da carga
P_{GD}	Potência ativa da GD
Q_{GD}	Potência reativa da GD
\dot{V}_1	Tensão na barra 1
\dot{V}_2	Tensão na barra 2
i	Corrente elétrica
$\Delta\dot{V}$	Variação da tensão entre barras
TL	Tensão de leitura
TR	Tensão de referência
V_{pac}	Tensão elétrica no ponto de acoplamento comum com a rede
a	Operador de rotação
V_{abc}	Vetor de das tensões das fases A, B e C
\dot{V}_a	Tensão da fase A
\dot{V}_b	Tensão da fase B
\dot{V}_c	Tensão da fase C
V_{a012}	Vetor das tensões de sequência positiva, negativa e zero da fase A
\dot{V}_{a0}	Tensão de sequência zero da fase A
\dot{V}_{a1}	Tensão de sequência positiva da fase A
\dot{V}_{a2}	Tensão de sequência negativa da fase A
A	Matriz de transformação
\dot{I}_b	Fasor de corrente da fase B
\dot{I}_c	Fasor de corrente da fase C
\dot{I}_a	Fasor de corrente da fase A
Z_f	Impedância de falta
\dot{I}_{a0}	Corrente de sequência zero da fase A

\dot{I}_{a1}	Corrente de sequência positiva da fase A
\dot{I}_{a2}	Corrente de sequência negativa da fase A
\dot{Z}_0	Impedância de sequência zero
\dot{Z}_1	Impedância de sequência positiva
\dot{Z}_2	Impedância de sequência negativa
\dot{E}_a	Tensão da fonte na fase A
ΔP_k	Variação entre potência ativa na barra k
P_k^{esp}	Potência ativa especificada na barra k
P_k	Potência ativa calculada na barra k
V_k	Tensão na barra k
V_m	Tensão na barra m
G_{km}	Condutância entre as barras k e m
θ_{km}	Ângulo da tensão visto pela barra k
B_{km}	Susceptância entre as barras k e m
J	Matriz Jacobiana
ε	Tolerância
V_{sim}	Valor de tensão simulada
V_{ref}	Valor de tensão de referência
ΔV	Variação entre os valores de tensão simulada e medida
\dot{I}_{ca}	Corrente elétrica no lado ca do gerador fotovoltaico
I_{cc}	Corrente elétrica no lado cc do gerador fotovoltaico
I_{fv}	Corrente elétrica no sistema fotovoltaico
R_{cc}	Resistência elétrica do condutor no lado cc do gerador fotovoltaico
\dot{V}_{ca}	Tensão elétrica no lado ca do gerador fotovoltaico
V_{cc}	Tensão elétrica no lado cc do gerador fotovoltaico
V_{fv}	Tensão elétrica do sistema fotovoltaico
\dot{V}_g	Tensão elétrica na rede
α	Ângulo da corrente elétrica de saída do gerador fotovoltaico
I_{ca-rms}	Corrente elétrica eficaz no lado ca do gerador fotovoltaico
P_{fv}	Potência elétrica ativa do gerador fotovoltaico
θ	Ângulo da tensão elétrica da rede
f_p	Fator de potência na rede

V_{ca-rms}	Tensão elétrica eficaz no lado ca do gerador fotovoltaico
I_g	Corrente elétrica injetada na rede
S_{nom}	Potência elétrica aparente nominal do gerador fotovoltaico

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
2	OBJETIVOS	23
2.1	Objetivo geral	23
2.2	Objetivos específicos	23
3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	24
3.1	Introdução	24
3.2	Geração distribuída no Brasil	24
3.2.1	Regulamentação no Brasil de GD	26
3.2.2	Requisitos de proteção para GD	27
3.3	Elevada integração de GD em sistemas de distribuição	28
3.4	Impacto da GD no perfil de tensão em condições normais de operação	29
3.5	Impacto da GD no nível de curto-circuito	32
3.6	Geração distribuída fotovoltaica no Brasil	34
3.7	ABNT NBR 16149:2013	35
4	CURTO-CIRCUITO E FLUXO DE POTÊNCIA.....	36
4.1	Teorema de Fortescue.....	37
4.2	Falta monofásica-terra (LG) e falta trifásica-terra (3LG).....	40
4.3	Fluxo de potência	43
5	METODOLOGIA	46
5.1	123-Node Distribution Test Feeder	46
5.2	Construção e validação do alimentador.....	51
5.3	Modelo do gerador fotovoltaico	55
5.4	Alocação dos geradores FV	58
5.5	Simulações.....	59
6	RESULTADOS E ANÁLISES	61
6.1	Perfis de tensões em condições normais de operação	61
6.1.1	Operando com 100% de utilização da carga instalada	61
6.1.2	Operando com 75% de utilização da carga instalada	65
6.1.3	Operando com 50% de utilização da carga instalada	69
6.1.4	Operando com 25% de utilização da carga instalada	73
6.1.5	Operando com 0% de utilização da carga instalada	76
6.2	Nível das correntes em faltas Simétricas (3LG).....	79

6.2.1 Local 1	79
6.2.2 Local 2	83
6.2.3 Local 3	87
6.3 Nível das correntes em faltas Assimétricas (LG)	90
6.3.1 Local 1	90
6.3.2 Local 2	95
6.3.3 Local 3	100
7 CONCLUSÃO	106
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	109
APÊNDICE A – DADOS DE TENSÕES E CORRENTES OBTIDOS VIA SIMULAÇÕES DO MODELO 123-NODE TEST FEEDER	113
APÊNDICE B – DADOS DE CURTO-CIRCUITO 3LG E LG OBTIDOS VIA SIMULAÇÕES DO MODELO 123-NODE TEST FEEDER	116
APÊNDICE C – RESULTADOS OBTIDOS VIA SIMULAÇÃO DO MODELO 123- NODE TEST FEEDER PARA O PERFIL DE TENSÃO	118

1 INTRODUÇÃO

A procura por fontes de energia elétrica que garantissem sustentabilidade ambiental e social, eficiência energética, facilidade de instalação e manutenção em qualquer local fez com que se consolidasse ainda mais o emprego de geração distribuída (GD), sendo a geração elétrica fotovoltaica a favorita para atender esses quesitos, ganhando mais espaço no setor energético brasileiro nos últimos anos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020).

No Brasil, cerca de 99% de todas as unidades de geração distribuída são compostas por geradores fotovoltaicos. E, dessas unidades, apenas de 2019 para 2020, houve um aumento de 44%, um acréscimo significativo frente às dificuldades econômicas em que o consumidor brasileiro se encontra (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020).

O crescimento significativo da implementação da geração distribuída fotovoltaica (GDFV) só passou a existir após as mudanças nas leis de compensação e de uma maior necessidade de diversificar a matriz energética nacional, diminuindo assim a necessidade de grandes centrais geradoras de energia baseadas em fontes hídricas e de combustíveis fósseis (SAMPAIO; GONZÁLEZ, 2017).

Apesar dessa nova concepção de geração trazer benefícios, sua elevada integração no sistema elétrico de potência causa modificação em alguns parâmetros da rede, como perfil de tensão, perdas técnicas, fluxo de potência e níveis de curto-circuito (BHADORIA; SINGH; SHRIVASTAVA, 2013).

A maioria dos sistemas de distribuição, incluindo o brasileiro, possui uma base fundamentalmente composta por uma operação unidirecional de potência, onde o fluxo tem sentido único de subestação para a carga. Quando o fluxo se torna bidirecional, ocorrendo injeção de potência pelas unidades fotovoltaicas no sentido carga-subestação, surgem alguns problemas, como por exemplo a contribuição da corrente fornecida pelos geradores perante curto-circuito, levando dispositivos eletrônicos de proteção como disjuntores e fusíveis atuarem de forma errônea, isolando assim parte de uma rede sem problemas elétricos (COSTER et al., 2010).

Alguns trabalhos sugerem uma série de estratégias para mitigação de impactos proporcionados pela alta penetração da GD, apesar de boa parte se encontrarem em fase de pesquisas e desenvolvimentos, podemos citar: reforços nas redes de distribuição, limitação do fornecimento de potência ativa a 70% da capacidade instalada, fornecimento de potência reativa, transformadores de distribuição com mudança de tap sob carga; entre outros (STETZ; MARTEN; BRAUN, 2013) (CAPPELLE et al., 2011).

Mesmo com um número elevado de pesquisas focadas na inserção da geração distribuída em redes de distribuição não existe um consenso sobre seus impactos nem sobre as possíveis medidas para minimiza-los, sendo boa parte dos estudos efetuados em redes menores de distribuição, como por exemplo no alimentador de 13 nós do *Institute of Electrical and Electronics Engineers*, efetuados por Queiroz et al. (2020), Varga (2018) e Mendes (2018).

Diante dos possíveis problemas e alterações em alguns parâmetros das redes de distribuição citados anteriormente, e objetivando compor uma rede de distribuição com maior capacidade de fornecimento de energia sem comprometimento da qualidade, confiabilidade, continuidade, surge a necessidade de diversificar os estudos no escopo de sistemas elétricos de potência voltados para a nova realidade de sistemas elétricos de distribuição.

Sendo assim, este Projeto de Graduação visa expandir pesquisas voltadas a cenários com elevada penetração de GD em sistemas de distribuições mais complexos retratando situações mais próximas da realidade, auxiliando na compreensão de possíveis comportamentos de um sistema diante das mudanças em seus modos operacionais. Para isso foi apresentado um modelo de um alimentador mais complexo e extenso, do padrão IEEE, desenvolvido no *software Simulink®/MATLAB®*, e a partir dele será realizado análises nos parâmetros da rede como perfil de tensão e níveis de corrente de curto, quando submetido a uma penetração de GD em larga escala. E como será visto nas próximas seções, apresentou resultados satisfatórios nas simulações propostas.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo principal apresentar e analisar os impactos no perfil de tensão e em níveis de corrente de curto que uma elevada integração de geração distribuída baseada em conversores de potência (inversores) proporcionam no alimentador de distribuição IEEE *123-Node Distribution Test Feeder*, operando em regime permanente com diferentes condições de carregamento e de curto-circuito do alimentador, utilizando o ambiente Simulink[®] do *software* MATLAB[®] para a realização da modelagem e simulações.

2.2 Objetivos específicos

Considerando alguns estudos elaborados pela sociedade acadêmica a respeito da inclusão de GDFV no sistema de distribuição, que apresentam alterações de comportamento em alguns parâmetros da rede (BHADORIA; SINGH; SHRIVASTAVA, 2013), tem se como objetivo, através deste trabalho, elaborar um modelo mais complexo de rede e apresentar de forma quantitativa as variações no perfil de tensão e os níveis de corrente em situações de curto provenientes dessa nova concepção de geração.

Os objetivos específicos são pontuados da seguinte forma:

- Estudar sobre o cenário brasileiro de energia elétrica e a qual a participação da GD atualmente;
- Estudar qual o comportamento de redes dominadas por GD em diferentes condições de operação;
- Estudar e analisar as regulamentações brasileiras para GDFV atualmente;
- Modelar o alimentador de distribuição IEEE *123-Node Distribution Test Feeder* no Simulink[®]/Matlab[®] para ser utilizado como estudo de caso;
- Simular diferentes cenários de utilização das cargas do alimentador (0, 25, 50, 75 e 100%), com a implementação de geradores FV em todos os nós com carga;
- Simular alguns cenários de curto-circuito com a presença dos geradores FV em todos os nós com carga;
- Apresentar e analisar os resultados obtidos através das simulações do modelo proposto nos cenários mencionados.

3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

3.1 Introdução

A concepção de geração distribuída não é recente, apesar do termo ser utilizado apenas nos últimos anos. O primeiro sistema de geração de energia foi concebido e instalado por Thomas A. Edison, em Nova York na rua chamada Pearl Street, no ano de 1882, fornecendo energia elétrica para 59 clientes em uma área de aproximadamente 1 km². Portanto, sendo uma fonte geradora localizado próximo ao consumidor, tem-se em prática a aplicação mais simples de uma GD (DIAS; BORTONI; HADDAD, 2005).

A partir do momento que foram desenvolvidos equipamentos como transformadores, o uso da corrente alternada adquiriu grande espaço no quesito energético, possibilitando o atendimento ao consumidor por longas distâncias, devido à criação de grandes centrais de geração de energia e extensas linhas de transmissão (DIAS; BORTONI; HADDAD, 2005).

Com a crescente demanda por energia, proveniente do crescimento populacional e pelo desenvolvimento tecnológico ao longo dos anos, sempre que os limites do sistema de energia são ultrapassados, a criação de novos grandes centros de geração e melhoraria o sistema de transmissão e distribuição são imprescindíveis (DIAS; BORTONI; HADDAD, 2005).

Com o avanço científico estas concepções de geração, transmissão e distribuição fossem questionadas, principalmente com as dificuldades de financiamentos para construção de grandes centros de geração, impactos ambientais negativos e surgimento de novas tecnologias que podem melhorar os custos da energia gerada, dando assim mais sentido para estudos e implementações de GD no nosso sistema atual de energia elétrica (DIAS; BORTONI; HADDAD, 2005).

3.2 Geração distribuída no Brasil

De acordo com a segunda edição do Caderno temático Micro e Minigeração Distribuída da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Geração distribuída é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016, p.7).

Uma GD no quesito potência é caracterizada de acordo com o Quadro 1.

Quadro 1 – Tipos de centrais geradoras de energia elétrica com relação a sua potência instalada

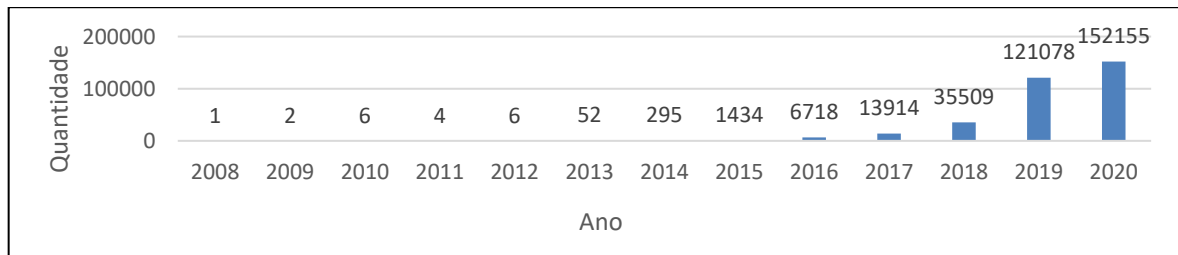
Tipos de centrais geradoras de energia elétrica	Potência instalada
Microgeração	Menor ou igual a 75 quilowatts (kW)
Minigeração	Maior que 75kW e menor ou igual a 3 megawatts (MW), para fonte hídrica
	Maior que 75kW e menor ou igual a 5MW para as demais fontes

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2016).

Nota: Adaptado pelo autor.

Observando o Gráfico 1, só nos últimos 3 anos, foram instaladas cerca de 93% de toda quantidade de GD no Brasil, este aumento pode ser justificado pelo sistema de compensação ao consumidor (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015) que vem sofrendo melhorias e pelo barateamento da tecnologia e instalação envolvida no processo.

Gráfico 1 – Quantidade anual de GD instalada no Brasil até 16 de novembro de 2020

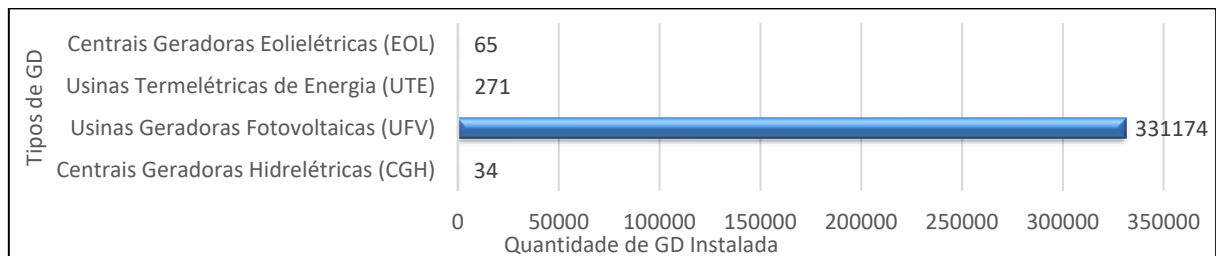


Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2020).

Nota: Adaptado pelo autor.

Apesar da GD no Brasil apresentar centrais geradoras hidrelétricas (CGH), usinas termelétricas de energia (UTE) e centrais geradoras eolielétricas (EOL), pelo Gráfico 2, quase 100% é composta por usinas geradoras fotovoltaicas (UFV).

Gráfico 2 – Quantidade por tipo de GD instalada no Brasil até 16 de novembro de 2020

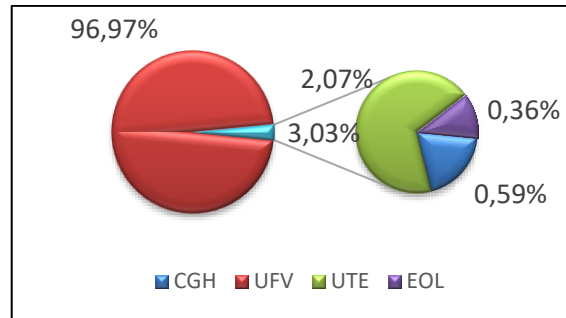


Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2020).

Nota: Adaptado pelo autor.

Pelo Gráfico 3, UFV representam aproximadamente 97% de toda potência instalada no cenário brasileiro de GD.

Gráfico 3 – Potência instalada por tipo de GD no Brasil até 16 de novembro de 2020



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2020).
Nota: Adaptado pelo autor.

3.2.1 Regulamentação no Brasil de GD

Para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia, existem regulamentações nacionais que regem as condições gerais de acesso. Podemos citar o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), criado em 2008 e revisado 7 vezes, com sua data de vigência a partir de junho de 2017, este que trata do acesso ao sistema de distribuição (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017). E a Resolução Normativa (REN) 687/2015 da ANEEL, alterando a antiga REN 482/2012, que além de apresentar definições das potências atribuídas às categorias de GD, citadas anteriormente, também possui especificações para o sistema de compensação.

Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015, p. 3).

Aliado a compensação, melhorias nos incentivos fiscais e nas normas técnicas também contribuíram para essa elevada integração de GD no cenário brasileiro energético, como citado anteriormente.

3.2.2 Requisitos de proteção para GD

De acordo com o Módulo 3 (Acesso ao Sistema de Distribuição) do PRODIST são descritos os procedimentos de acesso de micro e minigeração distribuída participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) ao sistema de distribuição: Seção 3.7 - Acesso de Micro e Minigeração Distribuída. Na sua versão vigente (revisão 7), os requisitos mínimos de projeto, em função da potência instalada, são compostos por equipamentos e a forma de conexão com a rede (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017), os mesmos são listados no Quadro 2.

Anteriormente, tanto o nível de tensão quanto a quantidade de fases utilizadas na conexão da central geradora eram definidos pela norma, já hoje cabe as distribuidoras definirem de acordo com as características do local de instalação.

Quadro 2 – Requisitos mínimos em função da potência instalada para conexão de micro e minigeração ao sistema de distribuição de energia elétrica

Equipamento	Faixa de potência instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor o igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretenção	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Medição	Sistema de medição bidirecional	Medidor 4 quadrantes	Medidor 4 quadrantes

Fonte: ANEEL (2017).

Nota: Adaptado pelo autor.

Vale ressaltar que o medidor em quatro quadrantes permite a medição do consumo de demanda ativa de energia nos dois sentidos como o medidor bidirecional, e também tem capacidade de medir o consumo de demanda reativa, seja ela capacitiva ou indutiva, compondo assim quatro

quadrantes de medição. Além das proteções exigidas no Quadro 2, cada concessionária pode demandar proteções adicionais que segundo ANEEL (2017) devem ser justificadas tecnicamente e especificadas quanto aos tempos mínimos de atuação das funções.

3.3 Elevada integração de GD em sistemas de distribuição

A elevada integração de GD em sistemas de distribuições se torna cada vez mais real no cenário brasileiro conforme dados obtidos pela ANEEL (2020), dessa forma pesquisas estão sendo desenvolvidas tentando ampliar informações a respeito das possíveis alterações de comportamento e com isso determinar as melhores ações mitigadoras para os impactos negativos (QUEIROZ et al., 2020), (VARGAS, 2018), (MENDES, 2018).

Em cenários de alta penetração de GDFV, falhas que possam surgir na rede, são seguidas de severas consequências em alguns parâmetros, como por exemplo alterações na magnitude e sentido do fluxo de potência (BHISE; KANKALE; JADHAO, 2017). E na implementação de GD em larga escala, as tradicionais filosofias de atuação podem se tornar inviáveis, pois equipamentos de proteção como dispositivos relés, religadores e fusíveis não foram projetados para atuar em uma situação de fluxo bidirecional de potência. Dependendo do nível de integração, ajustes dos equipamentos de proteção são extremamente necessários, principalmente em relés da subestação e religadores, objetivando compor uma proteção adaptativa (MENDES et al., 2018).

Alguns estudos demonstram que os níveis das correntes de faltas, em sistemas com elevada GDFV, podem ser influenciadas pelos modos de operação dos geradores, o tipo de falta e sua localização no sistema. E quando comparamos sistemas que possuem GD compostas por geradores síncronos e assíncronos, as correntes contribuídas nas faltas são bem inferiores (VARGAS; MENDES; BATISTA, 2018).

Na pesquisa realizada por Tonini et al. (2019), foi possível observar um comportamento, por parte da GDFV, benéfico para a concessionária de energia e para os consumidores. No estudo em questão, os geradores foram capazes de apresentar um desempenho semelhante a reguladores de tensão.

Além dos impactos e comportamentos oriundos da elevada integração de GD apresentados, conforme o tipo de fonte utilizada ou equipamentos eletrônicos associados, sua implementação pode injetar harmônicos na rede, e com isso comprometendo a qualidade de energia elétrica do sistema. Porém, com o avanço da tecnologia, inversores baseados em *Insulated Gate Bipolar Transistor* (IGBT) foram desenvolvidos, minimizando a injeção de harmônicos (BHISE; KANKALE; JADHAO, 2017).

As possibilidades de se minimizar os efeitos negativos provenientes da nova topologia de geração são dos mais diversos, e algumas concessionárias brasileiras já vêm implementando um esquema conhecido como *self-healing* (autocura), onde o sistema é programado para se reconfigurar de forma ágil adequando a diferentes situações de produção de energia (MENDES et al., 2018).

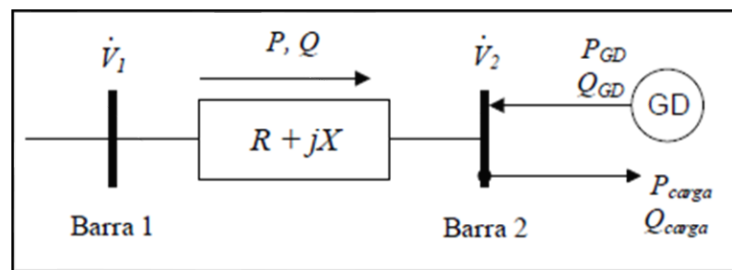
3.4 Impacto da GD no perfil de tensão em condições normais de operação

O sistema elétrico de distribuição foi projetado essencialmente para trabalhar com um fluxo de potência unidirecional (subestação-carga). Com a inclusão em massa de GD, para algumas situações, o fluxo de potência pode fluir no sentido carga-subestação, tornando o fluxo do sistema bidirecional. Esse novo modo de operação pode trazer algumas alterações no: fluxo de potência, perfil de tensão, perdas nas linhas, nível de harmônicos e nível de curto-circuito.

A respeito do perfil de tensão, quando analisamos um alimentador de distribuição, cuja característica é uma variação decrescente nos níveis de tensão à medida que se afasta da subestação, atingindo o valor mínimo próximo a carga, esta queda nos níveis de tensão pode ser justificada principalmente pelas perdas nos condutores que interligam o sistema. Os condutores utilizados nas redes de distribuição possuem uma impedância que aumenta com a distância, sendo assim, à medida que a carga se distancia da subestação, a tensão nela assume valores cada vez menores, e ao atingir valores muito diferentes do nominal a carga, que no âmbito de rede de distribuição seriam os consumidores, teriam seus equipamentos eletrônicos danificados. Uma das formas adotadas atualmente para minimizar o problema nos sistemas de distribuição é a utilização de equipamentos como reguladores de tensão, este que tem como objetivo manter a rede operando dentro dos níveis ideais de funcionamento (PEPERMANS et al., 2005).

Ao se implementar uma geração próxima da carga, ideia fundamental da GD, os problemas das quedas nos níveis de tensões provenientes das distâncias entre a subestação e a carga podem ser minimizados, porém sem um controle preciso na geração as tensões na carga podem assumir valores muito acima do ideal, também ocasionando danos aos equipamentos elétricos. A Figura 1 apresenta um sistema genérico de distribuição onde temos duas barras infinitas conectadas através de uma linha de impedância $R + jX$, a partir Barra 1 temos a transferência das potências P e Q para a Barra 2, esta que possui uma carga, que consome potências P_{carga} e Q_{carga} , e uma unidade geradora de energia GD que geram potências P_{GD} e Q_{GD} , conectada a Barra 2.

Figura 1 – Sistema genérico de distribuição de duas barras com GD



Fonte: Vargas (2018).

Para uma análise simplificada da queda de tensão entre as barras 1 e 2 do sistema da Figura 1 algumas considerações realizadas por Vargas (2018) foram assumidas, são elas:

- Tensão da Barra 1 é considerada a tensão de base do sistema, ou seja, unitária com ângulo 0° ;
- Variação no ângulo das tensões entre as duas barras é muito pequeno, sendo assim, a parte imaginária da variação de tensão pode ser desprezada;

Assumindo essas premissas temos que: a potência e a corrente entregue pela Barra 1 ao sistema são dadas pelas equações (1) e (2), respectivamente, a tensão na Barra 1 é dada pela equação (3), a variação de tensão é dado pela equação (4) com a substituição da equação (2) na equação (3), com as considerações citadas anteriormente e as equações (5) e (6) que definem as potências do sistema, a variação de tensão aproximada entre as barras pode ser reescrita pela equação (7).

$$P + jQ = |\dot{V}_1 \cdot i^*| \quad (1)$$

$$i = \frac{P - jQ}{\dot{V}_1} \quad (2)$$

$$\dot{V}_1 = \dot{V}_2 + \dot{I} \cdot (R + jX) \quad (3)$$

$$\Delta\dot{V} = \dot{V}_1 - \dot{V}_2 = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{\dot{V}_1} + j \frac{P \cdot X + Q \cdot R}{\dot{V}_1} \quad (4)$$

$$P = P_{carga} - P_{GD} \quad (5)$$

$$Q = Q_{carga} - Q_{GD} \quad (6)$$

$$\Delta V \approx R \cdot (P_{carga} - P_{GD}) + X \cdot (Q_{carga} - Q_{GD}) \quad (7)$$

Onde:

- P e Q correspondem à potência ativa e reativa injetada pela Barra 1.
- \dot{V}_1 e \dot{V}_2 correspondem as tensões sobre as Barras 1 e 2.
- \dot{I} corresponde a corrente injetada pela Barra 1.
- $\Delta\dot{V}$ corresponde a variação de tensão entre as Barras 1 e 2.
- R e X correspondem a resistência e reatância da linha entre as Barras 1 e 2.
- P_{carga} e P_{GD} correspondem a potência ativa consumida pela carga e potência ativa fornecida pela GD.
- Q_{carga} e Q_{GD} correspondem a potência reativa consumida pela carga e potência reativa fornecida pela GD.

Pela equação (7) é possível obter um resultado teórico aproximado de como a queda de tensão entre as barras se comporta à medida que a GD importa ou exporta potência ativa ou reativa, e também pode-se inferir que com a ausência de geração de energia na própria carga o valor da queda de tensão depende de maneira intrínseca do consumo da mesma.

Segundo o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), criado em 2008 e revisado 12 vezes, este que trata da qualidade de energia elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021), é apresentado dentre outras informações, as faixas de classificação de tensão em regime permanente, para diferentes níveis de tensão de conexão da rede, nível de alta tensão (superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV), indicando quais seriam as adequadas, precárias e críticas. No Quadro 3 são apresentadas as faixas mais usuais de classificação.

Quadro 3 – Faixas de classificação de tensões em regime permanente em diferentes níveis de tensão de atendimento

Qualidade da tensão de atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão de Referência (TR)		
	TR igual ou superior a 69kV e inferior a 230kV	TR superior a 1kV e inferior a 69kV	TR igual ou inferior a 1kV(220/127V)
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$	$(202 \leq TL \leq 231)/$ $(117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,95TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,07TR$	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$	$(191 \leq TL < 202$ ou $231 < TL \leq 233)/$ $(110 \leq TL < 117$ ou $133 < TL \leq 135)$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,07TR$	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$	$(TL < 191$ ou $TL > 233)/$ $(TL < 110$ ou $TL > 135)$

Fonte: Agência Nacional De Energia Elétrica (2021)

Nota: Adaptado pelo autor.

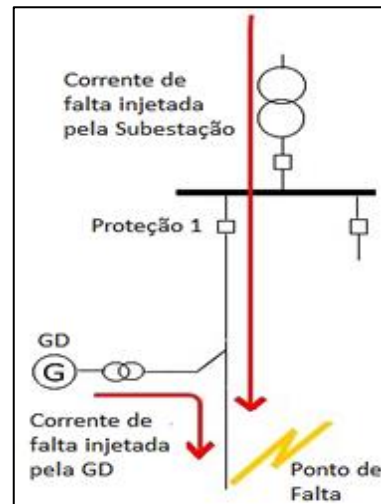
3.5 Impacto da GD no nível de curto-circuito

Os níveis de curto-circuito e a obtenção dos valores das correntes de falta são imprescindíveis na determinação de topologias de proteções e especificações técnicas referentes aos equipamentos que estarão conectados ao sistema de distribuição na ocorrência da falta, como por exemplo a suportabilidade aos efeitos térmicos das linhas de distribuição. Os valores de curto variam essencialmente em função do tipo de falta, distância do local da falta e o tipo de fonte geradora de energia (PETEAN, 2014).

Ao analisar um sistema de distribuição convencional, ou seja, um sistema radial, temos uma única fonte geradora (subestação) e apenas um sentido no fluxo de potência (subestação-carga). Dessa forma, com o aumento da distância do ponto de falta em relação a subestação seu nível de corrente de curto diminui, tornando a coordenação de proteções, como por exemplo as de sobrecorrente de tempo inverso, muito mais fácil de serem configuradas para atuar de acordo com a localização da falha. Porém quando levamos em consideração um sistema contendo diferentes fontes geradoras em diferentes locais do sistema, podem ocorrer contribuições para essas faltas, fazendo com que as topologias de proteções adotadas na concepção inicial do projeto do sistema sejam completamente ineficientes. A Figura 2 representa um tipo de problema que a GD pode apresentar ao sistema de proteção existente, conhecido como Proteção “cega” (*Blind protection*), este ocorre quando ocorre um ponto de falta a jusante de um

equipamento de proteção da rede e existe uma GD contribuindo com a corrente de falta desse ponto, reduzindo assim a contribuição da Subestação, e dessa a Proteção 1 não identificará o valor de corrente de curto projetado para atuar (SHAHZAD; KAHROBAEE; ASGARPOOR, 2017).

Figura 2 – Esquemático do problema da proteção “cega”



Fonte: Shahzad, Kahrobaee e Asgarpoor (2017).

Nota: Adaptado pelo autor.

O nível de contribuição nas correntes de curto-circuito pelo tipo de GD acoplada ao sistema, pode ser dividido em: GD baseada em inversores; GD baseada em geradores síncronos; GD baseada em geradores assíncronos. Na GD baseada em inversores, utilizada para concepção desse trabalho, os níveis de contribuição na corrente de falta são limitadas e variam em torno de 1,06 pu a 4,0 pu da corrente nominal, com decaimento da corrente de curto muito rápido comparado aos baseados em geradores síncronos e assíncronos. Já na GD baseada em geradores síncronos e assíncronos a corrente de curto-circuito podem atingir valores de até 10 pu de seu valor nominal, porem diferente dos geradores síncronos nos assíncronos o decaimento ocorre de forma mais rápida no nível de contribuição, podendo atingir valores inferiores ao valor nominal de operação. Os principais fatores que influenciam na resposta rápida de extinção da corrente de curto e com níveis bem inferiores, quando comparamos a GD baseada em inversores com as demais, se deve ao fato de não possuírem elementos inerciais e por possuir um sistema de controle baseado em inversores, estes que são compostos por componentes eletrônicos de resposta rápida (VARGAS, 2018).

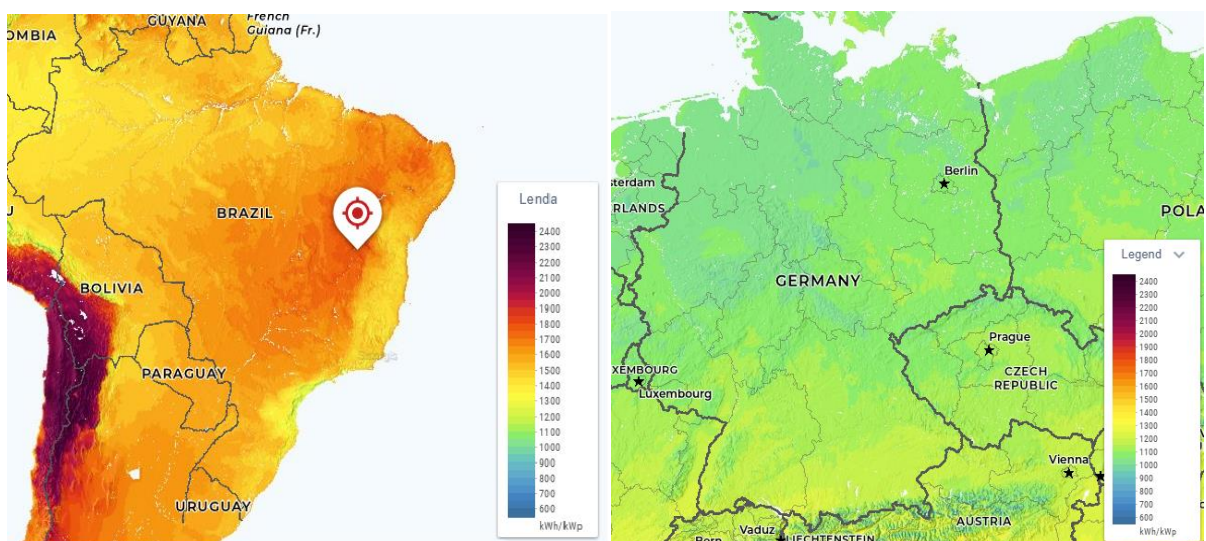
3.6 Geração distribuída fotovoltaica no Brasil

Quando levamos em consideração os problemas ambientais envolvidos na geração de energia elétrica, a geração fotovoltaica é a favorita em apresentar os menores valores possíveis de contribuição para poluição que inclusive, com sua implementação, é possível até mesmo reduzir a emissão de poluentes na atmosfera, no caso do gás carbônico (CO₂), a redução seria de 100 milhões de toneladas aproximadamente (SAMPAIO; GONZÁLEZ, 2017).

Atualmente, quando comparamos os tipos de sistemas de geração distribuída, a fotovoltaico contém alguns fatores que contribuem para que ela venha ser a mais difundida no nosso sistema elétrico, são eles: produção de energia sem poluição sonora, instalação simples em telhado não necessitando de acréscimo de espaço na propriedade, ausência de partes móveis exigindo assim pouca manutenção e limpeza, barateamento nos equipamentos, barateamento na mão de obra para instalação, e por fim, fonte de energia que, no Brasil, possui uma grande capacidade de aproveitamento (SAMPAIO; GONZÁLEZ, 2017).

Segundo Atlas Solar Global (2021), o Brasil possui uma incidência solar diária média variando de 4,5 a 6,3 kWh/m², ao compararmos com a Alemanha, país que mais explora energia fotovoltaica, esse valor é cerca de 40% menor mesmo na sua região de maior potencial. Pela Figura 3, visualmente é possível observar a diferença discrepante existente entre os níveis de irradiação anual solar horizontal entre Brasil e Alemanha.

Figura 3 – Mapas de irradiação anual solar horizontal do Brasil e Alemanha



Fonte: Atlas Solar Global (2021).

Em termos quantitativos, até final de 2020, o país possuía cerca de 4,7 GW de potência instalada de GDFV e em apenas 6 meses esse valor subiu para 5,8 GW, evidenciando seu crescente aproveitamento da energia solar para o sistema elétrico brasileiro (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020).

3.7 ABNT NBR 16149:2013

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) promulgou no ano de 2013 a Norma Brasileira (NBR) 16149:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Esta aplica-se a sistemas fotovoltaicos operando em paralelo com a rede de distribuição, estabelecendo requisitos necessários além de recomendações específicas para a conexão entre os sistemas e a rede (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013).

Na norma, no que diz respeito às variações de tensão, o sistema fotovoltaico deve interromper o fornecimento de energia à rede quando a tensão eficaz, no Ponto de Acoplamento Comum com a rede (PAC), V_{pac} , atinja certas faixas de valores. Os tempos máximos de desconexões para as condições anormais de tensão no PAC são mostrados no Quadro 4.

Quadro 4 – Tempos máximos de desconexão para condições anormais de tensão no PAC

Faixa de tensão no PAC (pu)	Tempo máximo para desconexão ou condição de operação
$V_{pac} < 0,8$	0,4 segundos
$0,8 \leq V_{pac} \leq 1,1$	Operação normal
$V_{pac} > 1,1$	0,2 segundos

Fonte: Associação Brasileira de Normas Técnicas (2013).

Nota: Adaptado pelo autor.

Para os estudos propostos por esse trabalho, visando uma análise em um cenário extremo de contribuição contínua mesmo em situações de faltas, os tempos de desconexões foram desconsiderados. E conforme será abordado na seção 6.2, o modelo utilizado para as simulações foi projetado para operar, com valores de tensão variando entre 0,1 pu a 1,1 pu.

