UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Dissertação de Mestrado

Análise dos Impactos das Faltas na Proteção Sobrecorrente em Redes de Distribuição com Elevada Penetração de Geração Distribuída Fotovoltaica

Murillo Cobe Vargas

Vitória

2018

Murillo Cobe Vargas

Análise dos Impactos das Faltas na Proteção Sobrecorrente em Redes de Distribuição com Elevada Penetração de Geração Distribuída Fotovoltaica

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico, da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. D.Sc. Oureste Elias Batista

Vitória

2018

Dados Internacionais de Catalogação-na-publicação (CIP)
(Biblioteca Setorial Tecnológica,
Universidade Federal do Espírito Santo, ES, Brasil)

V297a

Vargas, Murillo Cobe, 1988-
Análise dos impactos das faltas na proteção de sobrecorrente em redes de distribuição com elevada penetração de geração distribuída fotovoltaica / Murillo Cobe Vargas. – 2018.
272 p. : il.

Orientador: Oureste Elias Batista.
Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Sistemas de energia elétrica – Proteção. 2. Geração distribuída de energia elétrica. 3. Geração de energia fotovoltaica. 4. Sistemas de energia elétrica – Modelagem. 5. Energia elétrica – Falhas. I. Batista, Oureste Elias. II. Universidade Federal do Espírito Santo. Centro Tecnológico. III. Título.

CDU: 621.3

Elaborada por Sandra Mara Borges Campos – CRB-6 ES-000593/O

Murillo Cobe Vargas

Análise dos Impactos das Faltas na Proteção de Sobrecorrente em Redes de Distribuição com Elevada Penetração de Geração Distribuída Fotovoltaica

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico, da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica

Aprovada em 26 de setembro de 2018.

COMISSÃO EXAMINADORA:

Prof. D.Sc. Oureste Elias Batista
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES
Orientador

Prof. D.Sc. Lucas Frizera Encarnação
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES
Examinador interno

Prof. D.Sc. Felipe Vigolvino Lopes
Universidade de Brasília - UNB
Examinador externo

A minha família.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais que desde sempre deram todo o suporte necessário para que pudesse continuar os estudos e pela paciência em entender os momentos ausentes. O caminho até aqui seria mais difícil se não fosse por vocês.

A minha namorada, Daniela, por todo apoio, motivação, carinho, paciência e compreensão nos momentos do curso, principalmente naqueles que tive que estar ausente para dar continuidade e finalizar este trabalho, assim como a sua família.

Especialmente, gostaria de agradecer ao meu orientador, professor D.Sc. Oureste Elias Batista, pela oportunidade que me deu de trabalhar com essa pesquisa, por toda a atenção e por defender os meus interesses perante ao PPGEE para o desenvolvimento do trabalho. Agradeço também pelas reuniões para discutirmos assuntos relacionados ou não com a pesquisa ou com a área de proteção, ideias para a linha de pesquisa e também por compreender a minha forma de trabalhar, além de permitir e defender que minhas ideias e sugestões fossem efetivamente colocadas em prática.

Agradeço aos professores D.Sc. Lucas Frizera Encarnação e D.Sc. Felipe Vigolvino Lopes, membros da banca examinadora, pelas valiosas contribuições e discussões do trabalho, e também aos demais professores do PPGEE.

Aos colegas do Lepac, especialmente aos colegas Adan Lúcio, Luiz Guilherme Tonini, Thaís Pina e Vinícius Assad. Agradeço também a Mariana Altoé Mendes pela parceria nessa pesquisa e por me ajudar nos assuntos que eu tinha pouco ou quase nenhum domínio.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

"Let me tell you something you already know.
(...) Nobody is gonna hit as hard as life. But it ain't about how hard you hit.
It's about how hard you can get hit and keep moving forward;
how much you can take and keep moving forward.
That's how winning is done!"

Rocky Balboa (Rocky Balboa, 2006)

RESUMO

O grande avanço da integração das fontes renováveis na matriz energética mundial e nacional fez crescer a procura pela instalação de geradores de energia em unidades consumidoras. Devido a facilidade da instalação, operação e abundância do sol, os geradores fotovoltaicos (GFV) foram os que se destacaram como os favoritos dentre os demais tipos. Entretanto, o aumento da integração desses GFVs nas redes de distribuição pode causar impactos no sistema de proteção, principalmente na proteção de sobrecorrente (do inglês, *overcurrent protection* - OCP). Apesar dos GFVs possuírem com uma pequena corrente de curto-circuito, muitos podem não perceber a ocorrência de faltas e permanecerem conectados contribuindo com essa corrente para o ponto do defeito. Além disso, novas regulamentações vem exigindo que os GFVs não devem se desconectar da rede durante distúrbios de tensão e frequência e devem continuar trocando energia, podendo impactar de forma expressiva na operação e coordenação da OCP. Este trabalho tem como objetivo avaliar os impactos da elevada penetração dispersa de GFVs na OCP em uma rede de distribuição, variando o tipo de falta e a sua localização em relação aos elementos de proteção. Realizou-se a modelagem de um GFV de forma simplificada capaz de operar em regime permanente para condições normais e anormais de tensão, assim como um alimentador de distribuição padrão do IEEE, e sua respectiva OCP. Ambos foram modelados utilizando o software Simulink®/MATLAB® para que fosse possível realizar simulações computacionais com elevada penetração de GFVs. Foram simuladas todas as combinações de conexão e desconexão dos GFVs inseridos no alimentador para faltas trifásica-terra (do ingles, *three line-to-ground* - 3LG) e fase-terra (do inglês, *line-to-ground* - LG), em dois pontos distintos, e medidas as correntes passantes pelos relés de OCP. Foi possível concluir que à medida que a falta se distancia da subestação, a variação positiva da corrente medida pelos relés de OCP aumenta e a variação negativa diminui. Além disso, as faltas do tipo LG geram uma maior variabilidade na corrente do que as faltas 3LG. No caso da falta ocorrer a montante do relé de OCP, a variação média da corrente é muito superior quando ocorre a jusante, tendo sido encontradas variações de aproximadamente 1.500% para as faltas 3LG e aproximadamente 820% para as faltas LG, na média. Do ponto de vista da coordenação das curvas de proteção, as faltas LG geram mais inteferências negativas na coordenação do que as faltas 3LG, 14 casos e 1 caso, respectivamente. Os resultados indicam que há uma tendência na geração de problemas na coordenação da proteção. Portanto, a operação descentralizada de GFVs de pequeno porte pode impactar na coordenação da OCP de um alimentador de distribuição e ajustes devem ser estudados para mitigar os possíveis impactos que possam comprometer a confiabilidade da proteção do sistema.

Palavras-chave: Proteção de sistemas elétricos; geração distribuída; sistemas fotovoltaicos; modelagem de sistemas; faltas em sistemas elétricos.

ABSTRACT

The integration increase of renewable sources in world and national energy matrix, due to environmental concerns and tax incentives, made the demand for the installation of energy generators in consumer units grow. Due to the easy install, operation, and plenty solar light, the photovoltaic generators (PVG) were the ones that emerged as favorites among the other generators types. However, the integration increase of PVGs in distribution networks may cause impacts on power system protection, mainly on overcurrent protection (OCP). Despite of PVGs contribute with small fault current, many of them could not "see" the fault and remain connected contributing to fault. Moreover, new standards establishes that PVGs must not disconnect from grid during voltage and frequency disturbances, and must injecting power into grid. This work aims to assess the impacts of high dispersed PVG penetration on distribution network OCP, varying the fault type and location in relation of protection devices. The PVG was modeled in a simple way with the capability to operate on normal and abnormal voltage conditions in steady-state, as an IEEE distribution feeder with the respective OCP. Both were modeled on Simulink®/MATLAB® to run computational simulations with high PVG penetration. They were simulated all combinations of the connection and disconnection status from PVGs inserted on distribution feeder for three line-to-ground (3LG) and line-to-ground (LG) faults, in two different locations, and the currents through the OCP relays were measured. From the results, as the fault moves away from substation, the positive variation of the measured current from OCP relays increases and the negative variation decreases. Moreover, LG faults generate more current variability than 3LG faults. For the case where the fault is upstream from OCP relay, the average current variation is much higher when the fault is downstream from it, having been found variations of 1.500% for 3LG faults and 820% for LG faults, approximately, in average. From the point of view of OCP coordination, the LG faults cause more negative impacts than 3LG faults: 14 cases against 1, respectively. The results indicates that exist a trend in protection coordination issues in this scenario. Thus, the decentralized operation of small scale PVGs may impact in OCP coordination from a distribution feeder, and the changes in settings must be study for mitigate the possible impacts in system protection reliability.

Keywords: Power system protection; distributed generation; photovoltaic systems; system modeling; power system faults.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Sistema genérico de distribuição de duas barras infinitas 48
Figura 2 – Sistema genérico de distribuição de duas barras com GD 49
Figura 3 – Síntese dos níveis de irradiação solar por região no Brasil 51
Figura 4 – Evolução da potência instalada (MW) de micro e minigeração distribuída até 23 de maio de 2017 56
Figura 5 – Faixas de potência das instalações de micro e minigeração distribuída até 23 de maio de 2017 57
Figura 6 – Projeção da potência instalada de micro e minigeração distribuída no horizonte 2017-2024 57
Figura 7 – Estados com micro e minigeração distribuída no Brasil 58
Figura 8 – Regiões do território brasileiro com micro e minigeração distribuída . . 59
Figura 9 – PROREDE: faixa de geração/absorção de potência reativa no PAC em regime permanente 63
Figura 10 – PROREDE: requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no PAC 63
Figura 11 – PROREDE: comportamento das plantas geradoras para suportabilidade a sub e sobretensões dinâmicas 64
Figura 12 – PROREDE: requisito de injeção de corrente reativa sob defeito para plantas eólicas 64
Figura 13 – NBR 16149:2013: requisitos de suportabilidade a sub e sobretensões decorrentes de faltas na rede 66
Figura 14 – NBR 16149:2013: curva do fator de potência em função da potência ativa para sistemas FV com potência maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW 67
Figura 15 – NBR 16149:2013: limites operacionais para injeção/consumo de potência reativa para sistemas FV com potência nominal superior a 6 kW 67
Figura 16 – IEEE Std 1547^{TM}: evolução das funções de suporte à rede 68
Figura 17 – BDEW 2008: comportamento de plantas do Tipo 1 para VRT 76
Figura 18 – BDEW 2008: comportamento de plantas do Tipo 2 para VRT 76
Figura 19 – Terna 2012: comportamento de plantas de geração para VRT 77
Figura 20 – NERC 2016: comportamento de plantas de geração para VRT 78
Figura 21 – Hydro-Quebec 2009: comportamento de plantas de geração para VRT . 79
Figura 22 – Tipos básicos de faltas *shunt* 84
Figura 23 – Tipos básicos de faltas série 84
Figura 24 – Sistema trifásico desequilibrado e suas componentes simétricas 86

Figura 25 – Circuito representando uma falta fase-terra ou monofásica-terra (LG) . 89
Figura 26 – Circuito representando uma falta trifásica-terra (3LG) 91
Figura 27 – Alimentador para estudo do comportamento das correntes de falta . . . 93
Figura 28 – Diagrama dos fasores de corrente e tensão durante uma falta 3LG . . . 94
Figura 29 – Diagrama dos fasores de corrente e tensão durante uma falta LG 95
Figura 30 – Sistema elétrico de fornecimento de energia 97
Figura 31 – Desenho de uma rede de distribuição européia 99
Figura 32 – Desenho de uma rede de distribuição norte-americana 100
Figura 33 – Alimentador de distribuição com zonas de proteção 102
Figura 34 – Curvas comuns de operação dos relés de sobrecorrente 104
Figura 35 – Características das curvas dos relés de sobrecorrente 106
Figura 36 – Linha radial alimentando três cargas com três disjuntores 107
Figura 37 – Comparação entre os relés de tempo definido e inverso 109
Figura 38 – Comparativo da contribuição de corrente de falta entre dois tipos de geradores 110
Figura 39 – Princípios da proteção "cega" (*blind protection*) 111
Figura 40 – Princípios do falso *trip* (*sympathetic "false" tripping*) 112
Figura 41 – Representação do *13-Node Distribution Test Feeder* 117
Figura 42 – Modelo implementado no Simulink®/MATLAB® do *13-Node Distribution Test Feeder* 120
Figura 43 – Proteção contra sobrecorrente sugerida para o *13-Node Distribution Test Feeder* 122
Figura 44 – Coordenação das curvas dos religadores do *13-Node Distribution Test Feeder* 123
Figura 45 – Diagrama de um gerador FV monofásico conectado à rede. 125
Figura 46 – Diagrama simplificado de um GFV monofásico conectado à rede 126
Figura 47 – Circuito equivalente de Nórton para o gerador FV 127
Figura 48 – Diagrama de um conversor cc-ca monofásico em ponte completa 127
Figura 49 – Diagrama de blocos esquemático do modelo do GFV monofásico 129
Figura 50 – Modelo simples com acoplamento entre os lados cc e ca 130
Figura 51 – Ceifamento da onda para o controle de limite instantâneo 134
Figura 52 – Onda de corrente no controle de limite travado em RMS 135
Figura 53 – Estratégias adotadas para controle da corrente ativa e reativa injetada na rede 136
Figura 54 – GFV Modo 4: operação em condições normais de tensão 139
Figura 55 – GFV Modo 2: operação em corrente constante de 2 pu 140
Figura 56 – GFV Modo 3: operação injetando potência reativa 140
Figura 57 – GFV Modo 5: operação consumindo potência reativa 140
Figura 58 – Comportamento dos parâmetros do gerador fotovoltaico proposto . . . 141

Figura 59 – Comparação entre as curvas para uma variável no domínio do tempo (em rosa) e o fasor calculado na simulação tipo *Phasor* (em azul) . . . 142
Figura 60 – Posição dos relés em relação a uma falta no nó 675 do *13-Node Distribution Test Feeder* 146
Figura 61 – Variação da tensão no alimentador para uma falta 3LG no nó 675 . . . 148
Figura 62 – Interferência na coordenação entre R2-R3 para $I_{\text{f-min}}$ em R1 - Falta 3LG nó 675 151
Figura 63 – Variação da corrente média nos relés para uma falta 3LG no nó 675 . . 151
Figura 64 – Diagrama fasorial das correntes e tensões em cada relé para uma falta 3LG no nó 675 153
Figura 65 – Número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta 3LG no nó 675 154
Figura 66 – Diferença entre o número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta 3LG no nó 675 155
Figura 67 – Potência (kW) dos GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta 3LG no nó 675 156
Figura 68 – Diferença entre as potências a montante e a jusante dos GFVs conectados em relação aos relés para uma falta 3LG no nó 675 157
Figura 69 – Posição dos relés em relação a uma falta no nó 680 do *13-Node Distribution Test Feeder* 158
Figura 70 – Variação da tensão no alimentador para uma falta 3LG no nó 680 . . . 160
Figura 71 – Alteração coordenação entre R1-R2 para $I_{\text{f-min}}$ em R1 para uma falta 3LG no nó 680 162
Figura 72 – Variação média da corrente nos relés para uma falta 3LG no nó 680 . . 163
Figura 73 – Diagrama fasorial das correntes e tensões em cada relé para uma falta 3LG no nó 680 165
Figura 74 – Número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta 3LG no nó 680 166
Figura 75 – Diferença entre o número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta 3LG no nó 680 167
Figura 76 – Potência (kW) dos GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta 3LG no nó 680 168
Figura 77 – Diferença entre as potências a montante e a jusante dos GFVs conectados em relação aos relés para uma falta 3LG no nó 680 169
Figura 78 – Variação da tensão no alimentador para uma falta tipo LG na fase A do nó 675 172
Figura 79 – Interferência na coordenação entre R1-R2 e R2-R3 para $I_{\text{f-max}}$ em R1 - Falta LG fase A nó 675 175

Figura 80 – Interferência na coordenação entre R2-R3 para $I_{\text{f-max}}$ em R2 e R3 - Falta LG fase A nó 675 175
Figura 81 – Variação média da corrente nos relés para uma falta LG na fase A do nó 675 176
Figura 82 – Diagrama fasorial das correntes e tensões em cada relé para uma falta LG na fase A do nó 675 178
Figura 83 – Número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase A do nó 675 179
Figura 84 – Diferença entre o número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase A do nó 675 180
Figura 85 – Potência (kW) dos GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase A do nó 675 181
Figura 86 – Diferença entre as potências a montante e a jusante dos GFVs conectados em relação aos relés para uma falta LG na fase A do nó 675 182
Figura 87 – Variação da tensão no alimentador para uma falta tipo LG na fase B do nó 675 186
Figura 88 – Interferência na coordenação entre R1-R2 para $I_{\text{f-max}}$ em R1 - Falta LG fase B nó 675 187
Figura 89 – Interferência na coordenação entre R2-R3 para $I_{\text{f-min}}$ em R1 - Falta LG fase B nó 675 188
Figura 90 – Interferência na coordenação entre R2-R3 para $I_{\text{f-max}}$ em R2 e R3 - Falta LG fase B nó 675 188
Figura 91 – Variação média da corrente nos relés para uma falta LG na fase B do nó 675 189
Figura 92 – Diagrama fasorial das correntes e tensões em cada relé para uma falta LG na fase B do nó 675 191
Figura 93 – Número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase B do nó 675 192
Figura 94 – Diferença entre o número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase B do nó 675 193
Figura 95 – Potência (kW) dos GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase B do nó 675 194
Figura 96 – Diferença entre as potências a montante e a jusante dos GFVs conectados em relação aos relés para uma falta LG na fase B do nó 675 195
Figura 97 – Variação da tensão no alimentador para uma falta tipo LG na fase C do nó 675 198
Figura 98 – Interferência na coordenação entre R2-R3 para $I_{\text{f-max}}$ em R1 - Falta LG fase C nó 675 200

Figura 99 – Interferência na coordenação entre R2-R3 para $I_{\text{f-min}}$ em R1 - Falta LG fase C nó 675 201
Figura 100 – Variação média da corrente nos relés para uma falta LG na fase C do nó 675 202
Figura 101 – Diagrama fasorial das correntes e tensões em cada relé para uma falta LG na fase C do nó 675 204
Figura 102 – Número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase C do nó 675 205
Figura 103 – Diferença entre o número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase C do nó 675 206
Figura 104 – Potência (kW) dos GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase C do nó 675 207
Figura 105 – Diferença entre as potências a montante e a jusante dos GFVs conectados em relação aos relés para uma falta LG na fase C do nó 675 208
Figura 106 – Variação da tensão no alimentador para uma falta tipo LG na fase A do nó 680 211
Figura 107 – Interferência na coordenação entre R1-R2 para $I_{\text{f-min}}$ em R2 - Falta LG fase A nó 680 213
Figura 108 – Interferência na coordenação entre R1-R2 para $I_{\text{f-min}}$ em R3 - Falta LG fase A nó 680 214
Figura 109 – Variação média da corrente nos relés para uma falta LG na fase A do nó 680 215
Figura 110 – Diagrama fasorial das correntes e tensões em cada relé para uma falta LG na fase A do nó 680 217
Figura 111 – Número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase A do nó 680 218
Figura 112 – Diferença entre o número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase A do nó 680 219
Figura 113 – Potência (kW) dos GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase A do nó 680 220
Figura 114 – Diferença entre as potências a montante e a jusante dos GFVs conectados em relação aos relés para uma falta LG na fase A do nó 680 221
Figura 115 – Variação da tensão no alimentador para uma falta tipo LG na fase B do nó 680 224
Figura 116 – Interferência na coordenação entre R1-R2 para $I_{\text{f-min}}$ em R2 - Falta LG fase B nó 680 226
Figura 117 – Interferência na coordenação entre R1-R2 para $I_{\text{f-min}}$ em R3 - Falta LG fase B nó 680 227

Figura 118 – Variação média da corrente nos relés para uma falta LG na fase B do nó 680 228
Figura 119 – Diagrama fasorial das correntes e tensões em cada relé para uma falta LG na fase B do nó 680 229
Figura 120 – Número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase B do nó 680 230
Figura 121 – Diferença entre o número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase B do nó 680 231
Figura 122 – Potência (kW) dos GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase B do nó 680 232
Figura 123 – Diferença entre as potências a montante e a jusante dos GFVs conectados em relação aos relés para uma falta LG na fase B do nó 680 233
Figura 124 – Variação da tensão no alimentador para uma falta tipo LG na fase C do nó 680 236
Figura 125 – Interferência na coordenação entre R1-R2 para $I_{\text{f-min}}$ em R2 - Falta LG fase C nó 680 238
Figura 126 – Interferência na coordenação entre R1-R2 para $I_{\text{f-min}}$ em R3 - Falta LG fase C nó 680 239
Figura 127 – Variação média da corrente nos relés para uma falta LG na fase C do nó 680 240
Figura 128 – Diagrama fasorial das correntes e tensões em cada relé para uma falta LG na fase C do nó 680 242
Figura 129 – Número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase C do nó 680 243
Figura 130 – Diferença entre o número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase C do nó 680 244
Figura 131 – Potência (kW) dos GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase C do nó 680 245
Figura 132 – Diferença entre as potências a montante e a jusante dos GFVs conectados em relação aos relés para uma falta LG na fase C do nó 680 246

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída instalada no Brasil . . . 58
Tabela 2 – Classes de consumo das unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída instaladas no Brasil . . . 59
Tabela 3 – Requisitos mínimos em função da potência instalada para conexão de micro e minigeração ao sistema de distribuição de energia elétrica . . . 60
Tabela 4 – PROREDE: tempos de resposta a condições anormais de frequência . . 62
Tabela 5 – PROREDE: tempos de resposta para suportabilidade a sub e sobretensões dinâmicas . . . 64
Tabela 6 – NBR 16149:2013: tempos máximos de desconexão para condições anormais de tensão no PAC . . . 65
Tabela 7 – NBR 16149:2013: tempos máximos de desconexão para condições anormais de frequência . . . 65
Tabela 8 – IEEE Std 1547^{TM}: tempos de desconexão de trip obrigatório para condições anormais de tensão para a Categoria I . . . 70
Tabela 9 – IEEE Std 1547^{TM}: tempos de desconexão de trip obrigatório para condições anormais de tensão para a Categoria II . . . 70
Tabela 10 – IEEE Std 1547^{TM}: tempos de desconexão de trip obrigatório para condições anormais de tensão para a Categoria III . . . 71
Tabela 11 – IEEE Std 1547^{TM}: tempos de *ride-through*, resposta e modos de operação na condição de VRT para a Categoria I . . . 72
Tabela 12 – IEEE Std 1547^{TM}: tempos de *ride-through*, resposta e modos de operação na condição de VRT para a Categoria II . . . 72
Tabela 13 – IEEE Std 1547^{TM}: tempos de *ride-through*, resposta e modos de operação na condição de VRT para a Categoria III . . . 72
Tabela 14 – IEEE Std 1547^{TM}: tempos de desconexão de *trip* obrigatório para condições anormais de frequência para as Categorias I, II e III . . . 73
Tabela 15 – IEEE Std 1547^{TM}: tempos de *ride-through* e modos de operação na condição de FRT para as Categorias I, II e III . . . 74
Tabela 16 – Valores típicos dos parâmetors dos relés de sobrecorrente . . . 105
Tabela 17 – Constantes para o tempo de atuação de acordo com a Equação 4.2 . . 107
Tabela 18 – Características típicas dos relés de sobrecorrente . . . 107
Tabela 19 – Dados dos transformadores do *13-Node Test Feeder* . . . 118
Tabela 20 – Potência das cargas conectadas aos nós do *13-Node Test Feeder* . . . 118
Tabela 21 – Erro relativo das correntes para faltas no nó 675 . . . 121
Tabela 22 – Erro relativo das correntes para faltas no nó 680 . . . 122

Tabela 23 – Tempos de atuação e intervalos de R1, R2 e R3 124
Tabela 24 – Configurações e parâmetros de R1, R2 e R3 124
Tabela 25 – Correntes medidas pelo relé R1 para uma falta 3LG no nó 675 147
Tabela 26 – Modo de operação dos GFVs para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ de R1 - 3LG 675 . . . 147
Tabela 27 – Correntes medidas pelo relé R2 para uma falta 3LG no nó 675 149
Tabela 28 – Modo de operação dos GFVs para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ de R2 - 3LG 675 . . . 149
Tabela 29 – Correntes medidas pelo relé R3 para uma falta 3LG no nó 675 150
Tabela 30 – Modo de operação dos GFVs para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ de R3 - 3LG 675 . . . 150
Tabela 31 – Correntes medidas pelo relé R1 para uma falta 3LG no nó 680 159
Tabela 32 – Modo de operação dos GFVs para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ de R1 - 3LG 680 . . . 159
Tabela 33 – Correntes medidas pelo relé R2 para uma falta 3LG no nó 680 161
Tabela 34 – Modo de operação dos GFVs para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ de R2 - 3LG 680 . . . 161
Tabela 35 – Correntes medidas pelo relé R3 para uma falta 3LG no nó 680 162
Tabela 36 – Modo de operação dos GFVs para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ de R3 - 3LG 680 . . . 162
Tabela 37 – Correntes medidas pelo relé R1 para uma falta tipo LG na fase A do nó 675 171
Tabela 38 – Modo de operação dos GFVs para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R1 para uma falta LG na fase A do nó 675 171
Tabela 39 – Correntes medidas pelo relé R2 para uma falta tipo LG na fase A do nó 675 173
Tabela 40 – Modo de operação dos GFVs para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R2 para uma falta LG na fase A do nó 675 173
Tabela 41 – Correntes medidas pelo Relé R3 para uma falta tipo LG na fase A do nó 675 174
Tabela 42 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R3 para uma falta LG na fase A do nó 675 174
Tabela 43 – Correntes medidas pelo Relé R1 para uma falta tipo LG na fase B do nó 675 183
Tabela 44 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R1 para uma falta LG na fase B do nó 675 183
Tabela 45 – Correntes medidas pelo Relé R2 para uma falta tipo LG na fase B do nó 675 184
Tabela 46 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R2 para uma falta LG na fase B do nó 675 184
Tabela 47 – Correntes medidas pelo Relé R3 para uma falta tipo LG na fase B do nó 675 185
Tabela 48 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R3 para uma falta LG na fase B do nó 675 185

Tabela 49 – Correntes medidas pelo Relé R1 para uma falta tipo LG na fase C do nó 675 196
Tabela 50 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R1 para uma falta LG na fase C do nó 675 196
Tabela 51 – Correntes medidas pelo Relé R2 para uma falta tipo LG na fase C do nó 675 199
Tabela 52 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R2 para uma falta LG na fase C do nó 675 199
Tabela 53 – Correntes medidas pelo Relé R3 para uma falta tipo LG na fase C do nó 675 200
Tabela 54 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R3 para uma falta LG na fase C do nó 675 200
Tabela 55 – Correntes medidas pelo Relé R1 para uma falta tipo LG na fase A do nó 680 209
Tabela 56 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R1 para uma falta LG na fase A do nó 680 209
Tabela 57 – Correntes medidas pelo Relé R2 para uma falta tipo LG na fase A do nó 680 210
Tabela 58 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R2 para uma falta LG na fase A do nó 680 210
Tabela 59 – Correntes medidas pelo Relé R3 para uma falta tipo LG na fase A do nó 680 212
Tabela 60 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R3 para uma falta LG na fase A do nó 680 212
Tabela 61 – Correntes medidas pelo Relé R1 para uma falta tipo LG na fase B do nó 680 222
Tabela 62 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R1 para uma falta LG na fase B do nó 680 222
Tabela 63 – Correntes medidas pelo Relé R2 para uma falta tipo LG na fase B do nó 680 223
Tabela 64 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R2 para uma falta LG na fase B do nó 680 223
Tabela 65 – Correntes medidas pelo Relé R3 para uma falta tipo LG na fase B do nó 680 225
Tabela 66 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R3 para uma falta LG na fase B do nó 680 225
Tabela 67 – Correntes medidas pelo Relé R1 para uma falta tipo LG na fase C do nó 680 234

Tabela 68 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R1 para uma falta LG na fase C do nó 680 234
Tabela 69 – Correntes medidas pelo Relé R2 para uma falta tipo LG na fase C do nó 680 235
Tabela 70 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R2 para uma falta LG na fase C do nó 680 235
Tabela 71 – Correntes medidas pelo Relé R3 para uma falta tipo LG na fase C do nó 680 237
Tabela 72 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R3 para uma falta LG na fase C do nó 680 237
Tabela 73 – Erro relativo das tensões nos nós entre o modelo realizado e o relatório do IEEE 267
Tabela 74 – Erro relativo das correntes nos trechos entre o modelo realizado e o relatório do IEEE 268
Tabela 75 – Balanceamento das cargas conectadas ao *13-Node Test Feeder* 268
Tabela 76 – Tensões nos nós do *13-Node Test Feeder* com cargas balanceadas . . . 269
Tabela 77 – Correntes de carga do *13-Node Test Feeder* com cargas balanceadas . . 269
Tabela 78 – Erro relativo das tensões nos nós entre o modelo realizado e o relatório do IEEE após o balanceamento das cargas 270
Tabela 79 – Erro relativo das correntes nos trechos entre o modelo realizado e o relatório do IEEE após o balanceamento das cargas 270
Tabela 80 – Correntes de curto-circuito do *13-Node Distribution Test Feeder* vistas pela subestação 271
Tabela 81 – Correntes de curto-circuito do *13-Node Distribution Test Feeder* vistas pela subestação simuladas pelo modelo proposto 272
Tabela 82 – Erro relativo das correntes de curto-circuito do *13-Node Distribution Test Feeder* vistas pela subestação entre o relatório do IEEE e o modelo proposto 272

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

2L	Bifásica ou fase-fase (falta)
2LG	Bifásica-terra ou fase-fase-terra (falta)
3L	Trifásica (falta)
3LG	Trifásica-terra (falta)
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta tensão
BDEW	*Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft*
BIG	Banco de Informações de Geração
BT	Baixa tensão
ca	Corrente alternada
cc	Corrente contínua
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Juríidica
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Poítica Fazendária
CPF	Cadastro de Pessoa Física
CSI	*Current source inverter* (Inversor de fonte de corrente)
CTI	*Coordination time interval* (ver ITC)
DPS	Dispositivos de Proteção contra Surtos
EAT	Extra alta tensão
EI	Extremamente inverso (relé de sobrecorrente)
EUA	Estados Unidos da América

FED	Fontes energéticas distribuídas
FRT	*Frequency Ride-through*
FV	Fotovoltaico(a)
GD	Geração distribuída
GFV	Gerador Fotovoltaico
GTO	*Gate Turn-off Thyristor*
HFRT	*High-frequency Ride-through*
HVRT	*High-voltage Ride-through*
I	Inverso (relé de sobrecorrente)
IBGT	*Insulated Gate Bipolar Transistor*
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	*International Energy Agency*
IEEE	*Institute of Electrical and Electronic Engineers*
ITC	Intervalo de tempo de coordenação
LFRT	*Low-frequency Ride-through*
LG	Monofásica-terra ou fase-terra (falta)
LVRT	*Low-voltage Ride-through*
MCPSE	Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico
MI	Muito inversa (relé de sobrecorrente)
Modo 1	Desligado por subtensão (GFV)
Modo 2	Operação em corrente constante (GFV)
Modo 3	Operação com injeção de potência reativa (GFV)
Modo 4	Operação com fator de potência unitário (GFV)
Modo 5	Operação com consumo de potência reativa (GFV)
Modo 6	Desligado por sobretensão (GFV)
MOSFET	*Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*

MPP	Máxima potência
MPPT	*Maximum Power Point Tracking*
MT	Média Tensão
NBR	Norma Brasileira
NERC	*North American Electric Reliability Corporation*
NREL	*National Renewable Energy Laboratory*
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OCP	Proteção sobrecorrente ou *Overcurrent protection*
OF1 e OF2	Funções de *trip* de sobrefrequência
OV1 e OV2	Funções de *trip* de subfrequência
PAC	Ponto de acoplamento comum com a rede
PES	*Power Energy Society*
PIS/Pasep	Programa de Integração Social/Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PLL	*Phase-Locked Loop*
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROREDE	Procedimentos de Rede
PVG	*Photovoltaic generator* (ver GFV)
R1	Relé de sobrecorrente 1
R2	Relé de sobrecorrente 2
R3	Relé de sobrecorrente 3
RN	Resolução Normativa
RTC	Relação de transformação de corrente
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência ou Sistemas Elétricos de Potência
SEPri	Sistema de Energia Principal

SPWM	*Sinusoidal Pulse Width Modulation*
TD	Tempo definido (relé de sobrecorrente)
TDS	*Time dial setting*
UE	União Européia
UF	Unidade Federativa
UF1 e UF2	Funções de *trip* de subfrequência
UV1 e UV2	Funções de *trip* de sobrefrequência
VRT	*Voltage Ride-through*
VSI	*Voltage Source Inverter* (Inversor de fonte de tensão)

LISTA DE SÍMBOLOS

α	Ângulo da corrente do gerador
$\Delta\dot{V}$	Diferença de tensão entre duas barras
θ	Ângulo da tensão da rede
w	Frequência angular da rede
a	Operador de rotação ($1\angle 120^o$)
$\dot{E}_a, \dot{E}_b, \dot{E}_c$	Tensões de de fase da geração das fases A, B e C
f	Frequência da rede
fp, f_p	Fator de potência
$\dot{I}_a, \dot{I}_b, \dot{I}_c$	Correntes de de fase das fases A, B e C
$\dot{I}_{a1}, \dot{I}_{a2}, \dot{I}_{a0}$	Correntes de sequência positiva, negativa e zero da fase A
$\dot{I}_{b1}, \dot{I}_{b2}, \dot{I}_{b0}$	Correntes de sequência positiva, negativa e zero da fase B
$\dot{I}_{c1}, \dot{I}_{c2}, \dot{I}_{c0}$	Correntes de sequência positiva, negativa e zero da fase C
$\dot{I}_{ca}, i_{ca}$	Corrente do lado ca do gerador fotovoltaico
I_{cc}	Corrente do lado cc do gerador fotovoltaico
I_d	Corrente ativa
I_{f-max}	Corrente de falta máxima medida pelo relé
I_{f-min}	Corrente de falta mínima medida pelo relé
I_{fv}	Corrente do sistema fotovoltaico
$I_{gen,eq}$	Corrente equivalente gerada pelos arranjos em paralelo do sistema fotovoltaico
I_{max}	Corrente máxima do gerador fotovoltaico
I_n	Corrente nominal do gerador fotovoltaico
$I_{nominal}$	Corrente nominal do gerador fotovoltaico
I_{nom}	Corrente nominal do gerador fotovoltaico

I_{semGD}	Corrente de falta sem GD medida pelo relé
I_q	Corrente reativa
I_{q0}	Corrente reativa pré-distúrbio
M	Índice de amplitude de modulação do VSI e CSI
P_{ca}	Potência ativa no lado ca do gerador fotovoltaico
P_{carga}	Potência ativa da carga
P_{GD}	Potência ativa da GD
P_{fv}	Potência do gerador fotovoltaico
Q_{carga}	Potência reativa da carga
Q_{GD}	Potência reativa da GD
R	Resistência do condutor aéreo de distribuição
R_{cc}	Resistência do condutor do lado cc do gerador fotovoltaico
$R_{gen,eq}$	Resistência equivalente dos arranjos em paralelo do sistema fotovoltaico
$S_{nominal}$	Potência aparente nominal do gerador fotovoltaico
S_{nom}	Potência aparente nominal do gerador fotovoltaico
T	Matriz de transformação
$\dot{V}_1$	Tensão na barra 1
$\dot{V}_2$	Tensão na barra 2
$\dot{V}_a, \dot{V}_b, \dot{V}_c$	Tensões de de fase das fases A, B e C
$\dot{V}_{a1}, \dot{V}_{a2}, \dot{V}_{a0}$	Tensões de sequência positiva, negativa e zero da fase A
$\dot{V}_{b1}, \dot{V}_{b2}, \dot{V}_{b0}$	Tensões de sequência positiva, negativa e zero da fase B
$\dot{V}_{c1}, \dot{V}_{c2}, \dot{V}_{c0}$	Tensões de sequência positiva, negativa e zero da fase C
$\dot{V}_{ca}, v_{ca}$	Tensão no lado ca do gerador fotovoltaico
$\dot{V}_g, v_g$	Tensão na rede
$\dot{V}_{pac}$	Tensão no ponto de acoplamento comum com a rede
$\dot{V}_f$	Tensão pré-falta

V_{fv}	Tensão do sistema fotovoltaico
X	Reatância do condutor aéreo de distribuição
Z	Impedância da linha de distribuição
Z_1, Z_2, Z_0	Impedâncias de sequência positiva, negativa e zero
Z_f	Impedância de falta
Z_T	Impedância de terra

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO À DISSERTAÇÃO 39
1.1 Introdução 39
1.2 Justificativa e Motivação 40
1.3 Objetivos da Dissertação 40
1.4 Trabalhos Desenvolvidos 41
1.5 Organização da Dissertação 42

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA 45
2.1 Histórico e Definição 45
2.2 Impactos no Sistema Elétrico 47
2.3 Participação das Fontes Renováveis 50
2.3.1 Geração Solar Fotovoltaica 50
2.4 Geração Distribuída no Brasil 52
2.4.1 Micro e Minigeração Distribuída 53
2.4.2 Requisitos e Parâmetros Normativos de Acesso à Rede 60
2.4.2.1 PRODIST - ANEEL: Módulo 3 60
2.4.2.2 PROREDE - ONS: Submódulo 3.6 62
2.4.2.3 ABNT NBR 16149:2013 65
2.5 Regulamentação no Cenário Internacional 67
2.5.1 IEEE Std 1547^{TM}-2018 68
2.5.1.1 Requisitos Obrigatórios para Trip de Tensão 70
2.5.1.2 Requisitos para *Voltage Ride-through* 71
2.5.1.3 Requisitos Obrigatórios para Trip de Frequência 74
2.5.1.4 Requisitos para *Frequency Ride-through* 74
2.5.2 Outros Países 75
2.5.2.1 Alemanha 75
2.5.2.2 Itália 77
2.5.2.3 Estados Unidos da América 78
2.5.2.4 Canadá 78

3 CURTO-CIRCUITO EM SISTEMAS ELÉTRICOS 81
3.1 Introdução 81
3.1.1 Tipos de faltas e suas ocorrências 83
3.2 Método das Componentes Simétricas 85
3.2.1 Sistema trifásico de sequência positiva 85

3.2.2 Sistema trifásico de sequência negativa 86
3.2.3 Sistema trifásico de sequência zero 87
3.2.4 Representação analítica 87
3.3 Faltas *Shunt* 88
3.3.1 Falta fase-terra ou monofásica-terra (LG) 88
3.3.2 Falta trifásica (3L) e trifásica-terra (3LG) 90
3.3.3 Compreendendo o comportamento das faltas *shunt* 92
3.3.3.1 Falta 3LG 93
3.3.3.2 Falta LG 94
3.4 Considerações 95

4 IMPACTOS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS 97
4.1 O Sistema Elétrico 97
4.1.1 Sistema de Distribuição 98
4.2 Proteção de Sistemas Elétricos de Distribuição 101
4.2.1 Equipamentos 101
4.2.1.1 Religador automático 102
4.2.1.2 Relé-disjuntor 103
4.2.1.3 Relés de religamento 103
4.2.1.4 Relés de sobrecorrente 103
4.2.2 Coordenação entre relés em linhas radiais 107
4.3 Impactos da GD na Proteção de Alimentadores de Distribuição 109
4.3.1 Mudança no nível de curto-circuito 110
4.3.2 Perda de coordenação 111
4.3.2.1 Proteção "cega" (*Blind protection*) 111
4.3.2.2 Falso *trip* (*Sympathetic "false" tripping*) 111
4.3.2.3 *Fuse saving* 111
4.3.3 Falhas do religamento automático 112
4.3.4 Subalcance dos relés de impedância 113
4.3.5 Ilhamento não-intencional 113
4.4 Estado da Arte: Impactos dos GFVs na Proteção de Sobrecorrente 113
4.4.1 Estratégias para Mitigar os Impactos 115

5 METODOLOGIA 117
5.1 *13-Node Distribution Test Feeder* 117
5.1.1 Modelagem do Alimentador 119
5.1.2 Modelagem do Alimentador com Cargas Equilibradas 120

5.2 Proteção de Sobrecorrente para o *13-Node Distribution Test Feeder* . . . 121
5.2.1 Curvas e ajustes de proteção . . . 122
5.3 Gerador Fotovoltaico: Modelo Simplificado para Cenários com Elevada Penetração . . . 125
5.3.1 Modelo para Condições Normais de Tensão . . . 125
5.3.1.1 Gerador Fotovoltaico . . . 126
5.3.1.2 Conversor de Potência . . . 127
5.3.1.3 Gerador Fotovoltaico Conectado à Rede . . . 128
5.3.1.4 Aplicações e Restrições . . . 130
5.3.2 Modelo para Condições Anormais de Tensão . . . 131
5.3.2.1 Comportamento do Gerador Fotovoltaico durante Faltas . . . 131
5.3.2.2 Controle e Modos de Operação . . . 133
5.3.2.3 Gerador Fotovoltaico Conectado à Rede . . . 136
5.3.3 Modelo Completo . . . 139
5.4 Simulações . . . 142

6 RESULTADOS . . . 145
6.1 Faltas Simétricas . . . 145
6.1.1 Local 1 (nó 675) . . . 145
6.1.2 Local 2 (nó 680) . . . 158
6.2 Faltas Assimétricas . . . 170
6.2.1 Local 1 . . . 170
6.2.1.1 Fase A (nó 675) . . . 170
6.2.1.2 Fase B (nó 675) . . . 183
6.2.1.3 Fase C (nó 675) . . . 196
6.2.2 Local 2 . . . 209
6.2.2.1 Fase A (nó 680) . . . 209
6.2.2.2 Fase B (nó 680) . . . 222
6.2.2.3 Fase C (nó 680) . . . 234
6.3 Discussões e Considerações . . . 247

7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS . . . 249
7.1 Conclusões . . . 249
7.2 Trabalhos Futuros . . . 251

REFERÊNCIAS . . . 253

APÊNDICES **265**

APÊNDICE A – DADOS DO *13-NODE DISTRIBUTION TEST FEEDER* 267

APÊNDICE B – DADOS DE CURTO-CIRCUITO DO *13-NODE DISTRIBUTION TEST FEEDER* 271

1 INTRODUÇÃO À DISSERTAÇÃO

"Attitude is a little thing that makes a big difference."

(Winston Churchill)

1.1 Introdução

A busca por novas fontes energéticas capazes de substituir os combustíveis fósseis, alinhada com objetivos globais para diminuir os impactos ambientais, fez surgir o interesse no uso das fontes renováveis. A evolução tecnológica, alinhada com o aumento da demanda pelos consumidores e restrições na construção de novos caminhos para escoamento da energia elétrica, fez com que a geração próxima dos centros de consumo passasse a ser cada dia mais uma realidade. Esse tipo de geração ficou conhecida pelo termo "geração distribuída" (GD).

O uso da GD traz inúmeros benefícios para o sistema como redução da emissão de gases poluentes, elevação da confiabilidade energética e alívio do carregamento de alimentadores. Dentre as fontes utilizadas, a solar fotovoltaica apresenta papel de destaque por emitir baixos ruídos, não emitir poluentes durante a geração de energia, ter o sol como fonte principal e abundante, e por não possuir, normalmente, partes móveis, reduzindo os custos com manutenção [1, 2, 3, 4].

A elevada integração de geradores distribuídos no sistema elétrico de distribuição, como os geradores fotovoltaicos, pode promover a alteração de algumas características da rede, como as perdas técnicas, o perfil de tensão, o fluxo de potência e os níveis de curto-circuito [5, 6, 7]. Isso é devido, principalmente, à alteração da característica de unidirecionalidade do sistema para a bidirecionalidade, no qual as correntes podem passar a fluir no sentido contrário do convecional: cargas $\rightarrow$ subestação. Essa alteração pode ter consequências significativas na confiabilidade do sistema de proteção que não está configurado para esse novo cenário.

A variação nas correntes de falta no alimentador devido a essa integração pode comprometer a operação adequeada de dispositivos de proteção, como os relés de sobrecorrente, bastante utilizados nos sistemas de distribuição, podendo fazer com que esses relés operem quando não é desejado ou não operem quando necessário, comprometendo a confiabilidade e seletividade do sistema de proteção [8].

1.2 Justificativa e Motivação

A elevada integração de várias unidades de geradores fotovoltaicos nas redes de distribuição pode alterar os valores das correntes de curto-circuito passantes pelos dispositivos de proteção, como os relés, e a proteção de sobrecorrente pode não estar mais em conformidade para atuar nesse novo cenário.

A configuração incorreta de um relé de sobrecorrente pode causar vários problemas, como:

a) Falso *trip* ou *trip* solidário (*sympathetic tripping*): a contribuição da corrente de falta do gerador de um alimentador são para outro alimentador faltoso, em paralelo, pode exceder o ajuste de *pick up* da proteção daquele, fazendo com que o relé atue indevidamente [9, 10];

b) Perda de coordenação (relé-relé, relé-fusível, religador-fusível, por exemplo): a contribuição do gerador pode fazer com que a corrente de curto-circuito alcance valores fora da coordenação entre esses dispositivos [9];

c) Proteção "cega" (*blind protection*): a contribuição da corrente de falta por parte dos geradores pode reduzir a corrente de falta na subestação, podendo fazer com que o ajuste de *pick up* dos dispositivos de proteção não seja alcançado [10, 9]; e

d) Redução do alcance de proteção de distância: a impedância medida pelo relé pode ser menor que a impedância real até o local da falta devido a contribuição da corrente de falta dos geradores, conhecida como corrente *infeed* [1, 9].

Portanto, torna-se necessário refazer os estudos de proteção considerando esse novo cenário, principalmente para a proteção de sobrecorrente, uma das principais utilizadas nas redes de distribuição de energia elétrica. Conhecer a dinâmica das correntes de curto-circuito nesse novo cenário de elevada penetração de GD fotovoltaica é muito importante para identificar os problemas e propor soluções, uma vez que ainda existem poucos estudos consolidados sobre essa temática, e os existentes são recentes [8, 11, 12].

1.3 Objetivos da Dissertação

Este trabalho tem como objetivo analisar o impacto da operação descentralizada de geradores distribuídos fotovoltaicos na proteção sobrecorrente de uma rede de distribuição de energia durante eventos de falta.

Os objetivos específicos do trabalho apresentados nessa dissertação podem ser pontuados da seguinte forma:

a) Estudar as regulamentações nacionais e internacionais para a geração distribuída fotovoltaica e os requisitos de operação e acesso à rede de distribuição;

b) Estudar o comportamento de um sistema elétrico em condições de curto-circuito e os impactos decorrentes da inserção de GD no sistema de proteção;

c) Modelar o alimentador de distribuição IEEE *13-Node Distribution Test Feeder* no ambiente Simulink® do software MATLAB® para ser utilizado como estudo de caso;

d) Propor um modelo simplificado em regime permanente para representação do gerador distribuído fotovoltaico conectado à rede de energia elétrica, capaz de operar em condições normais e anormais de tensão;

e) Simular o alimentador contemplando o cenário sem GD fotovoltaica e todos os cenários possíveis com essa, considerando as combinações de conexão e desconexão dos geradores, para diferentes locais e tipos de falta;

f) Analisar a robustez da proteção de sobrecorrente do alimentador frente a elevada penetração de GD fotovoltaica.

Com esses objetivos, pretende-se contribuir na linha de pesquisa sobre proteção de sobrecorrente de sistemas de distribuição e compreender os impactos da operação descentralizada da GD fotovoltaica nessa.

1.4 Trabalhos Desenvolvidos

O início do Mestrado deu-se em março de 2017, marcando do início da pesquisa sobre o tema e o começo da revisão bibliográfica e dos estudos sobre faltas em sistemas elétricos de potência e comportamento dos geradores fotovoltaicos conectados à rede. Em setembro de 2018, a pesquisa foi concluída, compreendendo 18 meses desde o início do curso, com a apresentação da dissertação.

A relevância do tema, sua atualidade e também a originalidade do modelo proposto para o gerador fotovoltaico resultaram na submissão do seguinte trabalho para o periódico internacional *IEEE Transactions on Energy Conversion*, com classificação Qualis A1 na área de avaliação Engenharias IV da CAPES, que está sob revisão:

- **VARGAS, M. C.**; MENDES, M. A.; BATISTA, O. E.; RUEDA-MEDINA, A. C.; ENCARNAÇÃO, L. F.; SIMONETTI, D. S. L. *Simplified PV Generator Model for High DG Penetration Analysis.*

Além disso, a relevância do tema resultou no aceite e apresentação dos seguintes trabalhos em congresso com classificação nacional no mês de maio de 2018:

- **VARGAS, M. C.**; MENDES, M. A.; BATISTA, O. E.; SIMONETTI, D. S. L. A review on the protection elements required for distributed generation in Brazil. *2018 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*. IEEE, 2018. p. 1-6.

- 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. *2018 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE).* IEEE, 2018. p. 1-6.

Também foram aceitos os seguintes trabalhos para apresentação em congresso com classificação internacional, a ser realizado no mês de novembro de 2018:

- **VARGAS, M. C.**; MENDES, M. A.; BATISTA, O. E. Faults Location Variability in Power Distribution Networks with High PV Penetration Level. *13th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (INDUSCON 2018).*
- **VARGAS, M. C.**; MENDES, M. A.; BATISTA, O. E. Impacts of High PV Penetration on Voltage Profile of Distribution Feeders Under Brazilian Electricity Regulation. *13th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (INDUSCON 2018).*

Outro artigo realizado em conjunto com alunos do mestrado, relacionado ao tema e decorrente do trabalho final de uma das disciplinas cursadas, foi aceito e publicado em revista internacional (Qualis B5 na área de avaliação Engenharias IV da CAPES):

- ASSAD, V. C. D.; BATISTA, O. E.; BERNARDES NETO, F.; **VARGAS, M. C.**; MACEDO, T. S. Reduction of electricity cost in public administration through a distributed generation strategy. *Renewable Energy and Power Quality Journal (RE&PQJ)*, v. 1, n. 16, p. 99-102, 2018.

1.5 Organização da Dissertação

Esta dissertação está estruturada em sete capítulos de maneira que o conteúdo do trabalho seja apresentado de forma gradativa, construindo uma linha de raciocínio encadeada. Após esse capítulo introdutório, realiza-se uma revisão da literatura sobre geração distribuída, curto-circuitos em sistemas elétricos e impactos da geração distribuída na proteção desses sistemas nos Capítulos 2, 3 e 4.

No Capítulo 2 são apresentados os conceitos e o histórico da geração distribuída no mundo e no Brasil, os impactos gerados no sistema elétrico de forma geral e a participação das fontes renováveis nesse cenário, destacando a energia solar fotovoltaica. Além disso, apresenta-se a atual regulamentação para interconexão desse tipo de geração nas redes de distribuição no Brasil e também a regulamentação de diversas normas internacionais, a fim de contextualizar o cenário mundial.

Sendo assim, o trabalho adentra na parte técnica sobre faltas e curto-circuitos em sistemas elétricos de potência (SEP) no Capítulo 3. São abordados os conceitos e tipos de faltas nos sistemas elétricos e logo após é apresentado o método das componentes simétricas.

No Capítulo 4 os impactos na proteção dos sistemas elétricos decorrentes da elevada penetração descentralizada de geração distribuída são abordados. Primeiramente é contextualizada, brevemente, a característica do sistema de distribuição, os equipamentos mais comuns utilizados, destacando os relés de sobrecorrente. Depois, são apresentados os problemas causados pela GD na proteção dos sistemas elétricos, os principais trabalhos existentes na literatura sobre o impacto da GD fotovoltaica na proteção de sobrecorrente e uma breve contextualização das estratégias para mitigar alguns dos problemas existentes.

No Capítulo 5 a metodologia realizada no trabalho é exposta em ordem lógica desde a escolha e modelagem do alimentador de distribuição, até a modelagem do gerador fotovoltaico para resposta em condições normais e anormais de tensão. A primeira parte trata da escolha e modelagem do alimentador de distribuição em um ambiente de simulação computacional e a sua validação, assim como um esquema de proteção de sobrecorrente para esse alimentador. Depois, é apresentado o modelo simplificado de um gerador fotovoltaico monofásico conectado à rede com a capacidade de operar em condições normais e anormais de tensão no ponto de acoplamento comum com a rede. Por fim, define-se a potência e os pontos de conexão dos geradores no alimentador, como também a localização das faltas e os tipos de faltas que serão aplicadas para realizar as simulações.

No Capítulo 6 são apresentados e discutidos os resultados obtidos nas simulações realizadas. Conclui-se a metodologia analisando se a proteção do alimentador é robusta ou não frente a presença da geração fotovoltaica e quais são os impactos dos geradores. Em função dos resultados obtidos, o Capítulo 7 traz as conclusões sobre o trabalho e sugere novas oportunidades para pesquisas futuras.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

"I have no idols. I admire work, dedication and competence."

(Ayrton Senna)

2.1 Histórico e Definição

Nos primórdios da geração da eletricidade, o sistema elétrico consistia em centrais geradoras de pequena capacidade que atendiam consumidores somente na sua vizinhança próxima [6]. As primeiras redes eram baseadas em corrente contínua (cc), sendo a tensão de atendimento limitada, assim como a distância entre a central geradora e os consumidores. Posteriormente, a evolução tecnológica, principalmente das redes de corrente alternada (ca), permitiu que a eletricidade fosse transportada por longas distâncias, permitindo uma maior economia de escala na construção de centrais geradoras, assim como um aumento na potência unitária dessas. Paralelamente, houve um aumento da demanda de energia pelos consumidores, fazendo com que a capacidade de geração precisasse ser aumentada, assim como a construção de linhas de transmissão e distribuição para interligar os agentes desse novo mercado.

A conjuntura desses fatores, atrelada à conveniência, fez com que o sistema elétrico se desenvolvesse em plantas geradoras de grande porte interligadas aos centros de consumo através de extensas redes de transmissão e distribuição. Para aumentar a segurança de fornecimento desse sistema, a falha de uma unidade geradora era compensada pelo acionamento de outra unidade de grande porte instalada próxima ou distante dessa, interligada à mesma rede de transmissão e/ou distribuição. A utilização da alta tensão para esse sistema interligado foi um dos fatores que possibilitou a economia de escala da geração.

Neste cenário, a energia flui em um único sentido: das unidades geradoras, passando pelas linhas de transmissão e distribuição, transformadores e subestações, até chegar nos consumidores. À luz dessa topologia de fluxo unidirecional, foram desenvolvidas diversas áreas de concentração de estudos de sistemas elétricos de potência, como dimensionamento das redes, qualidade de energia e proteção desses sistemas, por exemplo.

De acordo com o relatório "*Key World Energy Statistics 2017*" [13], da Agência Internacional de Energia (IEA - *International Energy Agency*), em 1971, o uso de combustíveis fósseis como fonte energética para geração de eletricidade correspondia a 75.2% do total mundial. Porém, na mesma década, houve a crise do petróleo que elevou os preços dos

barris de combustíveis, fazendo com que fosse necessário ser iniciada uma busca por novas fontes de energia. Esse fato, alinhado com as inovações tecnológicas, mudanças no cenário econômico e regulações ambientais, fez renovar o interesse no uso das fontes renováveis de energia para geração de eletricidade, principalmente próxima ou nos centros de consumo.

Os governos de cada país também passaram a incentivar o uso dessas fontes por duas razões principais: preocupações ambientais amplamente discutidas em encontros e acordos mundiais, como a ECO-92 e o Protocolo de Kyoto, por exemplo, e também a necessidade de atingir as metas firmadas nesses encontros e acordos [14].

O relatório "*Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets*" [15] da IEA resume em cinco os fatores principais que contribuíram para esse crescimento:

a) Desenvolvimento de tecnologias para geração distribuída;

b) Restrições na construção de novas linhas de transmissão, em termos financeiros e/ou ambientais;

c) Aumento da demanda dos consumidores por uma eletricidade altamente confiável;

d) Liberalização do mercado de eletricidade;

e) Preocupações com as mudanças climáticas no mundo.

O termo mais utilizado mundialmente para essa geração próxima ou nos centros de consumo é geração distribuída (*distributed generation*), porém podem ser encontrados outros termos como geração descentralizada (*descentralised generation*) na Europa e em partes da Ásia, geração embutida (*embedded generation*) nos países anglo-americanos ou geração dispersa (*dispersed generation*) nos países norte-americanos, sendo essa última bastante vista também na literatura [5].

A definição e classificação de GD pode levar em consideração o local de instalação, a potência instalada, área de atendimento, tecnologia utilizada, entre outros fatores. Porém, dada as particularidades do mercado energético e do sistema elétrico de cada país, torna-se difícil definir um conceito global [5, 6].

De acordo com [5], a GD consiste em uma fonte de energia conectada diretamente à rede ou no lado do consumidor do medidor de energia. Essa definição não leva em consideração a potência da unidade, uma vez que a máxima potência depende das características da rede de distribuição, como o nível de tensão. Porém é sugerida uma divisão baseada no nível de potência instalada: micro ($<$ 5kW), pequeno (entre 5 kW e 5 MW), médio (entre 5 MW e 50 MW) e grande porte (entre 50 MW e 300 MW). Segundo [7], a GD pode ser definida como uma central geradora com potência instalada normalmente com dezenas de MW conectada à subestação, à rede de distribuição ou através da unidade consumidora. Já a segunda edição do Caderno Temático de Micro e Minigeração Distribuída da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) define GD como:

> 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 [16].

Tais definições não limitam a capacidade de geração, tampouco o nível de tensão de conexão, tipo de tecnologia e fonte de energia. Entretanto há uma maior tendência no uso de fontes de energia renováveis, como a fotovoltaica, eólica, biomassa e de cogeração.

2.2 Impactos no Sistema Elétrico

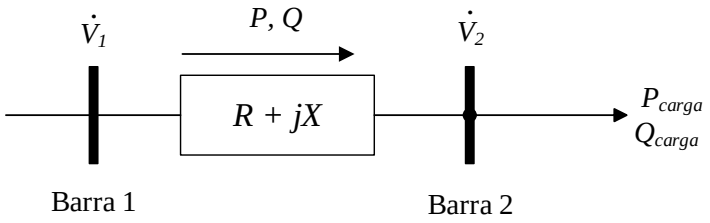
Como abordado anteriormente, o sistema elétrico foi concebido para o fluxo unidirecional de energia e todas as normas, regulações e estudos foram baseados nessa topologia. Entretanto, a inserção da GD pode modificar essa topologia, fazendo com que, em algumas situações, o fluxo de energia passe a ser no sentido contrário. Essa nova configuração acarreta em impactos no sistema, que podem ser positivos ou negativos, e pode promover, por exemplo, alteração no fluxo de potência, no perfil de tensão, nas perdas, no nível de harmônicos e no nível de curto-circuito do sistema.

Em relação aos benefícios, alguns podem ser elencados. O primeiro está associado a própria utilização de fontes renováveis como fonte primária da geração de energia, contribuindo para a redução da emissão de gás dióxido de carbono (CO_2), principal responsável pela questão do aquecimento térmico global. Como podem ser instaladas próximas aos centros de cargas, a GD tem a capacidade de aumentar a confiabilidade da energia local, além de ter a capacidade de atender a demanda de consumidores próximos. Dependendo da sua localização, potência e modo de operação, a GD pode contribuir para redução das perdas na distribuição de energia e também auxiliar na melhoria do perfil de tensão de alimentadores. Em locais onde o aumento da demanda de energia é superior à taxa de reforço na rede, a integração da GD pode contribuir com o alívio do carregamento do alimentador, postergando o investimento a ser realizado pelo proprietário da rede.

Em relação ao perfil de tensão, a tensão em um ponto de um alimentador de distribuição varia, majoritariamente, de acordo com a distância em relação à subestação transformadora mais próxima. Esta diferença está relacionada, principalmente, com a variação da resistência nos condutores utilizados. Geralmente, os condutores das redes de distribuição apresentam uma reatância menor do que a resistência, em Ω/km. Portanto, à medida que a carga se distancia da subestação, a tensão tende a diminuir. Para resolver esse problema intrínseco, uma das formas se faz com a instalação de dispositivos que possuam a capacidade de regular a tensão ao longo da rede, mantendo-a dentro dos níveis exigidos [2, 5, 6]. A instalação de GD pode contribuir tanto para melhorar quanto para piorar esse perfil de tensão.

A Figura 1 apresenta um sistema com duas barras infinitas. Na barra 1 está exportando uma potência ativa P e uma potência reativa Q para a barra 2, com tensão $\dot{V}_1$. A linha que conecta as duas barras possui impedância igual a $R + jX$ e a barra 2 possui uma tensão $\dot{V}_2$, na qual está conectada uma carga que consome uma parcela de potência ativa (P_{carga}) e reativa (Q_{carga}). Logo, a potência entregue pelo gerador ao sistema pode ser escrita de acordo com a Equação 2.1 e a corrente pela Equação 2.2.

Figura 1 – Sistema genérico de distribuição de duas barras infinitas



Fonte: Elaborado pelo autor.

$$P + jQ = \dot{V}_1 \dot{I}^* \tag{2.1}$$

$$\dot{I} = \frac{P - jQ}{\dot{V}_1} \tag{2.2}$$

A tensão na fonte pode ser dada pela Equação 2.3. Substituindo a Equação 2.2 na Equação 2.3, tem-se a Equação 2.4.

$$\dot{V}_1 = \dot{V}_2 + \dot{I}(R + jX) \tag{2.3}$$

$$\dot{V}_1 = \dot{V}_2 + \frac{P - jQ}{\dot{V}_1}(R + jX) \tag{2.4}$$

Reescrevendo a Equação 2.4 em função da queda tensão entre a barra 1 e a barra 2, tem-se a Equação 2.5.

$$\Delta\dot{V} = \dot{V}_1 - \dot{V}_2 = \frac{PR + QX}{\dot{V}_1} + j\frac{PX - QR}{\dot{V}_1} \tag{2.5}$$

Considerando que o ângulo entre as duas barras é muito pequeno e que a barra 1 é a barra de referência (ângulo da tensão igual a zero), a queda de tensão é aproximadamente

igual a parte real de $\Delta\dot{V}$ e $\dot{V}_1 = |\dot{V}_1| = V_1$. Dessa forma, a Equação 2.5 pode ser aproximada para:

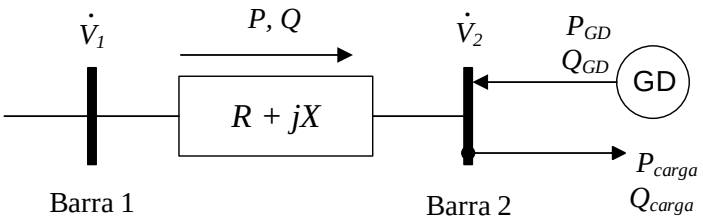
$$\Delta V \approx \frac{PR + QX}{V_1} \tag{2.6}$$

Se a tensão da barra 1 é considerada a tensão de base do sistema, então V_1 pode ser considerado como unitário, resultando na Equação 2.7.

$$\Delta V \approx PR + QX \tag{2.7}$$

Com a inserção da GD nessa mesma rede, mostrada na Figura 2, a Equação 2.7 pode ser reescrita como mostrado na Equação 2.8, fazendo as mesmas considerações anteriores.

Figura 2 – Sistema genérico de distribuição de duas barras com GD



Fonte: Elaborado pelo autor.

$$\Delta V \approx R.(P_{carga} - P_{GD}) + X.(Q_{carga} - Q_{GD}) \tag{2.8}$$

Analisando uma situação de fator de potência unitário da geração ($Q_{GD} = 0$), pode-se concluir que à medida que a potência ativa da GD (P_{GD}) aumenta, ΔV diminui, contribuindo para uma melhoria do perfil de tensão. Caso $P_{GD} > P_{carga}$, na mesma situação, o valor da tensão na barra 2 será maior que do que na barra 1. Caso P_{GD} aumente sem restrição, podem ocorrer problemas de sobretensão no alimentador, ultrapassando os limites estabelecidos. Considerando P_{GD} constante, caso a GD esteja consumindo potência reativa da rede, ocorre um aumento da queda de tensão. No caso contrário, exportando energia reativa, ocorre uma diminuição da queda de tensão. Pode-se concluir, portanto, que quando não há GD na rede, a queda de tensão é regulada pela demanda da carga. Quando há GD conectada, a queda de tensão varia de acordo com a potência ativa e reativa entregue ou consumida pela GD.

Já a perdas técnicas são inerentes do sistema e as principais causas são as perdas no cobre, aquecimento dos materiais, linhas longas e perdas de sobrecarga [17]. Normalmente,

para cenários de baixa penetração, a inserção da GD em uma rede diminui as perdas e essas variam de acordo com o tipo de tecnologia utilizada na GD: gerador síncrono, assíncrono ou com inversor como interface com a rede [18]. Alguns estudos como [19, 20, 21, 22] apontam que existe um ponto ótimo de penetração de GD em uma rede de distribuição e que, a partir desse ponto, as perdas aumentam à medida que o nível de penetração aumenta, podendo ultrapassar o valor das perdas para o caso do alimentador sem GD.

Os impactos relacionados com a variação do nível de curto-circuito e com a proteção do sistema elétrico serão explorados no Capítulo 4.

2.3 Participação das Fontes Renováveis

Conforme já visto, o conceito de GD não restringe o tipo de fonte energética nem a tecnologia a ser utilizada na geração de eletricidade. Entretanto, há uma tendência em se utilizar fontes de energia renováveis como: eólica, biomassa, hidráulica e principalmente a solar fotovoltaica (FV).

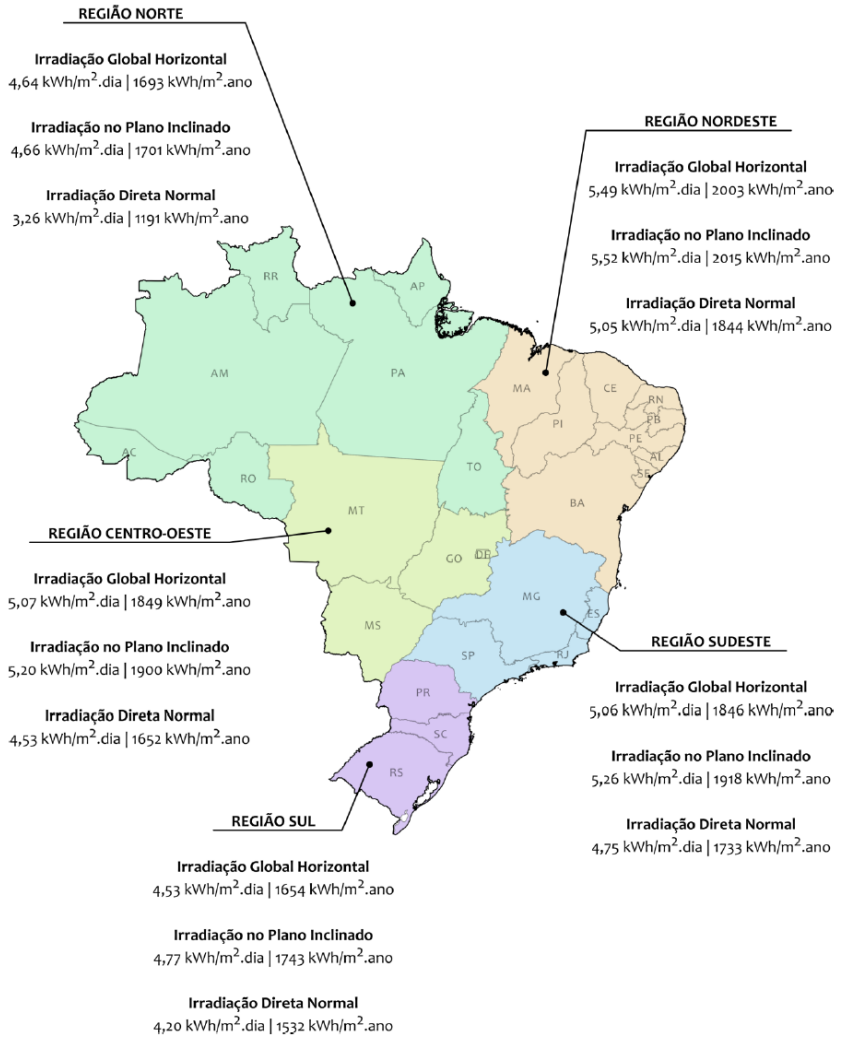
Mundialmente [13], a produção de energia hidráulica cresceu de 1.296 TWh para 3.978 TWh entre os anos de 1973 e 2015: crescimento de 206,9%. A energia eólica, cresceu de 104 TWh para 838 TWh entre os anos de 2005 a 2015: crescimento de 705,8%. No mesmo período, a enegia fotovoltaica cresceu de 4 TWh para 247 TWh.

2.3.1 Geração Solar Fotovoltaica

O Atlas Solar Global [23], desenvolvido pelo Banco Mundial, aponta que há excelentes níveis de irradição solar (kWh/m^2) principalmente para os países e regiões localizadas entre os tópicos, como o Brasil, assim como excelentes níveis para produção eletricidade (kWh/kWp). Apesar disso, os países líderes na utilização da fonte fotovoltaica não está localizados nessa região. De acordo com o relatório "*2018: Snapshot of Global Photovoltaic Markets*", da IEA [24], os primeiros cinco países com mais capacidade instalada em 2017 foram: China (131 GW), Estados Unidos da América (51 GW), Japão (49 GW), Alemanha (42 GW) e Itália (19,7 GW).

De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar [25], relançado em 2017, o Brasil apresenta alto nível e baixa variabilidade de irradiação solar, se comparado com países onde essa tecnologia já está bem consolidada, como Alemanha, Espanha, Itália, Portugal e França. A região nordeste apresenta o maior potencial, com um valor médio do total diário da irradiação global horizontal de 5,49 kWh/m^2. Já as regiões sudeste e centro-oeste apresentam índices bem próximos, em torno de 5,07 kWh/m^2. Os níveis médios de irradiação solar do território brasileiro podem ser vistos na Figura 3.

Figura 3 – Síntese dos níveis de irradiação solar por região no Brasil



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar [25], 2017, p. 67.

Entretanto, mesmo com essa característica, o Brasil ainda está fora do *top* 10 no quesito capacidade instalada. Apesar do mercado fotovoltaico ter iniciado recentemente no Brasil, de acordo com o mesmo relatório da IEA [24], o país foi o décimo que mais adicionou potência instalada em sua matriz, 0,9 GW. Os três primeiros foram China (53 GW), EUA (10,6 GW) e Índia (9,1 GW). Apesar de evidenciar que o mercado brasileiro ainda está engatinhando, em pouco tempo ele foi capaz de se posicionar entre os principais países nessa área. De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG) [26], da ANEEL, o Brasil apresenta 2.251 usinas fotovoltaicas instaladas, com 1,32 GW de potência instalada, correspondendo a aproximadamente 0,79% da capacidade total da matriz energética. Quando se fala de potência fiscalizada, esse percentual sobe para 0,83%.

Do ponto de vista dos novos empreendimentos, de acordo com [26], os com geração fotovoltaica correspondem a uma maior parcela. Dos empreendimentos já em construção, a potência outorgada para a fotovoltaica é de 817,5 MW, correspondendo a 8,18% desses.

Dos que ainda não iniciaram, a potência outorgada é de 1.285,2 MW, correspondendo a 12,32% desses. Assim que todos os empreendimentos entrarem em operação, a potência instalada total do país corresponderá a 3.424,5 MW.

2.4 Geração Distribuída no Brasil

No Brasil, a GD foi instituída através da Lei Federal Nº 10.848, de 15 de março de 2004:

> **Art. 2º**. (...)
>
> **VI**. (...)
>
> **§ 8º** No atendimento à obrigação referida no caput deste artigo de contratação da totalidade do mercado dos agentes, deverá ser considerada a energia elétrica:
>
> **I**. (...)
>
> **II**. proveniente de:
>
> **a)** geração distribuída, observados os limites de contratação e de repasse às tarifas, baseados no valor de referência do mercado regulado e nas respectivas condições técnicas [27];

E o conceito de GD foi definido pelo art. 14 do Decreto Lei Nº 5.163, de 30 de julho de 2004:

> **Art. 14**. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:
>
> **I** - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e
>
> **II** - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.
>
> **Parágrafo único**. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput [28].