4 CURTO-CIRCUITO E FLUXO DE POTÊNCIA

Uma falta ou curto-circuito consiste em uma elevada corrente passando entre dois condutores sob potenciais diferentes, podendo ser por contato direto, franco ou através de impedância, ou indireto através de arco voltaico.

O curto-circuito ocorre de maneira aleatória no Sistema Elétrico de Potência (SEP) e como consequência da elevada passagem de corrente, podem ocorrer danos a equipamentos elétricos conectados próximos a falta, ou até mesmo deformações aos condutores por onde a falta ocorre, causada pelo aumento de temperatura propiciado pelo efeito Joule (KINDERMANN, 1997).

Mesmo com um SEP bem projetado, a exposição do mesmo a condições diversas e imprevisíveis, fará com que o sistema esteja sujeito a falha em pontos aleatórios do sistema, principalmente pelo fato de se ter extensas regiões de transmissão de energia. Os principais problemas são citados no Quadro 5.

Quadro 5 – Principais problemas que causam curto em SEP e seus motivos causadores

Tipos de problema	Motivos que o causou
Problema de isolamento	Desenho inadequado da isolamento, estrutura ou isoladores, material empregado (inadequado ou de má qualidade) na fabricação, problemas de fabricação e envelhecimento do próprio material
Problema mecânicos	Ação do vento, neve, contaminação, arvores entre outros
Problema elétricos	Descargas atmosféricas diretas ou indiretas, surtos de chaveamento (manobra) e sobretensão no sistema
Problema de natureza térmica	Sobrecorrentes em consequência da sobrecarga no sistema e sobretensão dinâmica no sistema
Problema de manutenção	Substituição inadequada de peças e equipamentos, pessoal não treinado e qualificado, peças de reposição não adequadas, falta de controle de qualidade na compra do material e inspeção na rede não adequada
Problema de outra natureza	Atos de vandalismo, queimadas, inundações, desmoronamentos, acidentes de qualquer natureza

Fonte: Kindermann (1997).

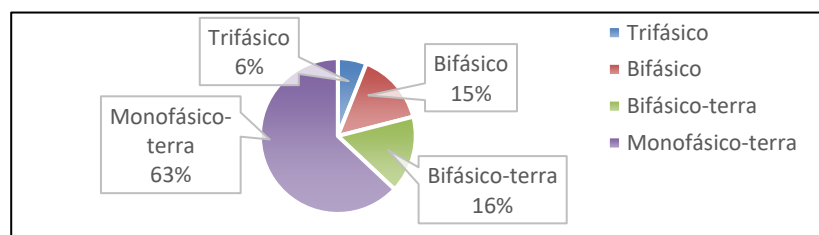
Nota: Adaptado pelo autor.

Aproximadamente, 89% de todos os eventos de curto-circuito tem sua ocorrência em linhas de transmissão e distribuição, 5% no setor das subestações e 6% na geração, por isso a necessidade de realizar estudos nas linhas distribuição e transmissão (KINDERMANN, 1997).

Podemos dividir as faltas em falta *shunt*, que altera seus níveis de corrente de falta de acordo com: a impedância medida entre o ponto de falta e a fonte de alimentação, o tipo de falta e o tipo de aterramento do sistema. E na falta série, que tem como característica alterar as impedâncias entre as fases comprometendo o fluxo de potência do sistema de forma significativa, causando diversos problemas como desequilíbrio de fases, danos a equipamentos que necessitam de mais de uma fase para seu funcionamento; entre outros (ANDERSON, 1995).

Em SEP, a falta *shunt* pode ocorrer de forma simétrica ou assimétrica. A assimétrica é dividida entre falta fase-terra, falta fase-fase, ou falta dupla fase-terra. Podendo nestes conter ou não uma impedância entre as fases ou entre fase e terra. A simétrica pode ser entre as três fases ou entre as três fases e o terra, onde todas as fases da rede são solicitadas de modo idêntico na ocorrência do curto (STEVENSON, 1986). As percentagens médias de ocorrência de cada tipo estão representadas no Gráfico 4.

Gráfico 4 – Ocorrências de curto-circuito em sistemas de energia elétrica



Fonte: Kindermann (1997).

Nota: Adaptado pelo autor.

O curto-circuito também pode ser dividido, no quesito tempo de ocorrência, em dois tipos. Tipo permanente, em que é irreversível espontaneamente, necessitando de conserto para restabelecer o sistema, e o tipo temporário, em que é reversível sem necessidade de conserto, após um tempo o próprio sistema o extingue, podendo assim restabelecer o sistema remotamente, ou manualmente através de reativação de equipamentos de proteção, caso algum tenha atuado (KINDERMANN, 1997).

4.1 Teorema de Fortescue

O teorema de Fortescue, ou método de componentes simétricas, é uma ferramenta muito utilizada para estudos em sistemas elétricos polifásicos desequilibrados em regime permanente

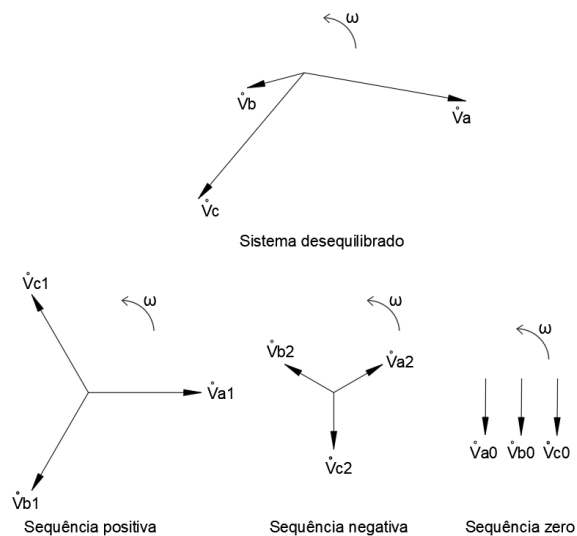
(FORTESCUE, 1918). Sendo assim, o método é essencial para análises de faltas, estas que como citadas anteriormente, ocorrem majoritariamente de forma assimétrica.

A ferramenta é capaz de decompor qualquer sistema de “n” fases desequilibradas em sistemas equilibrados, de forma genérica, aplicando esse teorema a um sistema trifásico desequilibrado de sequência positiva ABC, é possível obter três sistemas trifásicos equilibrados, esses sistemas são conhecidos como as componentes simétricas dos fasores que compõem o sistema desequilibrado (STEVENSON, 1986). A nomenclatura para as componentes simétricas são: componente simétrica de sequência positiva, negativa e zero, e são definidos por:

- Componente simétrica de sequência positiva é composta por três fasores iguais em módulo, defasados de 120° entre si, e tendo a mesma sequência (ABC) e mesma velocidade angular de fases dos fasores originais.
- Componente simétrica de sequência negativa é composta por três fasores iguais em módulo, defasados de 120° entre si, com a mesma velocidade angular dos fasores originais, porém com sequência de fases contrárias (ACB).
- Componente simétrica de sequência zero é composta por três fasores iguais em módulo, com defasagem de 0° entre si e mesma velocidade angular dos fasores originais.

A Figura 4 ilustra os fasores correspondentes ao sistema trifásico desequilibrado e suas componentes simétricas que o compõem.

Figura 4 – Representação fasorial de um sistema trifásico desequilibrado e suas componentes simétricas



Fonte: Produção do próprio autor.

Podemos equacionar as tensões do sistema desequilibrado a partir das componentes simétricas, utilizando para isso, um operador de rotação “a” usualmente aplicado em análises matemáticas de sistemas elétricos de potências. A equação (8) define o operador, equação (9) representa o vetor de fasores de tensões do sistema desequilibrado, equação (10) representa o vetor dos fasores das componentes simétricas, com base na fase A, equação (11) temos a matriz de transformação A, e pela equação (12) também representada de forma matricial na equação (13) podemos equacionar qualquer sistema trifásico a partir de suas componentes simétricas.

$$a = 1 \angle 120^\circ \quad (8)$$

$$V_{abc} = \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} \quad (9)$$

$$V_{a012} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{a0} \\ \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{a2} \end{bmatrix} \quad (10)$$

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \quad (11)$$

$$V_{abc} = A \cdot V_{a012} \quad (12)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_{a0} \\ \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{a2} \end{bmatrix} \quad (13)$$

Onde:

- α corresponde ao operador de rotação.
- \dot{V}_a , \dot{V}_b e \dot{V}_c são os fasores do sistema desequilibrado.
- \dot{V}_{a0} , \dot{V}_{a1} e \dot{V}_{a2} são os fasores da fase A de cada componente simétrica, componente de sequência zero, positiva e negativa, respectivamente.

Também é possível obter as componentes simétricas a partir dos valores das componentes do sistema desequilibrado apenas realizando uma manipulação de matrizes mostrados nas equações (14), (15) e (16), visto que a matriz “A” é uma matriz não singular, ou seja, sua determinante é diferente de zero, portanto possui uma inversa.

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \quad (14)$$

$$V_{a012} = A^{-1} \cdot V_{abc} \quad (15)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a0} \\ \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} \quad (16)$$

De forma análoga, apenas substituindo as tensões pelas correntes, encontramos os valores tanto das componentes simétricas a partir do sistema original desequilibrado, quanto para o contrário.

4.2 Falta monofásica-terra (LG) e falta trifásica-terra (3LG)

Para este trabalho, que tem como objetivo estudar os níveis de corrente de curto ao longo do alimentador com e sem GD incorporada ao sistema, serão analisadas as faltas 3LG e LG em alguns pontos da rede de distribuição.

A falta fase-terra, por ser assimétrica, é calculada utilizando componentes simétricas, podemos determinar seu valor estimado a partir das equações a seguir, considerando as seguintes premissas:

- As correntes nas demais fases são nulas;
- Tensão no local da falta é dado pelo produto da impedância de falta pela corrente de falta.

A corrente nas demais fases após a falta são usualmente desprezadas para simplificação, visto que sua intensidade é bem menor comparado a corrente de falta, além disso, é considerado uma tensão na pré-falta igual a tensão de operação nominal.

Sendo assim, temos as equações (17), (18), (19) e aplicando (17) na equação (16) adaptada para corrente obtemos a equação (20), em que \dot{I}_b corresponde à corrente que passa pela fase “B”, \dot{I}_c a corrente que passa pela fase “C”, \dot{I}_a a corrente que passa pela fase “A”, \dot{V}_a representa a tensão na fase “A” sobre a impedância de falta, Z_f a impedância de falta, \dot{I}_{a0} , \dot{I}_{a1} e \dot{I}_{a2} são os fasores de corrente da fase A de cada componente simétrica, componente de sequência zero, positiva e negativa, respectivamente. A Figura 5 apresenta de forma simplificada o circuito utilizado para

modelar a falta fase-terra (LG), nele foi suprimido a impedância de falta Z_f , mas nas manipulações de equações ela foi considerada.

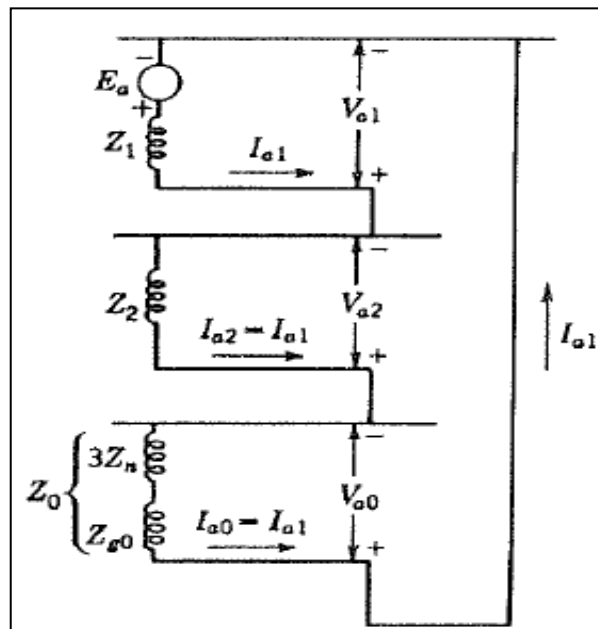
$$\dot{I}_b = \dot{I}_c = 0 \quad (17)$$

$$\dot{V}_a = Z_f \cdot \dot{I}_a \quad (18)$$

$$\dot{V}_a = \dot{V}_{a0} + \dot{V}_{a1} + \dot{V}_{a2} = Z_f \cdot \dot{I}_a \quad (19)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{a0} \\ \dot{I}_{a1} \\ \dot{I}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (20)$$

Figura 5 – Circuito simplificado para representar uma falta fase-terra (LG)



Fonte: STEVENSON Jr. (1986).

Como pela equação (20) temos que \dot{I}_{a1} , \dot{I}_{a2} , \dot{I}_{a0} são iguais entre si e corresponde a um terço de \dot{I}_a , substituindo os valores de corrente, e os valores de tensão da premissa acima e da equação (19), fazendo algumas manipulações algébricas, chega-se no valor de corrente de falta fase-terra dado pela equação (21). Vale ressaltar que Z_0 , Z_1 , Z_2 , para esta análise, representam as componentes de sequência da impedância da linha de distribuição que não foram discutidos nesse trabalho, e \dot{E}_a corresponde a tensão da fonte na fase A, também considerada, pela literatura, como tensão de pré-falta para essa análise.

$$\dot{i}_a = \frac{3 \cdot |\dot{E}_a|}{(Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3 \cdot Z_f)} \quad (21)$$

Para a falta trifásica-terra, por ser simétrica, não seria necessário a análise em componentes simétricas, porém a ferramenta não impossibilita sua utilização nesse caso, porém para que se possa determinar seu valor estimado, são consideradas as seguintes premissas:

- As correntes entre as fases na falta são iguais;
- A somatória das correntes das fases para a falta simétrica, por definição, será igual a zero, sendo assim as componentes simétricas de sequência positiva e zero são nulas.

Manipulando as equações, de forma análoga a falta LG, porém agora considerando as premissas acima podemos construir a equação (22), e dela obtém-se as correntes por fase nas equações (23), (24) e (25). A Figura 6 apresenta de forma simplificada o circuito utilizado para modelar a falta trifásica-terra (3LG) para uma das fases, nele foi suprimido a impedância de falta Z_f , mas nas manipulações de equações ela foi considerada.

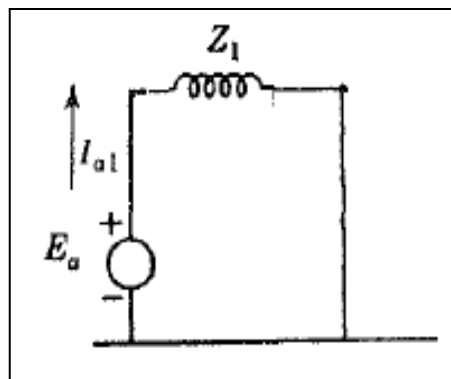
$$\begin{bmatrix} \dot{i}_a \\ \dot{i}_b \\ \dot{i}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{i}_{a1} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (22)$$

$$\dot{i}_a = \dot{i}_{a1} \quad (23)$$

$$\dot{i}_b = \alpha^2 \cdot \dot{i}_{a1} \quad (24)$$

$$\dot{i}_c = \alpha \cdot \dot{i}_{a1} \quad (25)$$

Figura 6 – Circuito simplificado para representar uma das fases da falta trifásico-terra (3LG)



Fonte: STEVENSON Jr., (1986).

Novamente substituindo o valor encontrado na equação (23), e analisando o circuito simplificado da Figura 6, alcança-se a equação (26), nela já considerado a impedância de falta Z_f que existe entre o ponto da falta e o terra e usualmente é desconsiderada.

$$i_a = \frac{|\dot{E}_a|}{(Z_1 + Z_f)} \quad (26)$$

Diferente da falta LG, a falta 3LG depende apenas das impedâncias de falta, parâmetro de sequência positiva da linha e o valor da tensão pré-falta do alimentador, sendo assim quando comparamos seus níveis de corrente, para um mesmo local de falta, a falta trifásica-terra é mais severa.

4.3 Fluxo de potência

A análise de fluxo de potência em redes de distribuição consiste basicamente na determinação em condições de regime permanente ou em situações que se possa desprezar o efeito transitório de algumas variáveis, as principais são: magnitude das tensões em cada nó e seus respectivos ângulos de fase, assim como o fluxo das potências ativas e reativas injetadas ou absorvidas pela nos barramentos.

Podemos simplificar a rede como um conjunto equações e inequações algébricas, quando queremos apenas analisa-la em regime, para uma análise transitória, que não é escopo desse projeto, deve-se considerar além das equações algébricas, as equações diferenciais (MONTICELLI, 1983).

As equações que definem o fluxo de potência são determinadas aplicando o princípio de conservação das potências ativas e reativas para cada nó, sendo assim, toda a potência que é injetada tem que ser igual a toda a potência que se distribuem na rede para cada ponto de mesma referência. Em termos equivalentes, seria aplicar a primeira e segunda Lei de Kirchhoff para demonstrar como a potência flui pela rede em função de seus valores de tensões nodais (MONTICELLI, 1983).

Mesmo simplificada em equações algébricas, ao analisar uma rede com cada vez mais barramentos, o estudo se torna inviável sem métodos computacionais, muitas variáveis e

incógnitas tornando o cálculo manual extremamente complexo e exaustivo, portanto, para essa tarefa, o método iterativo de Newton-Raphson é o mais adequado.

O método de Newton-Raphson, também conhecido como método das tangentes, tem como objetivo o cálculo do fluxo de potência ativa e reativa em cada barra, em um processo iterativo, em que o desvio dos valores de referência é calculado em cada iteração dada pelas equações de potências determinadas pelas equações (27) e (28), estas que analisam a situação em dois barramentos distintos “k” e “m” interligados por uma linha de condutância “G” e susceptância “B”, calculadas na matriz de admitância “Y”.

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k = P_k^{esp} - V_k \sum_{j=1}^{n+m+1} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (27)$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k = Q_k^{esp} - V_k \sum_{j=1}^{n+m+1} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (28)$$

Onde:

- ΔP_k = variação entre a potência ativa especificada e a potência ativa calculada na barra “k”;
- P_k^{esp} = potência ativa especificada na barra “k”;
- P_k = potência ativa calculada pelo fluxo na barra “k”;
- V_k = tensão na barra “k”;
- V_m = tensão na barra “m”;
- G_{km} = condutância entre as barras “k” e “m”;
- B_{km} = susceptância entre as barras “k” e “m”;
- θ_{km} = ângulo da tensão visto pela barra “k”.

Por definição, para se encontrar os valores de tensões e ângulos de tensões nodais, temos os valores de P e Q definidos, portanto os valores de ΔP e ΔQ tendem a zero na solução. Para melhorar a convergência do cálculo iterativo substitui-se o termo ΔQ por $\Delta Q/V$ (MONTICELLI, 1983).

As equações (27) e (28) podem ser reescritas de forma matricial em (29), em que “J” representa a matriz Jacobiana apresentada na equação (30).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = J \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (29)$$

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (30)$$

Em que:

- ΔV = variação da tensão nodal;
- $\Delta \theta$ = variação do ângulo referente a tensão nodal;

Sendo assim, podemos descrever componentes ΔV e $\Delta \theta$ da tensão nodal a partir das variações de ΔP e ΔQ e da matriz Jacobiana, computacionalmente essas matrizes são facilmente construídas e solucionadas a cada iteração, atualizando assim os valores das tensões e ângulos das tensões nos nós além das potências injetadas (MONTICELLI, 1983).

Para que o ambiente computacional determine que se chegou a uma solução é necessário adotar um critério de convergência, também conhecido como tolerância “ ε ”, este que corresponde a um número arbitrário de ordem de grandeza bem inferior aos valores a serem obtidos. A inequação que determina essa tolerância em fluxo de potência é dada pela equação (31).

$$\varepsilon > \max(\Delta P, \Delta Q) \quad (31)$$

É importante ressaltar que, para o desenvolvimento desse trabalho, seria inviável realizar o estudo do fluxo manualmente, visto que como será melhor apresentado posteriormente, a análise será feita em uma rede complexa e extensa, portanto utilizou-se de um ambiente computacional que possui como ferramenta de resolução de fluxo potência o método Newton-Raphson.

5 METODOLOGIA

Para se realizar os estudos dos impactos que a alta penetração de GDFV causa na rede de distribuição, foi proposto a utilização de um alimentador de distribuição do IEEE, modelado em um ambiente de simulação computacional Simulink[®] do *software* Matlab[®], bem como a utilização de um modelo de GD fotovoltaica já previamente desenvolvido por Vargas (2018), para condições normais e anormais de tensão, espalhados em diversos locais da rede, com o intuito verificar o comportamento nos níveis de tensão e correntes de falta no alimentador em alguns cenários de carregamento e faltas.

Vale ressaltar que o trabalho foi desenvolvido em situação de regime permanente, e as demais informações sobre a modelagem e simulação serão detalhadas a seguir.

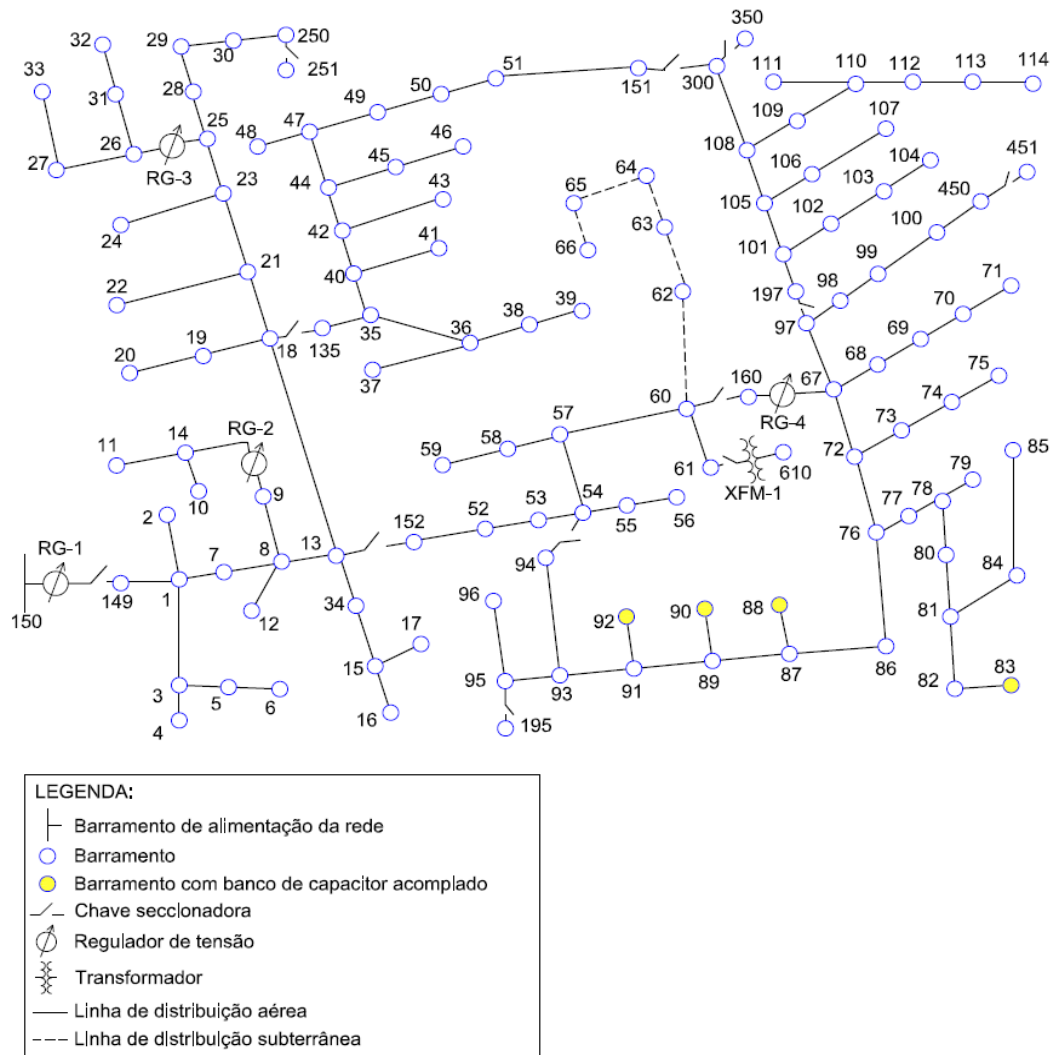
5.1 123-Node Distribution Test Feeder

Para cenários que envolvam geração distribuída, onde se necessita realizar simulações de fluxo de potência, curto-circuito, dentre outros, os modelos de alimentadores produzidos pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers* são os mais indicados pela sociedade acadêmica.

Criado em 1992 e aprovado pelo Subcomitê *Data Science Academy* durante a conferência *2000 Power Engineering Society Summer Meeting*, os modelos foram projetados para avaliar e comparar algoritmos na solução de sistemas radiais trifásicos desequilibrados. Modelos estes baseados em características construtivas reais de circuitos de distribuição e, portanto, trazem resultados satisfatórios em simulações computacionais (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS, 1992).

Para a proposta deste trabalho, utilizou-se do *123-Node Distribution Test Feeder*, que pode ser representado pelo diagrama unifilar simplificado da Figura 7. Esta rede de distribuição, possui uma grande extensão, problemas de quedas de tensão e se comporta de forma aceitável em simulações computacionais, além de abranger diversas características de alimentadores reais, se tornando a melhor opção para análises em um cenário hipotético de alta penetração de GDFV.

Figura 7 – Diagrama unifilar simplificado do 123-Node Test Feeder



Fonte: Institute of Electrical and Eletronics Engineers (1992).

Nota: Adaptado pelo autor.

A rede possui extensão total de quase 12 km, com a distância máxima entre o nó da subestação (150) e o nó mais distante (96) é de aproximadamente 1,9 km, com prevalência de linhas aéreas trifásicas, porém existem alguns trechos bifásicos e monofásicos e subterrâneos trifásicos (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS, 1992).

No Quadro 6 temos os 12 tipos de configurações das linhas de distribuição e seus espaçamentos os detalhes dos espaçamentos podem ser observados na Figura 8.

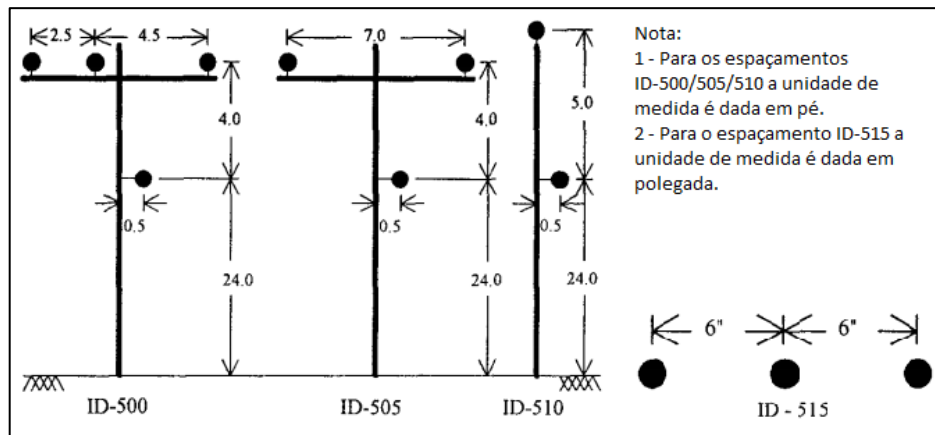
Quadro 6 – Características das linhas de distribuição conectadas entre os nós do *123-Node Test Feeder*

Configuração	Tipo de linha	Faseamento	Espaçamento entre cabos
			ID
1	Aérea	A B C N	500
2	Aérea	C A B N	500
3	Aérea	B C A N	500
4	Aérea	C B A N	500
5	Aérea	B A C N	500
6	Aérea	A C B N	500
7	Aérea	A C N	505
8	Aérea	A B N	505
9	Aérea	A N	510
10	Aérea	B N	510
11	Aérea	C N	510
12	Subterrânea	A B C	515

Fonte: Institute of Electrical and Eletronics Engineers (1992).

Nota: Adaptado pelo autor.

Figura 8 – Diagrama unifilar simplificado do *123-Node Test Feeder*



Fonte: Kersting (2001).

Nota: Adaptado pelo autor.

O *123-Node Distribution Test Feeder* conta com uma subestação no nó 150, esta que possui um transformador de 5000 kVA de potência com tensão trifásica na entrada 115 kV e 4,16 kV na saída, com cargas alocadas ao longo da rede consumindo uma potência total de 3525 kW e 1940 kVAr, além disso bancos de capacitores *shunt* foram instalados nos nós 83, 88, 90, 92, contabilizando uma compensação reativa de 750 kVAr, dessa forma o alimentador opera com um carregamento de 75% da capacidade da subestação. Chaves seccionadoras, reguladores de tensão também estão presentes nesse alimentador, a localização dos mesmos pode ser identificada na Figura 7. Outras informações gerais sobre o alimentador são fornecidas através do Quadro 7.

Quadro 7 – Informações gerais do *123-Node Test Feeder*

Características gerais	Valor, quantidade ou tipos
Tensão nominal de operação da rede	4,16 kV
Quantidade de barramentos da rede	123
Linhas de distribuição	Aéreas e subterrâneas
Regulador de tensão	4
Quantidade de cargas conectadas a rede	85
Banco de capacitor no modo <i>shunt</i>	4
Chave seccionadora	11
Transformador	2

Fonte: Institute of Electrical and Eletronics Engineers (1992).

Nota: Adaptado pelo autor.

A respeito das características das cargas instaladas ao longo do alimentador, todas são concentradas e modeladas de formas distintas, de acordo com o tipo de ligação, delta (D) ou estrela aterrada (Y), e em função do tipo de carga: corrente constante com a tensão (I), impedância constante com a tensão (Z), potência constante com a tensão (PQ). A Tabela 1 contém as informações a respeito das características das cargas e sua localização no alimentador.

Tabela 1 – Potência e características das cargas conectadas nos nós do *123-Node Test Feeder*

(continua)

Nó	Modelo	Fase A		Fase B		Fase C		Nó	Modelo	Fase A		Fase B		Fase C	
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr			kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
1	Y-PQ	40	20	0	0	0	0	60	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
2	Y-PQ	0	0	20	10	0	0	62	Y-Z	0	0	0	0	40	20
4	Y-PR	0	0	0	0	40	20	63	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
5	Y-I	0	0	0	0	20	10	64	Y-I	0	0	75	35	0	0
6	Y-Z	0	0	0	0	40	20	65	D-Z	35	25	35	25	70	50
7	Y-PQ	20	10	0	0	0	0	66	Y-PQ	0	0	0	0	75	35
9	Y-PQ	40	20	0	0	0	0	68	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
10	Y-I	20	10	0	0	0	0	69	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
11	Y-Z	40	20	0	0	0	0	70	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
12	Y-PQ	0	0	20	10	0	0	71	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
16	Y-PQ	0	0	0	0	40	20	73	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
17	Y-PQ	0	0	0	0	20	10	74	Y-Z	0	0	0	0	40	20
19	Y-PQ	40	20	0	0	0	0	75	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
20	Y-I	40	20	0	0	0	0	76	D-I	105	80	70	50	70	50
22	Y-Z	0	0	40	20	0	0	77	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
24	Y-PQ	0	0	0	0	40	20	79	Y-Z	40	20	0	0	0	0
28	Y-I	40	20	0	0	0	0	80	Y-PQ	0	0	40	20	0	0

Tabela 1 – Potência e características das cargas conectadas nos nós do *123-Node Test Feeder* (conclusão)

Nó	Modelo	Fase A		Fase B		Fase C		Nó	Modelo	Fase A		Fase B		Fase C	
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr			kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
29	Y-Z	40	20	0	0	0	0	82	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
30	Y-PQ	0	0	0	0	40	20	83	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
31	Y-PQ	0	0	0	0	20	10	84	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
32	Y-PQ	0	0	0	0	20	10	85	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
33	Y-I	40	20	0	0	0	0	86	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
34	Y-Z	0	0	0	0	40	20	87	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
35	D-PQ	40	20	0	0	0	0	88	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
37	Y-Z	40	20	0	0	0	0	90	Y-I	0	0	40	20	0	0
38	Y-I	0	0	20	10	0	0	92	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
39	Y-PQ	0	0	20	10	0	0	94	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
41	Y-PQ	0	0	0	0	20	10	95	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
42	Y-PQ	20	10	0	0	0	0	96	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
43	Y-Z	0	0	40	20	0	0	98	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
45	Y-I	20	10	0	0	0	0	99	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
46	Y-PQ	20	10	0	0	0	0	100	Y-Z	0	0	0	0	40	20
47	Y-I	35	25	35	25	35	25	102	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
48	Y-Z	70	50	70	50	70	50	103	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
49	Y-PQ	35	25	70	50	35	20	104	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
50	Y-PQ	0	0	0	0	40	20	106	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
51	Y-PQ	20	10	0	0	0	0	107	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
52	Y-PQ	40	20	0	0	0	0	109	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
53	Y-PQ	40	20	0	0	0	0	111	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
55	Y-Z	20	10	0	0	0	0	112	Y-I	20	10	0	0	0	0
56	Y-PQ	0	0	20	10	0	0	113	Y-Z	40	20	0	0	0	0
58	Y-I	0	0	20	10	0	0	114	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
59	Y-PQ	0	0	20	10	0	0	Total		760	410	395	235	520	285

Fonte Institute of Electrical and Eletronics Engineers (1992).

Nota: Adaptado pelo autor.

As cargas ditas como corrente constante com a tensão (I), são modeladas com a característica de possuírem uma corrente absorvida constante, independente da variação de tensão que a alimenta, variação essa em torno de valores nominais ou de referência. Dessa forma, a potência absorvida varia linearmente de acordo com a tensão aplicada. Para as cargas de impedância constante com a tensão (Z), seu valor de impedância se mantém constante, independente de variações na sua tensão em torno do nominal, sendo assim sua potência absorvida varia quadraticamente enquanto sua corrente varia linearmente. Por fim as cargas ditas de potência constante com a tensão (PQ), de forma análoga as anteriores, possui seus valores de potência ativa e reativa constantes mesmo com a variação de tensão na sua alimentação em torno de valores nominais, dessa forma a corrente absorvida pela carga é inversamente proporcional a tensão aplicada (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

Todas as demais informações a respeito do *123-Node Test Feeder*, utilizadas neste projeto e não apresentadas estão disponíveis no relatório oficial do IEEE (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS, 1992).

5.2 Construção e validação do alimentador

Com o ambiente Simulink[®] do *software* Matlab[®], modelou-se o *123-Node Test Feeder* a partir dos dados disponíveis nos documentos do site do grupo *IEEE Power and Energy Society* com o intuito de obter valores de tensão e corrente no alimentador com a menor diferença possível quando comparado com os valores de referências, também fornecidos nos documentos, para assim validar o sistema.

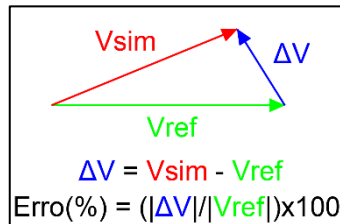
Na modelagem proposta, com o intuito de simplificar modelo, reduzir o tempo de simulação e verificar o impacto isolado da elevada penetração de GDFV, os reguladores de tensões não foram considerados, visto que os mesmos podem interferir nos níveis de tensão do alimentador (QUEIROZ et al., 2020). Além disso, os geradores FV podem agir como reguladores de tensão, em algumas situações, quando atende alguns requisitos operacionais conforme abordado por Tonini et al. (2019).

Inicialmente o modelo foi construído desconsiderando o trecho (150-149), utilizando como fonte de tensão o bloco *Three-phase Source* parametrizado como tipo *swing* já com os valores que seriam os esperados no nó 149 de magnitudes e ângulos de tensão, $1.0436\angle -0.02^\circ pu$, $1.0437\angle -120.02^\circ pu$, $1.0436\angle 119.98^\circ pu$, para as fases A, B e C respectivamente, valores encontrados na documentação do *123-Node Test Feeder*. Para as cargas, utilizou-se os blocos *Series RLC Load* ou *Three-phase Series RLC Load*, implementando os valores e configurações conforme Tabela 1, esses blocos permitem inserir dados como o tipo de conexão, tensão nominal de operação, frequência nominal, as potências de cada fase individualmente bem como o tipo de carga (I, Z ou PQ constante) a ser adotada no fluxo de potência. Para as linhas aéreas e subterrâneas, foi utilizado o bloco *Distributed Parameters Line*, este que obtém respostas mais precisas de tensões e correntes nas simulações, nele é possível inserir os dados da matriz de impedância, capacitância e a extensão do trecho.

Após simular, comparou-se os resultados obtidos com os de referência, afim de se validar o modelo. Para determinar o erro relativo entre o valor simulado e medido adotou-se o método

de cálculo da Figura 9, pois simplifica a quantidade de dados a serem analisados sem comprometer consideravelmente na precisão. Temos que V_{sim} corresponde ao valor obtido em simulação, V_{ref} o valor de referência obtido nos relatórios do IEEE e ΔV a variação entre o valor simulado e o valor medido.

Figura 9 – Método usado para calcular o erro relativo

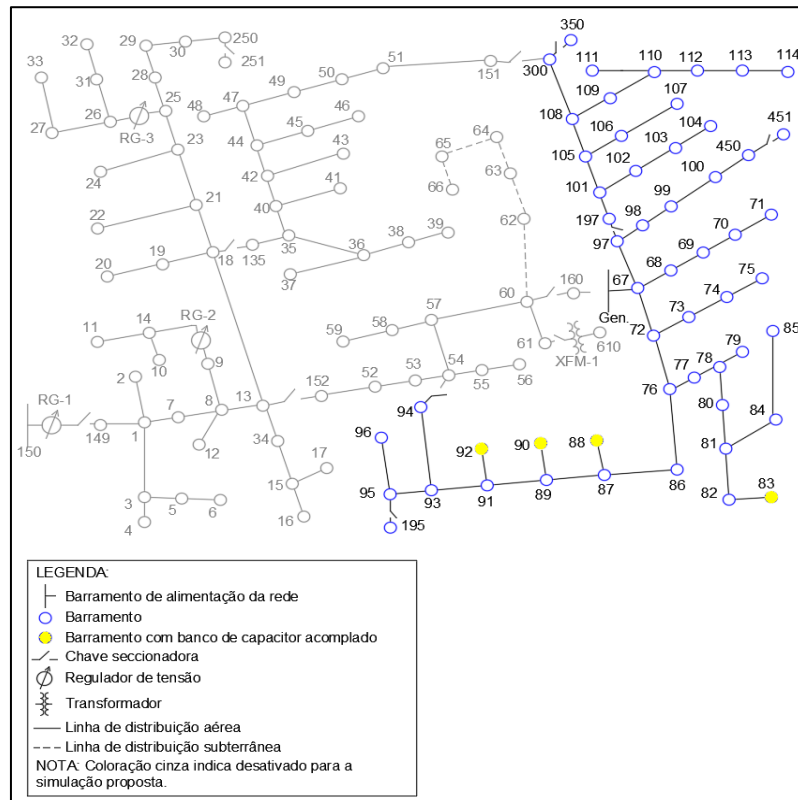


Fonte: Produção do próprio autor.

Os resultados obtidos de erro relativo tanto para tensões quanto para correntes são apresentados na Tabela 26 e Tabela 27, do Apêndice A. O erro relativo máximo encontrado na tensão foi de 4,79%, com média de 1,36% e na corrente o erro relativo máximo foi de 8,33% com média de 2,29%, levando em consideração a realização da modelagem em um ambiente distinto do utilizado pelo IEEE, ou seja, métodos de simulações diferentes adotando outros tipos de iterações, e da ausência dos reguladores de tensão na rede, o modelo apresentou respostas em valores aceitáveis.

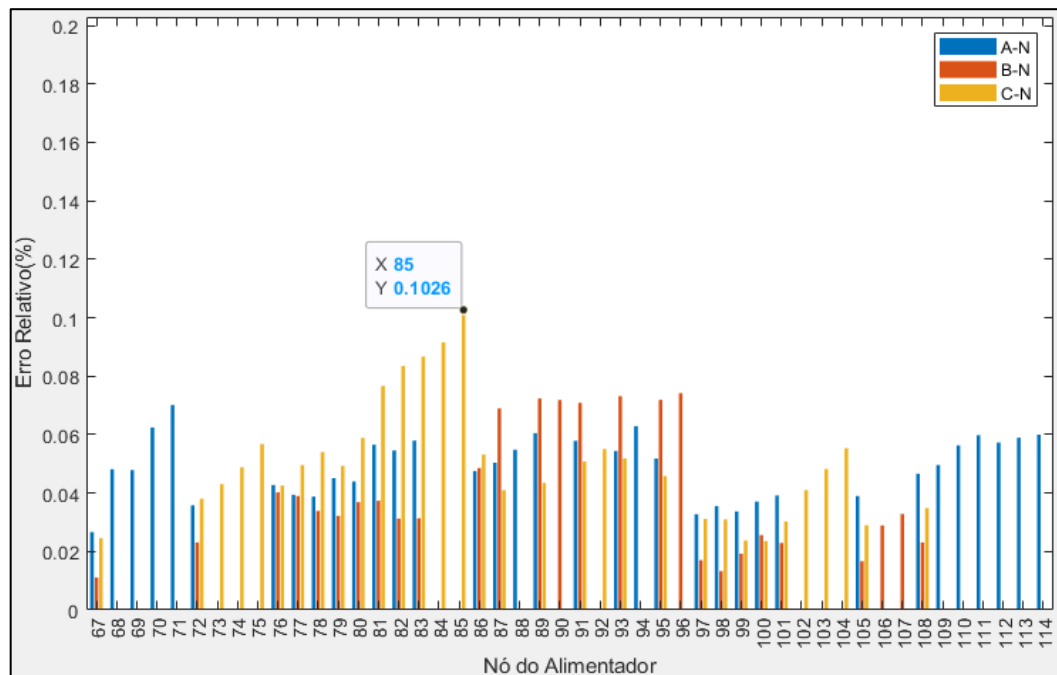
É possível verificar que, pela Tabela 26, os erros relativos de tensão assumem valores acima 4% a partir do nó 67, este que deveria conter um regulador, então, para que se tivesse certeza de que a maior discrepância nos valores é causada pela ausência do mesmo e não por parametrização e utilização incorreta da interface de modelagem, realizou-se uma simulação considerando uma fonte de tensão parametrizada com a tensão de operação que deveria conter no nó 67, a Figura 10 contém o diagrama esquemático da simulação efetuada, em que “Gen.” seria a fonte parametrizada, e pelo Gráfico 5, temos que o erro relativo máximo encontrado trecho avaliado foi de aproximadamente 0,10% no nó 89, comprovando assim o principal motivo da variação.

Figura 10 – Diagrama esquemático da simulação efetuada considerando fonte de tensão parametrizada no nó 67



Fonte: Produção do próprio autor.

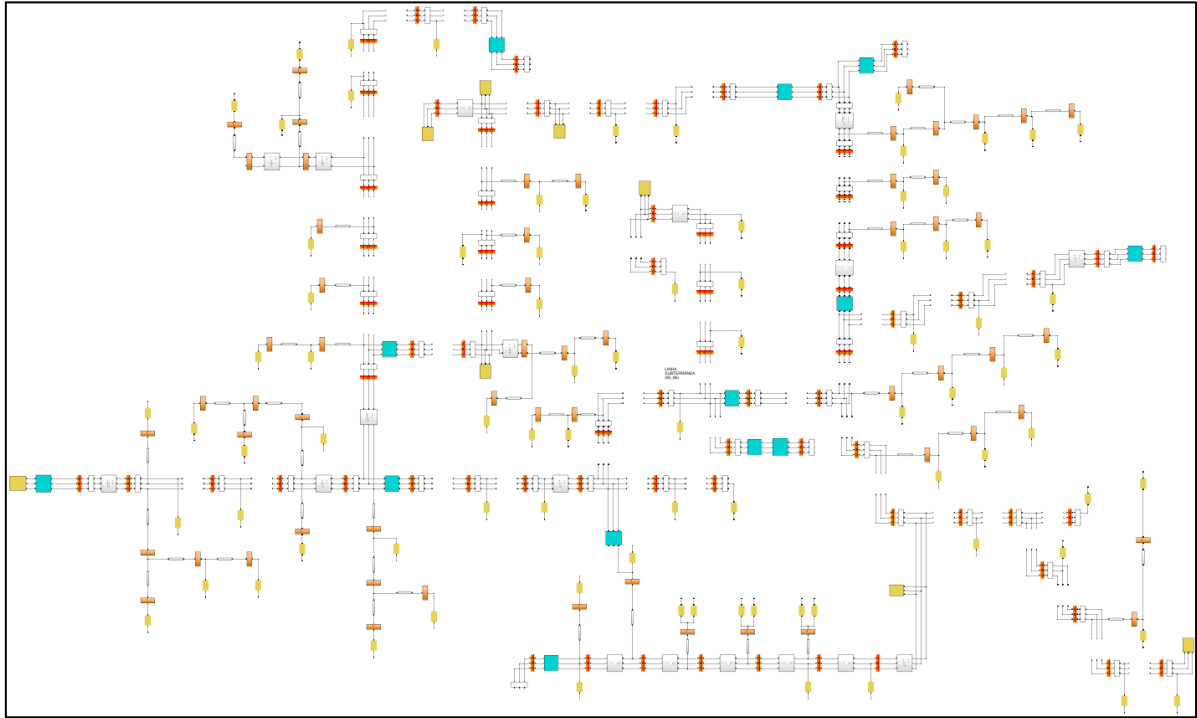
Gráfico 5 – Erro relativo da tensão do nó 67 até o nó 114 obtidos via simulação considerando fonte de tensão parametrizada no nó 67



Fonte: Produção do próprio autor.

Na Figura 11 é apresentado o *123-Node Test Feeder* modelado no Simulink®, modelo utilizado para realização das simulações.

Figura 11 – Modelo do *123-Node Test Feeder* implementado no Simulink®/MATLAB®



Fonte: Produção do próprio autor.

Para que o modelo também pudesse ser utilizado nas simulações de curto-circuito, estas que são escopo deste trabalho, era necessário verificar se os valores fornecidos pelo modelo se aproximavam dos fornecidos pelo relatório do IEEE. Seguindo as orientações de Kersting e Shirek (2012), as simulações obedeciam às seguintes premissas:

- Fonte de tensão balanceada em 115 kV;
- Reguladores de tensão configurados com taps unitários e impedâncias nulas;
- Bancos de capacitores desconectados;
- Cargas desconectadas;
- Impedância de falta zero;

Como serão feitas análises em dois tipos de curto, 3LG e LG, as simulações foram efetuadas com o intuito de obter apenas esses valores. Levou cerca de 4 horas e 24 minutos para obtenção dos resultados, os erros relativos entre os valores simulados e os do relatório estão presentes nas Tabelas 26 e 27 do Apêndice B.

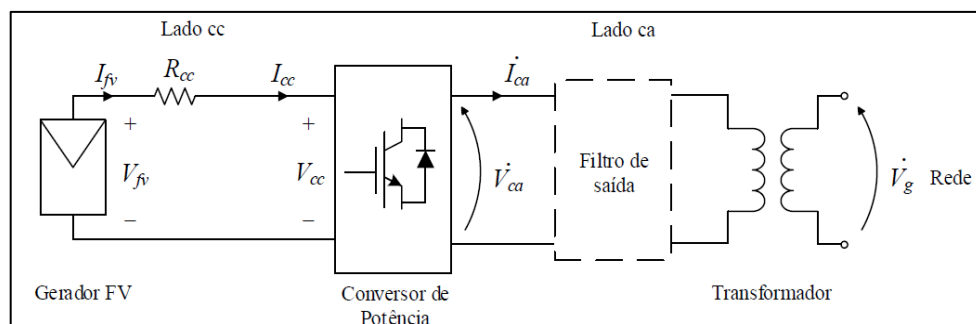
Na Tabela 26 estão presentes os erros relativos nas magnitudes das correntes de faltas máximas encontrados nas faltas 3LG vistas pela subestação, o erro máximo encontrado foi de 4,10% com valor médio de 0,53%. Já na Tabela 27, temos os erros relativos nas magnitudes das correntes de faltas máximas encontrados nas faltas LG vistas pela subestação, o erro máximo foi de 7,94% com valor médio de 0,26%, porém esse erro se situa apenas no nó 610, em todo o resto da rede o maior valor foi de 0,70%, isso se deve principalmente a ausência de informações por parte do relatório do IEEE para parametrização do transformador XFM-1. Portanto, de modo geral, o modelo apresenta um comportamento aceitável tanto para condições normais de operação quanto para faltas, ambos em regime permanente, permitindo assim sejam feitas as análises propostas por esse trabalho.

Escolheu-se estudar as faltas do tipo LG por possuir um elevado nível de ocorrência nos sistemas de distribuição, e as faltas 3LG por ser a mais severa, apresentando os maiores níveis de corrente de falta, sendo essencial para suportabilidade de equipamentos de proteção.

5.3 Modelo do gerador fotovoltaico

Os geradores FV conectados à rede, usualmente monofásicos, podem ser divididos em gerador, conversor de potência, filtro de saída e o transformador de acoplamento com a rede elétrica, conforme ilustrado na Figura 12. Em que i_{ca} corresponde a corrente alternada, i_{cc} a corrente contínua, \dot{I}_{ca} a corrente elétrica do lado ca do gerador fotovoltaico, I_{cc} a corrente elétrica do lado cc do gerador fotovoltaico, I_{fv} a corrente elétrica do sistema fotovoltaico, R_{cc} a resistência elétrica do condutor do lado cc do gerador fotovoltaico, \dot{V}_{ca} a tensão elétrica no lado ca do gerador fotovoltaico, V_{cc} a tensão elétrica no lado cc do gerador fotovoltaico, V_{fv} a tensão elétrica do sistema fotovoltaico e \dot{V}_g a tensão elétrica na rede.

Figura 12 – Diagrama de um gerador FV monofásico conectado à rede



Fonte: Vargas (2018).

A primeira parte, gerador FV, lado CC, é composta por módulos de painéis fotovoltaicos, interligados entre si e entre o conversor de potência por cabos, representados pela resistência R_{cc} .

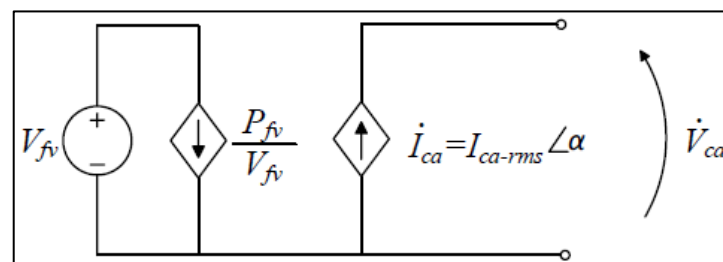
Em seguida, o conversor de potência, composto por um circuito inversor monofásico em ponte completa com uma estratégia de modulação, uma das mais utilizadas é a *Sinusoidal Pulse Width Modulation* (SPWM) devido a suas vantagens de verificação (CAO et al., 2018).

E por fim, no lado ca, temos um filtro de saída e transformador de acoplamento, utilizado para que as componentes harmônicas sejam filtradas evitando a injeção na rede de distribuição.

Será considerado, para este projeto, o modelo de gerador FV desenvolvido por Mendes (2018) e Vargas (2018), que foi simplificado para uma análise em regime permanente e que pode ser mais adequado para ambiente de simulação computacional, além de respeitar as recomendações de acoplamento a rede conforme a norma ABNT NBR 16149:2013 vigente.

O modelo do gerador pode ser visto no diagrama da Figura 13. Em que α corresponde ao ângulo da corrente elétrica de saída do gerador FV, \dot{I}_{ca} Corrente elétrica do lado ca do gerador FV, I_{ca-rms} o módulo da corrente elétrica eficaz de \dot{I}_{ca} , \dot{V}_{ca} a tensão elétrica no lado ca do gerador FV, V_{fv} a tensão elétrica do sistema FV e P_{fv} a potência elétrica ativa do gerador FV.

Figura 13 – Modelo simples com acoplamento entre os lados cc e ca



Fonte: Vargas (2018).

As equações que determinam os parâmetros apresentados no diagrama são expressar pelas equações (32), (33), (34) e (35) (VARGAS, 2018).

$$P_{fv} = V_{fv} \cdot I_{fv} \quad (32)$$

$$\alpha = \theta - \arccos(f_p) \quad (33)$$

$$\dot{V}_{ca} = V_{ca-rms} \angle \theta \quad (34)$$

$$\dot{I}_{ca} = I_{ca-rms} \angle \alpha = \frac{P_{fv}}{f_p \cdot V_{ca-rms}} \angle \alpha \quad (35)$$

Em que o ângulo da tensão da rede (θ) é determinado utilizando uma técnica que estima o valor da frequência angular (ω) e θ da tensão instantânea da rede no PAC, técnica essa conhecida como *Phase-Locked Loop* (PLL) (GUPTA, 1975). E escolhendo um valor específico para o fator de potência (f_p), o sistema pode indiretamente calcular o valor correspondente de α pela equação (33).

Como também será escopo deste projeto a análise de curto-circuito na rede, e durante as faltas a variação de V_{pac} pode assumir valores maiores ou menores que os nominais (VARGAS, 2018). O modelo do gerador FV será composto por seis modos de operação, sendo capaz de absorver ou fornecer potência reativa em situações de operação normais ou em faltas, conforme apresentado no Quadro 8. Em que I_g corresponde à corrente elétrica injetada na rede, S_{nom} a potência elétrica aparente nominal do gerador fotovoltaico.

Quadro 8 – Modos de operação do gerador FV

Modo de operação	Característica do modo	Corrente injetada a rede (I_g)
Modo 1: $ V_{pac} < 0,1 pu$	Desligado por subtensão	$ i_g = 0 pu$
Modo 2: $0,1 pu \leq V_{pac} < 0,5 pu$	Operação em corrente constante	$ i_g = 2 pu$ $\angle i_g = \angle V_{pac} + \arccos(0,9)$
Modo 3: $0,5 pu \leq V_{pac} < 0,8 pu$	Operação com injeção de potência reativa	$ i_g = \frac{S_{nom}}{V_{pac}}$ $\angle i_g = \angle V_{pac} - \frac{\arccos(0,9) \cdot (V_{pac} - 0,8)}{0,3}$
Modo 4: $0,8 pu \leq V_{pac} < 1 pu$	Operação com fator de potência unitário	$ i_g = \frac{S_{nom}}{V_{pac}}$ $\angle i_g = \angle V_{pac}$
Modo 5: $1 pu \leq V_{pac} < 1,1 pu$	Operação com consumo de potência reativa	$ i_g = \frac{S_{nom}}{V_{pac}}$ $\angle i_g = \angle V_{pac} - \frac{\arccos(0,9) \cdot (V_{pac} - 1)}{0,1}$
Modo 6: $ V_{pac} > 1,1 pu$	Desligado por sobretensão	$ i_g = 0 pu$

Fonte: Vargas (2018).

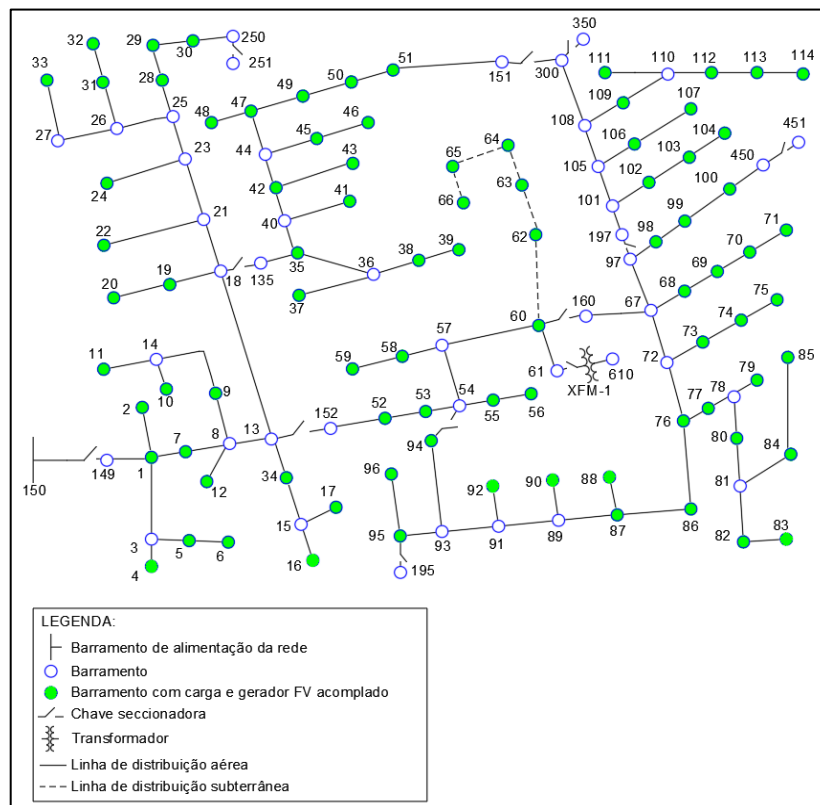
Nota: Adaptado pelo autor.

De modo geral, em regime permanente, o modelo no ambiente de simulação não possui restrições quanto a potência gerada, e independe dos valores de tensão e corrente na parte de geração mostrado na Figura 13. A única restrição seria o valor da tensão do PAC nunca ser zero. Outra característica positiva apresentada por esse modelo, é o tempo de simulação gasto, que comparando com um GFV modelado em nível de chaveamento chega a ser 120 vezes mais rápido (VARGAS, 2018), sendo assim, ideal para simulações com cenários onde existe uma quantidade elevada de GDFV.

5.4 Alocação dos geradores FV

Como o intuito do trabalho é a análise de uma elevada penetração de GD, os geradores FV foram alocados em todos os 85 nós que continham cargas instaladas, bem como configurados para gerar uma potência igual à da carga nominal ao qual está acoplada. Vale ressaltar que, cada gerador FV posicionado na rede, na prática, pode representar um único gerador ou um conjunto de geradores, da mesma forma que as cargas acopladas a rede pode corresponder a um único consumidor ou um conjunto de pequenos consumidores. O posicionamento ao longo da rede é ilustrado na Figura 14.

Figura 14 – Disposição dos geradores FV ao longo do *123-Node Test Feeder*



Fonte: Produção do próprio autor.

5.5 Simulações

As simulações propostas podem ser divididas em duas principais: simulação em regime permanente em condições normais de operação e simulação em regime permanente operando em curto-circuito. Dessas apresentadas realizou-se estudos distintos, em condições normais de operação em diferentes cenários de carregamento com o objetivo de se analisar a variação nos níveis de tensão, e operando em curto-circuito teve como objetivo analisar a variação nos níveis de corrente.

As simulações em regime permanente em condições normais de operação serão efetuadas considerando todos os geradores FV fornecendo potência máxima nominal de sua respectiva carga acoplada e em diferentes porcentagens de utilização da carga, são elas 100, 75, 50, 25 e 0%.

Nas simulações em regime permanente operando em curto-circuito, serão efetuados dois tipos de faltas, 3LG e LG na fase “A”, em 3 locais distintos da rede, são eles:

- Local 1 – falta no nó 95: localizado a 1,84 km de distância da subestação;
- Local 2 – falta no nó 67: localizado a 1,17 km de distância da subestação;
- Local 3 – falta no nó 13: localizado a 0,37 km de distância da subestação.

As faltas ocorrerão, uma de cada vez, com todos os geradores operando com 100% de geração, representando assim o pior cenário de contribuição para as correntes de faltas. Sendo os locais escolhidos baseados na distância da subestação e na quantidade de geradores alocados a jusante e a montante da falta, visando obter resultados comparativos.

A ordem das simulações e suas características são abordadas no Quadro 9 a seguir.

Quadro 9 – Ordem das simulações efetuadas e suas características

(continua)

Simulação	Características da simulação
1	Simulação da rede operando com 100% de utilização da carga sem GDFV
2	Simulação da rede operando com 100% de utilização da carga com GDFV
3	Simulação da rede operando com 75% de utilização da carga sem GDFV
4	Simulação da rede operando com 75% de utilização da carga com GDFV
5	Simulação da rede operando com 50% de utilização da carga sem GDFV
6	Simulação da rede operando com 50% de utilização da carga com GDFV
7	Simulação da rede operando com 25% de utilização da carga sem GDFV

Quadro 9 – Ordem das simulações efetuadas e suas características

(conclusão)

Simulação	Características da simulação
8	Simulação da rede operando com 25% de utilização da carga com GDFV
9	Simulação da rede operando com 0% de utilização da carga sem GDFV
10	Simulação da rede operando com 0% de utilização da carga sem GDFV
11	Simulação da rede operando com falta 3LG no Local 1 sem GDFV
12	Simulação da rede operando com falta 3LG no Local 1 com GDFV
13	Simulação da rede operando com falta 3LG no Local 2 sem GDFV
14	Simulação da rede operando com falta 3LG no Local 2 com GDFV
15	Simulação da rede operando com falta 3LG no Local 3 sem GDFV
16	Simulação da rede operando com falta 3LG no Local 3 com GDFV
17	Simulação da rede operando com falta LG na fase A no Local 1 sem GDFV
18	Simulação da rede operando com falta LG na fase A no Local 1 com GDFV
19	Simulação da rede operando com falta LG na fase A no Local 2 sem GDFV
20	Simulação da rede operando com falta LG na fase A no Local 2 com GDFV
21	Simulação da rede operando com falta LG na fase A no Local 3 sem GDFV
22	Simulação da rede operando com falta LG na fase A no Local 3 com GDFV

Fonte: Produção do próprio autor.

Para a realização das simulações foi utilizado o ambiente computacional Simulink[®] do *software* Matlab[®] com o modo de simulação do tipo *Phasor*, este é ideal para simulações em regime permanente, onde o interesse é apenas nas mudanças na magnitude e fase de todas as tensões e regimes, ele utiliza resoluções algébricas simples relacionando fasores de tensão e corrente, não necessitando assim de resolver todas as equações diferenciais de um modelo de espaço de estado complexo, tornando a simulação muito mais rápida de executar ao custo de fornecer a solução apenas em uma determinada frequência (MATHWORKS, 2021). Porém isso não será problema para as análises, visto que todas as simulações serão feitas em regime permanente considerando apenas frequência de operação nominal do sistema elétrico brasileiro 60 Hz.

6 RESULTADOS E ANÁLISES

Ao todo foram realizadas 22 simulações distintas, conforme citadas no Quadro 9. Foram gastos aproximadamente 3 horas para realização de todas as simulações, mesmo utilizando um modelo de GFV 120 vezes mais rápido que o modelo em nível de chaveamento.

Para uma análise mais detalhada e melhor compreensão dos dados obtidos, os resultados foram divididos em grupos: análise do perfil de tensão em diferentes níveis de carregamento, análise das correntes em faltas simétricas (3LG) e assimétricas (LG).

6.1 Perfis de tensões em condições normais de operação

Nessa seção serão analisados os níveis de tensão ao longo do *123-Node Test Feeder* com 100, 75, 50, 25, 0% de utilização da carga instalada, com e sem GDFV, verificando se seus valores estão dentro dos aceitáveis fornecidos pelo módulo 8 do PRODIST apresentados no Quadro 10.

6.1.1 Operando com 100% de utilização da carga instalada

Simulou-se a rede operando em 100% de utilização da carga instalada e sem GDFV, o tempo de simulação foi de 52 segundos aproximadamente, e os resultados obtidos em níveis de tensão estão presentes na Tabela 18 do Apêndice C.

O nível mínimo de tensão encontrada foi de 0,8991 pu na fase “A” do barramento 114, este que corresponde a um dos pontos mais distantes da rede, e o máximo foi de 0,9773 pu na fase “B” do barramento 150, como era de se esperar visto que este se situa no ponto mais próximo da subestação de alimentação da rede, e o valor médio de tensão de toda a rede corresponde a 0,939 pu.

Também foi feita simulação da rede operando com 100% de utilização da carga instalada e todos os geradores FV fornecendo a potência máxima nominal de sua respectiva carga acoplada, o tempo de simulação foi de 13 minutos aproximadamente, e os resultados obtidos em níveis de tensão estão presentes na Tabela 19 do Apêndice C.

Para essa nova situação, o nível mínimo de tensão foi de 0,9534 pu na fase “A” do barramento 114, e o máximo foi de 0,9872 pu na fase “C” do barramento 83, e o valor médio de tensão de toda a rede corresponde a 0,9708 pu.

Como todas as simulações apresentadas nesse trabalho ocorreram em uma rede operando a 4,16 kV, as faixas aceitáveis, precárias e críticas que regem a qualidade de atendimento em níveis de tensão são apresentados no Quadro 10.

Quadro 10 – Qualidade da tensão de atendimento para a rede operando em 4,16 kV

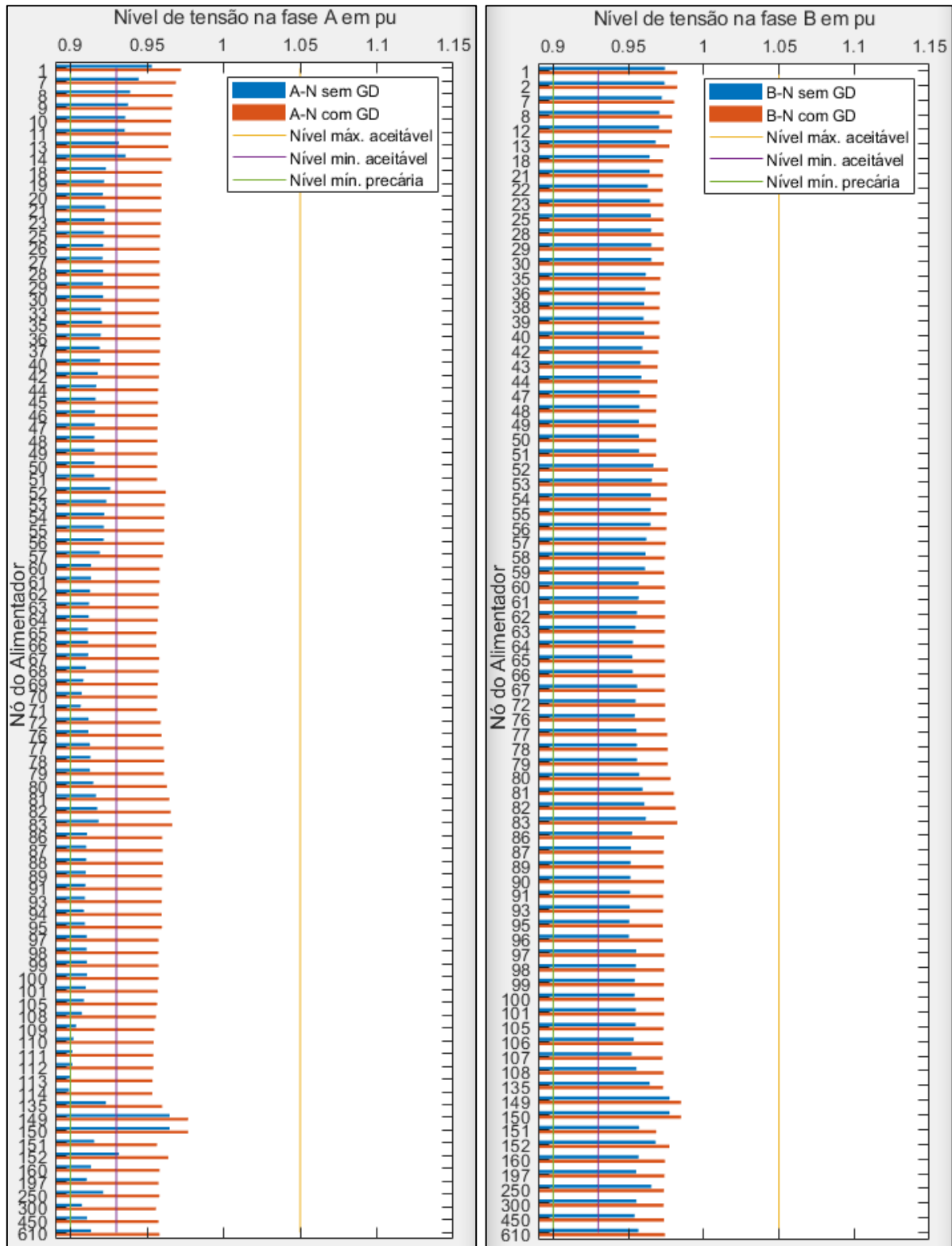
Qualidade da tensão de atendimento	Tensão nominal de operação da rede 4,16 kV
Adequada	$0,93(pu) \leq V(pu) \leq 1,05(pu)$
Precária	$0,90(pu) \leq V(pu) < 0,93(pu)$
Crítica	$V(pu) < 0,90(pu)$ ou $V(pu) > 1,05(pu)$

Fonte: Agência Nacional De Energia Elétrica (2021)

Nota: Adaptado pelo autor.

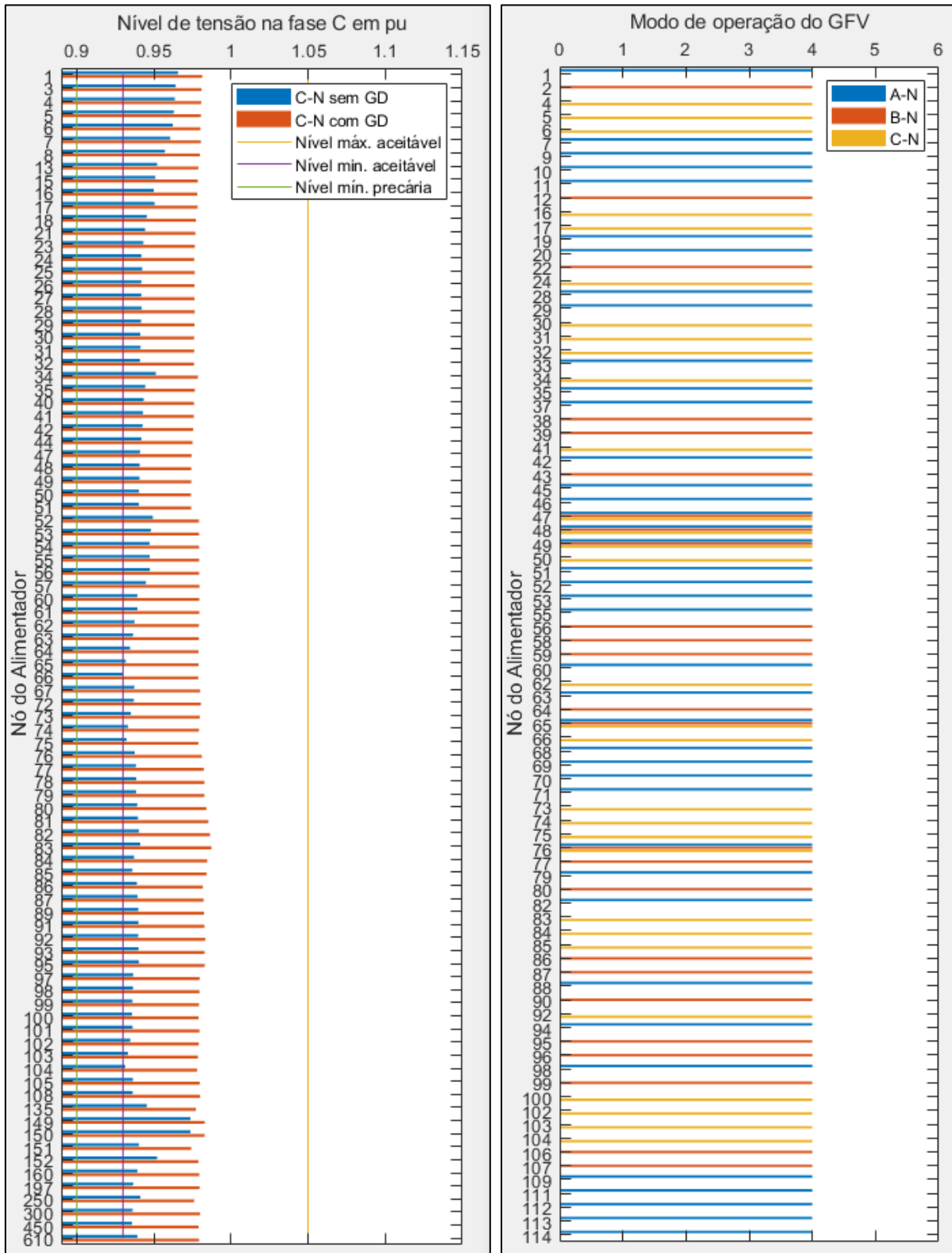
Tendo essas faixas de valores como embasamento para a análise e os dados das Tabelas 18 e 19, para melhor visualização, elaborou-se os Gráfico 6 e 7, estes que apresentam os níveis de tensão em pu de cada nó da rede operando com 100% de utilização da carga instalada, com e sem GD. E também no Gráfico 7 temos os modos de operação de cada gerador FV para esse cenário proposto de carregamento.

Gráfico 6 – Níveis de tensão em pu na fase “A” e “B”, respectivamente, em cada nó da rede de distribuição operando em 100% de utilização da carga instalada com/sem GD



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 7 – Níveis de tensão em pu na fase “C” em cada nó da rede de distribuição operando em 100% de utilização da carga instalada com/sem GD e os modos de operação dos geradores FV



Fonte: Produção do próprio autor.

Ao comparar as duas situações, com e sem GDFV, em termos de valores médios, a presença dos geradores, para o dado cenário proposto, apresentou um acréscimo de 3,38% nos valores médios dos módulos dos níveis de tensão, trazendo assim para valores mais próximos de 1 pu, valor esse desejável para operação e correto funcionamento das cargas conectadas a rede. Quando analisamos os Gráficos 6 e 7, para a situação sem GD, temos diversos pontos da rede que, segundo o Quadro 10, estão operando abaixo do nível aceitável, em situações de classificação precária e até mesmo crítica, e esses mesmos pontos quando simulados com a presença dos geradores atingem a classificação aceitável.

Para levantar um quantitativo preciso, contabilizou-se cada fase individualmente do sistema como um ponto da rede, ou seja, nos nós onde haviam 3 fases, foi considerado 3 pontos de tensões. Ao todo, para a simulação sem GD, foi contabilizado 181 pontos da rede operando com níveis de tensão aceitáveis, 79 pontos com níveis precários e 2 em nível crítico, quando comparamos com a rede operando com GD, todos os 262 pontos da rede passaram a operar em nível aceitável, portanto podemos dizer que a presença da geração trouxe uma melhora significativa.

Vale ressaltar que a maioria dos pontos da rede operando sem GD, onde houveram os casos de níveis precários e críticos se encontram na fase “A”, fato esse plausível, visto que o modelo possui um carregamento desbalanceado com maior concentração de cargas na fase em questão.

Além disso, é possível notar pelo Gráfico 7 que todos os geradores operam no modo 4, ou seja, fornecendo energia com fator de potência unitário, fato este que ocorre devido aos valores das tensões de acoplamento V_{pac} estarem entre 0,8 pu e 1 pu.

6.1.2 Operando com 75% de utilização da carga instalada

Simulou-se a rede operando em 75% de utilização da carga instalada e sem GDFV, o tempo de simulação foi de 52 segundos aproximadamente, e os resultados obtidos em níveis de tensão estão presentes na Tabela 20 do Apêndice C.