Com o avanço das tecnologias, do interesse na instalação desse tipo de geração tanto por parte dos grandes empreendimentos como de pequenos consumidores, e dos próprios esforços na ANEEL em facilitar o acesso de centrais geradoras ao sistema de energia elétrica, houve uma modificação na definição de GD. De acordo com o anexo da Resolução Normativa nº 674, de 11 de agosto de 2015, intitulado Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), a GD atualmente é definida como:

> Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas - ou não - pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Terminologia usada para um conjunto de tecnologias de geração elétrica eficiente e de porte reduzido, de equipamentos de controle e de armazenamento de eletricidade que aproximam a geração elétrica do consumidor [29].

Entretanto, a modalidade que ganhou maior notoriedade no país, nos últimos cinco anos, é a instalação de geradores de pequeno porte, até 5 MW, conectados à rede de distribuição secundária através das instalações das unidades consumidoras. Essa modalidade é conhecida como microgeração e minigeração distribuída.

2.4.1 Micro e Minigeração Distribuída

O grande marco para a geração distribuída no Brasil foi a promulgação por parte da ANEEL da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 (RN 482/2012) [30], que sofreu alterações pelas RN 517, de 11 de dezembro de 2012; RN 687, de 2 de novembro de 2015; e recentemente pela RN 786, de 17 de outubro de 2017.

A RN 482/2012 estabeleceu condições gerais para o acesso da microgeração e minigeração distribuída ao sistema de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação, além de alterar o Módulo 3 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), incluindo a seção 3.7, com instruções específicas para o acesso da micro e minigeração. Dentre vários outros aspectos, à época ficou definido que:

> - **Microgeração distribuída**: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada a rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.
>
> - **Minigeração distribuída**: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada a rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.
>
> - **Sistema de compensação de energia elétrica**: sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa [30].

O limite da potência instalada dos micro e minigeradores em cada unidade consumidora não era estabelecido, e os créditos gerados por meio do sistema de compensação poderiam ser utilizados em até 36 meses a partir da data de faturamento.

No mesmo ano, a RN 517/2012 [31] alterou a RN 482/2012 e também o Módulo 3 do PRODIST. As principais mudanças dessa foram a modificação da definição do sistema

de compensação de energia elétrica, passando a permitir o uso dos créditos excedentes gerados por uma unidade consumidora para outra, desde que possuísse o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda; e também o estabelecimento de limites para a potência instalada de micro e minigeração distribuída, sendo limitada à carga instalada, no caso de unidade consumidora do grupo B, ou à demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A, podendo o consumidor instalar micro e minigeração distribuída superior a esse limite desde que através de solicitação na concessionária.

No ano de 2015, a RN 482/2012 passou por uma ampla revisão, com propostas de modificações sendo discutidas em audiências públicas, resultando na RN 687/2015 [32]. Essa alterou a RN 482/2012 e também os Módulos 1 e 3 do PRODIST. Como resultado, surgiram as seguintes definições:

> - **Microgeração distribuída**: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.
>
> - **Minigeração distribuída**: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.
>
> - **Sistema de compensação de energia elétrica**: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.
>
> - **Geração compartilhada**: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.
>
> - **Autoconsumo remoto**: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada [32].

A potência instalada pelas unidades consumidoras passou a ser limitada à potência disponibilizada para a unidade onde a central geradora será conectada, nos termos do inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. Outro grande avanço foi a mudança do prazo de utilização dos créditos de energia, que passou de 36 para 60 meses.

Em 2017 a RN 482/2012 passou por outra modificação, a RN 786/2017 [33], que alterou a definição de minigeração distribuída para:

> **- Minigeração distribuída**: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras [33].

Dessa forma, a RN 482/2012 passava a ser mais abrangente, dando oportunidade para empreendimentos hidroelétricos com potência superior a 3 MW aderirem ao sistema de compensação.

Paralelamente, o Governo promoveu uma série de incentivos financeiros para as instalações de micro e minigeração distribuída, com destaque para dois deles. O primeiro foi através da Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, que em seu art. 8º sancionou:

> **Art. 8º** Ficam reduzidas a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS incidentes sobre a energia elétrica ativa fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica ativa injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica para microgeração e minigeração distribuída, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL [34].

Outro importante incentivo foi a possibilidade dos estados, através da adesão de Convênios Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), autorizados pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), concederem isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) de que trata a RN 482/2012, da ANEEL. O primeiro convênio a ser assinado foi o Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015, que autorizou os estados de São Paulo, Pernambuco e Goiás a concederem a isenção:

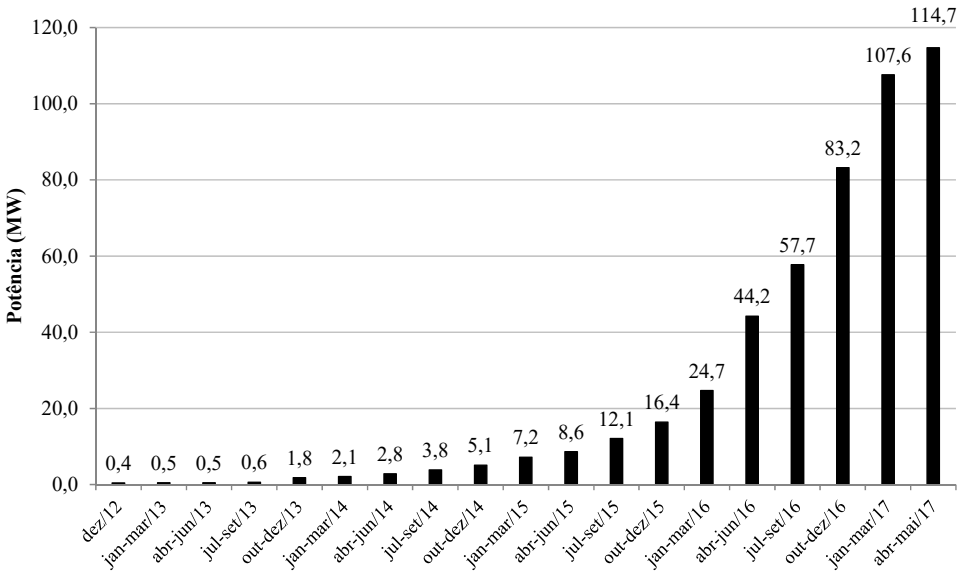
> **Cláusula primeira**: ficam os Estados de Goiás, Pernambuco e São Paulo autorizados a conceder isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.
>
> **§ 1º** O benefício previsto no *caput*:
>
> **I**. aplica-se somente à compensação de energia elétrica produzida por microgeração e minigeração, conforme definidas na referida resolução;

> **II**. não se aplica ao custo de disponibilidade, à energia reativa, à demanda de potência, aos encargos de conexão ou uso do sistema de distribuição, e a quaisquer outros valores cobrados pela distribuidora [35].

Atualmente, todos os 26 estados brasileiros e o Distrito Federal aderiram ao Convênio ICMS 16.

A Nota Técnica Nº 56/2017 [36] da ANEEL realizou uma atualização e uma projeção de consumidores com microgeração no horizonte 2017-2024. A Figura 4 apresenta a evolução da potência instalada desde o ano de 2012 e evidencia o forte crescimento nos últimos anos, principalmente em 2016, com um crescimento de 405% em relação ao ano de 2015.

Figura 4 – Evolução da potência instalada (MW) de micro e minigeração distribuída até 23 de maio de 2017

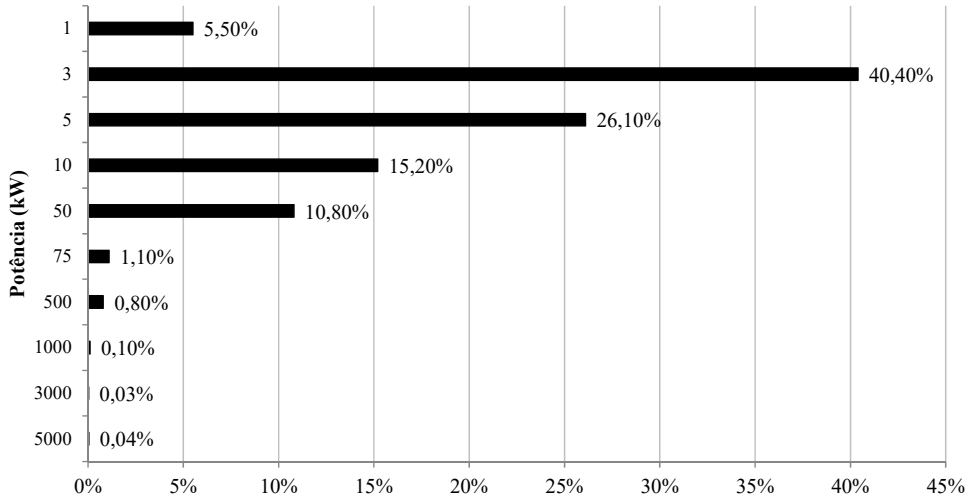


Fonte: Adaptado de [36], 2017, p. 4.

Com relação a faixa de potência das instalações, 72% possuem potência menor ou igual a 5 kW, conforme mostrado na Figura 5, associado principalmente ao perfil de consumidores residenciais, que representavam, à época da elaboração da nota técnica, 79,5% das conexões de micro e minigeração distribuída no país.

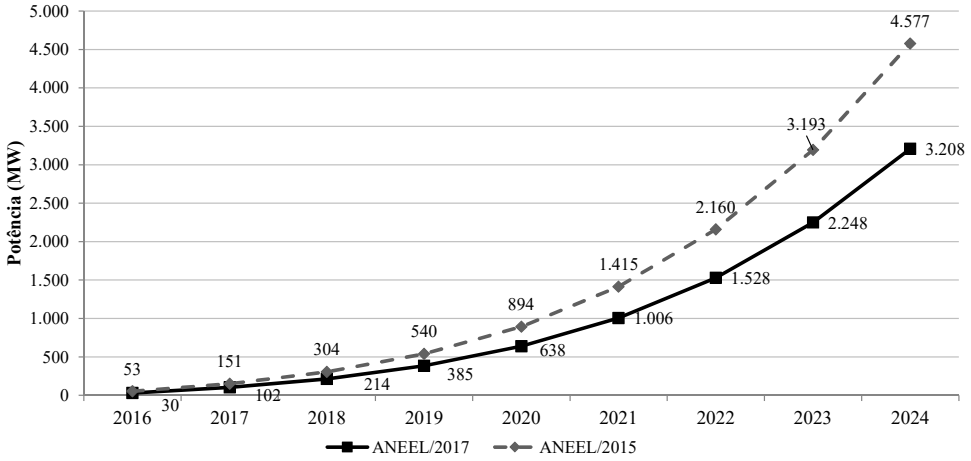
Com relação a projeção da potência instalada, houve uma redução de aproximadamente 30% em relação a projeção realizada no Memorando nº 471/2015, conforme apresentado na Figura 6. Entretanto, essa nova metodologia de cálculo teve maior aderência aos valores estimados pela ANEEL para 2016.

Figura 5 – Faixas de potência das instalações de micro e minigeração distribuída até 23 de maio de 2017



Fonte: Adaptado de [36], 2017, p. 5.

Figura 6 – Projeção da potência instalada de micro e minigeração distribuída no horizonte 2017-2024



Fonte: Adaptado de [36], 2017, p. 10.

Atualmente[1], o Brasil possui, aproximadamente, 421,3 MW de potência instalada de micro e minigeração distribuída, com um total de 35.180 usinas instaladas em unidades consumidoras, distribuídas por tipo de geração, conforme mostrado na Tabela 1. Tanto em relação ao número de usinas, quanto a potência instalada, as do tipo fotovoltaica são dominantes, correspondendo a 99,41% e 79,22% do total, respectivamente [37].

Neste mesmo cenário, o estado de Minas Gerais ocupa o primeiro lugar, seguido de São Paulo e Rio Grande do Sul no total de usinas de micro e minigeração. No quesito

[1] http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida, acesso em: 8 ago. 2018.

Tabela 1 – Unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída instalada no Brasil

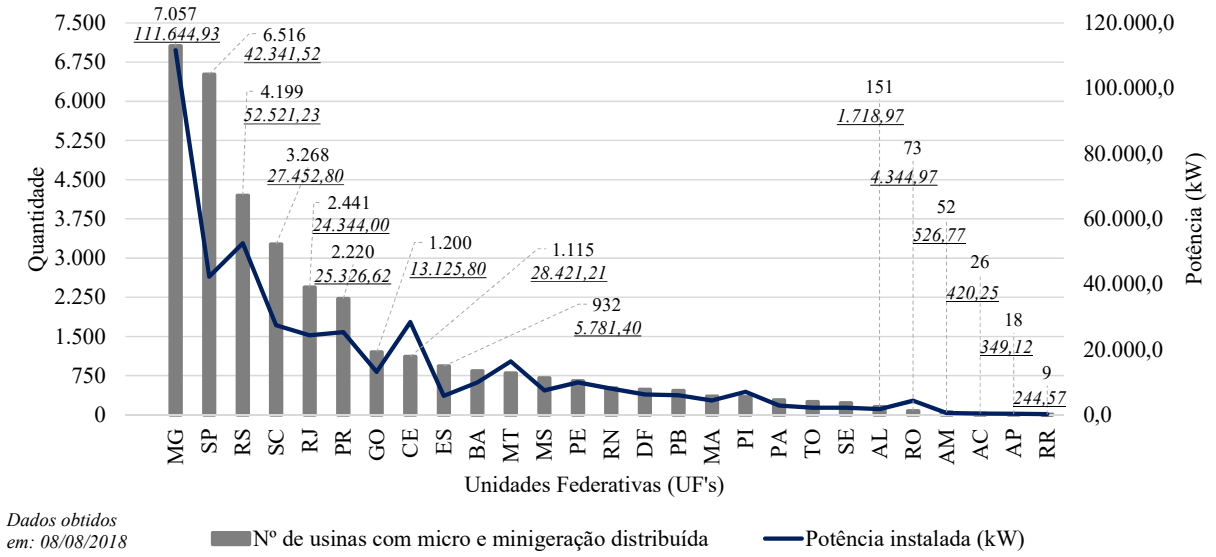
Tipo	**Unidades consumidoras**		**Potência instalada**	
	Quantidade	**% em relação ao total**	**kW**	**% em relação ao total**
Hidráulica	53	0,15%	46.819,48	11,11%
Eólica	57	0,16%	10.314,40	2,45%
Fotovoltaica	34.973	99,41%	333.755,40	79,22%
Térmica	97	0,28%	30.394,08	7,22%
Total	35.180	100,00%	421.283,36	100,00%

Fonte: Elaborado pelo autor com dados de [37].

potência instalada, MG mantém o primeiro posto, seguido de RS e SP, conforme pode ser observado na Figura 7. O estado do Espírito Santo ocupa a nona posição no quesito quantidade e a décima sétima em potência instalada.

Do ponto de vista da divisão regional, a região Sudeste ocupa o primeiro lugar, seguido pela região Sul, Nordeste, Centro-oeste e Norte, respectivamente, conforme mostrado no gráfico da Figura 8. Apesar de possuir uma incidência solar menor que o Nordeste, o Sul apresenta um maior desenvolvimento que esse, possuindo quase o dobro de usinas e 35% a mais de potência instalada.

Figura 7 – Estados com micro e minigeração distribuída no Brasil

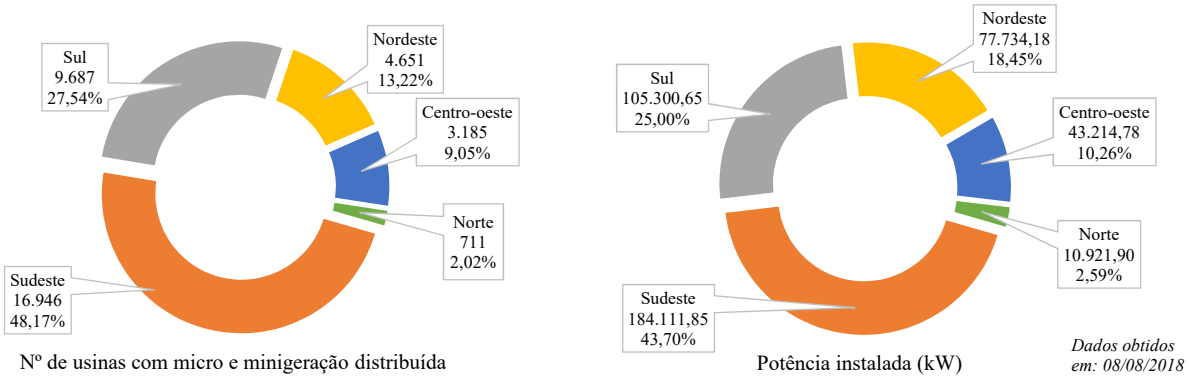


Fonte: Elaborado pelo autor com dados de [37].

Já do ponto de vista das classes de consumo, existem dois grandes grupos dominantes, apresentados na Tabela 2. Em relação a quantidade de usinas, o grupo residencial é dominante com uma fatia de 76,45% do total, seguido do grupo comercial com 16,20%.

Já em relação a potência instalada, o grupo comercial possui 46,76% do total, seguido pelo grupo residencial, com 29,76%. Essa diferença se deve pois, apesar da maior quantidade, as usinas das instalações residenciais são de baixa potência, comparadas com as comerciais. Apesar da baixa porcentagem no quesito quantidade, as classes industrial e rural apresentam uma porcentagem relevante no quesito potência, com 12,06% e 8,32%, respectivamente.

Figura 8 – Regiões do território brasileiro com micro e minigeração distribuída



Fonte: Elaborado pelo autor com dados de [37].

Tabela 2 – Classes de consumo das unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída instaladas no Brasil

Tipo	**Quantidade**		**Potência instalada**	
	Nº	**% em relação ao total**	**kW**	**% em relação ao total**
Comercial	5.698	16,20%	196.979,59	46,76%
Iluminação pública	5	0,01%	54,20	0,01%
Industrial	906	2,58%	50.797,63	12,06%
Poder Público	289	0,82%	11.480,39	2,73%
Residencial	26.895	76,45%	125.368,40	29,76%
Rural	1.340	3,81%	35.050,04	8,32%
Serviço Público	47	0,13%	1.553,11	0,37%
Total	35.180	100,00%	421.283,36	100,00%

Fonte: Elaborado pelo autor com dados de [37].

Tais movimentos, tanto da ANEEL como do Governo, podem ser vistos como um marco regulatório da GD no Brasil, consolidando essa nova modalidade de geração e, de certa forma, permitindo uma “independência” do consumidor.

2.4.2 Requisitos e Parâmetros Normativos de Acesso à Rede

2.4.2.1 PRODIST - ANEEL: Módulo 3

Conforme abordado no tópico anterior, o Módulo 3 (Acesso ao Sistema de Distribuição) do PRODIST possui uma seção exclusiva para descrever os procedimentos de acesso de micro e minigeração distribuída participante do SCEE ao sistema de distribuição: Seção 3.7 - Acesso de Micro e Minigeração Distribuída. Na sua versão vigente (revisão 7) [38], os requisitos de projeto definem, basicamente, a forma de conexão com a rede e os equipamentos a serem utilizados, em função da potência instalada.

A quantidade de fases e o nível de tensão de conexão da central geradora, antes definidos pela norma, agora são definidos pela distribuidora em função das características técnicas da rede. Os equipamentos e requisitos mínimos são definidos em função da potência instalada, conforme mostrado na Tabela 3.

Tabela 3 – Requisitos mínimos em função da potência instalada para conexão de micro e minigeração ao sistema de distribuição de energia elétrica

Equipamento	**Potência instalada**		
	Menor ou igual a 75 kW	**Maior que 75 kW e menor ou 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 sobretensão	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: Adaptado de [38], 2017, p. 64.

A chave seccionadora deve ser visível e acessível para que a distribuidora possa garantir a desconexão da central geradora durante algum evento de manutenção no sistema, exceto para centrais que se conectem à rede através de inversores de frequência.

O elemento de interrupção deve ser automático acionado por proteção, para microgeradores distribuídos, e por comando e/ou proteção para minigeradores distribuídos.

Para as proteções de sub e sobretensão e sub e sobrefrequência não é necessário um relé de proteção específico. Pode ser utilizado um sistema eletroeletrônico que detecte essas anomalias e seja capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção. Da mesma forma, não é necessário um relé de sincronismo específico, podendo ser substituído por um sistema eletroeletrônico que realize o sincronismo com a frequência da rede e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção, de maneira que somente ocorra a conexão com a rede após o sincronismo ter sido atingido.

No caso de operação em ilha do acessante, a proteção de anti-ilhamento deve garantir a desconexão física entre a rede de distribuição e as instalações elétricas internas à unidade consumidora, incluindo a parcela de carga e de geração, sendo vedada a conexão ao sistema da distribuidora durante a interrupção do fornecimento.

Para sistemas que se conectam utilizando inversores, as proteções relacionadas na Tabela 3 podem estar inseridas dentro dos equipamentos, sendo desnecessária a redundância da proteção para a microgeração distribuída.

Entretanto, o estudo de [39] apresenta um resultado que serve de alerta para a ANEEL: nem todas as distribuidoras de energia exigem os requisitos mínimos para acesso em suas normas. Para a microgeração, todos os elementos obrigatórios são exigidos, e 40% das empresas solicitam o uso de relés de sobrecorrente e cerca de 30% requerem o uso de Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS). Entretanto o mesmo não ocorre para a minigeração.

Para a faixa de potência entre 75 kW e 300 kW as proteções contra sobrecorrente temporizada e instantânea (50 e 51, respectivamente) são mais exigidas do que as proteções obrigatórias contra sobretensão e sobrecorrente direcional (59 e 67, respectivmente), diferença de 8,9% e 4,5%, respectivamente. Destacam-se as proteções complementares contra sobrecorrente de neutro temporizada e instantânea (50N e 51N) que foram exigidas por mais de 55% das concessionárias e também a função direcional de potência (32), com mais de 33% de requisição.

Para a faixa entre 300 kW e 500 kW, as funções 59 e 67 também não foram exigidas por todas as empresas. Novamente, há a exigência das funções de proteções 50 e 51 em mais de 77% das normas, 17,8% a mais que a 59; as complementares 50N e 51N, exigidas por mais de 57% das concessionárias e também a função 32, que é solicitada por 33% das empresas .

Já na faixa entre 500 kW e 5MW, as funções 46, 47, 51V, 59 e 67 não são exigidas por todas as concessionárias. Uma vez mais destacam-se as funções 50 e 51, sendo exigidas por mais de 82% das normas, 4,4% a mais que as funções de proteção 46, 47 e 51V.

Assim, nota-se que, das funções de proteção adicionais, os relés de sobrecorrente temporizado (51 e 51N) e instantâneo (50 e 50N) são os mais demandados. Essas proteções já são usualmente as mais utilizadas pelas concessionárias no sistema de distribuição de 13,8 kV. Desse modo, sua exigência em algumas normas pode ser justificada pela necessidade de coordenação com os elementos presentes na rede da distribuidora e devido ao seu elevado grau de eficiência para extinguir faltas no sistema [39].

2.4.2.2 PROREDE - ONS: Submódulo 3.6

No Brasil, o ONS, através do Módulo 3 (Acesso às Instalações de Transmissão), Submódulo 3.6 (Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão), do Procedimentos de Rede (PROREDE) [40], regulamentou no final do ano de 2016 os requisitos para conexão de centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas ao sistema de transmissão com tensão superior a 69 kV.

Os geradores devem permanecer em operação em regime de frequência não nominal respeitando o disposto na Tabela 4. O objetivo é minimizar o desligamento do gerador por sub ou sobrefrequência quando o sistema pode se recuperar pela sua capacidade própria de regulação.

Tabela 4 – PROREDE: tempos de resposta a condições anormais de frequência

Faixa de frequência (Hz)	**Tempo mínimo de desconexão (s)**
$> 63{,}0$	instantaneamente
$> 62{,}5$	10,0
$58{,}5 \leq \mathrm{f} \leq 62{,}5$	operação normal
$< 58{,}5$	20,0
$< 56{,}0$	instantaneamente

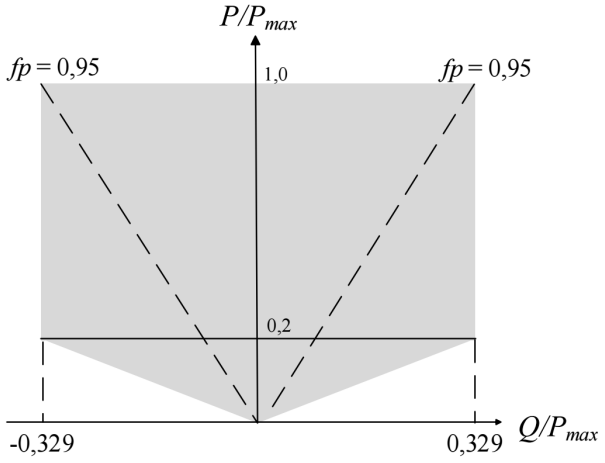
Fonte: Adaptado de [40], 2016, p. 23.

Em regime permanente, a central geradora deve operar com fator de potência indutivo ou capacitivo em qualquer ponto da área indicada na Figura 9, permitindo uma participação efetiva no controle da tensão, aumentando as margens de estabilidade. Para o regime de tensão não nominal (V - $Q/P_{\max}$) a injeção de potência reativa em regime permanente deve respeitar a faixa operativa de tensões, conforme característica da Figura 10.

Quando se trata da suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas (condição de LVRT/HVRT que será visto mais adiante), caso haja variação de tensão temporária em uma ou mais fases no ponto de acoplamento comum com a rede (PAC) da central geradora, essa deve continuar operando sem desconexão se a tensão nos terminais permanencer dentro da região indicada pela Figura 11. Essa condição é aplicada para qualquer tipo de

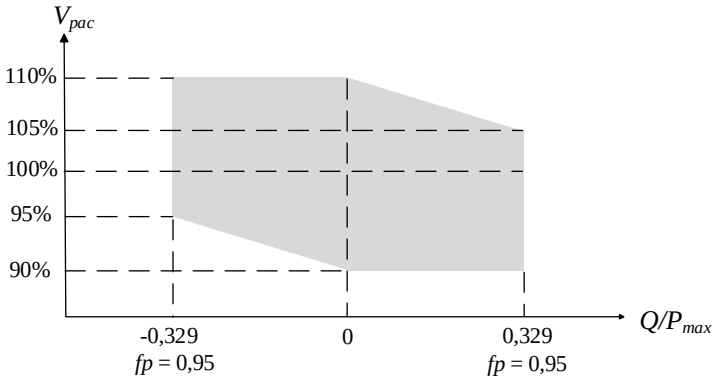
distúrbio na rede, sejam provocados por rejeição de carga, falhas ou faltas simétricas ou assimétricas, devendo ser atendida pela tensão da fase que sofrer maior variação [40].

Figura 9 – PROREDE: faixa de geração/absorção de potência reativa no PAC em regime permanente



Fonte: Adaptado de [40], 2016, p. 24.

Figura 10 – PROREDE: requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no PAC

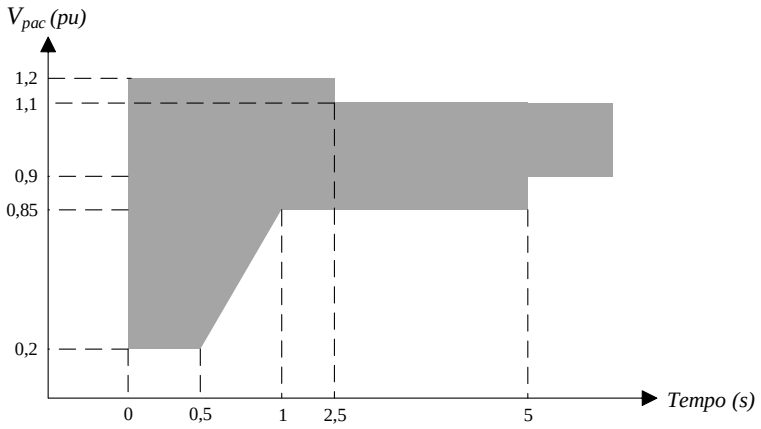


Fonte: Adaptado de [40], 2016, p. 26.

Durante eventos de defeito, além de cumprir os requisitos de manterem-se conectadas pelo período mostrado na Figura 11, de acordo com os intervalos de tempo da Tabela 5, as centrais geradoras eólicas devem ser capazes de dar suporte à rede através de injeção de corrente reativa respeitando o comportamento da Figura 12. Cabe ao ONS instruir a ativação desse recurso e também definir a inclinação da reta (valor de K) a ser utilizado em função das caractísticas do sistema ao qual a central geradora está conectada [40].

Entretato o PROREDE aborda os requisitos para conexão às redes de transmissão e os requisitos de injeção de corrente reativa são aplicados somente para as plantas eólicas. Portanto, é necessário pesquisar o comportamento esperado para os geradores fotovoltaicos conectados as redes de distribuição.

Figura 11 – PRORERE: comportamento das plantas geradoras para suportabilidade a sub e sobretensões dinâmicas



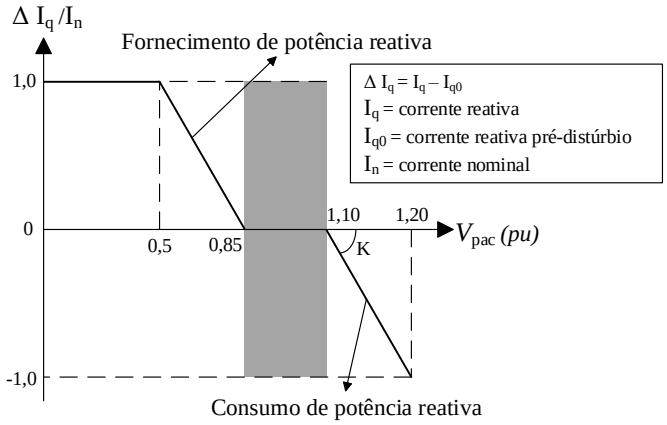
Fonte: Adaptado de [40], 2016, p. 30.

Tabela 5 – PRORERE: tempos de resposta para suportabilidade a sub e sobretensões dinâmicas

Faixa de tensão no PAC (pu)	**Tempo de desconexão (s)**
$V_{\text{pac}} < 0{,}2$	instantâneo
$0{,}2 \leq V_{\text{pac}} < 0{,}85$	1,0
$0{,}85 \leq V_{\text{pac}} < 0{,}9$	5,0
$0{,}9 \leq V_{\text{pac}} \leq 1{,}1$	operação normal
$1{,}1 < V_{\text{pac}} \leq 1{,}2$	2,5
$V_{\text{pac}} > 120$	instantâneo

Fonte: Elaborado pelo autor com os dados de [40].

Figura 12 – PRORERE: requisito de injeção de corrente reativa sob defeito para plantas eólicas



Fonte: Adaptado de [40], 2016, p. 31.

2.4.2.3 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 [41]. Ela é aplicada para sistemas fotovoltaicos que operam em paralelo com a rede de distribuição e estabelece as recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica, assim como os requisitos necessários.

Quanto as variações de tensão, de acordo com a NBR 16149:2013, o sistema fotovoltaico deve parar de fornecer energia à rede quando a tensão eficaz no PAC sair da faixa de operação mostrada na Tabela 6.

Tabela 6 – NBR 16149:2013: tempos máximos de desconexão para condições anormais de tensão no PAC

Faixa de tensão no PAC (pu)	**Tempo máximo de desconexão (s)**
$V_{\text{pac}} < 0{,}8$	0,4
$0{,}8 \leq V_{\text{pac}} \leq 1{,}10$	operação normal
$V_{\text{pac}} > 1{,}10$	0,2

Fonte: Elaborado pelo autor com os dados de [41].

Quanto as variações de frequência, o sistema fotovoltaico deve se desconectar da rede ou reduzir a potência ativa injetada quando a frequência na rede sair da faixa de operação mostrada na Tabela 7.

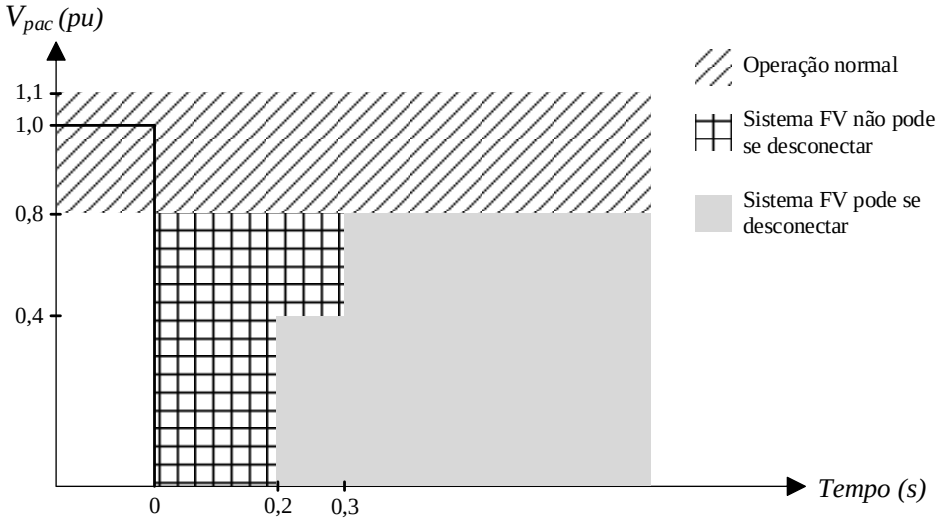
Tabela 7 – NBR 16149:2013: tempos máximos de desconexão para condições anormais de frequência

Faixa de frequência (Hz)	**Tempo máximo de desconexão (s)**
$\text{f} < 57{,}5$	0,2
$57{,}5 \leq \text{f} \leq 60{,}5$	Operação normal
$60{,}5 < \text{f} < 62$	Reduz a injeção de potência ativa
$\text{f} > 62$	0,2

Fonte: Elaborado pelo autor com os dados de [41].

Sobre o comportamento durante condições de falta ou suportabilidade de subtensões e sobretensões, a NBR 16149:2013 determina que sistemas fotovoltaicos com potência nominal igual ou maior que 6 kW devem satisfazer os requistos mostrados na Figura 13. Para tensões terminais superiores a 1,1 pu, o sistema fotovoltaico deve desconectar o mais rápido possível. Para uma tensão terminal maior ou igual a 0,8 pu e menor ou igual a 1,1 pu, o sistema deve operar de forma normal com fator de potência unitário. Na área quadriculada, tensões terminais inferiores a 0,8 pu, o sistema fotovoltaico não pode se desconectar da rede, porém é permitido que ele cesse o fornecimento de energia. Por fim, na área cinza, é permitida a desconexão do sistema fotovoltaico.

Figura 13 – NBR 16149:2013: requisitos de suportabilidade a sub e sobretensões decorrentes de faltas na rede



Fonte: Adaptado de [41], 2013, p. 10.

A NBR 16149:2013 não aborda sobre o comportamento de injeção ou consumo de potência reativa durante as condições de suportabilidade a sub e sobretensões. Entretanto, ela limita o controle do fator de potência e injeção/consumo de potência reativa em função da potência nominal do sistema fotovoltaico.

Sistemas com potência nominal igual ou inferior a 3 kW devem vir com fator de potência igual a 1,0 ajustado de fábrica e possuírem uma tolerância de trabalho na faixa de 0,98 indutivo a 0,98 capacitivo.

Os sistemas FV com potência nominal maior que 3 kW e igual ou menor que 6 kW devem também vir com fator de potência igual a 1,0 ajustado de fábrica, podendo o inversor apresentar a possibilidade de operar de acordo com a curva da Figura 14 e fator de potência ajustável de 0,95 indutivo a 0,95 capacitivo.

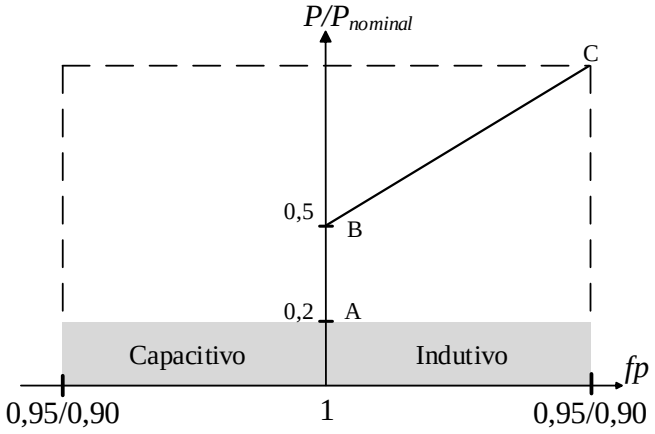
Os sistemas com potência nominal superior a 6 kW podem operar com duas possibilidades:

a) fator de potência igual a 1,0, ajustado em fábrica, com tolerância para trabalho na faixa de 0,98 indutivo a 0,98 capacitivo, podendo o inversor ter a capacidade para ajustar o fator de potência de 0,9 indutivo a 0,9 capacitivo; ou

b) com controle de potência reativa (VAr), conforme a Figura 15.

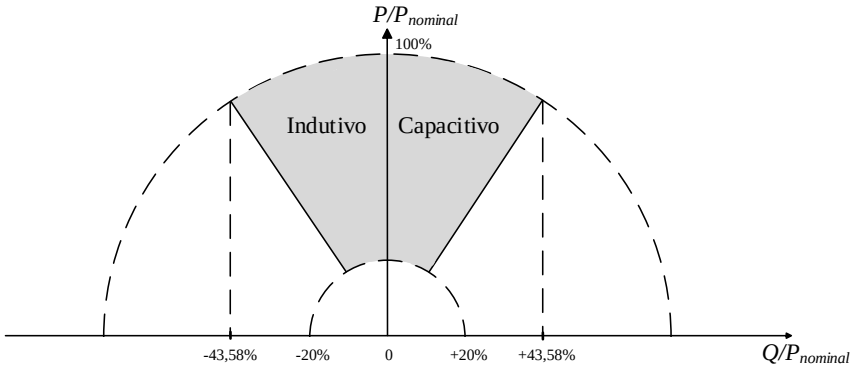
O tipo e os ajustes de controle devem ser determinados pelas condições da rede e definidos individualmente pelo operador dessa, fornecido juntamente com a permissão de acesso.

Figura 14 – NBR 16149:2013: curva do fator de potência em função da potência ativa para sistemas FV com potência maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW



Fonte: Adaptado de [41], 2013, p. 5.

Figura 15 – NBR 16149:2013: limites operacionais para injeção/consumo de potência reativa para sistemas FV com potência nominal superior a 6 kW



Fonte: Adaptado de [41], 2013 p. 6.

2.5 Regulamentação no Cenário Internacional

Atualmente não há um consenso da regulamentação sobre o comportamento de geradores fotovoltaicos (GFV) durante eventos de falta no sistema elétrico pois cada mercado energético possui a sua regulamentação [42] e boa parte dessas são orientadas para grandes plantas de geração eólica, além do fato de serem recentes (a partir de 2008).

Entretanto esse cenário vem mudando e as normas estão sendo adaptadas para os GFVs, dependendo do nível de penetração da geração de cada país. Essa capacidade do gerador permanecer conectado à rede durante variações de tensão ou frequência, trocando energia, é conhecida como *Voltage Ride-through* (VRT) e *Frequency Ride-through* (FRT), e são importantes durante eventos de falta.

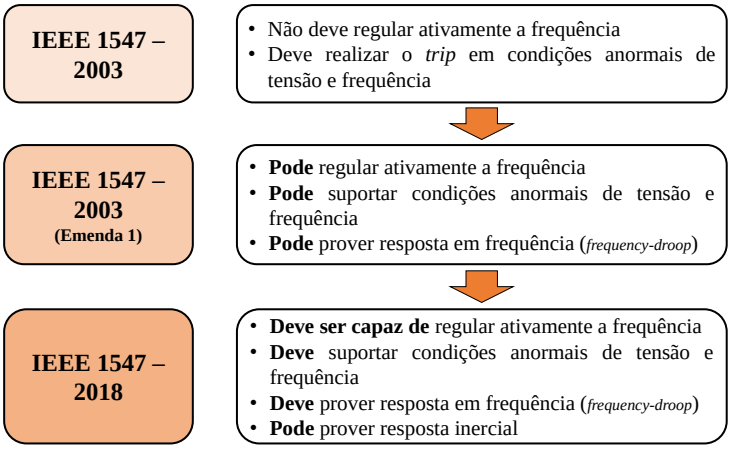
2.5.1 IEEE Std 1547^{TM}-2018

A IEEE Std 1547^{TM}-2018 (*IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*) [43] é uma norma técnica elaborada pelo *Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Celss, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage* (SCC21), aprovada em 15 de fevereiro de 2018. Esta norma aborda sobre um padrão uniforme para a conexão e interoperabilidade de fontes energéticas distribuídas (FED) com o sistema elétrico de potência (SEP), e provê requisitos importantes para a perfomance, operação, teste, segurança e manutenção dessas conexões. É aplicada para qualquer tecnologia de FED conectada ao SEP tipicamente nos níveis de tensão de distribuição primária ou secundária.

A IEEE Std 1547^{TM} foi a primeira de uma série de normas desenvolvidas pelo SCC21 relativa a interconexão de recursos distribuídos. Ela foi alterada em 2014 (IEEE Std 1547a^{TM}-2014) em resposta a uma necessidade amplamente expressa de fazer alterações em subseções relacionadas à regulação de tensão, resposta de tensão a condições anormais de SEP locais e resposta de frequência a condições anormais de SEP locais da IEEE Std 1547^{TM}-2003.

As principais mudanças da revisão de 2018 em relação a versão de 2014, dentro do escopo deste trabalho, estão nas funções de suporte à rede. A Figura 16 apresenta a evolução dessas mudanças ao longo das revisões.

Figura 16 – IEEE Std 1547^{TM}: evolução das funções de suporte à rede



Fonte: Adaptado da *IEEE Smart Grid Resource Center* <http://smartgrid.ieee.org/>.

Com o aumento da penetração de GD nas redes, em 2014 foi permitido que a GD poderia regular ativamente a tensão, prover resposta a frequência e suportar tensões e frequências anormais. Entretanto, prevendo um cenário de massiva penetração, já existente em alguns países, a versão atual obriga que os geradores devem ser capazes de auxiliar

a rede na regulação de tensão, responder a variações de frequência, suportar condições anormais de tensão e frequência e podem possuir resposta inercial.

As condições de operação, no escopo da norma, foram divididas em duas áreas: condição de operação normal e condição de operação anormal, que engloba a capacidade de *Ride-through*. Para o condição normal, os geradores distribuídos são classificadas em duas categorias:

- Categoria A: cobre as capacidades mínimas de performance necessárias para regulação de tensão no SEP local e são razoavelmente alcançadas por todas as tecnologias de FED a partir da revisão de 2018. Esse nível é considerado adequado para aplicações com baixa de penetração de FED no sistema de distribuição, e em locais onde a potência total de FED não está sujeita a grandes variações de frequência.
- Categoria B: cobre todos os requisitos da Categoria A e especifica capacidades suplementares para integrar adequadamente FEDs nos SEP cuja a penetração agregada de FED é elevada ou onde a potência total da FED está sujeita a grandes variações de frequência.

A capacidade de *Ride-through* pode ser definida como a habilidade da FED suportar os distúrbios de tensão (*Voltage Ride-through* - VRT) ou frequência (*Frequency Ride-through* - FRT) dentro de limites definidos e continuar operando como especificado. Nesse quesito os geradores distribuídos foram classificados em três categorias:

- Categoria I: baseia-se nas necessidades de estabilidade/confiabilidade do SEP e é razoavelmente atingível por todas as tecnologias de FED que são usadas atualmente.
- Categoria II: cobre todas as necessidades de estabilidade/confiabilidade do SEP e é coordenada com normas existentes de confiabilidade para evitar *trips* para uma vasta faixa de distúrbios que afetam a estabilidade do SEP. É mais robusta que a Categoria I.
- Categoria III: baseia-se nas necessidades de estabilidade/confiabilidade do SEP e na confiabilidade/qualidade de energia dos sistemas de distribuição e é coordenada com os requisitos existentes para interconexão de FED em cenários de elevada penetração.

A resposta para condições anormais contribui para a estabilidade do SEP local, segurança do pessoal de manutenção e para o público em geral, assim como evita danos a equipamentos conectados à rede, incluindo dos geradores distribuídos. O operador do SEP local deve determinar qual das categorias de performance (I, II ou III) será requerida. O Anexo B da IEEE Std 1547^{TM}-2018 apresenta um guia de auxílio para escolha da categoria mais adequada.

Além disso, o operador do SEP local deve determinar as configurações de *trip* e os requisitos para FRT e VRT de acordo com as restrições locais e o nível de confiabilidade determinado. Caso não determine, os valores padrão da norma devem ser utilizados. É importante ressaltar que a IEEE Std 1547^{TM}-2018 obriga ambos os requisitos, *trip* e de *ride-through*, e que esse não é uma configuração, mas sim uma capacidade de operação da GD.

2.5.1.1 Requisitos Obrigatórios para Trip de Tensão

Dentre outros aspectos, para condições anormais de tensão, a norma determina algumas configurações de *trip* quando a tensão é inferior ao limite de subtensão ou quando é maior que o limite de sobretensão: o gerador deve cessar o fornecimento de energia e realizar o *trip* de acordo com os respectivos tempos de desconexão.

Para essa condição do *trip* obrigatório, devem ser aplicadas duas funções de *trip* de sobretensão (OV1 e OV2) e duas de subtensão (UV1 e UV2), aplicadas simultaneamente para as categorias I, II e III dos FED. As Tabelas 8, 9 e 10 apresentam os tempos de desconexão obrigatórios em condições anormais de tensão para os FED das Categorias I, II e III, respectivamente.

Tabela 8 – IEEE Std 1547^{TM}: tempos de desconexão de trip obrigatório para condições anormais de tensão para a Categoria I

Função de trip obrigatório	**Configuração padrão**		**Faixa de valores permitidos**	
	Tensão (pu)	**Tempo de desconexão (s)**	**Tensão (pu)**	**Tempo de desconexão (s)**
OV2	1,20	0,16	Fixo em 1,20	Fixo em 0,16
OV1	1,10	2,0	1,10-1,20	1,0-13,0
UV1	0,70	2,0	0,0-0,88	2,0-21,0
UV2	0,45	0,16	0,0-0,50	0,16-2,0

Fonte: Adaptado de [43], 2018, p. 45.

Tabela 9 – IEEE Std 1547^{TM}: tempos de desconexão de trip obrigatório para condições anormais de tensão para a Categoria II

Função de trip obrigatório	**Configuração padrão**		**Faixa de valores permitidos**	
	Tensão (pu)	**Tempo de desconexão (s)**	**Tensão (pu)**	**Tempo de desconexão (s)**
OV2	1,20	0,16	Fixo em 1,20	Fixo em 0,16
OV1	1,10	2,0	1,10-1,20	1,0-13,0
UV1	0,70	10,0	0,0-0,88	2,0-21,0
UV2	0,45	0,16	0,0-0,50	0,16-2,0

Fonte: Adaptado de [43], 2018, p. 45.

Tabela 10 – IEEE Std 1547^{TM}: tempos de desconexão de trip obrigatório para condições anormais de tensão para a Categoria III

Função de trip obrigatório	**Configuração padrão**		**Faixa de valores permitidos**	
	Tensão (pu)	**Tempo de desconexão (s)**	**Tensão (pu)**	**Tempo de desconexão (s)**
OV2	1,20	0,16	Fixo em 1,20	Fixo em 0,16
OV1	1,10	13,0	1,10-1,20	1,0-13,0
UV1	0,88	21,0	0,0-0,88	21,0-50,0
UV2	0,50	2,0	0,0-0,50	2,0-21,0

Fonte: Adaptado de [43], 2018, p. 46.

2.5.1.2 Requisitos para *Voltage Ride-through*

A FED deve ser concebida para prover a capacidade VRT especificada na norma sem exceder os seus limites operacionais. As exigências para VRT não se aplicam quando a frequência está fora dos limites determinados pelo FRT, que será visto mais adiante. As Tabelas 11, 12 e 13 apresentam os tempos mínimos de *ride-through* e tempos máximos de desconexão, assim como o modo de operação/resposta dos FED para as condições de VRT das Categorias I, II e III, respectivamente.

Para a condição de *Low-voltage Ride-through* (LVRT), a tensão a qualquer tempo deve ser o menor módulo da tensão aplicável (fase-neutro, fase-terra ou fase-fase) relativa a tensão do sistema. Durante os distúrbios temporários de LVRT, os geradores devem ser capazes de:

- manter o sincronismo com o SEP local;
- não devem realizar o *trip*;
- restaurar a potência de saída conforme definido na norma.

Para valores de tensão dentro da Região de Operação Obrigatória, o gerador deve:

- manter o sincronismo com o SEP local;
- continuar trocando corrente com o SEP local;
- não cessar a energização nem realizar o *trip*.

Por padrão, os geradores não devem reduzir a corrente aparente total durante um distúrbio no Modo de Operação Obrigatório abaixo de 80% do valor da correspondente corrente ativa pré-distúrbio.

Para os valores de tensão dentro da Região de Operação Permissiva, o gerador:

- deve manter o sincronismo com o SEP local ou não realizar o *trip*;
- pode continuar trocando corrente com o SEP local ou cessar a energização;

Tabela 11 – IEEE Std 1547^{TM}: tempos de *ride-through*, resposta e modos de operação na condição de VRT para a Categoria I

Faixa de tensão (pu)	**Modo de resposta/operação**	**Tempo mínimo de *ride-through* (s)**	**Tempo máximo de desconexão (s)**
V > 1,20	Deixar de energizar	NA	0,16
1,175 < V ≤ 1,20	Operação permissiva	0,2	NA
1,15 < V ≤ 1,175	Operação permissiva	0,5	NA
1,10 < V ≤ 1,15	Operação permissiva	1	NA
0,88 ≤ V ≤ 1,10	Operação contínua	Infinito	NA
0,70 ≤ V < 0,88	Operação obrigatória	Curva 4s/1 pu de tensão começando em 0,7s em 0,7 pu	NA
0,50 ≤ V < 0,70	Operação permissiva	0,16	NA
V < 0,5	Deixar de energizar	NA	0,16

Fonte: Adaptado de [43], 2018, p. 47.

Tabela 12 – IEEE Std 1547^{TM}: tempos de *ride-through*, resposta e modos de operação na condição de VRT para a Categoria II

Faixa de tensão (pu)	**Modo de resposta/operação**	**Tempo mínimo de *ride-through* (s)**	**Tempo máximo de desconexão (s)**
V > 1,20	Deixar de energizar	NA	0,16
1,175 < V ≤ 1,20	Operação permissiva	0,2	NA
1,15 < V ≤ 1,175	Operação permissiva	0,5	NA
1,10 < V ≤ 1,15	Operação permissiva	1	NA
0,88 ≤ V ≤ 1,10	Operação contínua	Infinito	NA
0,65 ≤ V < 0,88	Operação obrigatória	Curva 8,7s/1 pu de tensão começando em 3 s em 0,65 pu	NA
0,45 ≤ V < 0,65	Operação permissiva	0,32	NA
0,30 ≤ V < 0,45	Operação permissiva	0,16	NA
V < 0,30	Deixar de energizar	NA	0,16

Fonte: Adaptado de [43], 2018, p. 47.

Tabela 13 – IEEE Std 1547^{TM}: tempos de *ride-through*, resposta e modos de operação na condição de VRT para a Categoria III

Faixa de tensão (pu)	**Modo de resposta/operação**	**Tempo mínimo de *ride-through* (s)**	**Tempo máximo de desconexão (s)**
V > 1,20	Deixar de energizar	NA	0,16
1,10 < V ≤ 1,20	Cessação momentânea	12	0,083
0,88 ≤ V ≤ 1,10	Operação contínua	Infinito	NA
0,70 ≤ V < 0,88	Operação obrigatória	20	NA
0,50 ≤ V < 0,70	Operação obrigatória	10	NA
V < 0,5	Cessação momentânea	1	0,083

Fonte: Adaptado de [43], 2018, p. 48.

• se cessar a energização, deve restaurar a potência de saída conforme definido na norma.

Para os valores de tensão dentro da Região de Operação de Cessação Momentânea, o gerador deve:

• não realizar o *trip*;

• cessar a energização;

• restaurar a potência de saída conforme definido na norma.

Para a condição de *High-voltage Ride-through* (HVRT), a tensão a qualquer tempo deve ser o maior módulo da tensão aplicável (fase-neutro, fase-terra ou fase-fase) relativa à tensão do sistema. Durante os distúrbios temporários de HVRT, os geradores devem ser capazes de:

• manter o sincronismo com o SEP local;

• não realizar o *trip*;

• restaurar a potência de saída conforme definido na norma.

Para valores de tensão dentro da Região de Operação Permissiva, o gerador:

• deve manter o sincronismo com o SEP local ou não realizar o *trip*;

• pode continuar trocando corrente com o SEP local ou cessar a energização;

• se cessar a energização, deve restaurar a potência de saída conforme definido na norma.

Para os valores de tensão dentro da Região de Operação de Cessação Momentânea, o gerador deve:

• não realizar o *trip*;

• cessar a energização;

• restaurar a potência de saída conforme definido na norma.

Tabela 14 – IEEE Std 1547^{TM}: tempos de desconexão de *trip* obrigatório para condições anormais de frequência para as Categorias I, II e III

Função de *trip* obrigatório	**Configuração padrão**		**Faixa de valores permitidos**	
	Frequência (Hz)	**Tempo de desconexão (s)**	**Frequência (Hz)**	**Tempo de desconexão (s)**
OF2	62,0	0,16	61,8 - 66,0	0,16 - 1.000,0
OF1	61,2	300,0	61,0 - 66,0	180,0 - 1.000,0
UF1	58,5	300,0	50,0 - 59,0	180,0 - 1.000,0
UF2	56,5	0,16	50,0 - 57,0	0,16 - 1.000,0

Fonte: Adaptado de [43], 2018, p. 55.

2.5.1.3 Requisitos Obrigatórios para Trip de Frequência

Quando a frequência do sistema está na faixa mostrada na Tabela 14, e a componente fundamental da frequência da tensão em qualquer fase é maior que 30% da nominal, a FED deve deixar de energizar e realizar o *trip* de acordo com os respectivos tempos de desconexão. Duas funções de sobrefrequência (OF1 e OF2) e duas de subfrequência (UF1 e UF2) são aplicadas simultaneamente para todas as categorias das FED.

2.5.1.4 Requisitos para *Frequency Ride-through*

A FED deve ser concebida para prover a capacidade FRT especificada na norma sem exceder os seus limites operacionais. As exigências para FRT não se aplicam quando a tensão está fora dos limites determinados pelo VRT, visto anteriormente. A Tabela 15 apresenta os tempos mínimos de *ride-through* , assim como o modo de operação/resposta dos geradores para as condições de FRT das Categorias I, II e III.

Tabela 15 – IEEE Std 1547^{TM}: tempos de *ride-through* e modos de operação na condição de FRT para as Categorias I, II e III

Faixa de frequência (Hz)	**Modo de resposta/operação**	**Tempo mínimo de *ride-through* (s)**
f > 62,0	Condições de *ride-through* não são aplicadas para essa faixa	
61,2 < f ≤ 61,8	Operação obrigatória	299
58,8 ≤ f ≤ 61,2	Operação contínua	Infinito
57,0 ≤ f < 58,8	Operação obrigatória	299
f < 57,0	Condições de *ride-through* não são aplicadas para essa faixa	

Fonte: Adaptado de [43], 2018, p. 56.

Durante distúrbios temporários de frequência, na qual a frequência do sistema é menor que 58,8 Hz e maior ou igual a 57,0 Hz, e possuindo uma duração cumulativa abaixo de 58,8 Hz, menor que 299 segundos, em qualquer intervalo de dez minutos, as FED devem ser capazes de:

- manter o sincronismo com o SEP local;
- não reduzir a potência ativa de saída, conforme definido na norma.

Para a condição de *Low-frequency Ride-through* (LFRT), as FED devem operar na região de operação obrigatória, conforme abordado na Tabela 15, e:

- devem manter o sincronismo com o SEP local;
- devem continuar trocando a corrente pré-distúrbio com o SEP local, sujeito as limitações da norma, e não devem deixar de energizar ou realizar o *trip*;
- devem, conforme aplicável, modular a potência ativa (*frequency-droop*) para mitigar condições de subfrequência dependendo da classificação da FED, de acordo com a

norma.

Para a condição de *High-frequency Ride-through* (HFRT), as FED devem operar na região de operação obrigatória, conforme abordado na Tabela 15, e:

• devem manter o sincronismo com o SEP local;

• devem continuar trocando corrente com o SEP local, e não devem deixar de energizar ou realizar o *trip*;

• devem, conforme aplicável, modular a potência ativa (*frequency-droop*) para mitigar condições de sobrefrequência.

A IEEE Std 1547^{TM}-2018 ainda define outras várias condições para restabelecimento de serviço após o *trip*, número máximo de eventos de *ride-through* em sequência, entre outros que, no entanto, estão fora do escopo deste trabalho.

2.5.2 Outros Países

Como o comportamento em condições normais está bem definido tanto nas normas nacionais como também na IEEE Std 1547^{TM}-2018, a seguir serão vistas algumas normas internacionais para as condições de VRT, que será a condição utilizada no modelo do GFV deste trabalho, e será apresentado no Capítulo 5.

2.5.2.1 Alemanha

Na Alemanha, a norma técnica *Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft* (BDEW) - *Technische Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*, em inglês *Federal Association of the Energy and Water Industries - Technical Guideline: Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network*) [44], de 2008, regulamenta sobre o suporte dinâmico para a rede em eventos de distúrbios de tensão. As plantas geradoras devem, para qualquer evento de curto-circuito (monofásico, bifásico e trifásico):

• não desconectar da rede em eventos de falta;

• injetar corrente reativa na rede durante uma falta de tensão;

• não extrair, após a eliminação da falta, mais potência reativa do que antes da falta.

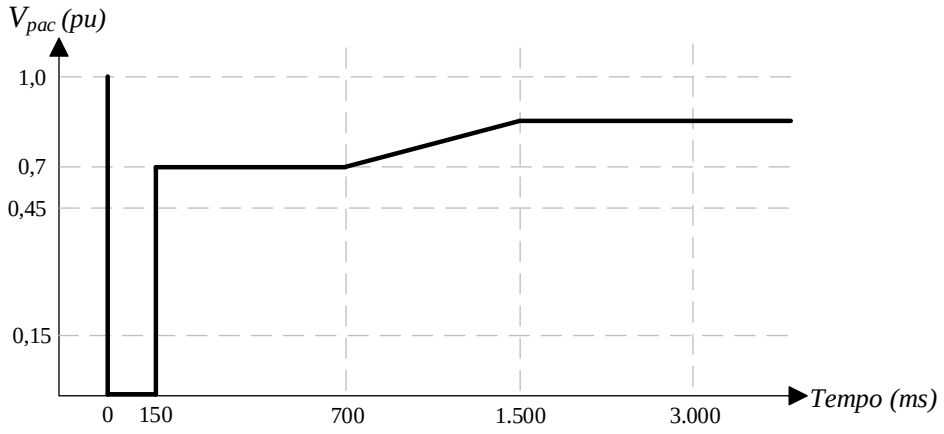
As curvas de tempo de resposta dessa norma são divididas para dois tipos de plantas de geração:

• Tipo 1, no qual consiste de plantas com gerador síncrono conectado diretamente à rede apenas através do transformador gerador; e

• Tipo 2, para as demais plantas.

Para as plantas do Tipo 1, caso os valores de queda de tensão estejam acima da linha de fronteira preta (linha de LVRT), elas não devem ser desconectadas da rede (Figura 17).

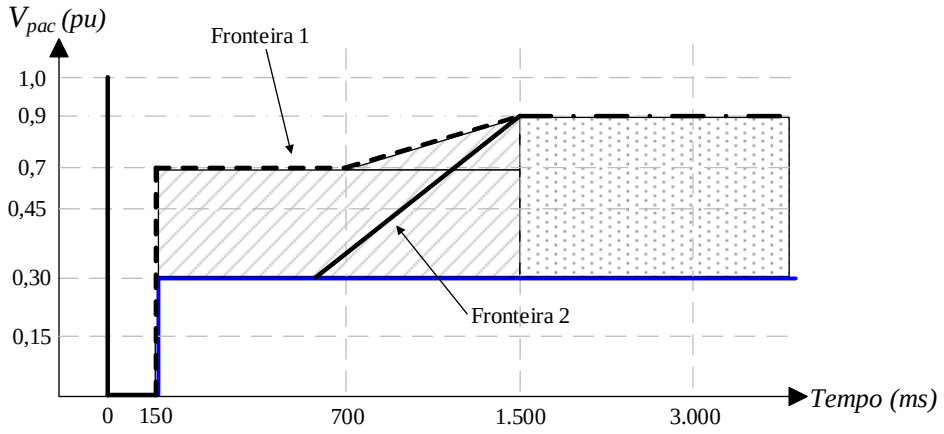
Figura 17 – BDEW 2008: comportamento de plantas do Tipo 1 para VRT



Fonte: Adaptado de [44], 2008, p. 23.

Para as plantas do Tipo 2 (Figura 18), os valores de queda de tensão acima da linha de fronteira 1 não devem levar a instabilidade e ocasionar a desconexão do gerador da rede. Para valores entre as duas linhas de fronteira 1 e 2, os geradores podem permanecer conectados contribuindo com corrente de curto-circuito durante um período de tempo a ser acordado com o operador da rede. De comum acordo com o operador, pode ser permitida a mudança da linha de fronteira 2. Abaixo dessa, o gerador deve ser desconectado o mais rápido possível para qualquer caso. Abaixo da linha azul não existem normas que permitam que os geradores permaneçam conectados à rede.

Figura 18 – BDEW 2008: comportamento de plantas do Tipo 2 para VRT



Fonte: Adaptado de [44], 2008, p. 24.

2.5.2.2 Itália

Na Itália, a norma *Guida Tecnica: Regolazione Tecnica dei Requisiti di Sistema della Generazione Distribuita*, da Terna, aprovada em 2012 [45], com tradução livre para o português - Norma Técnica: Regulação Técnica dos Requisisto de Sistemas de Geração Distribuída, aborda sobre os requisitos técnicos da conexão de geradores distribuídos à rede.

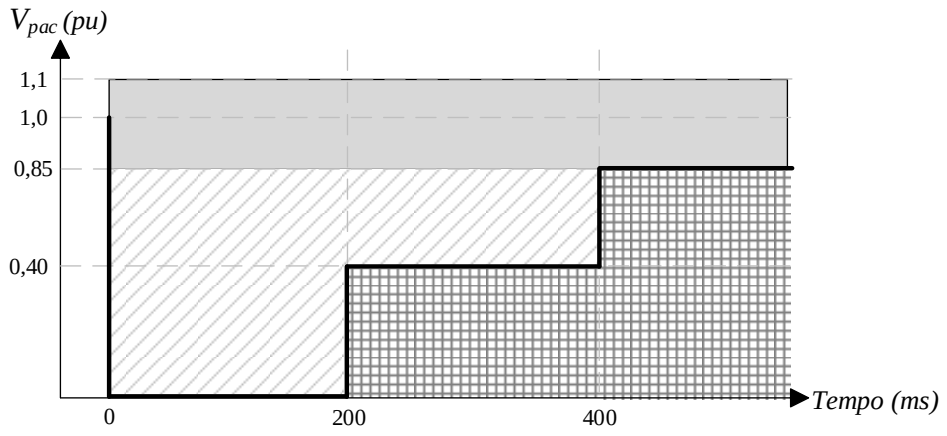
De acordo com ela, em qualquer condição de carga, as plantas de geração devem permanecer conectadas à rede de média ou baixa tensão para valores de tensão no PAC superiores ou iguais a 0,85 pu ou inferior ou igual a 1,1 pu.

Em condições anormais de tensão, as plantas de geração devem salvarguardar o sistema elétrico evitando perdas de geração distribuída na presença de falhas na rede que causam essas quedas de tensão, com os seguintes pré-requisitos:

- respeitar os limites operacionais;
- capacidade de permanecer conectada à rede de acordo com uma curva pré-definida de VRT.

As plantas de geração com potência maior ou igual a 6 kVA não devem se desconectar imediatamente durante uma queda de tensão resultante de qualquer tipo de curto-circuito ou falta externa: monofásico ou polifásico, para a terra ou não. Essa conexão deve ser garantida na área cinza e tracejada da curva característica de VRT da Figura 19. O sistema deve permanecer conectado à rede, mesmo que não garanta o valor de potência inserida no instante imediatamente anterior à falha. Na área quadriculada, o gerador pode se desconectar da rede.

Figura 19 – Terna 2012: comportamento de plantas de geração para VRT



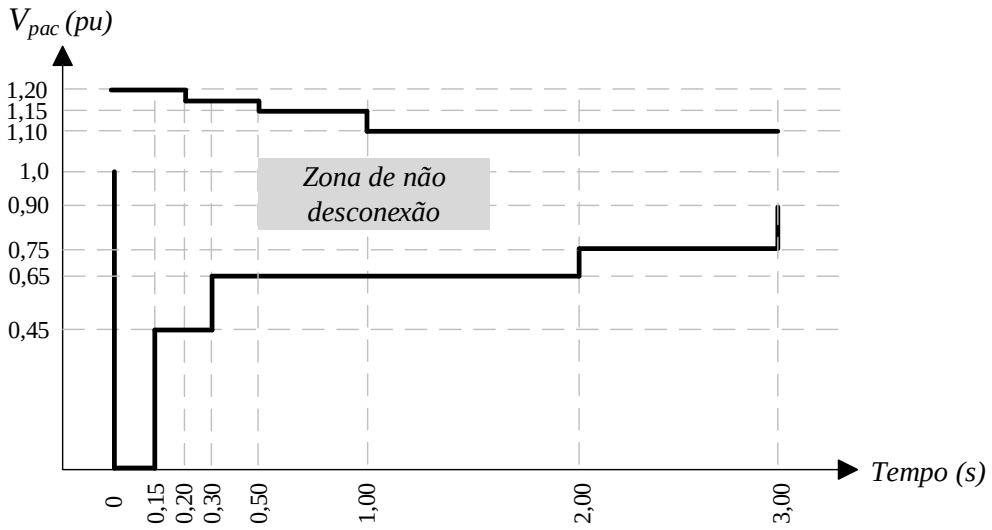
Fonte: Adaptado de [45], 2012, p. 8.

2.5.2.3 Estados Unidos da América

Nos Estados Unidos da América foi aprovada a norma PRC-024-2 [46] da *North American Electric Reliability Corporation* (NERC): *Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings*, aprovada em 2016, com tradução livre para o português Associação de Confiabilidade da Rede da América do Norte (NERC): Configurações dos Relés de Proteção de Frequência e Tensão das Unidades Geradoras, que regulamenta os limites de tempo máximo de conexão para subtensão e sobretensão dinâmica no ponto de conexão dos geradores com a rede elétrica, mostrado na Figura 20.

Diferentemente das outras normas apresentadas até aqui, essa apresenta um número maior de degraus tanto para a condição de LVRT quanto para a de HVRT. Entre as duas curvas o gerador não deve se desconectar e deve permanecer trocando energia com a rede.

Figura 20 – NERC 2016: comportamento de plantas de geração para VRT



Fonte: Adaptado de [46], 2016, p. 10.

2.5.2.4 Canadá

Apesar de no Canadá a instalação de grandes plantas de geração FV estarem no estágio experimental e instalações distribuídas serem bastante raras[2], a norma *Transmission Provider Technical Requirements for the Connection of Power Plants to the Hydro-Quebec Transmission System* da *Hydro-Quebec* [47], aprovada em 2009, é uma referência no país para o comportamento de plantas de geração eólica em condições de VRT.

Essas plantas devem permanecer conectadas em operação quando, após um distúrbio, o valor da tensão de sequência positiva no lado de alta tensão da subestação de conexão com a rede for:

[2] http://www.hydroquebec.com/sustainable-development/documentation-center/solar-power.html, acesso em: 22 mar. 2018.

- menor que 1,0 pu, porém maior ou igual a 0,9 pu;
- menor que 0,9 pu, porém maior ou igual a 0,85 pu por no máximo 30 segundos;
- menor que 0,85 pu, porém maior ou igual a 0,75 pu por no máximo 2 segundos.

Devem permanecer também conectadas durante a ocorrência de uma falta no sistema de transmissão pelo tempo necessário para restabelecer a tensão após a falta ter sido eliminada, se a falta for:

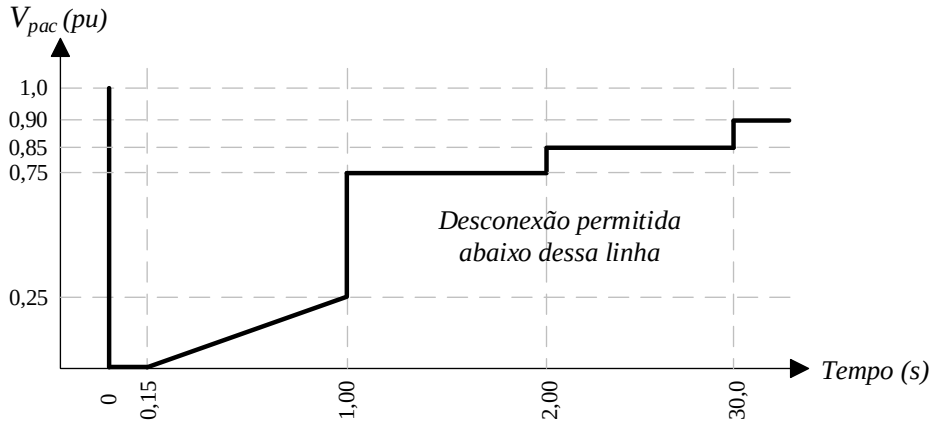
- falta trifásica, eliminada em 0,15 segundos;
- falta bifásica a terra ou bifásica, eliminada em 0,15 segundos;
- falta monofásica a terra, eliminada em 0,30 segundos.

Por fim, devem continuar em serviço sem desconectar durante a eliminação de uma falta remota por um dispositivo de proteção lento (acima de 45 ciclos ou 750 ms para 60 Hz) e pelo tempo necessário para restabelecer a tensão após a falta ter sido eliminada, se a falta for:

- trifásica, se a tensão de sequência positiva no lado de alta tensão da subestação não diminuir abaixo de 0,25 pu;
- bifásica a terra, se a tensão de sequência positiva no lado de alta tensão da subestação não diminuir abaixo de 0,5 pu;
- bifásica, se a tensão de sequência positiva no lado de alta tensão da subestação não diminuir abaixo de 0,6 pu;
- monofásica a terra, se a tensão de sequência positiva no lado de alta tensão da subestação não diminuir abaixo de 0,7 pu.

A Figura 21 apresenta o comportamento esperado para essa plantas durante uma condição LVRT.

Figura 21 – Hydro-Quebec 2009: comportamento de plantas de geração para VRT



Fonte: Adaptado de [47], 2009, p. 57.

3 CURTO-CIRCUITO EM SISTEMAS ELÉTRICOS

"Many of life's failures are people who did not realize how close they were to success when they gave up."

(Thomas A. Edison)

3.1 Introdução

Os sistemas de distribuição de energia são expostos a condições diversas e imprevisíveis e as faltas, sejam permanentes ou temporárias, podem aparecer em qualquer ponto do sistema e a qualquer momento [48]. Sendo assim, é importante conhecer as possíveis faltas, suas origens, seus impactos no sistema e como determiná-las, a fim de buscar soluções para mitigar os impactos durante a ocorrência.