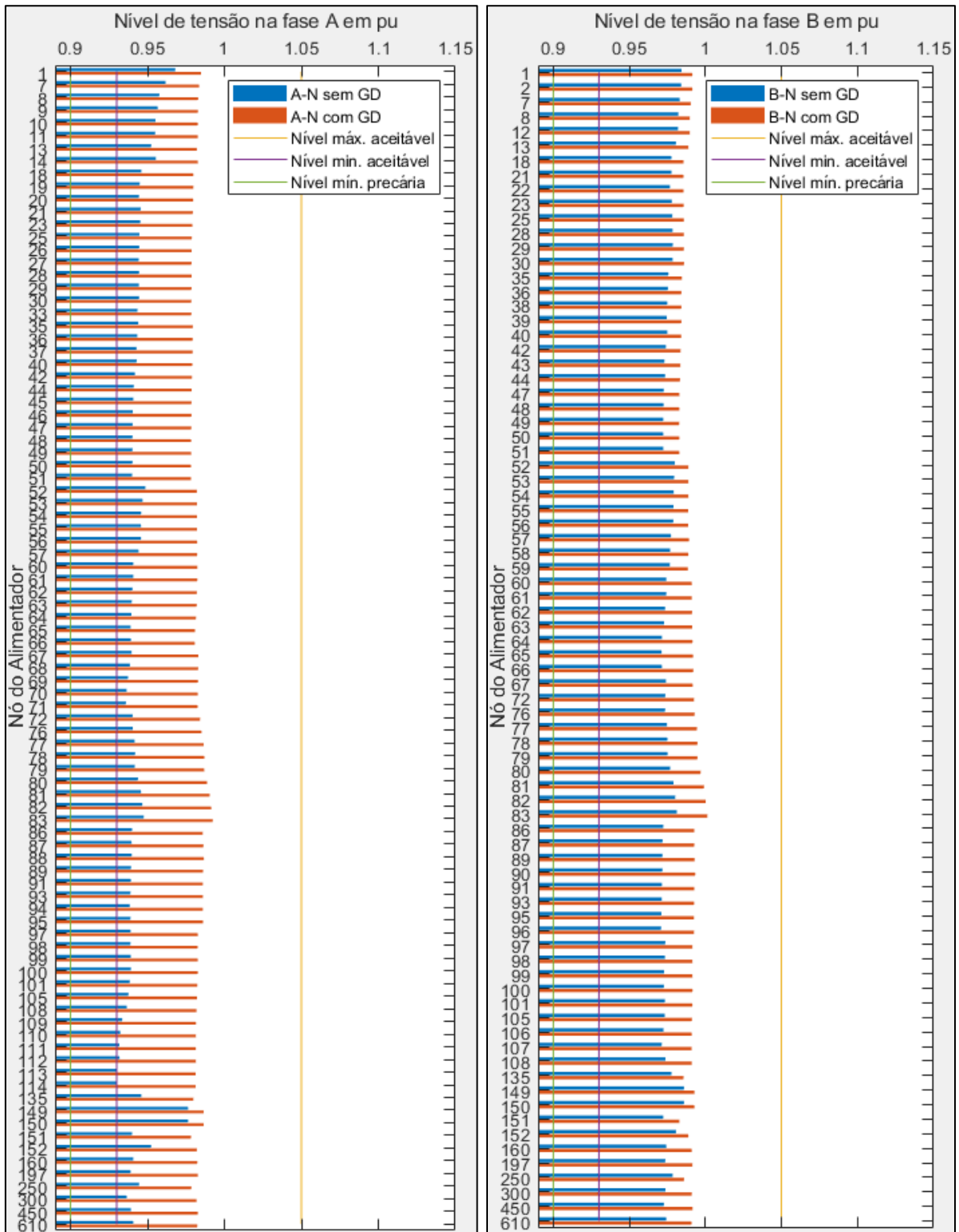
Assim como no caso anterior, o nível mínimo de tensão encontrada foi de 0,93 pu na fase “A” do barramento 114, e o máximo foi de 0,9859 pu na fase “B” do barramento 150, e o valor médio de tensão de toda a rede corresponde a 0,95973 pu.

Também foi feita simulação da rede nas mesmas condições de carregamento, porém agora todos com todos os geradores FV fornecendo a potência máxima nominal de sua respectiva carga acoplada, o tempo de simulação foi de 13 minutos aproximadamente, e os resultados obtidos em níveis de tensão estão presentes na Tabela 21 do Apêndice C.

Para essa nova situação, o nível mínimo de tensão foi de 0,9782 pu na fase “A” do barramento 151, e o máximo foi de 1,0087 pu na fase “C” do barramento 83, e o valor médio de tensão de toda a rede corresponde a 0,9896 pu.

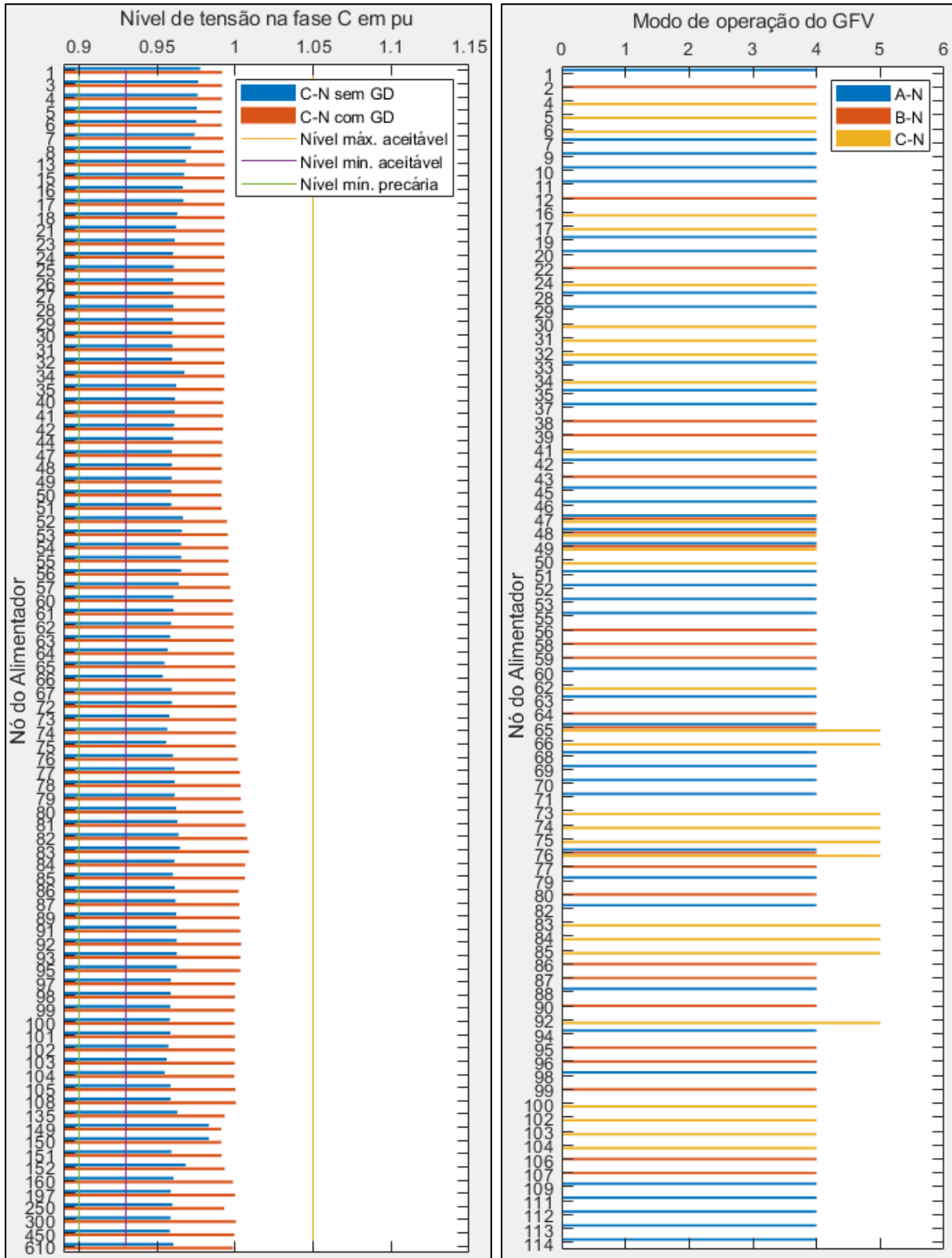
Assim como no caso anterior, utilizando dos valores das Tabelas 20 e 21, elaborou-se os Gráficos 8 e 9. estes que apresentam os níveis de tensão em pu de cada nó da rede operando com 100% de utilização da carga instalada, com e sem GD. Também a partir do Gráfico 9 temos os modos de operação de cada gerador FV para esse cenário proposto de carregamento.

Gráfico 8 – Níveis de tensão em pu na fase “A” e “B”, respectivamente, em cada nó da rede de distribuição operando em 75% de utilização da carga instalada com/sem GD



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 9 – Níveis de tensão em pu na fase “C” em cada nó da rede de distribuição operando em 75% de utilização da carga instalada com/sem GD e os modos de operação dos geradores FV



Fonte: Produção do próprio autor.

Ao comparar as duas situações, com e sem GDFV, em termos de valores médios, a presença dos geradores, para o dado cenário proposto, apresentou um acréscimo de 3,11% nos valores médios dos módulos dos níveis de tensão. Quando analisamos os Gráficos 8 e 9, com ou sem GD, todos os pontos da rede se situam em níveis aceitáveis, porém é perceptível que os níveis de tensões estão bem mais próximos dos valores nominais das cargas.

Como a utilização das cargas passam a ser de 75%, as perdas nas linhas de distribuição diminuem, logo as quedas de tensões entre os nós se reduzem, e, portanto, os níveis de tensões se tornam maiores, isso ocorre tanto na simulação com quanto na simulação sem GD. É possível notar pelo Gráfico 9, que alguns geradores estão operando, para esse cenário, no modo 5 na fase “C”, modo este que além de fornecer potência ativa também consome potência reativa, com o intuito de reduzir os níveis de tensão que ultrapassam o valor de 1 pu.

Era de se esperar que modo de operação 5 começaria a atuar na fase “C”, conforme demonstrado na Tabela 1, dentre todas as fases, possui o menor carregamento.

6.1.3 Operando com 50% de utilização da carga instalada

Simulou-se a rede operando em 50% de utilização da carga instalada e sem GDFV, o tempo de simulação foi de 52 segundos aproximadamente, e os resultados obtidos em níveis de tensão estão presentes na Tabela 22 do Apêndice C.

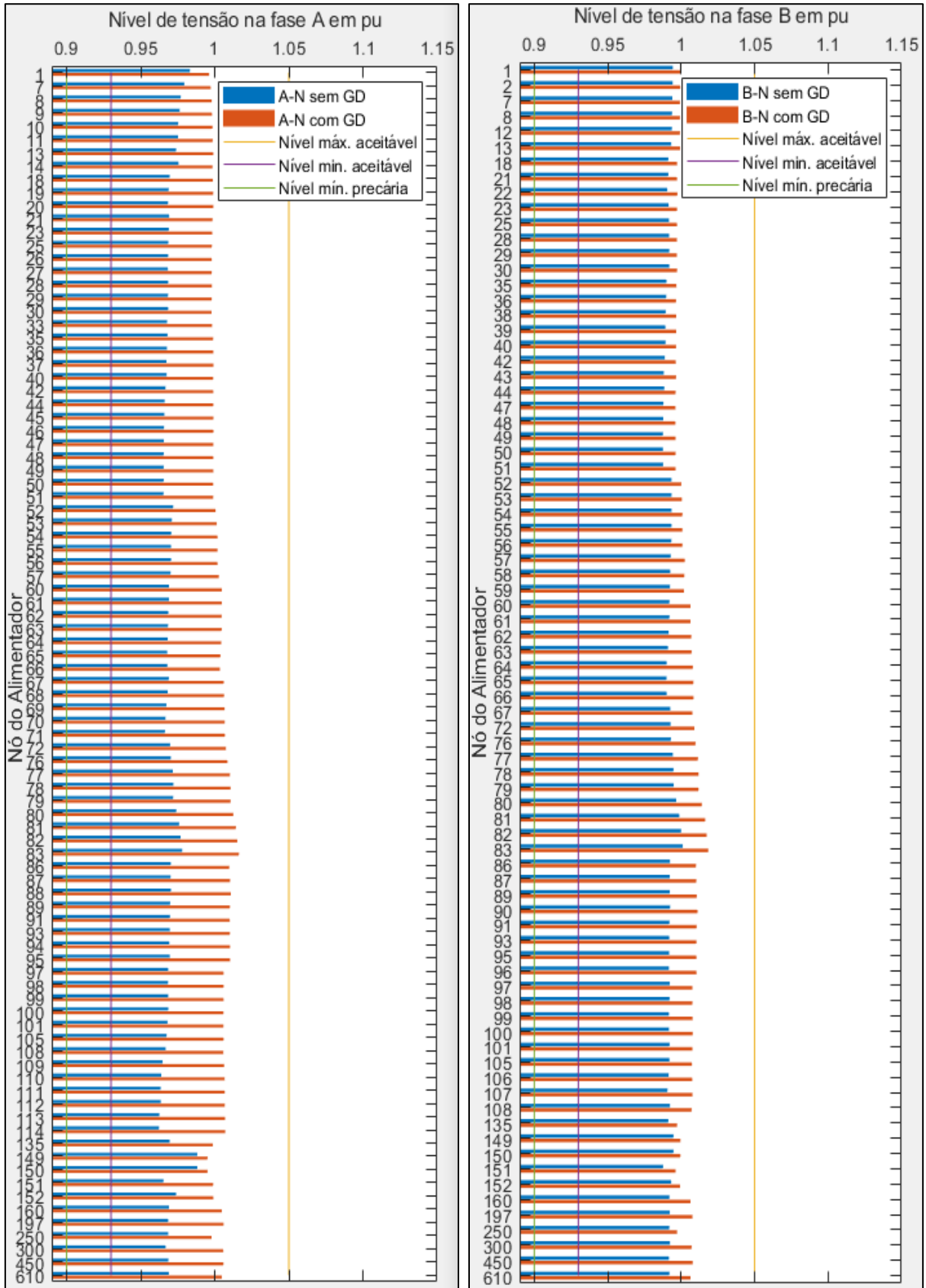
O nível mínimo de tensão encontrada foi de 0,9623 pu na fase “A” do barramento 114, e o máximo foi de 1,001 pu na fase “B” do barramento 83, como era de se esperar visto que este se situa no ponto mais próximo da subestação de alimentação da rede, e o valor médio de tensão de toda a rede corresponde a 0,9810 pu.

Também foi feita simulação da rede nas mesmas condições de carregamento, porém agora todos com todos os geradores FV fornecendo a potência máxima nominal de sua respectiva carga acoplada, o tempo de simulação foi de 13 minutos aproximadamente, e os resultados obtidos em níveis de tensão estão presentes na Tabela 23 do Apêndice C.

Para essa nova situação, o nível mínimo de tensão foi de 0,9951 pu na fase “A” do barramento 149, e o máximo foi de 1,0245 pu na fase “C” do barramento 83, e o valor médio de tensão de toda a rede corresponde a 1,0058 pu.

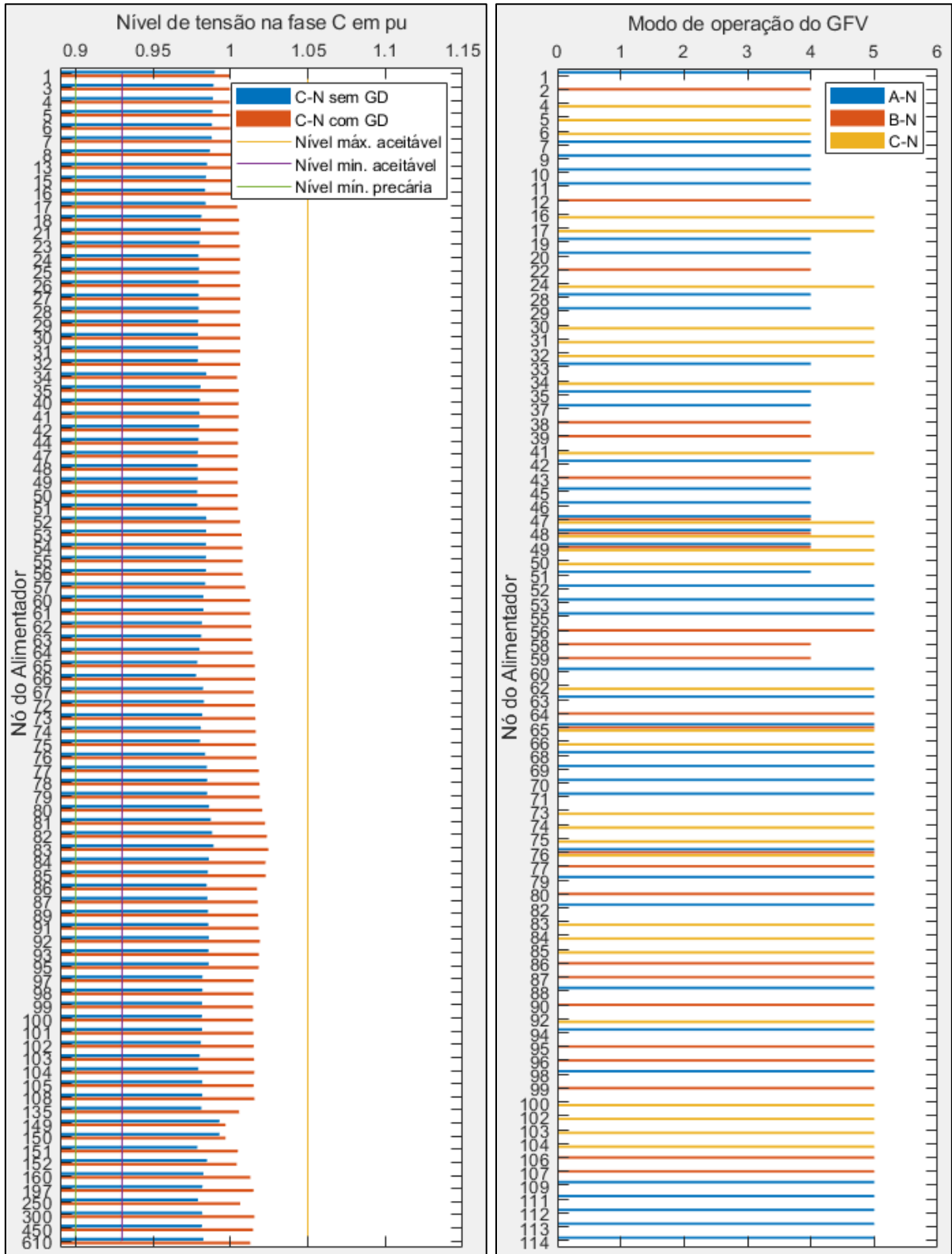
A partir das faixas de valores fornecidas pelo Quadro 10 e os dados das Tabelas 22 e 23, para melhor visualização, elaborou-se os Gráficos 10 e 11, estes que apresentam os níveis de tensão em pu de cada nó da rede operando com 50% de utilização da carga instalada, com e sem GD. Também no Gráfico 11 temos os modos de operação de cada gerador FV para esse cenário proposto de carregamento.

Gráfico 10 – Níveis de tensão em pu na fase “A” e “B”, respectivamente, em cada nó da rede de distribuição operando em 50% de utilização da carga instalada com/sem GD



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 11 – Níveis de tensão em pu na fase “C” em cada nó da rede de distribuição operando em 50% de utilização da carga instalada com/sem GD e os modos de operação dos geradores FV



Fonte: Produção do próprio autor.

Ao comparar as situações com e sem GDFV, em termos de valores médios, a presença dos geradores, para o dado cenário proposto, apresentou um acréscimo de 2,53% nos valores médios dos módulos dos níveis de tensão. Quando analisamos os Gráficos 10 e 11, com ou sem GD, todos os pontos da rede se situam em níveis aceitáveis, porém assim como nos casos anteriores os geradores contribuem para uma elevação nos níveis de tensão.

Assim como no caso de 75% de utilização, os níveis de tensões se elevam, visto que as perdas nas linhas de distribuição diminuem, isso ocorre na simulação com e sem GD. Dessa forma, vários pontos da rede atingem valores acima de 1 pu, e como pode ser visto no Gráfico 11, muitos geradores começam a operar no modo 5 em todas as fases, também com o intuito de reduzir os níveis de tensões.

6.1.4 Operando com 25% de utilização da carga instalada

Simulou-se a rede operando em 25% de utilização da carga instalada e sem GDFV, o tempo de simulação foi de 52 segundos aproximadamente, e os resultados obtidos em níveis de tensão estão presentes na Tabela 24 do Apêndice C.

O nível mínimo de tensão encontrada foi de 0,9917 pu na fase “A” do barramento 51, e o máximo foi de 1,021 pu na fase “B” do barramento 83, e o valor médio de tensão de toda a rede corresponde a 1,0029 pu.

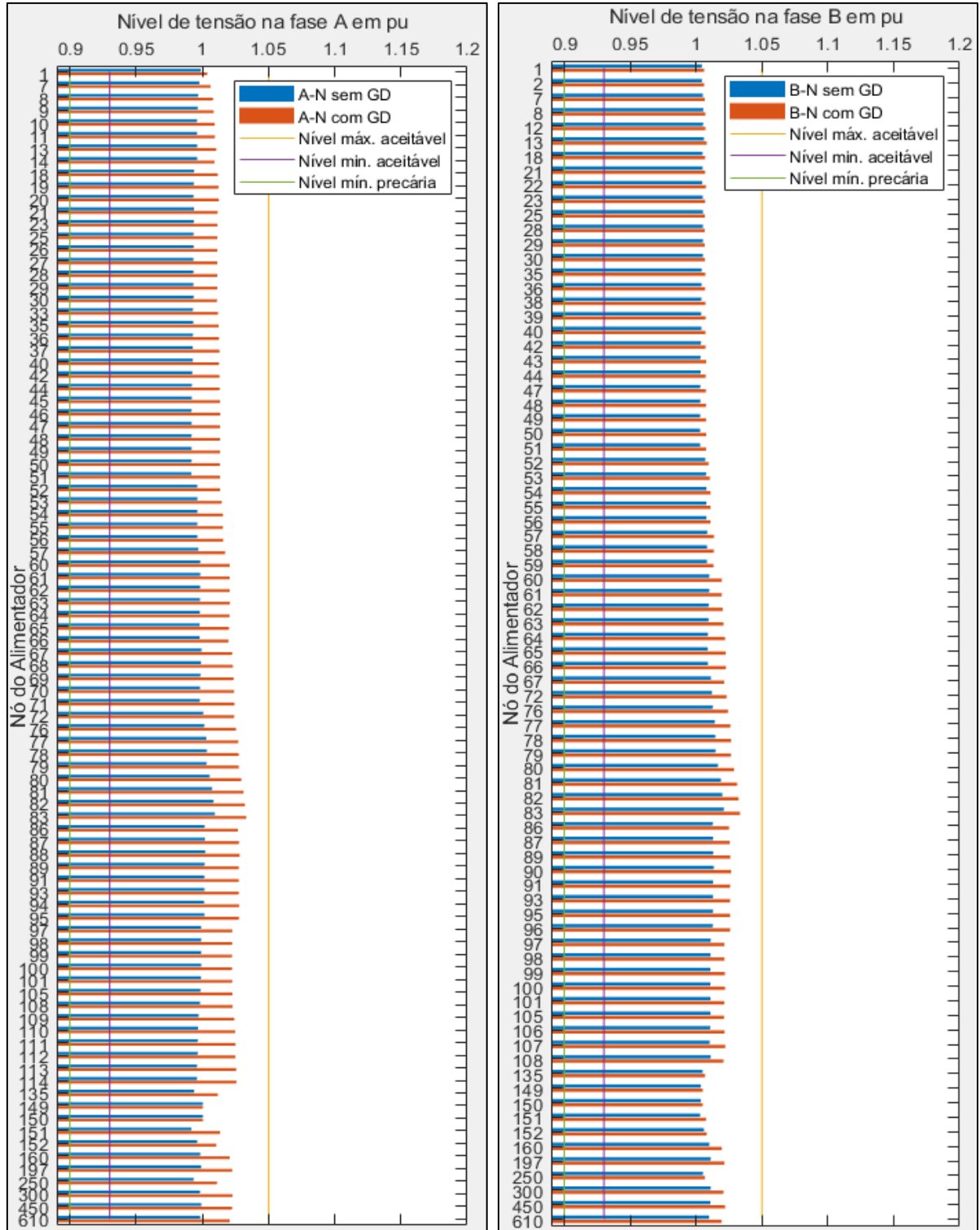
Também foi feita simulação da rede operando com 25% de utilização da carga instalada e todos os geradores FV fornecendo a potência máxima nominal de sua respectiva carga acoplada, o tempo de simulação foi de 13 minutos aproximadamente, e os resultados obtidos em níveis de tensão estão presentes na Tabela 25 do Apêndice C.

Para essa nova situação, o nível mínimo de tensão foi de 1,0003 pu na fase “A” do barramento 149, e o máximo foi de 1,0409 pu na fase “C” do barramento 83, e o valor médio de tensão de toda a rede corresponde a 1,0193 pu.

De forma análoga aos casos anteriores, porém com os dados das Tabelas 24 e 25, elaborou-se os Gráficos 12 e 13, estes que apresentam os níveis de tensão em pu de cada nó da rede operando

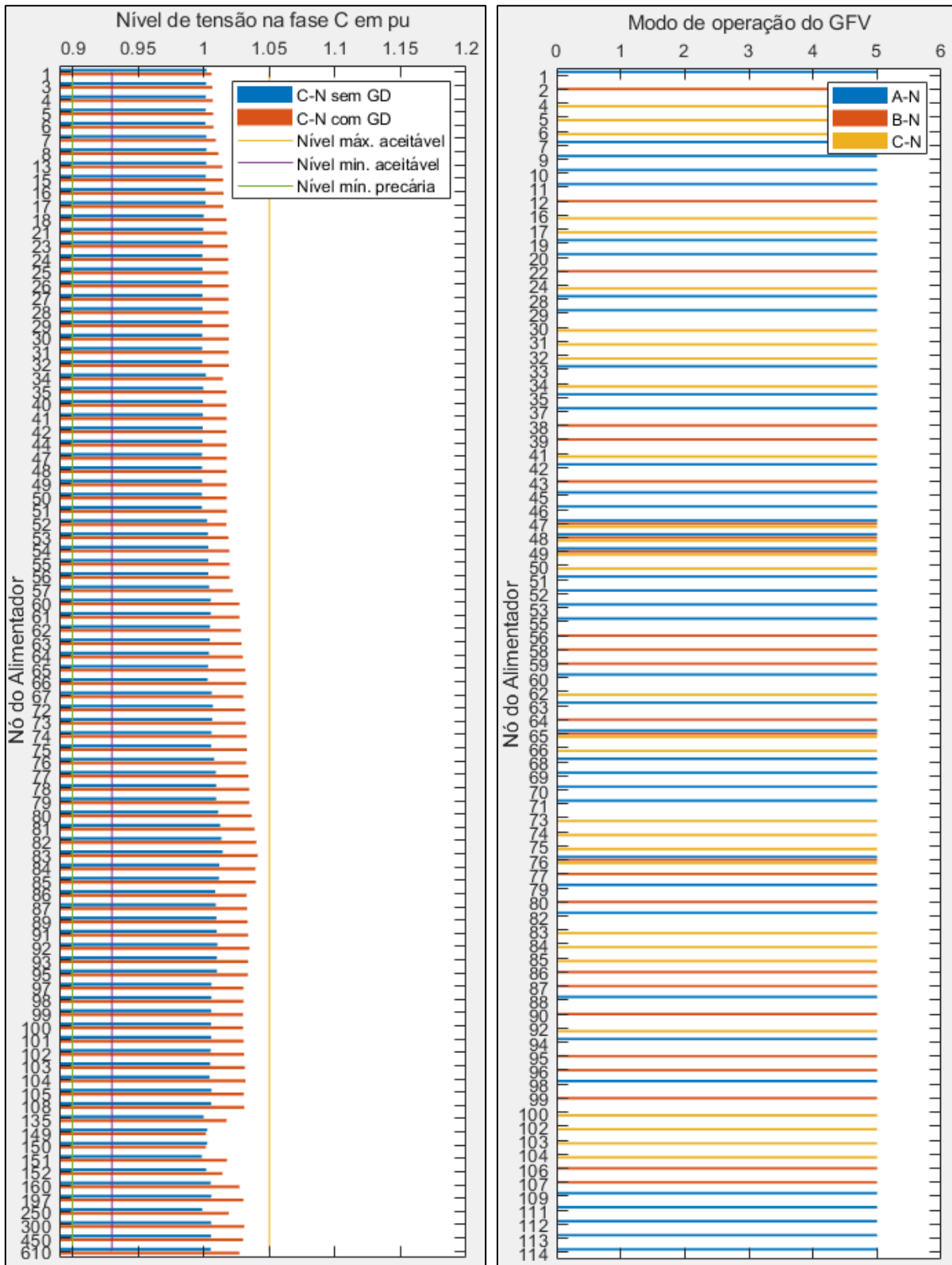
com 25% de utilização da carga instalada, com e sem GD. Também no Gráfico 13 temos os modos de operação de cada gerador FV para esse cenário proposto de carregamento.

Gráfico 12 – Níveis de tensão em pu na fase “A” e “B”, respectivamente, em cada nó da rede de distribuição operando em 25% de utilização da carga instalada com/sem GD



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 13 – Níveis de tensão em pu na fase “C” em cada nó da rede de distribuição operando em 25% de utilização da carga instalada com/sem GD e os modos de operação dos geradores FV



Fonte: Produção do próprio autor.

Analisando as situações com e sem GDFV, em termos de valores médios, a presença dos geradores, para o dado cenário proposto, apresentou um acréscimo de 1,63% nos valores médios dos módulos dos níveis de tensão. Temos a partir dos Gráficos 12 e 13, com ou sem GD, que todos os pontos da rede se situam em níveis aceitáveis, e também verificamos a contribuição na elevação dos níveis de tensão ao longo da rede na presença dos geradores.

Assim como nos casos de 75% e 50% de utilização, os níveis de tensões sofrem elevação, visto que as perdas nas linhas de distribuição diminuem, isso ocorre na simulação com e sem GD. Como a rede fica com um carregamento cada vez menor, e os geradores fornecendo mais potência que o sistema precisa, todos os pontos da rede operando com GD assumem valores maiores que 1 pu, e como pode ser visto no Gráfico 13, todos os geradores começam a operar no modo 5, com o intuito de reduzir os níveis de tensões para manter a rede operando em seu valor nominal.

6.1.5 Operando com 0% de utilização da carga instalada

Simulou-se a rede operando em 0% de utilização da carga instalada e sem GDFV, o tempo de simulação foi de 52 segundos aproximadamente, e os resultados obtidos em níveis de tensão estão presentes na Tabela 26 do Apêndice C.

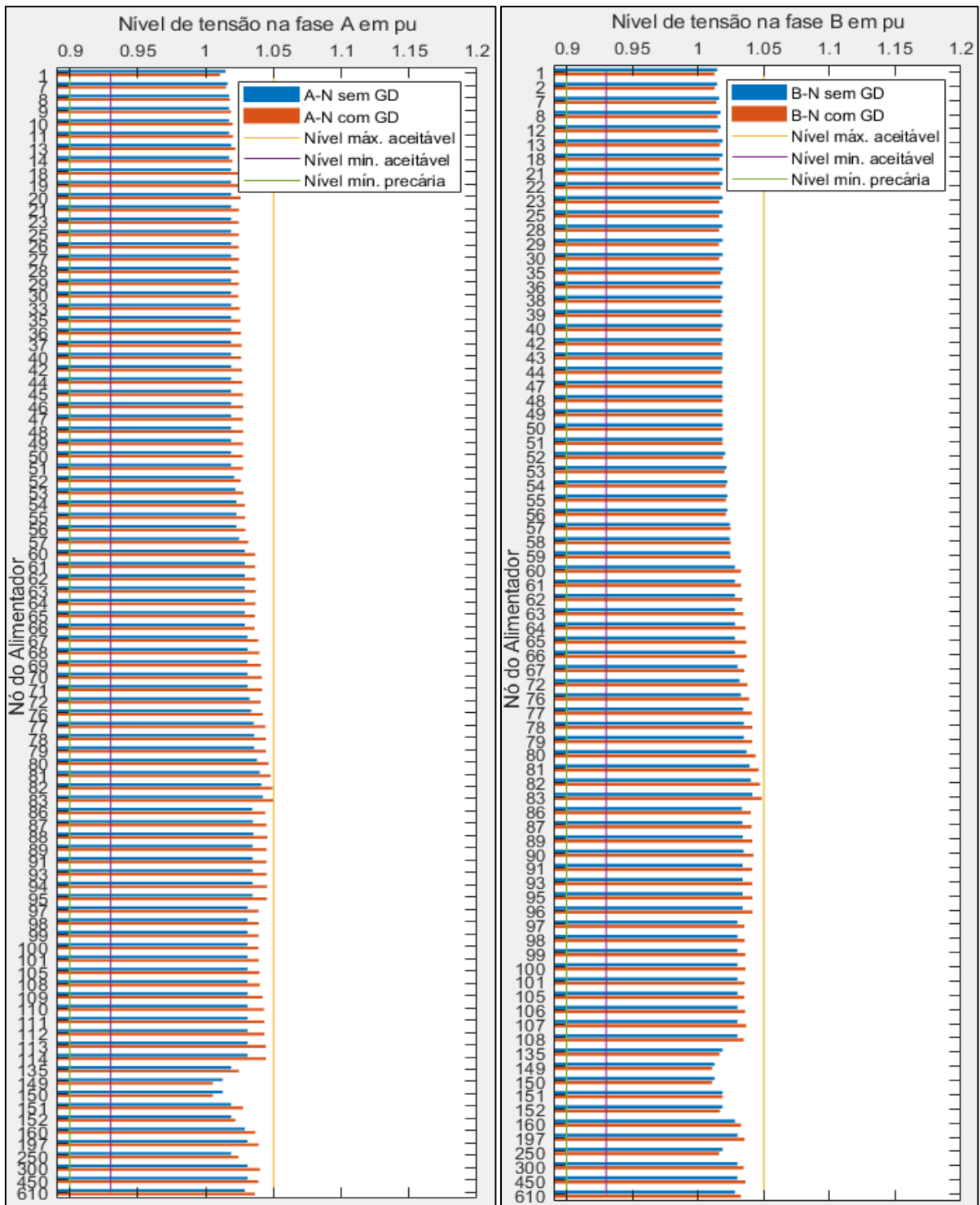
O nível mínimo de tensão encontrada foi de 1,0125 pu na fase “A” do barramento 149, e o máximo foi de 1,0422 pu na fase “A” do barramento 83, e o valor médio de tensão de toda a rede corresponde a 1,0255 pu.

Também foi feita simulação da rede operando com 0% de utilização da carga instalada e todos os geradores FV fornecendo a potência máxima nominal de sua respectiva carga acoplada, o tempo de simulação foi de 13 minutos aproximadamente, e os resultados obtidos em níveis de tensão estão presentes na Tabela 27 do Apêndice C.

Para essa nova situação, o nível mínimo de tensão foi de 1,0052 pu na fase “A” do barramento 149, e o máximo foi de 1,0577 pu na fase “C” do barramento 83, e o valor médio de tensão de toda a rede corresponde a 1,0327 pu.

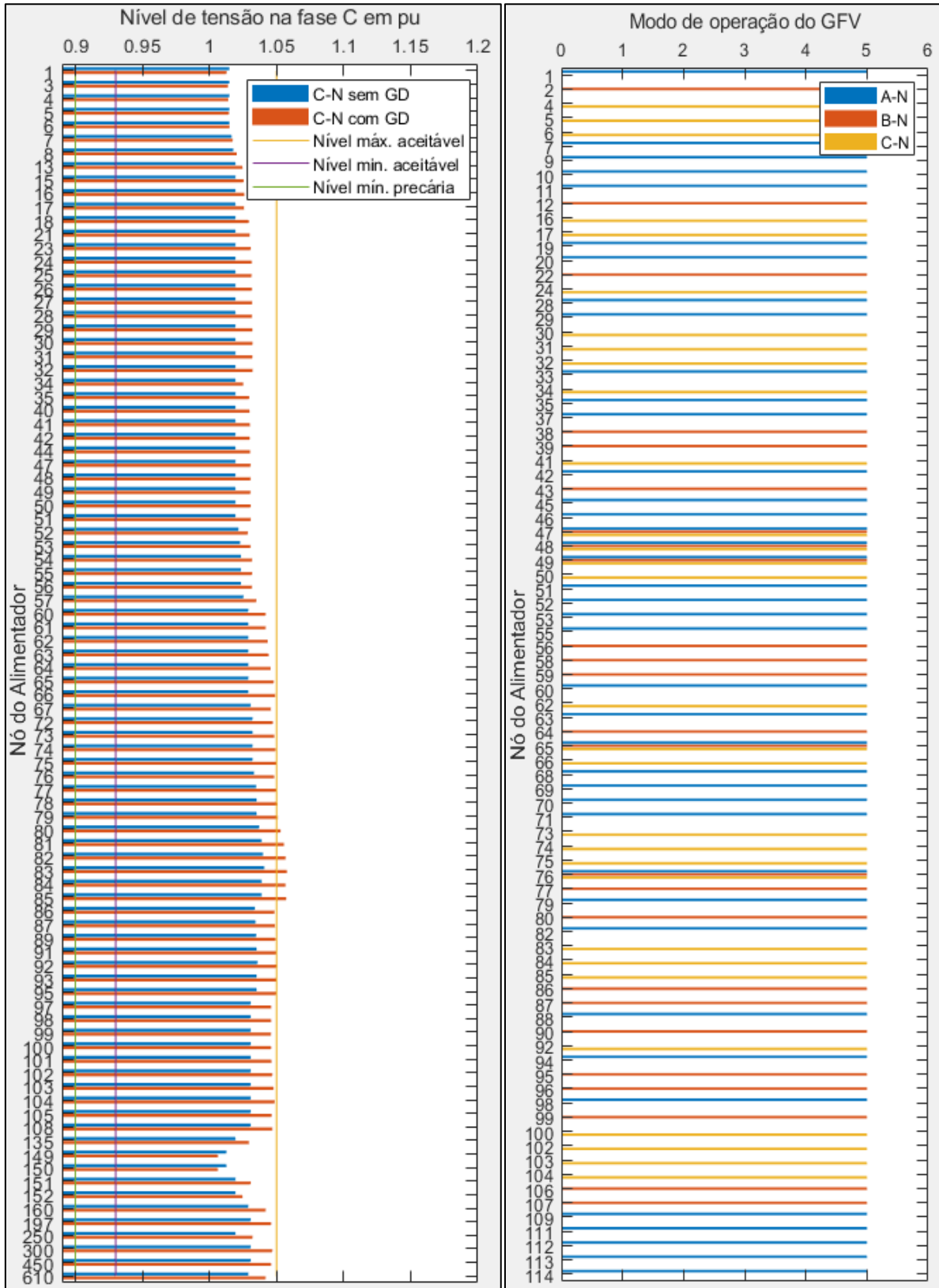
Com os dados das Tabelas 26 e 27, elaborou-se os Gráficos 14 e 15, estes que apresentam os níveis de tensão em pu de cada nó da rede operando com 0% de utilização da carga instalada, com e sem GD. E no Gráfico 15 temos os modos de operação de cada gerador FV.