Os eventos mais comuns que causam faltas no sistema elétrico são [49, 50]:

a) **Curto-circuito**: podem ser gerados interna ou externamente nos equipamentos, levando à deterioração desses. A maioria dos curto-circuitos ocorrem devido a uma falha na isolação de equipamentos, que pode ser causada por sobretensões de chaveamento, descargas elétricas, degradação do material isolante e conexão acidental entre dois condutores através de um corpo estranho, como ferramentas, animais e galhos ou troncos de árvores.

b) **Faltas em motores**: sobreaquecimento e choques nos acoplamentos mecânicos devido a partidas sucessivas ou travamento do motor. Quando ocorre uma falha de curto-circuito, os motores atuam como geradores, contribuindo com a corrente para a falha.

c) **Faltas em geradores síncronos**: sobrecarga ou mau funcionamento de geradores síncronos como reguladores de frequência podem causar uma variação de frequência. Além disso, uma falha no circuito do rotor pode causar uma perda de excitação, que, por sua vez, leva ao superaquecimento do rotor e do estator e à perda de sincronismo com a rede. Caso ocorra uma falha nos terminais do gerador, a corrente de curto-circuito começa em um valor alto e decai exponencialmente para um valor de estado estacionário mais baixo, algum tempo depois do início da falta. Essa corrente de curto-circuito persistirá a menos que seja interrompida por chaveamento ou comutação (circuito de proteção, por exemplo).

d) **Queima de transformadores**: causada por diminuição da isolação por con-

taminação do óleo, sobretensões transitórias, força eletromagnética causada por altas correntes e descarga corona na isolação, por exemplo; deterioração da isolação em função do tempo e da temperatura; sobreaquecimento devido a sobre-excitação; redução da ventilação; entre outros.

e) **Afrouxamento de conexões entre componentes da rede**: ocasionadas, principalmente, pela baixa frequência de manutenções preventivas e esforços mecânicos nos quais os componentes estão expostos, como: ventos, manobras, elevadas correntes, entre outros.

Basicamente, essas falhas nos sistemas elétricos são originadas de problemas dos próprios componentes, operação do sistema, fatores humanos e ambientais, como [51]:

a) **Problemas de isolação**: projeto inadequado da isolação dos equipamentos, estrutura e isoladores; material inadequado ou de má qualidade na frabricação; e devido ao próprio envelhecimento do material utilizado.

b) **Problemas mecânicos**: advêm da ação do vento, neve, contaminação, árvores, entre outros.

c) **Problemas elétricos**: ocorrem devido a descargas atmosféricas (de forma direta ou indireta), surtos durante a realização de manobras e sobretensão no sistema.

d) **Problemas de natureza térmica**: advêm do aquecimento nos cabos e equipamentos do sistema, diminuido a vida útil e prejudicando a isolação. Sua origem está na sobrecorrente devido a sobrecargas e também na sobretensão dinâmica no sistema.

e) **Problemas de manutenção**: os problema na manutenção podem estar relacionados com a substituição inadequada de equipamentos, falta de treinamento, falta de controle de qualidade na compra do material, inspeções inadequadas, entre outros.

f) **Problemas de outra natureza**: fator humano, vandalismo, catástrofes ambientais, por exemplo.

Com a ocorrência das falhas, alguns efeitos podem ser sentidos no sistema de distribuição, como [49, 50, 52]:

a) **Sobretensões**: são tensões com valor maior que a tensão nominal do circuito e são causadas com mais frequência por raios. Também podem ser causadas: devido a falha no isolamento em uma rede trifásica quando o neutro é não aterrado ou aterrado através de impedância; devido à ressonância quando uma linha longa é energizada em uma das suas extremidades e não é conectada na outra, sendo a tensão no final da linha maior que no início dela (efeito Ferranti); devido a ressonância ferromagnética (circuitos contendo capacitância - intencional ou parasita - e uma indutância com circuito magnético saturável, por exemplo um transformador); devido a comutação, resultando de mudanças repentinas na estrutura da rede.

b) **Sobrecargas**: em condutores, transformadores, motores e geradores.

c) **Variações de tensão**: operação defeituosa dos comutadores de derivação em carga de um transformador, ou sobrecarga na rede.

d) **Sobreaquecimento de perda de sincronismo**: presença de componente de sequência de fase negativa devido a uma fonte de tensão não simétrica, um consumidor monofásico com elevada carga, um erro de conexão, ou uma fase desconectada, levando a um sobreaquecimento de motores e geradores e perda do sincronismo no sistema do gerador.

3.1.1 Tipos de faltas e suas ocorrências

Basicamente, as faltas se manifestam de duas formas:

- **Faltas *shunt***: a grandeza das correntes depende da impedância medida até o ponto de falta (que varia de acordo com o tipo de condutor utilizado), do tipo de aterramento do sistema, da impedância da falta e do tipo de falta. Os tipos básicos de faltas *shunt*, apresentados na Figura 22, podem ser classificados em [48]:

  a) Fase-terra ou monofásica-terra (do inglês, *line-to-ground fault* - LG).

  b) Fase-fase ou bifásica (do inglês, *line-to-line fault* - 2L);

  c) Fase-fase-terra ou bifásica-terra (do inglês, *double line-to-ground fault* - 2LG);

  d) Trifásica (do inglês, *three line fault* - 3L);

  e) Trifásica-terra (do inglês, *three line-to-ground fault* - 3LG).

- **Faltas série**: refletem uma alteração na impedância das fases, perturbando o fluxo normal de corrente na rede. Com o surgimento de uma nova impedância em série, normalmente com valor elevado, reduz significativamente o fluxo de potência. Alguns tipos básicos de faltas série são apresentados na Figura 23. Elas podem ser classificadas em [48]:

  a) Fase rompida;

  b) Fase rompida-terra pelo lado da subestação;

  c) Fase rompida-terra pelo lado da carga.

A importância da análise do curto-circuito nas linhas de transmissão e distribuição se dá porque, aproximadamente, 89% de todos os eventos de curto-circuito ocorrem nesses, enquanto que a porcentagem restante ocorre no setor das subestações (5%) e da geração (6%) [51]. Isso se deve pela própria natureza do sistema de energia que, por percorrer longas distâncias e estar mais propenso a passar por diversos lugares, fica mais vulnerável a falhas.

Figura 22 – Tipos básicos de faltas *shunt*

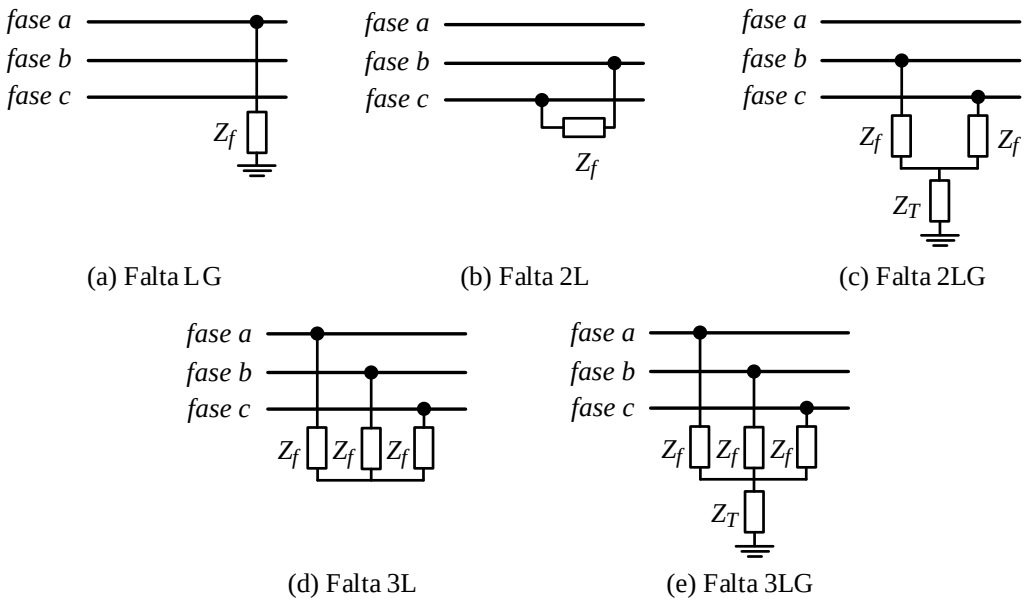
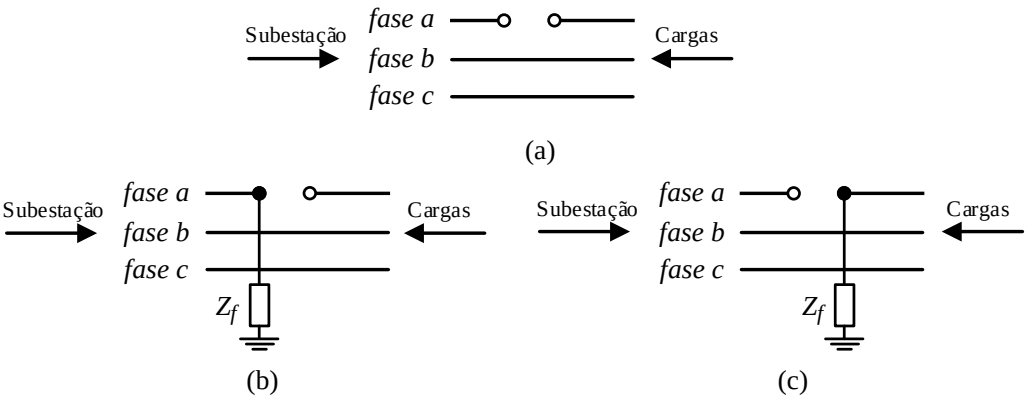


Figura 23 – Tipos básicos de faltas série



Das faltas do tipo *shunt*, a mais corriqueira é a do tipo LG, de 65% a 80% das ocorrências, seguida das faltas 2L e 2LG, em torno de 15%, e do tipo 3L ou 3LG, aproximadamente 5% das ocorrências [51].

Outro importante fato é a duração dos eventos de curto-circuito. Eles podem ser permanentes ou temporários. Os permanentes são irreversíveis, sendo necessário realizar um reparo na rede para que o sistema possa ser restabelecido [51]. Já nos temporários o defeito pode se autoextinguir e o sistema pode ser restabelecido logo após a atuação da proteção. Esses podem ser oriundos de diversos fatores, como: sobretensões, contaminação de isoladores, umidade, chuva, galhos de árvores em contato com os condutores, ventos,

entre outros [51]. Analisando a taxa de ocorrência, dentro das faltas do tipo LG, as mais corriqueiras são temporárias, ocorrendo 96% das vezes, contra 4% do tipo permanente.

Como a maioria dos curto-circuitos que ocorrem são assimétricos, utilizar um circuito monofásico equivalente para o sistema trifásico não é adequado: os valores de tensão e correntes são diferentes em módulo, entre as fases, e não estão defasados igualmente com o ângulo de 120º. Sendo assim, utiliza-se o método das componentes simétricas, que é mais adequado para essas situações.

3.2 Método das Componentes Simétricas

Como foi abordado anteriormente, a maioria das faltas no sistema elétrico de potência não são simétricas, ocorrendo em maior frequência entre fase e terra e menos comumente entre duas fases, no qual o terra pode ou não estar envolvido. Dessa forma, deve-se utilizar uma ferramenta adequada para resolver um problema em um circuito trifásico desequilibrado. Uma dessas ferramentas é conhecida como método das componentes simétricas.

Em 1918, Charles Legeyt Fortescue apresentou o artigo "*Method of Symmetrical Co-Ordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks*" [53] em um encontro do *American Institute of Electrical Engineers*. Esse artigo apresentou uma poderosa ferramenta capaz de decompor qualquer sistema de "n" fases desequilibradas em sistemas equilibrados, de forma genérica, e ficou conhecida como Teorema de Fortescue. Posteriormente, essa metodologia foi aprofundada para um sistema com três fases, por o sistema elétrico adotado internacionalmente ser o tipo trifásico.

De acordo com o Teorema de Fortescue, um circuito trifásico desequilibrado na sequência de fases ABC, apresentado na Figura 24a, pode ser decomposto em três sistemas de fasores equilibrados, chamados de componentes simétricas dos fasores originais. Essas componentes são nomeadas como componentes simétricas de sequência positiva, negativa e zero, mostradas nas Figuras 24b, 24c, e 24d, respectivamente.

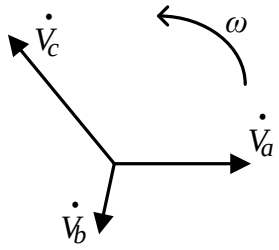
3.2.1 Sistema trifásico de sequência positiva

Consiste em um conjunto de três fasores balanceados, mesmo módulo, defasados de 120º, com sequência de fase idêntica à do sistema trifásico original desequilibrado, representado pelo diagrama fasorial da Figura 24b. Usualmente usa-se o índice 1 para representar essa sequência.

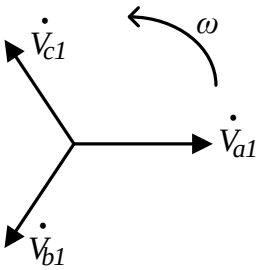
O sistema trifásico de sequência positiva deve possuir três fasores $\overrightarrow{abc}$ na mesma sequência e velocidade síncrona do sistema original. Dessa forma, o sistema pode ser escrito

Figura 24 – Sistema trifásico desequilibrado e suas componentes simétricas

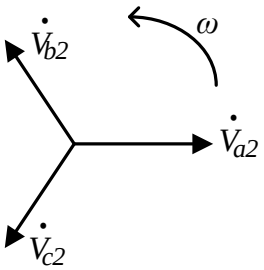
(a) Sistema desequilibrado



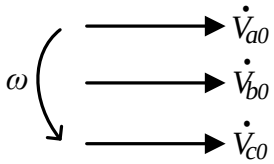
(b) Sequência positiva



(c) Sequência negativa



(d) Sequência zero



como:

$$\begin{cases} \dot{V}_{\mathrm{a1}} \\ \dot{V}_{\mathrm{b1}} = a^2.\dot{V}_{\mathrm{a1}} \\ \dot{V}_{\mathrm{c1}} = a.\dot{V}_{\mathrm{a1}} \end{cases} \tag{3.1}$$

no qual $a = 1\angle 120^{\mathrm{o}}$ é um operador de rotação comumente aplicado na análise matemática de sistemas elétricos de potência. Em módulo, os valores são iguais:

$$V_{\mathrm{a1}} = V_{\mathrm{b1}} = V_{\mathrm{c1}} \tag{3.2}$$

3.2.2 Sistema trifásico de sequência negativa

Consiste em um conjunto de três fasores equilibrados girando numa sequência de fases contrária do sistema original desbalanceado, com a mesma velocidade síncrona da sequência positiva. Usualmente usa-se o índice 2 para representar essa sequência.

Para possibilitar operações algébricas, os fasores de sequência negativa devem girar no mesmo sentido da sequência positiva. Dessa forma, o diagrama fasorial com essa modificação é apresentado na Figura 24c.

Colocando os fasores de tensão em função da fase “a”, tem-se:

$$\begin{cases} \dot{V}_{\mathrm{a2}} \\ \dot{V}_{\mathrm{b2}} = a.\dot{V}_{\mathrm{a2}} \\ \dot{V}_{\mathrm{c2}} = a^2.\dot{V}_{\mathrm{a2}} \end{cases} \tag{3.3}$$

3.2.3 Sistema trifásico de sequência zero

Consiste em um conjunto de três fasores iguais em fase girando no mesmo sentido da sequência do sistema original desbalanceado, isto é, da sequência positiva, conforme mostrado no diagrama fasorial da Figura 24d. Usualmente usa-se o índice 0 para representar essa sequência.

Em termos da tensão, os fasores podem ser representados por:

$$\dot{V}_{\mathrm{a0}} = \dot{V}_{\mathrm{b0}} = \dot{V}_{\mathrm{c0}} \tag{3.4}$$

Todas as considerações e formulações que foram feitas para a tensão, podem ser aplicadas para as correntes que percorrem as fases do sistema trifásico.

3.2.4 Representação analítica

Fazendo a superposição dos três sistemas equilibrados, obtém-se o sistema desbalanceado original. Dessa forma, o Teorema de Fortescue pode ser expresso da seguinte forma:

$$\begin{cases} \dot{V}_{\mathrm{a}} = \dot{V}_{\mathrm{a0}} + \dot{V}_{\mathrm{a1}} + \dot{V}_{\mathrm{a2}} \\ \dot{V}_{\mathrm{b}} = \dot{V}_{\mathrm{b0}} + \dot{V}_{\mathrm{b1}} + \dot{V}_{\mathrm{b2}} \\ \dot{V}_{\mathrm{c}} = \dot{V}_{\mathrm{c0}} + \dot{V}_{\mathrm{c1}} + \dot{V}_{\mathrm{c2}} \end{cases} \tag{3.5}$$

Substituindo os elementos das Equações 3.1, 3.3 e 3.4 na Equação 3.5, colocando todos os termos em função de "a", tem-se:

$$\begin{cases} \dot{V}_{\mathrm{a}} = \dot{V}_{\mathrm{a0}} + \dot{V}_{\mathrm{a1}} + \dot{V}_{\mathrm{a2}} \\ \dot{V}_{\mathrm{b}} = \dot{V}_{\mathrm{a0}} + a^2.\dot{V}_{\mathrm{a1}} + a.\dot{V}_{\mathrm{a2}} \\ \dot{V}_{\mathrm{c}} = \dot{V}_{\mathrm{a0}} + a.\dot{V}_{\mathrm{a1}} + a^2.\dot{V}_{\mathrm{a2}} \end{cases} \tag{3.6}$$

A Equação 3.6 pode ser expressa na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{\mathrm{a}} \\ \dot{V}_{\mathrm{b}} \\ \dot{V}_{\mathrm{c}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} \dot{V}_{\mathrm{a0}} \\ \dot{V}_{\mathrm{a1}} \\ \dot{V}_{\mathrm{a2}} \end{bmatrix} \tag{3.7}$$

Pode-se representar a matriz que multiplica os termos das componentes de sequência por T. Assim:

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \tag{3.8}$$

A matriz T, quadrada 3x3, é conhecida como matriz de transformação das componentes de sequência nos fasores originais do sistemas desbalanceado.

Para obter as componentes de sequência a partir do sistema desbalanceado, deve-se determinar o inverso do apontado na Equação 3.7. Como o determinante da matriz T é diferente de zero, tem-se:

$$det|T| \neq 0 \tag{3.9}$$

$$T^{-1} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \tag{3.10}$$

No qual T^{-1} é a matriz inversa de T, ou seja, é a matriz de transformção dos fasores originais desbalanceados nos fasores componentes de sequência. Logo:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{\mathrm{a0}} \\ \dot{V}_{\mathrm{a1}} \\ \dot{V}_{\mathrm{a2}} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} \dot{V}_{\mathrm{a}} \\ \dot{V}_{\mathrm{b}} \\ \dot{V}_{\mathrm{c}} \end{bmatrix} \tag{3.11}$$

A matriz de transformação T pode ser aplicada a qualquer conjunto de fasores trifásicos. Portanto, pode ser aplicada também aos três fasores de corrente de um sistema trifásico desbalanceado, resultando nas expressões a seguir, que também serão úteis para a compreensão do comportamento das correntes durante eventos de curto-circuito.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{\mathrm{a}} \\ \dot{I}_{\mathrm{b}} \\ \dot{I}_{\mathrm{c}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} \dot{I}_{\mathrm{a0}} \\ \dot{I}_{\mathrm{a1}} \\ \dot{I}_{\mathrm{a2}} \end{bmatrix} \tag{3.12}$$

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{\mathrm{a0}} \\ \dot{I}_{\mathrm{a1}} \\ \dot{I}_{\mathrm{a2}} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} \dot{I}_{\mathrm{a}} \\ \dot{I}_{\mathrm{b}} \\ \dot{I}_{\mathrm{c}} \end{bmatrix} \tag{3.13}$$

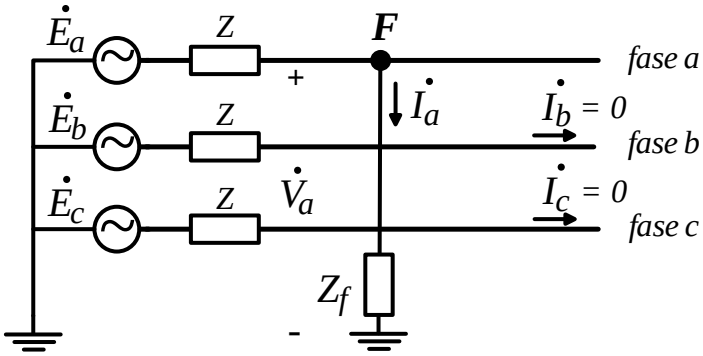
3.3 Faltas *Shunt*

Neste trabalho serão somente aplicadas faltas do tipo *shunt* para analisar os impactos na corrente de curto-circuito. Portanto, é importante compreender a diferença entre algumas das faltas desse tipo, principalmente em relação a variação da magnitude das correntes. Sendo assim, serão analisadas as faltas do tipo LG e 3LG/3L em um circuito puramente faltoso, ou seja, desprezando a corrente de carregamento.

3.3.1 Falta fase-terra ou monofásica-terra (LG)

O circuito representando esse tipo de falta está apresentado na Figura 25. O circuito é simplificado, representando a geração, as linhas de distribuição, e a falta através de uma impedância Z_f. Sendo assim, podem ser determinadas as seguintes condições de contorno:

Figura 25 – Circuito representando uma falta fase-terra ou monofásica-terra (LG)



Fonte: Elaborado pelo autor.

$$\dot{I}_b = \dot{I}_c = 0 \tag{3.14}$$

$$\dot{V}_a = Z_f \dot{I}_a \tag{3.15}$$

Aplicando a Equação 3.13 a esse caso, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{\mathrm{a0}} \\ \dot{I}_{\mathrm{a1}} \\ \dot{I}_{\mathrm{a2}} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} \dot{I}_{\mathrm{a}} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \dot{I}_a \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \tag{3.16}$$

Ou seja, todas as correntes de sequência são iguais e representam uma parcela de $\dot{I}_a$.

$$\dot{I}_{a0} + \dot{I}_{a1} + \dot{I}_{a2} = \dot{I}_a \tag{3.17}$$

$$\dot{I}_{a0} = \dot{I}_{a1} = \dot{I}_{a2} = \frac{1}{3} \dot{I}_a \tag{3.18}$$

A sequência das componentes de tensão pode ser representada da seguinte forma:

$$\dot{V}_{a0} = \dot{E}_{a0} - Z_{a0} \dot{I}_{a0} \tag{3.19}$$

$$\dot{V}_{a1} = \dot{E}_{a1} - Z_{a1} \dot{I}_{a1} \tag{3.20}$$

$$\dot{V}_{a2} = \dot{E}_{a2} - Z_{a2} \dot{I}_{a2} \tag{3.21}$$

No qual Z_{a0}, Z_{a1} e Z_{a2} são as componentes de sequência da impedância da linha de distribuição que não foram discutidas neste trabalho. Porém o leitor é convidado a aprofundar os conhecidos na literatura de referência utilizada ao longo deste capítulo. Para um sistema equilibrado pode-se escrever:

$$\dot{E}_{a0} = \dot{E}_{a2} = 0 \tag{3.22}$$

$$\dot{E}_{a1} = \dot{V}_f \tag{3.23}$$

No qual $\dot{V}_f$ é denominada a tensão pré-falta. Além disso, a partir da Equação 3.7, tem-se:

$$\dot{V}_a = \dot{V}_{a0} + \dot{V}_{a1} + \dot{V}_{a2} \tag{3.24}$$

Então, substituindo as Equações 3.15, 3.19, 3.20, e 3.21 em 3.24, tem-se:

$$Z_f \dot{I}_a = -Z_{a0}\dot{I}_{a0} + \dot{V}_f - Z_{a1}\dot{I}_{a1} - Z_{a2}\dot{I}_{a2} \tag{3.25}$$

Substituindo a Equação 3.18 em 3.25:

$$Z_f \dot{I}_a = \dot{V}_f - \frac{\dot{I}_a}{3}(Z_{a0} + Z_{a1} + Z_{a2}) \tag{3.26}$$

$$Z_f \dot{I}_a + \frac{\dot{I}_a}{3}(Z_{a0} + Z_{a1} + Z_{a2}) = \dot{V}_f \tag{3.27}$$

$$\dot{I}_a = \frac{\dot{V}_f}{\frac{1}{3}(Z_{a0} + Z_{a1} + Z_{a2}) + Z_f} \tag{3.28}$$

A Equação 3.28 pode ser reescrita da seguinte forma:

$$\dot{I}_{a1} = \dot{I}_{a2} = \dot{I}_{a0} = \frac{\dot{V}_f}{Z_{a0} + Z_{a1} + Z_{a2} + 3Z_f} \tag{3.29}$$

Isso evidencia que a corrente de curto-circuito para uma falta LG depende dos parâmetros de sequência 0, 1 e 2 da linha, da impedância de falta e da tensão pré-falta no alimentador.

3.3.2 Falta trifásica (3L) e trifásica-terra (3LG)

Apesar se não ser uma falta desbalanceada, as faltas 3L e 3LG serão analizadas do ponto de vista das componentes simétricas.

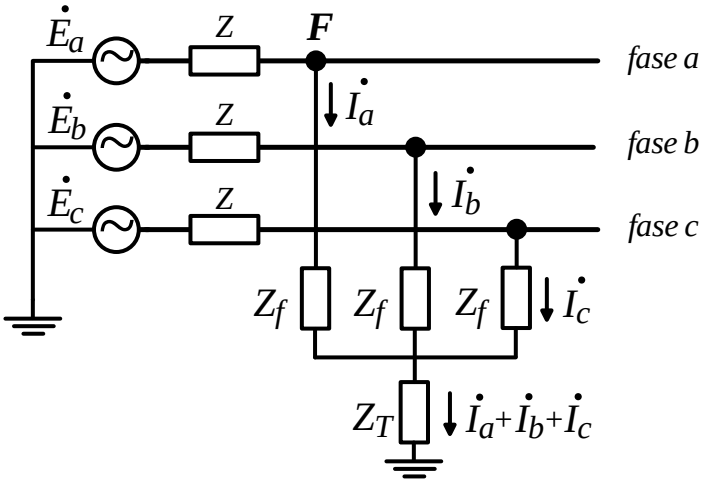
Esse tipo de falta é importante por diversas razões. Primeiramente, é a mais severa[1] e deve ser avaliada para verificar se os disjuntores do circuito possuem um nível e interrupção adequado. Segundamente, é a falta mais simples de ser determinada analiticamente. E, finalmente, assume-se que se os demais tipos de falta não forem eliminados prontamente, se desenvolverão para faltas 3L ou 3LG.

O circuito representando a falta 3LG está apresentado na Figura 26. A partir dessa, podem ser determinadas as seguintes condições de contorno:

[1] A falta LG é mais sereva que a 3LG ou 3L quando (1) os geradores possuem neutro solidamente aterrado ou baixa impedância de neutro e (2) no lado Y-aterrado de um banco de capacitres $\Delta - Y$-aterrado.

$$\dot{E}_a = (Z_{linha} + Z_f).\dot{I}_a + Z_g.(\dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c) \tag{3.30}$$
$$\dot{E}_b = (Z_{linha} + Z_f).\dot{I}_b + Z_g.(\dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c) \tag{3.31}$$
$$\dot{E}_c = (Z_{linha} + Z_f).\dot{I}_c + Z_g.(\dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c) \tag{3.32}$$
$$I_a = I_b = I_c \tag{3.33}$$

Figura 26 – Circuito representando uma falta trifásica-terra (3LG)



Fonte: Elaborado pelo autor.

Como os valores de Z e Z_f são iguais, obviamente as correntes também são. Assim:

$$\dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c = 0 \tag{3.34}$$
$$\dot{I}_{a2} = 0 \tag{3.35}$$

Contudo, por definição, $\dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c = 3\dot{I}_{a0}$. Logo,

$$\dot{I}_{a0} = 0 \tag{3.36}$$

Sendo assim, pode-se escrever as correntes de sequência na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{\mathrm{a}} \\ \dot{I}_{\mathrm{b}} \\ \dot{I}_{\mathrm{c}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} 0 \\ \dot{I}_{\mathrm{a1}} \\ 0 \end{bmatrix} \tag{3.37}$$

Logo,

$$\dot{I}_a = \dot{I}_{a1} \tag{3.38}$$
$$\dot{I}_b = a^2\dot{I}_{a1} \tag{3.39}$$
$$\dot{I}_c = a\dot{I}_{a1} \tag{3.40}$$

Sendo assim, as Equações 3.30 3.31 e 3.32 podem ser reescritas considerando as componentes de sequência, da seguinte forma:

$$\dot{E_a} = \dot{E_{a0}} + \dot{E_{a1}} + \dot{E_{a2}} = (Z_{linha} + Z_f).(\dot{I_{a0}} + \dot{I_{a1}} + \dot{I_{a2}}) + Z_g.3.\dot{I_{a0}} \tag{3.41}$$

$$\dot{E_b} = \dot{E_{a0}} + a^2\dot{E_{a1}} + a\dot{E_{a2}} = (Z_{linha} + Z_f).(\dot{I_{a0}} + a^2\dot{I_{a1}} + a\dot{I_{a2}}) + Z_g.3.\dot{I_{a0}} \tag{3.42}$$

$$\dot{E_c} = \dot{E_{a0}} + a\dot{E_{a1}} + a^2\dot{E_{a2}} = (Z_{linha} + Z_f).(\dot{I_{a0}} + a\dot{I_{a1}} + a^2\dot{I_{a2}}) + Z_g.3.\dot{I_{a0}} \tag{3.43}$$

Que pode ser simplificada da seguinte forma, pois $\dot{I_{a0}} = 0$ e $\dot{I_{a2}} = 0$:

$$\dot{E_a} = \dot{E_{a1}} = (Z_{a1} + Z_f).\dot{I_{a1}} \tag{3.44}$$

$$\dot{E_b} = a^2\dot{E_{a1}} = (Z_{a1} + Z_f).a^2\dot{I_{a1}} \tag{3.45}$$

$$\dot{E_c} = a\dot{E_{a1}} = (Z_{a1} + Z_f).a\dot{I_{a1}} \tag{3.46}$$

Considerando $\dot{E_{a1}} = \dot{V_f}$, pode-se concluir que:

$$\dot{I_{a1}} = \frac{\dot{V_f}}{Z_{a1} + Z_f} \tag{3.47}$$

Isso evidencia que a corrente de curto-circuito para uma falta 3LG depende do parâmetro de sequência 1 da linha, da tensão pré-falta no alimentador e impedância de falta, não dependendo da impedância de aterramento, uma vez que nã há fluxo de corrente em direção a terra para um sistema equilibrado. Sendo assim, para uma falta do tipo 3L a corrente de curto-circuito pode ser calculada da mesma forma que a Equação 3.47. Em um sistema desequilibrado as faltas 3L e 3LG possuem valores distintos.

3.3.3 Compreendendo o comportamento das faltas *shunt*

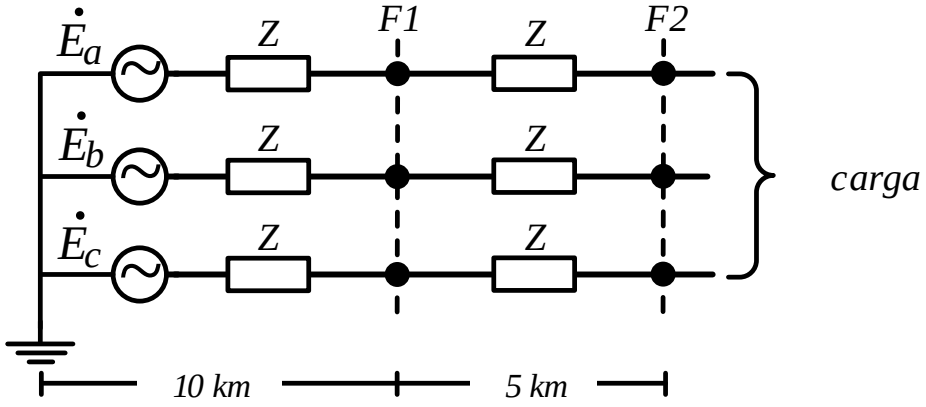
A magnitude das correntes de curto-circuito das faltas *shunt* está intrinsecamente relacionada com as características da rede (Z_0, Z_1 e Z_2), tensão pré-falta ($\dot{V_f}$) e da impedância da falta (Z_f). Portanto, para um mesmo ponto de falta, dependendo do tipo, a magnitude da corrente de curto-circuito pode variar, ou para um mesmo tipo de falta, dependendo da distância em relação à subestação, ela pode possuir valores diferentes. Sendo assim, a partir de um exemplo fictício, será analisado o comportamento das correntes de curto-circuito variando o tipo de falta e sua posição.

A Figura 27 apresenta um alimentador trifásico fictício representado apenas por suas impedâncias série para realizar esse estudo com dois pontos de falta distintos: o primeiro está localizado a 10 km da subestação (F1) e o segundo a 15 km (F2). A tensão pré falta para todos os casos é igual a $1\angle 0^o pu$, a impedância da falta (Z_f) é igual a zero, e as componentes de sequência da rede vistas pela subestação são dadas em pu/km:

$$Z_0 = 0,015 + j0,04\ pu/km$$

$$Z_1 = Z_2 = 0,005 + j0,015\ pu/km$$

Figura 27 – Alimentador para estudo do comportamento das correntes de falta



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3.3.1 Falta 3LG

Para o ponto F1, a corrente de falta é calculada da seguinte forma:

$$\dot{I}_{falta-3LG-F1} = \frac{\dot{V}_f}{Z_1} = \frac{1\angle 0^o}{10(0,005 + j0,015)} = \frac{1\angle 0^o}{0,05 + j0,15}$$

$$I_{falta-3LG-F1} = 6,32\ pu$$

Para o ponto F2:

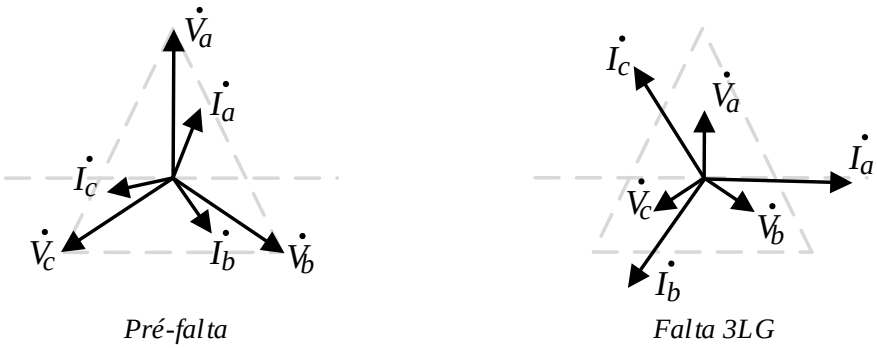
$$\dot{I}_{falta-3LG-F2} = \frac{\dot{V}_f}{Z_1} = \frac{1\angle 0^o}{15(0,005 + j0,015)} = \frac{1\angle 0^o}{0,075 + j0,225}$$

$$I_{falta-3LG-F2} = 4,21\ pu$$

Portanto, é possível concluir que, para o mesmo tipo de falta, quanto mais distante ela estiver da subestação, menor será a corrente observada. Como as faltas 3LG são as mais severas, espera-se que para os demais tipos os valores encontrados sejam menores do que esses, para os respectivos pontos.

O comportamento dos fasores de tensão e corrente antes e na falta está representado na Figura 28. Para um sistema equilibrado é esperado que nessa falta os fasores da tensão diminuam seu módulo com o mesmo defasamento angular e que os fasores das correntes aumentem o seu módulo, mantendo o defasamento angular.

Figura 28 – Diagrama dos fasores de corrente e tensão durante uma falta 3LG



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3.3.2 Falta LG

Para o ponto F1, a corrente de falta é calculada da seguinte forma:

$$\dot{I}_{falta-LG-F1} = \frac{\dot{V}_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f} = \frac{1\angle 0^o}{10.[2.(0,005 + j0,015) + 0,015 + j0,05 + 0]}$$

$$I_{falta-LG-F1} = 1,19\ pu$$

Para o ponto F2:

$$\dot{I}_{falta-LG-F2} = \frac{\dot{V}_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f} = \frac{1\angle 0^o}{15.[2.(0,005 + j0,015) + 0,015 + j0,05 + 0]}$$

$$I_{falta-LG-F2} = 0,79\ pu$$

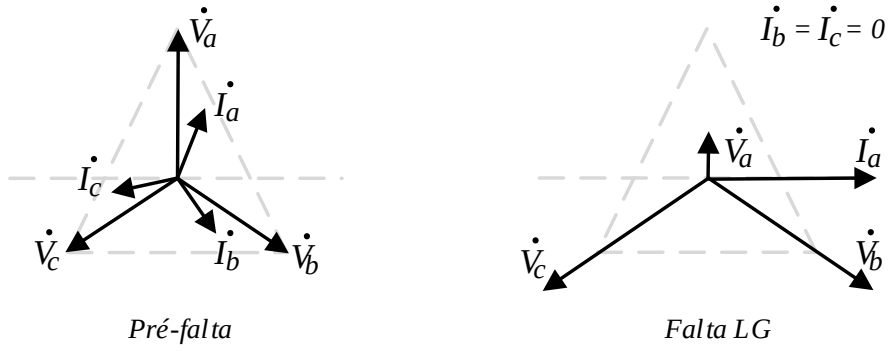
Conclui-se que a falta LG é a menor das duas, comparando os mesmos pontos de falta, e que quanto mais distante da subestação ela ocorrer, menor será o seu valor.

O comportamento dos fasores de tensão e corrente antes e na falta está representado na Figura 29. Para um sistema equilibrado é esperado que nessa falta o módulo do fasor da tensão da fase faltosa diminua e que o módulo do fasor da corrente da fase faltosa aumente. É esperado também que o módulo dos fasores das tensões das fases sãs aumentem.

Para uma corrente de falta no sentido esperado, subestação $\rightarrow$ cargas, o fasor da corrente da fase faltosa é atrasado em relação ao fasor da respectiva fase. São esses os casos que estão representados nas Figuras 28 e 29. Entretanto, devido, por exemplo, a um gerador distribuído localizado no alimentador, a corrente de falta pode fluir no sentido

contrário, cargas → subestação. Nessa situação o fasor da corrente da fase faltosa fica adiantado em relação ao fasor da respectiva fase. Essa condição pode impactar diretamente nos estudos de proteção dos alimentadores de energia e será estudada agora no próximo capítulo.

Figura 29 – Diagrama dos fasores de corrente e tensão durante uma falta LG



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.4 Considerações

O conteúdo deste capítulo será empregado na análise dos casos avaliados nos próximos capítulos, principalmente no Capítulo 6, no qual será realizada uma análise comparativa entre as situações com faltas do tipo 3LG e LG na presença de geração distribuída fotovoltaica em um alimentador de distribuição.

4 IMPACTOS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

"Look up at the stars and not down at your feet. Try to make sense of what you see, and wonder about what makes the universe exist. Be curious."

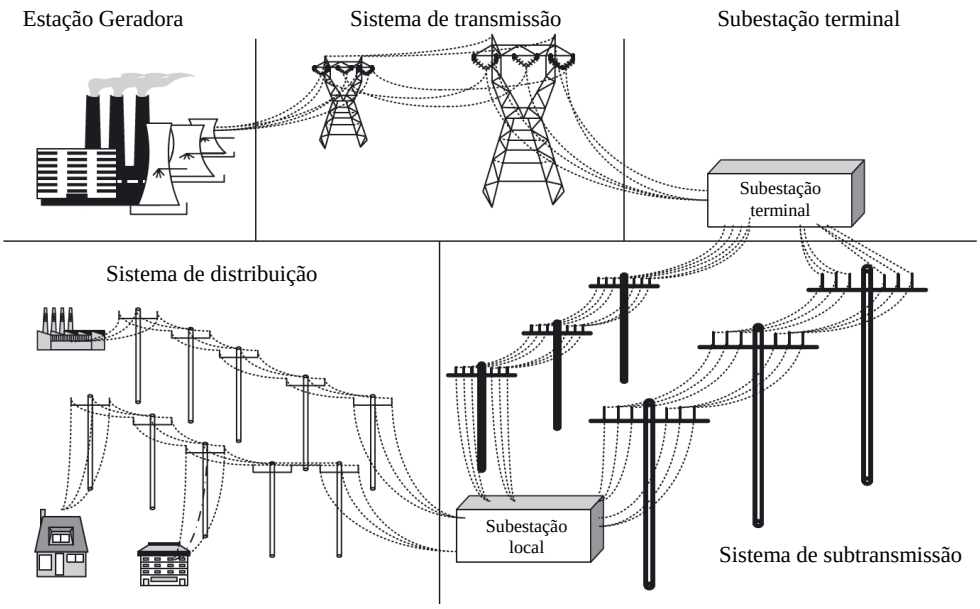
(Stephen Hawking)

4.1 O Sistema Elétrico

O sistema elétrico é composto por vários equipamentos necessários para entregar eletricidade para os consumidores. Neste aspecto estão incluídos os geradores, transformadores (abaixadores e elevadores), linhas de transmissão, subtransmissão, distribuição, condutores, entre outros.

O sistema elétrico pode ser dividido em três sistemas principais, conforme mostra a Figura 30: geração, transmissão e distribuição.

Figura 30 – Sistema elétrico de fornecimento de energia



Fonte: Adaptado de [52], 2011, p. 4.

O sistema de geração inclui as plantas geradoras de energia elétrica que, normalmente, são de grande porte e pertencem a uma empresa (pública ou privada) ou a um produtor independente. A energia é gerada no nível de tensão da geração e é elevada através de um transformador elevador para ser transmitida por longas distâncias na condição mais econômica possível.

O sistema de transmissão é responsável por entregar a enegia gerada para os centros de carga e consumo através de cabos e de linhas aéreas. Normalmente essa transmissão é feita em extra alta tensão (EAT) ou em alta tensão (AT).

No sistema de distribuição, a tensão é abaixada nas subestações para o nível de média tensão (MT). A energia é transmitida através de linhas de distribuição ou cabos até as subestações locais (transformadores de distribuição) onde a tensão é diminuída para níveis de tensão próximos do consumidor (redes primárias e secundárias) e as linhas da distribuidora local distribuem a eletricidade para residências, comércios e indústrias.

4.1.1 Sistema de Distribuição

A configuração de um sistema de distribuição pode ser através de uma ou da combinação dos seguintes padrões, tanto para redes em MT ou baixa tensão (BT):

• Sistema radial: onde a carga é alimentada através de um único alimentador radial;

• Sistema em anel aberto: onde a carga é alimentada através de um ou dois alimentadores, por um dos lados do anel;

• Sitema em anel fechado: onde a carga é alimentada através dos dois lados do anel, simultaneamente;

• Sistema com dois anéis: a carga é conectada em dois anéis ao mesmo tempo, totalizando quatro alimentadores;

• Sistema multiradial: a carga é alimentada através de mais de um alimentador radial.

Os dois exemplos mostrados nas Figura 31 e 32 apresentam o desenho típico das redes européias e norte-americanas, respectiamente, destacando as diferenças de configuração e estrutura das redes de distribuição em MT e BT.

A rede norte-americana é baseada em:

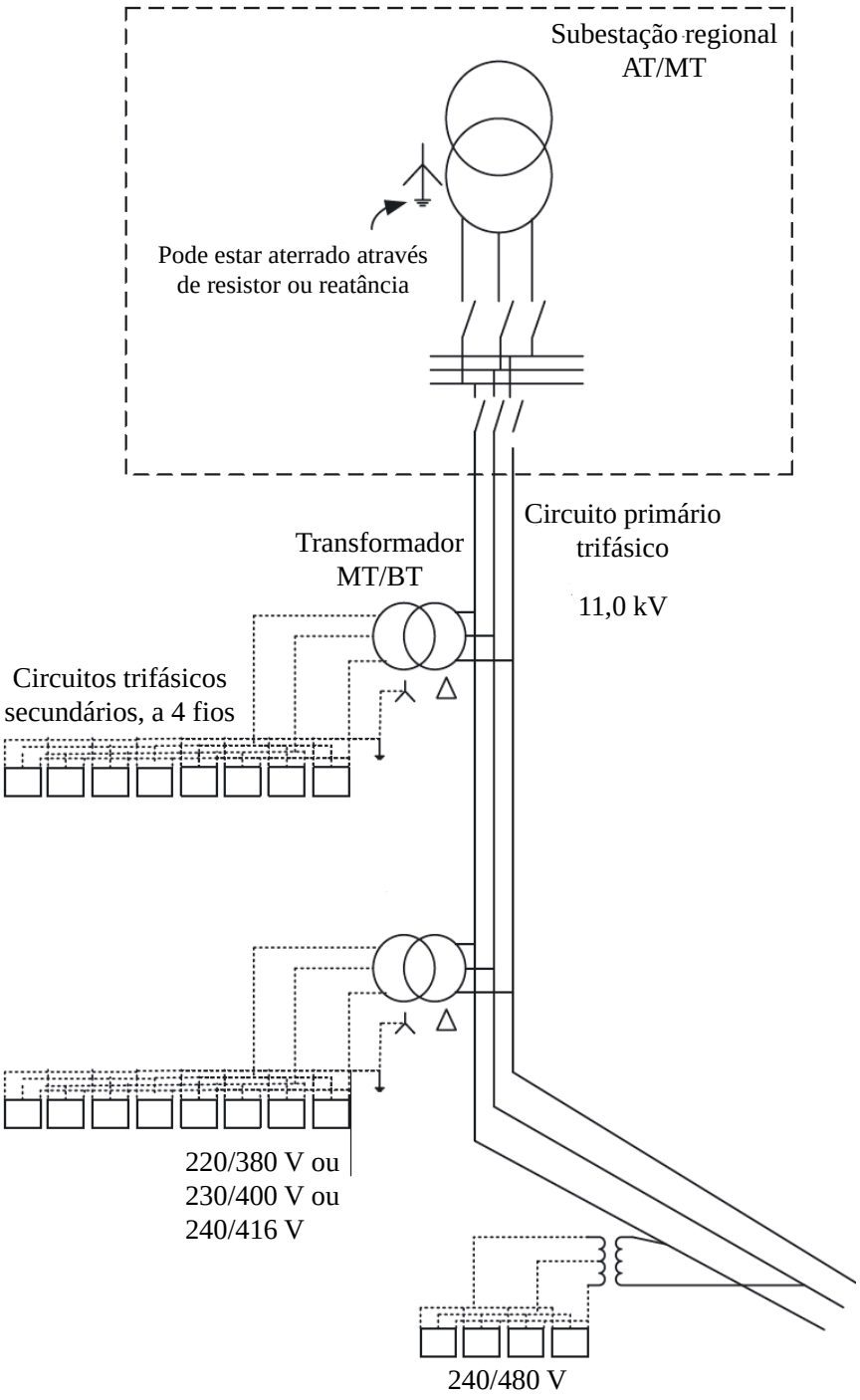
• maximizar as redes primárias reduzindo o tamanho das redes secundárias para diminuir as perdas;

• aterramento do neutro de distribuição em MT (trifásico, 4 fios multiaterrado);

• utilizar configuração trifásica na rede primária e configuração, trifásica, bifásica ou monofásica nos ramais laterais (MT ou BT); e

• estrutura radial.

Figura 31 – Desenho de uma rede de distribuição européia

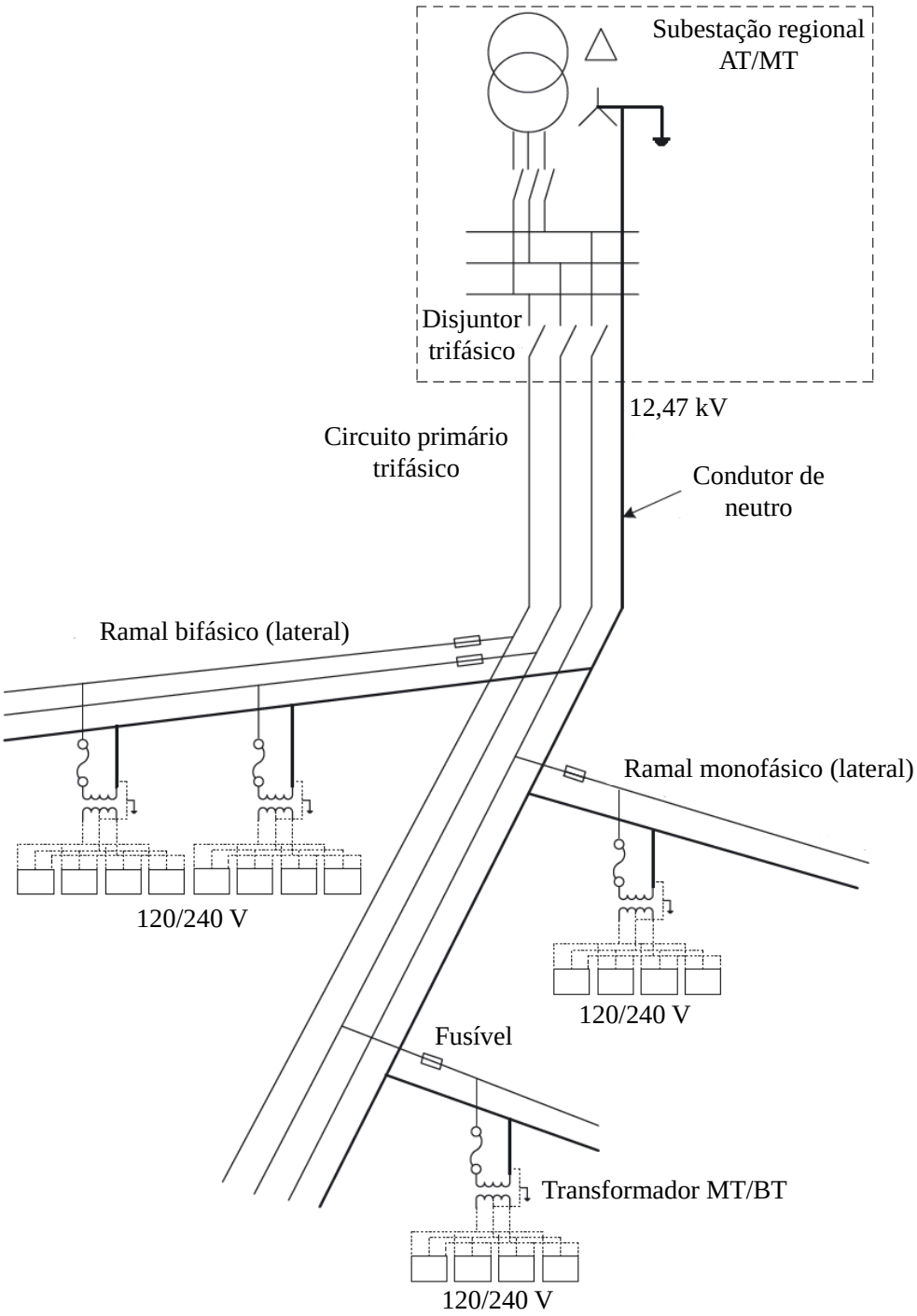


Fonte: Adaptado de [52], 2011, p. 32.

Por outro lado, a rede européia aplica os seguintes princípios:

• na subestação local (AT ou MT), o aterramento do neutro é através de aterramento sólido ou através de impedância, limitando a corrente de curto-circuito monofásica-terra;

Figura 32 – Desenho de uma rede de distribuição norte-americana



Fonte: Adaptado de [52], 2011, p. 31.

- circuito primário trifásico sem neutro distribuído; e
- estrutura radial.

A rede brasileira se assemelha mais com a rede européia nos níveis de tensão adotados e mais com a rede norte-americana na configuração dos circuitos primários e

secundários. A tensão primária (fase-fase) de distribuição do sistema norte-americano é de 4 a 35 kV, enquanto que no europeu é de 6,6 a 33 kV. A tensão trifásica (fase-fase) secundária é de 208, 240 ou 600 V para o norte americano e 380, 400 ou 416 V para o europeu. No nível de tensão secundária monofásica (fase-neutro) o norte americano é de 120/240, 277 ou 347 V e o europeu de 220, 230 ou 240 V.

4.2 Proteção de Sistemas Elétricos de Distribuição

Nos sistemas aéreos de distribuição os esquemas de proteção devem atender os aspectos [54]:

- proteção de materiais e equipamentos contra danos causados por curto-circuitos e sobrecargas;
- melhoria da confiabilidade dos circuitos de distribuição em consequência da possibilidade de restringir os efeitos de uma falha ao menor trecho possível deo circuito, no menor tempo.

A proteção dos materiais e equipamentos é um dos objetivos dos estudos de proteção, mas não é a única finalidade. Uma vez que esse objetivo já deve ter sido atingido na proteção da subestação, a proteção de distribuição pode dar ênfase no aspecto da continuidade do suprimento, além de procurar reduzir os tempos de localização dessa falha e restabelecimento do sistema em serviço.

Entretanto, o posicionamento de vários dispositivos de proteção em série, buscando alcançar uma ótima confiabilidade, tende a fazer com que a atuação da proteção dos alimentadores na subestação seja mais lenta, podendo acarretar em danos de materiais e equipamentos [54].

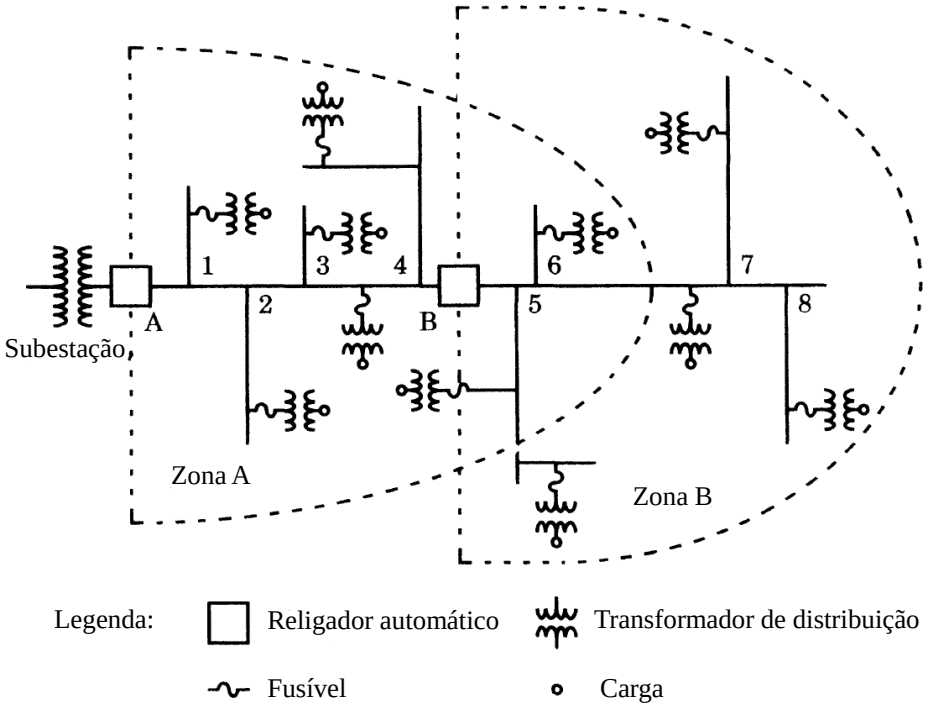
Para alcançar esse nível de continuidade de serviço nesses alimentadores, é necessario criar zonas de atuação, conforme mostra a Figura 33. Isto é, os dispositivos de proteção devem ser instalados em posições estratégicas ao longo do alimentador para detectar e eliminar todas as faltas e desconectar o circuito apenas para as faltas permanentes [55].

É recomendado adicionar proteção para os ramais e trechos laterais além dos religadores ou disjuntores do ramal principal. Isso serve para isolar faltas permanentes nesses locais e permitir que o sistema se restabeleça para a condição norma de operação.

4.2.1 Equipamentos

Para eliminar ou minimizar os efeitos produzidos pelas correntes de curto-circuito e sobrecarga, é comum utilizar os seguintes equipamentos: religadores automáticos, relés com disjuntores, relés de religamento e relés de sobrecorrente.

Figura 33 – Alimentador de distribuição com zonas de proteção



Fonte: Adaptado de [55], 1999, p. 203.

4.2.1.1 Religador automático

O religador é um equipamento de proteção contra sobrecorrentes e opera detectando correntes de curto-circuito. Sua operação consiste em desligar e religar automaticamente um circuito em um número pré-determinado de vezes [54]. As suas operações podem ser combinadas nas seguintes sequências:

a) para quatro operações:

- uma rápida e três atrasadas;
- duas rápidas e duas atrasadas;
- três rápidas e uma atrasadas;
- todas rápidas;
- todas atrasadas.

b) para qualquer número de operações menor que quatro, deve-se utilizar as combinações entre operações rápidas e atrasadas.

Essa coordenação dupla permite a coordenação do religador com os fusíveis de ramais laterais ou outros equipamentos localizados a jusante dele.

Os religadores podem ser monofásicos e trifásicos, esses podendo ter operação monofásica ou trifásica, mas com bloqueio trifásico.

4.2.1.2 Relé-disjuntor

O disjuntor é um dispositivo destinado a fechar ou interromper um circuito de corrente alternada em condições normais, anormais ou de emergência [54]. Já o relé é o dispositivo com característica de tempo definido ou inverso que atua quando a corrente em um circuito de corrente alternada ultrapassa um valor prefixado.

Os relés são os dispositivos que supervisionam constantemente as grandezas de um sistema elétrico, como tensões, correntes, frequências e potências. Já os disjuntores são dispositivos mecânicos que promovem abertura e fechamento, comandados pelos relés. Os relés, ao detectarem uma perturbação que possa comprometer os equipamentos ou funcionamento do sistema, enviam um sinal elétrico que comanda a abertura de um ou mais disjuntores, fazendo com que o equipamento ou parte do sistema com defeito seja desconectado, impedindo que essa perturbação se propague.

4.2.1.3 Relés de religamento

Os relés de religamento são relés auxiliares usados para comandar o religamento dos disjuntores correspondentes após terem sido abertos pelo comando dos relés de sobrecorrente [54].

4.2.1.4 Relés de sobrecorrente

Os tipos de relés de proteção mais importantes na proteção de sistemas elétricos de distribuição são os relés de sobrecorrente.

Os relés de sobrecorrente (50/51 ANSI) são um dos mais simples pois utilizam apenas a medida de uma grandeza, a corrente, para realizar a sua operação. Entretanto, essa simplicidade faz com que várias aplicações possam ser feitas. Eles supervisionam a corrente do circuito enviando um sinal de comando de abertura para um ou mais disjuntores quando essa corrente excede um valor predefinido.

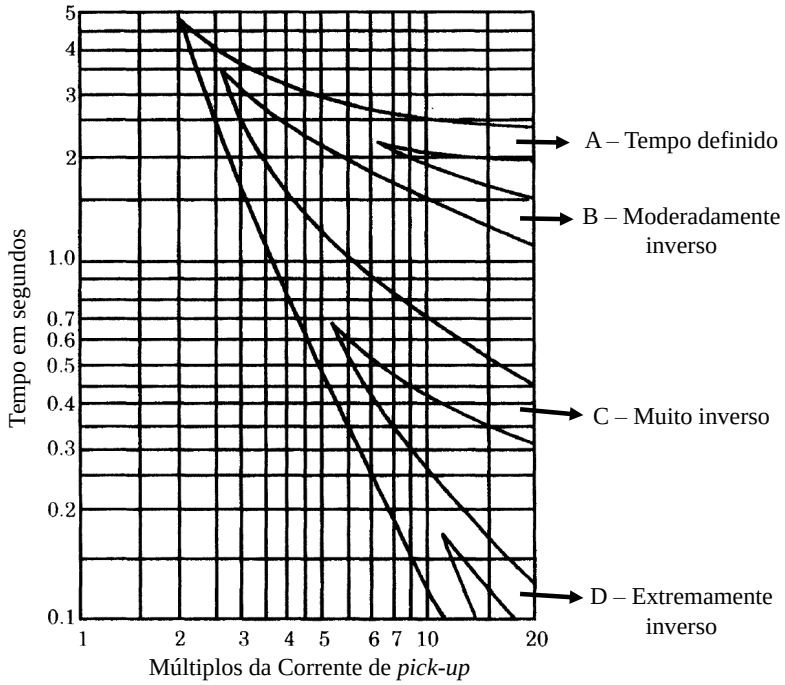
A Figura 34 apresenta as curvas características comuns desses dispositivos. É possível identificar a natureza inversa de operação, ou seja, quanto maior a corrente, menor o tempo de atuação. Normalmente esses dispositivos são não-direcionais e são aplicados em sistemas de distribuição radiais, no qual a direção do fluxo da corrente é sempre conhecida.

Os relés são classificados de acordo com o seu tempo de atuação, da seguinte forma:

- **Relé de sobrecorrente instantâneo**: opera em um intervalo de tempo muito curto após a ocorrência de sobrecorrentes. Não há atraso de tempo propositalmente incluído na sequência de detecção-operação.
- **Relé de sobrecorernte de tempo definido (TD)**: o tempo de atuação, para esse tipo, independe do valor da corrente. Sua aplicação é útil nos casos nos quais a

corrente de falta do sistema possui uma grande faixa de variação. Possui um tempo de resposta quase constante para qualquer corrente excedente 10 vezes o *pick up* mínimo. É uma boa escolha para locais onde há uma grande diferença entre as faltas máxima e mínima.

Figura 34 – Curvas comuns de operação dos relés de sobrecorrente



Fonte: Adaptado de [55], 1999, p. 57.

- **Relé de sobrecorrente de tempo inverso (I)**: o tempo de operação é inversamente propocional ao valor da corrente. Essa característica é interessante nos casos nos quais há uma redução considerável na corrente de falta à medida que essa se distancia da subestação. Coordenam melhor com fusíveis do que com os relés de sobrecorrente TD. Em vários casos essa característica também provê o mesmo tempo de coordenação entre relés adjacentes, mas com *trip* mais rápido.

- **Relé de sobrecorrente de tempo muito inverso (MI)**: são relés que apresentam variações mais acentuadas das características do tempo de atuação com a corrente de atuação. São uma boa escolha para coordenação com fusíveis e religadores em linhas de distribuição e também são usados em circuitos de subtransmissão.

- **Relé de sobrecorrente de tempo extremamente inverso (EI)**: são relés que apresentam varições muito mais acentuadas do que o de tempo MI. De forma semelhante a característica tempo-corrente dos fusíveis, são utilizados normalmente em alimentadores de distribuição cuas laterais e centros de carga são protegidos por

fusíveis. Possuem um rápido *trip* com uma boa margem de tempo de coordenação entre relés adjacentes, especialmente nos casos nos quais há uma considerável queda de corrente de falta de um relé para outro.

Esses relés podem se diferenciar pelo seu tipo construtivo. Os relés do tipo eletromecânicos provaram serem robustos e confiáveis e são os favoritos pelos engenheiros de proteção para várias aplicações, pois possuem uma performance confiável e baixo custo. O tempo de atuação desses pode ser dado através da seguinte equação:

$$t_p = \frac{T_1}{M^p - 1} + T_2 \tag{4.1}$$

no qual T_1 é uma constante de tempo do design do relé; M é um múltiplo da corrente de *pick up*; p é uma constante que define a forma da curva característica; e T_2 é uma constante de tempo.

A Tabela 16 apresenta os valores típicos dos parâmetros dos relés de sobrecorrente de tempo inverso.

Tabela 16 – Valores típicos dos parâmetors dos relés de sobrecorrente

	M	p	t_p	T_1	T_2	T_1/T_2
Inverso modificado	5	0,02	3,00	0,092	0,149	0,46
Muito inverso	5	2,00	1,28	18,92	0,492	38,50
Extremamente inverso	5	2,00	1,30	28,08	0,130	216,00

Fonte: Adaptado de [55], 1999, p. 63.

A tecnologia dos relés estáticos foi introduzida no início dos anos 60 e ganhou popularidade desde então. Essa tecnologia melhorou a sensibilidade e velocidade em comparação com os eletromecânicos. Nos relés eletromecânicos é necessário adquirir o relé específico para o seu uso, pois os ajustes necessários não permitem uma grande variação dos tipos de curva de atuação. Nos relés estáticos é possível inserir todas as famílias das curvas dos relés de tempo inverso necessárias para a proteção em um único equipamento, conforme mostra a Figura 35.

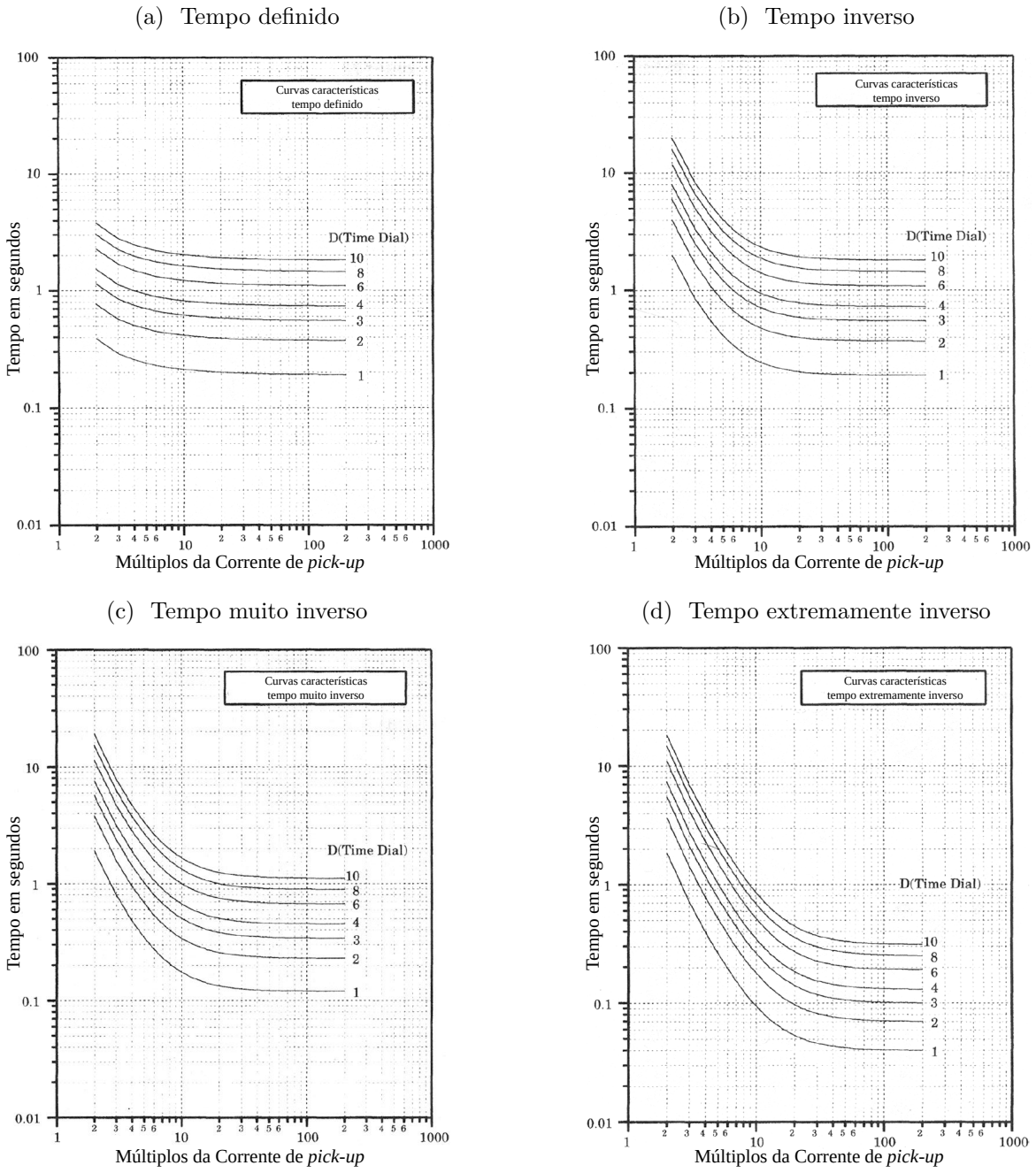
A curva de atuação deste relé é definida através da seguinte equação:

$$t = \frac{aD}{I^n - C} + bD + K \tag{4.2}$$

no qual a e b são constantes, em segundos, e n um expoente. Esses parâmetros determinam a forma da curva. O parâmetro C é igual a 1 para relé padrão e K é uma constante com valor de 0,01 segundos para relé padrão. Esses parâmetros selecionam a corrente de *pick up* e a característica da curva da família. O parâmetro D seleciona o

membro de qualquer família de curvas (dial de tempo - *time dial*) e seu valor costuma variar entre 0,5 e 11.

Figura 35 – Características das curvas dos relés de sobrecorrente



Fonte: Adaptado de [55], 1999, p. 69.

A maioria das curvas pode ser obtida com $n = 1$, porém as curvas do tipo I, MI e EI precisam de $n = 2$. A Tabela 17 apresenta valores para a, b e n para diferentes curvas.

Tabela 17 – Constantes para o tempo de atuação de acordo com a Equação 4.2

Curva característica	a	b	n
Tempo definido	0,20	0,180	1
Tempo inverso modificado	1,35	0,055	1
Tempo inverso	5,40	0,180	2
Tempo muito inverso	5,40	0,110	2
Tempo extremamente inverso	5,40	0,030	2

Fonte: Adaptado de [55], 1999, p. 68.

A Tabela 18 apresenta os tipos de curva e as características de aplicação de cada uma para linhas de subtransmissão e alimentadores de distribuição para uma escolha adequada da proteção.

Tabela 18 – Características típicas dos relés de sobrecorrente

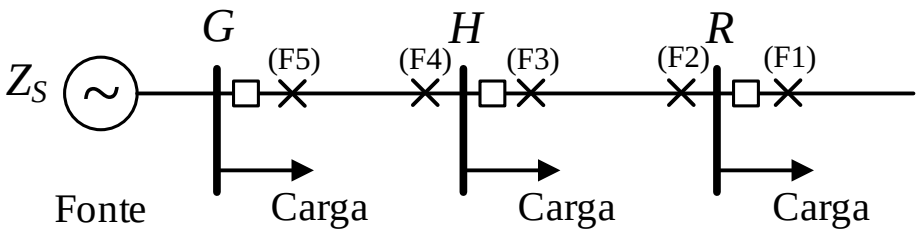
Nome	**Característica de aplicação**
Tempo definido	Use se a impedância da fonte está sujeita a grandes variações e a seletividade depende do tempo do relé.
Inverso	Use para proteção de falta de fase e neutro na qual uma grande faixa de características é necessária para assegurar a operação seletiva de relés a jusante, religadores de linha e seccionalizadores.
Muito inverso	Excelente característica para uso em sobrecorrente de neutro em linhas de transmissão.
Extremamente inverso	Use em alimentadores de distribuição nos quais os relés devem coordenar com fusíveis ou em alimentadores com elevada carga inicial.

Fonte: Adaptado de [55], 1999, p. 67.

4.2.2 Coordenação entre relés em linhas radiais

Os disjuntores não possuem sua própria inteligência de *trip* e, portanto, devem ser utilizados em associação com os relés. São os relés que fornecem essa inteligência e o controle lógico para realizar o *trip* dos disjuntores através de comandos. A configuração de interesse é um sistema radial cujos relés em série devem ser coordenados, conforme apresentado na Figura 36.

Figura 36 – Linha radial alimentando três cargas com três disjuntores



Fonte: Adaptado de [55], 1999, p. 226.

O sistema em questão é seccionado em cada ponto de fornecimento de carga através de disjuntores. Como a linha é radial, os relés que controlam esses disjuntores devem ser coordenados para que a seletividade do sistema seja alcançada. Esses relés podem ser não-direcionais, uma vez que há somente uma fonte de potência e a corrente sempre flui da fonte para as cargas.

Os relés utilizados em cada disjuntor podem assumir diferentes arranjos de conexões e permanecer alcançando a coordenação e seletividade desejada. Usualmente há os relés de fase e neutro para serem coordenados.

Olhando novamente para o circuito da Figura 36, foram posicionadas faltas em diferentes locais através da representação (F1) a (F5). Para esse caso há alguns desafios:

• O relé H deve ser comandado para realizar o *trip* para qualquer falta na linha H-R, sob qualquer condição do sistema. Essa coordenação normalmente é facilmente alcançada.