Gráfico 14 – Níveis de tensão em pu na fase “A” e “B”, respectivamente, em cada nó da rede de distribuição operando em 0% de utilização da carga instalada com/sem GD



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 15 – Níveis de tensão em pu na fase “C” em cada nó da rede de distribuição operando em 0% de utilização da carga instalada com/sem GD e os modos de operação dos geradores FV



Fonte: Produção do próprio autor.

Por fim, um dos casos mais extremos de operação, nas situações com e sem GDFV, em termos de valores médios, a presença dos geradores, para o dado cenário proposto, apresentou um acréscimo de 0,71% nos valores médios dos módulos dos níveis de tensão. Temos a partir dos Gráficos 14 e 15, para a situação sem GD, todos os 262 pontos da rede operam em níveis aceitáveis, porém quando simulou-se com GD, 11 de todos os pontos estavam na faixa de classificação precária, indicando assim para esse cenário uma contribuição negativa para o sistema de distribuição.

É importante frisar que esse cenário proposto é um dos mais extremos, pois todo o sistema opera com geração máxima e nenhuma utilização por parte das cargas, na prática isso seria bem raro de acontecer visto que estamos constantemente usufruindo da energia.

As perdas nas linhas são praticamente nulas, com e sem GD, dessa forma os níveis de tensões adquirem valores elevados, mesmo na situação sem geração, justificado pela presença dos bancos de capacitores conectados nos barramentos 83, 88, 90 e 92, e isso pode ser confirmado quando analisamos os valores obtidos para esses locais.

Assim como no caso de 25% de carregamento, todos os pontos da rede operando com GD assumem valores maiores que 1 pu, com o intuito de reduzir os níveis de tensões para manter a rede operando em seu valor nominal, todos os geradores começam a operar no modo 5, como pode ser visto no Gráfico 15.

6.2 Nível das correntes em faltas Simétricas (3LG)

Nesta seção serão analisadas as faltas simétricas, estas que são responsáveis pelo cenário mais severo no quesito de nível de corrente máxima nos alimentadores. As faltas foram aplicadas individualmente em cada um dos nós 13, 67 e 96 do *123-Node Distribution Test Feeder*.

6.2.1 Local 1

Foi aplicado uma falta 3LG no Local 1, comparando com os outros dois locais, esta é mais distante da subestação, situada no nó 95 a 1,84 km de distância do mesmo, a rede operava com 100% de utilização da carga instalada e sem GDFV, o tempo de simulação foi de 49 segundos aproximadamente. Os resultados obtidos em níveis de corrente ao longo da rede estão presentes na Tabela 2 a seguir.

Tabela 2 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima 3LG no Local 1 encontradas na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando sem GDFV

Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere		
	A	B	C		A	B	C		A	B	C
149-1	2326,2	2309,3	2395,8	53-54	2170,3	2215,5	2275,2	76-77	2123,6	2171,2	2225,1
1-2		6,4		54-55	4,4	4,8	0	76-86	2123,6	2169,8	2225,1
1-3			31,2	54-57	2167	2211,4	2275,2	86-87	2,4		
1-7	2315,9	2303,9	2370,3	57-58		8,8		87-88	2124,3	2167,9	2225,1
7-8	2311,1	2303,9	2370,3	57-60	2167	2203,9	2275,2	87-89		1,9	
8-9	28,4			60-62	15,4	19,8	27,6	89-90	2124,3	2168,2	2225,1
8-12		5,9		60-160	2151,2	2187,1	2252,5	89-91			1,3
8-13	2288,4	2298,9	2370,3	160-67	2151,2	2187,1	2252,5	91-92	2124,3	2168,2	2225,1
13-18	129,8	92,4	86,3	67-68	17,1			91-93	0,6		
13-34			26,3	67-97	25,5	18,6	19,9	93-94	2123,9	2168,2	2225,1
13-152	2184,6	2215,5	2275,2	67-72	2119,7	2171,5	2235,8	93-95		0	
152-52	2184,6	2215,5	2275,2	72-73			15,3	95-96	2123,6	2171,2	2225,1
52-53	2177,2	2215,5	2275,2	72-76	2119,7	2171,5	2223				

Fonte: Produção do próprio autor.

As correntes eficazes no exato local da falta em amperes são: 2123,6 para fase “A”, 2171,2 para a fase “B” e 2225,1 para a fase “C”. Para simplificação na apresentação dos resultados, serão mostrados apenas os principais trechos da rede que sofreram o maior impacto com a falta proposta, os demais apresentam valores desprezíveis ou não serão utilizados para as análises.

Também, para o mesmo Local 1, aplicou-se uma falta 3LG, a rede operava com 100% de utilização da carga instalada e todos os geradores FV fornecendo potência igual a máxima da carga instalada, o tempo de simulação foi de 13 minutos aproximadamente. Os resultados obtidos em níveis de corrente ao longo da rede estão presentes na Tabela 3 a seguir.

Tabela 3 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima 3LG no Local 1 encontradas na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando com GDFV

Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere		
	A	B	C		A	B	C		A	B	C
149-1	2076,9	2094,7	2117,4	53-54	2167,1	2142,7	2193,1	76-77	69,9	69,9	70,1
1-2		5,8		54-55	10,8	10,2	0	76-86	2434,4	2392,2	2535,4
1-3			29,4	54-57	2173,4	2150,3	2193,1	86-87	2434,4	2404	2535,4
1-7	2076,9	2095,6	2120,9	57-58		23,8		87-88	32,1		
7-8	2077,8	2095,6	2120,9	57-60	2173,4	2169,5	2193,1	87-89	2457,5	2428,5	2535,4
8-9	35,2			60-62	45,8	69,7	121,4	89-90		32,3	
8-12		6,9		60-160	2204,7	2225,7	2289,2	89-91	2457,5	2455,5	2535,4

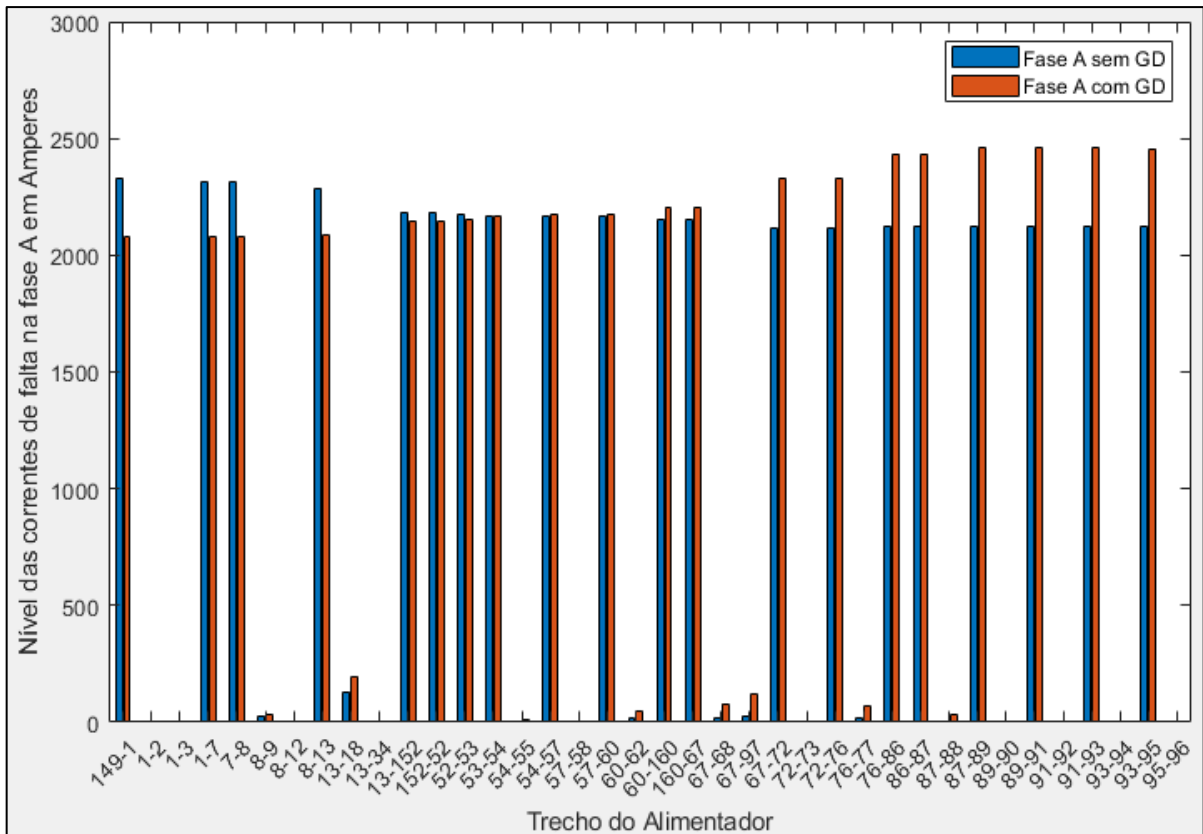
8-13	2085,4	2098,5	2120,9	160-67	2204,7	2225,7	2289,2	91-92		1,5	
13-18	197,7	108,8	122,8	67-68	79,9			91-93	2457,5	2455,5	2535,5
13-34			39,5	67-97	119,3	79,6	92,3	93-94	0,7		
13-152	2145,9	2142,7	2193,1	67-72	2327,4	2290,6	2362,4	93-95	2457	2455,5	2535,5
152-52	2145,9	2142,7	2193,1	72-73			81,1	95-96		0	
52-53	2155,6	2142,7	2193,1	72-76	2327,4	2290,6	2428,1				

Fonte: Produção do próprio autor.

As correntes eficazes no exato local da falta em amperes são: 2457 A para fase “A”, 2171,2 A para a fase “B” e 2225,1 A para a fase “C”. Vale ressaltar que os sentidos das correntes nos trechos destacados em vermelho estão contribuindo para a corrente de falta.

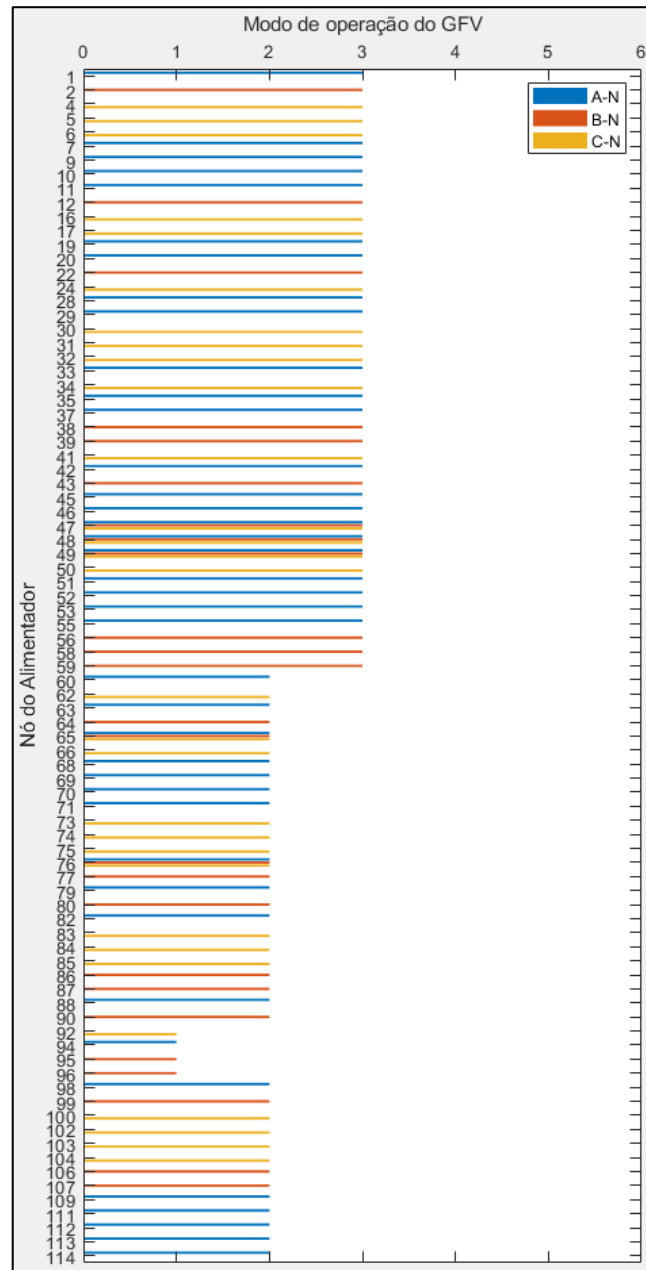
Por se tratar de uma falta simétrica, para todas as fases, a variação das correntes se comportam de forma semelhante, dessa forma optou-se por mostrar, através do Gráfico 16, apenas a variação das correntes na fase “A” para as situações com e sem GDFV. Temos também no Gráfico 17 os modos de operação de cada gerador FV na ocorrência da falta 3LG no Local 1.

Gráfico 16 – Variação nos níveis de corrente da fase “A” pela falta 3LG no Local 1 nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 17 – Modos de operação dos geradores FV instalados na rede na presença da falta 3LG no Local 1



Fonte: Produção do próprio autor.

A partir dos gráficos nota-se que os geradores contribuem de forma significativa nos valores de correntes para a falta 3LG, à medida que nos distanciamos da falta (barramento 95) os geradores operam em sua maioria no modo 3 e 2, dessa forma injetam corrente na rede contribuindo para o acréscimo de 15,68% para a fase “A”, 13,25% para a fase “B” e 13,95% para a fase “C” nos valores de corrente em comparação com a rede operando sem os mesmos.

O modo de operação dos geradores está relacionado com a localização da falta no alimentador, para os geradores mais distantes da falta temos os modos de operação 2 e 3, para os mais próximos o modo 1 ou 2, isso ocorre pois próximo a falta temos uma tensão próxima de 0 pu, e à medida que se aproxima da subestação os valores de tensão nos barramentos vão aumentando. Vale ressaltar que no modo de operação 1 os geradores se desconectam da rede por sua tensão de acoplamento apresentar valores inferiores a 0,1 pu de tensão.

Outro aspecto importante sobre a falta analisada são os níveis de corrente próximos a subestação, os valores chegam a -10,72% para a fase “A”, -9,3% para a fase “B” e -11,62% para a fase “C”, ou seja, existe uma diminuição nos níveis de corrente fornecidas pela subestação, mas que são compensadas pelos geradores FV quando nos aproximamos da falta.

6.2.2 Local 2

Foi aplicado uma falta 3LG no Local 2, local intermediário entre os estudados por este trabalho, situada no nó 67 a 1,17 km de distância do mesmo, a rede operava com 100% de utilização da carga instalada e sem GDFV, o tempo de simulação foi de 50 segundos aproximadamente. Os resultados obtidos em níveis de corrente ao longo da rede estão presentes na Tabela 4 a seguir.

Tabela 4 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima 3LG no Local 2 encontradas na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando sem GDFV

Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere		
	A	B	C		A	B	C		A	B	C
149-1	3310	3418,5	3371,8	13-18	89	62	58	57-58	3,9		
1-2	5			13-34	17,7			57-60	3199,1	3349,8	3291,2
1-3			24,7	13-152	3209,2	3355,4	3291,2	60-62	2,6	3,5	4,9
1-7	3301,7	3414,4	3352,6	152-52	3209,2	3355,4	3291,2	60-160	3196,2	3346,6	3286,7
7-8	3298	3414,4	3352,6	52-53	3204,7	3355,4	3291,2	160-67	3196,2	3346,6	3286,7
8-9	20,9			53-54	3200,8	3355,4	3291,2	67-68	0		
8-12	4,2			54-55	2,4	2,6	0	67-97	0	0	0
8-13	3281,2	3410,9	3352,6	54-57	3199,1	3353,1	3291,2	67-72	0	0	0

Fonte: Produção do próprio autor.

As correntes eficazes no exato local da falta em amperes são: 3196,2 para fase “A”, 3346,6 para a fase “B” e 3286,7 para a fase “C”. Para simplificação na apresentação dos resultados, serão

mostrados apenas os principais trechos da rede que sofreram o maior impacto com a falta proposta, os demais apresentam valores desprezíveis ou não serão utilizados para as análises.

Também, para o mesmo Local 2, aplicou-se uma falta 3LG, a rede operava com 100% de utilização da carga instalada e todos os geradores FV fornecendo potência igual a máxima da carga instalada, o tempo de simulação foi de 13 minutos aproximadamente. Os resultados obtidos em níveis de corrente ao longo da rede estão presentes na Tabela 5 a seguir.

Tabela 5 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima 3LG no Local 2 encontradas na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando com GDFV

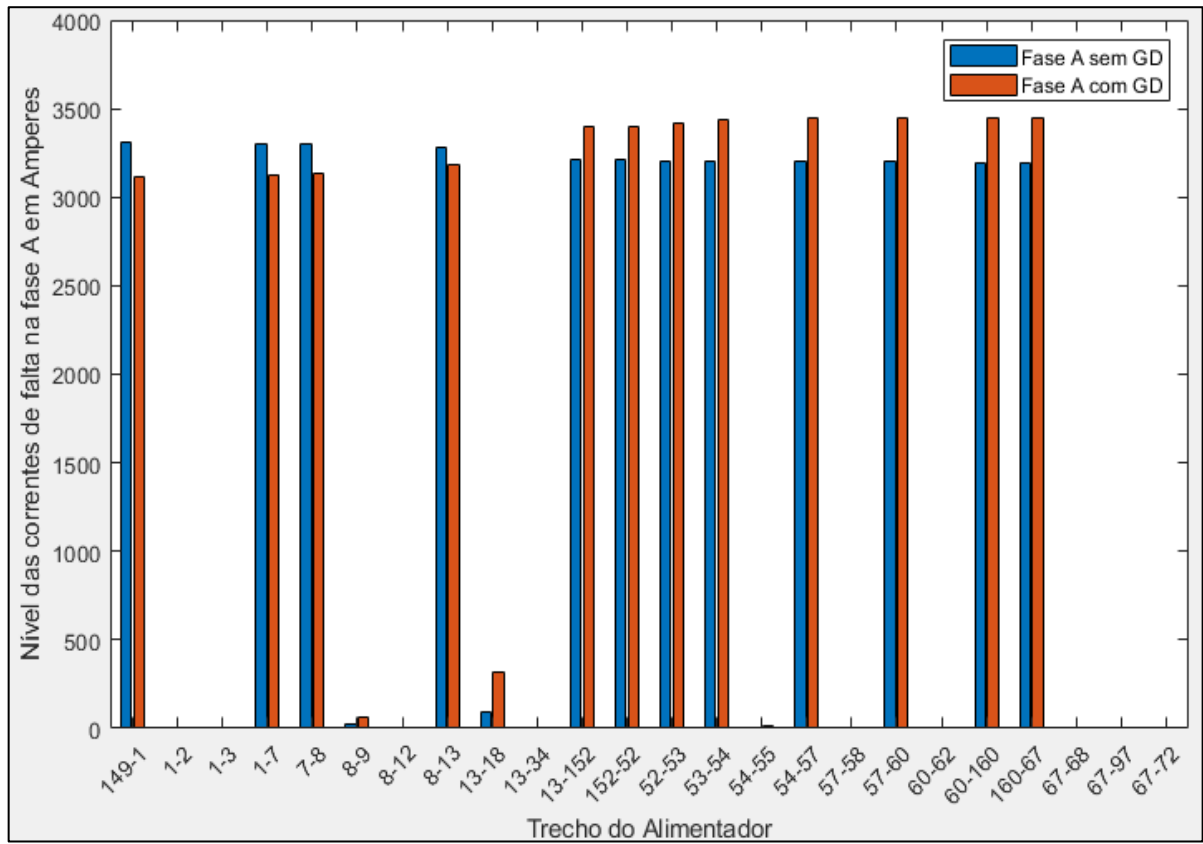
Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere		
	A	B	C		A	B	C		A	B	C
149-1	3116	3314,3	3220,2	13-18	314,8	180,9	201,3	57-58	29,1		
1-2	10			13-34	64,2			57-60	3446,2	3506,7	3448,6
1-3	49,3			13-152	3397,1	3470,3	3448,6	60-62	2,8	3,7	5,2
1-7	3127,7	3321,4	3251,6	152-52	3397,1	3470,3	3448,6	60-160	3443,3	3503,6	3444,1
7-8	3135,8	3321,4	3251,6	52-53	3416,6	3470,3	3448,6	160-67	3443,3	3503,6	3444,1
8-9	60,8				53-54	3436,3	3470,3	3448,6	67-68	0	
8-12	12,3			54-55	14	13,9	0	67-97	0	0	0
8-13	3179,4	3331,2	3251,6	54-57	3446,2	3482,1	3448,6	67-72	0	0	0

Fonte: Produção do próprio autor.

As correntes eficazes no exato local da falta em amperes são: 3443,3 A para fase “A”, 3503,6 para a fase “B” e 3444,1 para a fase “C”. De forma análoga a falta 3LG com GD do caso anterior, as correntes destacadas em vermelho estão contribuindo para a corrente de falta.

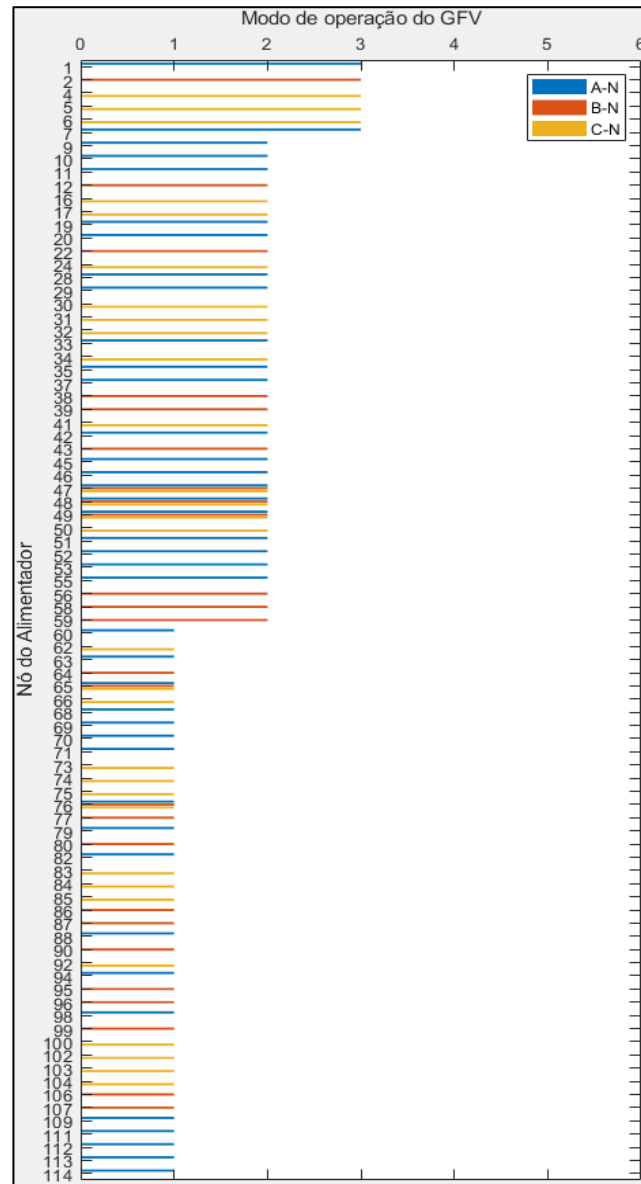
Assim como antes, temos uma falta simétrica, portanto optou-se por mostrar, através do Gráfico 18, apenas a variação das correntes na fase “A” para as situações com e sem GDFV. Temos também no Gráfico 19 os modos de operação de cada gerador FV na ocorrência da falta 3LG no Local 2.

Gráfico 18 – Variação nos níveis de corrente da fase “A” pela falta 3LG no Local 2 nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 19 – Modos de operação dos geradores FV instalados na rede na presença da falta 3LG no Local 2



Fonte: Produção do próprio autor.

Assim como na falta 3LG do Local 1, os geradores FV também contribuem de forma significativa nos valores de correntes para a falta 3LG, e à medida que nos distanciamos da falta, porém agora no barramento 67, os geradores operam em sua maioria no modo 3 e 2 injetando corrente na rede e contribuindo para o acréscimo de 7,72% para a fase “A”, 4,69% para a fase “B” e 4,78% para a fase “C” nos valores de corrente em comparação com a rede operando sem os mesmos.

Assim como na falta anterior, os níveis de corrente próximos a subestação apresentam uma diminuição em seus módulos, indicando uma menor contribuição por parte da subestação, mas que são compensadas pelos geradores FV quando nos aproximamos da falta. Os valores chegam a -5,86% para a fase “A”, -3,04% para a fase “B” e -4,49% para a fase “C”.

6.2.3 Local 3

Aplicou-se também uma falta 3LG no Local 3, das três propostas é a mais próxima da subestação, situada no nó 13 a 0,37 km de distância do mesmo, a rede operava com 100% de utilização da carga instalada e sem GDFV, o tempo de simulação foi de 56 segundos aproximadamente. Os resultados obtidos em níveis de corrente ao longo da rede estão presentes na Tabela 6 a seguir.

Tabela 6 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima 3LG no Local 3 encontradas na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando sem GDFV

Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere		
	A	B	C		A	B	C		A	B	C
149-1	5442,5	5639,2	5375,2	7-8	5437,1	5637,6	5366,6	13-18	0	0	0
1-2		2,1		8-9	4,4			13-34			0
1-3			11,4	8-12		4,2		13-152	0	0	0
1-7	5438,4	5637,6	5366,6	8-13	5437,1	5637,6	5366,6				

Fonte: Produção do próprio autor.

As correntes eficazes no exato local da falta em amperes são: 5437,1 para fase “A”, 5637,6 para a fase “B” e 5366,6 para a fase “C”. Para simplificação na apresentação dos resultados, serão mostrados apenas os principais trechos da rede que sofreram o maior impacto com a falta proposta, os demais apresentam valores desprezíveis ou não serão utilizados para as análises.

Também, para o mesmo Local 3, aplicou-se uma falta 3LG, a rede operava com 100% de utilização da carga instalada e todos os geradores FV fornecendo potência igual a máxima da carga instalada, o tempo de simulação foi de 13 minutos segundos aproximadamente. Os resultados obtidos em níveis de corrente ao longo da rede estão presentes na Tabela 7 a seguir.

Tabela 7 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima 3LG no Local 3 encontradas na simulação do modelo 123-Node Test Feeder operando com GDFV

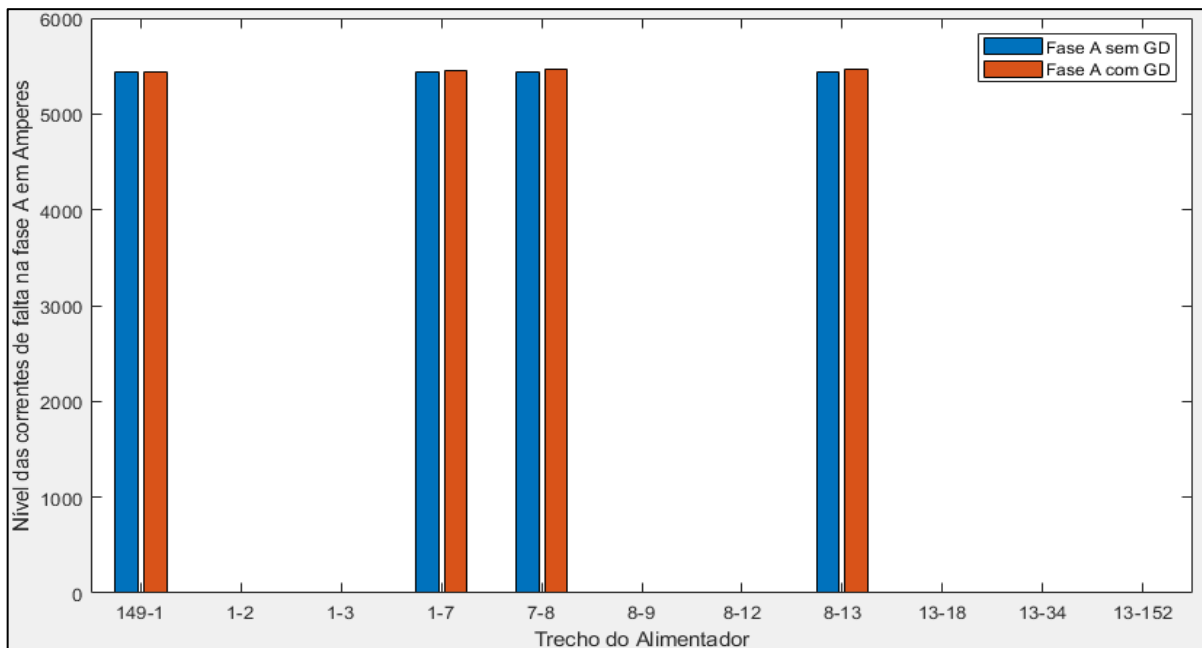
Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere		
	A	B	C		A	B	C		A	B	C
149-1	5433,7	5637	5354,9	7-8	5471,2	5648,2	5407,1	13-18	0	0	0
1-2		14,5		8-9	4,4			13-34			0
1-3			71,4	8-12		12,3		13-152	0	0	0
1-7	5458,2	5648,2	5407,1	8-13	5467,3	5647,6	5407,1				

Fonte: Produção do próprio autor.

As correntes eficazes no exato local da falta em amperes são: 5467,3 para fase “A”, 5647,6 para a fase “B” e 5407,1 para a fase “C”. De forma análoga as faltas 3LG com GD tanto para o Local 1 quanto para o Local 2, as correntes destacadas em vermelho estão contribuindo para a corrente de falta.

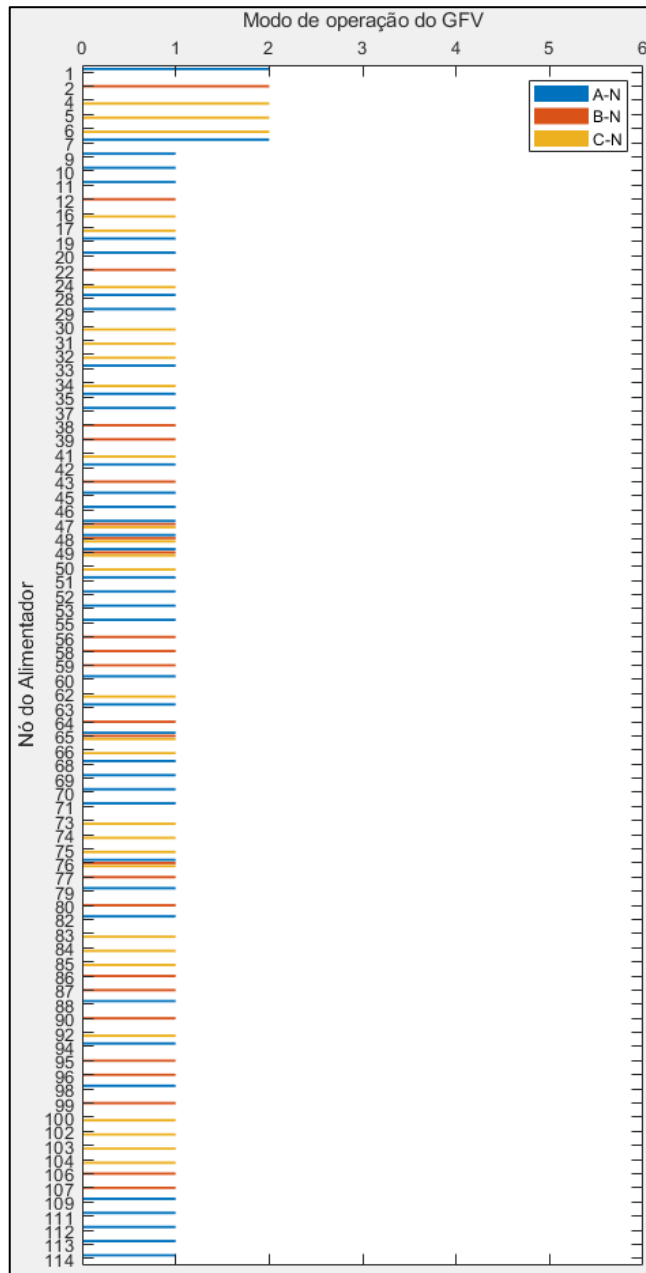
Assim como antes, temos uma falta simétrica, portanto optou-se por mostrar, através do Gráfico 20, apenas a variação das correntes na fase “A” para as situações com e sem GDFV. Temos também no Gráfico 21 os modos de operação de cada gerador FV na ocorrência da falta 3LG no Local 2.

Gráfico 20 – Variação nos níveis de corrente da fase “A” pela falta 3LG no Local 3 nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 21 – Modos de operação dos geradores FV instalados na rede na presença da falta 3LG no Local 3



Fonte: Produção do próprio autor.

Em níveis de tensão, comparado aos outros dois locais, podemos ver que essa falta é a mais severa, apresentando valores acima de 5000 Amperes, explicado pela sua localização próxima da subestação e por se tratar de uma falta 3LG. Podemos considerar, para uma falta dessas características, que a influência da GD é praticamente nula, visto que quase todos os geradores, antes ou depois da falta, entram em modo de operação 1, se desconectando por subtensão, dessa forma o acréscimo gerado nos níveis de corrente pelos geradores em funcionamento são de apenas 0,62% para a fase “A”, 0,19% para a fase “B” e 0,75% para a fase “C”.

Sendo assim, em quesito de sistemas de proteção da rede, podemos por simplificação, desconsiderar a GD no dimensionamento de proteções para as faltas próximas das subestações, porém, vale ressaltar que isso é válido apenas para situações onde temos redes com topologias radiais, que foi o escopo desse projeto, para outros casos é necessário a realização de estudos para a comprovação.

6.3 Nível das correntes em faltas Assimétricas (LG)

Nesta seção serão analisadas as faltas assimétricas, estas que representam o maior nível de ocorrência em sistemas elétricos de potência. As faltas foram aplicadas individualmente em cada um dos nós 13, 67 e 96 do *123-Node Distribution Test Feeder*.

Optou-se pela realização das faltas assimétricas apenas na fase “A” por se tratar da fase com o maior número de geradores conectados, apresentando assim o pior cenário de contribuição nas faltas, porém para as demais fases, as simulações e análises podem ser feitas de forma semelhante.

6.3.1 Local 1

Foi aplicado uma falta LG no Local 1 na fase “A”, esta falta se situa no nó 95 a 1,84 km de distância da subestação, a rede operava com toda a carga instalada, sem e com GDFV.

Na falta LG da fase “A” sem GDFV, o tempo de simulação foi de 52 segundos aproximadamente, e os resultados obtidos em níveis de corrente ao longo da rede estão presentes na Tabela 8.

Tabela 8 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima LG na fase “A” no Local 1, encontradas na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando sem GDFV

Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere		
	A	B	C		A	B	C		A	B	C
149-1	1689,8	418,8	481,9	53-54	1505,2	258,5	251,9	76-77	21,3	78,3	79,2
1-2		9		54-55	5	9,3	0	76-86	1424,7	63,8	23,1
1-3			45,4	54-57	1501,2	249,6	251,9	86-87	1424,7	54,4	23,1
1-7	1677,8	409,8	437,4	57-58		18,7		87-88	2,8		
7-8	1672,2	409,8	437,3	57-60	1501,2	232,1	251,9	87-89	1425,2	36,4	23,1
8-9	31,7			60-62	25,4	50,8	76,6	89-90		22,5	
8-12		9,1		60-160	1474	185,5	183,9	89-91	1425,2	20,6	23

8-13	1645,5	400,7	437,3	160-67	1474	185,5	183,9	91-92			23
13-18	146,4	149,8	150,3	67-68	19,4			91-93	1425,2	20,6	0
13-34			45,9	67-97	29,1	57,3	67,4	93-94	0,7		
13-152	1522,5	258,5	251,9	67-72	1434,8	139,4	128,7	93-95	1424,6	20,5	0
152-52	1522,5	258,5	251,9	72-73			58,2	95-96		10,2	
52-53	1513,7	258,5	251,9	72-76	1434,8	139,4	94,3				

Fonte: Produção do próprio autor.

A corrente eficaz no exato local da falta é: 1424,6 para fase “A”. Para simplificação na apresentação dos resultados, serão mostrados apenas os principais trechos da rede que sofreram o maior impacto com a falta proposta, os demais apresentam valores desprezíveis ou não serão utilizados para as análises.

Também, para o mesmo Local 1, aplicou-se a falta LG na fase “A”, porém agora todos os geradores FV estavam conectados com capacidade para gerar a máxima potência da carga instalada. O tempo de simulação foi de 13 minutos aproximadamente, e os resultados obtidos em níveis de corrente ao longo da rede estão presentes na Tabela 9.