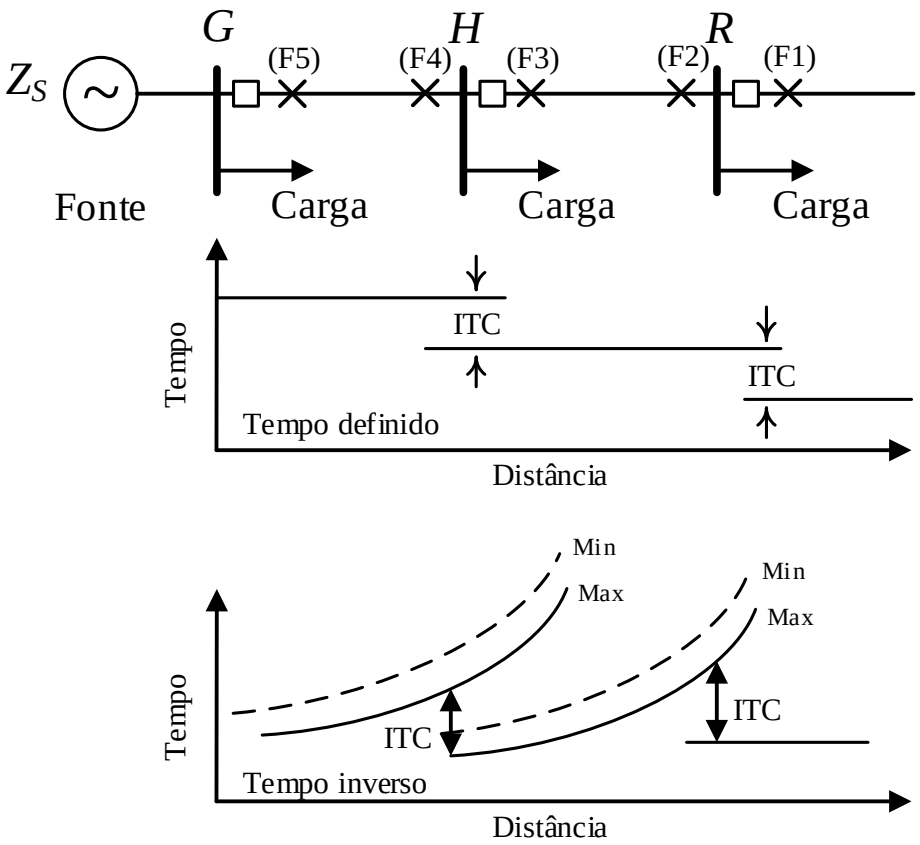
• Um problema de maior complexidade está em garantir a seletividade para a falta (F2), que é próxima do final da linha H-R e da falta (F1), que está logo depois do disjuntor R. Uma vez que as correntes de falta são praticamente as mesmas para essas duas faltas, não há como garantir a seletividade baseada somente na magnitude da corrente ou na direção dela. Nessa condição existem duas opções. A primeira consiste em graduar o tempo de operação dos relés, fazendo com que cada relé mais próximo à fonte atue mais devagar do que o relé mais próximo a jusante. A segunda opção é utilizar “relé piloto", que é um esquema de proteção que transmite informação de um local remoto no final da seção da linha para garantir a correta discriminação entre faltas internas e externas a linha.

Adicionar um tempo de atraso é relativamente barato, mas poderá fazer com que faltas próximas da subestação sejam eliminadas mais lentamente, o que não é desejado. O “relé piloto” não possui essa desvantagem, porém precisa de um alto investimento. Na maioria dos casos, os tempos de atraso são utilizados com resultados satisfatórios.

Esse tempo de atraso pode ser introduzido de diferentes formas, dependendo da característica da curva do relé. A Figura 37 apresenta a comparação entre as curvas TD e I para o circuito da Figura 36.

Essa figura mostra que existe um intervalo de tempo entre os relés em R, H e G, chamada de intervalo de tempo de coordeação (ITC), separando adequadamente as curvas adjacentes. Claramente as curvas inversas possuem a vantagem de possuir uma operação mais rápida para o relé R para faltas máximas, e provavelmente para faltas mínimas, apesar da caracterísica inversa possuir um tempo de variação que varia consideravelmente para as condições máximas e mínimas. Normalmente o valor recomendado para ITC é da ordem de 200 ms a 300 ms para garantir a adequada coordenação entre os elementos [51, 55].

Figura 37 – Comparação entre os relés de tempo definido e inverso



Fonte: Adaptado de [55], 1999, p. 229.

4.3 Impactos da GD na Proteção de Alimentadores de Distribuição

As tradicionais redes de distribuição são normalmente radiais e os esquemas de proteção são baseados nessa topologia, na qual há uma única fonte de corrente que alimenta todo o circuito em um único sentido, da geração para as cargas. Contudo, a integração de GD nessas redes pode causar vários problemas relacionados com a operação indevida do sistema de proteção. Nesse novo cenário, o sistema passa a ter mais de uma fonte, permitindo um fluxo de potência bidirecional.

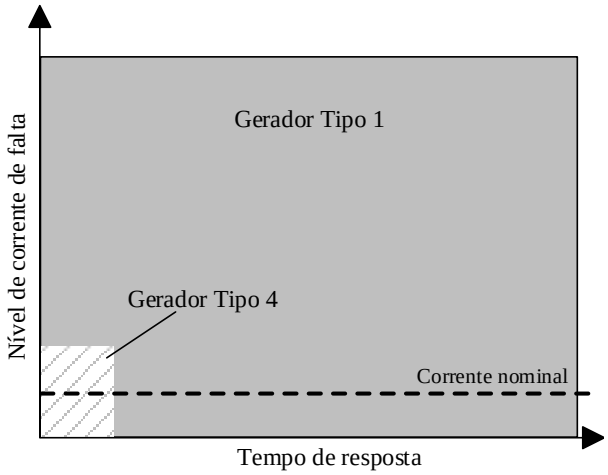
Os conflitos entre GD e o sistema de proteção geralmente são devidos a um aumento imprevisto das correntes de curto-circuito, perda de coordenação entre os elementos de proteção, religamento ineficaz da rede após uma falta e ilhamento não-intencional. Esses problemas serão explorados nas próximas seções.

4.3.1 Mudança no nível de curto-circuito

Em um sistema convencional com uma única fonte baseada em gerador síncrono, a corrente de curto-circuito é presumível e possui valor muito maior em relação a corrente nominal, conforme mostra a Figura 38. Entretanto, em um sistema com várias fontes geradoras cada uma possui uma característica diferente de curto-circuito dependendo do seu tipo. Pode-se classificar as fontes geradoras em 4 tipos distintos: Tipo 1: geradores síncronos diretamente acoplados na rede ou através de transformadores; Tipo 2: geradores assíncronos diretamente acoplados na rede ou através de transformadores, como o gerador de indução gaiola de esquilo; Tipo 3: geradores assíncronos duplamente alimentados (DFIG); e Tipo 4: com conversor de potência como interface de conexão com a rede, podendo ou não ter um gerador rotativo, como os sistemas FV [56].

Os do Tipo 1 e 2 possuem a característica de uma elevada corrente de curto-circuito que pode alcançar até 10 pu da sua corrente nominal, dependendo das características do gerador e da conexão do transformador. Porém, para os do Tipo 2, a corrente decai rapidamente e pode alcançar até valores abaixo da corrente nominal, uma vez que os geradores assíncronos não possuem um sistema de excitação independente. Os do Tipo 3 geralmente possuem um esquema de proteção para o circuito do rotor, comportando-se como um gerador do Tipo 2. Os do Tipo 4, foco deste trabalho, possuem corrente de contribuição de falta limitada, podendo variar de 1,06 pu a 4,0 pu da corrente nominal. Além disso, o decaimento da corrente de curto-circuito é muito rápido, se comparado aos demais tipos, pela ausência de elementos inerciais, e também devido à rápida resposta do sistema de controle do inversor que faz com que a corrente seja limitada abaixo do nível de suportabilidade do equipamento. Esse fato pode ser analisado na Figura 38: em relação ao gerador síncrono, o nível de curto-circuito do Tipo 4 é bem inferior e com um tempo de resposta muito mais rápido.

Figura 38 – Comparativo da contribuição de corrente de falta entre dois tipos de geradores



Fonte: Adaptado de [1], 2017, p. 1324.

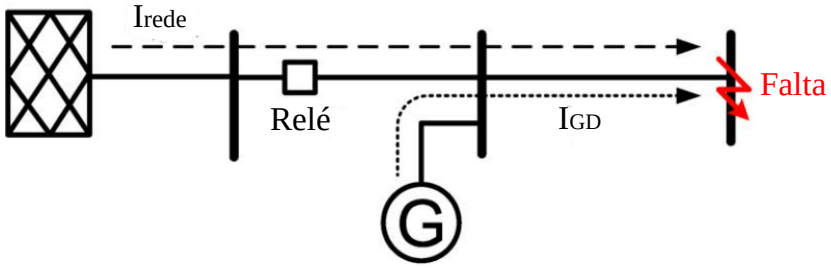
4.3.2 Perda de coordenação

Três casos particulares de perda de coordenação podem ser destacados: a proteção cega (*blind protection*), o falso trip (*sympathetic "false" tripping*) e impacto na filosofia de *fuse saving*.

4.3.2.1 Proteção "cega" (*Blind protection*)

A Figura 39 apresenta um alimentador com GD. Quando ocorre um curto-circuito no local indicado, tanto a rede como a GD irão contribuir para a corrente de falta. Devido à contribuição da GD, a corrente de falta irá aumentar. Entretanto, a contribuição da rede pode diminuir. Sendo assim, um relé localizado a montante da falta poderá estar "cego" e falhar no momento de atuação por conta da variação do valor visto por ele. É possível que o relé localizado a montante da falta e da GD não detecte a falta porque a contribuição de curto-circuito da rede nunca alcancará o valor da sua corrente de *pick-up* [9].

Figura 39 – Princípios da proteção "cega" (*blind protection*)



Fonte: Adaptado de [10], 2011, p. 33.

4.3.2.2 Falso *trip* (*Sympathetic "false" tripping*)

Ocorre quando uma GD contribui com corrente de falta para um alimentador paralelo conectado à mesma subestação. A Figura 40 apresenta dois alimentadores em paralelo, sendo que em um deles há GD. A contribuição da corrente de falta do gerador pode exceder o valor limite da proteção do alimentador são, causando uma possível operação dessa antes mesmo que a falta seja extinta no alimentador faltoso.

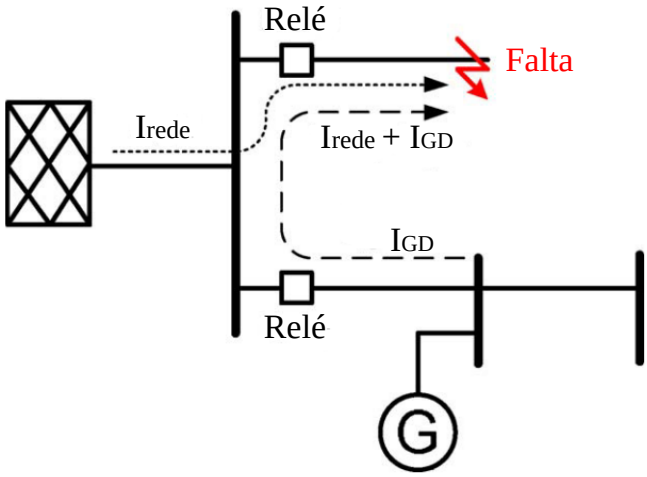
A unidade de GD contribui mais com a corrente de falta quando o gerador e/ou a falta está localizada próxima da subestação. Esse caso ocorre com mais frequência em redes fracas com longos alimentadores protegidos por relés de proteção sobrecorrente instantânea [9].

4.3.2.3 *Fuse saving*

Os fusíveis são normalmente utilizados para proteger os ramais laterais dos alimentadores de distribuição. A filosofia de *fuse saving* é utilizada para que os fusíveis eliminem

faltas permanentes e que dispositivos a montante, como os religadores automáticos, eliminem faltas temporárias atuando mais rápido que os fusíveis, evitando que esses atuem e seja necessário realizar a sua troca.

Figura 40 – Princípios do falso *trip* (*sympathetic "false" tripping*)



Fonte: Adaptado de [10], 2011, p. 34.

Contudo, a inserção de GD em um local intermediário pode continuar injetando corrente para o ponto de falta, fazendo com que a coordenação dessa filosofia seja perdida [9].

4.3.3 Falhas do religamento automático

O religador automático é um dispositivo de proteção tipicamente aplicado nas linhas de distribuição aéreas. A maioria das faltas nessas linhas duram um breve período de tempo, portanto não é necessário desligá-la completamente. Para essas faltas temporárias, o religador opera rapidamente para extinguí-las e depois a linha é energizada novamente. Quando a falta é removida, a linha pode permanecer operando. Caso contrário o religador atua novamente desligando-a. Para o caso de uma falta permanente, a linha é desligada permanentemente após duas, três ou quatro tentativas de religamento, dependendo da lógica aplicada.

A GD pode promover distúrbios significativos nesse processo. Durante o tempo de abertura do religador, a GD continua a energizar o alimentador, energizando o arco e tornando a falta temporária em uma permanente. Além disso, por conta do desbalanceamento de potência, a frequência pode variar na parte ilhada da linha de distribuição, resultando num religamento não sincronizado do religador, tentanto religar dois sistemas assíncronos. Isso pode levar a falha do religador, causando sérios danos no equipamento.

4.3.4 Subalcance dos relés de impedância

Os relés de impedância calculam a impedância total a partir do seu ponto de instalação através das medições de tensão e corrente da linha e, a partir disso, determinam a distância da falta. Para o caso de uma falta ocorrer a jusante do barramento onde a GD está instalada, a impedância medida pelo relé a montante será maior que a impedância real da falta. Dessa forma, o resultado é o aumento da distância da falta e, como consequência, o relé pode ser acionado mais rapidamente.

4.3.5 Ilhamento não-intencional

Esse tipo de problema ocorre quando uma unidade de GD está conectada a uma rede de distribuição e, por conta de uma falha no alimentador ou problemas de manutenção, a rede é desconectada e a GD permanece energizando esse sistema. Essa operação não é desejada por várias razões, incluindo dificuldade de controlar a tensão e frequência, problemas na reconexão da ilha formada, problemas de segurança, baixa qualidade de energia no sistema ilhado e a dificuldade de eliminar os arcos de falta se a GD permanecer conectada [9, 57].

4.4 Estado da Arte: Impactos dos GFVs na Proteção de Sobrecorrente

De forma geral, a literatura apresenta poucas pesquisas relacionadas ao impacto na proteção de sobrecorrente em redes com elevado número ou elevada penetração de GFVs considerando a capacidade de VRT e FRT. Isso se deve principalmente pelo tema ser atual e a integração desse tipo de geração ser recente, nos últimos 10 anos. Além disso, a maioria dos trabalhos aborda sobre a direcionalidade da corrente, mas não na variação do seu valor.

Uma recente pesquisa [11] mostra que a presença de GFVs em uma rede de distribuição pode impactar na coordenação entre os relés de proteção de sobrecorrente instalados e sugere um ajuste na proteção de um alimentador real a partir dos dados obtidos de uma simulação computacional. Entretanto essa pesquisa não destaca a variação das magnitudes das correntes de curto-circuito nem como o GFV opera nessas condições de falta, ou seja, se possui a capacidade de VRT ou FRT.

A pesquisa de [58] aborda sobre a contribuição da corrente de curto-circuito de GFVs de grande porte para diferentes tipos de falta. Entretanto, por usar apenas dois geradores de grande porte, a variação na corrente de curto-circuito foi pequena e apresentou maior variação para uma falta mais distante da subestação. Entretanto, a forma de operação do

GFV nos eventos de falta e a distribuição de GFVs de pequeno porte não foi abordada no trabalho.

Os trabalhos de [59, 60] avaliam os impactos da elevada penetração de GFVs em uma rede de distribuição em cenários de falta. O GFV possui fator de potência unitário em qualquer condição e possui o tempo de conexão permitido dos GFVs em condições de falta da já revogada *IEEE Std 929^{TM} - 2000*. A corrente de contribuição de curto-circuito dos GFVs é fixada em duas vezes a corrente nominal, porém os trabalhos não apresentam o resultado da influência desses GFVs na magnitude das correntes de falta.

Desta forma, este trabalho pretende analisar a dinâmica do comportamento das correntes de curto-circuito em um cenário com elevada penetração de GFV que tenham a capacidade de permanecer conectados à rede em condições de VRT e, além disso, quantificar esta variação para diferentes tipos de falta em diferentes locais do alimentador de distribuição. De posse dos valores, será analisada a influência dessa variação na coordenção dos relés de proteção de sobrecorrente existentes do alimentador. Tanto o alimentador quanto o GFV serão modelados no ambiente Simulink® do software MATLAB®, uma ferramenta de simulação computacional.

Ferramentas de simulação computacional são utilizadas pelos engenheiros de sistemas de potência desde o início do século XX e essas são capazes, por exemplo, de modelar e analisar redes de distribuição e transmissão: seu fluxo de potência, perfil de tensão, representação de subestações, equipamentos cargas e geradores [61]. Entretanto, quando deseja-se modelar um GFV nesses ambientes, normalmente utiliza-se um GFV modelado no seu nível dinâmico [62, 63] e esse modelo usa muitas variáveis e, de certa forma, é complexo de ser implementado. Além disso, GFVs modelados no nível de chaveamento devem usar pequenos intervalos de passo para a simulação, fazendo com que esse modelo consuma tempo e processamento a mais [64]. Por essa razão, essa modelagem não é prática para redes extensas com uma quantidade considerável de GFVs ou um elevado nível de penetração desses. Portanto, à medida que o número de GFVs tende a crescer, é relevante desenvolver um modelo que possa representar todo o sistema FV de forma simples, de fácil implementação e com o menor tempo de simulação e menor consumo computacional.

Além disso, pesquisas que utilizam simulações de GFVs conectados à rede normalmente representam o GFV como uma fonte de corrente alternada, porém esses estudos não explicam ou indicam porque a representação pode ser feita dessa forma e o controle do ângulo dessa fonte de corrente é normalmente omitido [59, 65, 66].

Uma análise em regime permanente permite estudar, por exemplo, o fluxo de potência do sistema, mas também é importante para analisar o comportamento da rede em situações transitórias, como os cenários de faltas. Como já abordado no Capítulo 2, os GFVs devem prover suporte à rede durante um determinado intervalo de tempo para condições de VRT e FRT. Como as correntes de falta dos GFVs alcançam a corrente de

regime permanente bem mais rápido que os geradores síncronos e assíncronos, como visto na seção 4.3, além do fato que, dependendo da configuração da rede, alguns GFVs podem não enxergar a falta e permanecer injetando corrente na rede, é relevante realizar uma análise em regime permanente nesse cenário de faltas.

Portanto, além de estudar o comportamento das correntes de curto-circuito, este trabalho também propõe a modelagem simplificada de um GFV monofásico conectado à rede em regime permanente, tanto para condições normais e anormais de tensão. A proposta do modelo é de ser de simples implementação e permitir simulações mais rápidas que os modelos em nível de chaveamento, mesmo em cenários com elevada quantidade ou elevada penetração de GFVs.

4.4.1 Estratégias para Mitigar os Impactos

De forma geral, a literatura apresenta duas formas principais para mitigar os impactos no sistema de proteção e melhorar sua performance na presença de GD, incluindo os GFVs [11]. Contudo, a solução para os efeitos da variação da penetração e localização da GD ainda não foi adequadamente determinada.

A primeira estratégia consiste na desconexão desses geradores durante a falta para evitar a variação no nível de curto-circuito. Contudo, além de poder ocasionar problemas de sincronização no religamento e afundamentos de tensão, novas regulamentações [43] passaram a obrigar que os geradores não devem se desconectar da rede durante eventos de variação de tensão e/ou frequência (VRT e FRT, visto no Capítulo 2), devendo permanecer conectados, trocando energia, durante um intervalo de tempo definido.

A segunda consiste na modificação dos parâmetros do sistema de proteção, seja através de substituição de equipamentos, de algoritmos ou limitando a corrente dos GFVs. Nessa categoria, alguns trabalhos [67, 68, 69] propõem que os relés existentes instalados que são antigos ou ultrapassados devem ser substituídos por novos. Esses devem ter a capacidade de serem programáveis, função de direcionalidade e função de distância, por exemplo, a fim de melhorar a confiabilidade do sistema de proteção na presença de GD. Os relés programáveis permitiriam uma fácil parametrização através de um operador no local de instalação ou remotamente, dependendo da tecnologia do equipamento. Os relés direcionais seriam capazes de indentificar o sentido da corrente que, como já visto, pode variar na presença de GD, evitando uma atuação indevida, comprometendo a confiabilidade e seletividade da proteção. Entretanto essa alternativa recai no alto investimento inicial necessário para aquisição desses novos relés, além da mão de obra e tempo necessário.

Outros autores [70, 71] propõem que para preservar a coordenação da proteção devem ser implementados sistemas multiagentes e canais de comunicação entre os dispositivos de proteção. As informações seriam transmitidas online, fazendo com que esses métodos

sejam precisos, rápidos e efetivos. Contudo, essa estratégia só é possível caso os dispositivos de proteção possuam essa capacidade de comunicação ou sejam adaptados para enviar seus dados utilizando, por exemplo, dispositivos externos. Além disso, demandaria também um elevado investimento para implementar toda a infraestrutura necessária e, por ser um sistema *online*, a queda de algum canal de comunicação levaria a baixa confiabilidade do sistema.

Há outros trabalhos que utilizam algoritmos computacionais para tentar resolver esses problemas. Os autores [72, 73] utilizam esses algoritmos para identificar ótimos locais para instalação de GD. O trabalho de [73] determina o tamanho ótimo da GD para restabelecer a coordenação do sistema de proteção. Entretando, a performance desses métodos pode ser depreciada uma vez que a configuração da rede pode ser alterada.

A pesquisa de [74] propõe limitar a corrente de falta de todas as fontes FV da rede, enquanto que os trabalhos de [75, 76] propõem o uso de dispositivos limitadores de corrente de falta. Contudo, o custo elevado, a baixa confiabilidade e o dimensionamento preciso são as principais desvantagens de se utilizar esses dispositivos externos.

5 METODOLOGIA

"It always seems impossible until it's done."

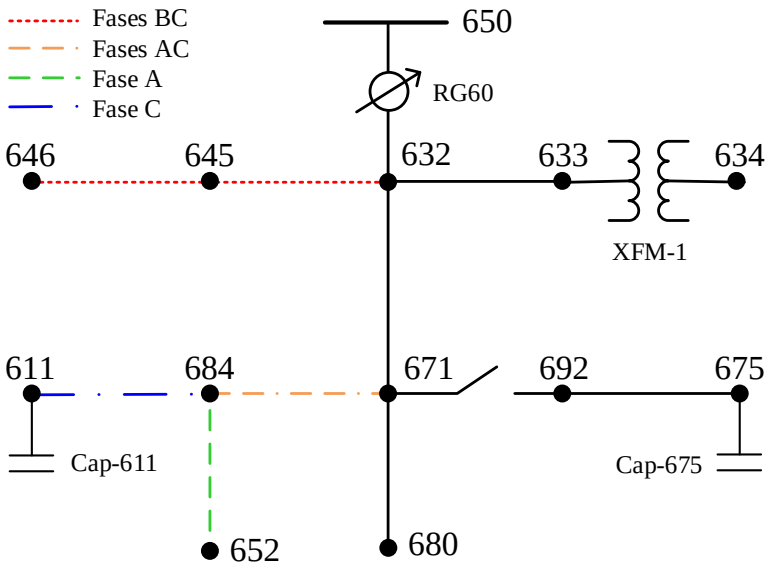
(Nelson Mandela)

Este capítulo tem o objetivo de explicar as características do alimentador de distribuição escolhido para o estudo, sua modelagem no ambiente de simulação computacional, o esquema de proteção adotado para o alimentador antes da instalação de GD e a modelagem da GD fotovoltaica de forma simples para condições normais e anomais de tensão, a fim de analisar o comportamento das correntes no alimentador em cenários de falta.

5.1 *13-Node Distribution Test Feeder*

Para este estudo optou-se por utilizar o *13-Node Distribution Test Feeder*, representado na Figura 41. Esse é um alimentador de distribuição de teste com 13 nós, elaboradado pelo grupo de estudos *Distribution Test Feeders* do subcomitê *Distribution System Analysis* da *Power Energy Society* (PES), vinculado ao *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE). Este alimentador, dentre outros, foi elaborado para avaliar a performance de algoritmos na solução de sistemas radiais trifásicos desequilibrados e representa modelos de ordem reduzida de circuitos de distribuição existentes.

Figura 41 – Representação do *13-Node Distribution Test Feeder*



Fonte: Adaptado de [77].

O *13-Node Distribution Test Feeder* possui a característica de ser relativamente curto: a distância máxima entre o nó da subestação (650) e os nós terminais é de 1,55 km (5.100 pés), enquanto a distância média é de 1,24 km. Ele opera em 4,16 kV com um único regulador de tensão na subestação, possui trechos com linhas aéreas e subterrâneas, capacitores *shunt* e cargas desbalanceadas. A maioria dos trechos são trifásicos, possuindo três trechos bifásicos e dois trechos monofásicos.

A potência consumida no alimentador é de 3.466 kW e 2.102 kVAr e os capacitores instalados no alimentador contabilizam uma compensação reativa de 700 kVAr. A subestação possui um transformador com potência de 5.000 kVA, tensão trifásica de entrada igual a 115 kV e 4,16 kV no terminal de saída. Desta forma, pode-se afirmar que o *13-Node Test Feeder* é relativamente carregado, uma vez que a ordem de carregamento é de aproximadamente 75%. Também há um transformador (XFM-1) de 500 kVA no trecho 633-634 reduzindo a tensão para 480 V. Informações sobre os transformadores estão apresentadas na Tabela 19.

Tabela 19 – Dados dos transformadores do *13-Node Test Feeder*

Transformador	**kVA**	**kV-primário**	**kV-secundário**	**R (%)**	**X (%)**
Subestação	5.000	115 - D	4,16 - Gr. Y	1	8
XFM-1	500	4,16 - Gr. W	0,48 - Gr. W	1,1	2

Fonte: Adaptado de [77].

A relação das cargas conectadas a cada nó, ou distribuídas nos trechos, consta na Tabela 20. Os modelos de carga contemplam ligação em estrela aterrada (Y) ou em delta (D) e o tipo de carga: potência constante com a tensão (PQ), impedância constante com a tensão (Z) e corrente constante com a tensão (I).

Tabela 20 – Potência das cargas conectadas aos nós do *13-Node Test Feeder*

Barra ou trecho	**Modelo**	**kW**			**kVAr**		
		Fase A	**Fase B**	**Fase C**	**Fase A**	**Fase B**	**Fase C**
634	Y-PQ	160	120	120	110	90	90
645	Y-PQ	0	170	0	0	125	0
646	D-Z	0	230	0	0	132	0
652	Y-Z	128	0	0	86	0	0
632 - 671	Y-PQ	17	66	117	10	38	68
671	D-PQ	385	385	385	220	220	220
675	Y-PQ	485	68	290	190	60	212
692	D-I	0	0	170	0	0	151
611	Y-I	0	0	170	0	0	80
Total		1.158,0	973,0	1.135,0	606,0	627,0	753,0
			3.466,0			2.102,0	

Fonte: Adaptado de [77].

5.1.1 Modelagem do Alimentador

O *13-Node Distribution Test Feeder* foi modelado no ambiente Simulink® do software MATLAB® a partir dos dados disponíveis nos documentos do site do grupo *Distribution Test Feeder*[1]. Considerou-se que o disjuntor presente no trecho 671-692 (Figura 41) está permanentemente fechado. A fim de simplificar e diminuir o tempo gasto na simulação, ele foi desconsiderado, realizando uma conexão direta entre os nós.

Primeiramente realizou-se o modelo do alimentador desconsiderando o trecho da subestação até o nó 632 (650-632) devido à presença do religador nesse, desconsiderado neste estudo. Dessa forma, a fonte de tensão foi parametrizada como do tipo *swing* através do bloco *Three-phase Source* com as magnitudes e ângulos a partir do nó 632 ($1.0210\angle -2.49^{o}pu, 1.0420\angle -121.72^{o}pu, 1.0174\angle 117.83^{o}pu$), presente na documentação do IEEE. Para os trechos, foi utilizado o bloco *Distributed Parameters Line*, no qual é possível inserir os dados da matriz de impedância, capacitância e a extensão do trecho, possibilitando uma resposta mais fiel do sistema. Para as cargas ,foram utilizados os blocos *Series RLC Load* ou *Three-phase Series RLC Load*, dependendo do caso, nos quais é possível inserir dados relativos à configuração de conexão (Y ou D), potências para cada fase e o tipo de carga (PQ, Z ou I).

Para validar o alimentador simulado, comparou-se os resultados obtidos com os esperados pela documentação. Os resultados da comparação estão apresentados nas Tabelas 73 e 74, no Apêndice A. Para a tensão, o erro relativo máximo em módulo foi de -1,29% e 4,34% para o ângulo, com médias de -0,10% e 0,80%, respectivamente. Para a corrente, o erro relativo máximo em módulo foi de -6,64% e 6,77% para o ângulo, com médias de -0,38% e 0,38%, respectivamente. Considerando esses valores e também que a modelagem foi realizada em um ambiente de simulação diferente do simulado no relatório do IEEE, e também que podem ter sido utilizadas aproximações e formas de cálculo distintas, considerou-se que o modelo representa o comportamento do alimentador de forma aceitável.

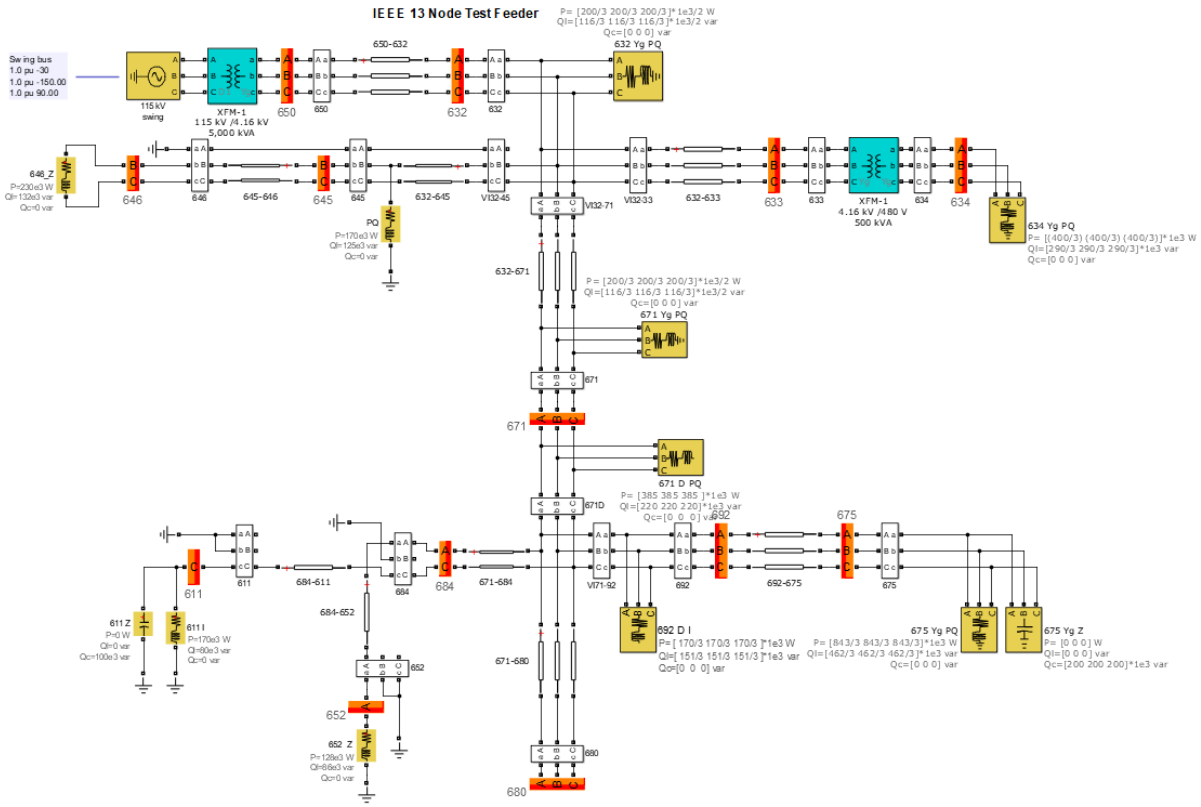
Uma vez que o trecho 650-632 é um dos maiores trechos do alimentador, com 609,6 metros (2.000 pés) de extensão, faz-se necessário inserí-lo na simulação e parametrizar a fonte de tensão com os parâmetros originais (1,00 pu em todas as fases e sequência positiva simétrica) para obter um modelo mais próximo possível do original. Como a inserção GD pode promover melhoria no perfil de tensão do alimentador, conforme abordado no Capítulo 2, optou-se por desconsiderar a instalação do regulador de tensão no trecho 650-632, com o objetivo também de simplificar e diminuir o tempo decorrido na simulação.

É esperado que, após as considerações do parágrafo anterior, os valores de tensão e corrente, dos nós e trechos, sejam diferentes daqueles presentes na documentação do IEEE,

[1] https://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/, acesso em: 5 mar. 2018.

e que os erros relativos aumentem. As Tabelas 78 e 79, do Apêndice A, apresentam os erros relativos para tensão e corrente, respectivamente, em relação ao relatório do IEEE, considerando essa nova configuração. Para a tensão, o erro relativo máximo em módulo foi de -7,42% e 8,77% para o ângulo, com médias de -5,41% e 2,35%, respectivamente e para a corrente, o erro relativo máximo em módulo foi de -11,67% e 11,09% para o ângulo, com médias de -6,23% e 0,68%, respectivamente, conforme abordado em [78]. A ilustração do modelo de referência utilizado construído no Simulink®/MATLAB® está na Figura 42.

Figura 42 – Modelo implementado no Simulink®/MATLAB® do *13-Node Distribution Test Feeder*



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.1.2 Modelagem do Alimentador com Cargas Equilibradas

A fim de minimizar o desbalanceamento do alimentador, mostrado na Tabela 20, buscando um padrão de resposta para o estudo em questão, balanceou-se as cargas, dividindo o montante da carga de cada nó pelo total de fases no qual a carga está conectada, resultando na Tabela 75, presente no Apêndice A. O desbalanço máximo, na potência ativa, foi reduzido de 15,98% para 12,99%, correspondendo a uma redução de 18,71%. Essa nova configuração foi utilizada no desenvolvimento deste trabalho deste ponto em diante.

Os valores de tensão em cada nó e as corrente nos trechos estão dispostos nas Tabelas 76 e 77, respectivamente, também presentes no Apêndice A.

5.2 Proteção de Sobrecorrente para o *13-Node Distribution Test Feeder*

Como também serão realizados estudos em condições de curto-circuito, é necessário verificar se o modelo apresentado na Seção 5.1.1 possui valores próximos ao esperado pelo relatório do IEEE. Seguindo as orientações de [79], as seguintes considerações foram feitas:

a) A fonte de tensão é balanceada em 115 kV;

b) Os bancos de capacitores foram desconectados;

c) Corrente de carga é desconsiderada (desconexão das cargas);

d) Impedância de falta é igual a zero;

e) O regulador de tensão deve ser setado com tap unitário e impedância zero. Como ele já foi desconsiderado nesse estudo, essas condições foram satisfeitas.

Como podem ser analisados diferentes tipos de faltas aplicadas a cada nó, optou-se por apresentar apenas os resultados comparativos de dois tipos, 3LG e LG, que serão as faltas aplicadas no estudo. Os resultados comparando as correntes de curto-circuito do relatório do IEEE com as obtidas através do modelo estão no Apêndice B.

Nas Tabelas 21 e 22 são apresentados alguns valores comparando os resultados em dois nós distintos, 675 e 680, para as faltas 3LG e LG. Para ambos os nós, na falta 3LG, os erros relativos são inferiores a 5,0%, aproximadamente. Para as faltas LG, os erros relativos são inferiores a 4,5%. Com isso posto e também com os valores para os demais nós, apresentados no Apêndice B, considerou-se que essa faixa de erro não interfere no estudo, representando o comportamento do alimentador de forma aceitável, da mesma forma que no trabalho realizado por [80].

Tabela 21 – Erro relativo das correntes para faltas no nó 675

	Falta 3LG			**Falta LG**		
	A	**B**	**C**	**A**	**B**	**C**
IEEE	3.085,00 A	3.080,30 A	2.811,00 A	2.074,00 A	2.047,10 A	2.054,70 A
Simulação	2.968,04 A	3.021,15 A	2.826,28 A	1.981,18 A	2.035,76 A	2.058,28 A
Erro (%)	-3,79%	-1,92%	0,54%	-4,48%	-0,55%	0,17%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Dessa forma, com o modelo validado tanto para a condição de operação normal em regime permanente, como também para condições de falta em regime permanente,

Tabela 22 – Erro relativo das correntes para faltas no nó 680

	Falta 3LG			**Falta LG**		
	A	**B**	**C**	**A**	**B**	**C**
IEEE	2.880,60 A	2.836,90 A	2.589,60 A	1.851,90 A	1.817,00 A	1.832,10 A
Simulação	2.734,08 A	2.763,81 A	2.587,14 A	1.775,49 A	1.794,87 A	1.829,18 A
Erro (%)	-5,09%	-2,58%	-0,09%	-4,13%	-1,22%	-0,16%

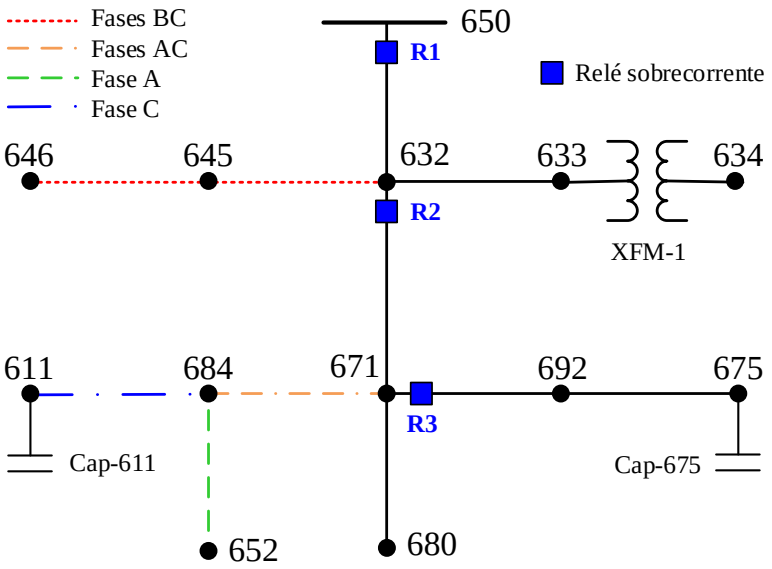
Fonte: Elaborado pelo autor.

é possível definir os locais e as curvas de proteção de sobrecorrente do alimentador a partir dos dados das correntes de carga da Tabela 77 (Apêndice A) e das correntes de curto-circuito do Apêndice B.

5.2.1 Curvas e ajustes de proteção

A Figura 43 apresenta os locais determinados para instalação dos relés no *13-Node Distribution Test Feeder*. Os relés de sobrecorrente foram posicionados em três locais: um na subestação (R1), outro logo a montante do nó 632 no sentido do nó 671 (R2) e, por último, um entre os nós 671 e 692 (R3) onde originalmente existe um disjuntor. Com essa configuração, o tronco principal do alimentador compreende os trechos entre os nós 650 até o 675, e os demais trechos foram considerados ramais laterais. Por não estar compreendido dentro do escopo deste trabalho, não foram determinados fusíveis para proteção desses ramais.

Figura 43 – Proteção contra sobrecorrente sugerida para o *13-Node Distribution Test Feeder*



Fonte: Adaptado de [77].

As premissas para determinação da coordenação das curvas de proteção do alimentador foram as seguintes [81, 82]:

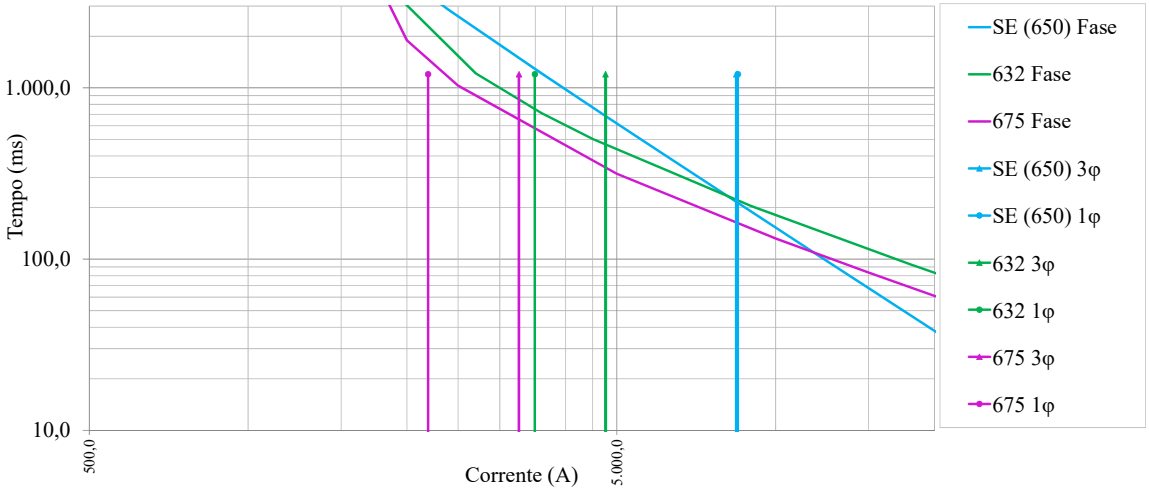
a) O tempo de atuação do relé de retaguarda, R1, deve ser igual a 1.000 ms para a condição de curto circuito máximo. Em outras palavras, a curva característica de R1 deve estar localizada abaixo da curva de limite térmico dos condutores do alimentador;

b) Deve ser mantido um intervalo de tempo superior a 200 ms entre as curvas características dos religadores para manter um nível de resposta adequado.

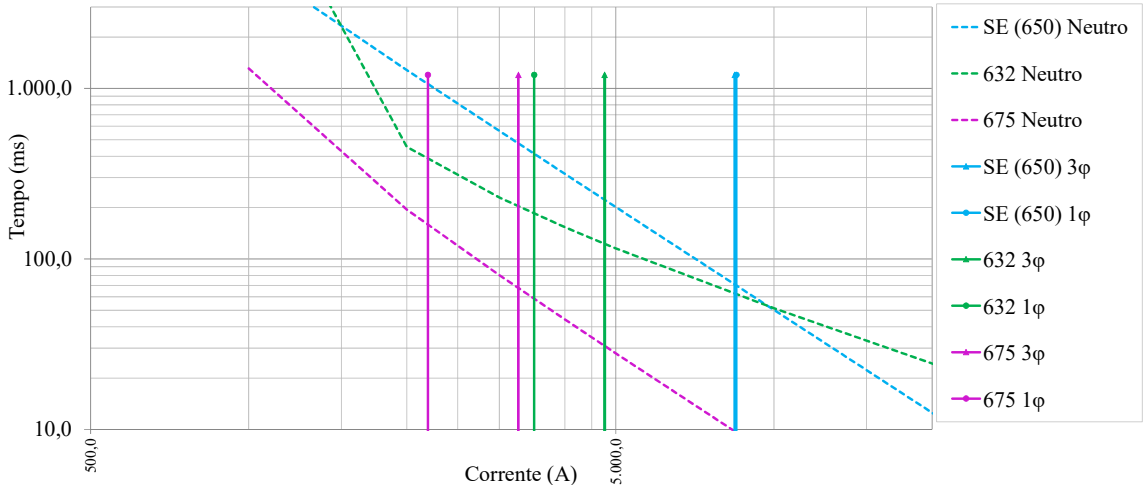
A partir das premissas, dos valores da corrente de carga da Tabela 77 e das correntes de curto-circuito do Apêndice B, foi determinada a coordenação das curvas de proteção sobrecorrente de fase e neutro dos relés do alimentador, mostradas nas Figuras 44a e 44b, respectivamente.

Figura 44 – Coordenação das curvas dos religadores do *13-Node Distribution Test Feeder*

(a) Proteção de fase



(b) Proteção de neutro



Fonte: Elaborado pelo autor.

Essas curvas foram construídas a partir de uma macro no *software* Microsoft® Excel® que contém dados de curvas de proteção e parâmetros de diversos fabricantes. A preferência por utilizar essa ferramenta se dá pois algumas distribuidoras de energia nacionais realizam os estudos de proteção com essa ferramenta, em vez de utilizar *softwares* específicos de proteção. Nessa ferramenta, o usuário define o elemento de proteção (relé ou fusível, por exemplo) e são inseridos como dados de entrada as correntes presumidas de curto-circuito para cada um, assim como a corrente de carregamento. Para os relés, o usuário define o tipo de curva e parâmetros como o RTC (relação de transformação de corrente) e o TDS (*time dial setting*). Automaticamente a curva é desenhada em um coordenograma e os intervalos de tempo de coordenação para os casos de corrente máxima são apresentados em uma tabela separada.

Os tempos de atuação e intervalo entre as curvas estão apresentados na Tabela 23 e, conforme é possível analisar, atendem as premissas do projeto.

Tabela 23 – Tempos de atuação e intervalos de R1, R2 e R3

	Fase			**Neutro**		
	Curto-circuito	**Atuação**	**Intervalo**	**Curto-circuito**	**Atuação**	**Intervalo**
R1	8.416,8 A	213 ms	-	8.479,3 A	70 ms	-
R2	4.759,2 A	684 ms 454 ms	230 ms	3.495,5 A	413 ms 184 ms	229 ms
R3	3.260,5 A	1.000 ms 717 ms	291 ms	2.193,0 A	382 ms 158 ms	224 ms

Fonte: Elaborado pelo autor.

Foram combinadas curvas do tipo muito inversa (M. Inversa) e extremamente inversa (E. Inversa) na composição da coordenação. Essa escolha foi realizada de forma arbitrária. As configurações e os parâmetros de RTC e TDS, relacionados com as variáveis das equações 4.1 e 4.2 de cada relé estão apresentadas na Tabela 24.

Tabela 24 – Configurações e parâmetros de R1, R2 e R3

Relé	**Parâmetros**			
R1	Fase	RTC = 1,0 TDS = 0,45 Curva: E. Inversa	Neutro	RTC = 0,8 TDS = 0,8 Curva: E. Inversa
R2	Fase	RTC = 3,7 TDS = 0,045 Curva: M. Inversa	Neutro	RTC = 3,5 TDS = 0,035 Curva: M. Inversa
R3	Fase	RTC = 4,8 TDS = 0,05 Curva: M. Inversa	Neutro	RTC = 3,0 TDS = 0,018 Curva: E. Inversa

Fonte: Elaborado pelo autor.

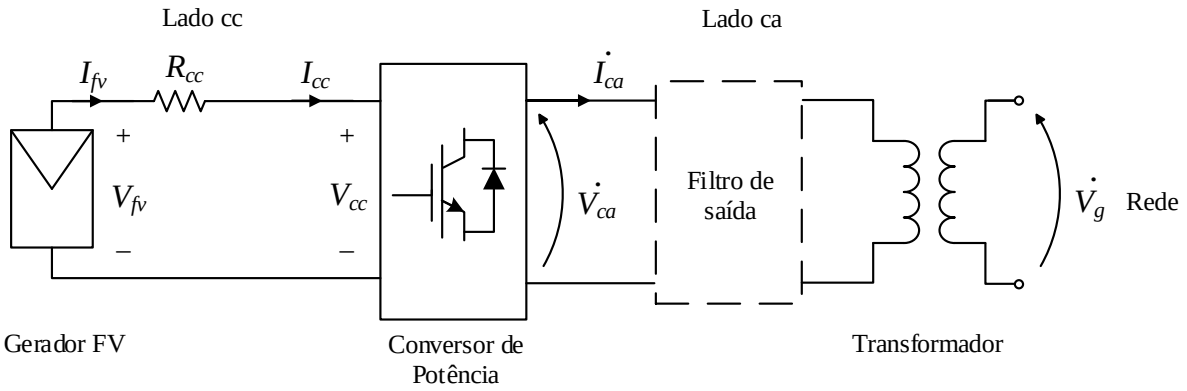
Com a curva de proteção parametrizada, deve-se realizar as simulações com a presença de GDFV na rede e avaliar como a variação da corrente impacta no tempo de atuação e no intervalo entre as curvas. Para que isso seja feito, na próxima seção será realizada a modelagem de um GDFV conectado à rede que tenha capacidade de operar tanto em condições normais como em condições de faltas no alimentador, em regime permanente.

5.3 Gerador Fotovoltaico: Modelo Simplificado para Cenários com Elevada Penetração

5.3.1 Modelo para Condições Normais de Tensão

O diagrama de um gerador FV monofásico conectado à rede usualmente é ilustrado conforme a Figura 45. O sistema é composto de três partes principais: o gerador FV no lado cc, o conversor eletrônico entre os lados cc e ca, e, no lado ca, o filtro de saída e o transformador de acoplamento com a rede elétrica.

Figura 45 – Diagrama de um gerador FV monofásico conectado à rede.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Neste caso, o gerador FV é composto por um arranjo de módulos fotovolaicos e por um cabo de conexão, com resistência R_{cc}, conectado diretamente ao conversor. O conversor é composto por um circuito inversor monofásico em ponte completa com uma estratégia de modulação (por exemplo, *Sinusoidal Pulse Width Modulation* - SPWM). O lado ca inclui o filtro de saída, representado por blocos tracejados na Figura 45, e o transformador de acoplamento com a rede.

Para o modelo em regime permanente, algumas considerações iniciais foram realizadas:

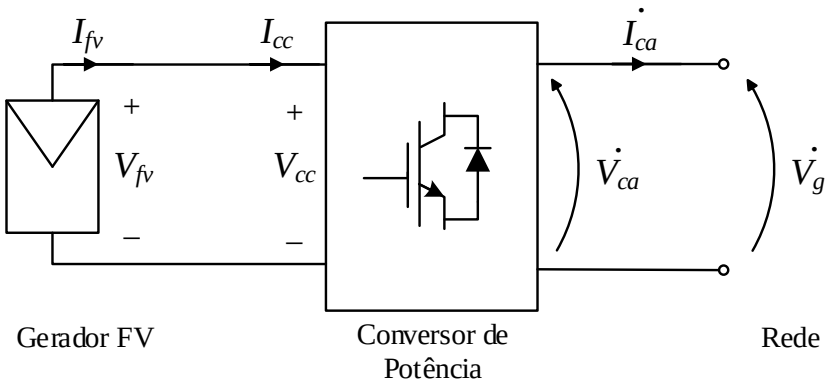
• o transformador de acoplamento com a rede foi desconsiderado para simplificar o modelo;

• o filtro de saída foi omitido porque é considerado que ele atua somente para frequências próximas ou acima das frequências de chaveamento;

• O valor de R_{cc} é pequeno suficiente e pode ser desconsiderado [83].

Sendo assim, a partir dessas considerações, o diagrama esquemático do modelo pode ser simplificado e apresentado como mostra a Figura 46.

Figura 46 – Diagrama simplificado de um GFV monofásico conectado à rede



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.3.1.1 Gerador Fotovoltaico

Como apresentado em [84], se todos os módulos FV são do mesmo tipo e estão sob as mesmas condições ambientais (por exemplo, irradiação e temperatura), o modelo do gerador FV no lado cc pode ser representado como um circuito equilavente de Nórton, conforme apresentado na Figura 47.

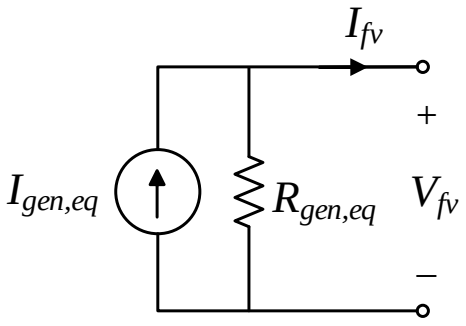
As variáveis I_{fv} e V_{fv} representam a corrente e tensão nos terminais do gerador FV, respectivamente. A corrente equivalente gerada pelos arranjos em paralelo é definida por $I_{\text{gen,eq}}$. Geralmente o valor de $R_{\text{gen,eq}}$, que representa a resistência equivalente da estrutura das células FV e também a fuga de corrente da junção $p-n$, é muito elevado e alguns autores a desconsideram [85]. Sendo assim, pode-se assumir que $I_{\text{gen,eq}} = I_{\text{fv}}$.

Desta forma, a potência total gerada pelo gerador FV (P_{fv}) pode ser expressa pela equação 5.1.

$$P_{\text{fv}} = V_{\text{fv}} I_{\text{fv}} \tag{5.1}$$

É considerado que o gerador FV sempre está operando no ponto de operação de máxima potência (MPP), ou seja, entregando a máxima potência possível para o conversor. Assume-se que esse ponto de operação, P_{fv}, possui valor constante dado por V_{fv} e I_{fv}.

Figura 47 – Circuito equivalente de Nórton para o gerador FV

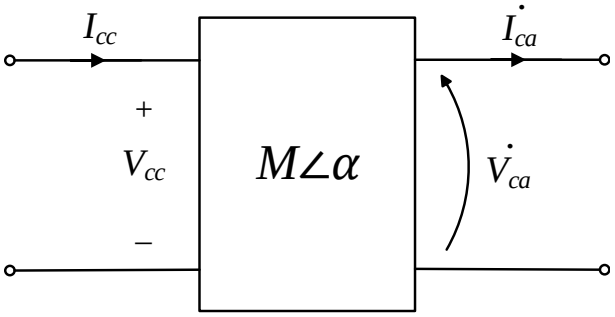


Fonte: Elaborado pelo autor.

5.3.1.2 Conversor de Potência

Dada as considerações anteriores, um conversor cc-ca monofásico em ponte completa com modulação SPWM pode ser modelado como está representado na Figura 48 [83].

Figura 48 – Diagrama de um conversor cc-ca monofásico em ponte completa



Fonte: Elaborado pelo autor.

I_{cc} e V_{cc} representam a corrente e tensão no lado cc, e i_{ca} e v_{ca} a corrente e tensão de saída no lado ca. A tensão da rede, $v_{\text{g}}(t)$ pode ser representada pela Equação 5.2, com uma frequência angular w e ângulo θ. Como o filtro de saída e o transformador de acomplamento foram desconsiderados, pode-se assumir que $v_{\text{g}}(t) = v_{\text{ca}}(t)$

$$v_{\text{g}}(t) = V_{\text{g-pico}} cos(wt + \theta) \tag{5.2}$$

Assume-se que o conversor de potência operará somente controlando a corrente injetada no PAC, i_{ca}, conhecido como modo *Grid-feeding*. Esse modo é aplicado ao

Inversor de Fonte de Corrente (*Current Source Inverter* - CSI) [86, 87, 88], e também ao Inversor de Fonte de Tensão (*Voltage Source Inverter* - VSI) com corrente controlada [4, 89, 90, 91, 92, 93], que são aplicados como interface com a rede para os geradores distribuídos.

Para realizar este controle, o conversor de potência precisa estar sincronizado na frequência na rede. Isso pode ser alcançado utilizando a técnica *Phase-Locked Loop* (PLL) [94, 95], que estima o valor de w e θ de $v_{\text{ca}}(t)$. A estratégia de controle do conversor utiliza esses valores como sinais de entrada para controlar, por exemplo, o módulo e ângulo de i_{ca}, sincronização com a rede e transferência de potência.

Na Figura 48, M é o índice de amplitude de modulação e α é o ângulo da corrente de saída [83, 86]. O índice de M representa a razão de transferência da corrente entre o lado cc e o valor RMS da corrente de fase do lado ca [86]. O valor dessa variável depende do tipo de estratégia do conversor e normalmente para a modulação SPWM está na faixa de 0 a 1. Efetivamente o valor de M não será utilizado neste trabalho, mas esse índice demonstra a relação existente entre a corrente de entrada do lado cc com a corrente de saída no lado ca. Com os sinais de referência obtidos através do PLL, $i_{\text{ca}}(t)$ pode ser representado através da Equação 5.3, sincronizado com v_{ca}.

$$i_{\text{ca}}(t) = I_{\text{ca-pico}} cos(wt + \alpha) = \frac{MI_{\text{cc}}}{2} cos(wt + \alpha) \tag{5.3}$$

5.3.1.3 Gerador Fotovoltaico Conectado à Rede

Como mostrado na Figura 46, $V_{\text{fv}} = V_{\text{cc}}$ e $I_{\text{fv}} = I_{\text{cc}}$. Então, P_{fv} é igual a potência de entrada do conversor, P_{cc}. Desconsiderando as perdas internas de chaveamento do conversor e baseado no princípio do equilíbrio da potência instantânea, a potência ativa exportada para a rede, P_{ca}, é igual a P_{fv} na operação em regime permanente, conforme mostra a Equação 5.4.

$$P_{\text{fv}} = P_{\text{ca}} = \frac{V_{\text{ca-pico}} I_{\text{ca-pico}}}{2} cos(\theta - \alpha) \tag{5.4}$$

Então $I_{\text{ca-pico}}$ pode ser determinada em termos de P_{fv}, $V_{\text{ca-pico}}$, θ e α, conforme mostra a Equação 5.5.

$$I_{\text{ca-pico}} = \frac{2P_{\text{fv}}}{V_{\text{ca-pico}} cos(\theta - \alpha)} \tag{5.5}$$

De acordo com as Equações 5.4 e 5.5, o valor de α permite o controle do fator de potência (f_p), $cos(\theta - \alpha)$, do gerador FV. O controle de f_p é importante pois θ, estimado através do PLL, pode variar dependendo do local do PAC nos alimentadores de distribuição. Escolhendo um valor específico para f_p, o sistema pode indiretamente calcular o valor

correspondente de α, Equação 5.6. Então, combinando as Equações 5.5 e 5.3 tem-se a Equação 5.7

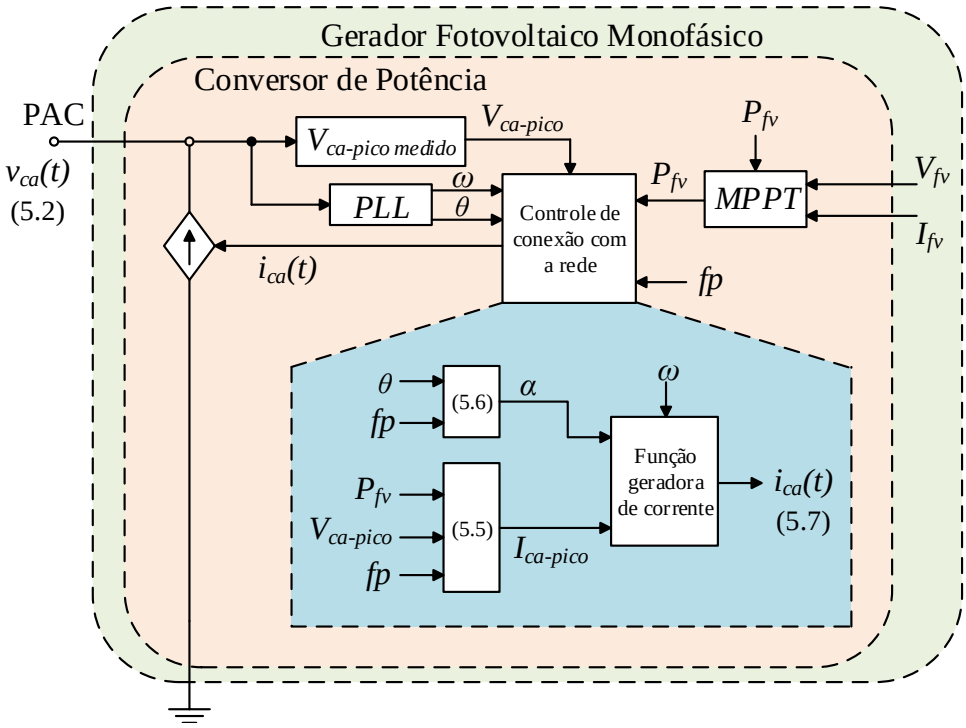
$$\alpha = \theta - arcocosseno(f_p) \tag{5.6}$$

$$i_{\text{ca}}(t) = I_{ca-pico}cos(wt + \alpha) = \frac{2P_{\text{fv}}}{f_p V_{\text{ca-pico}}}cos(wt + \alpha) \tag{5.7}$$

Devido a intermitência solar, um tipo de controle é utilizado para promover o rastreamento do ponto de máxima potência, *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), para garantir que P_{fv} sempre será o maior valor possível [96]. Então, o valor de P_{fv} pode ser considerado como uma constante com o objetivo de modelar o controle MPPT de uma forma simples para diferentes condições de f_p.

A Figura 49 mostra o diagrama de blocos esquemático do modelo do gerador FV monofásico com o PLL, MPPT, as variáveis de entrada (P_{fv} e f_p) e o controle da corrente e de α.

Figura 49 – Diagrama de blocos esquemático do modelo do GFV monofásico



Fonte: Elaborado pelo autor.

Como o sistema está sincronizado em apenas uma frequência angular, w, as Equações 5.2 e 5.7 podem ser representadas através de notação fasorial, Equações 5.8 e 5.9, respectivamente. Essa representação simplifica o equacionamento do modelo para uma

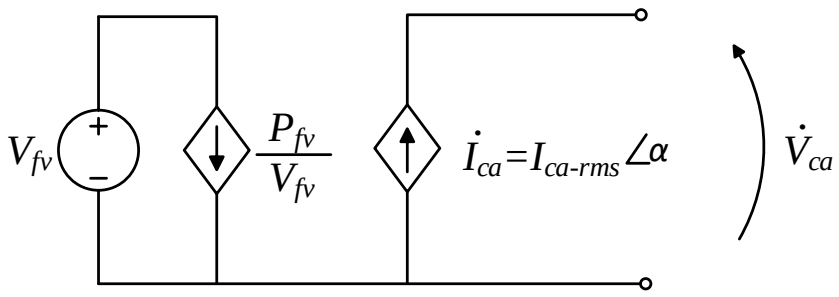
análise em regime permanente e pode ser mais adequado para um ambiente de simulação computacional.

$$\dot{V}_{\text{ca}} = V_{\text{ca-rms}}\angle\theta \tag{5.8}$$

$$\dot{I}_{\text{ca}} = I_{\text{ca-rms}}\angle\alpha = \frac{P_{\text{fv}}}{f_p V_{\text{ca-rms}}}\angle\alpha \tag{5.9}$$

Sendo assim, o modelo por ser ilustrado como um circuito de acoplamento entre os lados cc e ca, como mostrado na Figura 50.

Figura 50 – Modelo simples com acoplamento entre os lados cc e ca



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.3.1.4 Aplicações e Restrições

Para análise em regime permanente, o modelo não possui restrições em termos de P_{fv}, e é independente dos valores de V_{fv} e I_{fv}. O valor da tensão do PAC pode assumir qualquer valor nominal, exceto zero. O valor de α pode ser definido ou calculado para ser igual ou diferente de θ para performar um fator de potência unitário ou adiantado/atrasado, respectivamente. Para um ambiente de simulação computacional, o modelo pode ser resumindo apenas a porção da fonte e corrente dependente ca, definindo o valor de potência e fator de potência desejado. As restrições para máxima potência e corrente, assim como o comportamento durante cenários de faltas, sub e sobretensões [97, 98, 99] serão levadas em consideração no modelo para o regime de faltas, a ser visto nas próximas seções.

Conforme destacado em [78], o tempo de simulação gasto por esse modelo é 120 vezes mais rápido do que um GFV modelado em nível de chaveamento, diminuindo assim o tempo gasto em simulações extensas ou com elevado número ou penetração de GFVs.

5.3.2 Modelo para Condições Anormais de Tensão

Os geradores FV são configurados para operar com fator de potência unitário ou com valor mais próximo possível desse (≥ 0.98, por exemplo) e com controle MPPT para extrair a máxima potência dos painéis FV. Entretanto, essas regras são válidas para situações de baixa penetração de geradores FV, incluindo os monofásicos, mais utilizados [100].

Como já abordado anteriormente, a maioria das faltas de um sistema de distribuição de energia são momentâneas e não permanentes. Durante esses eventos, o sistema pode sofrer uma variação de tensão e frequência, que pode ser severa ou não, dependendo do tipo, duração e local da falta, por exemplo. Em um cenário de elevada penetração de geradores FV ou de GDs que utilizem inversor como interface com a rede, se esses blocos de geração forem desconectados para qualquer condição de falta ou anormalidade no sistema, pode acarretar em problemas tanto na estabilidade de tensão, quanto outros mais severos, como quedas de energia [100, 101, 102, 103].

Normalmente os geradores síncronos não são desconectados da rede rapidamente durante esses eventos. Alguns dos motivos dessa característica são devido à própria inércia rotativa do gerador e porque, normalmente, esse tipo de geração é a principal da rede e uma completa desconexão poderia causar uma considerável instabilidade no sistema, perdas de grandes blocos de carga, além da reconexão desse grande bloco de geração ser um processo complexo.

A maioria das GDs e dos geradores FV são de baixa potência e são conectados à rede através de inversores e esses, normalmente, detectam uma condição anormal, como uma falta, através da medição da tensão e frequência nos seus terminais. Como abordado no Capítulo 2, devido a elevada integração desse tipo de geração na rede, novas regulamentações [43] estão passando exigir que as GDs possuam a capacidade de permanecer conectadas à rede durante esses eventos anormais, trocando energia. Dessa forma, poderiam auxiliar na estabilidade da rede e na recuperação da tensão pós-falta, como também evitar a desconexão de grandes blocos de geração. Essa habilidade do gerador permanecer trocando energia com a rede, oferecendo ou não suporte através de potência reativa durante e após quedas de tensão, é conhecida como *Voltage Ride-through* (VRT) e *Frequency Ride-through* (FRT) [98].

5.3.2.1 Comportamento do Gerador Fotovoltaico durante Faltas

Durante as faltas, a tensão nos terminais de conexão do inversor conectado à rede pode ser muito menor ou maior que a tensão nominal. À medida que essa tensão aumenta de valor, a corrente de saída do inversor diminui para manter constante a potência de saída. À medida que a tensão diminui, a corrente do inversor aumenta para manter a mesma

potência de saída (vide equação 5.5, por exemplo). Entretanto essa corrente geralmente é limitada por um controle interno do inversor, devido às características construtivas desse equipamento.

O inversor pode ser classificado como um conversor de potência. Esses equipamentos são construídos com vários dispositivos semicondutores que possuem características próprias e diferentes aplicações e são os responsáveis pela comutação da corrente ou tensão. Alguns dispositivos semicondutores são comutados pela frequência da linha, como os diodos e tiristores. Outros são comutados de forma forçada, como os MOSFETs (*Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*), IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) ou GTOs (*Gate Turn-off Thyristor*), através de circuitos externos independentemente da corrente ou tensão através deles. Esses dispositivos não possuem uma suportabilidade térmica elevada, portanto é necessário que a corrente passante por eles seja limitada para evitar o sobreaquecimento e o comprometimento da sua operação [102, 104], a fim de evitar danos severos ao inversor.

Diferentemente das máquinas síncronas e assíncronas, os inversores possuem baixa inércia mecânica e falta de características indutivas [102], não desenvolvendo correntes de falta baseada nas características eletromagnéticas e rotativas. Além de possuírem um envelope de decaimento muito rápido para correntes de falta, o seu comportamento nesses eventos depende principalmente do seu controle interno, que define o tempo de resposta, do que de seus parâmetros físicos ou tipo e localização da falta [102, 104, 105, 106]. Portanto, é um desafio prever esse comportamento nessa condição.

Enquanto que nos geradores síncronos convencionais as correntes de falta podem atingir valores de 5 a 10 pu da corrente nominal, alguns estudos experimentais mostram que as correntes de falta para os inversores são menores. No estudo de [107] foram encontrados valores máximos de 1,08 pu para as correntes de falta. O trabalho do Laboratório Nacional de Energias Renováveis (National Renewable Energy Laboratory - NREL) [102] aponta que inversores monofásicos de até 1 kW apresentaram correntes de falta entre 4,0 e 5,0 pu, enquanto que os inversores trifáficos de até 500 kVA apresentaram correntes da ordem de 2,0 a 3,0 pu. Em [108] é apontado que as correntes de falta podem variar de 1,0 a 4,0 pu, variando de forma mais comum de 2,0 a 3,0 pu. Por fim, o trabalho de [42] aponta que as correntes de falta alcançam até 2,8 pu. Como regral geral, é comum utilizar valores na faixa de 1,06 a 2,0 pu para estudos em inversores conectados à rede em condições de falta [102, 105]. Entretanto, autores como [109] apontam que essas regras gerais podem ser imprecisas, dependendo do objetivo do estudo, uma vez que os valores de curto-circuito para inversores variam de 1,1 pu a 7,0 pu, dependendo do equipamento avaliado.

5.3.2.2 Controle e Modos de Operação

Durante a operação normal do gerador FV é esperado que a potência de saída seja máxima, extraída dos módulos pelo MPPT e que a potência reativa seja igual ou muito próxima de zero [101]. Apesar de não haver um consenso entre as normas das distribuidoras de energia sobre os tempos máximos de desconexão dos micro e minigeradores conectados à rede de distribuição, é exigido que todos se desconectem quando há um distúrbio na rede, conhecido como anti-ilhamento. Essa premissa é válida para redes com baixa penetração de geração FV ou distribuída (até 10%). Contudo, em um cenário de elevada penetração, o desligamento de grandes blocos de geração pode acarretar em problemas de estabilidade na rede, conforme abordado anteriormente.

É esperado que com a crescente presença de geradores FV na rede, principalmente nas residências (caracterizados por serem monofásicos e de baixa potência), a próxima geração de inversores tanto para pequenas como grandes aplicações possua capacidade de permanecer conectada à rede durante faltas e quedas de tensão (LVRT), além de fornecer serviços ancilares, assim com os parques eólicos [100].

As normas atuais para a condição LVRT determinam que durante esse modo os geradores devem injetar corrente reativa na rede. A potência reativa injetada é calculada em função do nível de tensão da rede medido no PAC e pode variar para cada país ou sistema elétrico.

Desta forma, estratégias para controle da potência e corrente injetada na rede precisam ser desenvolvidas. Os inversores trifásicos possuem mais possibilidades de estratégias, como por exemplo: manter o fator de potência unitário, controle de sequência positiva e negativa, potência ativa constante e potência reativa constante. Os inversores monofásicos possuem menos estratégias e essas devem considerar tanto a injeção de potência reativa como a atuação da proteção sobrecorrente interna do inversor.

Apesar de não considerar a injeção de corrente reativa, a proposta de [110] se baseia em reduzir a corrente do inversor de acordo com a severidade da queda de tensão no PAC. Os inversores localizados mais próximos da falta sentirão uma maior queda de tensão diminuindo sua corrente de contribuição. Já aqueles localizados mais distantes, poderão injetar correntes superiores ao caso anterior ou até mesmo manter sua operação constante caso a tensão no PAC não esteja dentro dos limites da operação LVRT.

A corrente de referência para o controle modifica-se da seguinte forma:

$$I_{ref} = \begin{cases} \frac{P_{\text{out}}}{V_{\text{pac}}} & \text{if } V_{\text{pac}} \geq 0,88\ pu \\ k.{V_{\text{pac}}}^{\text{n}} I_{\max} & \text{if } V_{\text{pac}} < 0,88\ pu \end{cases} \tag{5.10}$$

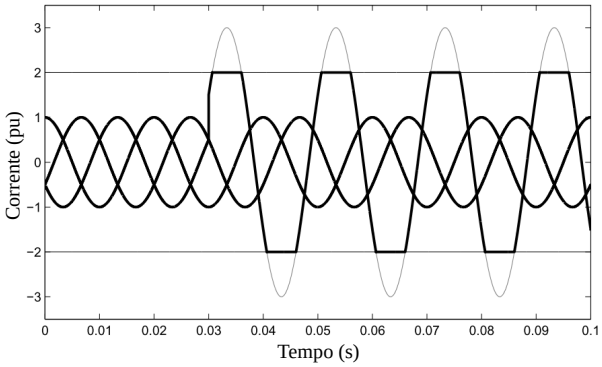
no qual $I_{\max}$ é a máxima corrente de saída para a condição de $V_{\text{pac}} = 0,88\ pu$ e k e

n são constantes a serem determinadas. O valor de n determina a sensibilidade do controle em relação à variação da tensão. Um alto valor resulta numa redução da corrente de saída. Entretanto, um valor muito elevado acarreta em um sistema muito sensível mesmo para pequenas variações de tensão. O valor de k pode ser obtido a partir da escolha do valor adequado de n.

O trabalho de [104] aborda sobre as complexas estratégias de limitação de corrente. Durante essa condição, o *loop* de controle de corrente da GD é interrompido e essa passa a se comportar como um fonte de corrente constante. Em [104, 105, 106] são propostas duas estratégias:

1. Limite instantâneo: esse método limita a corrente de referência para um valor constante a partir do momento que o valor de referência é excedido. É um método rápido, confiável e de simples implementação em qualquer eixo de referência (*abc* ou *dq*, por exemplo). Entretanto causa um ceifamento da onda, conforme mostrado na Figura 51, gerando distorções e também geração de harmônicos.

Figura 51 – Ceifamento da onda para o controle de limite instantâneo



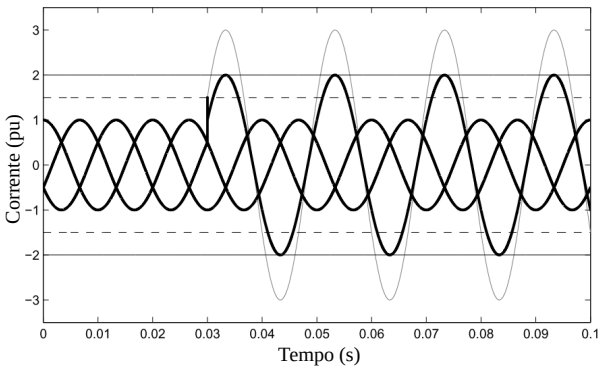
Fonte: Adaptado de [105], 2012, p. 91.

2. *Latched-limiting RMS* (Limite travado em RMS, tradução livre): modifica o sinal de referência da corrente para um novo valor pré-definido assim que a corrente de falta excede o valor limite, conforme mostra a Figura 52. Esse valor é mantido até que a corrente diminua para um valor de *reset*.

$$I_{ref} = se \begin{cases} I_{ref} \geq I_{limite} & \rightarrow I_{ref,saturado} \\ I_{ref} \leq I_{reset} & \rightarrow I_{ref} \end{cases} \tag{5.11}$$

Pode ser aplicado para qualquer eixo de referência. No caso de inversores trifásicos, o controle pode ser para as três fases simultaneamente ou individualmente. Nessa situação a onda não é ceifada. O que ocorre é a diminuição da sua amplitude, conforme mostra a Figura 52.

Figura 52 – Onda de corrente no controle de limite travado em RMS



Fonte: Adaptado de [105], 2012, p. 91.

Os estudos de [100] e [101] propõem três estratégias diferentes de controle da corrente: corrente de pico constante, corrente ativa constante e potência ativa média constante. Cada uma dessas estratégias apresenta vantagens e restrições. Essa estratégias levam em consideração que durante a condição de LVRT o gerador deve injetar potência reativa na rede e a corrente reativa injetada é calculada em função da tensão no PAC.

1. Corrente de pico constante: nessa estratégia não há risco de desligamento intencional do inversor pela proteção de sobrecorrente, pois o valor de pico da corrente injetada na rede (I_{gmax}) é mantido constante na condição de LVRT. A corrente reativa (I_q) é calculada através:

$$\begin{cases} I_q = k.(1 - V_g).I_{nominal} \\ I_{nominal} = I_{gmax} \end{cases} \tag{5.12}$$

   para $0,5\ pu \leq V_g \leq 0,9\ pu$ e $k \geq 2$. Para a condição de $V_g < 0,5\ pu$ o gerador FV deve gerar a potência reativa total ($I_q = I_{nominal}$). O diagrama fasorial dessa estratégia de controle está apresentado na Figura 53a e é possível observar que a potência ativa diminui durante a condição de LVRT.

2. Corrente ativa constante: essa estratégia consiste em manter o valor da corrente ativa constante para extrair a máxima energia ativa da geração. Sendo assim, a corrente ativa (I_d) é igual a $I_{nominal}$. A corrente I_q é proporcional a queda de tensão na faixa de $0,5\ pu \leq V_g \leq 0,9\ pu$ conforme $I_q = k.(1 - V_g).I_{nominal}$.

   Entretanto, com essa estratégia a amplitude da corrente injetada na rede pode exceder o limite do inversor (I_{max}), provocando desligamentos não desejados. Para evitar essas situações, a seguinte condição deve ser satisfeita:

$$\sqrt{1 + k^2(1 - V_g)^2} \leq \frac{I_{max}}{I_{nominal}} \tag{5.13}$$

Dependendo da margem de robustez do inversor, esse controle pode não ser efetivo, sendo necessário diminuir a potência ativa entregue à rede. A Figura 53b apresenta o diagrama fasorial dessa estratégia de controle.

3. Potência ativa média constante: o objetivo dessa estratégia é manter a potência ativa constante durante a condição de LVRT. Entretanto, a potência reativa injetada pode fazer com que a proteção contra sobrecorrente seja acionada. Nessa situação, as correntes podem ser expressas da seguinte forma:

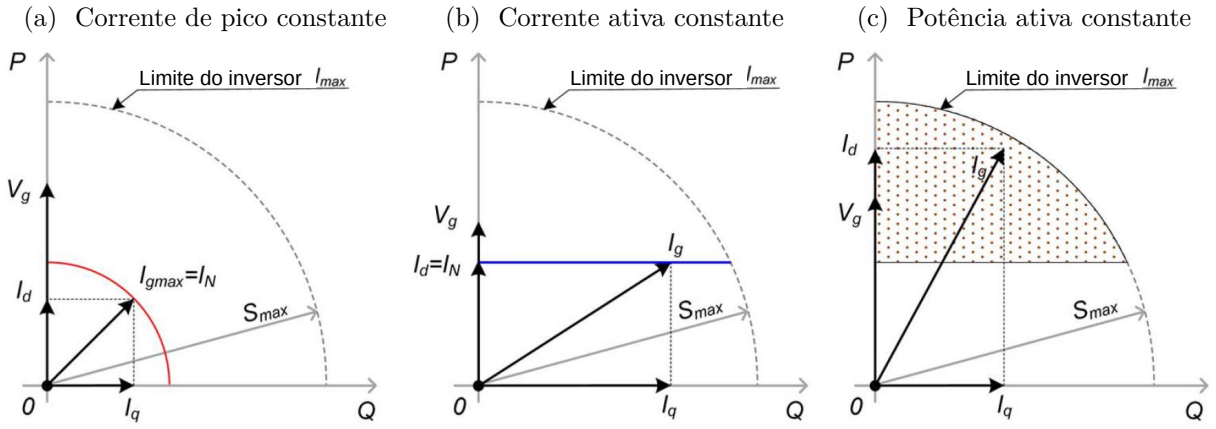
$$\begin{cases} I_d = \frac{1}{V_g}.I_{nominal} \\ I_q = k.(1 - V_g).I_{nominal} \end{cases} \tag{5.14}$$

A restrição a seguir deve ser adicionada a essa estratégia para evitar o acionamento indevido da proteção contra sobrecorrentes:

$$\frac{1}{V_g}.\sqrt{1 + k^2(1 - V_g)^2} \leq \frac{I_{max}}{I_{nominal}} \tag{5.15}$$

A Figura 53c apresenta o diagrama fasorial dessa estratégia de controle.

Figura 53 – Estratégias adotadas para controle da corrente ativa e reativa injetada na rede



Fonte: Adaptado de [101], 2014, p. 1947.

5.3.2.3 Gerador Fotovoltaico Conectado à Rede

Por não haver um consenso das condições de VRT entre os mercados mundiais [42] e também entre as normas das distribuidoras de energia do Brasil [39] sobre o comportamento dos GFV, considerando as ideias apresentadas no tópico anterior sobre o controle da corrente e potência durante faltas e prevendo um pré-cenário no qual a injeção/consumo de potência reativa por parte dos GFVs será permitida, o GFV foi modelado como uma

fonte de corrente dependente, da mesma maneira que o apresentado na Seção 5.3.1, com as seguintes características para condições de falta:

i) restrições de operação de fator de potência da NBR 16149:2013 para geradores com potência nominal maior do que 6 kW;

ii) requisitos de suportabilidade a subtensões e sobretensões da NBR 16149:2013;

iii) controle da injeção/consumo de corrente reativa durante eventos de falta, na faixa de fator de potência permitida para geradores com potência nominal maior que 6 kW;

iv) controle fixo da corrente para tensão no PAC inferior a 0,5 pu.

O modelo proposto leva em consideração somente a variação de tensão no PAC devido à caracterísitica da simulação do tipo *Phasor* utilizada no ambiente Simulink®/ MATLAB®, que necessita de uma frequência única para realizar as simulações. Sendo assim, a variação de frequência da rede está fora do escopo deste trabalho. Desta forma, o modelo do GFV durante as faltas é composto por seis modos de operação:

a) Modo 1: $V_{\mathbf{pac}} < 0{,}1$ pu

Conforme abordado pela NBR 16149:2013 e apresentado na curva da Figura 13, o GFV deve permanecer conectado à rede para essa faixa de tensão, porém é permitido que o fornecimento de energia seja cessado. Sendo assim, para $|V_{\text{pac}}|$ menores que 0,1 pu foi arbitrado que o modelo não entrega nem consome energia da rede.

b) Modo 2: 0,1 pu $\leq V_{\mathbf{pac}} <$ 0,5 pu

Como abordado anteriormente e permitido pela NBR 16149:2013, nessa condição foi arbitrado que o GFV deve injetar corrente com magnitude fixa com o fator de potência capacitivo máximo permitido. Sendo assim, neste trabalho, para essa faixa de tensão no PAC, a magnitude máxima da corrente será de 2,0 pu da corrente nominal do GFV (Equação 5.16) conforme característica do comportamento da corrente de falta da maioria dos inversores analisados nos estudos apresentados.

Já o ângulo da corrente injetada ($\angle I_{\text{g}}$) é calculado em função do ângulo da tensão no PAC, $\angle V_{\text{pac}}$ (Equação 5.17), sendo o seu valor calculado em função do ângulo do fator de potência máximo de 0,9 capacitivo.

Sendo assim, à medida que a tensão diminui, a partir de 0,5 pu, também diminui a quantidade de potência ativa e reativa injetada na rede na mesma proporção, até o limite de 0,1 pu. A partir desse valor o GFV entra no Modo 1.

$$|I_{\text{g}}| = 2.\frac{S_{\text{nom}}}{|V_{\text{nom}}|} = 2.I_{\text{nom}} \tag{5.16}$$

$$\angle I_{\text{g}} = \angle V_{\text{pac}} + arccos(0,9) \tag{5.17}$$

c) Modo 3: Modelo para 0,5 pu $\leq V_{\mathbf{pac}} <$ 0,80 pu

Para essa faixa de tensão foi arbitrado que o GFV varia o fator de potência, de 1,0 até 0,9 capacitivo, em função de $|V_{\text{pac}}|$. A magnitude da corrente injetada ($|I_{\text{g}}|$) respeita a relação da Equação 5.18. O cálculo é realizado a partir da potência aparente nominal do GFV. Dessa forma, para $|V_{\text{pac}}|$ igual a 0,80 pu, $|I_{\text{g}}|$ coresponderá a 1,25 pu da corrente nominal. Para $|V_{\text{pac}}|$ igual a 0,50 pu, $|I_{\text{g}}|$ corresponderá a 2,0 pu, não ultrapassando o limite máximo do GFV determinado na operação do Modo 2.

$$|I_{\text{g}}| = \frac{S_{\text{nom}}}{|V_{\text{pac}}|} \tag{5.18}$$

Já o ângulo da corrente ($\angle I_{\text{g}}$) respeita a relação apresentada na Equação 5.19. À medida que $|V_{\text{pac}}|$ diminui, o fator de potência torna-se mais capacitivo e, por consequência, aumenta a parcela de energia reativa injetada na rede e diminui a parcela de energia ativa injetada, até o limite estabelecido de 0,9 capacitivo para um $|V_{\text{pac}}|$ de 0,5 pu. Abaixo desse valor, o GFV entra no Modo 2.

$$\angle I_{\text{g}} = \angle V_{\text{pac}} - \frac{arccos(0,9)(|V_{\text{pac}}| - 0,8)}{0,3} \tag{5.19}$$

d) Modo 4: 0,80 $\leq V_{\mathbf{pac}} \leq$ 1,0 pu

Para essa faixa de operação será utilizado o modelo apresentado na Seção 5.3.1 com fator de potência unitário, respeitando as condições da NBR 16149:2013.

e) Modo 5: 1,0 pu $< V_{\mathbf{pac}} \leq$ 1,1 pu

Como abordado anteriormente e permitido pela NBR 16149:2013, foi arbitrado que nessa faixa de tensão o GFV consumirá potência reativa da rede. É permitido que o fator de potência do GFV varie de 1,0 até 0,9 indutivo em função do valor de $|V_{\text{pac}}|$. A magnitude da corrente injetada ($|I_{\text{g}}|$) respeita a relação da Equação 5.20, sendo calculada a partir da potência aparente nominal do GFV (S_{nom}). Dessa forma, para um valor de $|V_{\text{pac}}|$ igual a 1,1 pu, S_{nom} é de, aproximadamente, 0,91 pu da corrente nominal.

$$|I_{\text{g}}| = \frac{S_{\text{nom}}}{|V_{\text{pac}}|} \tag{5.20}$$

Já o ângulo da corrente ($\angle I_{\text{g}}$) respeita a relação apresentada na Equação 5.21. À medida que $|V_{\text{pac}}|$ aumenta, o fator de potência torna-se mais indutivo e, por consequência, aumenta a parcela de energia reativa consumida da rede e diminui a parcela de energia ativa injetada, até o limite estabelecido de 0,9 indutivo.

$$\angle I_{\text{g}} = \angle V_{\text{pac}} - \frac{arccos(0,9)(|V_{\text{pac}}| - 1)}{0,1} \tag{5.21}$$

f) Modo 6: $V_{\mathbf{pac}} > 1{,}1$ pu

Conforme abordado pela NBR 16149:2013 e apresentado na curva da Figura 13, não é permitido que o GFV permaneça conectado à rede para $|V_{\text{pac}}|$ acima de 1,1 pu. Sendo assim, para esses valores o modelo do GFV é desconectado.

5.3.3 Modelo Completo

Os modos de operação do modelo do GFV conectado à rede durante as faltas podem ser resumidos através das Equações 5.22 e 5.23.

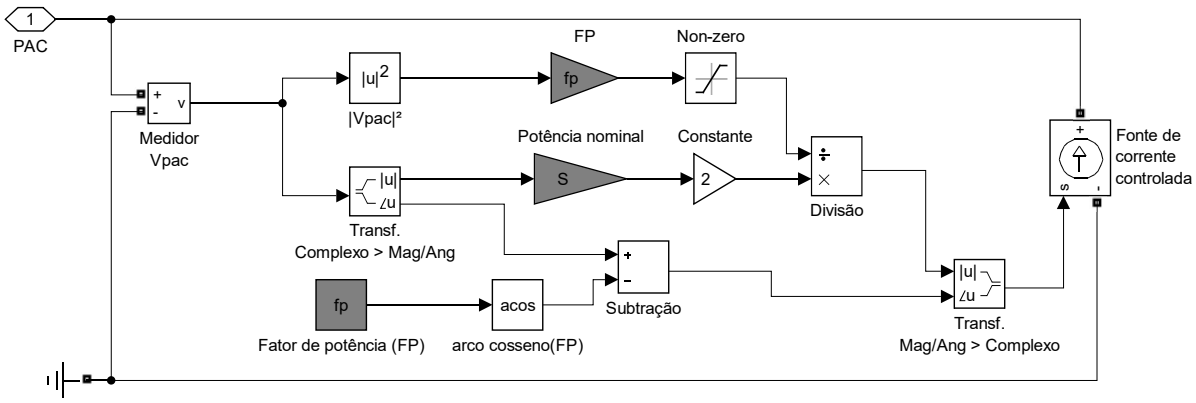
$$|I_{\text{g}}| = \begin{cases} 0, & \text{se } V_{\text{pac}} < 0,10\ pu. \\ 2\ pu, & \text{se } 0,10\ pu \leq V_{\text{pac}} < 0,50\ pu. \\ \dfrac{S_{\text{nom}}}{V_{\text{pac}}}, & \text{se } 0,50\ pu \leq V_{\text{pac}} \leq 1,10\ pu. \\ 0, & \text{se } V_{\text{pac}} > 1,10\ pu. \end{cases} \tag{5.22}$$

$$\angle I_{\text{g}} = \begin{cases} \angle V_{\text{pac}} + arccos(0,9), & \text{se } 0,1\ pu \leq V_{\text{pac}} < 0,5\ pu. \\ \angle V_{\text{pac}} - \dfrac{arccos(0,9)(|V_{\text{pac}}| - 0,8)}{0,3}, & \text{se } 0,5\ pu \leq V_{\text{pac}} < 0,8\ pu. \\ \angle V_{\text{pac}}, & \text{se } 0,8\ pu \leq V_{\text{pac}} \leq 1,0\ pu. \\ \angle V_{\text{pac}} - \dfrac{arccos(0,9)(|V_{\text{pac}}| - 1)}{0,1}, & \text{se } 1,0\ pu < V_{\text{pac}} \leq 1,1\ pu. \end{cases} \tag{5.23}$$

Os modelos construídos no ambiente Simulink®/MATLAB® são os apresentados nas Figuras 54, 55, 56 e 57.

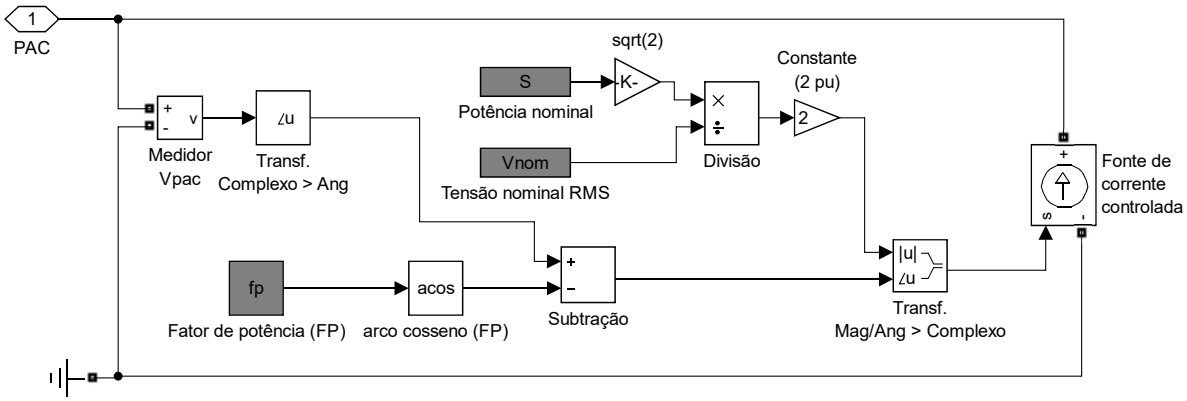
A Figura 58 apresenta o comportamento da corrente injetada na rede, do fator de potência, da potência ativa e da potência reativa em função da tensão, pu, no PAC para o modelo utilizado neste trabalho.

Figura 54 – GFV Modo 4: operação em condições normais de tensão



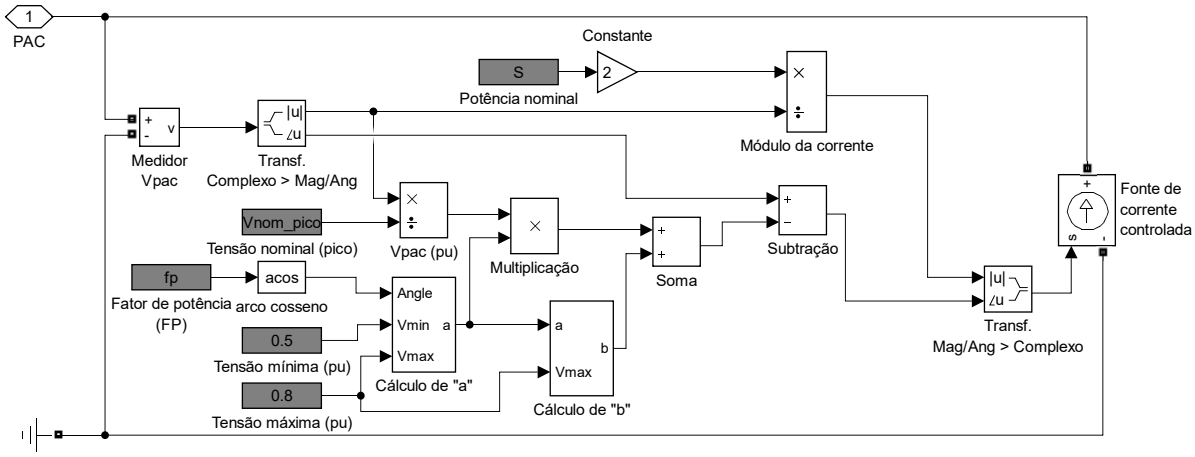
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 55 – GFV Modo 2: operação em corrente constante de 2 pu



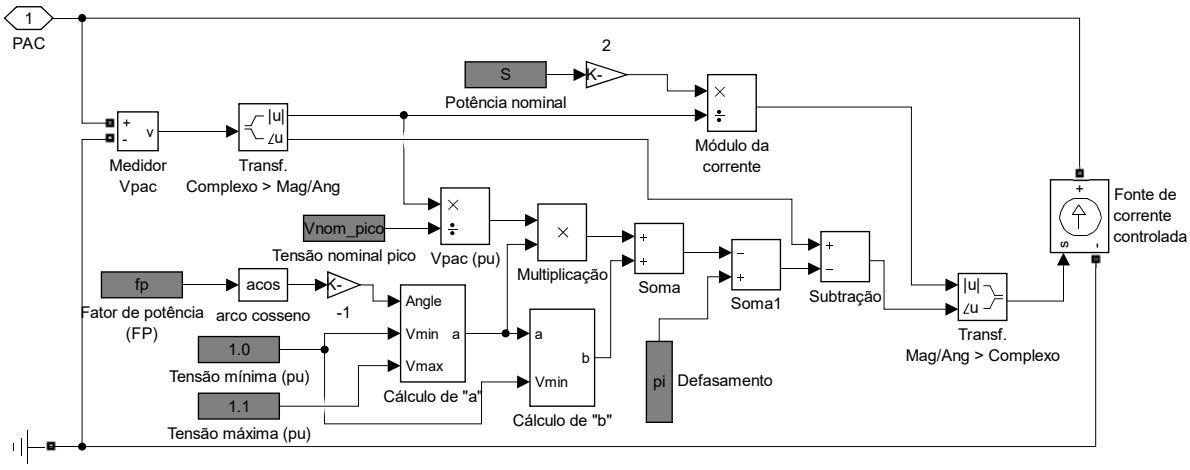
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 56 – GFV Modo 3: operação injetando potência reativa



Fonte: Elaborado pelo autor.

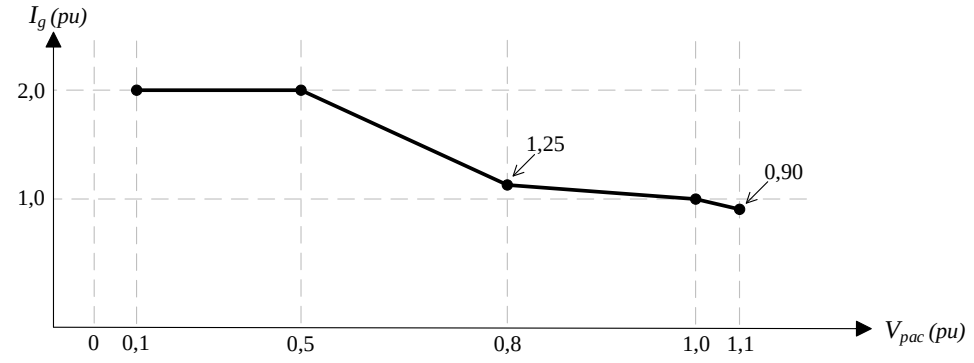
Figura 57 – GFV Modo 5: operação consumindo potência reativa



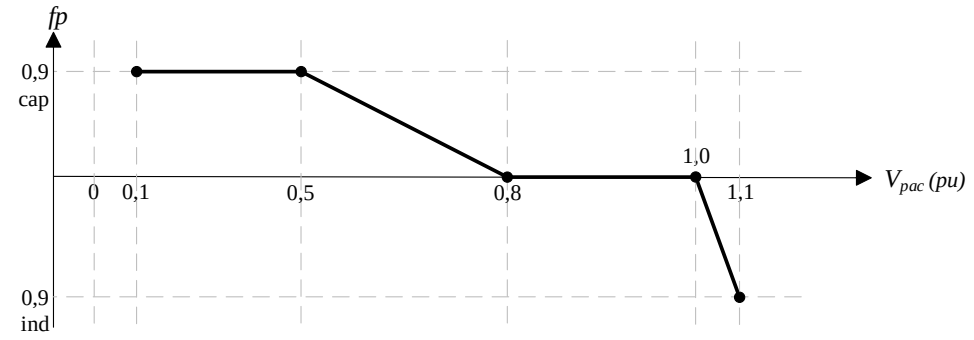
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 58 – Comportamento dos parâmetros do gerador fotovoltaico proposto

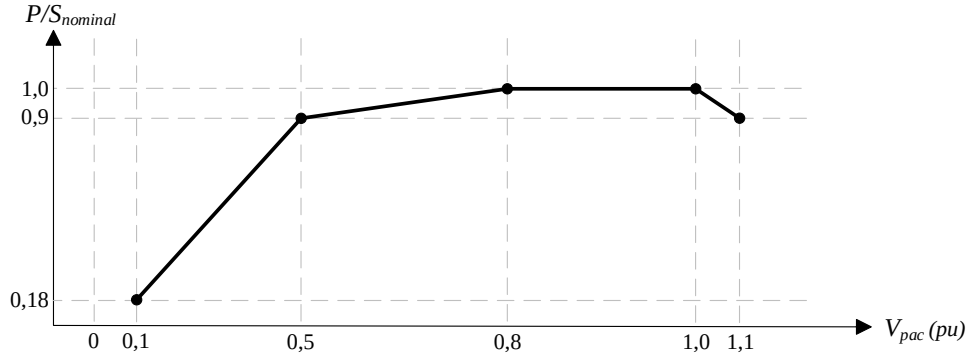
(a) Magnitude da corrente em função de V_{pac}



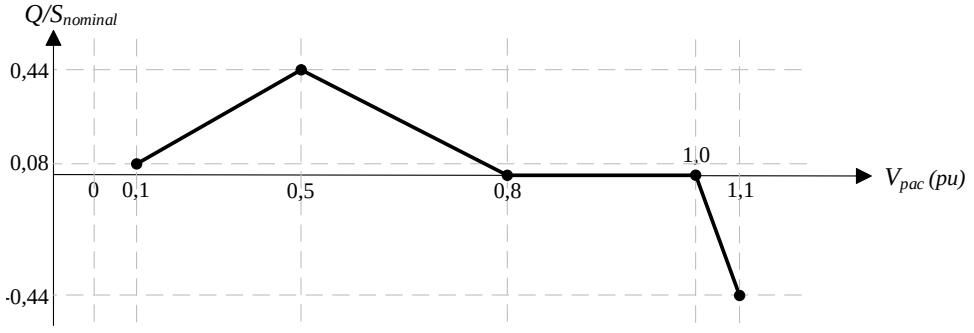
(b) Fator de potência em função de V_{pac}



(c) Potência ativa de saída em função de V_{pac}



(d) Potência reativa de saída em função de V_{pac}



Fonte: Elaborado pelo autor.

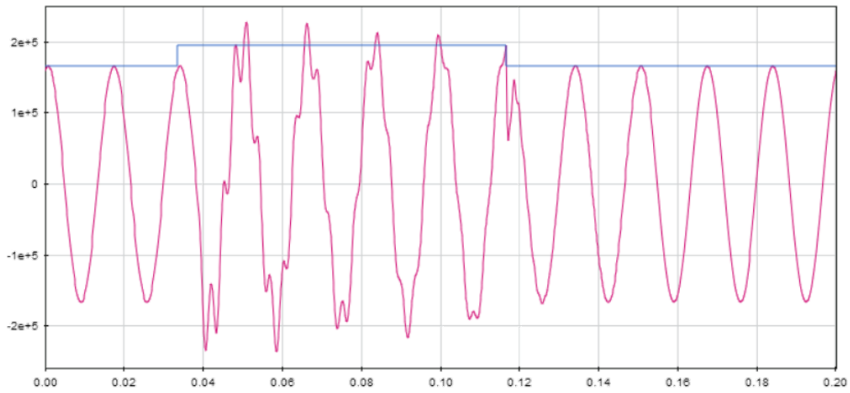
5.4 Simulações

O objetivo das simulações é analisar a variação da magnitude das correntes passantes pelos relés alocados no alimentador em situações de falta, como também o comportamento do fluxo da corrente através deles e, posteriormente, os impactos nas curvas de coordenação da proteção sobrecorrente.

Para isso, foi utilizado o ambiente Simulink® do software MATLAB® com o modo de simulação do tipo *Phasor* para realizar as simulações em regime permanente, uma vez que é do interesse desse trabalho analisar o comportamento da corrente de falta quando os GFVs estão operando até o seu tempo limite de conexão com a rede na condição de VRT, contribuibindo efetivamente com correntes de falta, e não na condição transitória. Nesse tipo de simulação *Phasor*, a frequência precisa possuir um valor fixo. O valor escolhido foi o de 60 Hz por ser a frequência comum a todo o sistema elétrico brasileiro.

A Figura 59 apresenta um exemplo da forma de onda de uma variável na simulação *Phasor* com a mesma variável na simulação no domínio do tempo. A curva em azul representa o valor de pico da onda e a curva em rosa representa a variação da mesma ao longo do tempo. Percebe-se que no intervalo de 0,04 a 0,12 ocorre um distúrbio nessa variável, e o fasor (curva azul) tenta calcular o valor da onda nessa situação.

Figura 59 – Comparação entre as curvas para uma variável no domínio do tempo (em rosa) e o fasor calculado na simulação tipo *Phasor* (em azul)



Fonte: Mathworks <www.mathworks.com>.

Sendo assim, será aplicada uma falta de cada vez em dois nós do alimentador possibilitando que a análise seja realizada em duas situações distintas:

- Local 1 - falta no nó 675: a jusante de R1, R2 e R3, distante 1,37 km (4.500 pés) da subestação;
- Local 2 - falta no nó 680: a jusante de R1 e R2 e a montante de R3, distante 1,53 km (5.000 pés) da subestação.

Além disso, para cada local serão avaliados dois cenários de falta franca distintos:

- Falta trifásica-terra (3LG): representando um cenário simétrico e de maior severidade;
- Falta monofásica-terra (LG), para cada fase: representando um cenário assimétrico, de menor severidade e de maior ocorrência no sistema elétrico de potência.

Para cada um dos cenários de falta serão realizadas todas as combinações do status iniciais de conexão ou desconexão dos nove GFV, incluindo o caso sem nenhum GFV, totalizando 512 combinações em cada cenário.

6 RESULTADOS

"It does not take sharp eyes to see the sun and the moon, nor does it take sharp ears to hear the thunder clap. Wisdom is not obvious. You must see the subtle and notice the hidden to be victorious."

(Sun Tzu)

Conforme abordado no capítulo anterior, foram simuladas 8 situações distintas (2 nós com possibilidade de falta com 4 cenários de falta para cada nó), totalizando 4.096 cenários possíveis (512 combinações dos status de iniciais de conexão ou desconexão dos nove geradores para cada situação). O tempo médio gasto para realizar a simulação de cada situação com todas as 512 combinações foi de, aproximadamente, 2 horas e 4 minutos, com um tempo total aproximado de 16 horas e 33 minutos. Caso fosse utilizado um modelo de GDFV em nível de chaveamento, esse tempo poderia ter demorado 120 vezes mais, aproximadamente 82 dias.

Tendo em vista o elevado número de dados e a complexidade da análise, os resultados foram divididos em dois grupos para uma melhor compreensão do leitor: análise das faltas simétricas e das faltas assimétricas. Para cada tipo de falta, o local onde a falta foi aplicada foi analisado individualmente, com uma comparação ao final entre os casos.

6.1 Faltas Simétricas

Nesta seção serão analisadas as faltas 3LG aplicadas, uma de cada vez, nos nós 675 e 680 do *13-Node Distribution Test Feeder*.

6.1.1 Local 1 (nó 675)

Uma falta 3LG no Local 1 está a jusante dos três relés posicionados no *13-Node Distribution Test Feeder*, como pode ser visto na Figura 60.

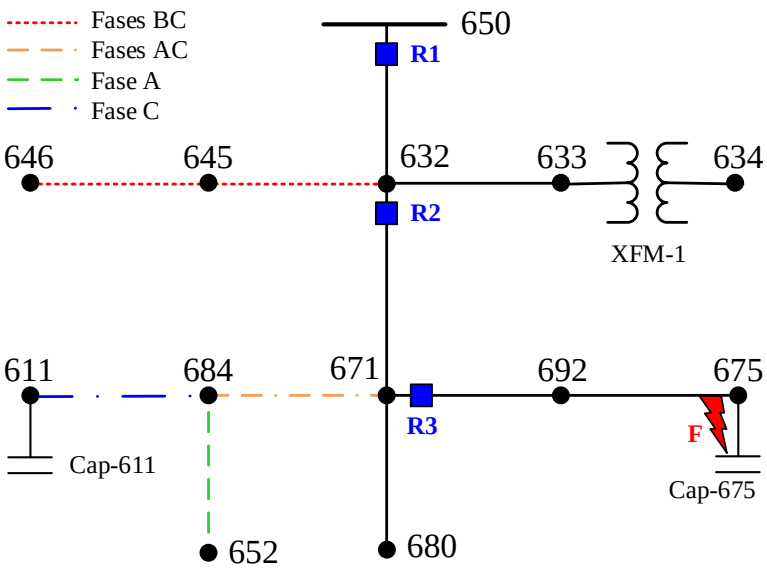
As Tabelas 25, 27 e 29 apresentam as correntes de falta máxima ($I_{\text{f-max}}$) e mínima ($I_{\text{f-min}}$) medidas por cada fase dos relés R1, R2 e R3, respectivamente, as variações (Δ) em ampere[1] e em % em relação ao caso sem GD ($I_{\text{f - sem GD}}$), assim como a variabilidade

[1] A acentuação do nome da unidade varia conforme o idioma (ampere ou ampère). Em português deve-se dar preferência a ampere conforme indicado pelo Vocabulário Internacional de Metrologia adotado pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro).

(VAR), calculada de acordo com a Equação 6.1.

$$VAR(\%) = \frac{I_{\text{f-max}} - I_{\text{f-min}}}{I_{\text{sem GD}}} \tag{6.1}$$

Figura 60 – Posição dos relés em relação a uma falta no nó 675 do *13-Node Distribution Test Feeder*



Fonte: Adaptado de [77].

A partir da Tabela 25 é possível perceber que a variação da corrente de falta em R1 é relativamente baixa, tanto em valores absolutos (comparada com os módulos das correntes) como em %. A variação máxima ocorre para a fase B, correspondendo a -95,91 A (-3,15%). Por se tratar de uma falta do tipo 3LG, optou-se por analisar a média das fases em vez de cada fase individualmente. Sendo assim, na média, $I_{\text{f-max}}$ possui o mesmo valor de $I_{\text{f - sem GD}}$ e $I_{\text{f-min}}$ é 61,66 A menor do que essas (-2,09%). Essa situação pode ser explicada analisando o modo de operação de cada GFV em conjunto com a localização do relé em relação a esses e ao ponto onde foi aplicada a falta

A Tabela 26 apresenta o modo de operação dos GFV para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ médios em R1, conforme nomenclatura atribuída na seção 5.3.2.5. O número apresentado para cada nó representa o modo de operação de todos os GFVs conectados a ele. O conectivo “ou" representa que uma ou outra situação ocorreu, para todas as fases.

Para cada caso há 64 configurações diferentes dos modos de operação. O caso de $I_{\text{f-max}}$ ocorre quando todos os GFVs localizados a jusante de R1 estão desconectados (Modo 0) ou conectados sem injetar potência (Modo 1). Dessa forma, a única fonte de corrente de curto-circuito é a subestação, localizada a montante de R1. Já o caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando os GFVs conectados ao nós 645, 646 e 634 estão conectados no Modo 2

e os demais estão no Modo 0 ou 1. Uma vez que os GFVs dos nós 645, 646 e 634 estão injetando corrente, consequentemente há uma diminuição na corrente de curto-circuito proveniente da subestação.

Tabela 25 – Correntes medidas pelo relé R1 para uma falta 3LG no nó 675

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média**
Mínima (A)	2.941,36	2.946,19	2.783,67	2.892,26
Máxima (A)	2.978,77	3.042,09	2.846,37	2.953,92
Sem GD (A)	2.976,90	3.042,09	2.842,76	2.953,92
Variabilidade (%)	1,26%	3,15%	2,21%	2,09%
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (A)	-35,54	-95,91	-59,09	-61,66
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (A)	1,87	0,00	3,62	0,00
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (%)	-1,19%	-3,15%	-2,08%	-2,09%
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (%)	0,06%	0,00%	0,13%	0,00%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 26 – Modo de operação dos GFVs para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ de R1 - 3LG 675

Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	0	0	0	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1
$I_{\text{f-min}}$	2	2	2	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1

Fonte: Elaborado pelo autor.

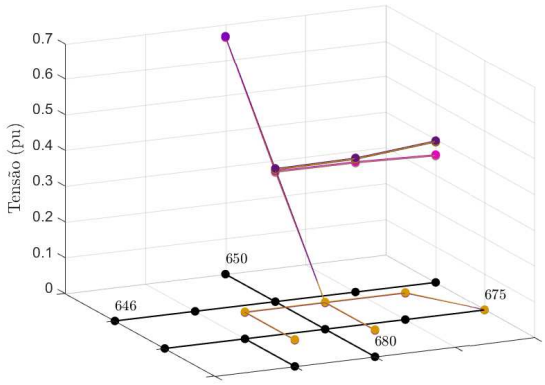
A variação do modo de operação dos GFVs possui relação com a posição da falta no alimentador. Como a falta 3LG é aplicada no Local 1, a tensão nesse nó é próxima de 0 pu. À medida que o nó se aproxima da subestação, o valor da tensão aumenta. Por essa razão os GFVs conectados aos nós mais próximos da falta somente operam nos Modos 0 ou 1. Já os GFVs dos nós 634, 645 e 646 podem operar nos Modos 0, 1 ou 2 por estarem mais próximos da subestação.

A Figura 61 apresenta o comportamento da tensão média das três fases ao longo do alimentador, apresentando a situação descrita anteriormente. A tensão máxima é observada no secundário do transformador da subestação, no nó 650, 0,6683 pu. No nó 632 a tensão é de 0,3728 pu e 0,0755 pu no nó 671, ocorrendo o valor mínimo de 0,001 pu no ponto de falta.

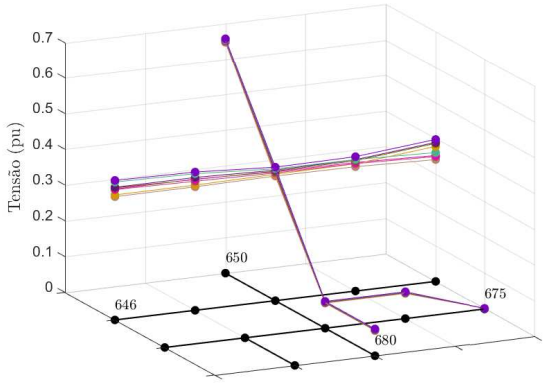
Na Tabela 27 estão apresentadas as correntes medidas por R2. Analisando cada fase, os valores de $I_{\text{f-min}}$ e $I_{\text{f - sem GD}}$ são iguais as fases B e C, enquanto que a maior variação ocorre para o caso máximo na fase B, 129,53 A (4,34%). Analisando a média das correntes, $I_{\text{f-min}}$ e $I_{\text{f - sem GD}}$ possuem valores iguais e $I_{\text{f-max}}$ é 89,97 A maior (3,09%) que esses. Novamente, deve-se analisar o comportamento do modo de operação dos GFVs.

Figura 61 – Variação da tensão no alimentador para uma falta 3LG no nó 675

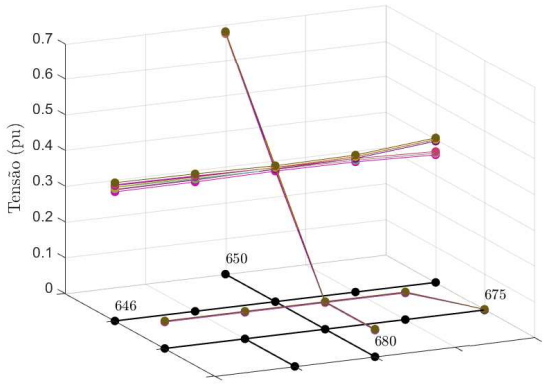
(a) Fase A.



(b) Fase B.



(c) Fase C.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 28 apresenta o modo de operação dos GFV para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ médios em R2. Da mesma forma que em R1, há 64 configurações que atendem ambos os

Tabela 27 – Correntes medidas pelo relé R2 para uma falta 3LG no nó 675

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média**
Mínima (A)	2.948,77	2.986,27	2.793,89	2.910,04
Máxima (A)	3.001,41	3.115,81	2.883,62	3.000,01
Sem GD (A)	2.949,96	2.986,27	2.793,89	2.910,04
Variabilidade (%)	1,78%	4,34%	3,21%	3,09%
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (A)	-1,19	0,00	0,00	0,00
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (A)	51,46	129,53	89,73	89,97
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (%)	-0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (%)	1,74%	4,34%	3,21%	3,09%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 28 – Modo de operação dos GFVs para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ de R2 - 3LG 675

Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	2	2	2	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1
$I_{\text{f-min}}$	0	0	0	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1

Fonte: Elaborado pelo autor.

casos. O caso de $I_{\text{f-max}}$ ocorre quando os GFVs localizados a montante de R2 (nós 634, 645 e 646) estão conectados no Modo 2, contribuindo com injeção de corrente para o ponto de falta, e os localizados a jusante estão desconectados (Modo 0) ou sem injetar potência (Modo 1). Dessa forma ocorre o somatório da corrente de contribuição dos GFVs com a corrente de curto-circuito proveniente da subestação. Já o caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando os GFVs localizados a montante de R2 não estão conectados (não havendo somatório das correntes desses com a corrente de contribuição da subestação), e os localizados a jusante estão no Modo 0 ou 1. Como os GFVs localizados a jusante somente conseguem operar nesses dois modos (vide Figura 61), sem contribuir com corrente, é coerente que os valores de $I_{\text{f-min}}$ e $I_{\text{f - sem GD}}$ sejam iguais.

Comportamento semelhante a R2 é percebido em R3, através das informações da Tabela 29. Analisando cada fase, os valores de $I_{\text{f-min}}$ e $I_{\text{f - sem GD}}$ são iguais para as fases B e C, e maior variação ocorre para o caso máximo na fase B, 129,01 A. Analisando a média das correntes, $I_{\text{f-min}}$ e $I_{\text{f - sem GD}}$ possuem valores iguais e $I_{\text{f-max}}$ é 89,51 A maior (3,09%) que esses. Deve-se analisar o comportamento do modo de operação de cada GFV.

A Tabela 30 apresenta o modo de operação dos GFV para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ médios em R3. Da mesma forma que em R1 e R2, há 64 configurações que atendem ambos os casos. O caso de $I_{\text{f-max}}$ é semelhante a R2 e ocorre quando os GFVs localizados a montante de R3 (nós 634, 645 e 646) estão conectados no Modo 2, contribuindo com injeção de corrente para o ponto de falta, e os localizados a jusante (nós 671 e 692) estão

desconectados (Modo 0) ou sem injetar potência (Modo 1). Já o caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando os GFVs localizados a montante de R3 não estão conectados (não havendo somatório das correntes desses com a corrente de contribuição da subestação), e os localizados a jusante estão no Modo 0 ou 1.

Tabela 29 – Correntes medidas pelo relé R3 para uma falta 3LG no nó 675

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média**
Mínima (A)	2.928,69	2.972,27	2.776,48	2.892,85
Máxima (A)	2.980,91	3.101,28	2.865,62	2.982,36
Sem GD (A)	2.929,80	2.972,27	2.776,48	2.892,85
Variabilidade (%)	1,78%	4,34%	3,21%	3,09%
Δ $I_{\text{f-min}}$ (A)	-1,11	0,00	0,00	0,00
Δ $I_{\text{f-max}}$ (A)	51,10	129,01	89,15	89,51
Δ $I_{\text{f-min}}$ (%)	-0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
Δ $I_{\text{f-max}}$ (%)	1,74%	4,34%	3,21%	3,09%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 30 – Modo de operação dos GFVs para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ de R3 - 3LG 675

Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	2	2	2	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1
$I_{\text{f-min}}$	0	0	0	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1	0 ou 1

Fonte: Elaborado pelo autor.

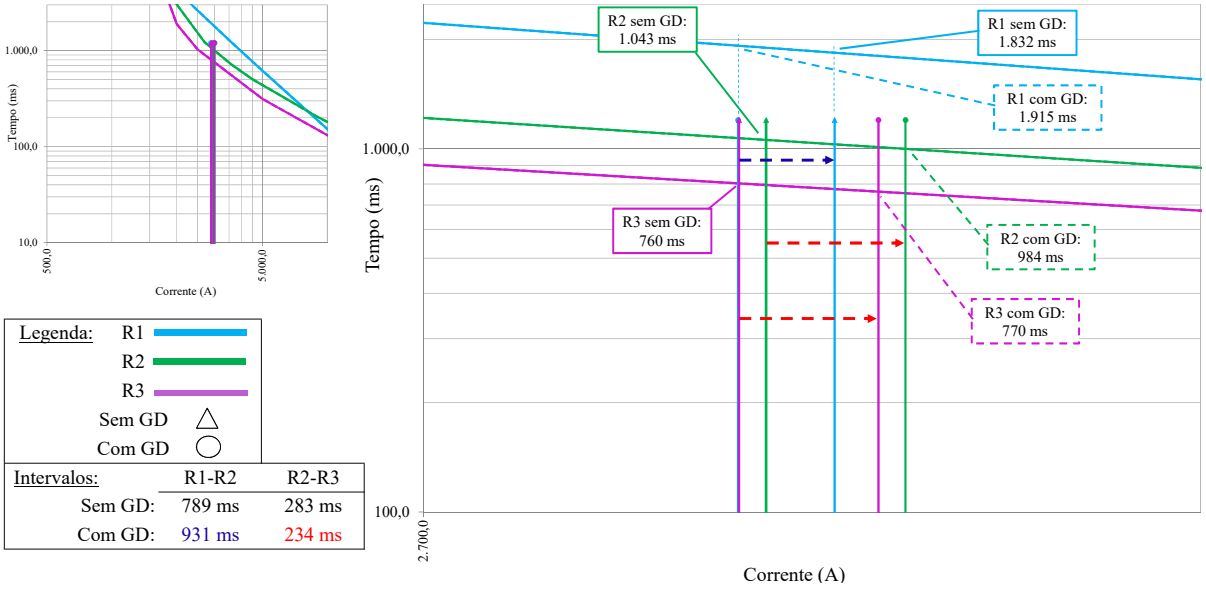
Comparando as Tabelas 25, 27 e 29 para o caso de $I_{\text{f - sem GD}}$, conforme esperado, à medida que o relé se distancia da subestação, a corrente medida diminui. Analisando os valores médios, a corrente medida pelo relé R1 é de 2.953,92 A, 2.910,04 A pelo R2 e 2.892,85 A pelo R3. A diferença entre os valores é relativamente baixa, pois o *13-Node Distribution Test Feeder* é um alimentador relativamente curto. Comportamenteo similar é visto analisando cada fase individualmente.

Entretanto, essa situação se modifica quando há penetração de GFV na rede. O modo de operação dos GFVs para $I_{\text{f-min}}$ em R1 representa o caso de $I_{\text{f-max}}$ para R2 e R3. Para este caso, o valor da corrente é de 2.892,26 A em R1, 3.000,01 A em R2 e 2.982,36 A em R3. Essa diferença, confome mostra a Figura 62, resulta numa interferência na coordenação entre os relés R2 e R3, diminuindo o intervalo de atuação de 283 ms para 234 ms. A coordenação entre R1 e R2 também sofre interferência, porém aumenta o intervalo de atuação entre ambos.

A variação média das correntes entre os relés pode ser visualmente analisada através do diagrama unifilar do *13-Node Distribution Test Feeder* na Figura 63. Pode-se visualizar

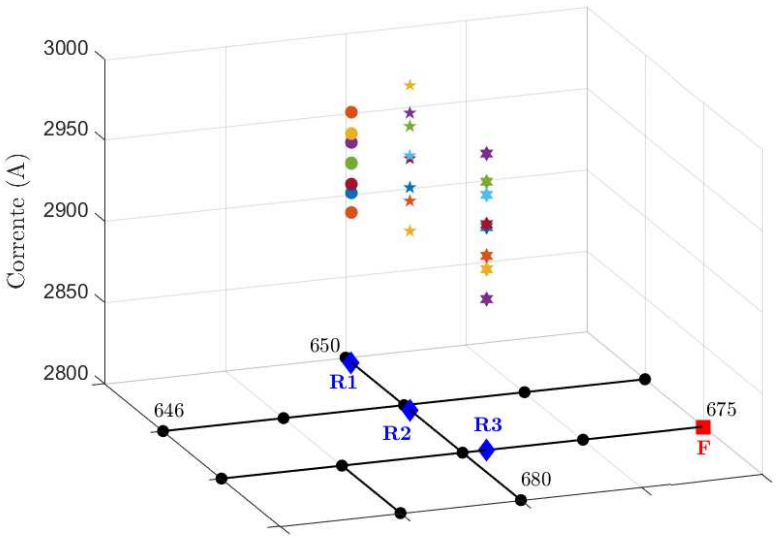
que os relés R2 e R3 apresentam variações semelhantes e essas são maiores se comparadas à variação de R1. O maior valor de corrente ocorre em R2.

Figura 62 – Interferência na coordenação entre R2-R3 para $I_{\text{f-min}}$ em R1 - Falta 3LG nó 675



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 63 – Variação da corrente média nos relés para uma falta 3LG no nó 675



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 64 apresenta o diagrama fasorial das correntes (A), em vermelho, e das tensões (V), em azul, em cada um dos relés, comparando os casos de corrente mínima, corrente sem GD e de corrente máxima. É possível perceber que o módulo da tensão diminui à medida que o relé está mais próximo do ponto da falta. Além disso, em todos os casos os fasores das correntes estão atrasados em relação aos fasores das tensões, evidenciando que o fluxo da corrente em todos os relés é da montante para a jusante, na direção do ponto da falta.

Como o status inicial de operação dos GFVs não determina se esses estarão injetando energia na rede durante o evento de falta, nem o modo de operação, é importante analisar se há influência da quantidade e do valor da potência a montante e a jusante dos GFVs no comportamento da corrente de falta passante em cada relé.

A Figura 65 apresenta a relação entre a quantidade de GFVs conectados a montante e a jusante de cada relé, ordenados em ordem decrescente da corrente média. Apesar da figura mostrar que existe uma tendência entre a quantidade de nós com GFVs conectados a montante ou a jusante com as correntes máximas e mínimas, para cada relé, não é possível determinar uma relação para os valores intermediários. No caso da Figura 65a, para um mesmo número de GFVs conectados a jusante, há valores de corrente diferentes. O mesmo ocorre nas Figuras 65b e 65c quando se compara o número de GFVs conectados a montante e a jusante. Isso demonstra que esse indicador não possui uma eficácia para quantificar ou qualificar o impacto na modificação da corrente nas condições analisadas.

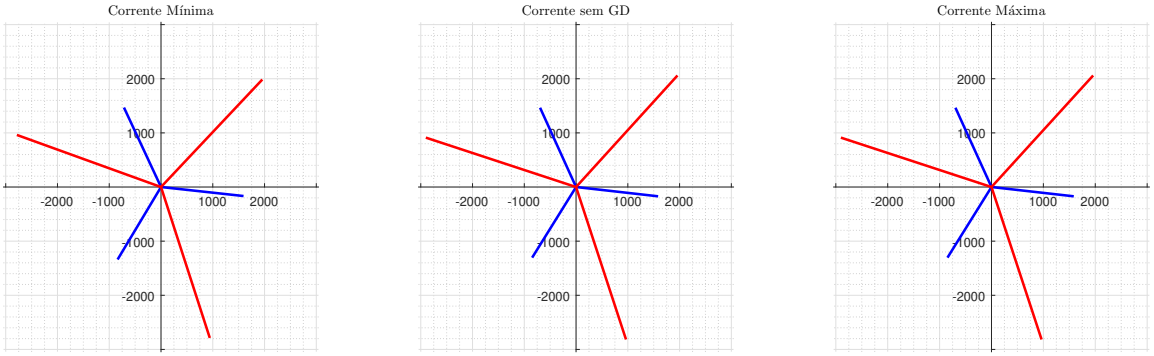
A mesma tendência é observada quando se analisa a quantidade líquida (nós a montante subraídos dos nós a jusante) de nós com GFVs conectados, mostrado na Figura 66. Na Figura 66a, à medida que o número de nós a jusante é maior, a corrente diminui, porém para valores de corrente intermediários não é possível prever o comportamento.

A Figura 67 apresenta a relação entre a potência instalada de GFVs conectados a montante e a jusante de cada relé, ordenados em ordem decrescente da corrente média, e a Figura 68 apresenta a diferença entre a potência instalada a montante e a jusante: potência líquida. Analisando as Figuras 67a, 67b e 67c é possível perceber que há uma relação mais evidente entre a variação da corrente e as potências a montante e a jusante do que aquela verificada em relação à quantidade de GFVs. Entretanto ao se analisar o trecho localizado na metade dos gráficos, para um mesmo valor de potência existe uma variação na corrente. Comportamento similar é percebido analisando a Figura 68.

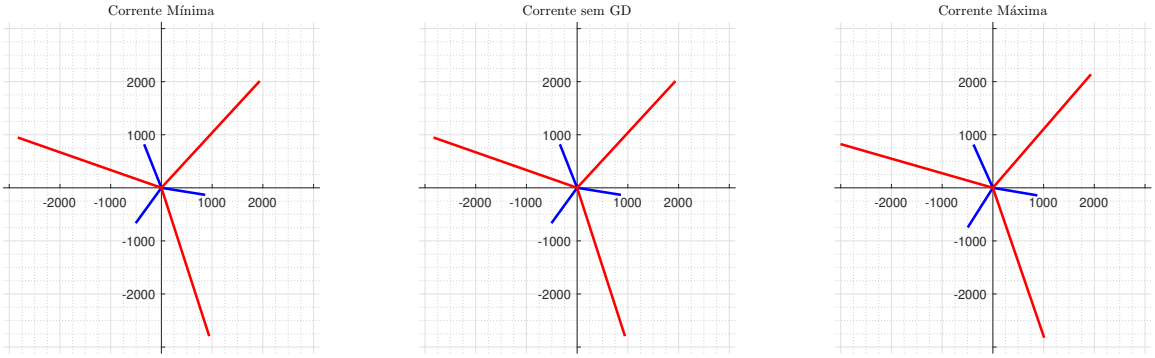
Para o relé R1, Figura 68a, há uma tendência em quanto maior e mais positiva for a potência líquida, maior será a corrente passante pelo elemento. À medida que a potência instalada a jusante aumenta, a potência líquida com sinal negativo aumenta, e a corrente diminui. Para o relé R2 e R3 a mesma tendência é observada analisando as Figuras 68b e 68c, respectivamente.

Figura 64 – Diagrama fasorial das correntes e tensões em cada relé para uma falta 3LG no nó 675

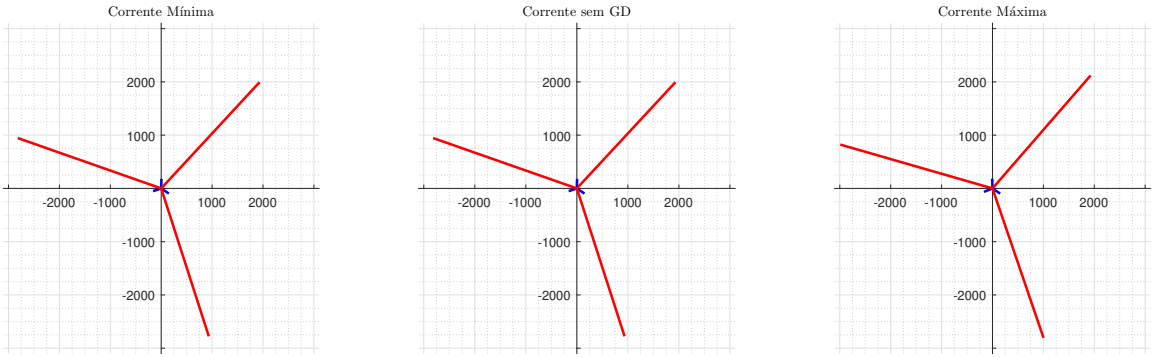
(a) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R1.



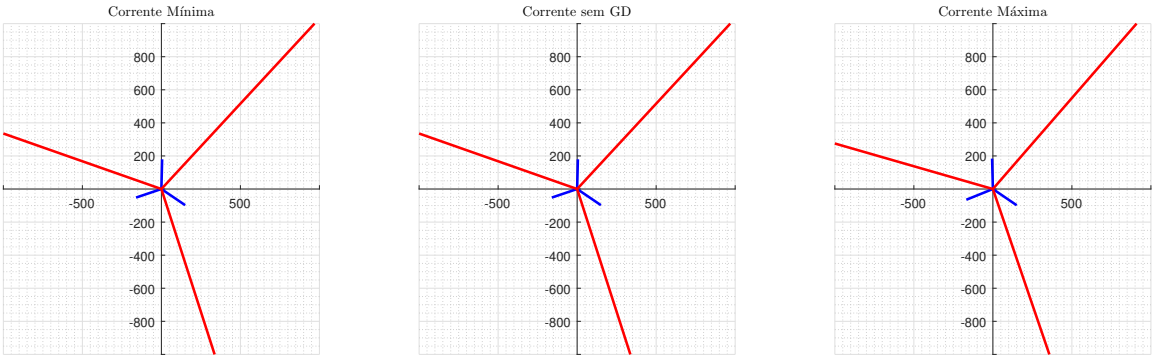
(b) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R2..



(c) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R3.



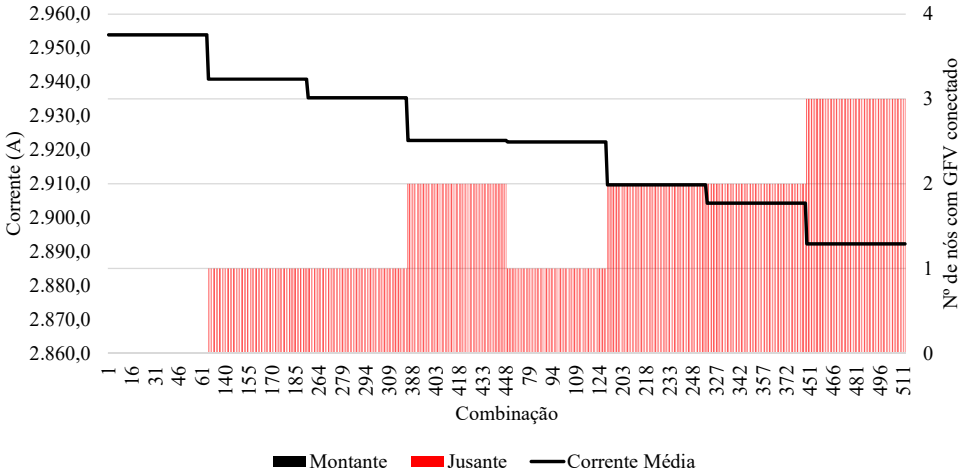
(d) *Zoom* na Figura 64c para visualização da magnitude das tensões em R3.



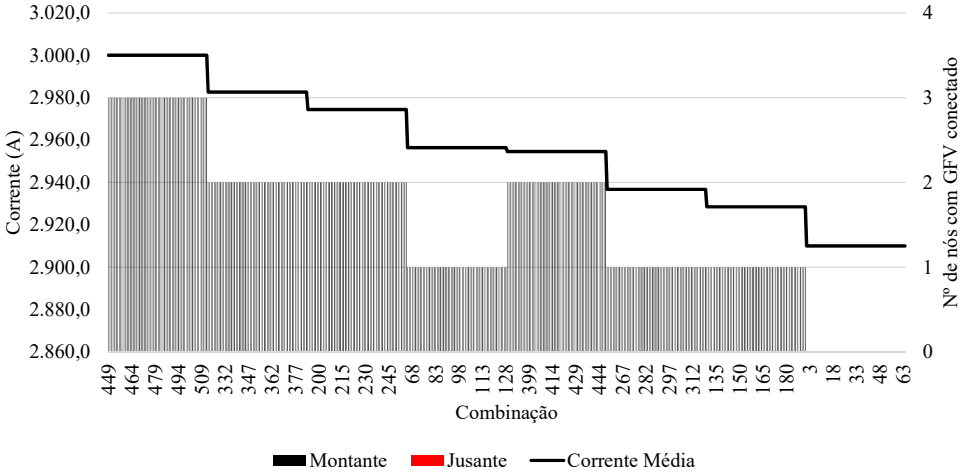
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 65 – Número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta 3LG no nó 675

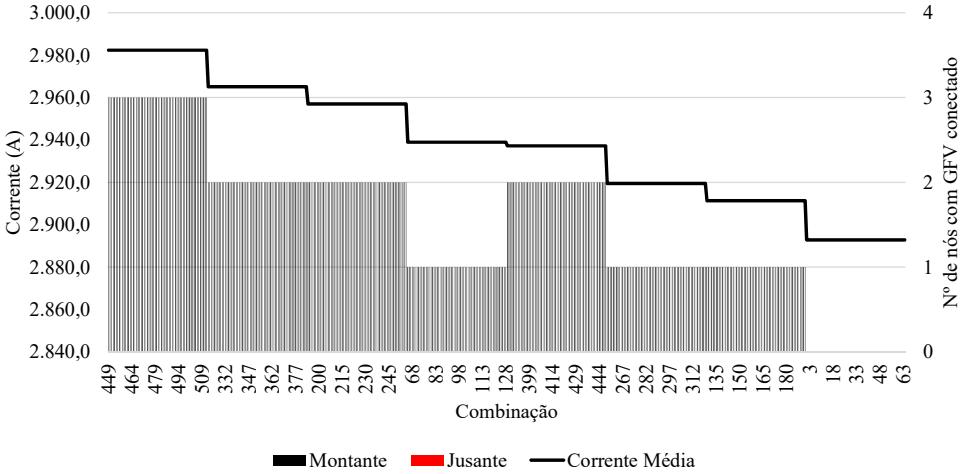
(a) R1.



(b) R2.

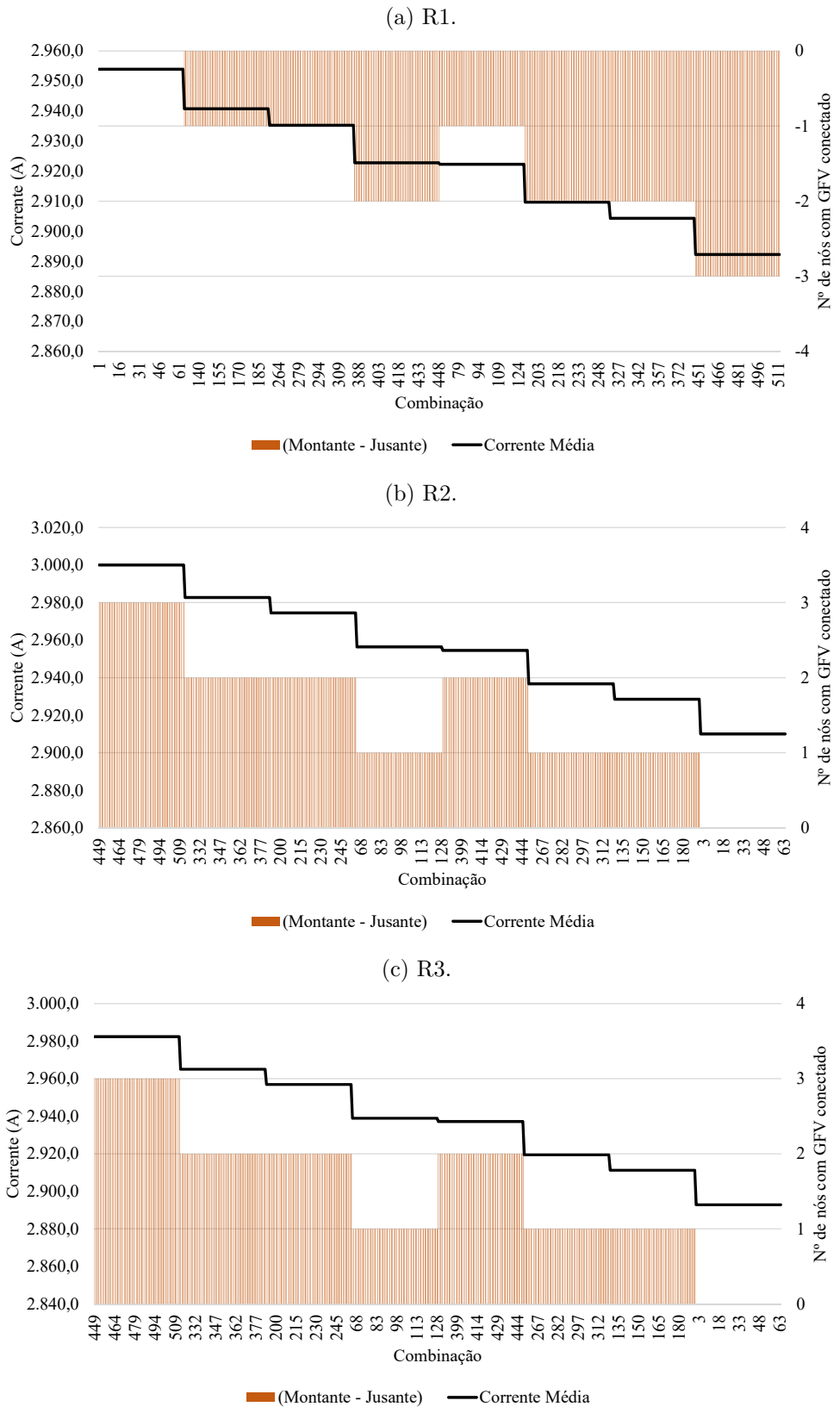


(c) R3.



Fonte: Elaborado pelo autor.

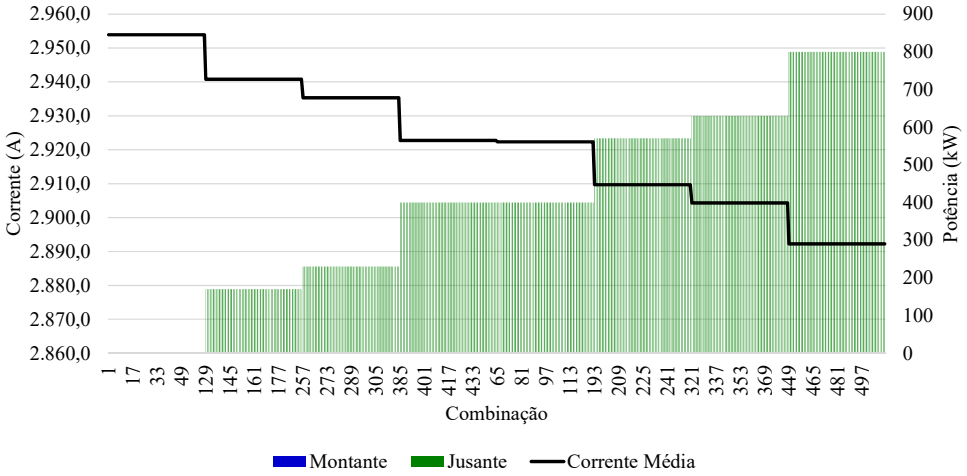
Figura 66 – Diferença entre o número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta 3LG no nó 675



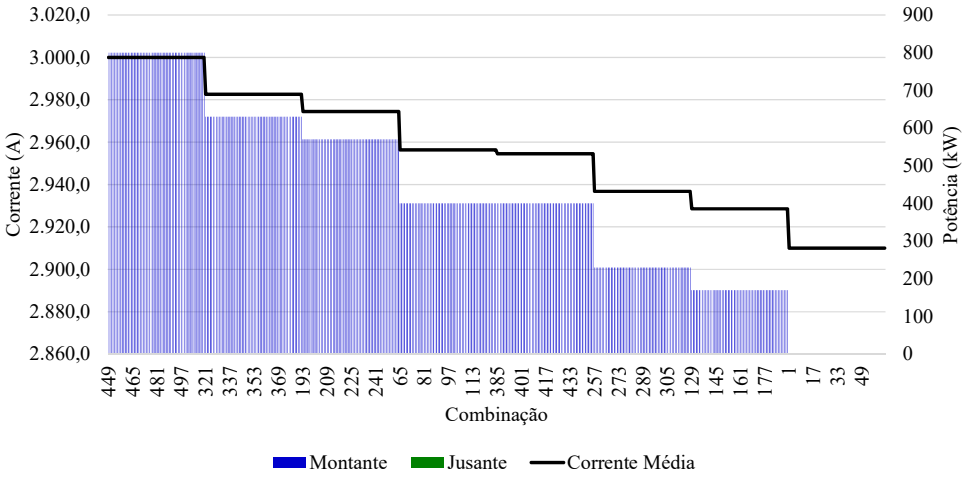
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 67 – Potência (kW) dos GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta 3LG no nó 675

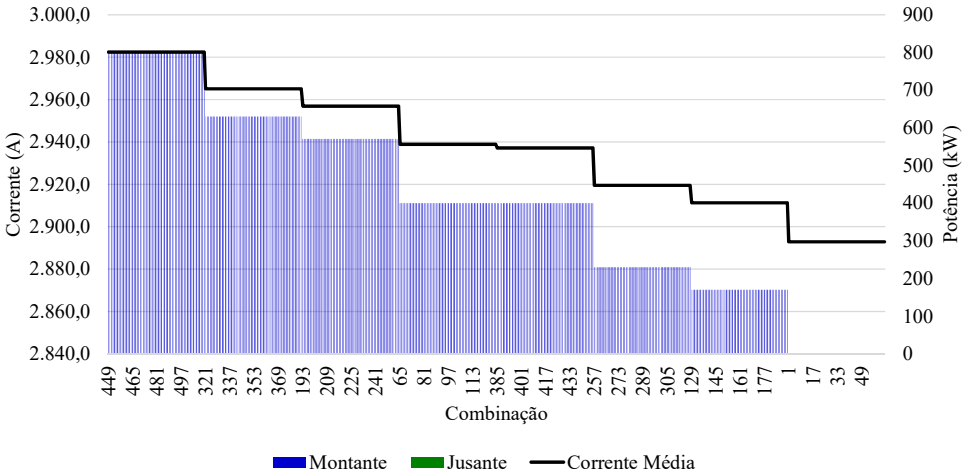
(a) R1.



(b) R2.



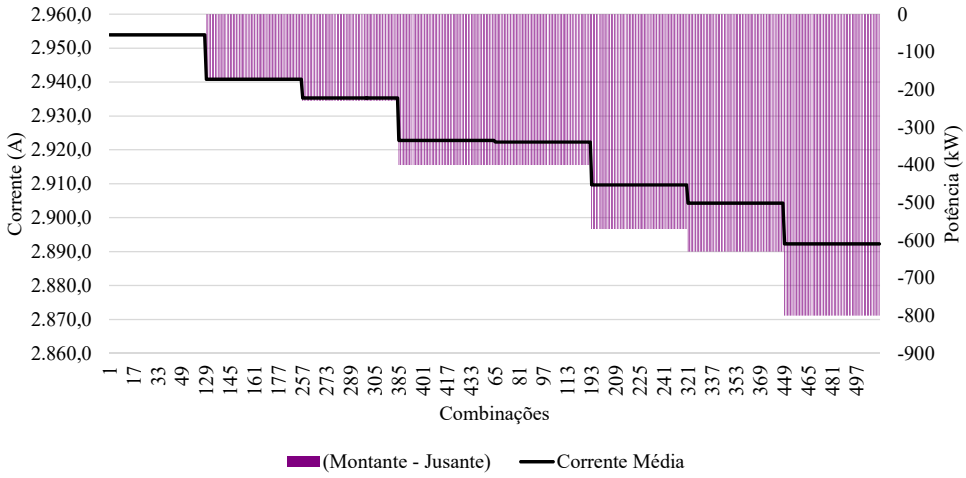
(c) R3.