Tabela 9 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima LG na fase “A” no Local 1, encontradas na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando com GDFV

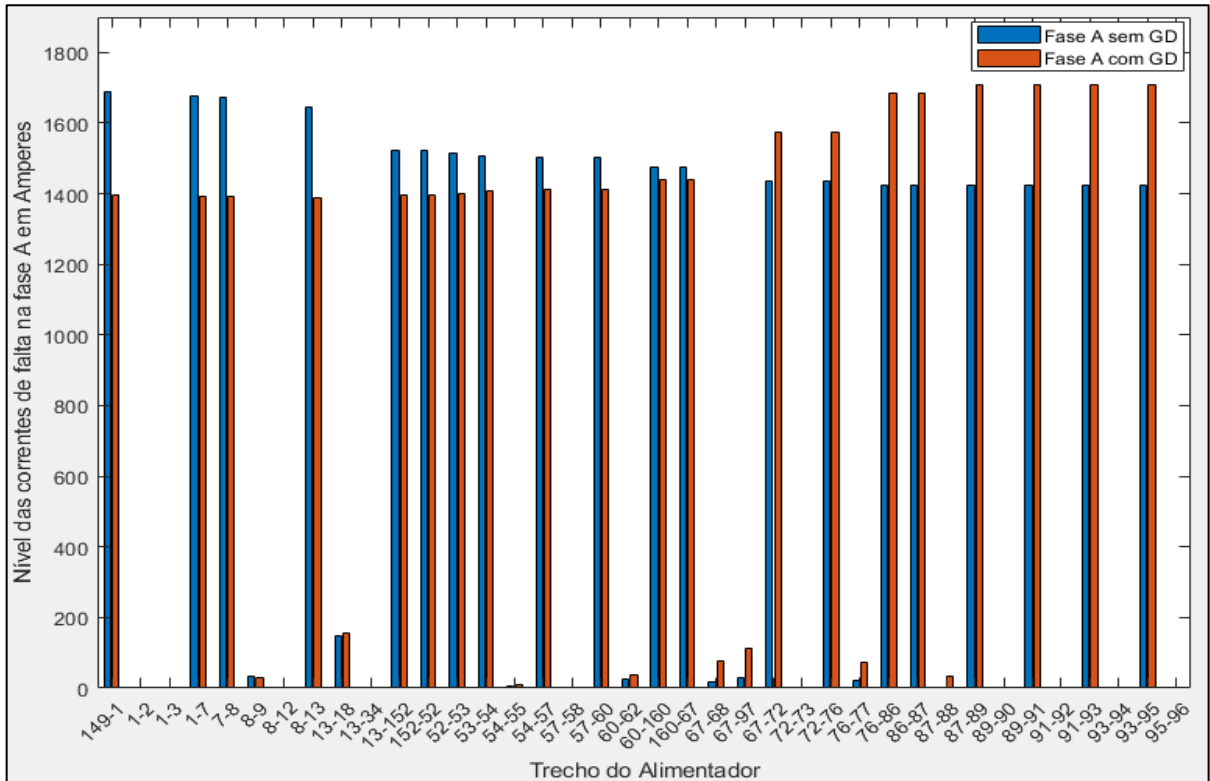
Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere		
	A	B	C		A	B	C		A	B	C
149-1	1689,8	418,8	481,9	53-54	1409	115,2	87,3	76-77	71,2	62,7	62,2
1-2		9		54-55	8,5	4,7	0	76-86	1683	59,6	23,3
1-3			45,4	54-57	1413,2	112,6	87,3	86-87	1683	56,3	23,3
1-7	1677,8	409,8	437,4	57-58		18,9		87-88	31,8		
7-8	1672,2	409,8	437,3	57-60	1413,2	93,6	87,3	87-89	1709,8	37,7	23,3
8-9	31,7			60-62	37,2	28,6	50,1	89-90		23,2	
8-12		9,1		60-160	1439,9	80,1	45,3	89-91	1709,8	21,4	23,3
8-13	1645,5	400,7	437,3	160-67	1439,9	80,1	45,3	91-92			23,3
13-18	146,4	149,8	150,3	67-68	76,6			91-93	1709,8	21,4	0
13-34			45,9	67-97	114,2	35,4	42,3	93-94	0,9		
13-152	1522,5	258,5	251,9	67-72	1575,3	76,7	24,3	93-95	1709	21,4	0
152-52	1522,5	258,5	251,9	72-73			38,4	95-96		10,7	
52-53	1513,7	258,5	251,9	72-76	1575,3	76,7	47,8				

Fonte: Produção do próprio autor.

A corrente eficaz no exato local da falta em amperes é: 1709 para fase “A”. E assim como nas faltas 3LG com GD já apresentadas, as correntes destacadas em vermelho estão contribuindo para a corrente de falta.

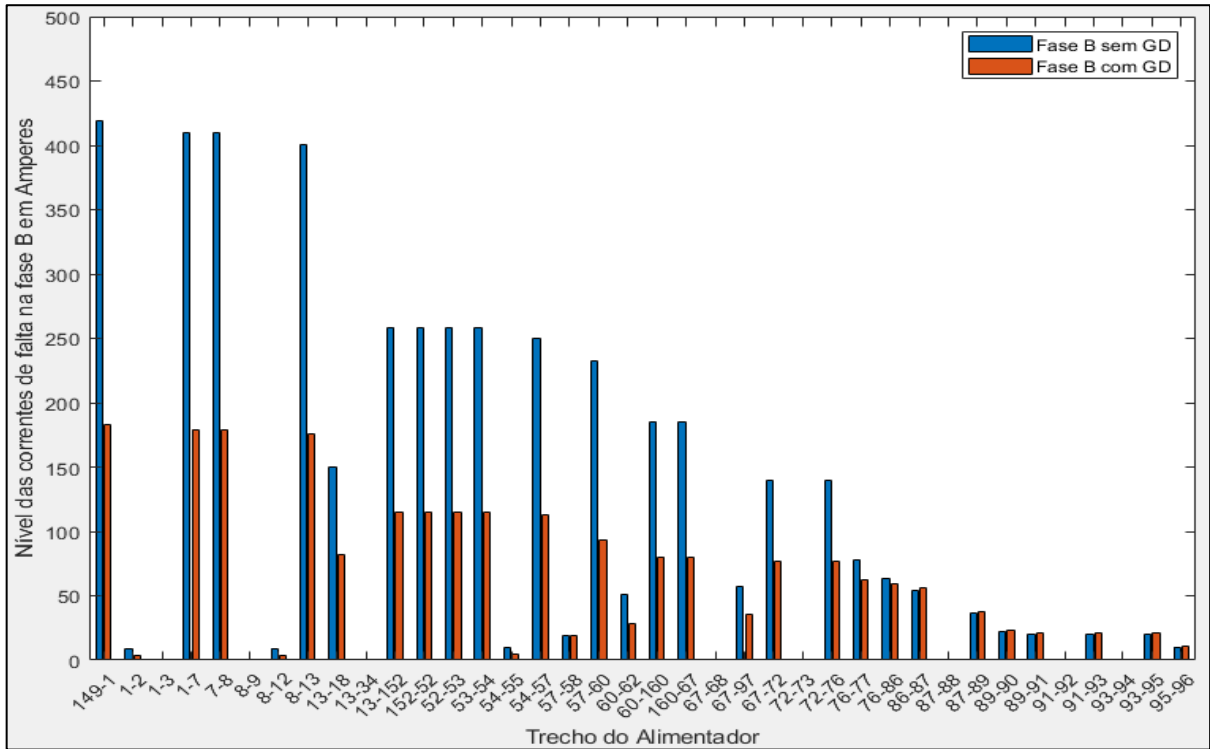
Os Gráficos 22, 23 e 24 ajudam a visualizar a variação das correntes por fase nas situações com e sem GDFV e a partir do Gráfico 25 temos os modos de operação de cada gerador FV na ocorrência da falta LG na fase “A” no Local 1.

Gráfico 22 – Variação nos níveis de corrente da fase “A” pela falta LG na fase “A” no Local 1, nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV



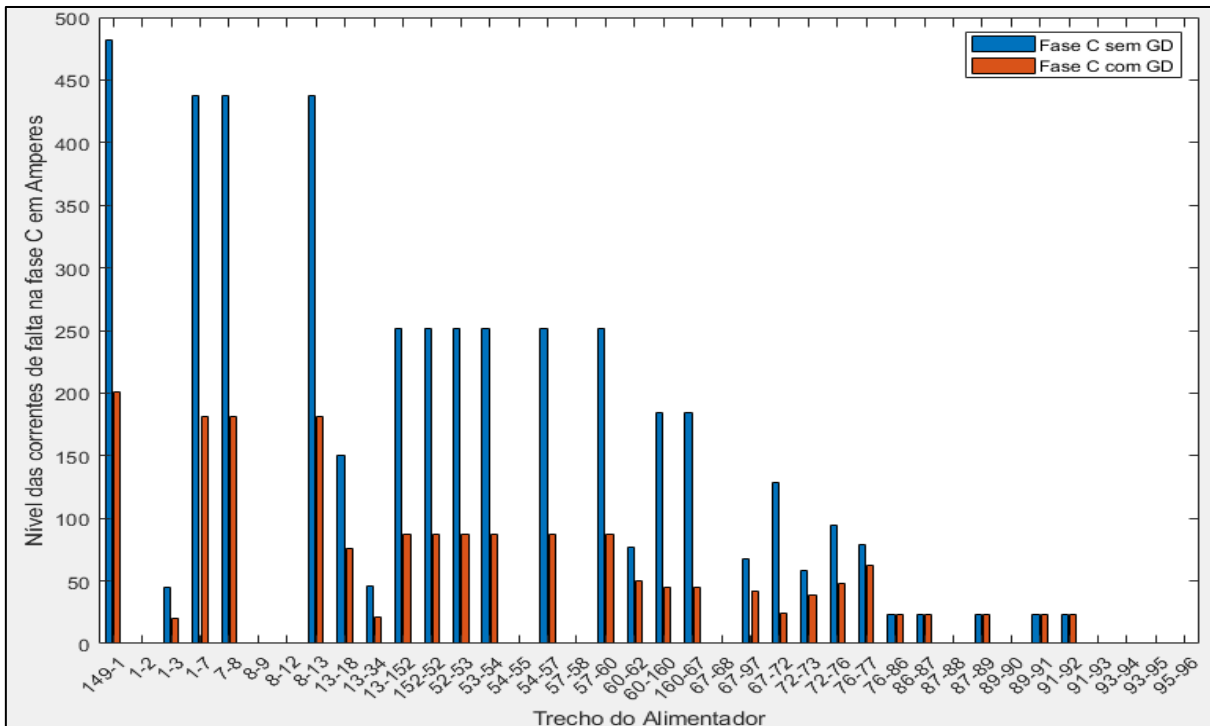
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 23 – Variação nos níveis de corrente da fase “B” pela falta LG na fase “A” no Local 1, nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV



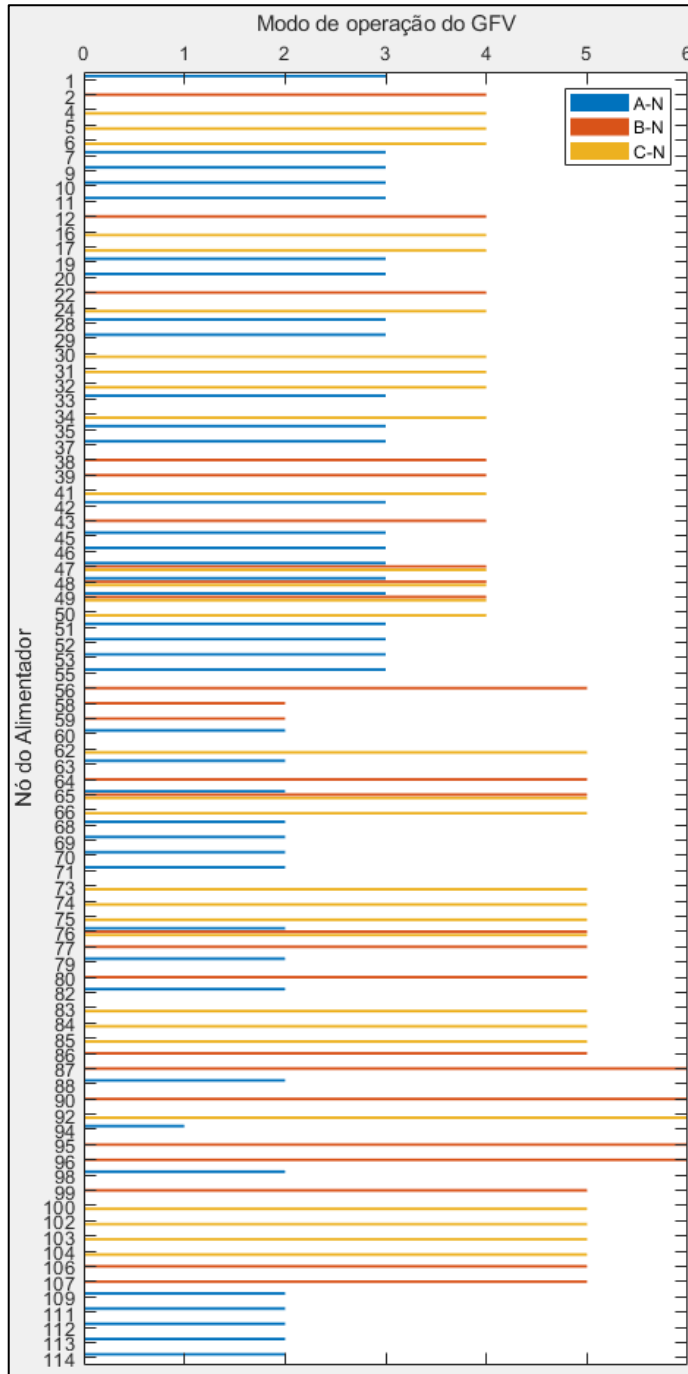
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 24 – Variação nos níveis de corrente da fase “C” pela falta LG na fase “A” no Local 1 nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 25 – Modos de operação dos geradores FV instalados na rede na presença da falta LG na fase “A” no Local 1



Fonte: Produção do próprio autor.

Assim como nas faltas 3LG do Local 1, os geradores FV também contribuem de forma significativa nos valores de correntes para a falta LG na fase “A”, e de forma análoga, à medida que nos distanciamos da falta, porém agora apenas na fase em que ocorreu a falta, os geradores operam em sua maioria nos modos 3 e 2, conforme mostrado no Gráfico 35, injetando corrente na rede e contribuindo para o acréscimo de 19,96% para a fase “A”.

Para as fases “B” e “C”, os geradores operam nos modos 4 (operação normal com fator de potência unitário), 5 (operação normal com consumo de potência reativa) e 6 (desconectados por sobretensão), variando de acordo com a distância em relação ao local da falta. O comportamento dos mesmos pode ser explicado pela existência do acoplamento magnético entre os condutores das linhas de distribuição aéreas, dessa forma, na ocorrência da falta, as fases que operam normalmente, recebem influência magnética da fase faltosa, elevando assim seus níveis de tensão nos barramentos, e conseqüentemente forçando os geradores a operarem no modo 5 ou até mesmo se desconectarem da rede por sobretensão (modo 6).

Comparando a falta assimétrica e simétrica, para o mesmo local, é possível confirmar sobre a severidade nos tipos de faltas da rede operando com ou sem GD, em termos percentuais, tendo a fase “A” como referência, na falta simétrica em relação a assimétrica, possui um valor 49,09% maior em módulo para a falta sem GD e 43,77% maior, também em módulo, para a falta com GD.

Outro aspecto importante são os níveis de corrente próximos a subestação, os valores chegam a -17,26% para a fase “A”, uma diminuição considerável nos níveis de corrente fornecidas pela subestação, mas compensadas pelos geradores FV quando nos aproximamos da falta.

6.3.2 Local 2

Foi aplicado uma falta LG no Local 2 na fase “A”, esta falta se situa no ponto intermediário da rede, situada no nó 67 a 1,17 km de distância do mesmo, a rede operava com toda a carga instalada, sem e com GDFV.

Na falta LG da fase “A” sem GDFV, o tempo de simulação foi de 52 segundos aproximadamente, e os resultados obtidos em níveis de corrente ao longo da rede estão presentes na Tabela 10.

Tabela 10 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima LG na fase “A” no Local 2, encontradas na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando sem GDFV

Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere		
	A	B	C		A	B	C		A	B	C
149-1	2469,4	428,4	490,7	13-18	106,9	151,5	153,3	57-58		19,5	
1-2		9,1		13-34			46,8	57-60	2335,4	239,5	257,7
1-3			45,7	13-152	2348,3	266,5	257,7	60-62	16	52	77,2
1-7	2459,7	419,2	446	152-52	2348,3	266,5	257,7	60-160	2323,4	192,2	189,9
7-8	2455,3	419,2	446	52-53	2342,6	266,5	257,7	160-67	2323,4	192,2	189,9
8-9	24,4			53-54	2337,7	266,5	257,7	67-68	0,5		
8-12		9,2		54-55	2,8	9,6	0	67-97	0,8	60,7	71,4
8-13	2435,3	410	446	54-57	2335,4	257,5	257,7	67-72	23,3	146	130,4

Fonte: Produção do próprio autor.

A corrente eficaz no exato local da falta é: 2299,4 para fase “A”. Para simplificação na apresentação dos resultados, serão mostrados apenas os principais trechos da rede que sofreram o maior impacto com a falta proposta, os demais apresentam valores desprezíveis ou não serão utilizados para as análises.

Também, para o mesmo Local 2, aplicou-se a falta LG na fase “A”, porém agora todos os geradores FV estavam conectados com capacidade para gerar a máxima potência da carga instalada. O tempo de simulação foi de 13 minutos aproximadamente, e os resultados obtidos em níveis de corrente ao longo da rede estão presentes na Tabela 11.

Tabela 11 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima LG na fase “A” no Local 2, encontradas na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando com GDFV

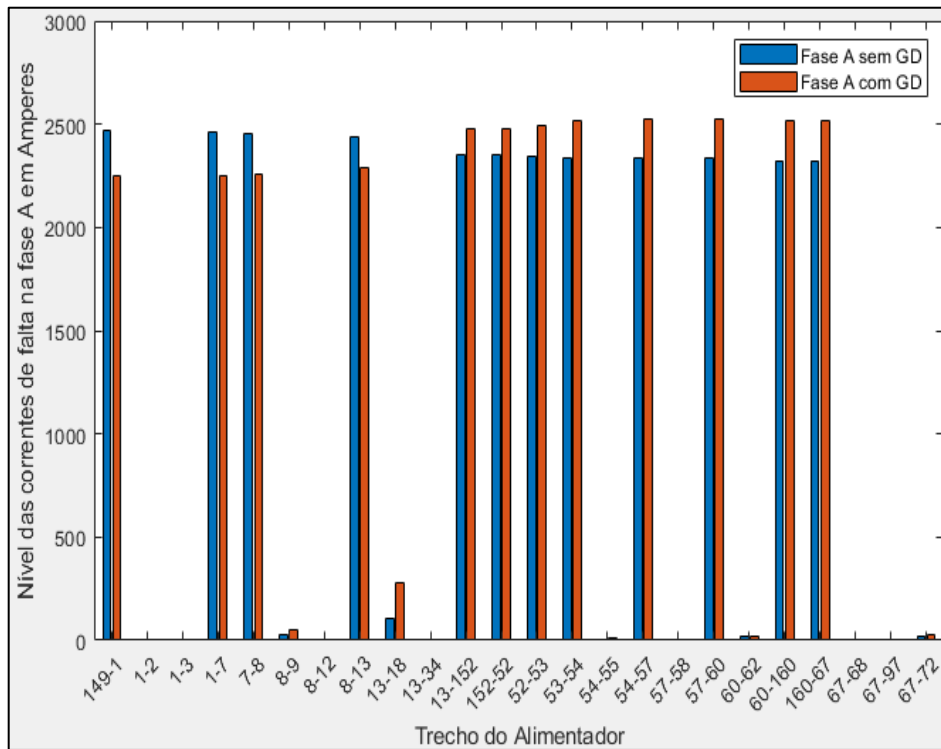
Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere		
	A	B	C		A	B	C		A	B	C
149-1	2248	269,7	258,3	13-18	276,3	82,2	81,4	57-58		19,8	
1-2		4,1		13-34			23,2	57-60	2527,7	207,2	200,6
1-3			20,5	13-152	2476,2	228,1	200,6	60-62	16,5	39	68
1-7	2252,6	267,5	246,9	152-52	2476,2	228,1	200,6	60-160	2514,9	196	190,6
7-8	2257	267,5	246,9	52-53	2496,3	228,1	200,6	160-67	2514,9	196	190,6
8-9	48,2			53-54	2517,1	228,1	200,6	67-68	0,6		
8-12		4,1		54-55	13,5	6,2	0	67-97	0,9	62,1	71,8
8-13	2286,6	265,1	246,9	54-57	2527,7	226	200,6	67-72	24,1	148,9	130,7

Fonte: Produção do próprio autor.

A corrente eficaz no exato local da falta em amperes é: 2490 para fase “A”. Lembrando que as correntes destacadas em vermelho estão contribuindo para a corrente de falta.

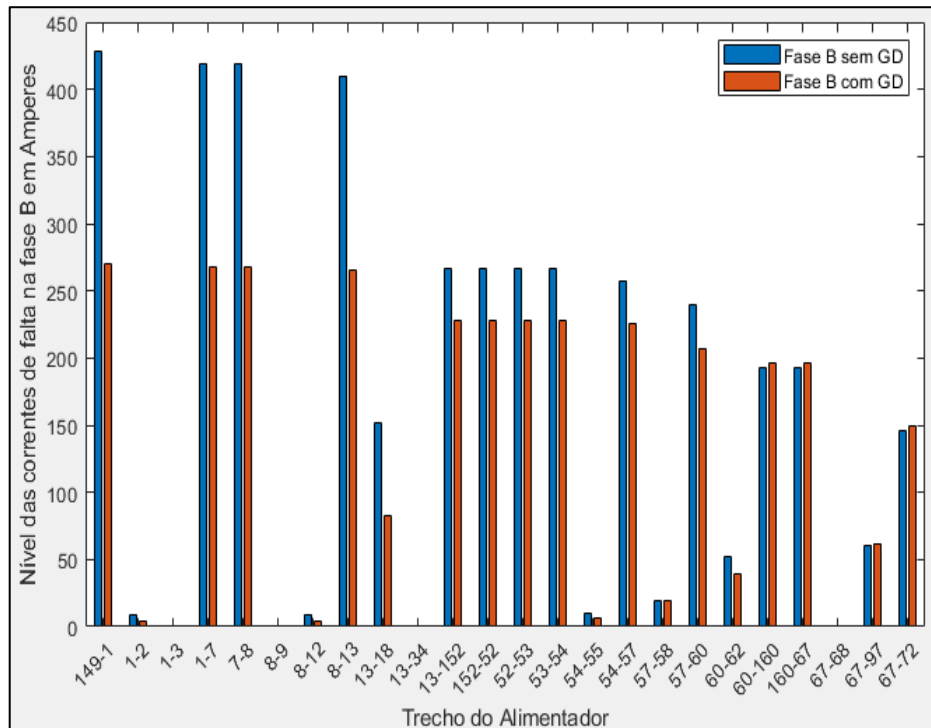
Os Gráficos 26, 27 e 28 apresentam os níveis das correntes por fase nas situações com e sem GDFV e a partir do Gráfico 29 temos os modos de operação de cada gerador FV na ocorrência da falta LG na fase “A” no Local 2.

Gráfico 26 – Variação nos níveis de corrente da fase “A” pela falta LG na fase “A” no Local 2, nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV



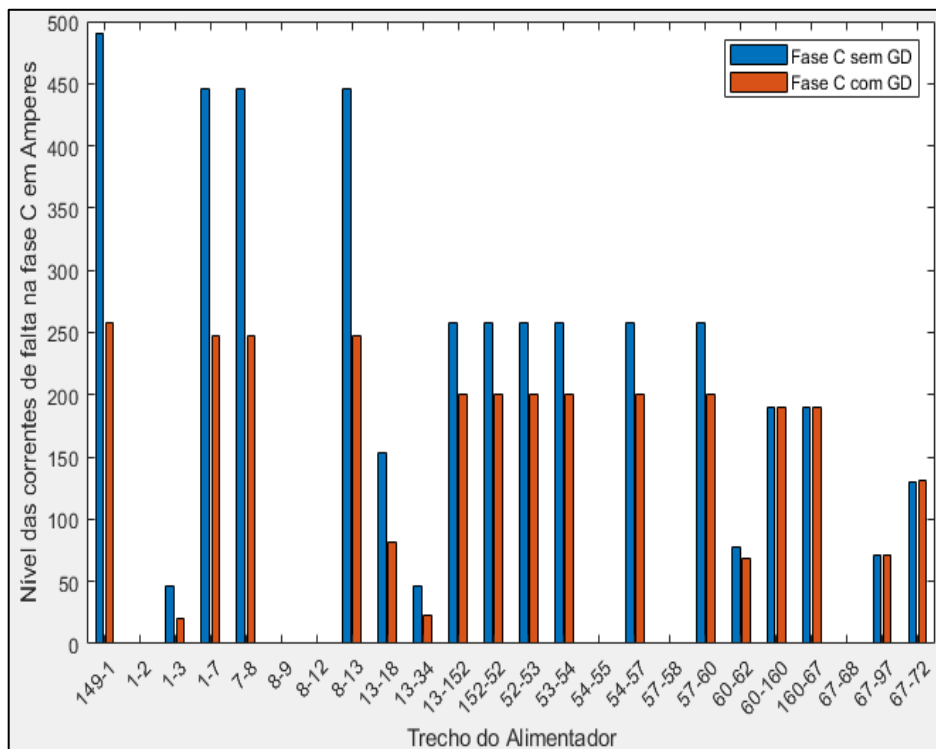
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 27 – Variação nos níveis de corrente da fase “B” pela falta LG na fase “A” no Local 2, nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV



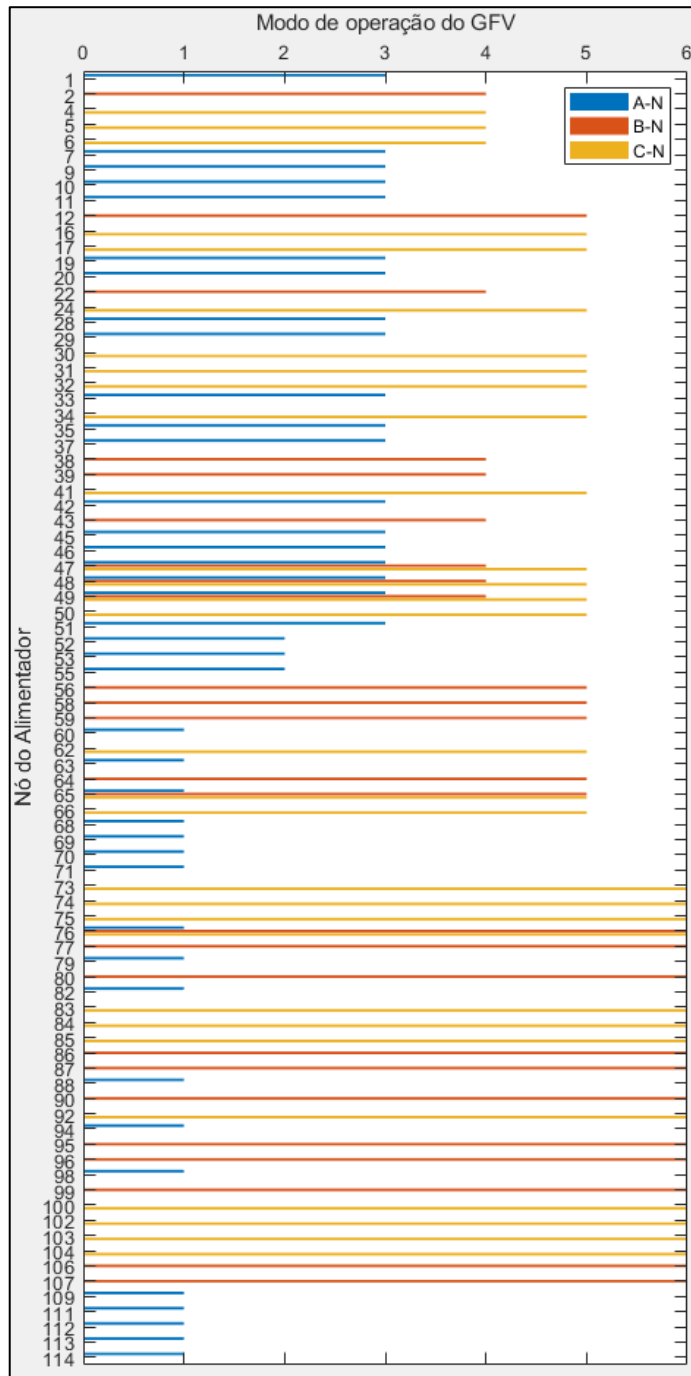
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 28 – Variação nos níveis de corrente da fase “C” pela falta LG na fase “A” no Local 2 nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 29 – Modos de operação dos geradores FV instalados na rede na presença da falta LG na fase “A” no Local 2



Fonte: Produção do próprio autor.

Assim como nas faltas 3LG do Local 2, os geradores FV também contribuem de forma significativa nos valores de correntes para a falta LG na fase “A”, e de forma análoga, à medida que nos distanciamos da falta, porém agora apenas na fase em que ocorreu a falta, os geradores operam em sua maioria nos modos 3 e 2, conforme mostrado no Gráfico 29, injetando corrente na rede e contribuindo para o acréscimo de 8,29% para a fase “A”.

Ainda sobre o Gráfico 29, porém agora para as fases “B” e “C”, os geradores operam nos modos 4 (operação normal com fator de potência unitário), 5 (operação normal com consumo de potência reativa) e 6 (desconectados por sobretensão), que varia de acordo com a distância em relação ao local da falta. Esse comportamento dos geradores pode ser explicado pelo acoplamento magnético entre os condutores das linhas de distribuição, em sua maioria aéreas, fazendo com que nos locais próximos da falta as fases não faltosas elevem seus valores de tensões refletindo assim nos modos de operação dos geradores.

Quando comparamos a falta assimétrica com a simétrica no mesmo local é possível confirmar sobre a severidade nos tipos de faltas da rede operando com ou sem GD, em termos percentuais, tendo a fase “A” como referência, na falta simétrica em relação a assimétrica, possui um valor 39% maior em módulo para a falta sem GD e 38,27% maior, também em módulo, para a falta com GD.

Outro aspecto importante são os níveis de corrente próximos a subestação, os valores chegam a -8,96% para a fase “A”, uma diminuição considerável nos níveis de corrente fornecidas pela subestação, mas compensadas pelos geradores FV quando nos aproximamos da falta.

6.3.3 Local 3

Foi aplicado uma falta LG no Local 3 na fase “A”, esta que, das três, é a mais próxima da subestação, a 0,37 km de distância do mesmo, a rede operava com toda a carga instalada, sem e com GDFV.

Para a fase “A” sem a GD, o tempo de simulação foi de 53 segundos aproximadamente, e os resultados obtidos em níveis de corrente ao longo da rede estão presentes na Tabela 12.

Tabela 12 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima LG na fase “A” no Local 3, encontradas na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando sem GDFV

Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere		
	A	B	C		A	B	C		A	B	C
149-1	4446,5	417,9	498,1	7-8	4439,7	408,7	452,4	13-18	7,5	157	160,5
1-2		9,2		8-9	6			13-34			49
1-3			46,3	8-12		9,6		13-152	33,8	254,3	249
1-7	4441,4	408,7	452,4	8-13	4440,7	399,2	452,4				

Fonte: Produção do próprio autor.

A corrente eficaz no exato local da falta é: 4400,7 para fase “A”. Para simplificação na apresentação dos resultados, serão mostrados apenas os principais trechos da rede que sofreram o maior impacto com a falta proposta, os demais apresentam valores desprezíveis ou não serão utilizados para as análises.

Também, para o mesmo Local 3, aplicou-se a falta LG na fase “A”, porém agora todos os geradores FV estavam conectados com capacidade para gerar a máxima potência da carga instalada. O tempo de simulação foi de 13 minutos aproximadamente, e os resultados obtidos em níveis de corrente ao longo da rede estão presentes na Tabela 13.

Tabela 13 – Níveis de corrente eficaz sob falta máxima LG na fase “A” no Local 3, encontradas na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando com GDFV

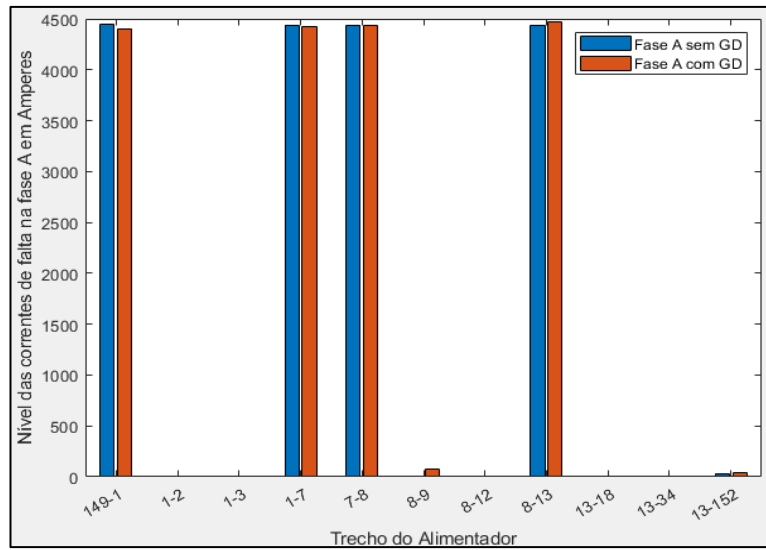
Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere			Trecho	Nível de corrente de falta máxima eficaz em ampere		
	A	B	C		A	B	C		A	B	C
149-1	4404,5	215,2	247,9	7-8	4437,8	211,2	227,5	13-18	6,6	119	105,2
1-2		4,2		8-9	76,8			13-34			32
1-3			20,7	8-12		6		13-152	36,7	92,6	91,1
1-7	4425,9	211,2	227,5	8-13	4465,1	205,3	227,5				

Fonte: Produção do próprio autor.

A corrente eficaz no exato local da falta em amperes é: 4465,1 para fase “A”. Vale ressaltar que os níveis de correntes nos trechos destacados em vermelho contribuem para a corrente de falta.

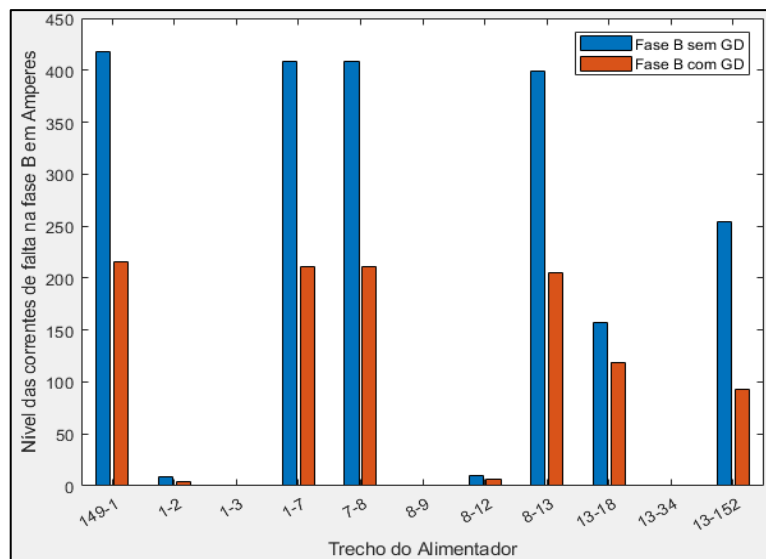
Os Gráficos 30, 31 e 32 ajudam a visualizar a variação das correntes por fase nas situações com e sem GDFV e a partir do Gráfico 33 temos os modos de operação de cada gerador FV na ocorrência da falta LG na fase “A” no Local 3.