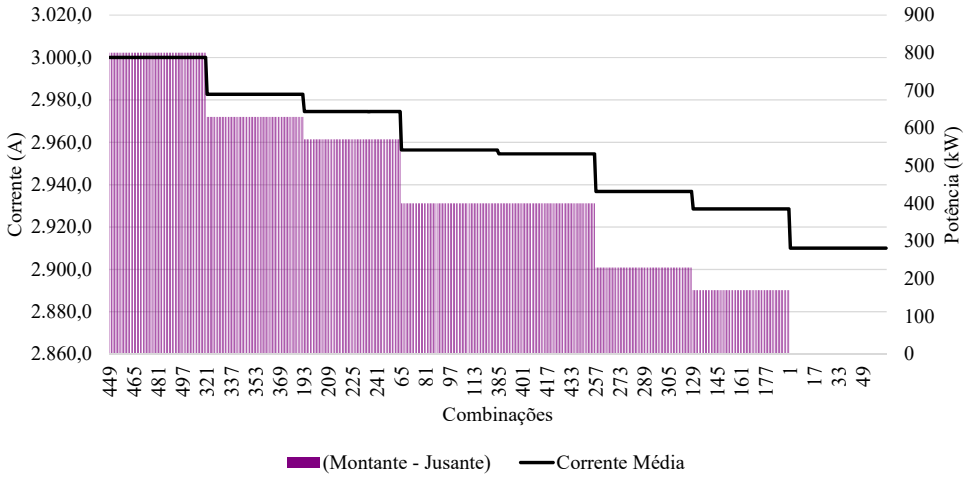
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 68 – Diferença entre as potências a montante e a jusante dos GFVs conectados em relação aos relés para uma falta 3LG no nó 675

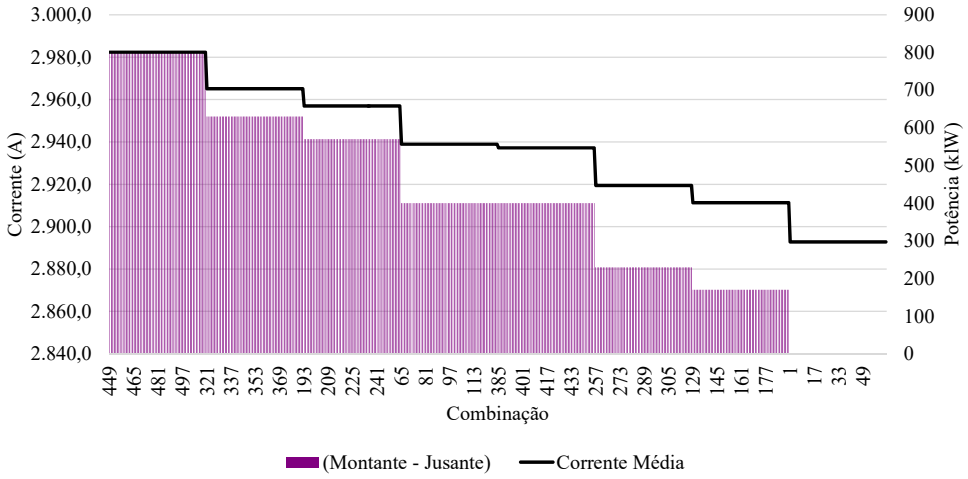
(a) R1.



(b) R2.



(c) R3.

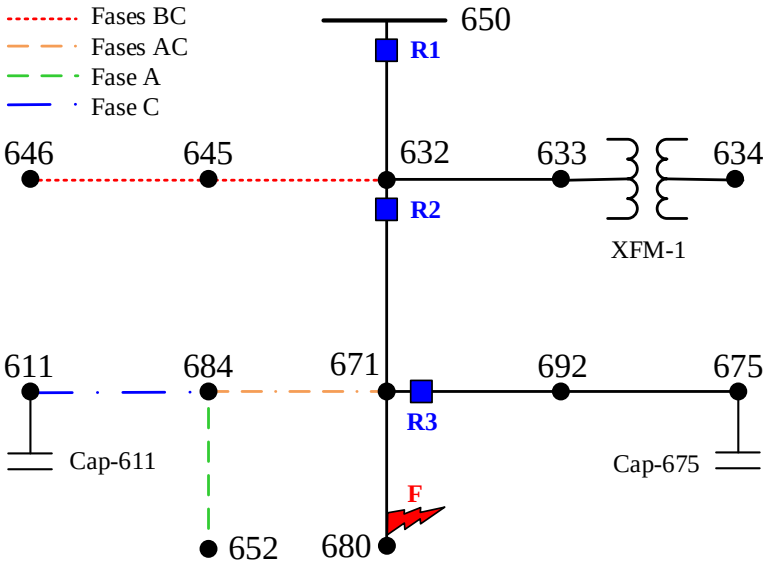


Fonte: Elaborado pelo autor.

6.1.2 Local 2 (nó 680)

Uma falta 3LG no Local 2 está a jusante dos relés R1 e R2 e a montante de R3, como pode ser visto na Figura 69.

Figura 69 – Posição dos relés em relação a uma falta no nó 680 do *13-Node Distribution Test Feeder*



Fonte: Adaptado de [77].

Assim como realizado na seção anterior, as Tabelas 31, 33 e 35 apresentam as correntes $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ passantes por cada fase dos relés R1, R2 e R3, as variações (Δ) em ampere e em % em relação ao caso sem GD ($I_{\text{f - sem GD}}$), assim como a variabilidade (VAR), de acordo com a Equação 6.1.

A partir da Tabela 31 é possível perceber que a variação da corrente de falta em R1 é relativamente baixa, tanto em valores absolutos quanto em %, porém é superior ao caso com falta 3LG no nó 675. A variação máxima ocorre para a fase B, correspondendo a 123,42 A (4,42%). Analisando a média as correntes, $I_{\text{f-max}}$ possui o mesmo valor de $I_{\text{f - sem GD}}$, e $I_{\text{f-min}}$ é 113,21 A menor do que essas (-4,17%). Conforme feito anteriormente, as situações máximas e mínimas podem ser explicadas analisando o modo de operação dos GFVs.

A Tabela 32 apresenta o modo de operação dos GFV para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ médios em R1. Diferentemente da falta 3LG no nó 675, para cada caso há somente uma configuração dos modos de operação. O caso de $I_{\text{f-max}}$ ocorre quando todos os GFVs localizados a jusante de R1 estão desconectados (Modo 0). Dessa forma, analogamente ao caso da falta 3LG no nó 675, a única fonte de corrente de curto-circuito é a subestação. Já o caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando todos os GFVs conectados a jusante de R1 estão operando no

Tabela 31 – Correntes medidas pelo relé R1 para uma falta 3LG no nó 680

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média**
Mínima (A)	2.643,40	2.666,40	2.493,77	2.604,36
Máxima (A)	2.753,27	2.791,27	2.617,56	2.717,58
Sem GD (A)	2.749,73	2.789,81	2.613,19	2.717,58
Variabilidade (%)	4,00%	4,48%	4,74%	4,17%
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (A)	-106,33	-123,42	-119,42	-113,21
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (A)	3,53	1,46	4,37	0,00
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (%)	-3,87%	-4,42%	-4,57%	-4,17%
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (%)	0,13%	0,05%	0,17%	0,00%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 32 – Modo de operação dos GFVs para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ de R1 - 3LG 680

Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$I_{\text{f-min}}$	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Fonte: Elaborado pelo autor.

Modo 2, contribuindo com corrente para o curto-circuito, diminuindo assim a contribuição da corrente da subestação.

Conforme exposto anteriormente, a variação no modo de operação dos GFVs possui relação com a posição a falta no alimentador. Nesse caso, a tensão próxima do Local 2 é próxima de 0 pu. Porém, diferentemente do caso anterior, as tensões nos nós com GFVs possuem valores maiores. Isso se deve ao fato de o nó 680 estar distante 1.000 pés do nó 671, duas vezes mais distante que o nó 675. A Figura 70 apresenta o comportamento da tensão média das três fases ao longo do alimentador. A tensão máxima é observada no secundário do transformador da subestação, nó 650, 0,698 pu. No nó 632 a tensão varia de 0,4163 pu a 0,433 pu e de 0,1378 pu a 0,1593 pu no nó 671. Nenhum valor abaixo de 0,10 pu foi medido nos nós com GFVs. No nó 680 a tensão é de 0,0001 pu.

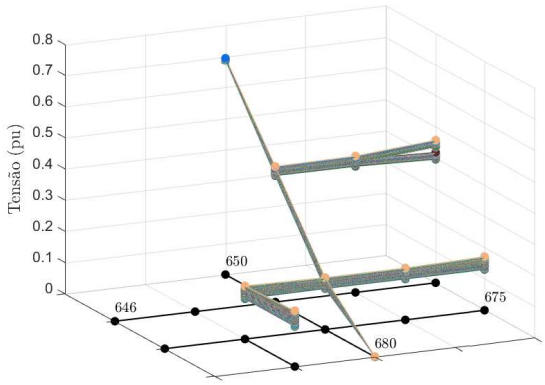
Na Tabela 33 estão apresentadas as correntes medidas por R2. Analisando cada fase, a maior variação ocorre para o caso máximo na fase B, 106,03 A (3,88%). Diferentemente do caso com falta 3LG no nó 675, os valoes de os valores de $I_{\text{f - sem GD}}$, $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ são distintos. Analisando a média das correntes, a variabilidade é de 5,07% e a corrente apresenta uma variação de 60,33 A a 75,21 A em relação ao caso sem GD.

A Tabela 34 apresenta o modo de operação dos GFV para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ médios em R2. O caso de $I_{\text{f-max}}$ ocorre quando os GFVs localizados a montante de R2 estão conectados no Modo 2 e os localizados a jusante estão desconectados (Modo 0). Já o caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando os GFVs localizados a montante de R2 estão conectados no

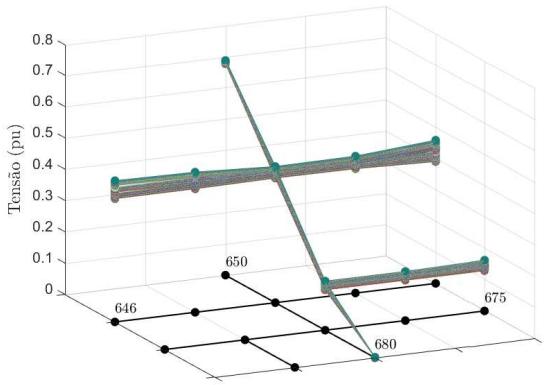
Modo 2.

Figura 70 – Variação da tensão no alimentador para uma falta 3LG no nó 680

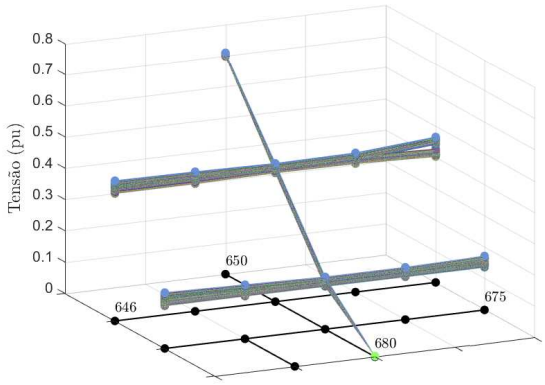
(a) Fase A.



(b) Fase B.



(c) Fase C.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 33 – Correntes medidas pelo relé R2 para uma falta 3LG no nó 680

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média**
Mínima (A)	2.646,18	2.688,25	2.489,62	2.611,20
Máxima (A)	2.767,48	2.839,58	2.639,19	2.746,74
Sem GD (A)	2.721,19	2.733,55	2.559,85	2.671,53
Variabilidade (%)	4,46%	5,54%	5,84%	5,07%
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (A)	-75,01	-45,30	-70,23	-60,33
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (A)	46,29	106,03	79,34	75,21
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (%)	-2,76%	-1,66%	-2,74%	-2,26%
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (%)	1,70%	3,88%	3,10%	2,82%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 34 – Modo de operação dos GFVs para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ de R2 - 3LG 680

Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	2	2	2	0	0	0	0	0	0
$I_{\text{f-min}}$	0	0	0	2	2	2	2	2	2

Fonte: Elaborado pelo autor.

Já a Tabela 35 apresenta uma particulariedade do comportamento de R3: como esse está localizado a jusante da falta e existem GFVs conectados a montante, ocorre a inversão do sentido da corrente, mostrado através do sinal negativo. Analisando cada fase, a maior variação ocorre na fase B, -280,69 A (-1.477,72%). Analisando as médias das correntes, a variabilidade é de 1.455,70% por conta da excursão da corrente no sentido montante-jusante e jusante-montante. Enquanto que no caso sem GD a corrente é de 19,41 A (no sentido montante-jusante devido a presença das cargas nesse trecho do alimentador), para o caso mínimo a corrente é de -260,67 A (sentido jusante-montante).

A Tabela 36 apresenta o modo de operação dos GFV para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ médios em R3. O caso de $I_{\text{f-max}}$ ocorre quando todos os GFVs localizados a montante de R3 (nós 646, 645, 634, 632-671, 671, 611 e 652) estão conectados no Modo 2, contribuindo com injeção de corrente para o ponto de falta, e os localizados a montante (nós 692 e 675) estão desconectados. O caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando os GFVs localizados a jusante de R3 estão conectados no Modo 2 e os GFVs a montante estão desconectados (Modo 0).

Comparando as Tabelas 31, 33 e 35 para o caso de $I_{\text{f - sem GD}}$, conforme esperado, à medida que o relé se distancia da subestação, a corrente medida diminui e a corrente em R3 é menor, se comparada a R1 e R2, pois a falta está a montante. Na média, a corrente em R1 é igual a 2.717,58 A, em R2 é igual a 2.671,53 A e em R3 é de 19,41 A. Comportamento similar é visto analisando cada fase individualmente.

Essa situação se modifica quando há penetração de GFV na rede, porém, para

Tabela 35 – Correntes medidas pelo relé R3 para uma falta 3LG no nó 680

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média**
Mínima (A)	-261,00	-261,70	-260,41	-260,67
Máxima (A)	22,26	21,55	22,88	21,83
Sem GD (A)	19,37	19,00	19,85	19,41
Variabilidade (%)	1.462,17%	1.491,16%	1.427,04%	1.455,70%
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (A)	-280,38	-280,69	-280,26	-280,08
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (A)	2,89	2,55	3,02	2,42
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (%)	-1.447,25%	-1.477,72%	-1.411,80%	-1.443,22%
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (%)	14,93%	13,43%	15,23%	12,49%

Fonte: Elaborado pelo autor.

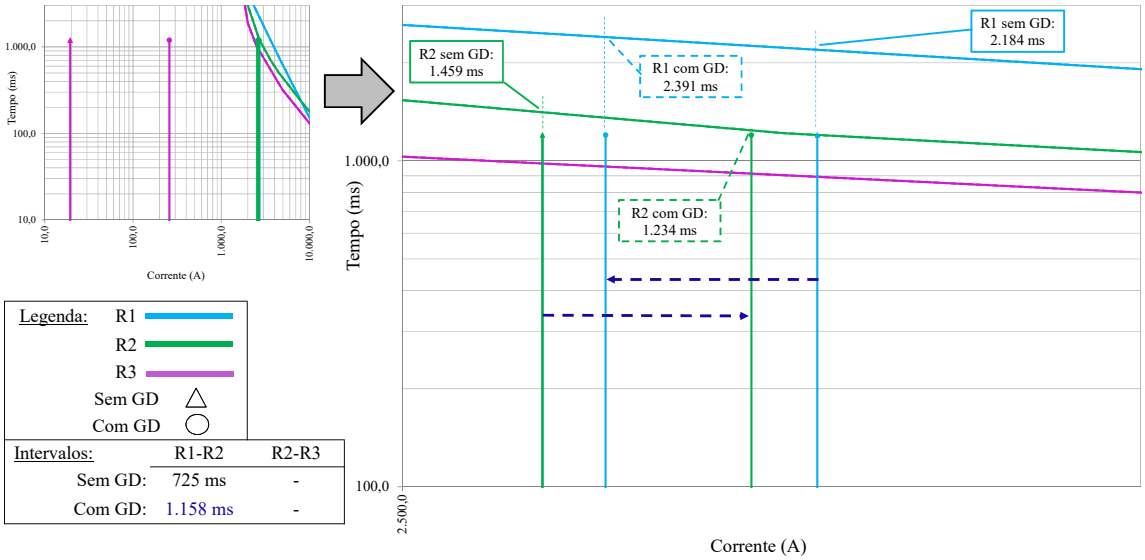
Tabela 36 – Modo de operação dos GFVs para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ de R3 - 3LG 680

Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	2	2	2	2	2	2	2	0	0
$I_{\text{f-min}}$	0	0	0	0	0	0	0	2	2

Fonte: Elaborado pelo autor.

este caso, a alteração não prejudica a coordenação das curvas dos relés. A Figura 71 apresenta um desses casos. Para $I_{\text{f-min}}$ em R1 (2.604,36 A), os modos de operação dos GFVs acarretam numa corrente de 2.681,77 A em R2 e -258,47 A em R3. Essa mudança aumenta o intervalo de atuação entre R1 e R2 de 725 ms para 1.158 ms. Entre R2 e R3 não há alteração, pois a corrente medida por R3 está abaixo da curva de atuação.

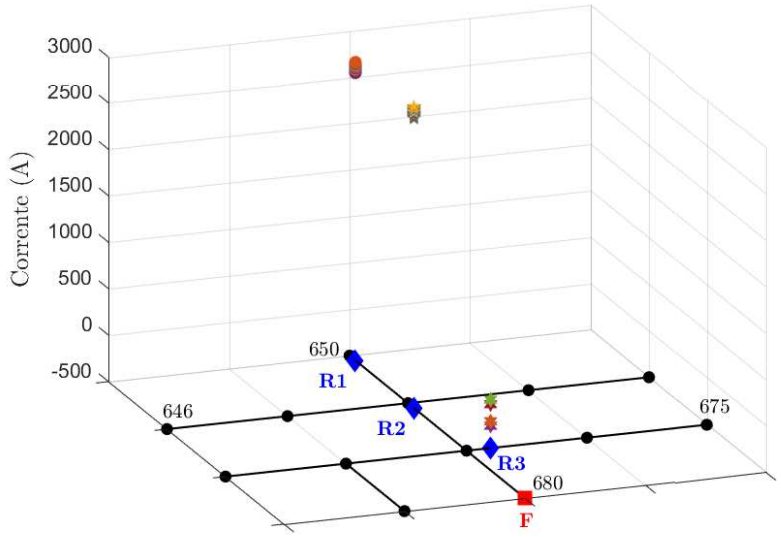
Figura 71 – Alteração coordenação entre R1-R2 para $I_{\text{f-min}}$ em R1 para uma falta 3LG no nó 680



Fonte: Elaborado pelo autor.

A variação da corrente média entre os relés pode ser visualmente analisada através do diagrama unifilar do *13-Node Distribution Test Feeder* na Figura 72. Pode-se verificar que, apesar dos valores de corrente em R3 serem, em módulo, menores do que os em R1 e R2, a variação é maior devido à possibilidade de contribuição de corrente de curto-circuito dos GFVs instalados a jusante de R3, criando um cenário de fluxo reverso de potência.

Figura 72 – Variação média da corrente nos relés para uma falta 3LG no nó 680



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 73 apresenta o diagrama fasorial das correntes (A), em vermelho, e das tensões (V), em azul, em cada um dos relés, comparando os casos de corrente mínima, corrente sem GD e de corrente máxima. É possível perceber que a tensão diminui à medida que o relé está mais próximo do ponto da falta e as correntes em R3 são bem menores se comparadas a R1 e R2. Além disso, em R1 e R2 os fasores das correntes estão atrasados em relação aos fasores das tensões, evidenciando que o fluxo da corrente nesses relés é da montante a jusante, na direção do ponto da falta. Entretanto, em R3 para o caso de corrente mínima as correntes estão adiantadas em relação à tensão, evidenciando a modificação do fluxo de corrente passante pelo relé (ver Figura 73d).

Como o status inicial de operação dos GFVs não determina se esses estarão injetando energia na rede durante o evento de falta, nem o modo de operação, é importante analisar se há influência da quantidade e do valor da potência a montante e a jusante dos GFVs no comportamento da corrente de falta passante em cada relé.

A Figura 74 apresenta a relação entre a quantidade de GFVs conectados a montante e a jusante de cada relé, ordenados em ordem decrescente da corrente média. Apesar da

figura mostrar que existe uma tendência entre a quantidade de nós com GFVs conectados a montante ou a jusante com as correntes máximas e mínimas, para cada relé, não é possível determinar uma relação para os valores intermediários. No caso da Figura 74a, por exemplo, para um mesmo número de GFVs conectados a jusante, há valores de corrente diferentes. O mesmo ocorre nas Figuras 74b e 74c quando se compara o número de GFV conectados a montante e a jusante. Entretanto, é possível inferir a partir da Figura 74c que quando há no mínimo um nó com GFV conectados a jusante de R3, ocorre a inversão no sentido da corrente.

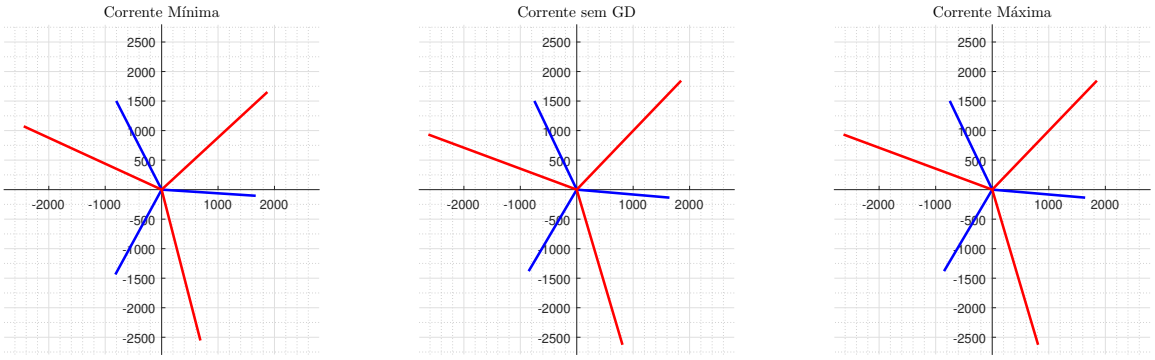
A mesma tendência é observada quando se analisa a quantidade líquida de nós com GFVs conectados, mostrado na Figura 75. Apesar das Figuras 75a e 75b apresentarem a tendência de quanto maior for a quantidade de nós com GVFs conectados a jusante, menor será a corrente, a mesma tendência não pode ser extraída analisando a Figura 75c.

A Figura 76 apresenta a relação entre a potência instalada de GFVs conectados a montante e a jusante de cada relé, ordenados em ordem decrescente da corrente média, e a Figura 77 apresenta a diferença entre a potência instalada a montante e a jusante: potência líquida. Analisando a Figura 76a é possível perceber que há uma relação mais evidente entre a variação da corrente e as potências a montante e a jusante do que aquela verificada em relação à quantidade de GFVs. Entretanto para o caso do relé R2, Figura 76b, e do relé R3, Figura 76c, a relação não é tão clara. Entretanto, de forma análoga a quantidade de GFVs, é possível inferir a partir da Figura 76c que quando há alguma potência em um nó com GFVs conectados a jusante de R3, ocorre a inversão no sentido da corrente.

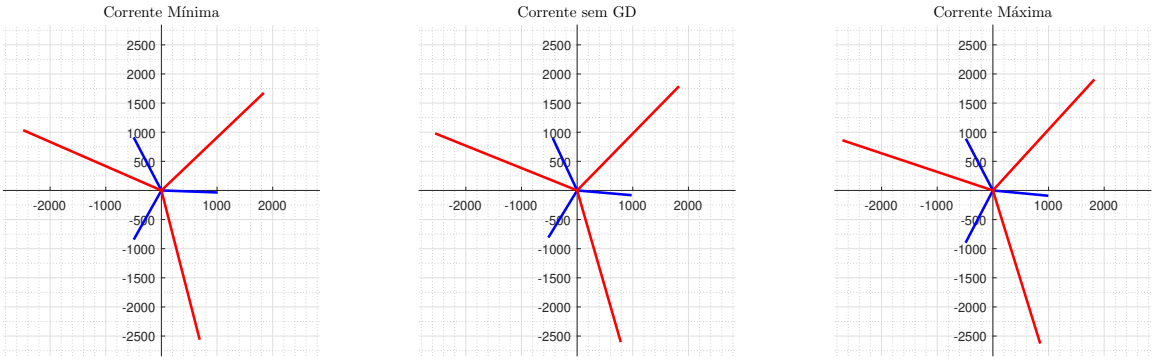
Conforme constatado anteriormente, para o relé R1, Figura 77a, e R2, Figura 77b, há uma tendência em quanto maior e mais positiva for a potência líquida, maior será a corrente passante pelo elemento. À medida que a potência instalada a jusante aumenta, a potência líquida com sinal negativo aumenta e a corrente diminui. Entretando, para o relé R3, Figura 77c, essa tendência não fica evidente da mesma forma, pois para um mesmo valor de potência líquida existem correntes diferentes. Nesse caso pode ser necessário analisar o comportamento da corrente em conjunto com algum outro indicador, como a quantidade de GFVs conectados a montante e a jusante.

Figura 73 – Diagrama fasorial das correntes e tensões em cada relé para uma falta 3LG no nó 680

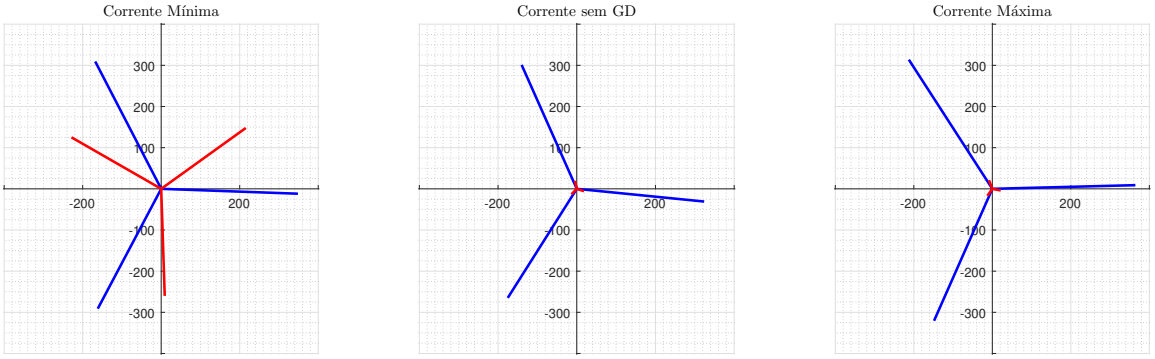
(a) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R1.



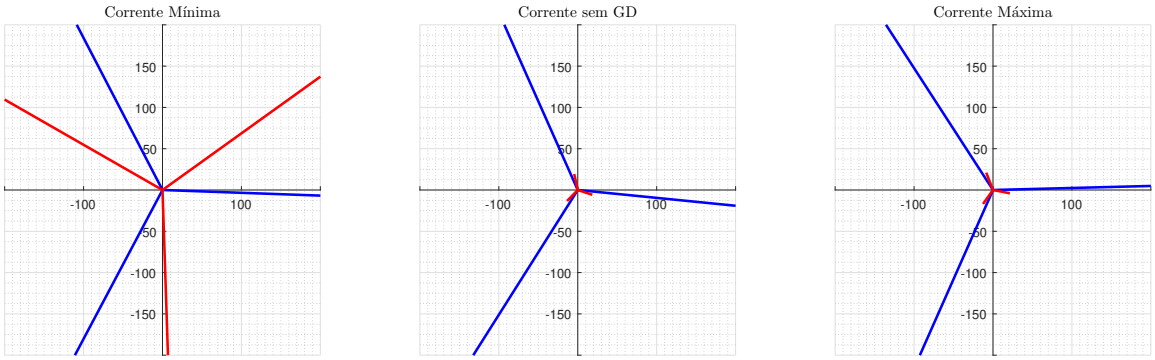
(b) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R2..



(c) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R3.



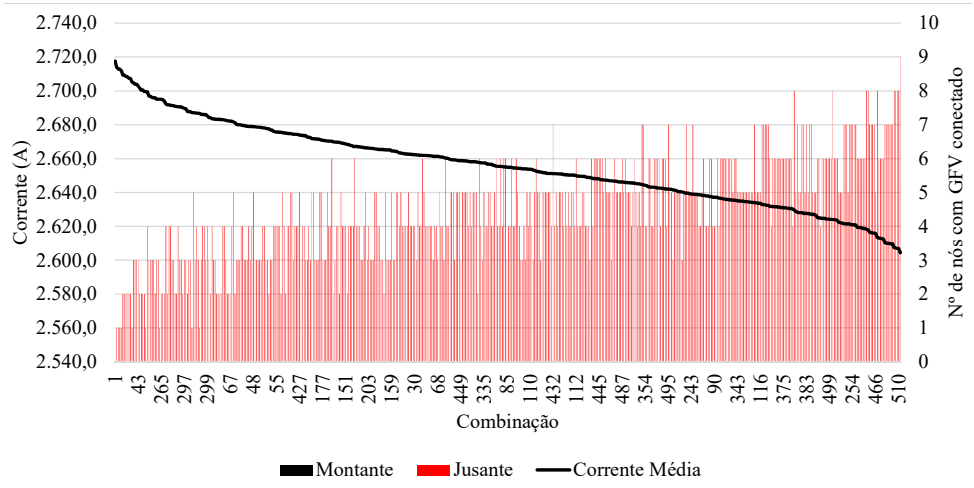
(d) *Zoom* na Figura 64c para visualização da magnitude das tensões em R3.



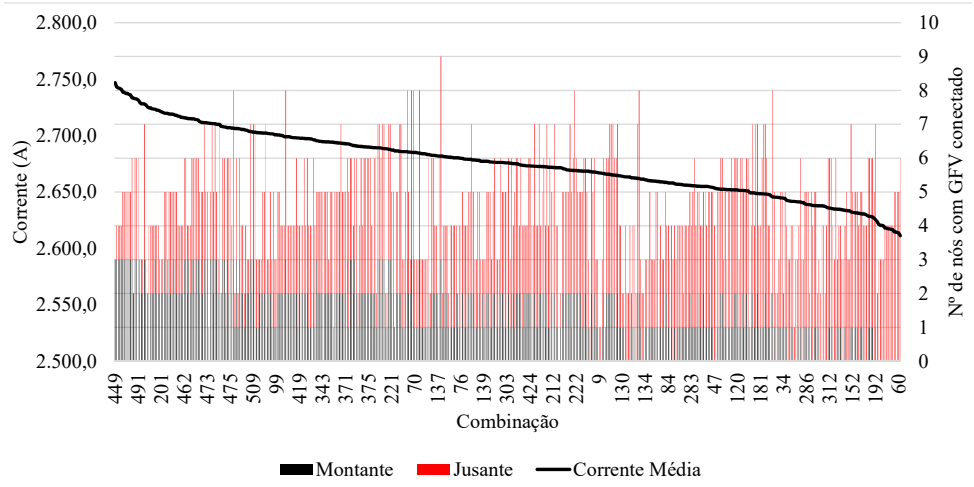
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 74 – Número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta 3LG no nó 680

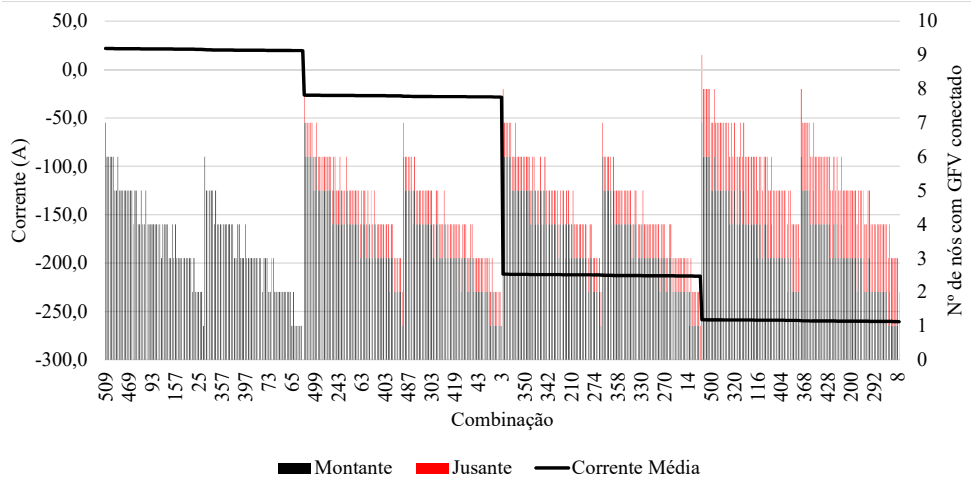
(a) R1.



(b) R2.



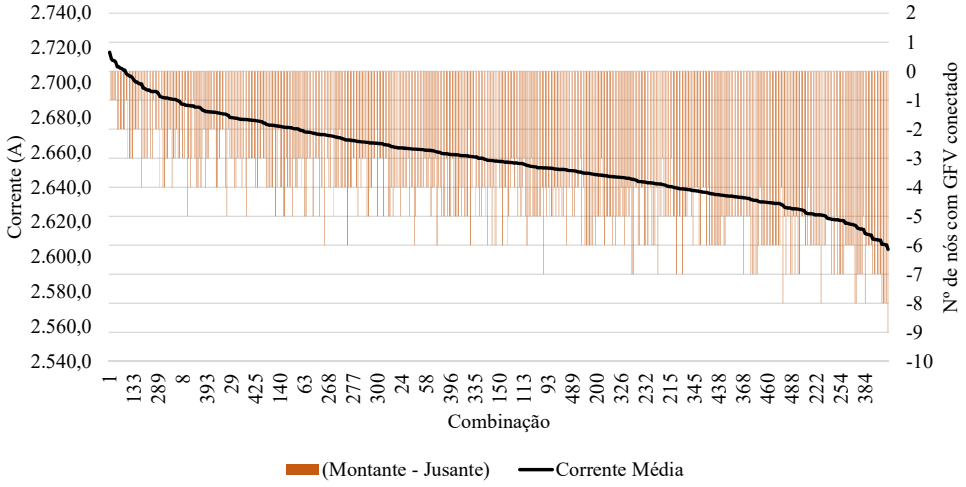
(c) R3.



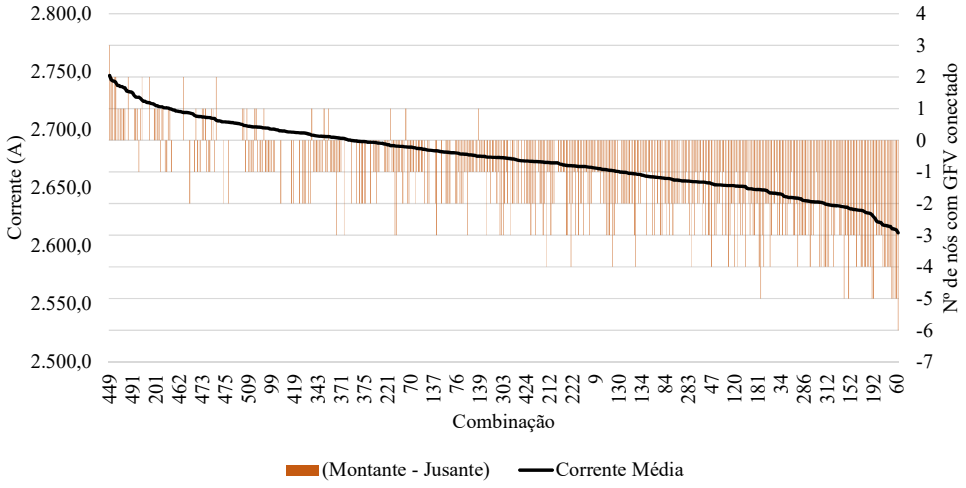
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 75 – Diferença entre o número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta 3LG no nó 680

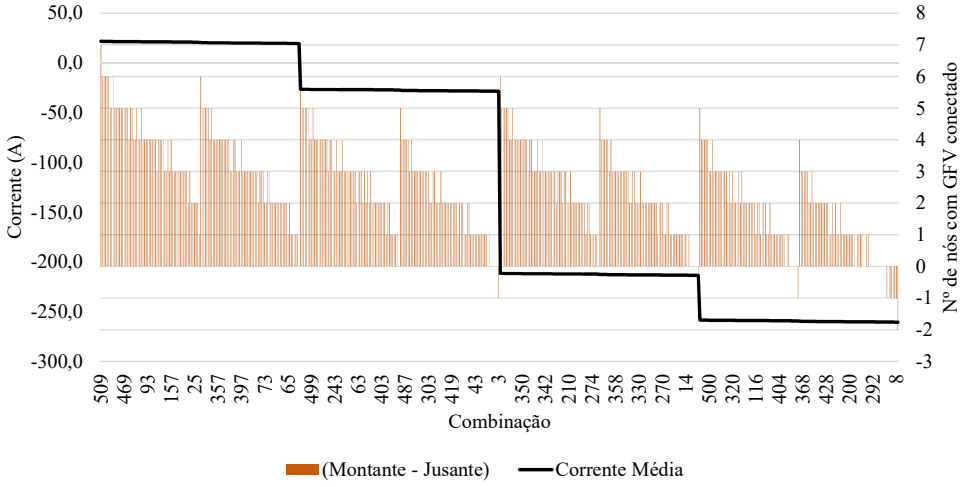
(a) R1.



(b) R2.



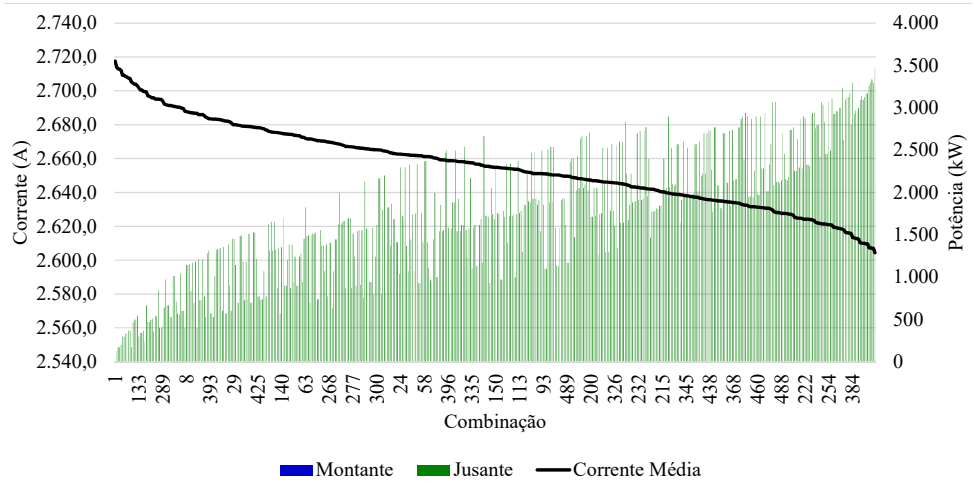
(c) R3.



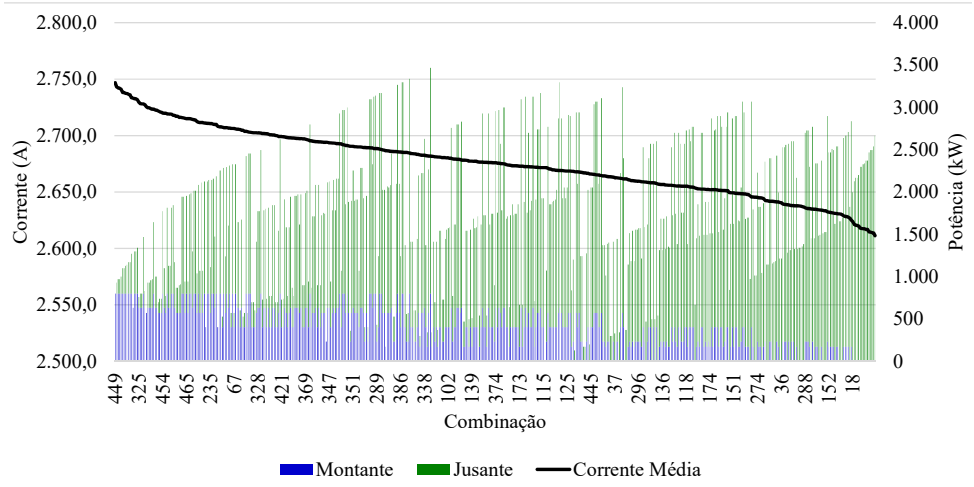
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 76 – Potência (kW) dos GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta 3LG no nó 680

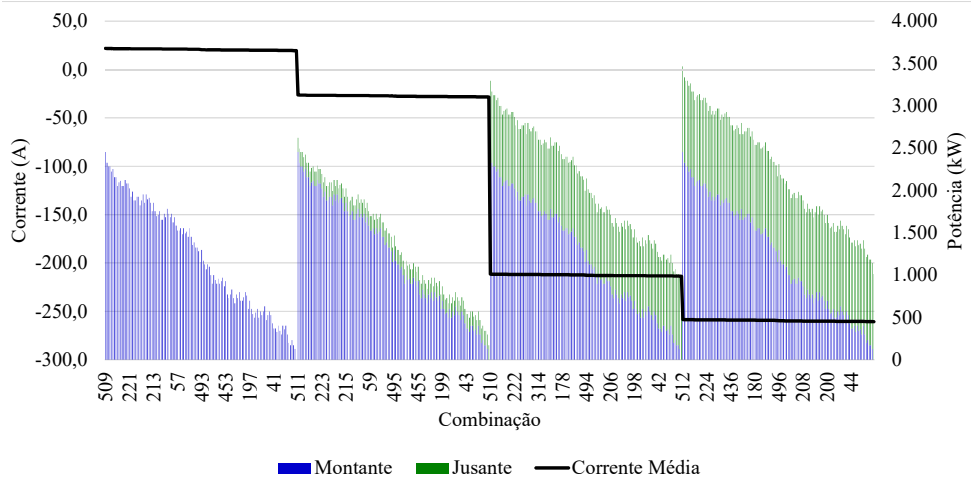
(a) R1.



(b) R2.



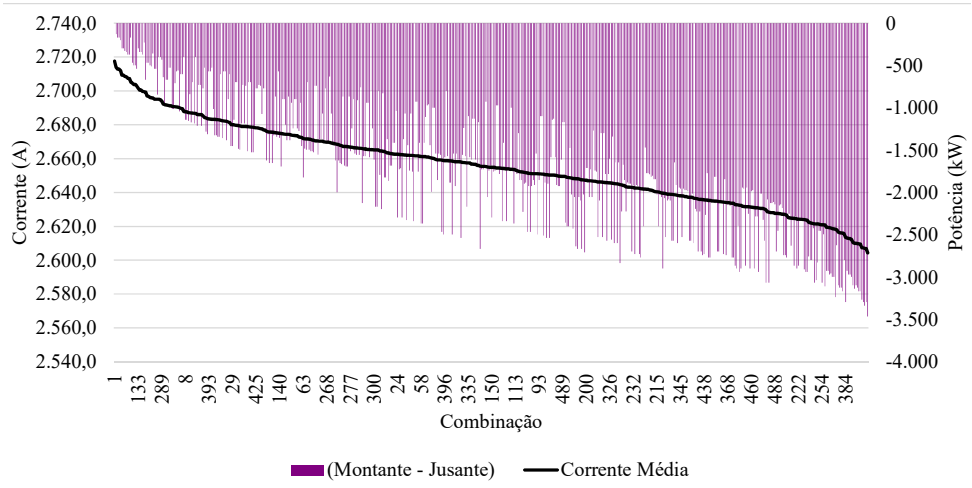
(c) R3.



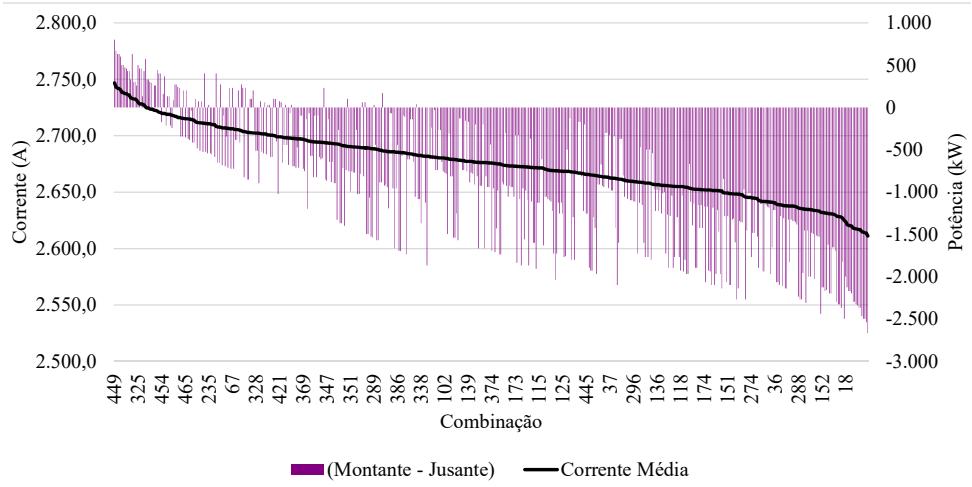
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 77 – Diferença entre as potências a montante e a jusante dos GFVs conectados em relação aos relés para uma falta 3LG no nó 680

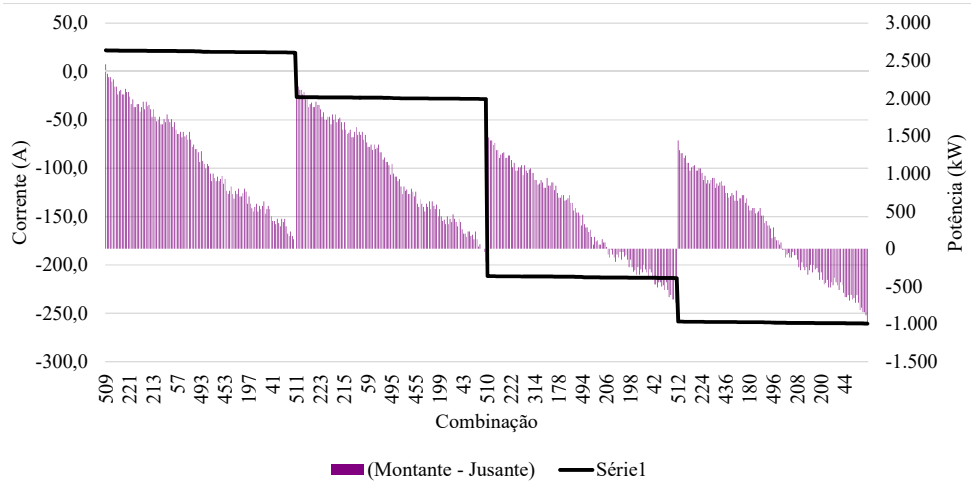
(a) R1.



(b) R2.



(c) R3.



Fonte: Elaborado pelo autor.

6.2 Faltas Assimétricas

Nesta seção serão analisadas as faltas LG aplicadas a cada fase, de cada vez, nos nós 675 e 680 do *13-Node Distribution Test Feeder*.

6.2.1 Local 1

Uma falta LG no Local 1 (nó 675) está a jusante dos três relés posicionados no *13-Node Distribution Test Feeder*, como pode ser visto na Figura 60.

6.2.1.1 Fase A (nó 675)

As Tabelas 37, 39 e 41 apresentam as correntes $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ passantes por cada fase dos relés R1, R2 e R3, as variações (Δ) em ampere e em % em relação ao caso sem GD ($I_{\text{f - sem GD}}$), assim como a variabilidade (VAR), de acordo com a Equação 6.1, para uma falta LG na fase A.

A partir da Tabela 37, conforme esperado, é possível confirmar que as correntes de falta para a fase faltosa possuem valores inferiores a falta 3LG no mesmo local. A fase faltosa apresenta uma variabilidade de 6,27%, com uma variação máxima, em módulo, de 128,08 A. Entretanto, a variabilidade máxima das fases sãs é de 39,30% e 31,37% na média, apresentando uma variação máxima, em módulo, de 201,53 A, e 174,90 A na média. Na fase faltosa, o valor de $I_{\text{f-max}}$ é 3,39 A maior que $I_{\text{f - sem GD}}$, enquanto que $I_{\text{f-min}}$ é 128,08 A menor.

A Tabela 38 apresenta o modo de operação dos GFVs para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ na fase A. Por se tratar de uma falta LG, desta vez o modo de operação dos GFVs de cada fase é representado individualmente, uma vez que há diferença no comportamento das fases na presença da falta. Para cada caso há duas configurações diferentes dos modos de operação. O caso de $I_{\text{f-max}}$ ocorre quando todos os GFVs conectados a fase A estão desconectados (Modo 0) e o GFV do nó 652 o GFV pode estar no Modo 0 ou 1. Além disso, o nó 645, conectado a fase B, está operando no Modo 5 (consumindo potência reativa da rede). O caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando o GFV conectado a fase A do nó 634 está operando no Modo 2 e os demais estão no Modo 0, com exceção para o GFV do nó 652 que pode estar no Modo 0 ou 1. Nas demais fases os GFVs se comportam operando no Modo 4 (fator de potência unitário), Modo 5 ou Modo 6 (conectados sem injetar potência por conta de sobretensão). Percebe-se que o comportamento dos GFVs nas fases sãs possui uma forte influência no comportamento da fase faltosa, que pode ser explicado pelo acoplamento magnético dos condutores aéreos do alimentador.

Portanto, é importante analisar o comportamento das tensões em cada fase do alimentador, conforme mostrado na Figura 78. Na Figura 78a, conforme esperado, quanto mais próximo do ponto de falta, menor é a tensão no nó. Por outro lado, o comportamento

Tabela 37 – Correntes medidas pelo relé R1 para uma falta tipo LG na fase A do nó 675

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média (B e C)**
Mínima (A)	1.968,34	325,12	334,70	334,01
Máxima (A)	2.099,81	535,65	482,79	508,91
Sem GD (A)	2.096,42	535,65	482,17	508,91
Variabilidade (%)	6,27%	39,30%	30,71%	34,37%
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (A)	-128,08	-210,53	-147,47	-174,90
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (A)	3,39	0,00	0,62	0,00
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (%)	-6,11%	-39,30%	-30,58%	-34,37%
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (%)	0,16%	0,00%	0,13%	0,00%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 38 – Modo de operação dos GFVs para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R1 para uma falta LG na fase A do nó 675

Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	0-0	5	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0	0	0-0-0	0-0-0
	0-0	5	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0	1	0-0-0	0-0-0
$I_{\text{f-min}}$	5-4	0	2-5-4	1-6-5	1-6-5	5	0	1-6-5	1-6-5
	5-4	0	2-5-4	1-6-5	1-6-5	5	1	1-6-5	1-6-5

Fonte: Elaborado pelo autor.

das fases sãs é diferente. As Figuras 78b e 78c mostram que quanto mais próximo do ponto de falta, maior é a tensão no nó, com a fase B apresentando tensão maior que a C. Isso explica o comportamento dos GFVs das fases B e C na Tabela 38: os GFVs da fase B estão, na maioria, operando no Modo 6, enquanto que os da fase C estão no Modo 5.

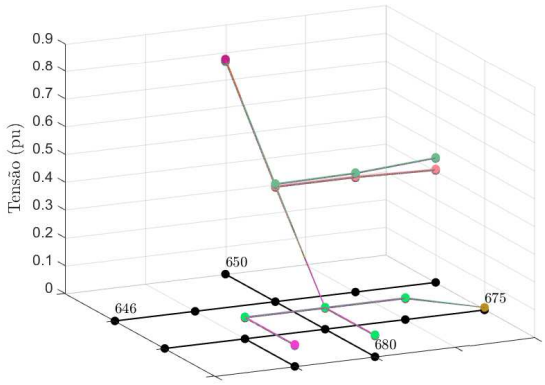
Na Tabela 39 estão apresentadas as correntes medidas em R2. A fase faltosa apresenta uma variabilidade de 6,43%, com uma variação máxima, em módulo, de 87,02 A. Entretanto, a variabilidade máxima das fases sãs é de 46,84%, e 40,56% na média, apresentando uma variação máxima de 146,64 A, e 134,19 A na média. Na fase faltosa, o valor de $I_{\text{f-max}}$ é 5,83 A maior que $I_{\text{f - sem GD}}$, enquanto que $I_{\text{f-min}}$ é 87,02 A menor.

A Tabela 40 apresenta o modo de operação dos GFVs para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ na fase A. Para cada caso há duas configurações diferentees dos modos de operação. O caso de $I_{\text{f-max}}$ ocorre quando todos os GFVs conectados a fase A a montante de R2 estão operando no Modo 2 (nó 634), enquanto que os localizados a jusante estão desconectados, ou operando no Modo 1 para o GFV do nó 652. Nas demais fases os GFVs a montante estão operando ou no Modo 0 (nó 646), 4 (nó 634) ou 5 (nó 645) e os a jusante no Modo 0, devido a tensão nos nós, conforme mostrado na Figura 78. O caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando os GFVs conectados na fase A a montante de R2 estão desconectados e os conectados a jusante estão operando no Modo 1, e também no Modo 0 para o nó 652. Nas demais fases

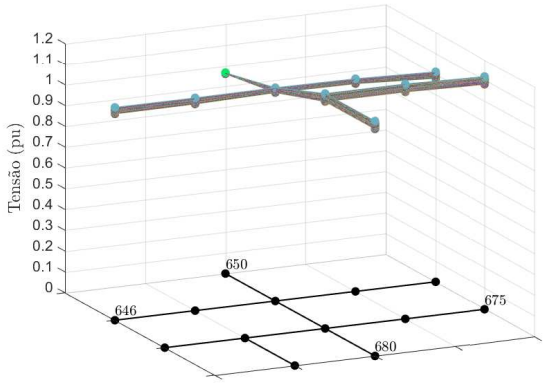
os GFVs a montante estão operando no Modo 4 ou 5 (nó 646) ou Modo 0 (nó 645) e os a jusante nos Modos 5 ou 6.

Figura 78 – Variação da tensão no alimentador para uma falta tipo LG na fase A do nó 675

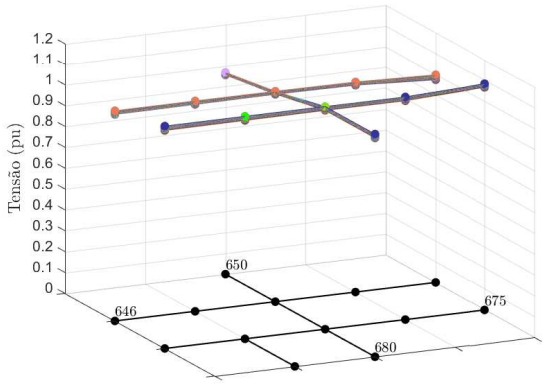
(a) Fase A.



(b) Fase B.



(c) Fase C.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 39 – Correntes medidas pelo relé R2 para uma falta tipo LG na fase A do nó 675

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média (B e C)**
Mínima (A)	1.978,34	173,91	232,61	203,26
Máxima (A)	2.111,19	324,05	356,21	340,13
Sem GD (A)	2.065,36	320,55	354,35	337,45
Variabilidade (%)	6,43%	46,84%	34,88%	40,56%
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (A)	-87,02	-146,64	-121,74	-134,19
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (A)	5,83	3,51	1,86	2,68
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (%)	-4,21%	-45,75%	-34,36%	-39,77%
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (%)	2,22%	1,09%	0,52%	0,79%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 40 – Modo de operação dos GFVs para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R2 para uma falta LG na fase A do nó 675

Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	0-0	5	2-4-4	0-0-0	0-0-0	0	0	0-0-0	0-0-0
	0-0	5	2-4-4	0-0-0	0-0-0	0	1	0-0-0	0-0-0
$I_{\text{f-min}}$	5-4	0	0-0-0	1-6-5	1-6-5	5	0	1-6-5	1-6-5
	5-4	0	0-0-0	1-6-5	1-6-5	5	1	1-6-5	1-6-5

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 41 apresenta as correntes medidas em R3. A fase faltosa apresenta uma variabilidade de 6,72%, com uma variação máxima, em módulo, de 86,50 A. Entretanto, a variabilidade máxima das fases sãs é de 52,35%, e 49,59% na média, apresentando uma variação máxima, em módulo, de 75,68 A, e 71,33 A na média. Na fase faltosa, o valor de $I_{\text{f-max}}$ é 46,26 A maior que $I_{\text{f - sem GD}}$, enquanto que $I_{\text{f-min}}$ é 86,50 A menor.

A Tabela 42 apresenta o modo de operação dos GFVs para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ na fase A. Para cada caso há duas configurações diferentees dos modos de operação. O caso de $I_{\text{f-max}}$ ocorre quando o GFV conectado a fase A do nó 634, a montante de R3, está operando no Modo 2 e as demais fases desse nó nos Modo 4 e Modo 5 para o nó 645, enquanto que os localizados a jusante estão desconectados, ou operando no Modo 1 para o GFV do nó 652, mesma configuração de R2. O caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando os GFVs conectados na fase A estão no Modo 0 para o nó 645 e Modo 1 para os nós 632-671, 671, 692 e 675, ou Modo 0 ou 1 para o nó 652, mesma configuração de R2.

Comparando as Tabelas 37, 39 e 41 para o caso de $I_{\text{f - sem GD}}$, conforme esperado, à medida que o relé se distancia da subestação, a corrente medida diminui, tanto na fase faltosa como nas sãs. Na fase faltosa, a corrente em R1 é igual a 2.096,42 A, em R2 é igual a 2.065,36 A e em R3 é de 1.974,10 A.

Tabela 41 – Correntes medidas pelo Relé R3 para uma falta tipo LG na fase A do nó 675

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média (B e C)**
Mínima (A)	1.887,60	76,54	72,36	75,20
Máxima (A)	2.020,35	156,23	141,48	147,86
Sem GD (A)	1.974,10	152,22	140,83	146,53
Variabilidade (%)	6,72%	52,35%	49,07%	49,59%
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (A)	-86,50	-75,68	-68,47	-71,33
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (A)	46,26	4,01	0,64	1,33
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (%)	-4,38%	-49,72%	-48,62%	-48,68%
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (%)	2,34%	2,64%	0,45%	0,91%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 42 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R3 para uma falta LG na fase A do nó 675

Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	0-0	5	2-4-4	0-0-0	0-0-0	0	0	0-0-0	0-0-0
	0-0	5	2-4-4	0-0-0	0-0-0	0	1	0-0-0	0-0-0
$I_{\text{f-min}}$	5-4	0	0-0-0	1-6-5	1-6-5	5	0	1-6-5	1-6-5
	5-4	0	0-0-0	1-6-5	1-6-5	5	1	1-6-5	1-6-5

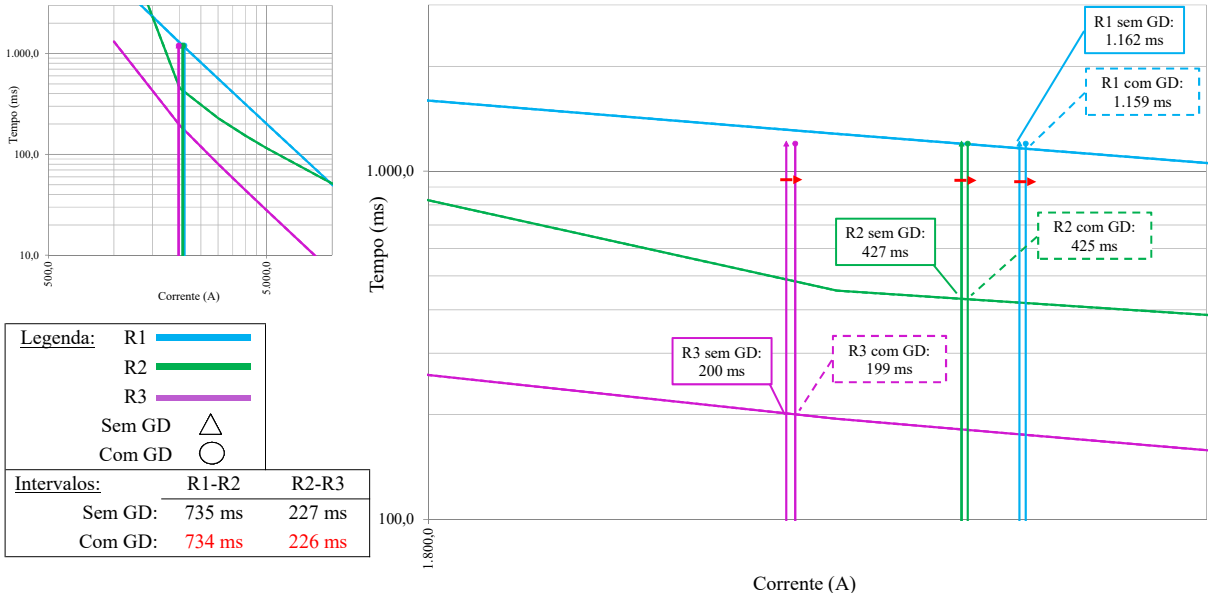
Fonte: Elaborado pelo autor.

Essa situação se modifica quando há penetração de GFV na rede. Para o caso de $I_{\text{f-max}}$ em R1 (2.099,81 A), os modos de operação dos GFVs acarretam numa corrente de 2.068,66 A em R2 e 1.978,69 A em R3. Conforme mostra a Figura 79, nessa situação ocorre uma diminuição no intervalo de atuação das curvas entre R1 e R2, de 735 ms para 734 ms, e entre R2 e R3, de 227 ms para 226 ms. Apesar se não prejudicar a coordenação, evidencia um possível impacto na penetração de GFVs na rede.

Para o caso de $I_{\text{f-max}}$ em R2 e R3 (2.111,19 A e 2.020,35 A, respectivamente, os modos de operação dos GFVs acarretam numa corrente de 2.057,06 A em R1. Nessa situação, o intervalo de coordenação entre R2 e R3 diminui de 227 ms para 219 ms, conforme mostra a Figura 80. Já o intervalo entre R1 e R2 aumenta de 735 ms para 799 ms.

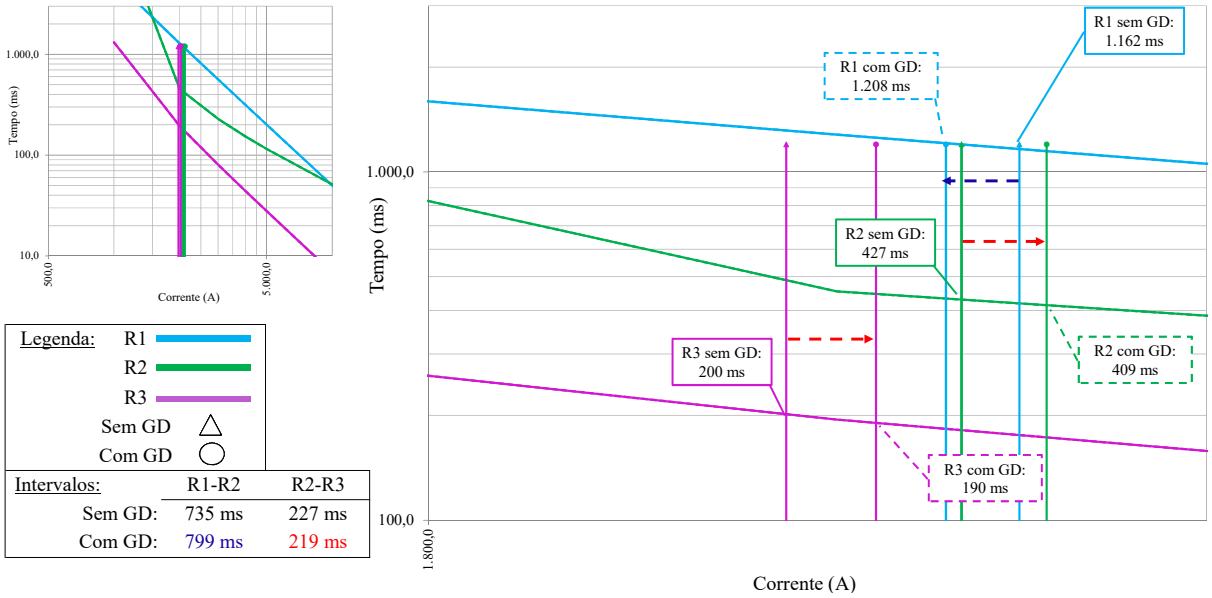
A variação média das correntes entre os relés pode ser visualmente analisada através do diagrama unifilar do *13-Node Distribution Test Feeder* na Figura 81. Pode-se visualizar que os relés para a fase A, Figura 81a, a variação é semelhante, conforme mostrado analisando a variabilidade nas Tabelas 37, 39 e 41. A variação das correntes nas fases B e C, na média, Figura 81b, é para o dispositivo de proteção mais próximo da subestação e menor à medida que o relé está mais próximo do ponto de falta.

Figura 79 – Interferência na coordenação entre R1-R2 e R2-R3 para $I_{\text{f-max}}$ em R1 - Falta LG fase A nó 675



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 80 – Interferência na coordenação entre R2-R3 para $I_{\text{f-max}}$ em R2 e R3 - Falta LG fase A nó 675



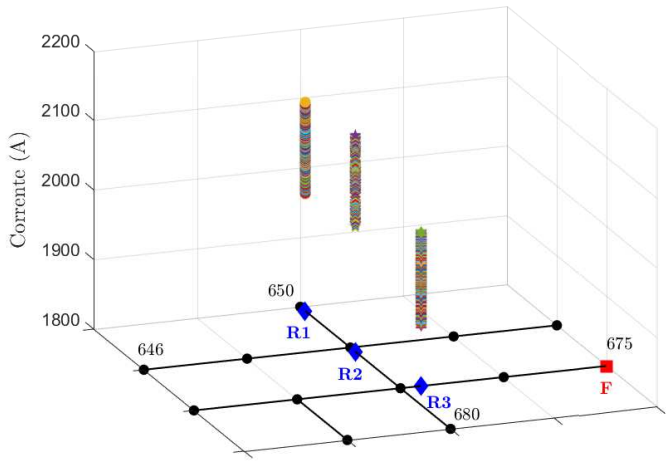
Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 82 apresenta o diagrama fasorial das correntes (A), em vermelho, e das tensões (V), em azul, em cada um dos relés, comparando os casos de corrente mínima, corrente sem GD e de corrente máxima. Em relação a tensão, o módulo do fasor da tensão

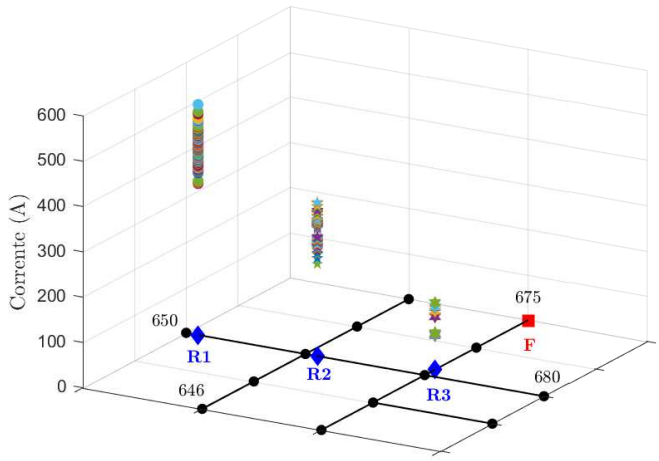
da fase A diminui à medida que se aproxima do ponto de falta, enquanto que nas demais fases o valor se eleva, em proporção menor. Em relação à corrente, o módulo da fase A é superior aos das demais fases e diminui à medida que se aproxima do ponto de falta. Além disso, em todos os casos os fasores das correntes estão atrasados em relação aos fasores das tensões, evidenciando que o fluxo da corrente em todos os relés é da montante a jusante, na direção do ponto da falta.

Figura 81 – Variação média da corrente nos relés para uma falta LG na fase A do nó 675

(a) Fase A.



(b) Média Fases B e C.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Como o status inicial de operação dos GFVs não determina se esses estarão injetando energia na rede durante o evento de falta, nem o modo de operação, é importante analisar

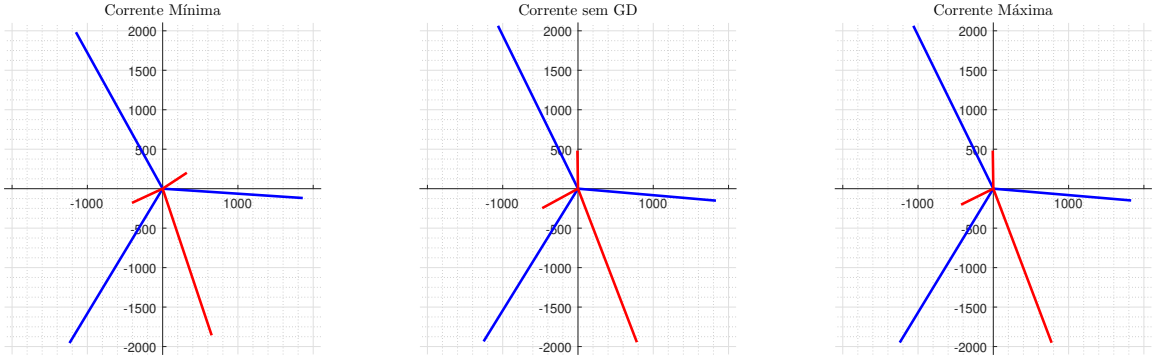
se há influência da quantidade e do valor da potência a montante e a jusante dos GFVs no comportamento da corrente de falta passante em cada relé.

A Figura 83 apresenta a relação entre a quantidade de GFVs conectados na fase A a montante e a jusante de cada relé, ordenados em ordem decrescente da corrente média. Não é possível afirmar que exista uma relação entre o número de GFVs e a corrente de curto-circuito, pois em todos os casos há somente um GFV conectado ou a jusante ou a montante. Isso demonstra que há uma forte relação no comportamento da corrente de curto-circuito com a operação dos GFVs conectados as outras fases do alimentador. Da mesma forma não é possível afirmar nenhuma relação a partir da Figura 84 que mostra a quantidade líquida (nós a montante subraídos dos nós a jusante) de nós com GFVs conectados a fase A do alimentador.

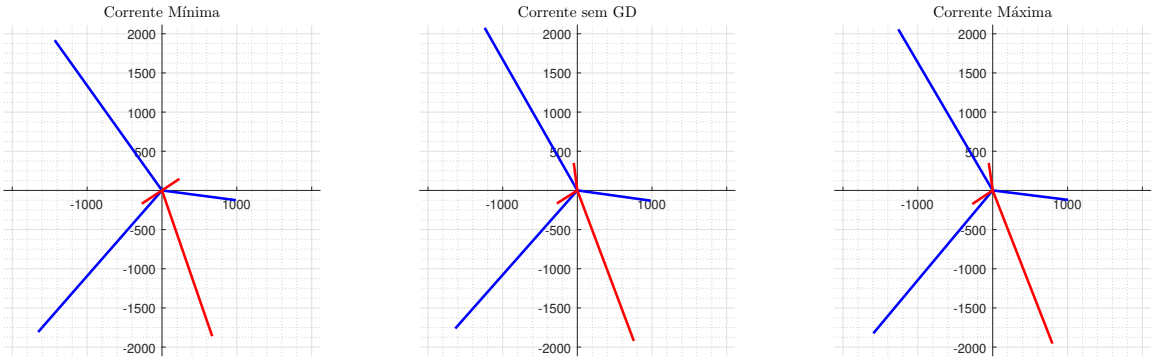
Situação semelhante ocorre na Figura 85, que apresenta a relação entre a potência instalada de GFVs conectados a montante e a jusante na fase A de cada relé, ordenados em ordem decrescente da corrente média, e na Figura 86 que apresenta a diferença entre a potência instalada a montante e a jusante: potência líquida. Mais uma vez é demonstrado que há uma forte relação no comportamento da corrente de curto-circuito com a operação dos GFVs conectados as outras fases do alimentador.

Figura 82 – Diagrama fasorial das correntes e tensões em cada relé para uma falta LG na fase A do nó 675

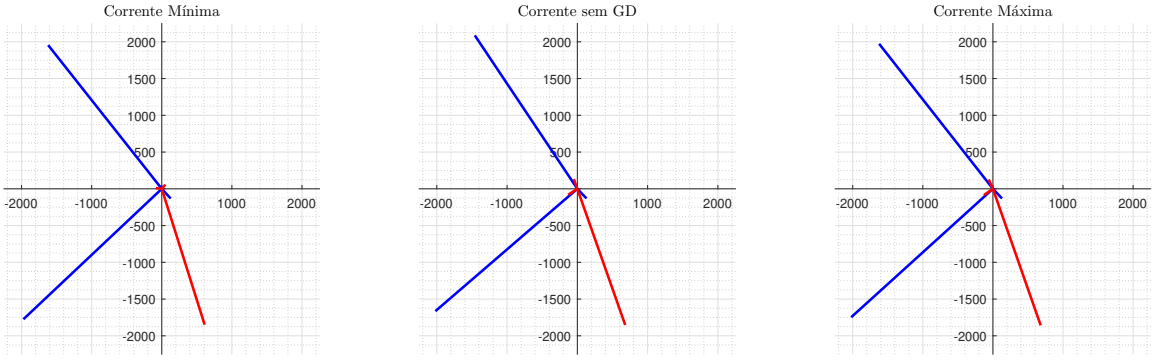
(a) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R1.



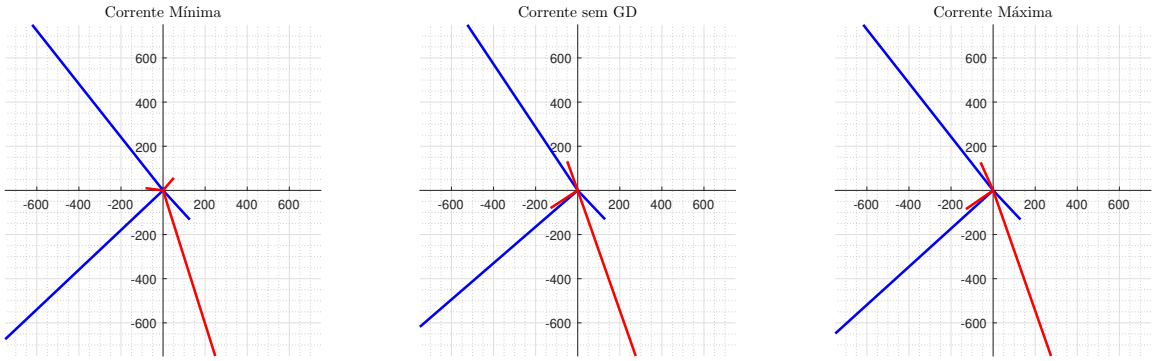
(b) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R2..



(c) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R3.



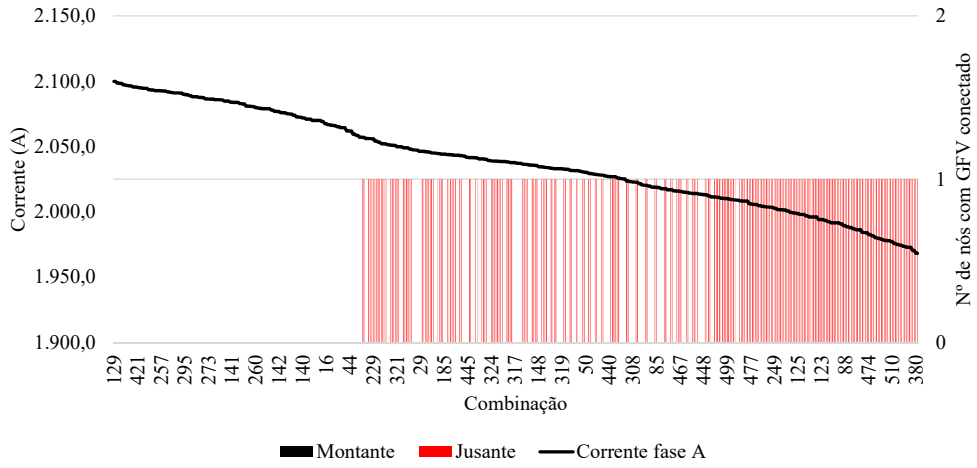
(d) *Zoom* na Figura 64c para visualização da magnitude das tensões em R3.



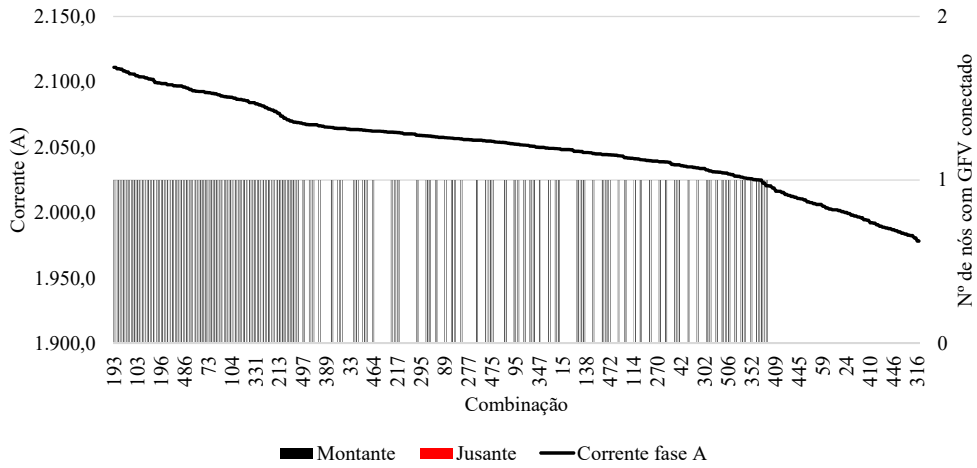
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 83 – Número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase A do nó 675

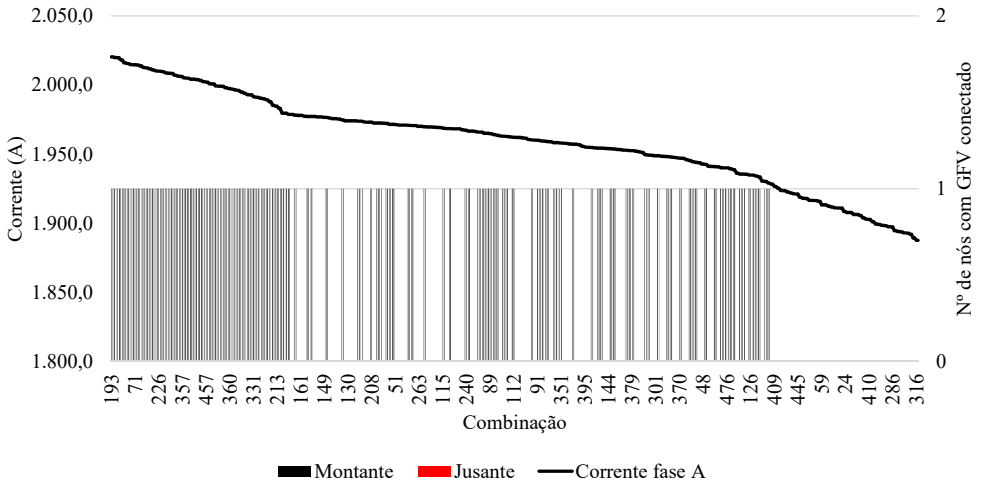
(a) R1.



(b) R2.



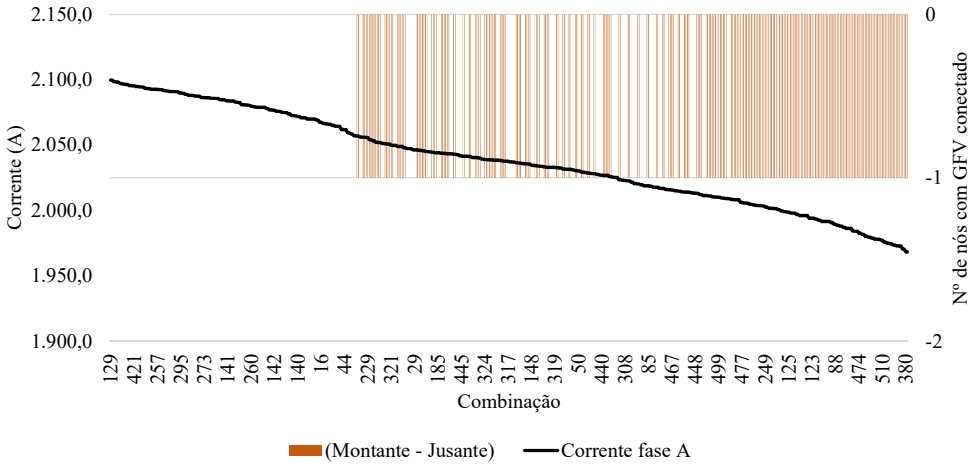
(c) R3.



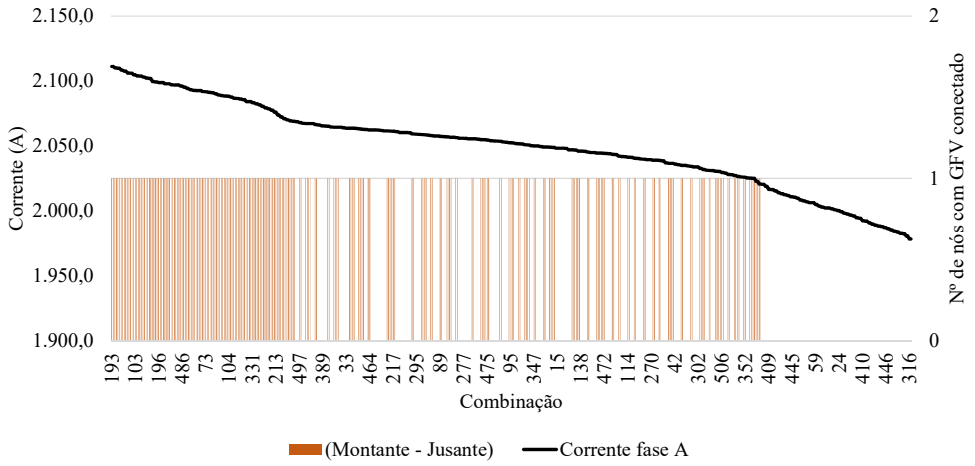
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 84 – Diferença entre o número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase A do nó 675

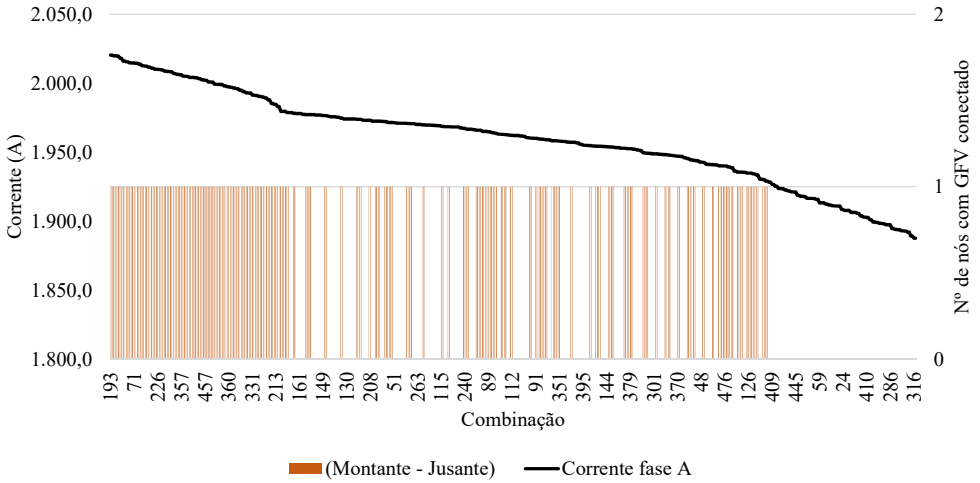
(a) R1.



(b) R2.



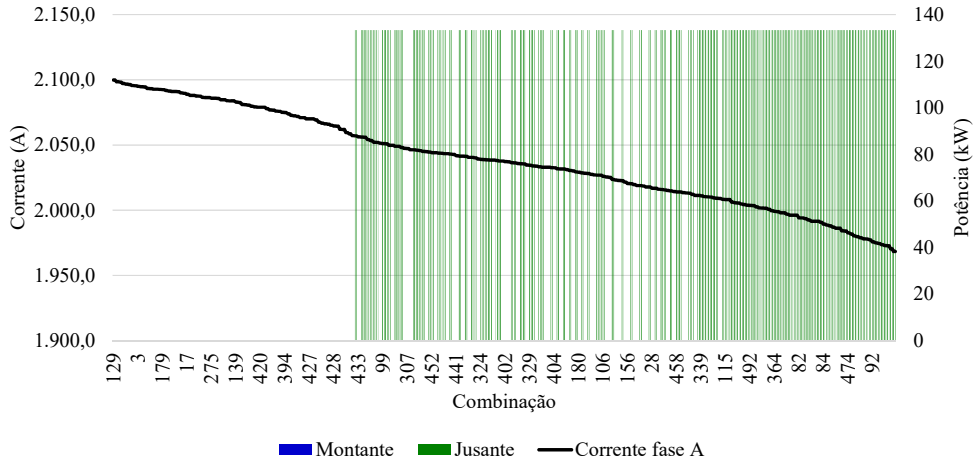
(c) R3.



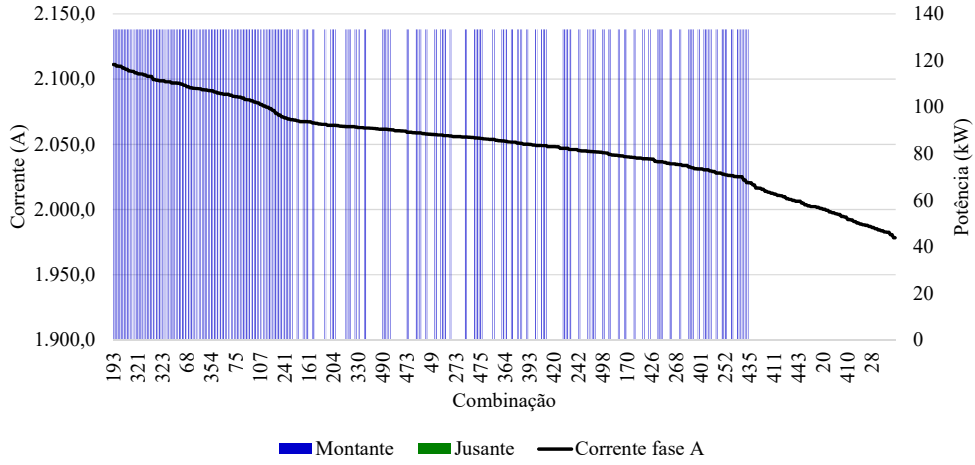
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 85 – Potência (kW) dos GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase A do nó 675

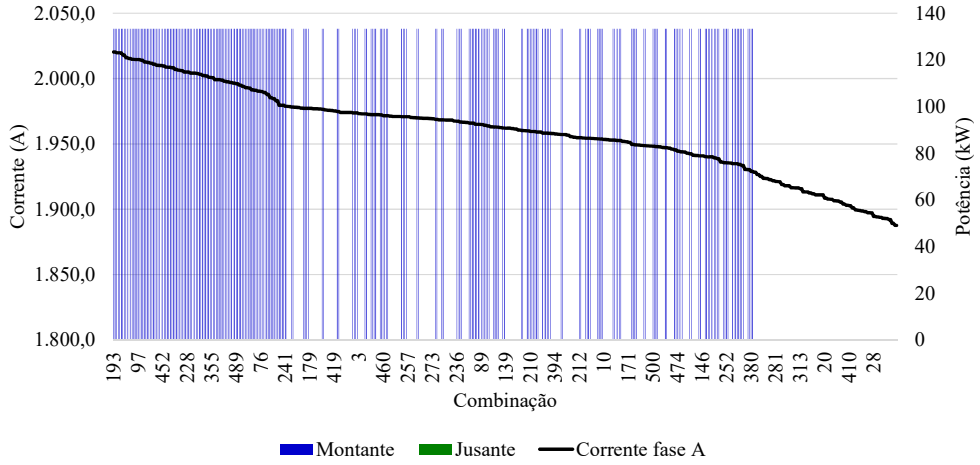
(a) R1.



(b) R2.



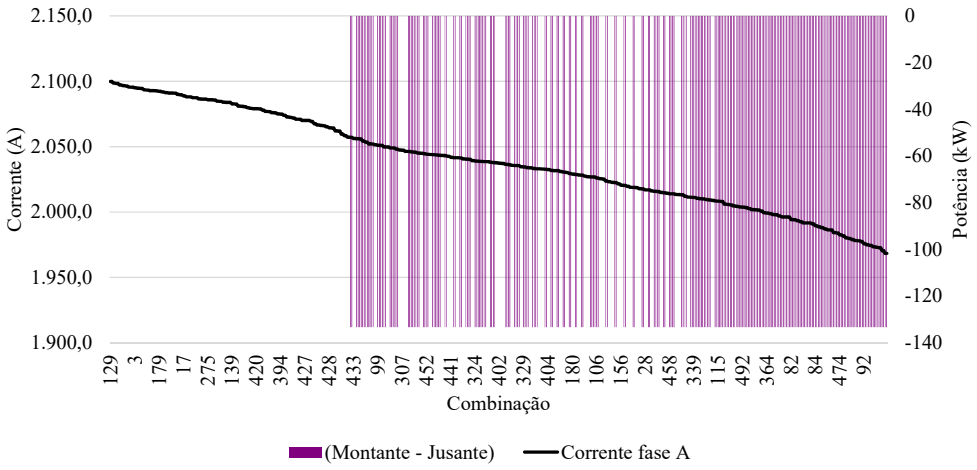
(c) R3.



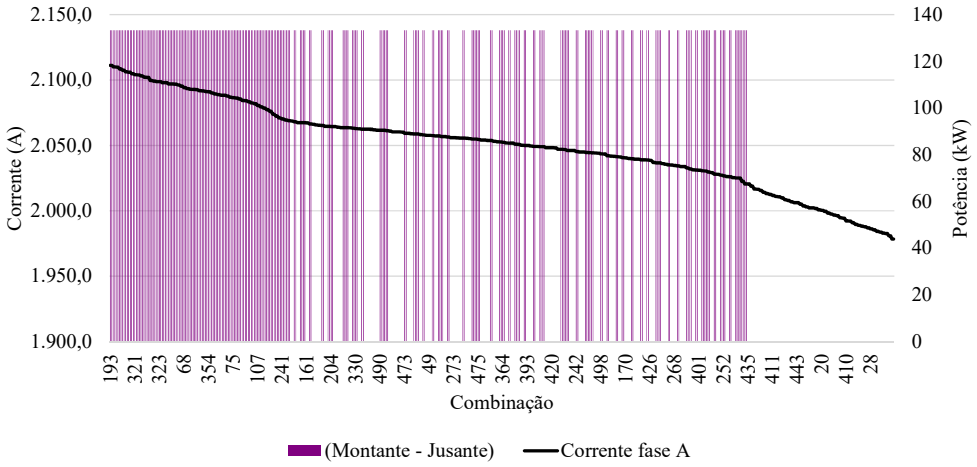
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 86 – Diferença entre as potências a montante e a jusante dos GFVs conectados em relação aos relés para uma falta LG na fase A do nó 675

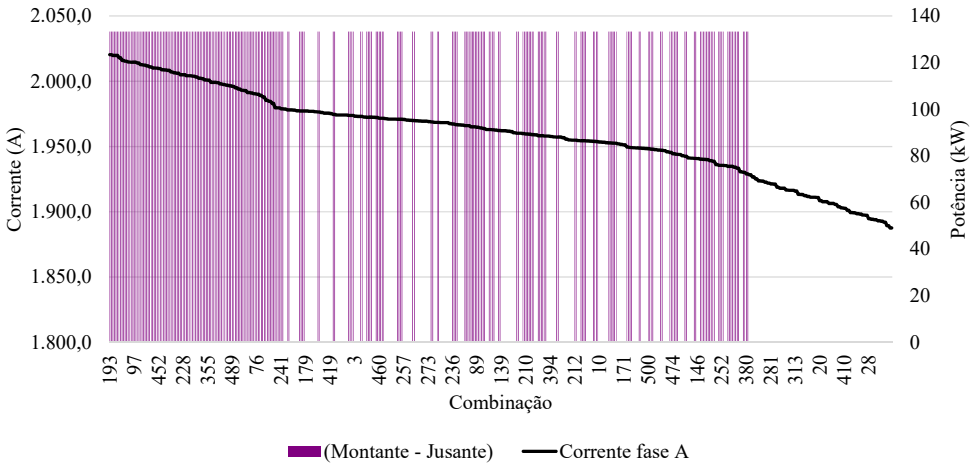
(a) R1.



(b) R2.



(c) R3.



Fonte: Elaborado pelo autor.

6.2.1.2 Fase B (nó 675)

As Tabelas 43, 45 e 47 apresentam as correntes $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ passantes por cada fase dos relés R1, R2 e R3, as variações (Δ) em ampere e em % em relação ao caso sem GD ($I_{\text{f - sem GD}}$), assim como a variabilidade (VAR), de acordo com a Equação 6.1, para uma falta LG na fase B.

A partir da Tabela 43, conforme esperado, é possível confirmar que as correntes de falta para a fase faltosa possuem valores inferiores a falta 3LG no mesmo local. A fase faltosa apresenta uma variabilidade de 7,99%, com uma variação máxima, em módulo, de 159,03 A. Entretanto, a variabilidade máxima das fases sãs é de 53,73% e 39,17% na média, apresentando uma variação máxima, em módulo, de 265,09 A, e 186,43 A na média. Na fase faltosa, o valor de $I_{\text{f-max}}$ é 16,30 A maior que $I_{\text{f - sem GD}}$, enquanto que $I_{\text{f-min}}$ é 159,03 A menor.

Tabela 43 – Correntes medidas pelo Relé R1 para uma falta tipo LG na fase B do nó 675

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média (A e C)**
Mínima (A)	345,89	2.034,09	230,66	290,31
Máxima (A)	457,72	2.209,43	497,02	477,03
Sem GD (A)	457,72	2.193,13	495,76	476,74
Variabilidade (%)	24,43%	7,99%	53,73%	39,17%
Δ $I_{\text{f-min}}$ (A)	-111,83	-159,03	-265,09	-186,43
Δ $I_{\text{f-max}}$ (A)	0,00	16,30	1,27	0,29
Δ $I_{\text{f-min}}$ (%)	-24,43%	-7,25%	-53,47%	-39,11%
Δ $I_{\text{f-max}}$ (%)	0,00%	0,74%	0,26%	0,06%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 44 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R1 para uma falta LG na fase B do nó 675

Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	0-0	0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	5	0	0-0-0	6-1-5
$I_{\text{f-min}}$	2-5	2	4-2-4	5-1-5	5-1-5	0	5	5-1-5	5-1-5

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 44 apresenta o modo de operação dos GFVs para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ na fase B. O caso de $I_{\text{f-max}}$ ocorre quando todos os GFVs conectados a fase B estão desconectados (Modo 0) e o GFV do nó 611 está no Modo 5. O caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando os GFVs conectados a fase B a jusante de R1 estão conectados no Modo 1 ou 2, dependendo da sua posição no alimentador. Nas demais fases sãs os GFVs estão operando o Modo 4 ou 5, e Modo 0 para o nó 611. Percebe-se que o comportamento dos GFVs

nas fases sãs possui uma forte influência no comportamento da fase faltosa, que pode ser explicado pelo acoplamento magnético dos condutores aéreos do alimentador.

Portanto, é importante analisar o comportamento das tensões em cada fase do alimentador, conforme mostrado na Figura 87. Na Figura 87b, conforme esperado, quanto mais próximo do ponto de falta, menor é a tensão no nó. A tensão apresenta uma maior variação nos ramais laterais em relação ao tronco principal. Por outro lado, o comportamento das fases sãs é diferente. As Figuras 87a e 87c mostram que quanto mais próximo do ponto de falta, maior é a tensão no nó, e a variação nos ramais laterais é inferior à variação para a fase B.

Na Tabela 45 estão apresentadas as correntes medidas em R2. A fase faltosa apresenta uma variabilidade de 9,44%, com uma variação máxima, em módulo, de 161,74 A. Entretanto, a variabilidade máxima das fases sãs é de 63,54%, e 41,56% na média, apresentando uma variação máxima de 236,53 A, e 153,93 A na média. Na fase faltosa, o valor de $I_{\text{f-max}}$ é 161,74 A maior que $I_{\text{f - sem GD}}$, enquanto que $I_{\text{f-min}}$ é 38,11 A menor.

Tabela 45 – Correntes medidas pelo Relé R2 para uma falta tipo LG na fase B do nó 675

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média (A e C)**
Mínima (A)	294,28	2.078,92	142,48	221,98
Máxima (A)	373,59	2.278,76	383,31	378,22
Sem GD (A)	372,80	2.117,03	379,01	375,91
Variabilidade (%)	21,27%	9,44%	63,54%	41,56%
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (A)	-78,52	-38,11	-236,53	-153,93
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (A)	0,79	161,74	4,29	2,32
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (%)	-21,06%	-1,80%	-62,41%	-40,95%
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (%)	0,21%	7,64%	1,13%	0,62%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 46 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R2 para uma falta LG na fase B do nó 675

Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	2-4	2	5-2-4	0-0-0	0-0-0	5	0	0-0-0	6-1-5
$I_{\text{f-min}}$	0-0	0	0-0-0	5-1-5	5-1-5	0	5	5-1-5	5-1-5

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 46 apresenta o modo de operação dos GFVs para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ na fase B. O caso de $I_{\text{f-max}}$ ocorre quando todos os GFVs conectados a fase B a montante de R2 estão operando no Modo 2, enquanto que os localizados a jusante estão desconectados, com exceção para o nó 675, operando no Modo 1. Nas fases sãs os GFVs a montante de R2 estão operando no Modo 2, 4 ou 5, dependendo da sua localização e a

maioria dos GFVs a jusante estão no Modo 0, com exceção para o GFV do nó 611 (Modo 5) e os GFVs do nó 675 (Modos 6 e 5). O caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando os GFVs conectados na fase B a montante de R2 estão desconectados (Modo 0) e os conectados a jusante estão operando no Modo 1. Nas demais fases sãs os GFVs a montante estão operando no Modo 0 e os a jusante estão na maioria no Modo 5, com exceção para os GFVs dos nós 611 (Modo 0) e 652 (Modo 5).

A Tabela 47 apresenta as correntes medidas em R3. A fase faltosa apresenta uma variabilidade de 9,42%, com uma variação máxima, em módulo, de 165,28 A. Entretanto, a variabilidade máxima das fases sãs é de 71,47%, e 53,12% na média, apresentando uma variação máxima, em módulo, de 100,338 A, e 76,64 A na média. Na fase faltosa, o valor de $I_{\text{f-max}}$ é 165,28 A maior que $I_{\text{f - sem GD}}$, enquanto que $I_{\text{f-min}}$ é 26,03 A menor.

Tabela 47 – Correntes medidas pelo Relé R3 para uma falta tipo LG na fase B do nó 675

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média (A e C)**
Mínima (A)	81,35	2.005,53	45,15	69,22
Máxima (A)	146,53	2.196,83	149,11	146,69
Sem GD (A)	146,25	2.031,56	145,47	145,86
Variabilidade (%)	44,57%	9,42%	71,47%	53,12%
Δ $I_{\text{f-min}}$ (A)	-64,90	-26,03	-100,33	-76,64
Δ $I_{\text{f-max}}$ (A)	0,28	165,28	3,64	0,83
Δ $I_{\text{f-min}}$ (%)	-44,38%	-1,28%	-68,97%	-52,55%
Δ $I_{\text{f-max}}$ (%)	0,19%	8,14%	2,50%	0,57%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 48 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R3 para uma falta LG na fase B do nó 675

Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	2-4	2	5-2-4	0-0-0	0-0-0	5	0	0-0-0	6-1-5
$I_{\text{f-min}}$	0-0	0	0-0-0	5-1-5	5-1-5	0	5	5-1-5	5-1-5

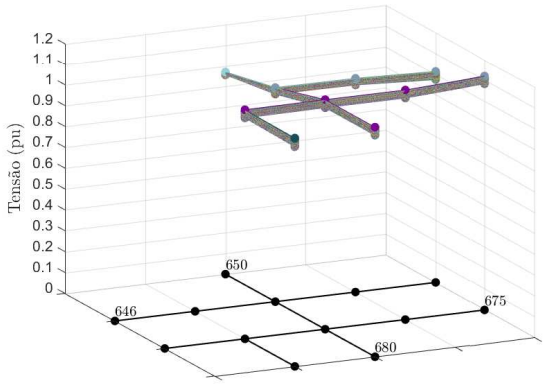
Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 48 apresenta o modo de operação dos GFVs para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ na fase B. O caso de $I_{\text{f-max}}$ ocorre quando os GFVs conectado a fase B a montante de R3, estão operando no Modo 2, com exceção dos instalados no nós 632-671 e 671 que operam no Modo 0, e os a jusante estão operando no Modo 0 (nó 692) e Modo 1 (nó 675). Nas demais fases sãs os GFVs a montante estão no Modo 0, 4 ou 5, dependendo da sua localização, e os a jusante estão no Modo 0, 5 ou 6, dependendo da sua localização. O caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando os GFVs conectados na fase B a montante de R3 estão no Modo 0 (nós 646, 645 e 634) e Modo 1 (nós 632-671 e 671) e os a jusante estão no Modo

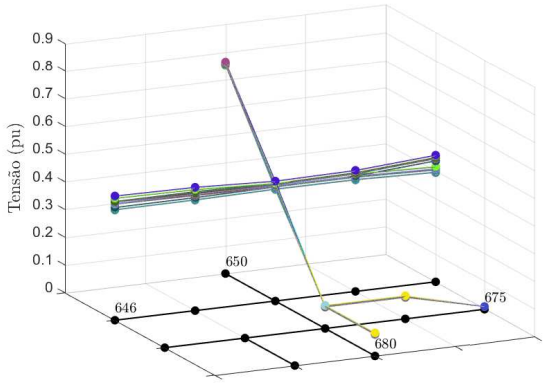
1. Nas demais fases sãs os GFVs a montante estão no Modo 0 ou 5, dependendo da sua localização e os a jusante estão no Modo 5.

Figura 87 – Variação da tensão no alimentador para uma falta tipo LG na fase B do nó 675

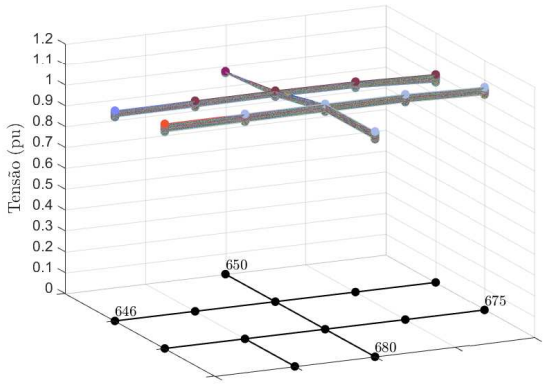
(a) Fase A.



(b) Fase B.



(c) Fase C.

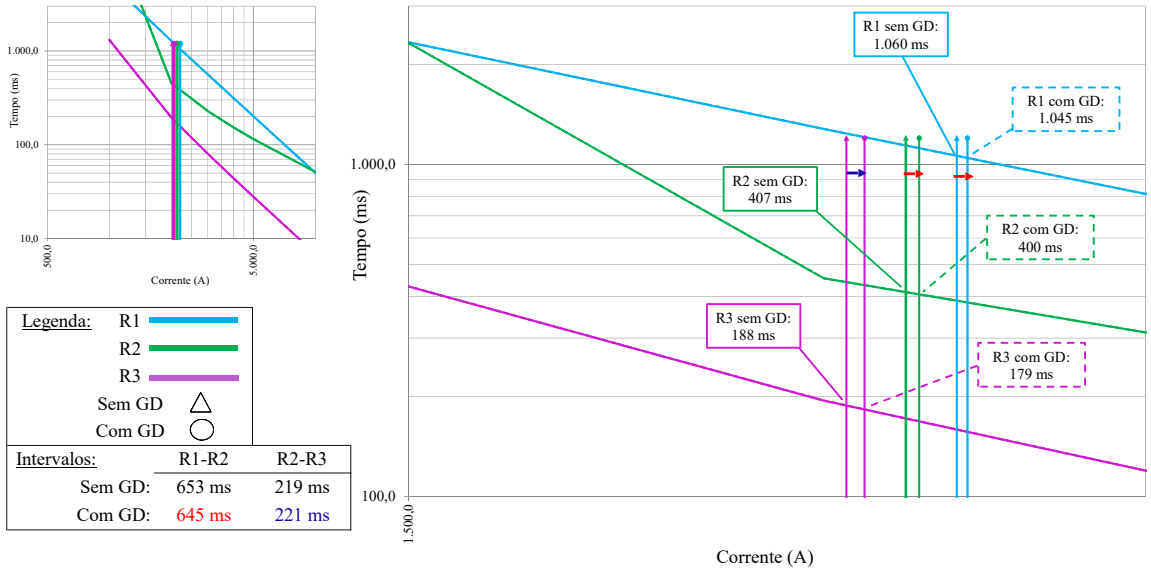


Fonte: Elaborado pelo autor.

Comparando as Tabelas 43, 45 e 47 para o caso de $I_{\text{f - sem GD}}$, conforme esperado, à medida que o relé se distancia da subestação, a corrente medida diminui, tanto na fase faltosa como nas sãs. Na fase faltosa, a corrente em R1 é igual a 2.193,13 A, em R2 é igual a 2.117,03 A e em R3 é de 2.031,56 A.

Essa situação se modifica quando há penetração de GFV na rede. Para o caso de $I_{\text{f-max}}$ em R1 (2.209,43 A), os modos de operação dos GFVs acarretam numa corrente de 2.136,74 A em R2 e 2.057,32 A em R3. Conforme mostrado na Figura 88, nessa situação ocorre a diminuição no intervalo entre as curvas de R1 e R2, de 653 ms para 645 ms. O intervalo entre R2 e R3 aumenta de 219 ms para 221 ms.

Figura 88 – Interferência na coordenação entre R1-R2 para $I_{\text{f-max}}$ em R1 - Falta LG fase B nó 675



Fonte: Elaborado pelo autor.

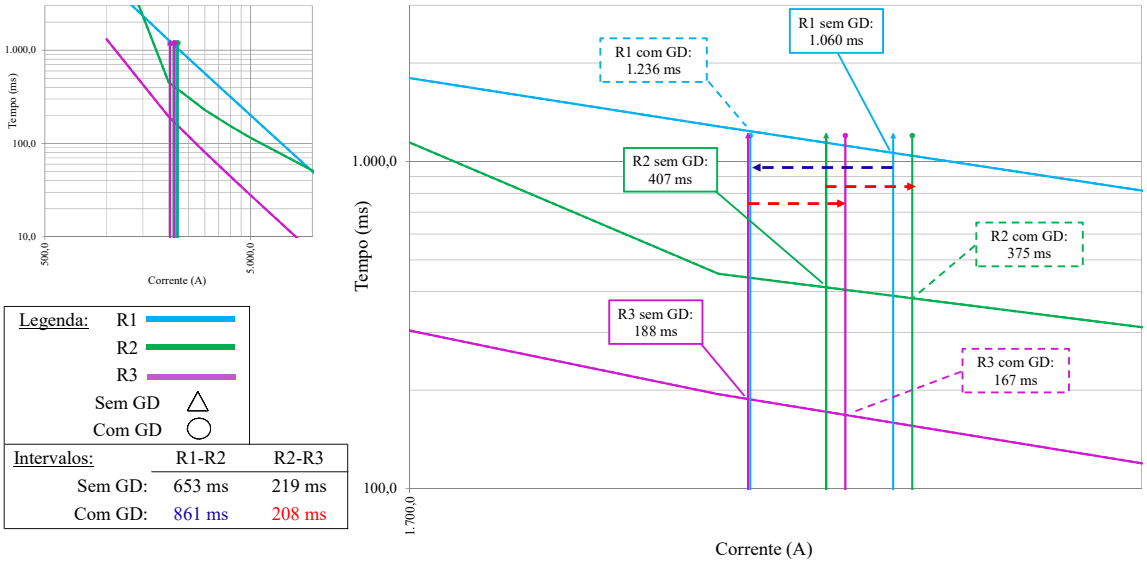
Para o caso de $I_{\text{f-min}}$ em R1 (2.034,09 A), os modos de operação dos GFVs acarretam numa corrente de 2.215,3 A em R2 e 2.138,52 A em R3. Isso acarreta numa diminuição no intervalo entre as curvas de R2 e R3 de 219 ms para 208 ms, muito próximo do intervalo mínimo, conforme mostra a Figura 89.

Para o caso de $I_{\text{f-max}}$ em R2 e R3 (2.278,76 A e 2.196,83 A, respectivamente), os modos de operação dos GFVs acarretam numa corrente de 2.090,37 A em R1. Isso acarreta numa diminuição no intervalo entre as curvas de R2 e R3 de 219 ms para 199 ms, mostrado na Figura 90, sendo menor que o intervalo mínimo, podendo comprometer a coordenação entre os relés.

A variação média das correntes entre os relés pode ser visualmente analisada através do diagrama unifilar do *13-Node Distribution Test Feeder* na Figura 91. Pode-se visualizar que os relés para a fase B, Figura 91a, a variação é semelhante, conforme mostrado

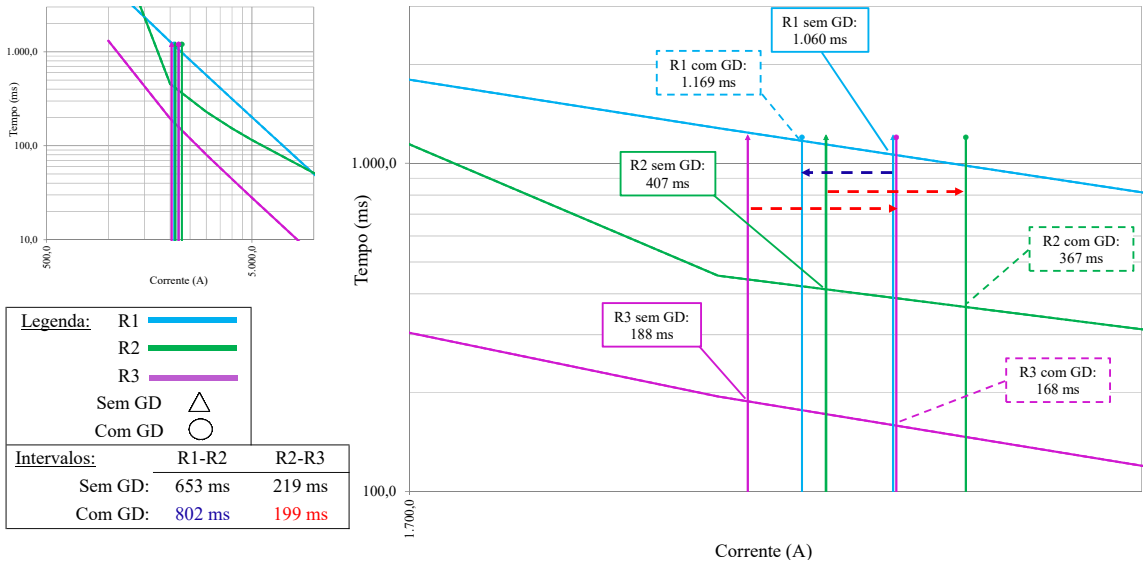
analisando a variabilidade nas Tabelas 43, 45 e 47. A variação das correntes nas fases A e C, na média, Figura 91b, é maior para o dispositivo de proteção mais próximo da subestação e menor à medida que o relé está mais próximo do ponto de falta.

Figura 89 – Interferência na coordenação entre R2-R3 para $I_{\text{f-min}}$ em R1 - Falta LG fase B nó 675



Fonte: Elaborado pelo autor.

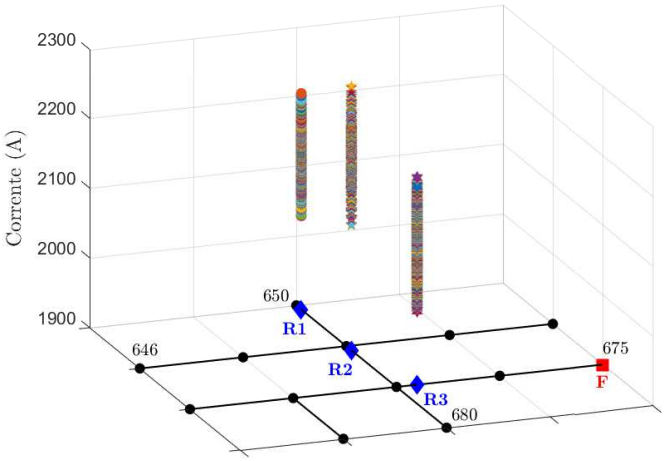
Figura 90 – Interferência na coordenação entre R2-R3 para $I_{\text{f-max}}$ em R2 e R3 - Falta LG fase B nó 675



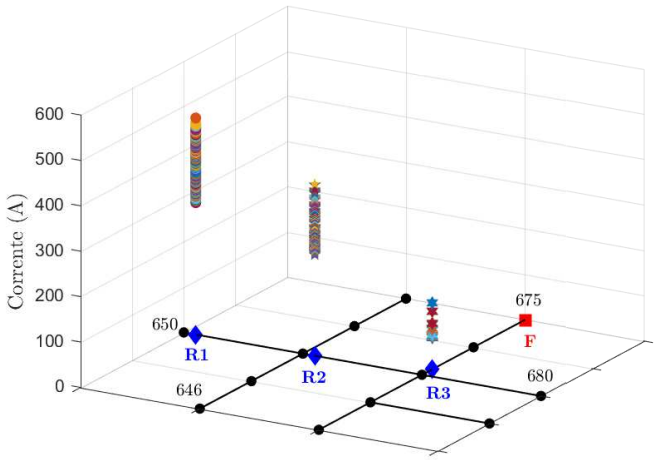
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 91 – Variação média da corrente nos relés para uma falta LG na fase B do nó 675

(a) Fase B.



(b) Média Fases A e C.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 92 apresenta o diagrama fasorial das correntes (A), em vermelho, e das tensões (V), em azul, em cada um dos relés, comparando os casos de corrente mínima, corrente sem GD e de corrente máxima. Em relação a tensão, o módulo do fasor da tensão da fase B diminui à medida que se aproxima do ponto de falta, enquanto que nas demais fases o valor se eleva, em proporção menor. Em relação a corrente, o módulo da fase B é superior aos das demais fases e diminui à medida que se aproxima do ponto de falta. Além disso, em todos os casos os fasores das correntes estão atrasados em relação aos fasores das tensões, evidenciando que o fluxo da corrente em todos os relés é da montante a jusante, na direção do ponto da falta.

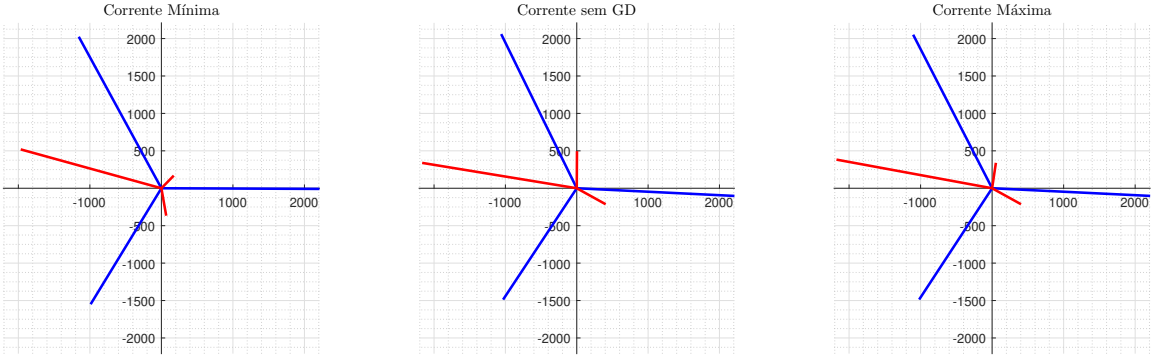
Como o status inicial de operação dos GFVs não determina se esses estarão injetando energia na rede durante o evento de falta, nem o modo de operação, é importante analisar se há influência da quantidade e do valor da potência a montante e a jusante dos GFVs no comportamento da corrente de falta passante em cada relé.

A Figura 93 apresenta a relação entre a quantidade de GFVs conectados na fase B a montante e a jusante de cada relé, ordenados em ordem decrescente da corrente média. Não é possível afirmar que exista uma relação entre o número de GFVs e a corrente de curto-circuito, pois para um mesmo número de GFVs conectados, em todos os casos, há valores de correntes diferentes. Isso demonstra que há uma forte relação no comportamento da corrente de curto-circuito com a operação dos GFVs conectados as outras fases do alimentador. Da mesma forma não é possível afirmar nenhuma relação a partir da Figura 94 que mostra a quantidade líquida (nós a montante subraídos dos nós a jusante) de nós com GFVs conectados a fase B do alimentador.

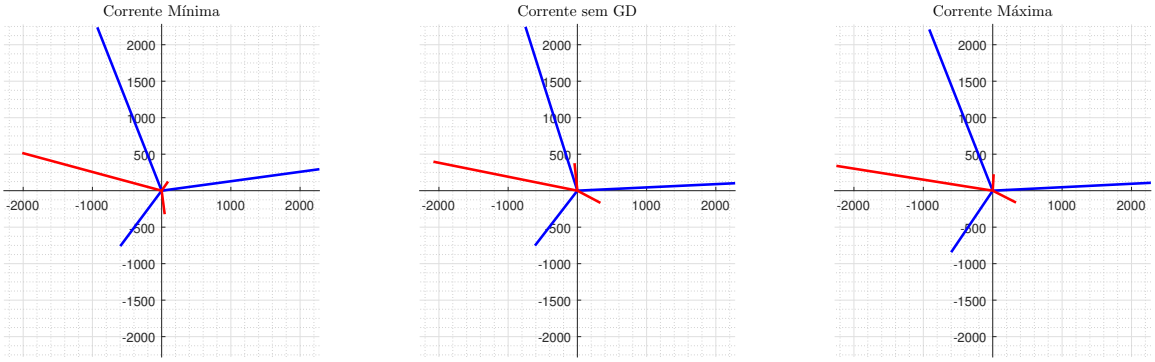
Situação semelhante ocorre na Figura 95, que apresenta a relação entre a potência instalada de GFVs conectados a montante e a jusante na fase B de cada relé, ordenados em ordem decrescente da corrente média, e na Figura 96 que apresenta a diferença entre a potência instalada a montante e a jusante: potência líquida. Mais uma vez é demonstrado que há uma forte relação no comportamento da corrente de curto-circuito com a operação dos GFVs conectados as outras fases do alimentador. Entretanto, diferentemente do caso da fase A, apesar de uma mesma potência possuir valores de correntes diferentes, percebe-se que quanto maior a quantidade de potência conectada a montante, maior é a corrente, e quanto maior a potência conectada a jusante, menor é a corrente.

Figura 92 – Diagrama fasorial das correntes e tensões em cada relé para uma falta LG na fase B do nó 675

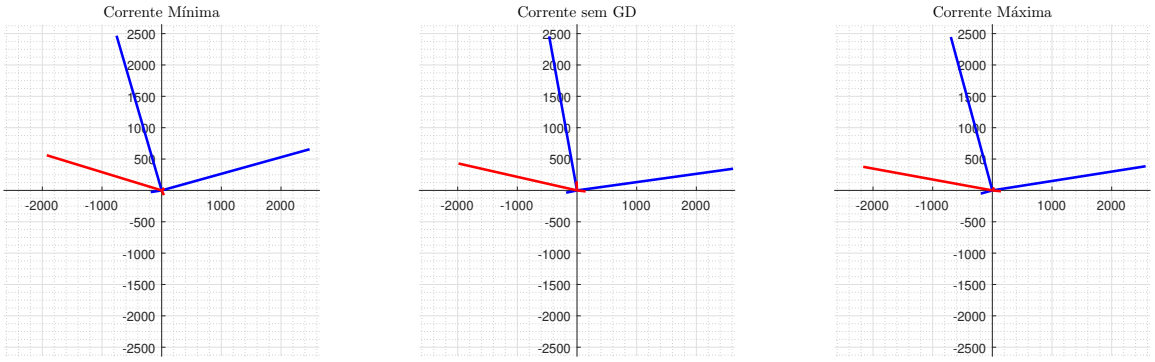
(a) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R1.



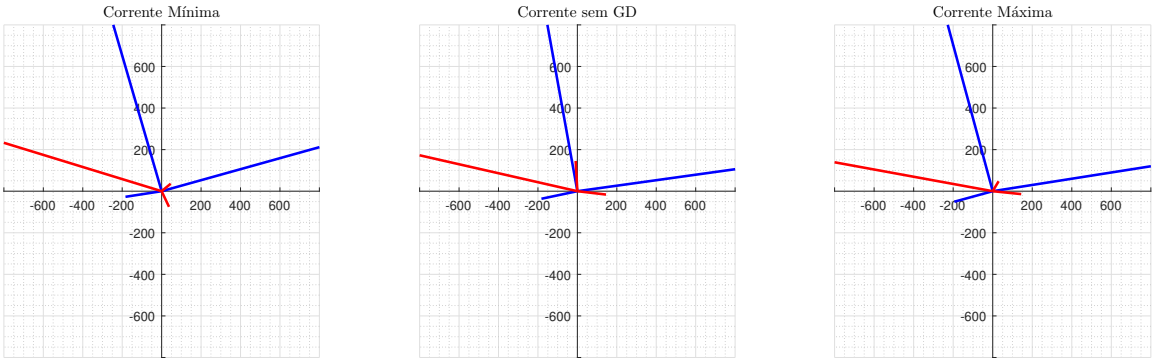
(b) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R2..



(c) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R3.



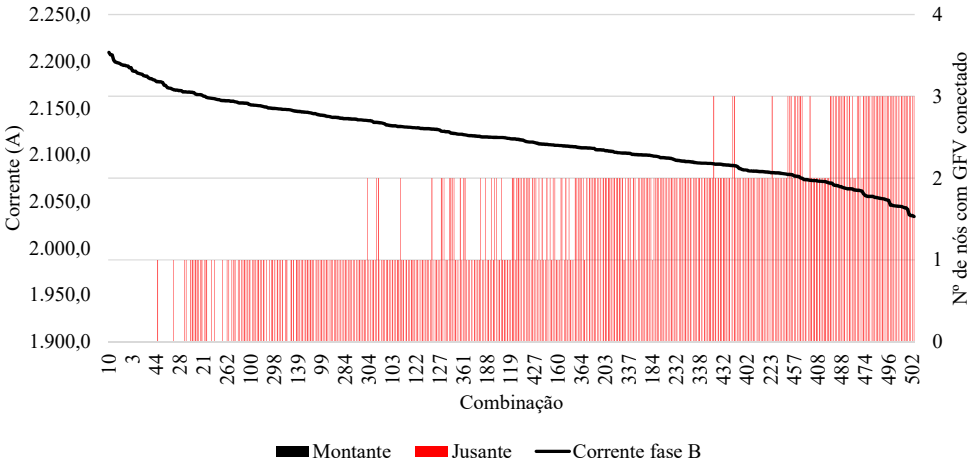
(d) *Zoom* na Figura 64c para visualização da magnitude das tensões em R3.



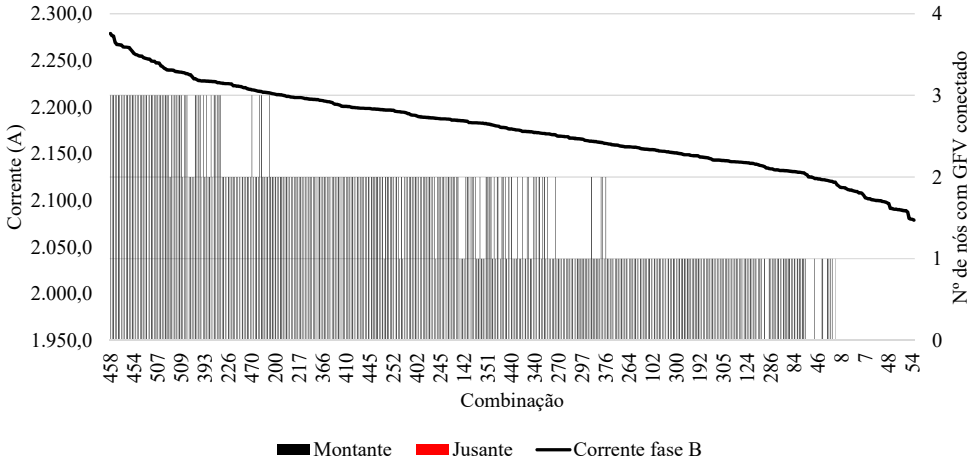
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 93 – Número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase B do nó 675

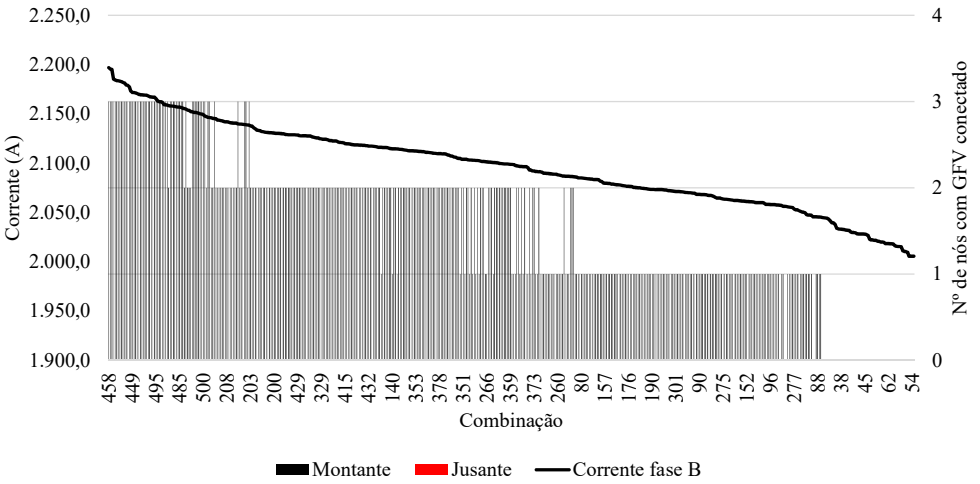
(a) R1.



(b) R2.



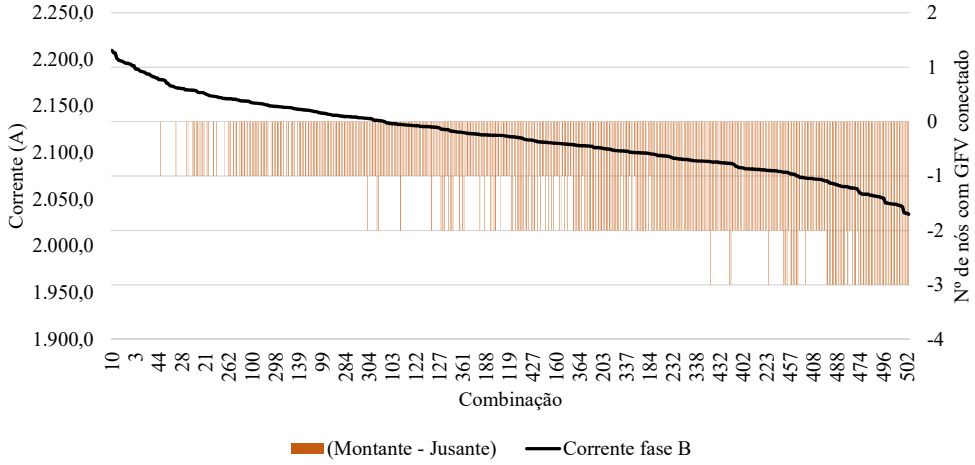
(c) R3.



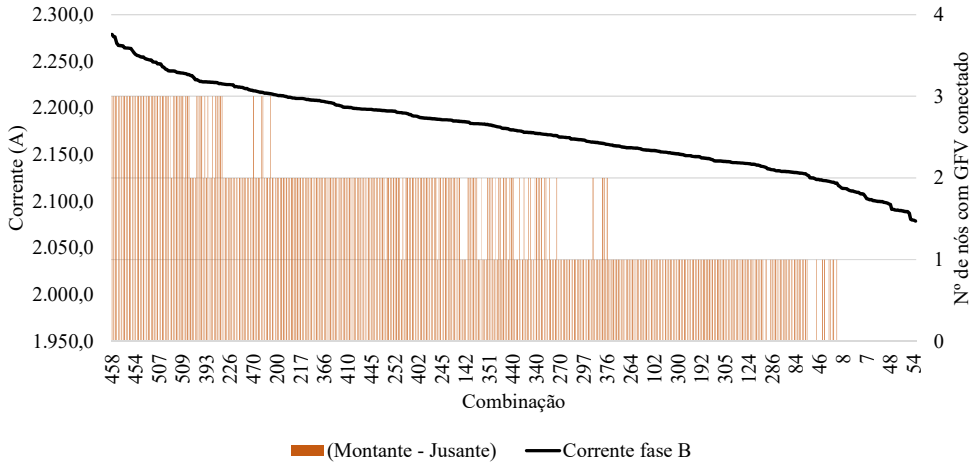
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 94 – Diferença entre o número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase B do nó 675

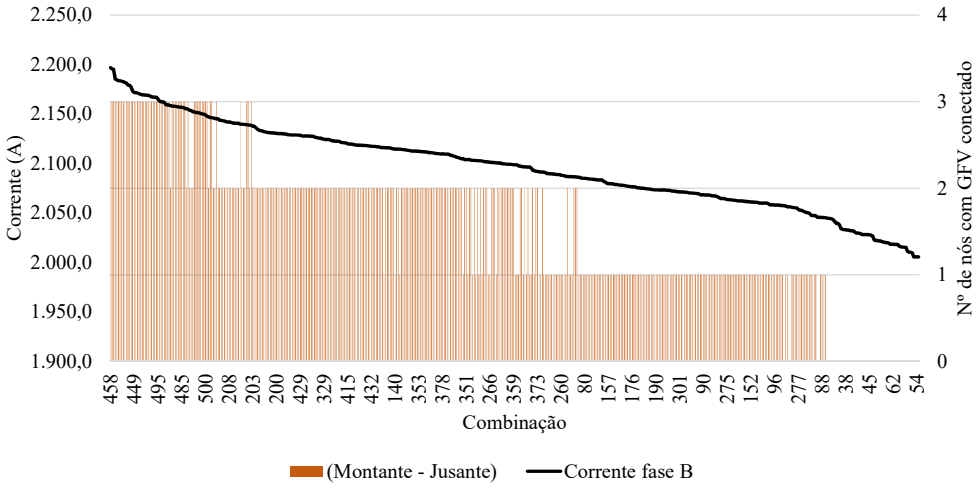
(a) R1.



(b) R2.



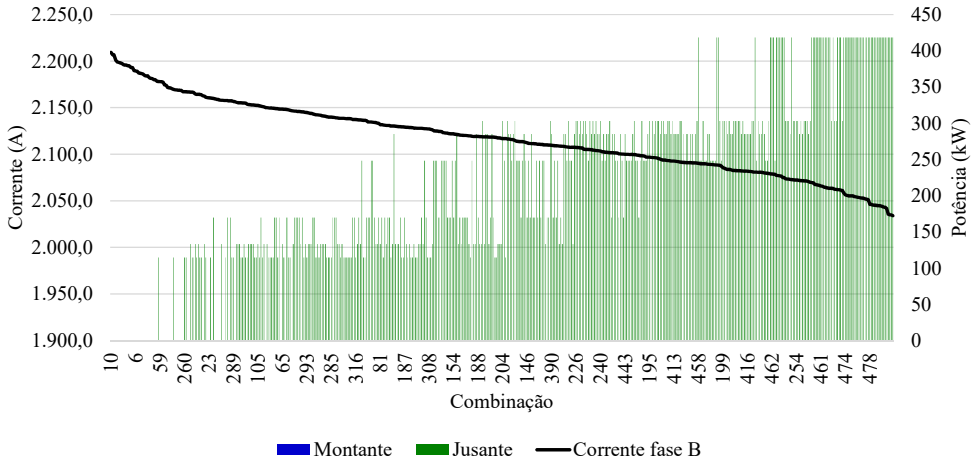
(c) R3.



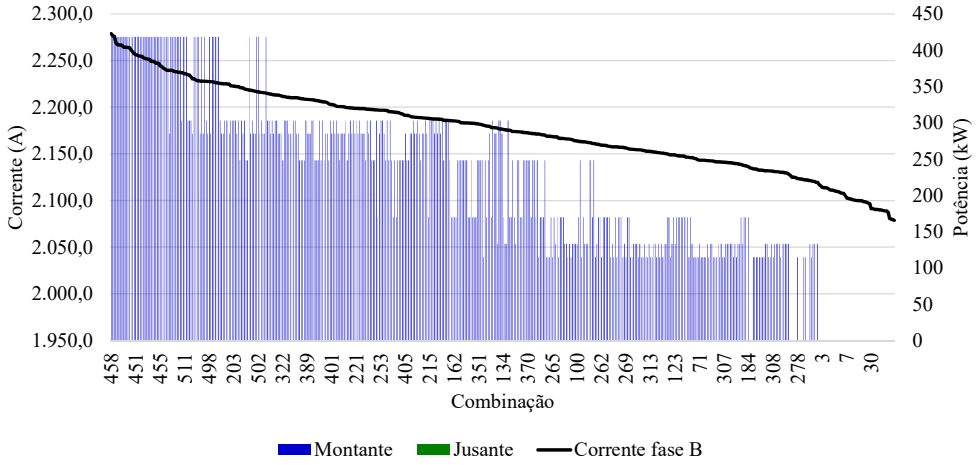
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 95 – Potência (kW) dos GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase B do nó 675

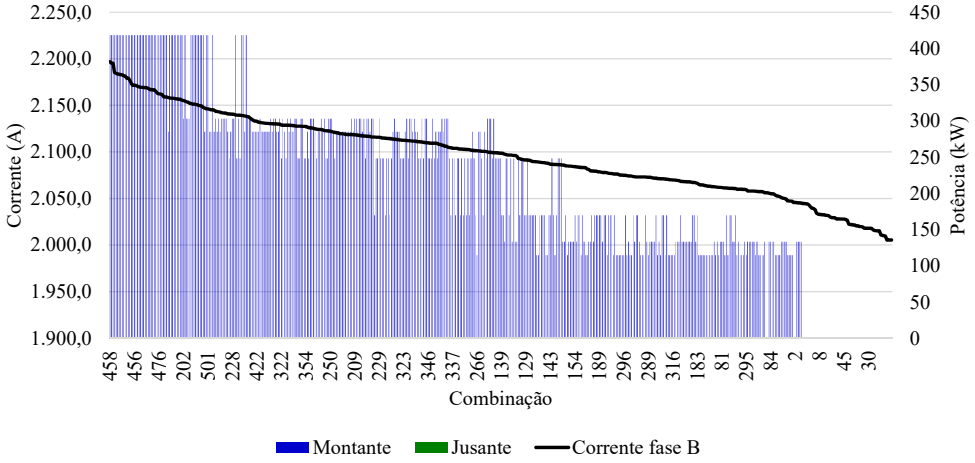
(a) R1.



(b) R2.



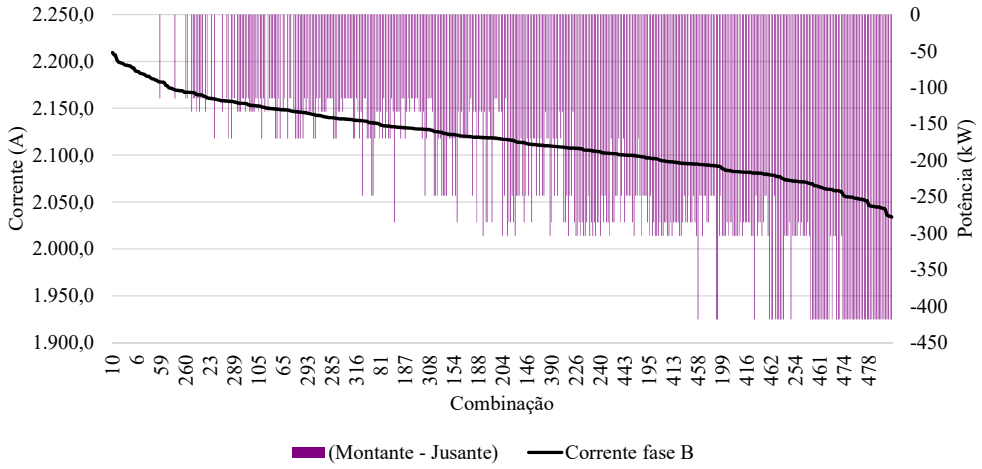
(c) R3.



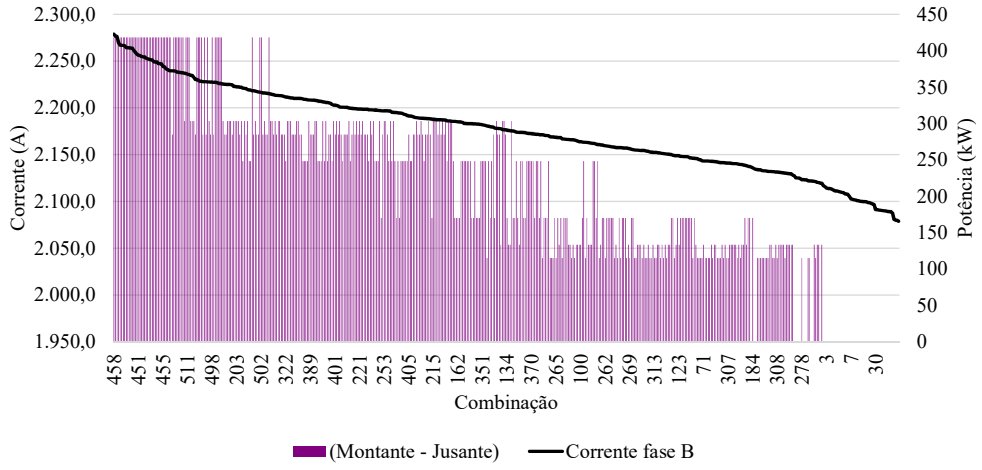
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 96 – Diferença entre as potências a montante e a jusante dos GFVs conectados em relação aos relés para uma falta LG na fase B do nó 675

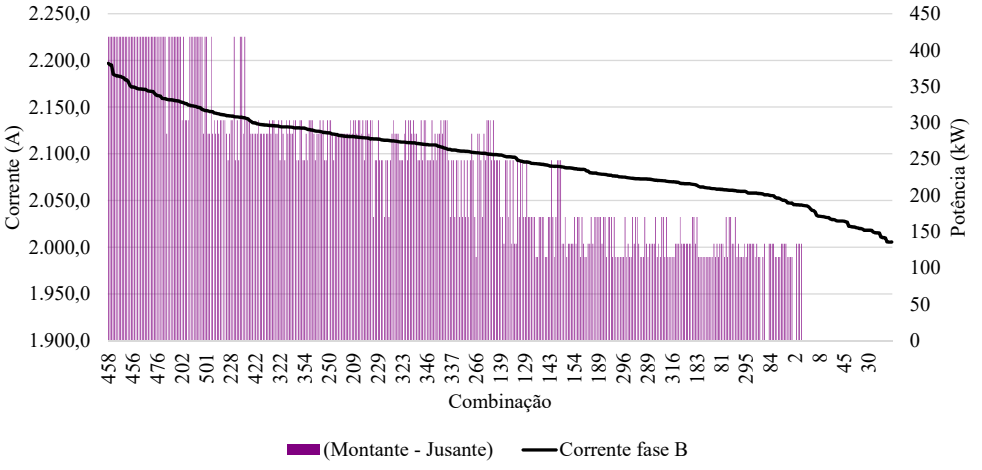
(a) R1.



(b) R2.



(c) R3.



Fonte: Elaborado pelo autor.

6.2.1.3 Fase C (nó 675)

As Tabelas 49, 51 e 53 apresentam as correntes $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ passantes por cada fase dos relés R1, R2 e R3, as variações (Δ) em ampere e em % em relação ao caso sem GD ($I_{\text{f - sem GD}}$), assim como a variabilidade (VAR), de acordo com a Equação 6.1, para uma falta LG na fase C.

A partir da Tabela 49, conforme esperado, é possível confirmar que as correntes de falta para a fase faltosa possuem valores inferiores a falta 3LG no mesmo local. A fase faltosa apresenta uma variabilidade de 4,93%, com uma variação máxima, em módulo, de 101,81 A. Entretanto, a variabilidade máxima das fases sãs é de 44,04% e 37,53% na média, apresentando uma variação máxima, em módulo, de 198,85 A, e 181,63 A na média. Na fase faltosa, o valor de $I_{\text{f-max}}$ é 5,99 A maior que $I_{\text{f - sem GD}}$, enquanto que $I_{\text{f-min}}$ é 101,81 A menor.

Tabela 49 – Correntes medidas pelo Relé R1 para uma falta tipo LG na fase C do nó 675

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média (A e B)**
Mínima (A)	254,25	334,81	2.086,87	302,26
Máxima (A)	453,81	514,68	2.194,66	483,89
Sem GD (A)	453,09	514,68	2.188,67	483,89
Variabilidade (%)	44,04%	34,95%	4,93%	37,53%
Δ $I_{\text{f-min}}$ (A)	-198,85	-179,87	-101,81	-181,63
Δ $I_{\text{f-max}}$ (A)	0,72	0,00	5,99	0,00
Δ $I_{\text{f-min}}$ (%)	-43,89%	-34,95%	-4,65%	-37,53%
Δ $I_{\text{f-max}}$ (%)	0,16%	0,00%	0,27%	0,00%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 50 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R1 para uma falta LG na fase C do nó 675

Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	0-0	0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0	5	0-0-0	0-0-0
	0-0	0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	1	5	0-0-0	0-0-0
$I_{\text{f-min}}$	4-2	4	5-4-2	5-5-1	5-5-1	0	0	5-5-1	5-5-1
	4-2	4	5-4-2	5-5-1	5-5-1	1	0	5-5-1	5-5-1

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 50 apresenta o modo de operação dos GFVs para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ na fase C. Para cada caso há duas configurações distintas. O caso de $I_{\text{f-max}}$ ocorre quando todos os GFVs conectados a fase C estão desconectados (Modo 0) com exceção do GFV do nó 611 que pode estar no Modo 0 ou 1. Nas demais fases sãs os GFVs estão no Modo 0, com exceção no GFV do nó 652 (Modo 5).e o GFV do nó 611 está no Modo

5. O caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando os GFVs conectados a fase C a jusante de R1 estão conectados no Modo 1 ou 2, dependendo da sua posição no alimentador, com exceção do GFV do nó 611 que pode estar no Modo 0 ou 1. Nas demais fases sãs os GFVs estão operando o Modo 4 ou 5, e Modo 0 para o nó 652. Percebe-se que o comportamento dos GFVs nas fases sãs possui uma forte influência no comportamento da fase faltosa, que pode ser explicado pelo acoplamento magnético dos condutores aéreos do alimentador.

Portanto, é importante analisar o comportamento das tensões em cada fase do alimentador, conforme mostrado na Figura 97. Na Figura 97c, conforme esperado, quanto mais próximo do ponto de falta, menor é a tensão no nó. A tensão apresenta uma maior variação nos ramais laterais em relação ao tronco principal, principalmente no nó 634. Por outro lado, o comportamento das fases sãs é diferente. As Figuras 97a e 97b mostram que quanto mais próximo do ponto de falta, maior é a tensão no nó, e a variação nos ramais laterais é inferior à variação para a fase C.