Gráfico 30 – Variação nos níveis de corrente da fase “A” pela falta LG na fase “A” no Local 3, nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV



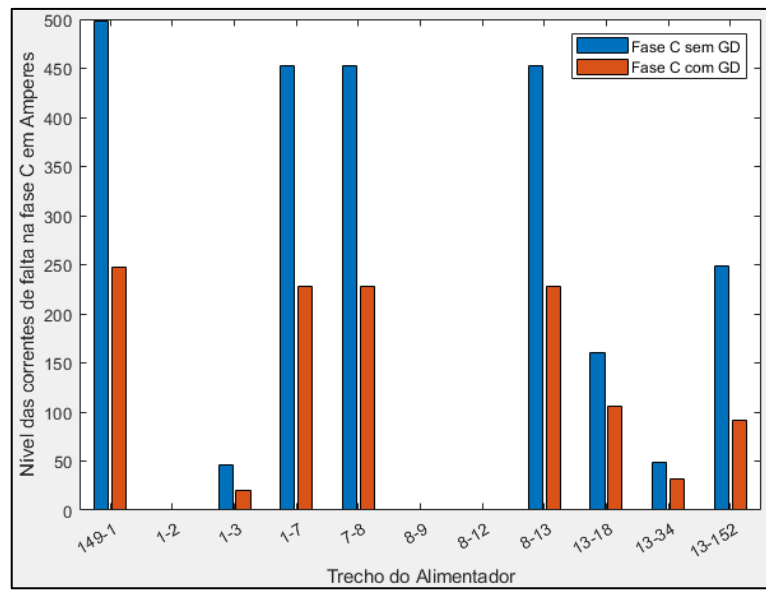
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 31 – Variação nos níveis de corrente da fase “B” pela falta LG na fase “A” no Local 3, nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV



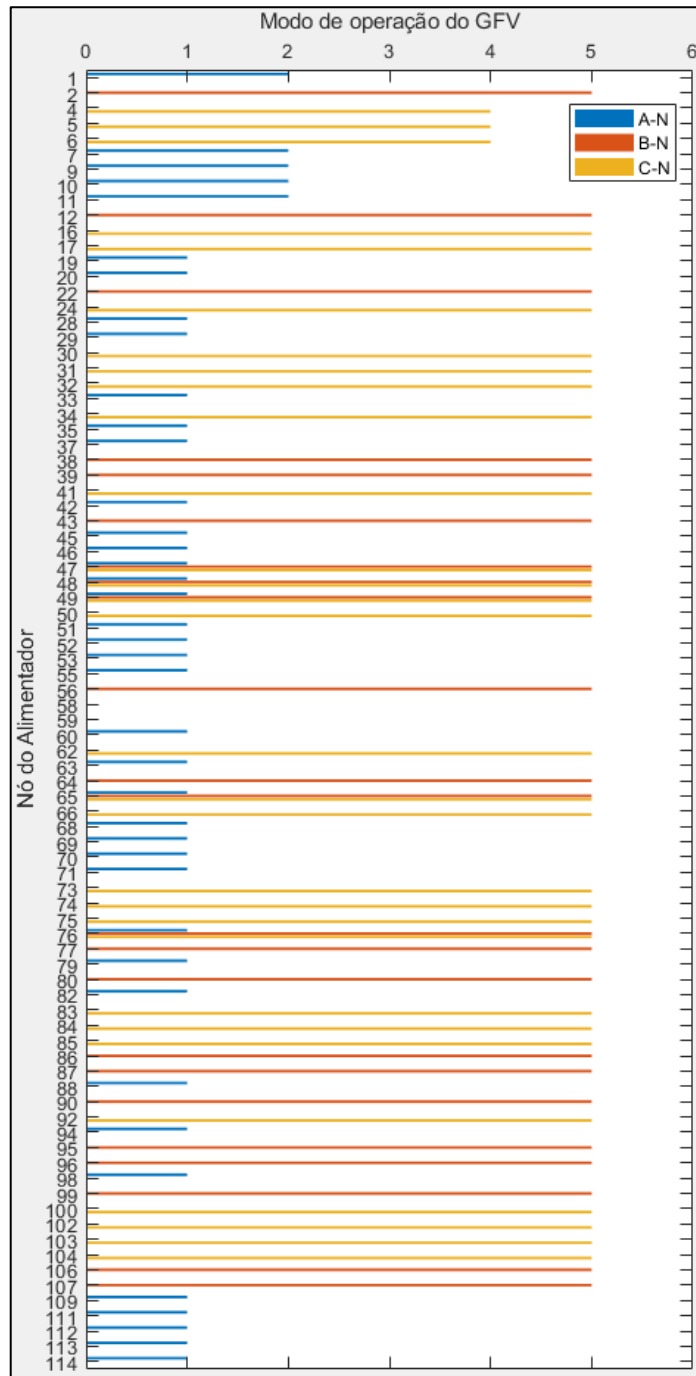
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 32 – Variação nos níveis de corrente da fase “C” pela falta LG na fase “A” no Local 3 nos trechos mais afetados da rede de distribuição operando sem e com GDFV



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 33 – Modos de operação dos geradores FV instalados na rede na presença da falta LG na fase “A” no Local 3



Fonte: Produção do próprio autor.

Assim como nas faltas 3LG do Local 3, a contribuição por parte dos geradores FV são praticamente nulas para a falta LG na fase “A”, como a rede de distribuição em estudo tem sua topologia definida como radial, e a falta se situa muito próximo da subestação, os geradores em sua maioria operam modo 1 (desconectado por subtensão), conforme mostrado no Gráfico 33. Dessa forma, o acréscimo nos níveis de corrente, em módulo, foi de apenas 1,46%, para a fase

“A”, uma variação insignificante quando comparamos com a ordem de grandeza das correntes de falta.

Ainda sobre o Gráfico 33, porém agora para as fases “B” e “C”, os geradores operam praticamente nos modos 5 e 6, pelo fato de a falta ocorrer muito próximo da subestação. Assim como as faltas LG nos Locais 1 e 2, o modo de operação dos geradores pode ser justificado pelo acoplamento magnético entre os condutores das linhas de distribuição, em sua maioria aéreas.

Quando comparamos a falta assimétrica com a simétrica no mesmo local é possível confirmar sobre a severidade nos tipos de faltas da rede operando com ou sem GD, em termos percentuais, tendo a fase “A” como referência, na falta simétrica em relação a assimétrica, possui um valor 23,44% maior em módulo para a falta sem GD e 18,31% maior, também em módulo, para a falta com GD.

Em módulo, os níveis de corrente fornecidos pela subestação, variam cerca -0,95% para a fase “A”, quando comparamos a rede operando com e sem GD, uma variação quase nula, justificada pelos geradores que contribuem com a falta estarem, em sua maioria, desconectados por subtensão.

7 CONCLUSÃO

A elevada penetração de GD nas redes de distribuição se tornou algo real no cenário brasileiro, e vem aumentando cada vez mais ao longo dos anos. Com o intuito de garantir um sistema elétrico operando com qualidade, continuidade e confiabilidade, estudar os impactos que esse novo cenário pode trazer se tornou imprescindível.

Para que se fosse possível obter dados do comportamento da rede operando com a alta penetração de GD, foi necessário modelar um alimentador de distribuição bem como a implementação dos geradores fotovoltaicos alocados em todos os nós com cargas. O processo de simulação e modelagem ocorreu no ambiente computacional Simulink[®] do *software* Matlab[®], escolhendo-se para os estudos realizados neste trabalho o alimentador de distribuição IEEE *123-Node Test Feeder*, por melhor representar uma rede de distribuição real e, no meio acadêmico, ser o mais utilizado para realização de ensaios e pesquisas em situações que envolvam GD.

Ao todo, 22 casos foram simulados, 10 para avaliação nos perfis de tensão e 12 para avaliar os níveis de corrente em faltas 3LG e LG, levando cerca de 3 horas de simulação, um tempo relativamente pequeno, visto que o gerador fotovoltaico utilizado é cerca de 120 vezes mais rápido que o modelado em nível de chaveamento, portanto um ótimo modelo para ensaios extremamente complexos envolvendo muitas iterações da rede.

Para os perfis de tensão, conclui-se que, a geração fotovoltaica contribuiu positivamente, elevando os níveis de tensão da rede e solucionando praticamente todos os problemas de quedas de tensão existentes. Na seção 8.1, nos casos onde havia uma utilização considerável por parte das cargas, os valores de tensões estavam sempre próximos de 1 pu mesmo em locais distantes da subestação, como é no caso da rede operando com carregamento de 100%, no barramento 114 o módulo da tensão passa de 0,8991 pu, valor de fornecimento considerado como crítico de acordo com o Módulo 8 do PRODIST, para 0,9534 pu, valor aceitável de fornecimento, a melhora em módulo foi de 6,04%.

Avaliando o caso extremo oposto, em que a rede operava praticamente a vazio, os valores de tensões mesmo sem GDFV se apresentavam acima de 1 pu, logo os geradores operavam, em

sua maioria, no modo 5 com o intuito de trazer os valores para o nominal, um exemplo disso é o caso da rede operando com 0% de carregamento, no barramento 149 o módulo da tensão que era de 1,0125 pu se torna 1,0052 pu, uma redução de 0,73%. Para esse caso extremo, na simulação da rede com GDFV, encontrou-se 11 valores de tensões acima de 1,05 pu, ou seja, dentro da faixa crítica de fornecimento, isso ocorreu pelo fato da rede operar sem utilização da energia fornecida pelos geradores, caso praticamente impossível em um cenário real, e também pela presença de bancos de capacitores elevando as tensões nos barramentos onde estão instalados e próximos a eles, isso pode ser comprovado ao observar os valores da Tabela 39 do Apêndice C e a localização dos bancos de capacitores na Figura 7 da seção 7.1.

Para os níveis de corrente em curto também foi possível investigar sobre a contribuição nas correntes de falta para a rede operando com GDFV, que para a topologia radial da rede de distribuição abordada por esta dissertação, tanto para na falta 3LG quanto na LG, o fator determinante foi a distância entre a falta e a subestação e a quantidade de geradores a jusante e a montante da mesma. Em termos percentuais, o pior caso dentre os estudados foi no Local 1, este que se situa no ponto mais distante da subestação e com a maior quantidade de geradores a montante da falta, a variação nos níveis de corrente em módulo no local da falta foi de 19,96% na falta LG na fase “A” e na falta 3LG foi de 15,68%, 13,25% e 13,95%, para as fases “A”, “B” e “C”, respectivamente. Também em termos percentuais, porém agora analisando os níveis de corrente em módulo próximos da subestação, a variação foi de -17,26% na falta LG na fase “A” e na falta 3LG foi de -10,72%, -9,3% e -11,62%, para as fases “A”, “B” e “C”, respectivamente, valores negativos indicando uma menor contribuição para as correntes de falta por parte da subestação, dessa forma, equipamentos de proteção que antes eram projetados para atuar em um determinado nível de corrente de falta podem nem vir a atuar devido ao problema da proteção “cega”, comprometendo assim o sistema de distribuição.

Já caso com a menor contribuição, Local 3, situado próximo da subestação, com praticamente todos os geradores a jusante da falta, e como apresentado nas seções 8.2.3 e 8.3.3, os mesmos operam no modo 1 (desconectados por subtensão), a variação foi de 1,46% na falta LG na fase “A” e para a falta 3LG foi de 0,63%, 0,19% e 0,75% para as fases “A”, “B” e “C”, respectivamente. Para cenários com essas mesmas características, no quesito módulo, a presença da GDFV não apresenta variações significativas que impactariam tanto no redimensionamento de equipamentos de proteção.

De modo geral, os resultados obtidos via simulação do modelo de 123 nós proposto, no ambiente Simulink[®], se mostraram satisfatórios, apresentando valores coerentes com o esperado, baseando-se na teoria abordada e em alguns estudos já realizados na comunidade acadêmica, portanto, podendo ser utilizado como base para trabalhos futuros na mesma linha de pesquisa, compondo cenários diferentes dos apresentados por este trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração Distribuída**. ANEEL, 2020. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NmM0OWYtN2IwZS00YjViLTl1MjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 16 nov. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2. ed. Brasília, DF: ANEEL, 2016. (Cadernos Temáticos ANEEL).

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST): Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição**. ANEEL, 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST): Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. ANEEL, 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 687 de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, ano 152, n. 230, p. 45, 2 dez. 2015.

ANDERSON, P. M. **Analysis of faulted power systems**. 1. ed. [s. l.]: Wiley-Blackwell, 1995. 540 p. ISBN 9780470544129.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16149:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. Rio de Janeiro: ABNT, 2013.

BANCO MUNDIAL. **Atlas Solar Global**. GSA, 2021. Disponível em: <http://globalsolaratlas.info/>. Acesso em: 01 jul. 2021.

BHADORIA, V. S.; SINGH, N.; SHRIVASTAVA, V. A Review on Distributed Generation Definitions and DG Impacts on Distribution System. *In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ADVANCED COMPUTING AND COMMUNICATION TECHNOLOGIES*, 7, 2013, Panipat. **Proceedings** [...]. Panipat: [s. n.], 2013. p. 1-7. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/260095963_A_Review_on_Distributed_Generation_Definitions_and_DG_Impacts_on_Distribution_System. Acesso em: 01 nov. 2020.

BRISE, D. R.; KANKALE, R. S.; JADHAO, S. Impact of distributed generation on protection of power system. *In: 2017 International Conference on Innovative Mechanisms for Industry Applications (ICIMIA)*, 2017, Bengaluro. **Proceedings** [...]. [s. l.]: IEEE, 2017. p. 399-405.

CAO, X.; et al. ZHANG, C.; ZHANG, Y.; GAN, Z.; LI, H.; NI, W.; WANG, J. The simulation study of the modulation method for PV grid-connected system. **Energy Procedia**, v. 145, p. 122-127, 2018. ISSN 1876-6102. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610218300225>. Acesso em: 06 nov. 2020.

CAPPELLE, J.; VANALME, J.; VISPOEL, S.; VAN MAERHEM, T.; VERHELST, B.; DEBRUYNE, C.; DESMET, J. Introducing small storage capacity at residential PV installations to prevent overvoltages. *In*: 2011 IEEE International Conference on Smart Grid Communications, 2011, Brussels. **Proceedings** [...]. [s. l.]: IEEE, 2011. p. 534-539.

COSTER, E. J.; MYRZIK, J. M. A.; KRUIJMER, B.; KLING, W. L. Integration Issues of Distributed Generation in Distribution Grids. *In*: Proceedings of the IEEE, v. 99, n. 1, 2011, [s. l.]. **Proceedings** [...]. [s. l.]: IEEE, 2010. p. 28–39.

DIAS, M. V. X.; BORTONI, E. C.; HADDAD, J. Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. **Revista Brasileira de Energia**, Minas Gerais, v. 11, n. 2, p. 1-11, 2005. Disponível em: https://www.academia.edu/download/51696560/Geracao_distribuida_no_Brasil_-_oportunidades_e_barreiras.pdf. Acesso em: 01 nov. 2020.

FORTESCUE, C. L. Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks. *In*: Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, v. 37, n. 2, 1918, [s. l.]. **Proceedings** [...]. [s. l.]: IEEE, 1918. p. 1027-1140.

GUPTA, S. C. Phase-locked loops. *In*: Proceedings of the IEEE, v. 63, n. 2, 1975, [s. l.]. **Proceedings** [...]. [s. l.]: IEEE, 1975. p. 291-306.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS. **IEEE 123 Node Test Feeder**. New Jersey, 1992. Disponível em: <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 08 nov. 2020.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. de; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2. ed. São Paulo: [s.n.], 2010.

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. *In*: POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING, 1., 2001, Columbus. **Proceedings** [...]. Columbus: IEEE, 2002. p. 908-912.

KERSTING, W. H.; SHIREK, G. Short circuit analysis of IEEE test feeders. *In*: PES T&D 2012, Orlando. **Proceedings** [...]. Orlando: IEEE, 2012. p. 1–9.

KINDERMANN, G. **Curto-circuito**. 2. ed. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997. 214 p. ISBN 85-241-0368-X.

MATHWORKS. **Introducing the Phasor Simulation Method**. [s. l.], 2021. Disponível em: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ug/introducing-the-phasor-simulation-method.html>. Acesso em: 01 jun. 2020.

MENDES, M. A. **Análise dos Impactos da Alta Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica na Proteção de Sobrecorrente Temporizada**. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2018.

MENDES, M. A.; VARGAS, M. C.; BATISTA, O. E.; SIMONETTI, D. S. L. A review on the methods for mitigate the impacts of photovoltaic distributed generation in power systems protection. *In: 2018 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*, 2018, Niterói. **Proceedings** [...]. [s. l.]: IEEE, 2018. p. 1-6.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher, 1983.

PEPERMANS, G.; DRIESEN, J.; HAESLONCKX, D.; BELMANS, R.; D'HAESELEER, W. Distributed generation: definition, benefits and issues. **Energy Policy**, [s. l.], v. 33, n. 6, p. 787-798, 2005.

PETEAN, D. **Metodologia para Avaliação da Influência de Geradores Distribuídos nos Níveis de Curto-Circuito em Sistemas de Distribuição de Energia**. 2014. Tese (Doutorado em Ciências, Programa de Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

QUEIROZ, L. G. O; MENDES, M. A; VARGAS, M. C; TONINI, L. G. R; ROCHA, A. S. F; ARAUJO, M. R. S; BATISTA, O. E. Variação de Tensão em Rede de Distribuição de Energia Elétrica com Alta Penetração de Geração Distribuída Fotovoltaica. **Congresso Brasileiro de Automática-CBA**, [s. l.], v. 2, n. 1, 2020.

SAMPAIO, P. G. V.; GONZÁLEZ, M. O. A. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 74, p. 590–601, 2017.

SHAHZAD, U.; KAHROBAEE, S.; ASGARPOOR, S. Protection of Distributed Generation: Challenges and Solutions. **Energy and Power Engineering**, Nebraska, 9, p. 614-653, 2017. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/319936973_Protection_of_Distributed_Generation_Challenges_and_Solutions. Acesso em: 01 jul. 2021.

STETZ, T.; MARTEN, F.; BRAUN, M. Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany. *In: IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 4, n. 2, 2013, [s. l.]. **Proceedings** [...]. [s. l.]: IEEE, 2013. p. 534–542.

STEVENSON, W. D. **Elementos de análise de sistemas de potência**. 2. ed. São Paulo: McGrawHill, 1986.

TONINI, L. G. R.; BATISTA, O. E.; RUEDA-MEDINA, A. C.; MENDES, M. A.; VARGAS, M. C. Power Flow Analysis on Networks with High Integration of Distributed Photovoltaic Generation. *In: IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, 2019, Gramado. **Proceedings** [...]. [s. l.]: IEEE, 2019. p. 1-6.

VARGAS, M. C. **Análise dos Impactos das Falhas na Proteção Sobrecorrente em Redes de Distribuição com Elevada Penetração de Geração Distribuída Fotovoltaica.** 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2018.

VARGAS, M. C.; MENDES, M. A.; BATISTA, O. E. Faults Location Variability in Power Distribution Networks with High PV Penetration Level. *In: 2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON), 2018, São Paulo. Proceedings [...].* [s. l.]: IEEE, 2019. p. 1-6.

YI-BO, W.; CHUN-SHENG, W.; HUA, L.; HONG-HUA, X. Steady-state model and power flow analysis of gridconnected photovoltaic power system. *In: IEEE International Conference on Industrial Technology, 2008, Chengdu. Proceedings [...].* [s. l.]: IEEE, 2008. p. 1-6.

APÊNDICE A – DADOS DE TENSÕES E CORRENTES OBTIDOS VIA SIMULAÇÕES DO MODELO *123-NODE TEST FEEDER*

Neste apêndice contém os dados relativos às simulações do *123-Node Test Feeder* que servem como complementação as informações abordadas neste projeto.

A Tabela 14 apresenta o erro relativo, encontrado pela primeira simulação, entre os valores dos tesões de cada nó do alimentador modelado com os valores de referência do relatório do IEEE.

Tabela 14 – Erro relativo das tensões entre o modelo e os valores de referência do IEEE para a primeira simulação

(continua)

Nó	Erro relativo			Nó	Erro relativo			Nó	Erro relativo		
	A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N
1	0,07%	0,07%	0,02%	25	0,23%	0,23%	0,08%	49	0,27%	0,26%	0,10%
2		0,07%		26	0,24%		0,69%	50	0,27%	0,26%	0,10%
3			0,02%	27	0,22%		0,69%	51	0,27%	0,26%	0,11%
4			0,02%	28	0,24%	0,23%	0,08%	52	0,32%	0,27%	0,09%
5			0,03%	29	0,23%	0,23%	0,08%	53	0,35%	0,29%	0,10%
6			0,02%	30	0,23%	0,23%	0,08%	54	0,36%	0,31%	0,12%
7	0,13%	0,13%	0,04%	31			0,69%	55	0,37%	0,32%	0,11%
8	0,17%	0,16%	0,06%	32			0,69%	56	0,37%	0,31%	0,11%
9	0,18%			33	0,23%			57	0,40%	0,34%	0,11%
10	0,65%			34			0,08%	58		0,34%	
11	0,64%			35	0,24%	0,23%	0,09%	59		0,34%	
12		0,17%		36	0,25%	0,23%		60	0,49%	0,40%	0,13%
13	0,23%	0,22%	0,09%	37	0,24%			61	0,49%	0,40%	0,13%
14	0,65%			38		0,24%		62	0,49%	0,40%	0,13%
15			0,08%	39		0,24%		63	0,49%	0,40%	0,13%
16			0,07%	40	0,26%	0,24%	0,09%	64	0,49%	0,41%	0,13%
17			0,08%	41			0,08%	65	0,49%	0,41%	0,14%
18	0,23%	0,23%	0,08%	42	0,26%	0,24%	0,09%	66	0,50%	0,40%	0,14%
19	0,22%			43		0,25%		67	4,76%	1,00%	2,92%
20	0,23%			44	0,26%	0,25%	0,09%	68	4,77%		
21	0,23%	0,24%	0,08%	45	0,26%			69	4,77%		
22		0,23%		46	0,26%			70	4,79%		
23	0,22%	0,23%	0,07%	47	0,26%	0,26%	0,11%	71	4,79%		
24			0,08%	48	0,27%	0,27%	0,10%	72	4,76%	1,01%	2,93%

Tabela 14 – Erro relativo das tensões entre o modelo e os valores de referência do IEEE para a primeira simulação

(conclusão)

Nó	Erro relativo			Nó	Erro relativo		
	A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N
73			2,93%	99	4,76%	1,01%	2,92%
74			2,94%	100	4,76%	1,01%	2,92%
75			2,95%	101	4,76%	1,01%	2,93%
76	4,76%	1,03%	2,93%	102			2,94%
77	4,77%	1,03%	2,93%	103			2,94%
78	4,77%	1,02%	2,94%	104			2,95%
79	4,77%	1,02%	2,93%	105	4,75%	1,01%	2,93%
80	4,77%	1,03%	2,94%	106		1,02%	
81	4,76%	1,03%	2,95%	107		1,03%	
82	4,77%	1,02%	2,96%	108	4,76%	1,02%	2,93%
83	4,77%	1,02%	2,96%	109	4,77%		
84			2,97%	110	4,78%		
85			2,98%	111	4,77%		
86	4,77%	1,04%	2,93%	112	4,77%		
87	4,76%	1,06%	2,93%	113	4,78%		
88	4,76%			114	4,78%		
89	4,76%	1,06%	2,93%	135	0,23%	0,22%	0,08%
90		1,06%		149	0,00%	0,00%	0,00%
91	4,76%	1,06%	2,94%	151	0,27%	0,26%	0,11%
92			2,94%	152	0,25%	0,21%	0,08%
93	4,77%	1,06%	2,94%	160	0,51%	0,39%	0,12%
94	4,77%			197	4,76%	1,01%	2,93%
95	4,76%	1,06%	2,93%	250	0,23%	0,23%	0,08%
96		1,06%		300	4,76%	1,02%	2,93%
97	4,76%	1,01%	2,93%	450	4,76%	1,01%	2,92%
98	4,76%	1,01%	2,93%	610	0,49%	0,41%	0,13%

Fonte: Produção do próprio autor.

Assim como na Tabela 14 a Tabela 15 apresenta o erro relativo referente aos valores de corrente nos trechos do alimentador, também da primeira simulação.

Tabela 15 – Erro relativo das correntes entre o modelo e os valores de referência do IEEE para a primeira simulação (continua)

Trecho	Erro relativo			Trecho	Erro relativo			Trecho	Erro relativo		
	A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N
149-1	1,67%	3,27%	1,49%	78-80	5,37%	2,15%	4,51%	135-35	0,73%	2,06%	0,88%
1-2		8,33%		80-81	5,37%	1,02%	4,51%	18-19	0,48%		
1-3			3,21%	81-82	5,38%	1,02%	3,36%	18-21	0,33%	0,26%	1,67%
1-7	1,87%	3,16%	1,49%	81-84			3,73%	35-36	0,24%	3,97%	

Tabela 15 – Erro relativo das correntes entre o modelo e os valores de referência do IEEE para a primeira simulação (conclusão)

Trecho	Erro relativo			Trecho	Erro relativo			Trecho	Erro relativo		
	A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N
3-4			6,65%	82-83	4,77%	1,02%	3,36%	35-40	0,98%	1,80%	0,88%
3-5			1,04%	84-85			3,67%	36-37	0,25%		
5-6			0,02%	86-87	3,85%	4,11%	5,91%	36-38		3,98%	
7-8	1,96%	3,16%	1,49%	87-88	5,34%			38-39		5,39%	
8-12			7,57%	87-89	1,64%	3,70%	5,91%	40-41			2,02%
8-13	2,27%	3,06%	1,50%	89-90			2,32%	40-42	0,98%	1,80%	0,76%
8-9	2,02%			89-91	1,64%	4,15%	5,89%	42-43		0,25%	
152-52	3,64%	3,75%	2,32%	91-92			5,90%	42-44	0,94%	2,22%	0,76%
13-18	0,59%	1,80%	1,17%	91-93	1,64%	4,15%		44-45	1,37%		
13-34			2,14%	93-94	1,64%			44-47	0,85%	2,22%	0,76%
52-53	3,88%	3,75%	2,32%	93-95			4,15%	45-46	1,85%		
53-54	4,12%	3,75%	2,32%	95-96			4,08%	47-48	0,27%	0,26%	0,11%
54-55	0,36%	6,47%		197-101	1,81%	4,67%	2,91%	47-49	1,88%	4,76%	1,45%
54-57	4,25%	3,64%	2,32%	97-98	1,97%	4,95%	2,93%	49-50	1,91%		1,45%
55-56		6,47%		101-102			2,91%	50-51	1,91%		
57-58		4,18%		101-105	1,81%	4,67%		51-151			
57-60	4,25%	3,58%	2,32%	102-103			2,80%	19-20	0,40%		
58-59		5,72%		103-104			2,59%	21-22		0,24%	
160-67	4,94%	4,16%	3,20%	105-106			4,65%	21-23	0,36%		1,67%
60-61				105-108	1,81%			23-24			1,78%
60-62	1,08%	1,17%	0,34%	106-107			4,51%	23-25	0,36%		1,62%
67-68	1,44%			108-109	1,80%			25-28	0,28%		1,65%
67-72	3,87%	4,31%	4,13%	108-300				28-29	0,22%		1,65%
67-97	1,07%	4,74%	1,16%	109-110	2,61%			29-30			1,66%
68-69	1,36%			110-111	0,49%			30-250			
69-70	1,24%			110-112	3,20%			26-27	0,52%		
70-71	1,20%			112-113	3,43%			26-31			1,00%
72-73			1,01%	113-114	0,74%			27-33	0,52%		
72-76	3,87%	4,31%	5,03%	98-99		4,95%	2,92%	31-32			0,92%
73-74			0,15%	99-100			2,92%	34-15			3,58%
74-75			2,81%	100-450				15-16			3,57%
76-77	4,99%	3,36%	4,51%	62-63	1,08%	1,18%	0,49%	15-17			3,62%
76-86	3,84%	4,22%	5,90%	63-64	0,15%	1,17%	0,48%	14-10	1,24%		
77-78	4,99%	2,14%	4,51%	64-65	0,15%	0,10%	0,47%	14-11	0,62%		
78-79	4,77%			65-66			0,76%				

Fonte: Produção do próprio autor.

APÊNDICE B – DADOS DE CURTO-CIRCUITO 3LG E LG OBTIDOS VIA SIMULAÇÕES DO MODELO *123-NODE TEST FEEDER*

Neste apêndice contém os dados relativos às simulações do *123-Node Test Feeder* que servem como complementação as informações abordadas neste projeto.

A Tabela 16 apresenta o erro relativo nas magnitudes das correntes de faltas máximas encontrados nas faltas 3LG vistas pela subestação.

Tabela 16 – Erro relativo das correntes de falta máximas entre o modelo e os valores de referência do IEEE para faltas 3LG

(continua)

Nó com falta	Erro relativo (3LG)			Nó com falta	Erro relativo (3LG)			Nó com falta	Erro relativo (3LG)		
	A	B	C		A	B	C		A	B	C
1	0,58%	0,24%	0,44%	55	0,84%	0,14%	0,61%	91	0,51%	0,25%	1,10%
7	0,30%	0,11%	1,31%	56	0,82%	0,10%	0,59%	93	0,49%	0,24%	1,08%
8	0,58%	0,05%	0,39%	57	0,80%	0,22%	0,52%	95	0,45%	0,23%	1,07%
13	0,58%	0,01%	0,37%	60	0,70%	0,26%	0,32%	97	0,78%	0,49%	0,51%
18	0,24%	0,02%	0,43%	61	0,67%	0,17%	0,31%	98	0,74%	0,49%	0,45%
21	0,17%	0,03%	0,44%	62	0,64%	0,22%	0,30%	99	0,69%	0,48%	0,35%
23	0,11%	0,04%	0,44%	63	0,60%	0,20%	0,29%	100	0,67%	0,48%	0,31%
25	0,06%	0,05%	0,45%	64	0,53%	0,16%	0,27%	101	0,95%	0,70%	0,67%
28	0,03%	0,05%	0,45%	65	3,88%	0,12%	3,04%	105	0,91%	0,68%	0,61%
29	0,04%	0,06%	0,46%	66	4,10%	0,09%	3,31%	108	0,87%	0,67%	0,55%
30	0,04%	0,07%	0,46%	67	0,81%	0,48%	0,56%	135	0,55%	0,33%	0,73%
35	0,52%	0,35%	0,58%	63	0,60%	0,20%	0,29%	149	0,51%	0,51%	0,51%
40	0,52%	0,30%	0,55%	72	0,77%	0,49%	0,50%	150	0,08%	0,08%	0,08%
42	0,52%	0,25%	0,53%	76	0,75%	0,49%	0,46%	151	0,47%	0,23%	0,25%
44	0,52%	0,21%	0,52%	77	0,64%	0,46%	0,46%	152	0,96%	0,37%	0,75%
47	0,52%	0,17%	0,50%	79	0,57%	0,45%	0,46%	160	0,93%	0,51%	0,56%
48	0,51%	0,18%	0,46%	80	0,52%	0,44%	0,46%	197	0,98%	0,70%	0,73%
49	0,51%	0,19%	0,44%	81	0,43%	0,43%	0,46%	250	0,06%	0,08%	0,46%
50	0,49%	0,20%	0,38%	82	0,39%	0,42%	0,46%	300	0,78%	0,64%	0,39%
51	0,48%	0,21%	0,33%	83	0,36%	0,41%	0,46%	450	0,62%	0,48%	0,21%
52	0,90%	0,26%	0,68%	86	0,69%	0,48%	0,34%	610	0,61%	0,64%	0,65%
53	0,88%	0,22%	0,66%	87	0,58%	0,28%	1,12%				
54	0,87%	0,19%	0,64%	89	0,55%	0,27%	1,11%				

Fonte: Produção do próprio autor.

A Tabela 17 apresenta o erro relativo nas magnitudes das correntes de faltas máximas encontrados nas faltas LG vistas pela subestação.

Tabela 17 – Erro relativo das correntes de falta máximas entre o modelo e os valores de referência do IEEE para faltas LG

Nó com falta	Erro relativo (LG)			Nó com falta	Erro relativo (LG)			Nó com falta	Erro relativo (LG)		
	A	B	C		A	B	C		A	B	C
1	0,19%	0,22%	0,12%	43		0,19%		85			0,06%
2		0,42%		44	0,15%	0,13%	0,07%	86	0,15%	0,09%	0,06%
3			0,33%	45	0,19%			87	0,02%		0,11%
4			0,41%	46	0,22%			88	0,04%		
5			0,44%	47	0,16%	0,15%	0,08%	89	0,03%	0,01%	0,09%
6			0,46%	48	0,15%	0,16%	0,07%	90		0,01%	
7	0,22%	0,31%	0,61%	49	0,14%	0,16%	0,06%	91	0,04%	0,02%	0,08%
8	0,29%	0,35%	0,12%	50	0,11%	0,18%	0,05%	92			0,05%
9	0,42%			51	0,10%	0,19%	0,03%	93	0,05%	0,03%	0,06%
10	0,52%			52	0,07%	0,15%	0,19%	94	0,06%		
11	0,52%			53	0,09%	0,17%	0,19%	95	0,06%	0,05%	0,04%
12		0,47%		54	0,11%	0,19%	0,19%	96		0,03%	
13	0,31%	0,38%	0,10%	55	0,13%	0,22%	0,20%	97	0,11%	0,05%	0,14%
14	0,52%			56	0,15%	0,24%	0,20%	98	0,13%	0,06%	0,12%
15			0,17%	57	0,08%	0,21%	0,13%	99	0,15%	0,09%	0,07%
16			0,22%	58		0,28%		100	0,16%	0,10%	0,05%
17			0,21%	59		0,32%		101	0,27%	0,07%	0,26%
18	0,38%	0,26%	0,16%	60	0,02%	0,23%	0,05%	102			0,22%
19	0,43%			61	0,07%	0,24%	0,08%	103			0,17%
20	0,47%			62	0,09%	0,32%		104			0,10%
21	0,39%	0,22%	0,17%	63	0,13%	0,36%	0,02%	105	0,27%	0,05%	0,23%
22		0,27%		64	0,19%	0,42%	0,06%	106		0,01%	
23	0,39%	0,19%	0,17%	65	0,35%	0,47%	0,70%	107		0,06%	
24			0,23%	66	0,28%	0,49%	0,67%	108	0,28%	0,03%	0,19%
25	0,40%	0,15%	0,18%	67	0,10%	0,03%	0,19%	109	0,21%		
26	0,38%		0,18%	68	0,06%			110	0,18%		
27	0,37%		0,17%	69	0,02%			111	0,13%		
28	0,40%	0,13%	0,19%	70	0,01%			112	0,16%		
29	0,41%	0,10%	0,19%	71	0,03%			113	0,13%		
30	0,41%	0,07%	0,20%	72	0,11%	0,05%	0,14%	114	0,10%		
31			0,19%	73			0,10%	135	0,15%	0,03%	0,06%
32			0,21%	74			0,06%	149	0,02%	0,02%	0,02%
33	0,41%			75			0,03%	150	0,58%	0,58%	0,58%
34			0,15%	76	0,12%	0,06%	0,12%	151	0,06%	0,20%	
35	0,11%	0,07%	0,02%	77	0,09%	0,03%	0,09%	152	0,01%	0,08%	0,20%
36	0,12%	0,08%		78	0,09%	0,02%	0,07%	160	0,14%	0,06%	0,22%
37	0,18%			79	0,07%	0,01%	0,06%	197	0,27%	0,09%	0,30%
38		0,11%		80	0,06%		0,04%	250	0,41%	0,05%	0,20%
39		0,15%		81	0,03%	0,02%	0,01%	300	0,29%	0,01%	0,11%
40	0,13%	0,10%	0,04%	82	0,02%	0,03%		450	0,18%	0,12%	
41			0,01%	83	0,01%	0,05%	0,01%	610	7,86%	7,94%	7,82%
42	0,14%	0,11%	0,05%	84			0,03%				

Fonte: Produção do próprio autor.

APÊNDICE C – RESULTADOS OBTIDOS VIA SIMULAÇÃO DO MODELO *123-NODE TEST FEEDER* PARA O PERFIL DE TENSÃO

Neste apêndice contém os resultados obtidos pelas simulações do *123-Node Test Feeder* em diferentes condições de carregamento para o perfil de tensão, os mesmos servem como base para as análises abordadas neste projeto.

A Tabela 18 apresenta os níveis de tensão em pu obtidos de cada nó do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 100% de utilização da carga instalada e sem a presença da GDFV.

Tabela 18 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 100% de utilização da carga instalada sem GDFV

(continua)

Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu		
	A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N
1	0,9531	0,9743	0,9656	43		0,958		85			0,9359
2		0,9741		44	0,9168	0,9586	0,9419	86	0,9108	0,9524	0,9389
3			0,9641	45	0,9163			87	0,9103	0,9516	0,9395
4			0,9636	46	0,916			88	0,9102		
5			0,9628	47	0,9159	0,9575	0,941	89	0,9099	0,9514	0,9398
6			0,9622	48	0,9156	0,9572	0,9407	90		0,9513	
7	0,9445	0,9721	0,9606	49	0,9156	0,9569	0,9407	91	0,9097	0,9511	0,94
8	0,9389	0,9706	0,9572	50	0,9156	0,957	0,9403	92			0,9399
9	0,9375			51	0,9155	0,957	0,9403	93	0,9094	0,9509	0,9401
10	0,9357			52	0,9259	0,9665	0,9494	94	0,9088		
11	0,9354			53	0,9234	0,9655	0,948	95	0,9094	0,9505	0,9403
12		0,9704		54	0,922	0,9648	0,9472	96		0,9503	
13	0,9315	0,9681	0,9521	55	0,9218	0,9648	0,9472	97	0,9106	0,9552	0,9366
14	0,936			56	0,9217	0,9646	0,9473	98	0,9104	0,9549	0,9364
15			0,9508	57	0,9192	0,9619	0,9448	99	0,9107	0,9541	0,9361
16			0,9499	58		0,9613		100	0,9109	0,9541	0,9358
17			0,9504	59		0,961		101	0,9099	0,9549	0,9361
18	0,9231	0,9641	0,9453	60	0,9134	0,9567	0,9393	102			0,9347
19	0,9219			61	0,9134	0,9567	0,9393	103			0,9331
20	0,9211			62	0,9127	0,9556	0,9374	104			0,9314
21	0,9226	0,9641	0,9442	63	0,9122	0,9548	0,9365	105	0,9087	0,9547	0,9364
22		0,9628		64	0,9119	0,953	0,9345	106		0,9536	
23	0,9223	0,9645	0,9432	65	0,9112	0,9527	0,9317	107		0,9521	
24			0,9418	66	0,9115	0,9529	0,9303	108	0,9074	0,9553	0,9362
25	0,9217	0,9649	0,9423	67	0,9115	0,9557	0,9373	109	0,9037		
26	0,9214		0,9419	68	0,9101			110	0,9019		

Tabela 18 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 100% de utilização da carga instalada sem GDFV

(conclusão)

Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu		
	A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N
27	0,9211		0,9419	69	0,9085			111	0,9012		
28	0,9213	0,9651	0,942	70	0,9073			112	0,9013		
29	0,9212	0,9652	0,9416	71	0,9066			113	0,8994		
30	0,9214	0,9652	0,9412	72	0,9118	0,9548	0,937	114	0,8991		
31			0,9413	73			0,935	135	0,9231	0,9641	0,9453
32			0,941	74			0,9333	149	0,9647	0,9773	0,9736
33	0,9199			75			0,9323	150	0,9647	0,9773	0,9736
34			0,9512	76	0,9117	0,9542	0,9376	151	0,9155	0,957	0,9403
35	0,9207	0,9616	0,9443	77	0,9127	0,9552	0,9384	152	0,9315	0,9681	0,9521
36	0,9198	0,9611		78	0,913	0,9556	0,9385	160	0,9134	0,9567	0,9393
37	0,9191			79	0,9127	0,9557	0,9385	197	0,9106	0,9552	0,9366
38		0,9605		80	0,9148	0,9572	0,9392	250	0,9214	0,9652	0,9412
39		0,9601		81	0,9167	0,9594	0,9396	300	0,9074	0,9553	0,9362
40	0,9193	0,9604	0,9434	82	0,9174	0,9605	0,9403	450	0,9109	0,9541	0,9358
41			0,943	83	0,9185	0,9616	0,941	610	0,9134	0,9566	0,9393
42	0,9178	0,9593	0,9426	84			0,9371				

Fonte: Produção do próprio autor.

Já a Tabela 19 apresenta os níveis de tensão em pu obtidos de cada nó do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 100% de utilização de carga instalada, porém com todos os geradores FV fornecendo a potência máxima nominal de sua respectiva carga acoplada.

Tabela 19 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 100% de utilização da carga instalada com GDFV

(continua)

Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu		
	A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N
1	0,9722	0,9824	0,9813	43		0,9694		85			0,9842
2		0,9823		44	0,9572	0,9693	0,975	86	0,9599	0,9737	0,9818
3			0,9808	45	0,9571			87	0,9601	0,9734	0,9822
4			0,9806	46	0,957			88	0,9603		
5			0,9804	47	0,9568	0,9687	0,9744	89	0,9599	0,9734	0,9825
6			0,9802	48	0,9566	0,9686	0,9742	90		0,9737	
7	0,9688	0,9804	0,9805	49	0,9567	0,9684	0,9742	91	0,9598	0,9732	0,9828
8	0,9667	0,9791	0,9799	50	0,9566	0,9685	0,974	92			0,9832
9	0,9663			51	0,9565	0,9685	0,9741	93	0,9597	0,973	0,9829
10	0,9657			52	0,9622	0,9762	0,9791	94	0,9595		
11	0,9656			53	0,9615	0,9757	0,9793	95	0,9597	0,9728	0,9829
12		0,979		54	0,9612	0,9754	0,9793	96		0,9728	

Tabela 19 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 100% de utilização da carga instalada com GDFV

(conclusão)

Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu		
	A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N
13	0,9639	0,9772	0,9788	55	0,9611	0,9753	0,9793	97	0,9574	0,9739	0,9796
14	0,9658			56	0,9612	0,9753	0,9793	98	0,9573	0,9738	0,9795
15			0,9784	57	0,9602	0,9747	0,9795	99	0,9575	0,9736	0,9792
16			0,9781	58		0,9741		100	0,9575	0,9737	0,979
17			0,9783	59		0,9738		101	0,957	0,9737	0,9795
18	0,9598	0,973	0,9772	60	0,9582	0,9742	0,9794	102			0,979
19	0,9594			61	0,9582	0,9742	0,9794	103			0,9785
20	0,9592			62	0,9577	0,9742	0,9792	104			0,978
21	0,9594	0,973	0,9769	63	0,9574	0,9741	0,9792	105	0,9565	0,9734	0,9797
22		0,9726		64	0,957	0,974	0,979	106		0,973	
23	0,9589	0,9732	0,9766	65	0,9562	0,9742	0,979	107		0,9726	
24			0,9761	66	0,956	0,9744	0,9787	108	0,9558	0,9734	0,98
25	0,9584	0,9733	0,9765	67	0,9579	0,9742	0,9799	109	0,9548		
26	0,9582		0,9763	68	0,9575			110	0,9543		
27	0,9581		0,9764	69	0,957			111	0,9541		
28	0,9582	0,9734	0,9764	70	0,9567			112	0,9541		
29	0,958	0,9735	0,9763	71	0,9565			113	0,9536		
30	0,958	0,9735	0,9761	72	0,9588	0,9744	0,9804	114	0,9534		
31			0,9761	73			0,9797	135	0,9598	0,973	0,9772
32			0,976	74			0,9792	149	0,9768	0,985	0,983
33	0,9577			75			0,9789	150	0,9768	0,985	0,983
34			0,9785	76	0,9594	0,9744	0,9811	151	0,9565	0,9685	0,9741
35	0,9588	0,9713	0,9766	77	0,9608	0,9757	0,9824	152	0,9639	0,9772	0,9788
36	0,9586	0,9709		78	0,9611	0,9761	0,9827	160	0,9582	0,9742	0,9794
37	0,9584			79	0,961	0,9761	0,9827	197	0,9574	0,9739	0,9796
38		0,9707		80	0,9629	0,978	0,984	250	0,958	0,9735	0,9761
39		0,9706		81	0,9645	0,9802	0,9854	300	0,9558	0,9734	0,98
40	0,9583	0,9706	0,976	82	0,9654	0,9813	0,9863	450	0,9575	0,9737	0,979
41			0,9758	83	0,9664	0,9824	0,9872	610	0,9581	0,9742	0,9793
42	0,9577	0,9698	0,9754	84			0,9846				

Fonte: Produção do próprio autor.

A Tabela 20 apresenta os níveis de tensão em pu obtidos de cada nó do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 75% de utilização da carga instalada e sem a presença da GDFV.

Tabela 20 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 75% de utilização da carga instalada sem GDFV

Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu		
	A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N
1	0,968	0,9842	0,9776	43		0,973		85			0,9602
2		0,9841		44	0,941	0,9734	0,9603	86	0,9399	0,9722	0,9613
3			0,9764	45	0,9407			87	0,9396	0,9718	0,9618
4			0,976	46	0,9404			88	0,9397		
5			0,9755	47	0,9403	0,9726	0,9596	89	0,9393	0,9717	0,9622
6			0,975	48	0,9401	0,9724	0,9595	90		0,9717	
7	0,9617	0,983	0,9741	49	0,9401	0,9722	0,9594	91	0,9391	0,9714	0,9624
8	0,9577	0,9821	0,9717	50	0,9401	0,9722	0,9591	92			0,9625
9	0,9566			51	0,94	0,9723	0,9591	93	0,9389	0,9713	0,9625
10	0,9552			52	0,9485	0,9799	0,9666	94	0,9384		
11	0,9549			53	0,9468	0,9794	0,9658	95	0,9389	0,971	0,9627
12		0,9819		54	0,9459	0,9791	0,9654	96		0,9708	
13	0,9524	0,9806	0,9682	55	0,9457	0,979	0,9654	97	0,939	0,9736	0,9588
14	0,9554			56	0,9457	0,9789	0,9655	98	0,9388	0,9734	0,9587
15			0,9672	57	0,9442	0,9773	0,9639	99	0,939	0,9728	0,9585
16			0,9665	58		0,9768		100	0,9392	0,9727	0,9582
17			0,9669	59		0,9766		101	0,9384	0,9734	0,9584
18	0,9459	0,9776	0,963	60	0,9407	0,9742	0,9605	102			0,9574
19	0,945			61	0,9407	0,9742	0,9605	103			0,9561
20	0,9444			62	0,9402	0,9734	0,9591	104			0,9548
21	0,9455	0,9776	0,9621	63	0,9397	0,9728	0,9584	105	0,9375	0,9732	0,9586
22		0,9766		64	0,9395	0,9714	0,9568	106		0,9724	
23	0,9452	0,9779	0,9613	65	0,939	0,9712	0,9547	107		0,9713	
24			0,9603	66	0,9392	0,9714	0,9536	108	0,9365	0,9737	0,9585
25	0,9448	0,9782	0,9607	67	0,9397	0,974	0,9594	109	0,9336		
26	0,9446		0,9603	68	0,9386			110	0,9322		
27	0,9443		0,9603	69	0,9373			111	0,9317		
28	0,9445	0,9784	0,9605	70	0,9364			112	0,9318		
29	0,9444	0,9785	0,9601	71	0,9359			113	0,9303		
30	0,9446	0,9785	0,9598	72	0,9403	0,9736	0,9595	114	0,93		
31			0,9599	73			0,9579	135	0,9459	0,9776	0,963
32			0,9596	74			0,9566	149	0,9763	0,9859	0,9832
33	0,9434			75			0,9559	150	0,9763	0,9859	0,9832
34			0,9675	76	0,9404	0,9734	0,9601	151	0,94	0,9723	0,9591
35	0,944	0,9757	0,9622	77	0,9416	0,9747	0,9611	152	0,9524	0,9806	0,9682
36	0,9433	0,9754		78	0,9419	0,9751	0,9613	160	0,9407	0,9742	0,9605
37	0,9428			79	0,9417	0,9751	0,9613	197	0,939	0,9736	0,9588
38		0,9749		80	0,9438	0,9768	0,9623	250	0,9446	0,9785	0,9598
39		0,9746		81	0,9457	0,9789	0,963	300	0,9365	0,9737	0,9585
40	0,9429	0,9748	0,9615	82	0,9466	0,9801	0,9637	450	0,9392	0,9727	0,9582
41			0,9612	83	0,9476	0,9812	0,9645	610	0,9407	0,9742	0,9605
42	0,9418	0,974	0,9609	84			0,9611				

Fonte: Produção do próprio autor.

Já a Tabela 21 apresenta os níveis de tensão em pu obtidos de cada nó do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 75% de utilização de carga instalada, porém com todos os geradores FV fornecendo a potência máxima nominal de sua respectiva carga acoplada.

Tabela 21 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 75% de utilização da carga instalada com GDFV

(continua)

Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu		
	A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N
1	0,9847	0,9914	0,9917	43		0,9835		85			1,0063
2		0,9914		44	0,9786	0,9832	0,9919	86	0,9858	0,9927	1,0022
3			0,9916	45	0,9786			87	0,9862	0,9927	1,0026
4			0,9915	46	0,9785			88	0,9866		
5			0,9915	47	0,9784	0,9829	0,9915	89	0,986	0,9928	1,003
6			0,9914	48	0,9783	0,9828	0,9914	90		0,9933	
7	0,9836	0,9904	0,9924	49	0,9783	0,9827	0,9914	91	0,9859	0,9927	1,0033
8	0,9829	0,9897	0,9928	50	0,9782	0,9828	0,9913	92			1,0039
9	0,9828			51	0,9782	0,9828	0,9913	93	0,9859	0,9926	1,0034
10	0,9827			52	0,982	0,9887	0,9947	94	0,9859		
11	0,9826			53	0,9821	0,9887	0,9953	95	0,986	0,9925	1,0033
12		0,9896		54	0,9822	0,9888	0,9957	96		0,9924	
13	0,982	0,9888	0,9933	55	0,9822	0,9887	0,9957	97	0,9826	0,9915	1
14	0,9827			56	0,9822	0,9886	0,9957	98	0,9826	0,9914	0,9999
15			0,9932	57	0,9822	0,9892	0,9968	99	0,9827	0,9914	0,9997
16			0,9931	58		0,9887		100	0,9826	0,9915	0,9995
17			0,9931	59		0,9885		101	0,9824	0,9914	0,9999
18	0,9798	0,9856	0,9932	60	0,9823	0,9909	0,9987	102			0,9998
19	0,9797			61	0,9823	0,9909	0,9987	103			0,9997
20	0,9797			62	0,9821	0,9912	0,999	104			0,9995
21	0,9795	0,9856	0,9932	63	0,9819	0,9913	0,9992	105	0,9822	0,9911	1,0001
22		0,9855		64	0,9815	0,9916	0,9994	106		0,991	
23	0,9791	0,9857	0,9931	65	0,9809	0,9918	1	107		0,9909	
24			0,993	66	0,9807	0,992	1,0001	108	0,9818	0,991	1,0004
25	0,9788	0,9858	0,9932	67	0,9829	0,9916	1,0001	109	0,9815		
26	0,9786		0,9932	68	0,9828			110	0,9814		
27	0,9785		0,9932	69	0,9827			111	0,9814		
28	0,9786	0,9858	0,9933	70	0,9827			112	0,9814		
29	0,9785	0,9858	0,9932	71	0,9826			113	0,9812		
30	0,9784	0,9859	0,9931	72	0,9841	0,9924	1,0009	114	0,9812		
31			0,9931	73			1,0007	135	0,9798	0,9856	0,9932
32			0,9931	74			1,0005	149	0,9865	0,9927	0,9911
33	0,9784			75			1,0005	150	0,9865	0,9927	0,9911
34			0,9932	76	0,985	0,9928	1,0017	151	0,9782	0,9828	0,9913
35	0,9794	0,9845	0,9929	77	0,9865	0,9943	1,0031	152	0,982	0,9888	0,9933
36	0,9793	0,9842		78	0,9869	0,9948	1,0035	160	0,9823	0,9909	0,9987
37	0,9793			79	0,9868	0,9947	1,0036	197	0,9826	0,9915	1

Tabela 21 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 75% de utilização da carga instalada com GDFV

(conclusão)

Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu		
	A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N
38		0,9841		80	0,9887	0,9968	1,0051	250	0,9784	0,9859	0,9931
39		0,9841		81	0,9904	0,999	1,0067	300	0,9818	0,991	1,0004
40	0,9791	0,984	0,9925	82	0,9914	1,0001	1,0077	450	0,9826	0,9915	0,9995
41			0,9925	83	0,9924	1,0012	1,0087	610	0,9823	0,9909	0,9987
42	0,9788	0,9835	0,9922	84			1,0064				

Fonte: Produção do próprio autor.

A Tabela 22 apresenta os níveis de tensão em pu obtidos de cada nó do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 50% de utilização da carga instalada e sem a presença da GDFV.

Tabela 22 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 50% de utilização da carga instalada sem GDFV

(continua)

Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu		
	A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N
1	0,9832	0,9943	0,9898	43		0,9881		85			0,9854
2		0,9941		44	0,9661	0,9884	0,9793	86	0,9702	0,9923	0,9846
3			0,989	45	0,9659			87	0,9702	0,9922	0,985
4			0,9887	46	0,9657			88	0,9703		
5			0,9883	47	0,9656	0,9879	0,9789	89	0,9699	0,9922	0,9854
6			0,988	48	0,9655	0,9877	0,9788	90		0,9924	
7	0,9794	0,994	0,9879	49	0,9655	0,9876	0,9787	91	0,9698	0,992	0,9857
8	0,977	0,9937	0,9867	50	0,9655	0,9876	0,9785	92			0,986
9	0,9763			51	0,9654	0,9877	0,9785	93	0,9696	0,9919	0,9858
10	0,9753			52	0,9719	0,9934	0,9844	94	0,9693		
11	0,9751			53	0,9711	0,9934	0,9842	95	0,9696	0,9917	0,9859
12		0,9936		54	0,9706	0,9934	0,9841	96		0,9916	
13	0,9739	0,9932	0,9848	55	0,9705	0,9934	0,9841	97	0,9685	0,9922	0,9819
14	0,9755			56	0,9705	0,9933	0,9842	98	0,9684	0,9921	0,9818
15			0,9841	57	0,9701	0,9928	0,9837	99	0,9685	0,9917	0,9816
16			0,9836	58		0,9925		100	0,9686	0,9916	0,9814
17			0,9839	59		0,9923		101	0,9681	0,9921	0,9816
18	0,9695	0,9912	0,9812	60	0,9691	0,992	0,9825	102			0,9809
19	0,9688			61	0,9691	0,992	0,9825	103			0,98
20	0,9684			62	0,9687	0,9915	0,9815	104			0,9791
21	0,9692	0,9913	0,9806	63	0,9684	0,991	0,981	105	0,9675	0,992	0,9817
22		0,9906		64	0,9682	0,9901	0,98	106		0,9914	
23	0,969	0,9914	0,9801	65	0,9679	0,9899	0,9785	107		0,9906	
24			0,9794	66	0,968	0,9901	0,9778	108	0,9668	0,9923	0,9817

Tabela 22 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 50% de utilização da carga instalada sem GDFV

(conclusão)

Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu		
	A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N
25	0,9687	0,9917	0,9796	67	0,969	0,9925	0,9822	109	0,9648		
26	0,9685		0,9794	68	0,9682			110	0,9638		
27	0,9684		0,9794	69	0,9673			111	0,9635		
28	0,9685	0,9918	0,9795	70	0,9667			112	0,9635		
29	0,9684	0,9918	0,9792	71	0,9664			113	0,9625		
30	0,9685	0,9918	0,979	72	0,9699	0,9927	0,9828	114	0,9623		
31			0,9791	73			0,9817	135	0,9695	0,9912	0,9812
32			0,9789	74			0,9808	149	0,9882	0,9947	0,9929
33	0,9677			75			0,9803	150	0,9882	0,9947	0,9929
34			0,9843	76	0,9703	0,9929	0,9835	151	0,9654	0,9877	0,9785
35	0,9682	0,99	0,9807	77	0,9717	0,9943	0,9847	152	0,9739	0,9932	0,9848
36	0,9677	0,9897		78	0,972	0,9947	0,9849	160	0,9691	0,992	0,9825
37	0,9673			79	0,9719	0,9948	0,9849	197	0,9685	0,9922	0,9819
38		0,9894		80	0,974	0,9966	0,9862	250	0,9685	0,9918	0,979
39		0,9892		81	0,976	0,9987	0,9873	300	0,9668	0,9923	0,9817
40	0,9674	0,9894	0,9802	82	0,9769	0,9999	0,9881	450	0,9686	0,9916	0,9814
41			0,98	83	0,978	1,001	0,989	610	0,969	0,992	0,9825
42	0,9667	0,9888	0,9797	84			0,986				

Fonte: Produção do próprio autor.

Já a Tabela 35 apresenta os níveis de tensão em pu obtidos de cada nó do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 50% de utilização de carga instalada, porém com todos os geradores FV fornecendo a potência máxima nominal de sua respectiva carga acoplada.

Tabela 23 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 50% de utilização da carga instalada com GDFV

(continua)

Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu		
	A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N
1	0,9962	0,9994	0,9993	43		0,9965		85			1,0227
2		0,9994		44	0,999	0,9962	1,0049	86	1,0097	1,0101	1,0171
3			0,9995	45	0,999			87	1,0103	1,0103	1,0175
4			0,9996	46	0,9991			88	1,0108		
5			0,9997	47	0,999	0,9961	1,0047	89	1,0102	1,0106	1,0178
6			0,9998	48	0,9989	0,9961	1,0047	90		1,0111	
7	0,9972	0,9992	1,0011	49	0,9989	0,9961	1,0046	91	1,0101	1,0104	1,0182
8	0,9979	0,9991	1,0023	50	0,9989	0,9962	1,0047	92			1,019
9	0,9981			51	0,9989	0,9961	1,0047	93	1,0101	1,0104	1,0183
10	0,9985			52	1,0005	1	1,0061	94	1,0102		
11	0,9985			53	1,0012	1,0005	1,0072	95	1,0102	1,0103	1,0182

Tabela 23 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 50% de utilização da carga instalada com GDFV

(conclusão)

Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu		
	A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N
12		0,9991		54	1,0017	1,0008	1,0078	96		1,0104	
13	0,9989	0,9992	1,004	55	1,0018	1,0008	1,0078	97	1,0059	1,0076	1,0148
14	0,9984			56	1,0018	1,0008	1,0077	98	1,0059	1,0076	1,0148
15			1,0042	57	1,0027	1,0024	1,0094	99	1,0059	1,0078	1,0146
16			1,0043	58		1,0021		100	1,0059	1,0079	1,0145
17			1,0043	59		1,0019		101	1,0058	1,0076	1,0149
18	0,9987	0,9972	1,0055	60	1,0048	1,0063	1,0128	102			1,015
19	0,9989			61	1,0048	1,0063	1,0128	103			1,0152
20	0,999			62	1,0046	1,0068	1,0135	104			1,0154
21	0,9985	0,9972	1,0057	63	1,0046	1,0071	1,0138	105	1,0059	1,0073	1,015
22		0,9974		64	1,0043	1,0079	1,0145	106		1,0075	
23	0,9982	0,9972	1,0059	65	1,0037	1,0083	1,0156	107		1,0077	
24			1,0061	66	1,0035	1,0084	1,016	108	1,0057	1,0071	1,0154
25	0,998	0,9971	1,0061	67	1,0061	1,0076	1,0148	109	1,0063		
26	0,9979		1,0062	68	1,0063			110	1,0066		
27	0,9979		1,0062	69	1,0065			111	1,0067		
28	0,9979	0,9971	1,0062	70	1,0067			112	1,0067		
29	0,9979	0,9971	1,0063	71	1,0068			113	1,0069		
30	0,9977	0,9972	1,0063	72	1,0074	1,009	1,0159	114	1,007		
31			1,0062	73			1,0161	135	0,9987	0,9972	1,0055
32			1,0063	74			1,0163	149	0,9951	0,9994	0,9968
33	0,9981			75			1,0164	150	0,9951	0,9994	0,9968
34			1,0041	76	1,0086	1,0097	1,0168	151	0,9989	0,9961	1,0047
35	0,9988	0,9967	1,0053	77	1,0102	1,0114	1,0183	152	0,9989	0,9992	1,004
36	0,999	0,9965		78	1,0106	1,0118	1,0187	160	1,0048	1,0063	1,0128
37	0,9991			79	1,0106	1,0118	1,0188	197	1,0059	1,0076	1,0148
38		0,9966		80	1,0124	1,014	1,0205	250	0,9977	0,9972	1,0063
39		0,9966		81	1,0142	1,0163	1,0224	300	1,0057	1,0071	1,0154
40	0,9989	0,9965	1,0052	82	1,0152	1,0173	1,0235	450	1,0059	1,0079	1,0145
41			1,0052	83	1,0162	1,0185	1,0245	610	1,0047	1,0062	1,0128
42	0,999	0,9963	1,005	84			1,0226				

Fonte: Produção do próprio autor.

A Tabela 24 apresenta os níveis de tensão em pu obtidos de cada nó do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 25% de utilização da carga instalada e sem a presença da GDFV.

Tabela 24 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 25% de utilização da carga instalada sem GDFV

Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu		
	A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N
1	0,9988	1,0044	1,0022	43		1,0033		85			1,0115
2		1,0043		44	0,9921	1,0035	0,999	86	1,0017	1,0127	1,0087
3			1,0018	45	0,992			87	1,0019	1,0129	1,0092
4			1,0016	46	0,9919			88	1,0022		
5			1,0014	47	0,9918	1,0032	0,9988	89	1,0017	1,0130	1,0096
6			1,0013	48	0,9918	1,0031	0,9987	90		1,0134	
7	0,9976	1,0050	1,0020	49	0,9918	1,0031	0,9987	91	1,0016	1,0129	1,0099
8	0,9969	1,0054	1,0019	50	0,9918	1,0031	0,9986	92			1,0104
9	0,9965			51	0,9917	1,0031	0,9986	93	1,0015	1,0128	1,0100
10	0,9960			52	0,9961	1,007	1,0027	94	1,0013		
11	0,9959			53	0,9962	1,0075	1,0032	95	1,0015	1,0127	1,0100
12		1,0053		54	0,9963	1,0078	1,0034	96		1,0126	
13	0,9961	1,0059	1,0018	55	0,9962	1,0078	1,0035	97	0,9991	1,0110	1,0058
14	0,9961			56	0,9962	1,0077	1,0035	98	0,9991	1,0110	1,0058
15			1,0015	57	0,9969	1,0084	1,0041	99	0,9991	1,0108	1,0057
16			1,0012	58		1,0082		100	0,9992	1,0107	1,0056
17			1,0014	59		1,0082		101	0,9989	1,0110	1,0057
18	0,9938	1,0049	1,0000	60	0,9985	1,01	1,0053	102			1,0053
19	0,9935			61	0,9985	1,01	1,0053	103			1,0049
20	0,9932			62	0,9983	1,0097	1,0048	104			1,0044
21	0,9937	1,0049	0,9997	63	0,9981	1,0095	1,0046	105	0,9986	1,0109	1,0057
22		1,0046		64	0,9981	1,009	1,004	106		1,0106	
23	0,9935	1,0050	0,9994	65	0,9979	1,0089	1,0033	107		1,0102	
24			0,9990	66	0,9979	1,009	1,0029	108	0,9982	1,0111	1,0057
25	0,9934	1,0051	0,9992	67	0,9994	1,0112	1,006	109	0,9972		
26	0,9933		0,9990	68	0,999			110	0,9967		
27	0,9932		0,9990	69	0,9985			111	0,9965		
28	0,9933	1,0052	0,9991	70	0,9982			112	0,9965		
29	0,9932	1,0052	0,9990	71	0,998			113	0,9960		
30	0,9933	1,0052	0,9988	72	1,0006	1,012	1,007	114	0,9959		
31			0,9989	73			1,0064	135	0,9938	1,0049	1,0000
32			0,9988	74			1,0059	149	1,0003	1,0036	1,0027
33	0,9929			75			1,0057	150	1,0003	1,0036	1,0027
34			1,0016	76	1,0014	1,0126	1,0078	151	0,9917	1,0031	0,9986
35	0,9931	1,0043	0,9997	77	1,0029	1,0142	1,0092	152	0,9961	1,0059	1,0018
36	0,9929	1,0041		78	1,0033	1,0146	1,0095	160	0,9985	1,0100	1,0053
37	0,9927			79	1,0033	1,0147	1,0095	197	0,9991	1,0110	1,0058
38		1,0040		80	1,0054	1,0166	1,0111	250	0,9933	1,0052	0,9988
39		1,0039		81	1,0074	1,0188	1,0125	300	0,9982	1,0111	1,0057
40	0,9927	1,0040	0,9994	82	1,0084	1,0199	1,0134	450	0,9992	1,0107	1,0056
41			0,9993	83	1,0095	1,021	1,0143	610	0,9984	1,0099	1,0053
42	0,9924	1,0037	0,9992	84			1,0119				

Fonte: Produção do próprio autor.

Já a Tabela 25 apresenta os níveis de tensão em pu obtidos de cada nó do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 25% de utilização de carga instalada, porém com todos os geradores FV fornecendo a potência máxima nominal de sua respectiva carga acoplada.

Tabela 25 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 25% de utilização da carga instalada com GDFV

(continua)

Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu		
	A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N
1	1,0036	1,0060	1,0060	43		1,0077		85			1,0398
2		1,0061		44	1,0131	1,0072	1,0175	86	1,0268	1,025	1,0326
3			1,0066	45	1,0133			87	1,0276	1,0255	1,033
4			1,0068	46	1,0134			88	1,0281		
5			1,0071	47	1,0133	1,0074	1,0175	89	1,0275	1,0259	1,0333
6			1,0074	48	1,0133	1,0075	1,0175	90		1,0266	
7	1,0062	1,0066	1,0092	49	1,0133	1,0075	1,0175	91	1,0274	1,0258	1,0338
8	1,0080	1,0070	1,0113	50	1,0132	1,0076	1,0175	92			1,0347
9	1,0086			51	1,0133	1,0075	1,0176	93	1,0275	1,0257	1,0338
10	1,0093			52	1,0133	1,0095	1,0173	94	1,0277		
11	1,0095			53	1,0146	1,0104	1,0188	95	1,0276	1,0258	1,0337
12		1,0071		54	1,0155	1,011	1,0196	96		1,0258	
13	1,0105	1,0080	1,0142	55	1,0156	1,011	1,0196	97	1,0225	1,0214	1,0302
14	1,0092			56	1,0156	1,011	1,0196	98	1,0225	1,0215	1,0302
15			1,0147	57	1,0171	1,0136	1,0221	99	1,0225	1,0218	1,03
16			1,0151	58		1,0134		100	1,0223	1,022	1,03
17			1,0149	59		1,0133		101	1,0225	1,0215	1,0304
18	1,0117	1,0069	1,0173	60	1,0206	1,0194	1,0272	102			1,0308
19	1,0122			61	1,0206	1,0194	1,0272	103			1,0313
20	1,0125			62	1,0206	1,0202	1,0283	104			1,0318
21	1,0116	1,0069	1,0177	63	1,0207	1,0207	1,0288	105	1,0227	1,0212	1,0305
22		1,0074		64	1,0205	1,022	1,0299	106		1,0216	
23	1,0114	1,0069	1,0182	65	1,0201	1,0225	1,0316	107		1,0221	
24			1,0187	66	1,0197	1,0226	1,0323	108	1,0228	1,0208	1,0309
25	1,0113	1,0067	1,0186	67	1,0225	1,0213	1,0301	109	1,0241		
26	1,0112		1,0188	68	1,023			110	1,0247		
27	1,0113		1,0189	69	1,0236			111	1,0249		
28	1,0113	1,0066	1,0188	70	1,024			112	1,0249		
29	1,0112	1,0066	1,0190	71	1,0242			113	1,0256		
30	1,0110	1,0067	1,0190	72	1,024	1,0232	1,0314	114	1,0257		
31			1,0190	73			1,032	135	1,0117	1,0069	1,0173
32			1,0191	74			1,0326	149	1,0003	1,005	1,0015
33	1,0118			75			1,0329	150	1,0003	1,005	1,0015
34			1,0146	76	1,0254	1,0243	1,0324	151	1,0133	1,0075	1,0176
35	1,0123	1,0070	1,0174	77	1,0271	1,0261	1,0341	152	1,0105	1,008	1,0142
36	1,0126	1,0069		78	1,0275	1,0265	1,0346	160	1,0206	1,0194	1,0272
37	1,0129			79	1,0275	1,0265	1,0347	197	1,0225	1,0214	1,0302

Tabela 25 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 25% de utilização da carga instalada com GDFV

(conclusão)

Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu		
	A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N
38		1,0071		80	1,0293	1,0289	1,0366	250	1,011	1,0067	1,019
39		1,0073		81	1,031	1,0311	1,0388	300	1,0228	1,0208	1,0309
40	1,0126	1,0071	1,0174	82	1,0321	1,0322	1,0399	450	1,0223	1,022	1,03
41			1,0176	83	1,0331	1,0333	1,0409	610	1,0206	1,0194	1,0272
42	1,0129	1,0072	1,0174	84			1,0394				

Fonte: Produção do próprio autor.

A Tabela 26 apresenta os níveis de tensão em pu obtidos de cada nó do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 0% de utilização da carga instalada e sem a presença da GDFV.

Tabela 26 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 0% de utilização da carga instalada sem GDFV

(continua)

Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu		
	A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N
1	1,0146	1,0145	1,0148	43		1,0186		85			1,0388
2		1,0145		44	1,0188	1,0186	1,0193	86	1,0343	1,0332	1,0338
3			1,0148	45	1,0188			87	1,0348	1,0337	1,0343
4			1,0148	46	1,0188			88	1,0352		
5			1,0148	47	1,0188	1,0186	1,0193	89	1,0346	1,0340	1,0347
6			1,0148	48	1,0188	1,0186	1,0193	90		1,0346	
7	1,0162	1,0160	1,0165	49	1,0188	1,0186	1,0193	91	1,0346	1,0339	1,0351
8	1,0172	1,0171	1,0176	50	1,0188	1,0186	1,0193	92			1,0358
9	1,0172			51	1,0188	1,0186	1,0193	93	1,0346	1,0339	1,0351
10	1,0172			52	1,0209	1,0206	1,0216	94	1,0346		
11	1,0172			53	1,022	1,0216	1,0227	95	1,0346	1,0339	1,0351
12		1,0171		54	1,0226	1,0222	1,0234	96		1,0339	
13	1,0188	1,0186	1,0193	55	1,0226	1,0222	1,0234	97	1,0308	1,0300	1,0307
14	1,0172			56	1,0226	1,0222	1,0234	98	1,0308	1,0300	1,0307
15			1,0193	57	1,0246	1,0241	1,0252	99	1,0308	1,0300	1,0307
16			1,0193	58		1,0241		100	1,0308	1,0300	1,0307
17			1,0193	59		1,0241		101	1,0308	1,0300	1,0307
18	1,0188	1,0186	1,0193	60	1,0289	1,028	1,029	102			1,0307
19	1,0188			61	1,0289	1,028	1,029	103			1,0307
20	1,0188			62	1,0289	1,028	1,029	104			1,0307
21	1,0188	1,0186	1,0193	63	1,0289	1,028	1,029	105	1,0308	1,0300	1,0307
22		1,0186		64	1,0289	1,028	1,029	106		1,0300	
23	1,0188	1,0186	1,0193	65	1,0289	1,028	1,029	107		1,0300	
24			1,0193	66	1,0289	1,028	1,029	108	1,0308	1,0300	1,0307

Tabela 26 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 0% de utilização da carga instalada sem GDFV

(conclusão)

Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu		
	A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N
25	1,0188	1,0186	1,0193	67	1,0308	1,03	1,0307	109	1,0308		
26	1,0188		1,0193	68	1,0308			110	1,0308		
27	1,0188		1,0193	69	1,0308			111	1,0308		
28	1,0188	1,0186	1,0193	70	1,0308			112	1,0308		
29	1,0188	1,0186	1,0193	71	1,0308			113	1,0308		
30	1,0188	1,0186	1,0193	72	1,0324	1,0314	1,0321	114	1,0308		
31			1,0193	73			1,0321	135	1,0188	1,0186	1,0193
32			1,0193	74			1,0321	149	1,0125	1,0125	1,0125
33	1,0188			75			1,0321	150	1,0125	1,0125	1,0125
34			1,0193	76	1,0335	1,0325	1,0331	151	1,0188	1,0186	1,0193
35	1,0188	1,0186	1,0193	77	1,0353	1,0343	1,0347	152	1,0188	1,0186	1,0193
36	1,0188	1,0186		78	1,0357	1,0347	1,0351	160	1,0289	1,0280	1,0290
37	1,0188			79	1,0357	1,0347	1,0351	197	1,0308	1,0300	1,0307
38		1,0186		80	1,0378	1,0368	1,0369	250	1,0188	1,0186	1,0193
39		1,0186		81	1,04	1,039	1,0388	300	1,0308	1,0300	1,0307
40	1,0188	1,0186	1,0193	82	1,0411	1,0401	1,0398	450	1,0308	1,0300	1,0307
41			1,0193	83	1,0422	1,0412	1,0408	610	1,0288	1,0280	1,0289
42	1,0188	1,0186	1,0193	84			1,0388				

Fonte: Produção do próprio autor.

Já a Tabela 27 apresenta os níveis de tensão em pu obtidos de cada nó do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 0% de utilização de carga instalada, porém com todos os geradores FV fornecendo a potência máxima nominal de sua respectiva carga acoplada.

Tabela 27 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 0% de utilização da carga instalada com GDFV

(continua)

Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu		
	A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N
1	1,0107	1,0125	1,0127	43		1,0184		85			1,0572
2		1,0126		44	1,0271	1,0179	1,0303	86	1,0439	1,0401	1,0483
3			1,0137	45	1,0274			87	1,0449	1,0408	1,0487
4			1,0140	46	1,0276			88	1,0455		
5			1,0145	47	1,0275	1,0183	1,0305	89	1,0448	1,0413	1,0491
6			1,0149	48	1,0276	1,0184	1,0305	90		1,0421	
7	1,0150	1,0138	1,0172	49	1,0275	1,0186	1,0305	91	1,0448	1,0412	1,0496
8	1,0179	1,0148	1,0202	50	1,0275	1,0186	1,0306	92			1,0506
9	1,0188			51	1,0275	1,0185	1,0307	93	1,0449	1,0412	1,0496
10	1,0199			52	1,0259	1,0189	1,0286	94	1,0453		
11	1,0201			53	1,0279	1,0201	1,0305	95	1,045	1,0412	1,0494

Tabela 27 – Níveis de tensão em pu encontrados na simulação do modelo *123-Node Test Feeder* operando com 0% de utilização da carga instalada com GDFV

(conclusão)

Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu			Nó	Nível de tensão em pu		
	A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N		A-N	B-N	C-N
12		1,0149		54	1,0291	1,021	1,0316	96		1,0414	
13	1,0219	1,0166	1,0246	55	1,0292	1,021	1,0316	97	1,039	1,0353	1,0459
14	1,0197			56	1,0292	1,0211	1,0315	98	1,0391	1,0354	1,0459
15			1,0253	57	1,0314	1,0247	1,0349	99	1,039	1,0359	1,0457
16			1,0259	58		1,0247		100	1,0388	1,0361	1,0458
17			1,0256	59		1,0247		101	1,0391	1,0354	1,0461
18	1,0245	1,0163	1,0293	60	1,0365	1,0326	1,0419	102			1,0468
19	1,0252			61	1,0365	1,0325	1,0419	103			1,0477
20	1,0257			62	1,0366	1,0336	1,0433	104			1,0485
21	1,0244	1,0163	1,0300	63	1,0368	1,0343	1,0441	105	1,0396	1,0351	1,0462
22		1,0172		64	1,0366	1,036	1,0455	106		1,0357	
23	1,0243	1,0162	1,0307	65	1,0364	1,0367	1,0478	107		1,0365	
24			1,0315	66	1,036	1,0368	1,0489	108	1,0399	1,0346	1,0467
25	1,0243	1,0160	1,0313	67	1,0389	1,035	1,0456	109	1,042		
26	1,0243		1,0316	68	1,0397			110	1,0429		
27	1,0244		1,0317	69	1,0406			111	1,0433		
28	1,0244	1,0159	1,0316	70	1,0413			112	1,0433		
29	1,0243	1,0158	1,0319	71	1,0416			113	1,0443		
30	1,0241	1,0160	1,0320	72	1,0406	1,0374	1,0472	114	1,0445		
31			1,0319	73			1,0483	135	1,0245	1,0163	1,0293
32			1,0321	74			1,0491	149	1,0052	1,0105	1,0062
33	1,0252			75			1,0496	150	1,0052	1,0105	1,0062
34			1,0251	76	1,0421	1,0388	1,0483	151	1,0275	1,0185	1,0307
35	1,0256	1,0170	1,0296	77	1,044	1,0408	1,0502	152	1,0219	1,0166	1,0246
36	1,0261	1,0170		78	1,0444	1,0413	1,0507	160	1,0365	1,0326	1,0419
37	1,0265			79	1,0445	1,0412	1,0508	197	1,039	1,0353	1,0459
38		1,0174		80	1,0463	1,0437	1,0529	250	1,0241	1,016	1,032
39		1,0176		81	1,048	1,046	1,0554	300	1,0399	1,0346	1,0467
40	1,0261	1,0173	1,0299	82	1,0491	1,0471	1,0566	450	1,0388	1,0361	1,0458
41			1,0301	83	1,0501	1,0482	1,0577	610	1,0364	1,0325	1,0418
42	1,0268	1,0177	1,0300	84			1,0566				

Fonte: Produção do próprio autor.