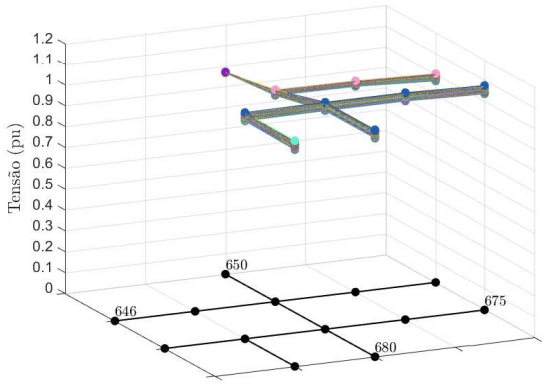
Na Tabela 51 estão apresentadas as correntes medidas em R2. A fase faltosa apresenta uma variabilidade de 5,26%, com uma variação máxima, em módulo, de 83,91 A. Entretanto, a variabilidade máxima das fases sãs é de 47,71%, e 37,29% na média, apresentando uma variação máxima, em módulo, de 175,42 A, e 123,56 A na média. Na fase faltosa, o valor de $I_{\text{f-max}}$ é 83,91 A maior que $I_{\text{f - sem GD}}$, enquanto que $I_{\text{f-min}}$ é 27,19 A menor.

A Tabela 52 apresenta o modo de operação dos GFVs para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ na fase C. Para cada caso há duas configurações distintas. O caso de $I_{\text{f-max}}$ ocorre quando todos os GFVs conectados a fase C a montante de R2 estão operando no Modo 2, enquanto que os localizados a jusante estão desconectados, com exceção para o nó 611 que pode estar operando no Modo 0 ou 1. Nas fases sãs os GFVs a montante de R2 estão operando no Modo 0 (nó 645) ou Modo 4 (nós 646 e 634), dependendo da sua localização e a maioria dos GFVs a jusante estão no Modo 0, com exceção para o GFV do nó 652 (Modo 5). O caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando os GFVs conectados na fase C a montante de R2 estão desconectados (Modo 0) e os conectados a jusante estão operando no Modo 1, com exceção do nó 611 que pode estar no Modo 0 ou 1. Nas demais fases sãs os GFVs a montante estão operando no Modo 0, com exceção do GFV do nó 645 (Modo 4) e os a jusante estão na maioria no Modo 5, com exceção para o GFV do nó 652 (Modo 0).

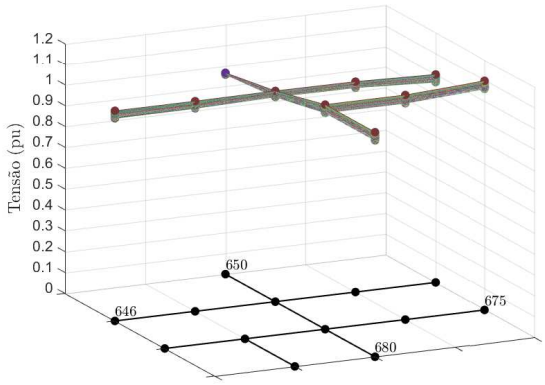
A Tabela 53 apresenta as correntes medidas em R3. A fase faltosa apresenta uma variabilidade de 5,04%, com uma variação máxima, em módulo, de 83,16 A. Entretanto, a variabilidade máxima das fases sãs é de 64,59%, e 56,55% na média, apresentando uma variação máxima, em módulo, de 91,03 A, e 80,30 A na média. Na fase faltosa, o valor de $I_{\text{f-max}}$ é 83,16 A maior que $I_{\text{f - sem GD}}$, enquanto que $I_{\text{f-min}}$ é 18,78 A menor.

Figura 97 – Variação da tensão no alimentador para uma falta tipo LG na fase C do nó 675

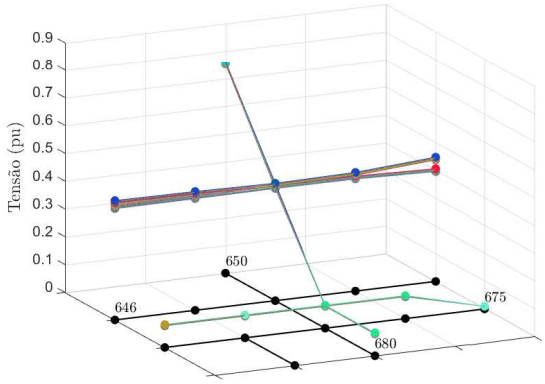
(a) Fase A.



(b) Fase B.



(c) Fase C.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 54 apresenta o modo de operação dos GFVs para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ na fase C. Para cada caso há duas configurações distintas. O caso de $I_{\text{f-max}}$ ocorre

Tabela 51 – Correntes medidas pelo Relé R2 para uma falta tipo LG na fase C do nó 675

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média (A e B)**
Mínima (A)	197,76	216,50	2.084,10	212,71
Máxima (A)	375,80	300,49	2.195,19	338,12
Sem GD (A)	373,19	299,36	2.111,29	336,27
Variabilidade (%)	47,71%	28,06%	5,26%	37,29%
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (A)	-175,42	-82,86	-27,19	-123,56
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (A)	2,61	1,13	83,91	1,85
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (%)	-47,01%	-27,68%	-1,29%	-36,74%
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (%)	0,70%	0,38%	3,97%	0,55%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 52 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R2 para uma falta LG na fase C do nó 675

Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	4-2	0	4-4-2	0-0-0	0-0-0	0	5	0-0-0	0-0-0
	4-2	0	4-4-2	0-0-0	0-0-0	1	5	0-0-0	0-0-0
$I_{\text{f-min}}$	0-0	4	0-0-0	5-5-1	5-5-1	0	0	5-5-1	5-5-1
	0-0	4	0-0-0	5-5-1	5-5-1	1	0	5-5-1	5-5-1

Fonte: Elaborado pelo autor.

quando os GFVs conectado a fase C a montante de R3, estão operando no Modo 2, com exceção dos instalados no nós 632-671 e 671 que operam no Modo 0, e os a jusante estão operando no Modo 0. O GFV do nó 611 pode estar operando no Modo 0 ou 1. Nas demais fases sãs os GFVs a montante estão no Modo 0, 4 ou 5, dependendo da sua localização, e os a jusante estão no Modo 0. O caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando os GFVs conectados na fase C a montante de R3 estão no Modo 0 (nós 646 e 634), Modo 0 (632-671) e Modo 1 (nó 671) e os a jusante estão no Modo 0 (nó 692) ou 1 (nó 675). O GFV do nó 611 pode estar operando no Modo 0 ou 1. Nas demais fases sãs os GFVs a montante estão no Modo 0, 4 ou 5, dependendo da sua localização e os a jusante estão no Modo 0 ou 5.

Comparando as Tabelas 49, 51 e 53 para o caso de $I_{\text{f - sem GD}}$, conforme esperado, à medida que o relé se distancia da subestação, a corrente medida diminui, tanto na fase faltosa como nas sãs. Na fase faltosa, a corrente em R1 é igual a 2.188,67 A, em R2 é igual a 2.111,29 A e em R3 é de 2.023,58 A.

Essa situação se modifica quando há penetração de GFV na rede. Para o caso de $I_{\text{f-max}}$ em R1 (2.194,66 A), os modos de operação dos GFVs acarretam numa corrente de 2.117,51 A em R2 e 2.031,48 A em R3. Conforme mostrado na Figura 98, nessa situação ocorre a diminuição no intervalo entre as curvas de R2 e R3 de 220 ms para 218 ms. O intervalo entre R1 e R2 aumenta de 656 ms para 658 ms.

Tabela 53 – Correntes medidas pelo Relé R3 para uma falta tipo LG na fase C do nó 675

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média (A e B)**
Mínima (A)	55,56	66,93	2.004,80	64,25
Máxima (A)	150,24	143,78	2.106,74	146,00
Sem GD (A)	146,59	142,52	2.023,58	144,55
Variabilidade (%)	64,59%	53,92%	5,04%	56,55%
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (A)	-91,03	-75,59	-18,78	-80,30
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (A)	3,66	1,26	83,16	1,45
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (%)	-62,10%	-53,04%	-0,93%	-55,55%
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (%)	2,49%	0,89%	4,11%	1,00%

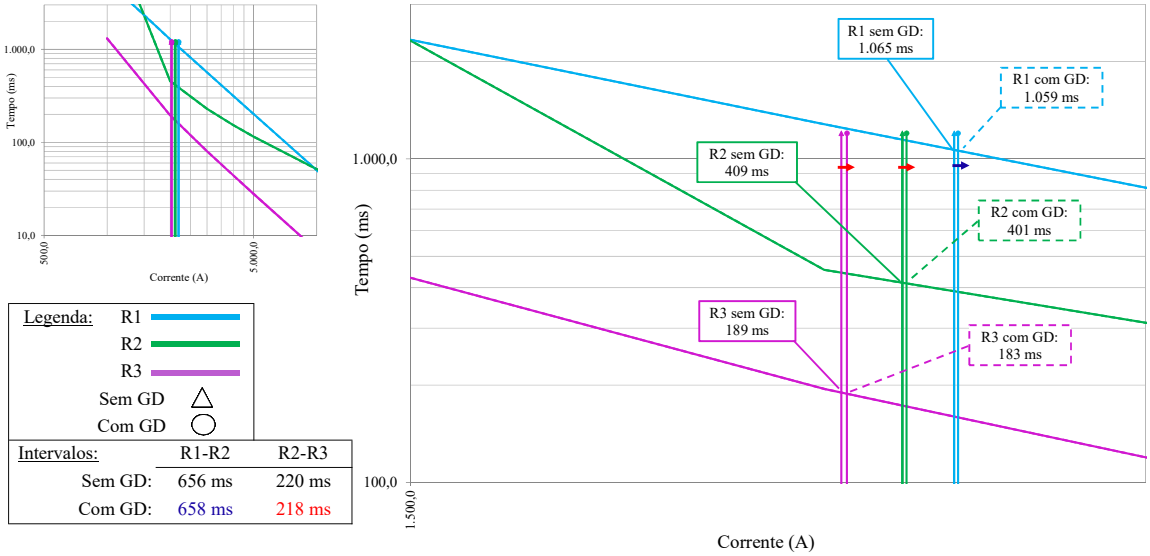
Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 54 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R3 para uma falta LG na fase C do nó 675

Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	4-2	0	4-4-2	0-0-0	0-0-0	0	5	0-0-0	0-0-0
	4-2	0	4-4-2	0-0-0	0-0-0	1	5	0-0-0	0-0-0
$I_{\text{f-min}}$	0-0	4	0-0-0	0-0-0	5-5-1	0	0	0-0-0	5-5-1
	0-0	4	0-0-0	0-0-0	5-5-1	1	0	0-0-0	5-5-1

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 98 – Interferência na coordenação entre R2-R3 para $I_{\text{f-max}}$ em R1 - Falta LG fase C nó 675

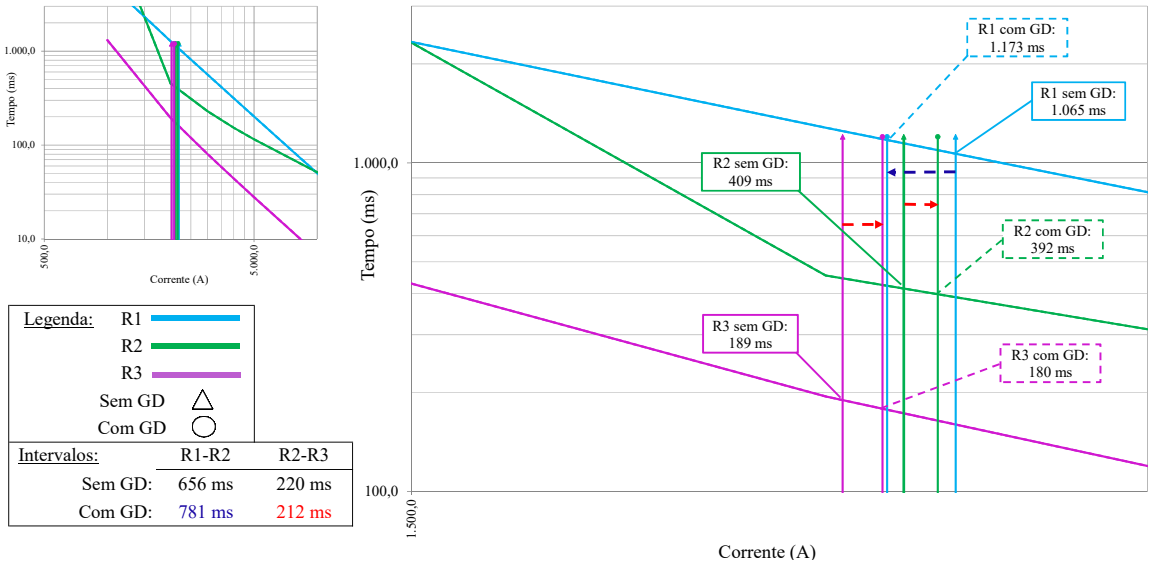


Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o caso de $I_{\text{f-min}}$ em R1 (2.086,87 A), os modos de operação dos GFVs acarretam numa corrente de 2.161,64 A em R2 e 2.080,19 A em R3. Isso acarreta numa diminuição no

intervalo entre as curvas de R2 e R3 de 220 ms para 212 ms, conforme mostra a Figura 99. Para R1-R2, o intervalo de tempo aumenta de 656 ms para 781 ms.

Figura 99 – Interferência na coordenação entre R2-R3 para $I_{\text{f-min}}$ em R1 - Falta LG fase C nó 675



Fonte: Elaborado pelo autor.

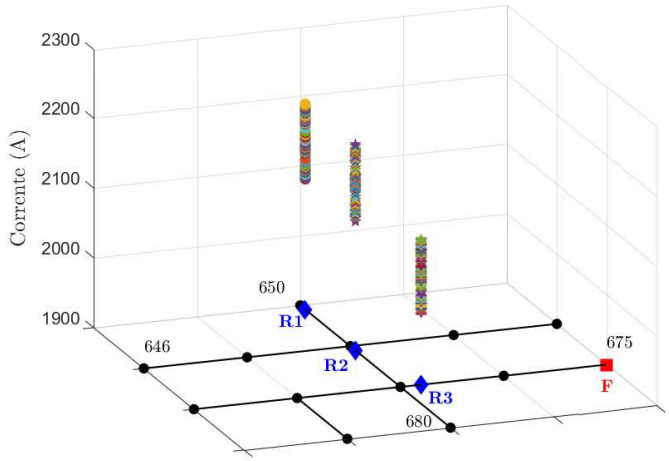
A variação média das correntes entre os relés pode ser visualmente analisada através do diagrama unifilar do *13-Node Distribution Test Feeder* na Figura 100. Pode-se visualizar que os relés para a fase C, Figura 100a, a variação é semelhante, conforme mostrado analisando a variabilidade nas Tabelas 49, 51 e 53. A variação das correntes nas fases A e B, na média, Figura 100b, é maior para o dispositivo de proteção mais próximo da subestação e menor à medida que o relé está mais próximo do ponto de falta.

A Figura 101 apresenta o diagrama fasorial das correntes (A), em vermelho, e das tensões (V), em azul, em cada um dos relés, comparando os casos de corrente mínima, corrente sem GD e de corrente máxima. Em relação a tensão, o módulo do fasor da tensão da fase C diminui à medida que se aproxima do ponto de falta, enquanto que nas demais fases o valor se eleva, em proporção menor. Em relação a corrente, o módulo da fase C é superior aos das demais fases e diminui à medida que se aproxima do ponto de falta. Além disso, em todos os casos os fasores das correntes estão atrasados em relação aos fasores das tensões, evidenciando que o fluxo da corrente em todos os relés é da montante a jusante, na direção do ponto da falta.

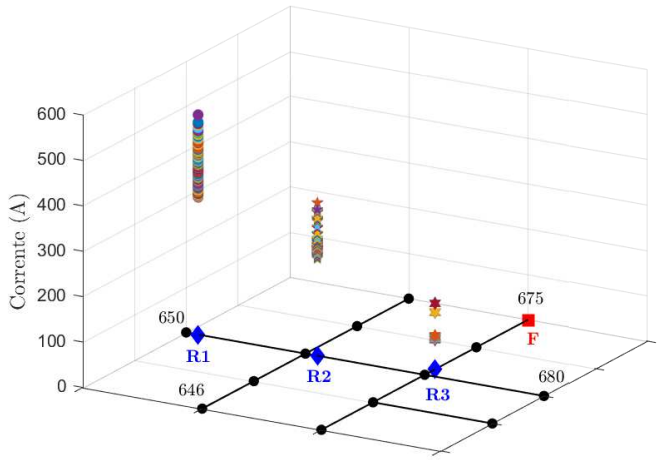
Como o status inicial de operação dos GFVs não determina se esses estarão injetando energia na rede durante o evento de falta, nem o modo de operação, é importante analisar se há influência da quantidade e do valor da potência a montante e a jusante dos GFVs no comportamento da corrente de falta passante em cada relé.

Figura 100 – Variação média da corrente nos relés para uma falta LG na fase C do nó 675

(a) Fase C.



(b) Média Fases A e B.



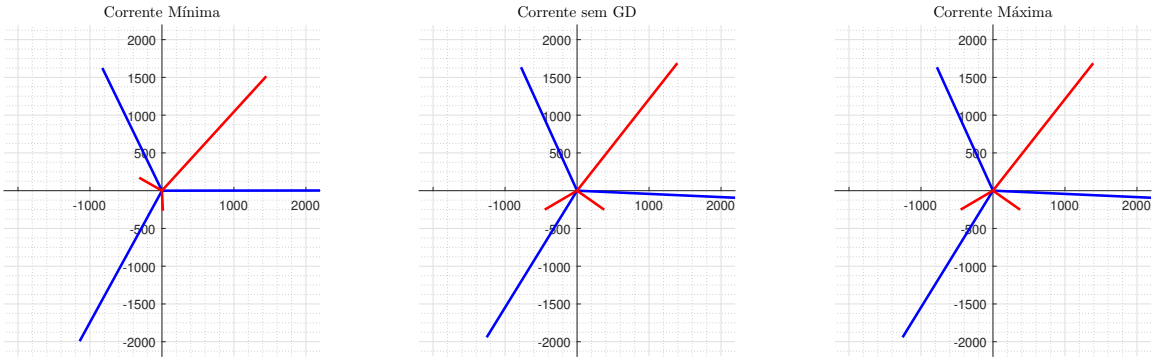
Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 102 apresenta a relação entre a quantidade de GFVs conectados na fase C a montante e a jusante de cada relé, ordenados em ordem decrescente da corrente média. Não é possível afirmar que exista uma relação entre o número de GFVs e a corrente de curto-circuito, pois para um mesmo número de GFVs conectados, em todos os casos, há valores de correntes diferentes. Isso demonstra que há uma forte relação no comportamento da corrente de curto-circuito com a operação dos GFVs conectados as outras fases do alimentador. Da mesma forma não é possível afirmar nenhuma relação a partir da Figura 103 que mostra a quantidade líquida (nós a montante subraídos dos nós a jusante) de nós com GFVs conectados a fase C do alimentador.

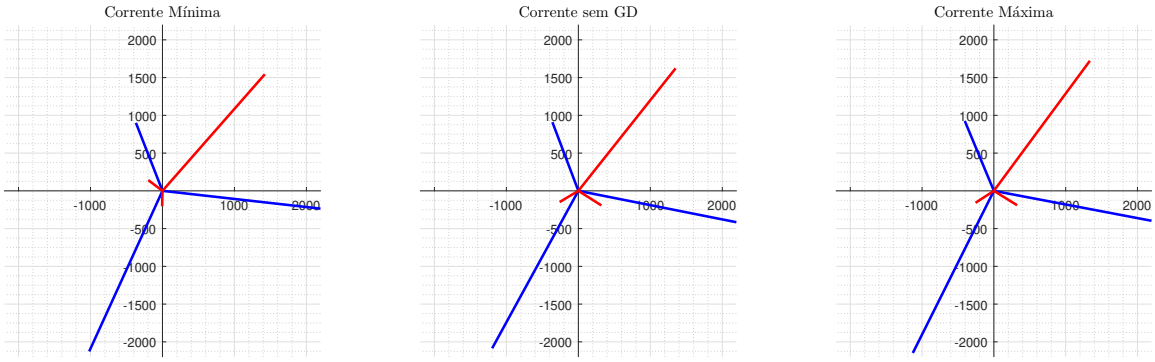
Situação semelhante ocorre na Figura 104, que apresenta a relação entre a potência instalada de GFVs conectados a montante e a jusante na fase C de cada relé, ordenados em ordem decrescente da corrente média, e na Figura 105 que apresenta a diferença entre a potência instalada a montante e a jusante: potência líquida. Mais uma vez é demonstrado que há uma forte relação no comportamento da corrente de curto-circuito com a operação dos GFVs conectados as outras fases do alimentador. Entretanto, percebe-se que quanto maior a quantidade de potência conectada a montante, maior é a corrente, e quanto maior a potência conectada a jusante, menor é a corrente.

Figura 101 – Diagrama fasorial das correntes e tensões em cada relé para uma falta LG na fase C do nó 675

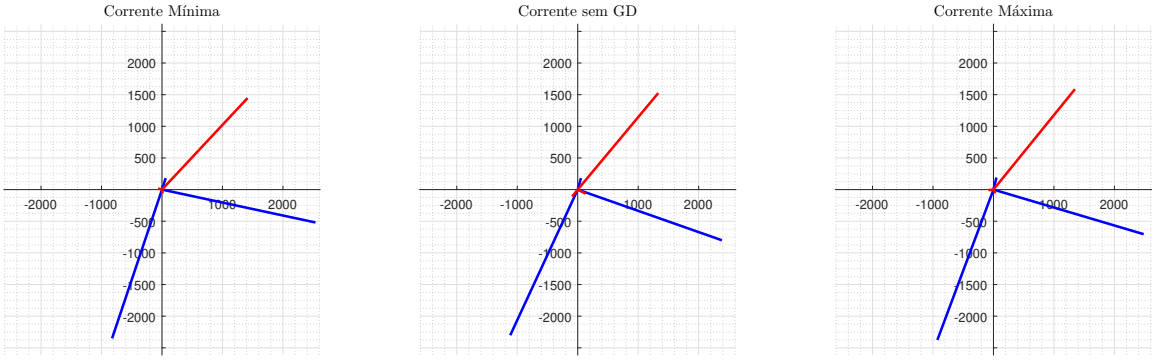
(a) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R1.



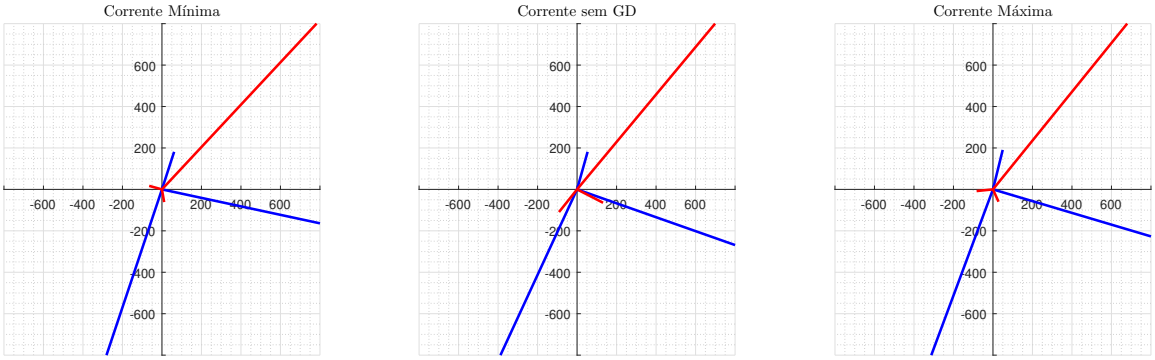
(b) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R2..



(c) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R3.



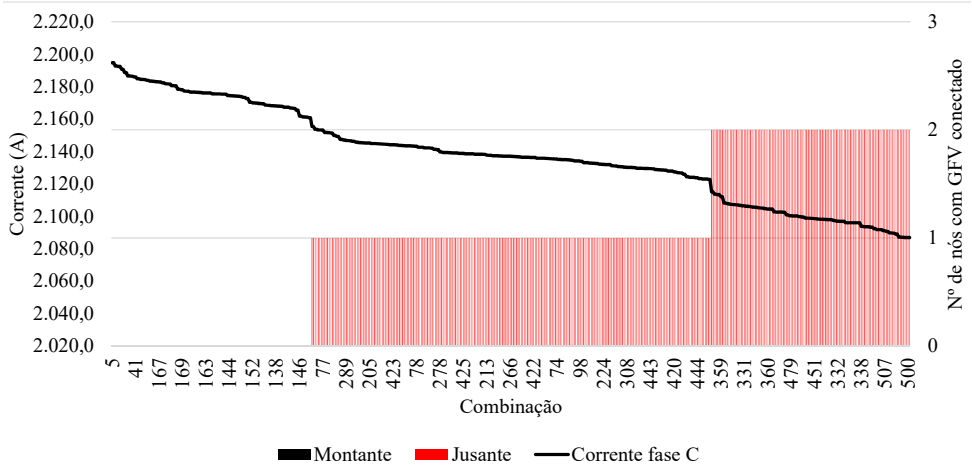
(d) *Zoom* na Figura 64c para visualização da magnitude das tensões em R3.



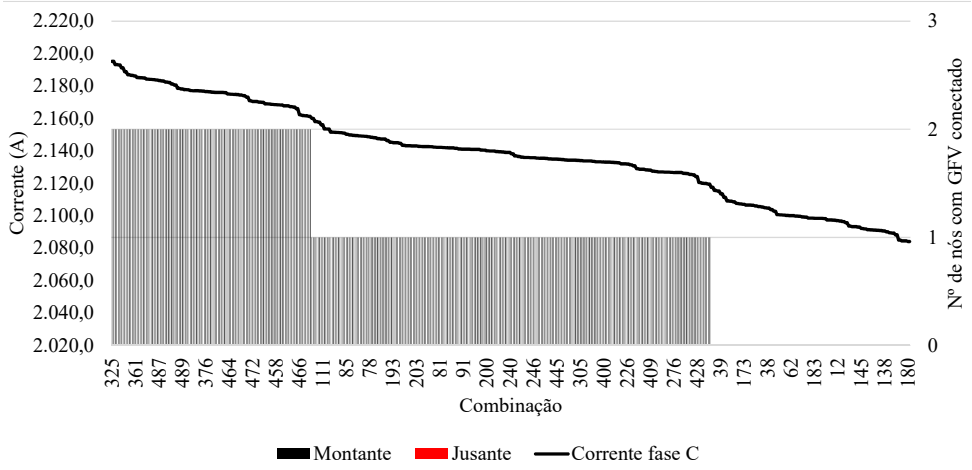
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 102 – Número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase C do nó 675

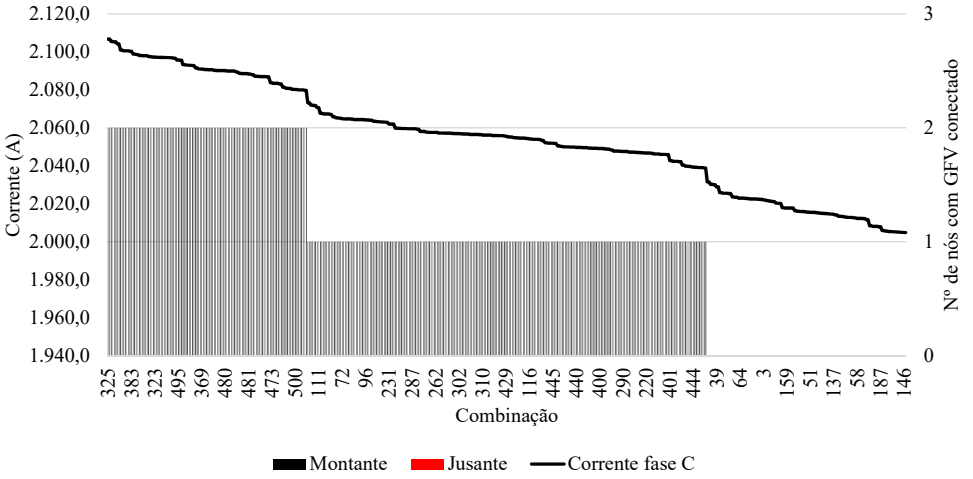
(a) R1.



(b) R2.



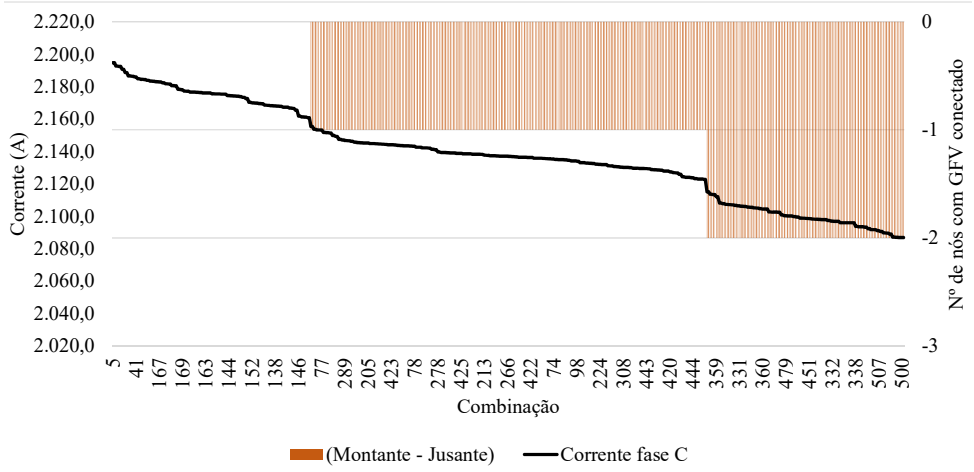
(c) R3.



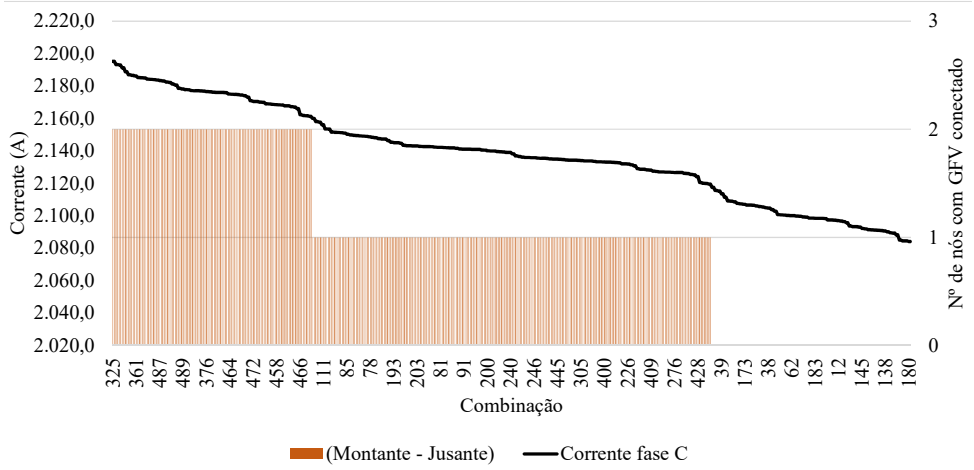
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 103 – Diferença entre o número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase C do nó 675

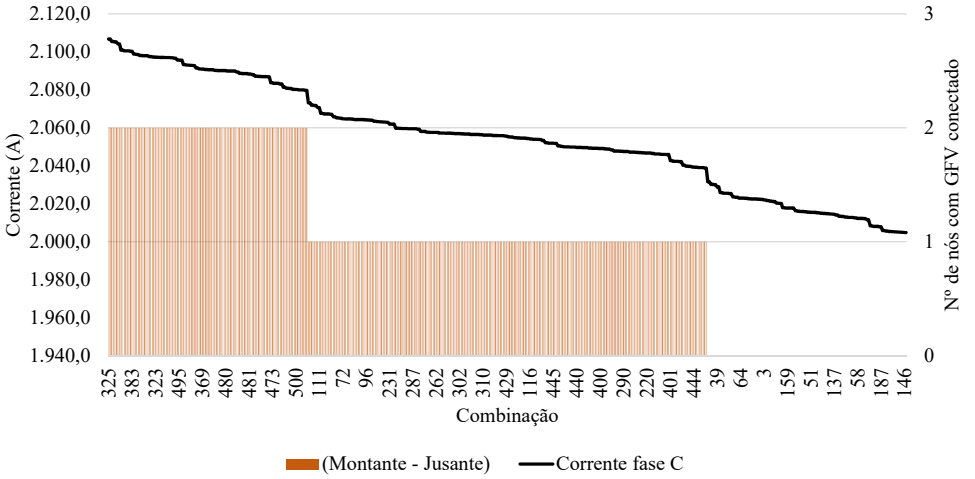
(a) R1.



(b) R2.



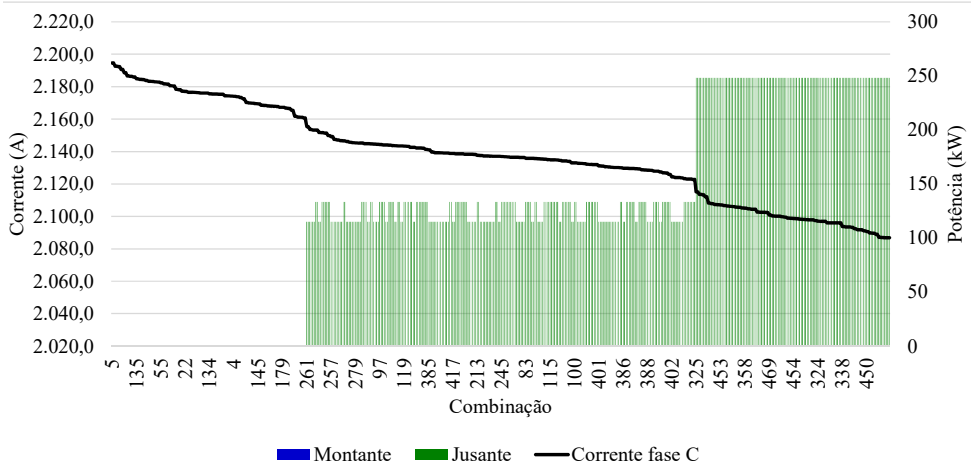
(c) R3.



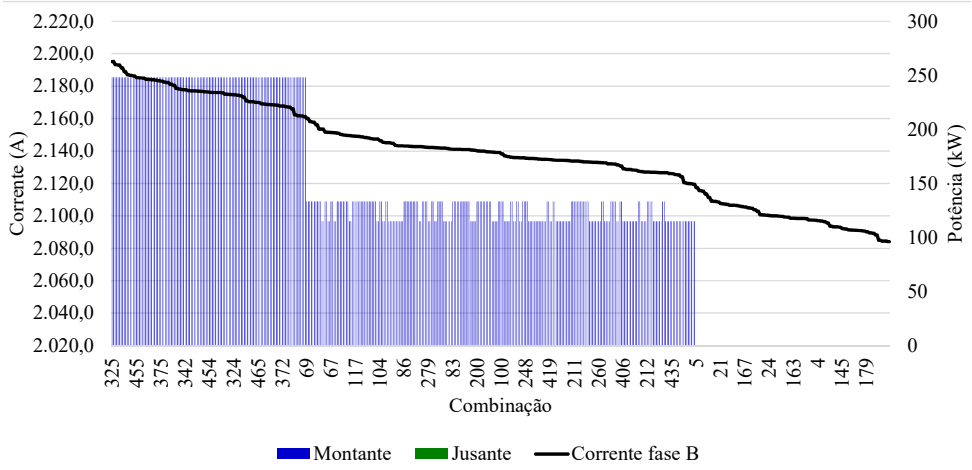
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 104 – Potência (kW) dos GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase C do nó 675

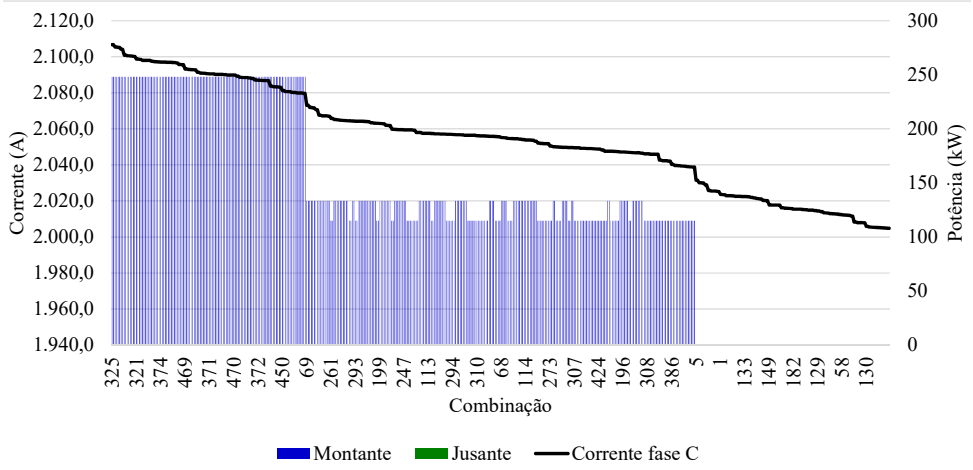
(a) R1.



(b) R2.



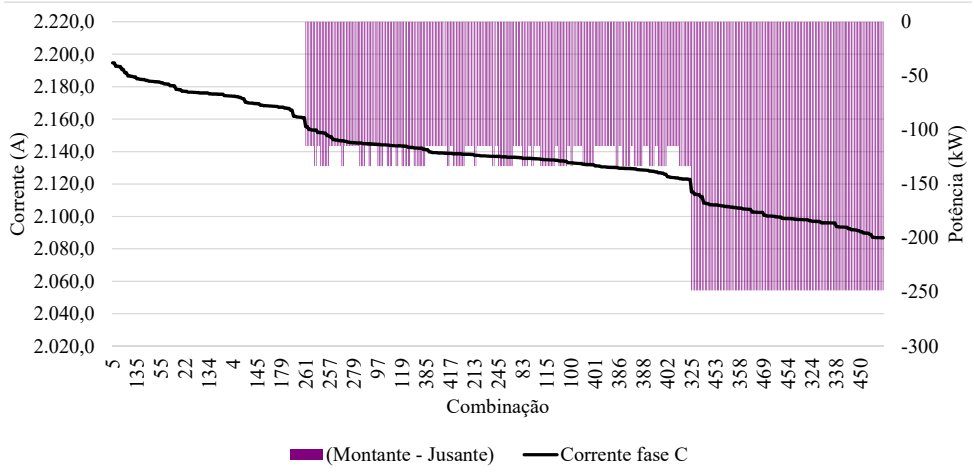
(c) R3.



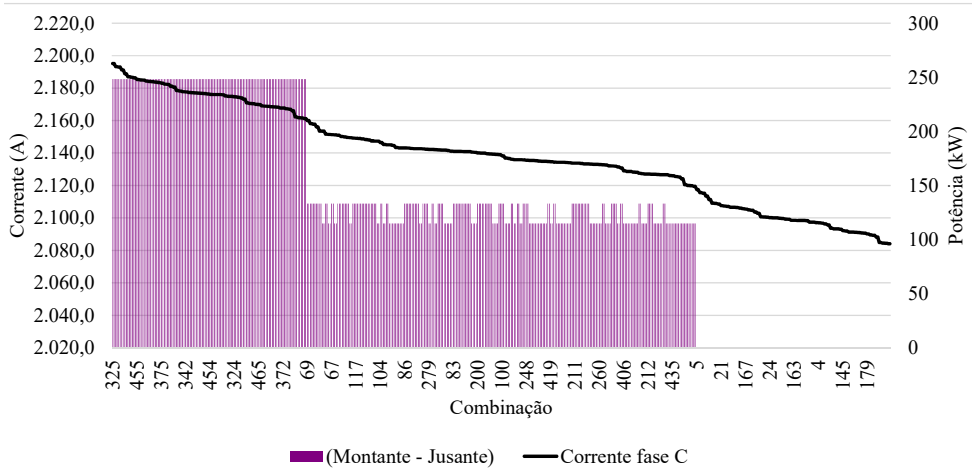
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 105 – Diferença entre as potências a montante e a jusante dos GFVs conectados em relação aos relés para uma falta LG na fase C do nó 675

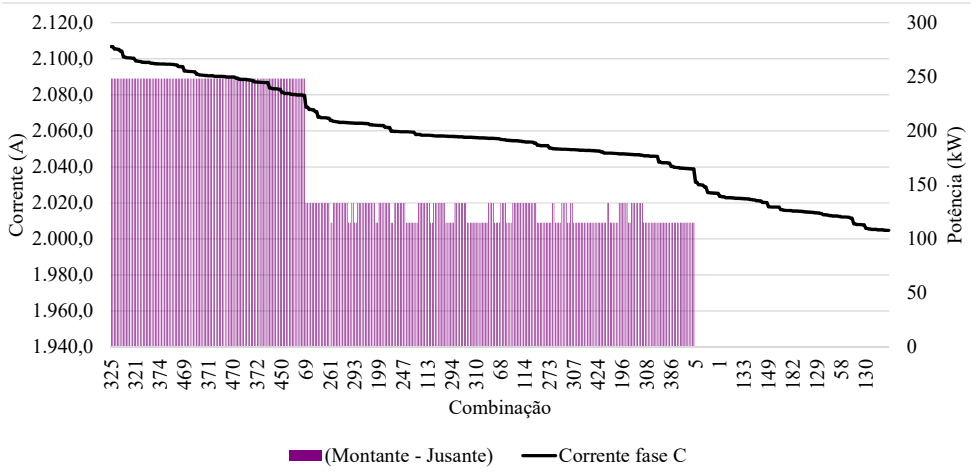
(a) R1.



(b) R2.



(c) R3.



Fonte: Elaborado pelo autor.

6.2.2 Local 2

Uma falta LG no Local 2 (nó 680) está a jusante dos relés R1 e R2 e a montante de R3, como mostrado na Figura 69.

6.2.2.1 Fase A (nó 680)

As Tabelas 55, 57 e 59 apresentam as correntes $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ passantes por cada fase dos relés R1, R2 e R3, as variações (Δ) em ampere e em % em relação ao caso sem GD ($I_{\text{f - sem GD}}$), assim como a variabilidade (VAR), de acordo com a Equação 6.1, para uma falta LG na fase A.

A partir da Tabela 55, conforme esperado, é possível confirmar que as correntes de falta para a fase faltosa possuem valores inferiores a falta 3LG no mesmo local. A fase faltosa apresenta uma variabilidade de 7,74%, com uma variação máxima, em módulo, de 141,89 A. Entretanto, a variabilidade máxima das fases sãs é de 53,59% e 45,22% na média, apresentando uma variação máxima, em módulo, de 285,75 A, e 29,48 A na média. Na fase faltosa, o valor de $I_{\text{f-max}}$ é 2,93 A maior que $I_{\text{f - sem GD}}$, enquanto que $I_{\text{f-min}}$ é 141,89 A menor.

Tabela 55 – Correntes medidas pelo Relé R1 para uma falta tipo LG na fase A do nó 680

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média (B e C)**
Mínima (A)	1.730,17	247,45	306,81	277,96
Máxima (A)	1.874,99	533,20	482,51	507,44
Sem GD (A)	1.872,06	533,20	481,68	507,44
Variabilidade (%)	7,74%	53,59%	36,48%	45,22%
Δ $I_{\text{f-min}}$ (A)	-141,89	-285,75	-174,87	-229,48
Δ $I_{\text{f-max}}$ (A)	2,93	0,00	0,84	0,00
Δ $I_{\text{f-min}}$ (%)	-7,58%	-53,59%	-36,30%	-45,22%
Δ $I_{\text{f-max}}$ (%)	0,16%	0,00%	0,17%	0,00%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 56 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R1 para uma falta LG na fase A do nó 680

Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	0-0	4	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0	0	0-0-0	0-0-0
$I_{\text{f-min}}$	4-4	0	3-4-4	2-5-5	2-5-5	5	2	2-5-5	2-5-5

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 56 apresenta o modo de operação dos GFVs para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ na fase A. Por se tratar de uma falta LG, desta vez o modo de operação dos GFVs de cada

fase é representado individualmente, uma vez que há diferença no comportamento das fases na presença da falta. O caso de $I_{\text{f-max}}$ ocorre quando todos os GFVs estão desconectados, exceto o GFV do nó 645 que opera no Modo 4. O caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando todos os GFVs conectado a fase A, a montante de R1, estão conectados nos Modos 4 ou 5, com exceção do nó 645 que está desconectado. Nas demais fases os GFVs se comportam operando no Modo 3, 4 ou Modo 5. Percebe-se que o comportamento dos GFVs nas fases sãs possui uma forte influência no comportamento da fase faltosa, que pode ser explicado pelo acoplamento magnético dos condutores aéreos do alimentador.

Portanto, é importante analisar o comportamento das tensões em cada fase do alimentador, conforme mostrado na Figura 106. Na Figura 106a, conforme esperado, quanto mais próximo do ponto de falta, menor é a tensão no nó. Por outro lado, o comportamento das fases sãs é diferente. As Figuras 106b e 106c mostram que quanto mais próximo do ponto de falta, maior é a tensão no nó, com a fase B apresentando tensão maior que a C.

Tabela 57 – Correntes medidas pelo Relé R2 para uma falta tipo LG na fase A do nó 680

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média (B e C)**
Mínima (A)	1.728,57	138,64	206,36	173,70
Máxima (A)	1.875,65	324,17	356,37	340,25
Sem GD (A)	1.838,54	320,34	354,17	337,26
Variabilidade (%)	8,00%	57,92%	42,36%	49,38%
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (A)	-109,98	-181,70	-147,81	-163,55
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (A)	37,11	3,82	2,20	3,00
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (%)	-5,98%	-56,72%	-41,73%	-48,50%
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (%)	2,02%	1,19%	0,62%	0,89%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 58 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R2 para uma falta LG na fase A do nó 680

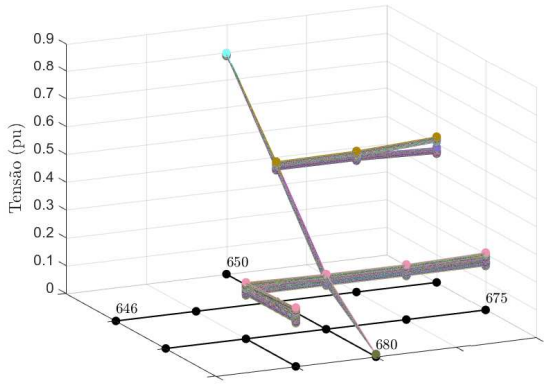
Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	0-0	4	3-4-4	0-0-0	0-0-0	0	0	0-0-0	0-0-0
$I_{\text{f-min}}$	4-4	0	0-0-0	2-5-5	2-5-5	5	2	2-5-5	2-5-5

Fonte: Elaborado pelo autor.

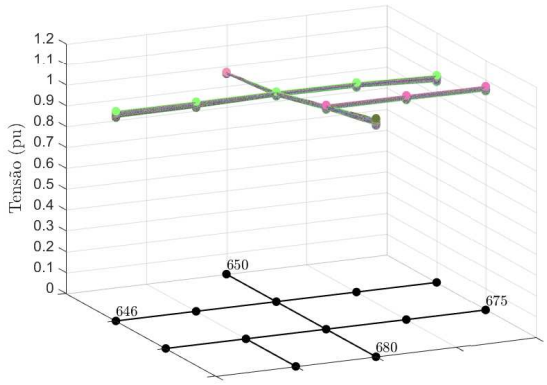
Na Tabela 57 estão apresentadas as correntes medidas em R2. A fase faltosa apresenta uma variabilidade de 8,00%, com uma variação máxima, em módulo, de 109,98 A. Entretanto, a variabilidade máxima das fases sãs é de 57,92%, e 49,38% na média, apresentando uma variação máxima, em módulo, de 181,70 A, e 163,55 A na média. Na fase faltosa, o valor de $I_{\text{f-max}}$ é 37,11 A maior que $I_{\text{f - sem GD}}$, enquanto que $I_{\text{f-min}}$ é 109,98 A menor.

Figura 106 – Variação da tensão no alimentador para uma falta tipo LG na fase A do nó 680

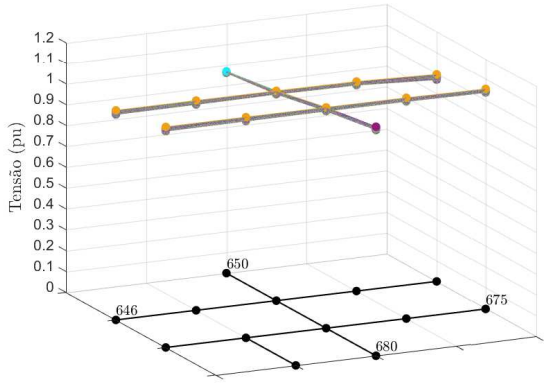
(a) Fase A.



(b) Fase B.



(c) Fase C.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 58 apresenta o modo de operação dos GFVs para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e

$I_{\text{f-min}}$ na fase A. O caso de $I_{\text{f-max}}$ ocorre quando todos os GFVs conectados a fase A a montante de R2 estão operando no Modo 3 (nó 634), enquanto que os localizados a jusante estão desconectados. Nas demais fases os GFVs a montante estão operando ou no Modo 0 (nó 646) ou Modo 4 (nó 634 e 645) e os a jusante no Modo 0, devido a tensão nos nós, conforme mostrado na Figura 106. O caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando os GFVs conectados na fase A a montante de R2 estão desconectados e os conectados a jusante estão operando no Modo 2. Nas demais fases os GFVs a montante estão operando no Modo 4 (nó 646) ou Modo 0 (nó 645 e 634) e os a jusante no Modo 5.

A Tabela 59 apresenta uma particulariedade do comportamento de R3. A fase faltosa apresenta uma variabilidade de 817,89%, com uma variação positiva de 3,47 A e negativa de -244,18 A. Isso se deve a inversão de sentido da corrente no relé R3, devido ao fato da falta estar a montante e existirem GFVs a jusante de R3. A variabilidade máxima das fases sãs é de 63,79%, e 60,68% na média, menor que na fase faltosa, apresentando uma variação máxima, em módulo, de 92,57 A, e 85,86 A na média.

Tabela 59 – Correntes medidas pelo Relé R3 para uma falta tipo LG na fase A do nó 680

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média (B e C)**
Mínima (A)	-244,18	56,52	55,16	57,85
Máxima (A)	37,97	151,63	139,06	145,05
Sem GD (A)	34,50	149,10	138,33	143,71
Variabilidade (%)	817,89%	63,79%	60,65%	60,68%
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (A)	-278,68	-92,57	-83,17	-85,86
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (A)	3,47	2,53	0,73	1,34
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (%)	-807,83%	-62,09%	-60,13%	-59,75%
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (%)	10,06%	1,70%	0,53%	0,93%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 60 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R3 para uma falta LG na fase A do nó 680

Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	5-4	5	3-4-4	2-5-5	2-5-5	2	0	0-0-0	0-0-0
$I_{\text{f-min}}$	0-0	0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0	0	2-5-5	2-5-5

Fonte: Elaborado pelo autor.

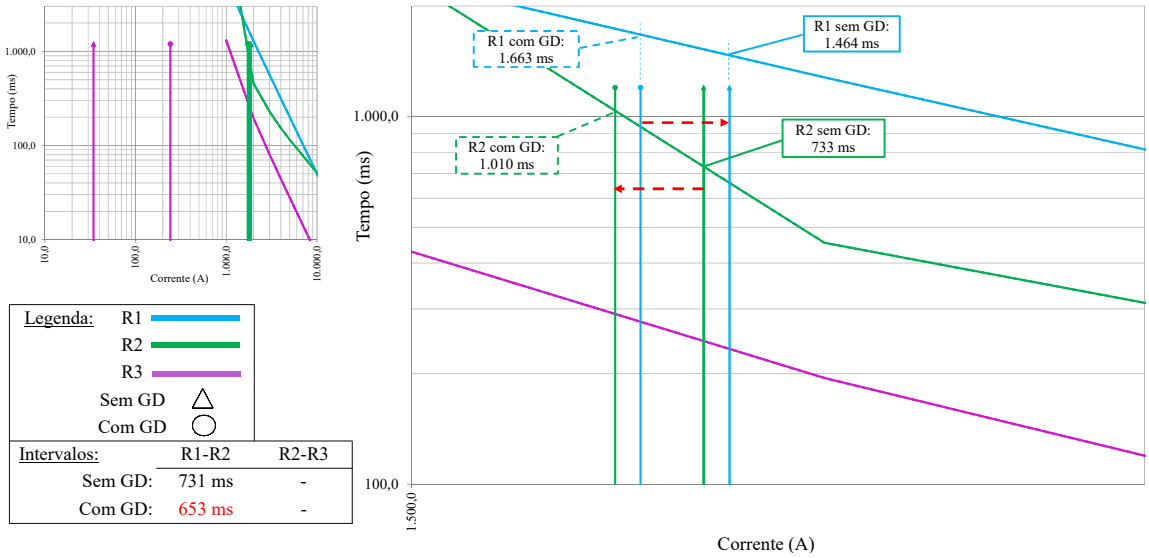
A Tabela 60 apresenta o modo de operação dos GFVs para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ na fase A. O caso de $I_{\text{f-max}}$ ocorre quando os GFVs conectados na fase A a montante de R3 estão operando no Modo 2 ou 3, e os localizados a jusante estão no Modo 0. Nas demais fases a montante os GFVs estão no Modo 2, 4 ou 5 e a jusante estão no Modo 0. O caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando os GFVs conectados na fase A a jusante de R3 estão no Modo

2, injetando corrente no sentido da falta, e os demais nós a montante estão no Modo 0. As demais fases a jusante estão operando no Modo 5.

Comparando as Tabelas 55, 57 e 59 para o caso de $I_{\text{f - sem GD}}$, conforme esperado, à medida que o relé se distancia da subestação, a corrente medida diminui, tanto na fase faltosa como nas sãs. Na fase faltosa, a corrente em R1 é igual a 1.872,06 A, em R2 é igual a 1.838,54 A e em R3 é de 34,50 A.

Essa situação se modifica quando há penetração de GFV na rede. Para o caso de $I_{\text{f-min}}$ em R2 (1.728,57 A), os modos de operação dos GFVs acarretam numa corrente de 1.759,42 A em R1 e -241,42 A em R3. Conforme mostrado na Figura 107, nessa situação ocorre a diminuição no intervalo entre as curvas de R1 e R2 de 731 ms para 653 ms. O intervalo entre R2 e R3 não é apresentado pois a corrente em R3 está abaixo da corrente de *pick-up* determinada.

Figura 107 – Interferência na coordenação entre R1-R2 para $I_{\text{f-min}}$ em R2 - Falta LG fase A nó 680



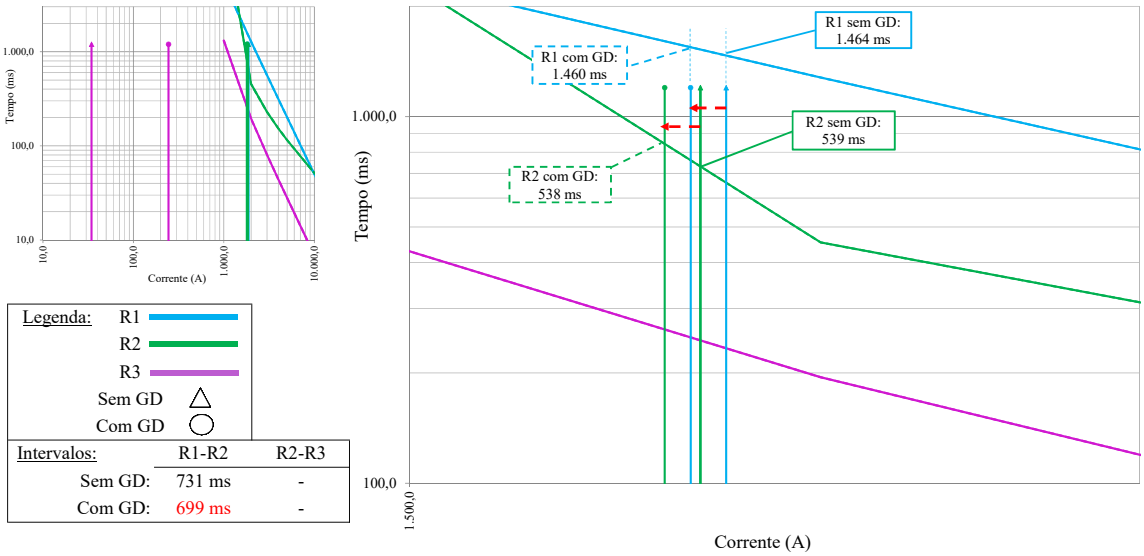
Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o caso de $I_{\text{f-min}}$ em R3 (-244,18 A), os modos de operação dos GFVs acarretam numa corrente de 1.826,02 A em R1 e 1.793,18 A em R2. Conforme mostrado na Figura 108, nessa situação ocorre a diminuição no intervalo entre as curvas de R1 e R2 de 731 ms para 699 ms. O intervalo entre R2 e R3 não é apresentado pois a corrente em R3 está abaixo da corrente de *pick-up* determinada.

A variação média das correntes entre os relés pode ser visualmente analisada através do diagrama unifilar do *13-Node Distribution Test Feeder* na Figura 109. Pode-se verificar que para a fase A, Figura 109a apesar dos valores de corrente em R3 serem, em módulo, menores do que os em R1 e R2, a variação é maior devido à possibilidade de contribuição

de corrente de curto-circuito dos GFVs instalados a jusante de R3, criando um cenário de fluxo reverso de potência. A variação das correntes nas fases B e C, na média, Figura 109b, é maior para o dispositivo de proteção mais próximo da subestação e menor à medida que o relé está mais próximo do ponto de falta.

Figura 108 – Interferência na coordenação entre R1-R2 para $I_{\text{f-min}}$ em R3 - Falta LG fase A nó 680



Fonte: Elaborado pelo autor.

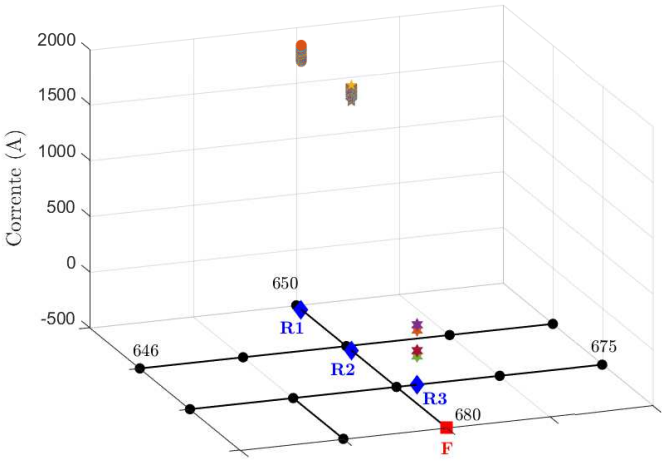
A Figura 110 apresenta o diagrama fasorial das correntes (A), em vermelho, e das tensões (V), em azul, em cada um dos relés, comparando os casos de corrente mínima, corrente sem GD e de corrente máxima. Em relação a tensão, o módulo do fasor da tensão da fase A diminui à medida que se aproxima do ponto de falta, enquanto que nas demais fases o valor se eleva, em proporção menor. Em relação a corrente, o módulo da fase A é superior aos das demais fases e diminui à medida que se aproxima do ponto de falta. Entretanto, para a corrente mínima em R3, Figura 110c, melhor visualizado na Figura 110d, ocorre a inversão de sentido da corrente para a fase A, mostrando a influência da presença da falta a montante e GFVs a jusante de R3. Para os demais casos os fasores das correntes estão atrasados em relação aos fasores das tensões, evidenciando que o fluxo da corrente em todos os relés é da montante a jusante.

Como o status inicial de operação dos GFVs não determina se esses estarão injetando energia na rede durante o evento de falta, nem o modo de operação, é importante analisar se há influência da quantidade e do valor da potência a montante e a jusante dos GFVs no comportamento da corrente de falta passante em cada relé.

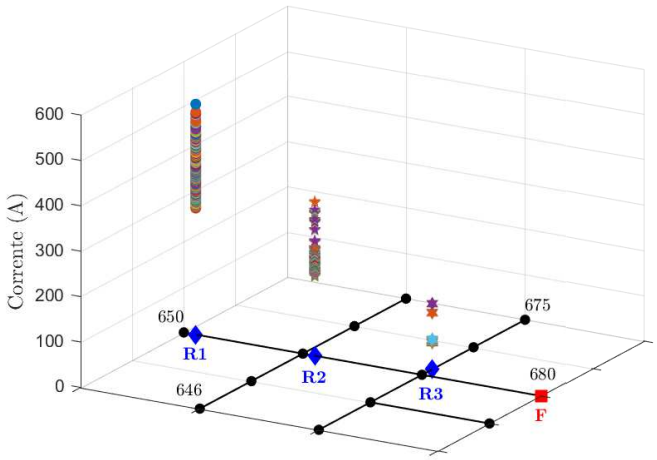
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 109 – Variação média da corrente nos relés para uma falta LG na fase A do nó 680

(a) Fase A.



(b) Média Fases B e C.

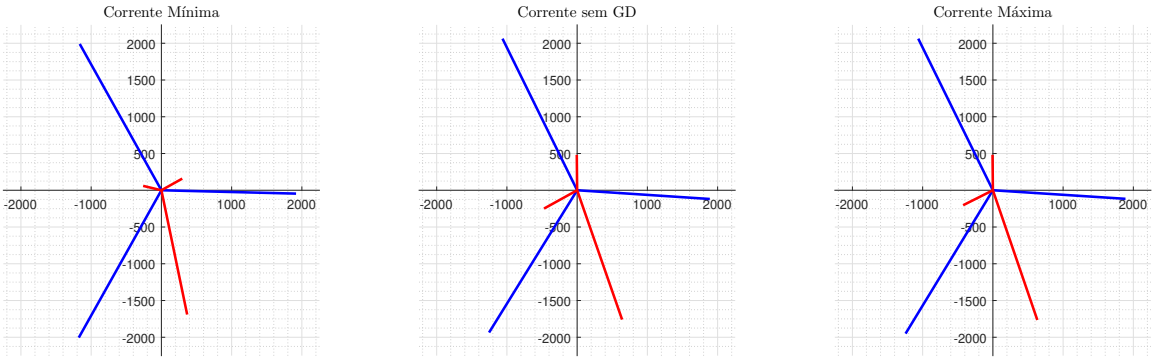


A Figura 111 apresenta a relação entre a quantidade de GFVs conectados na fase A a montante e a jusante de cada relé, ordenados em ordem decrescente da corrente média. Não é possível afirmar que exista uma relação entre o número de GFVs e a corrente de curto-circuito, porém os gráficos apresentam uma melhor tendência que o mostrado na falta LG no nó 675, principalmente para o relé R1, Figura 111a. É possível concluir também, a partir da Figura 111c, que quando existem algum no com GFV conectado a jusante de R3, o sentido a corrente é invertido. Na Figura 112, que mostra a quantidade líquida (nós a montante subraídos dos nós a jusante) de nós com GFVs conectados a fase A do alimentador, a tendência para os relés R1 e R2 mostra que quando mais GFVs conectados a jusante, menor é a corrente passante pelo elemento de proteção (Figuras 112a e 112b, respectivamente). Contudo, não é possível concluir a mesma coisa para R3, Figura 112c.

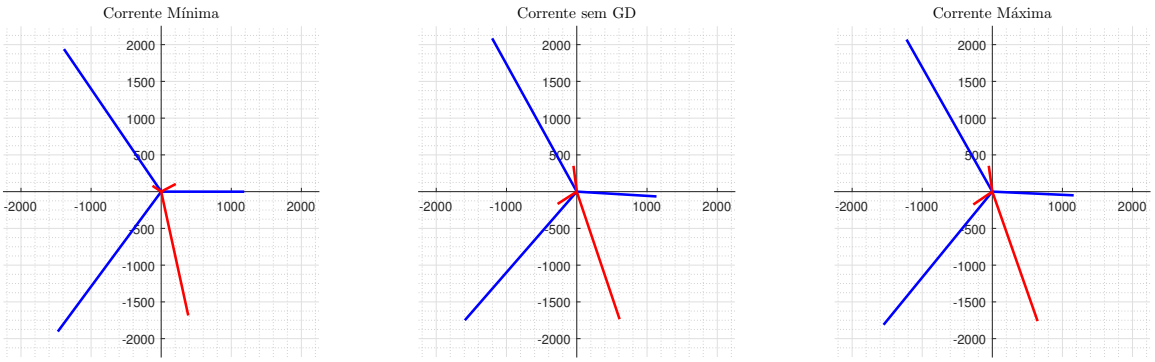
A Figura 113 apresenta a relação entre a potência instalada de GFVs conectados a montante e a jusante na fase A de cada relé, ordenados em ordem decrescente da corrente média, e a Figura 114 apresenta a diferença entre a potência instalada a montante e a jusante: potência líquida. Novamente os gráficos apresentam uma melhor tendência que o mostrado na falta LG no nó 675, principalmente para o relé R1, Figura 113a. É possível concluir também, a partir da Figura 114c, que quando existem alguma potência em GFV conectado a jusante de R3, o sentido a corrente é invertido.

Figura 110 – Diagrama fasorial das correntes e tensões em cada relé para uma falta LG na fase A do nó 680

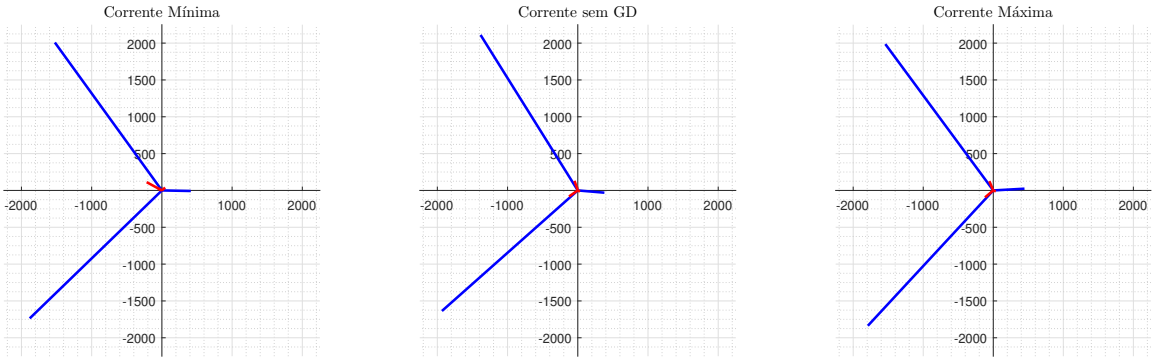
(a) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R1.



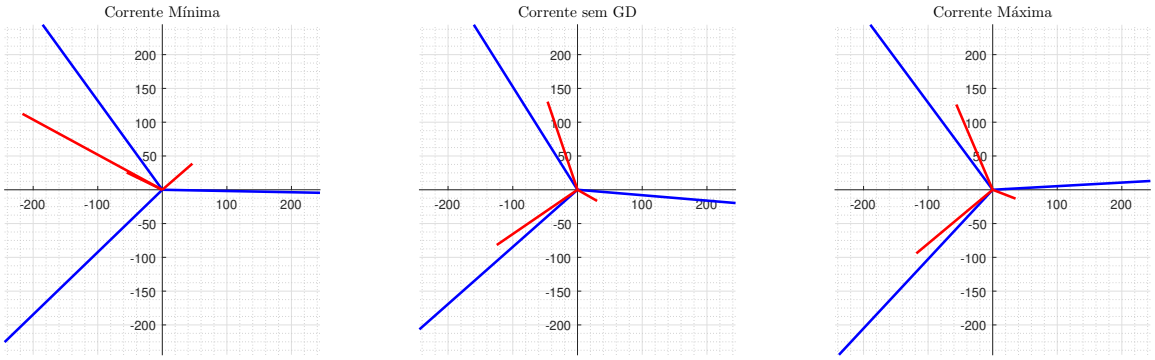
(b) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R2..



(c) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R3.



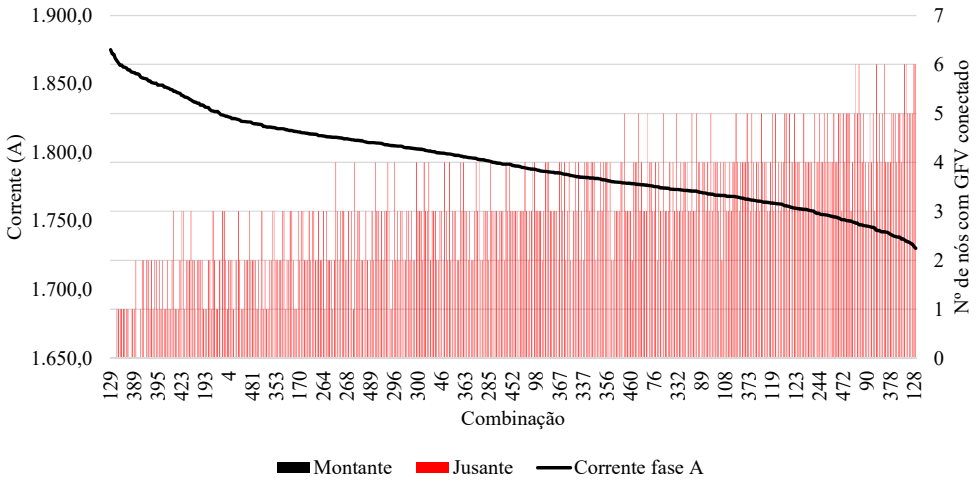
(d) *Zoom* na Figura 64c para visualização da magnitude das tensões em R3.



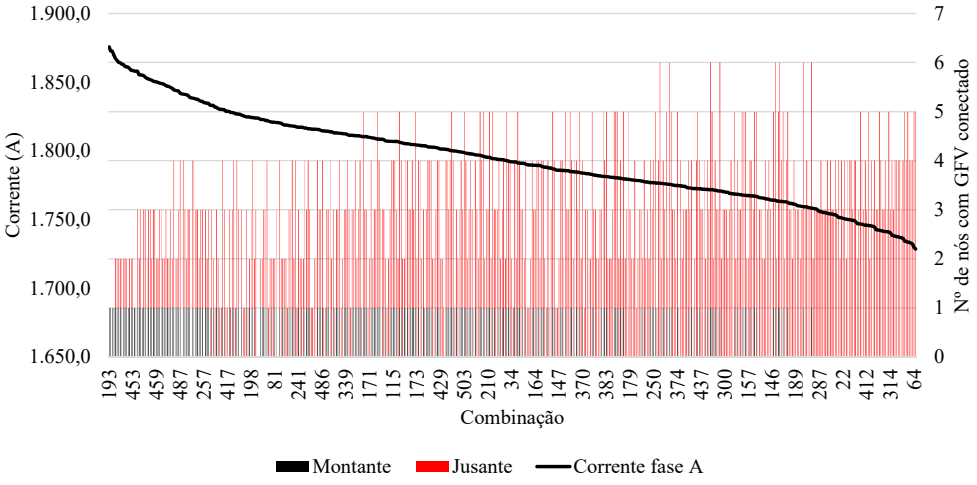
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 111 – Número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase A do nó 680

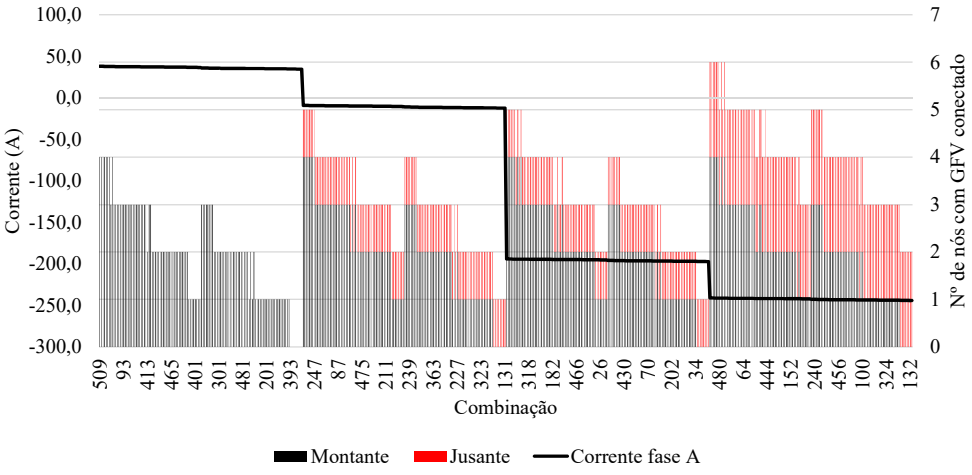
(a) R1.



(b) R2.



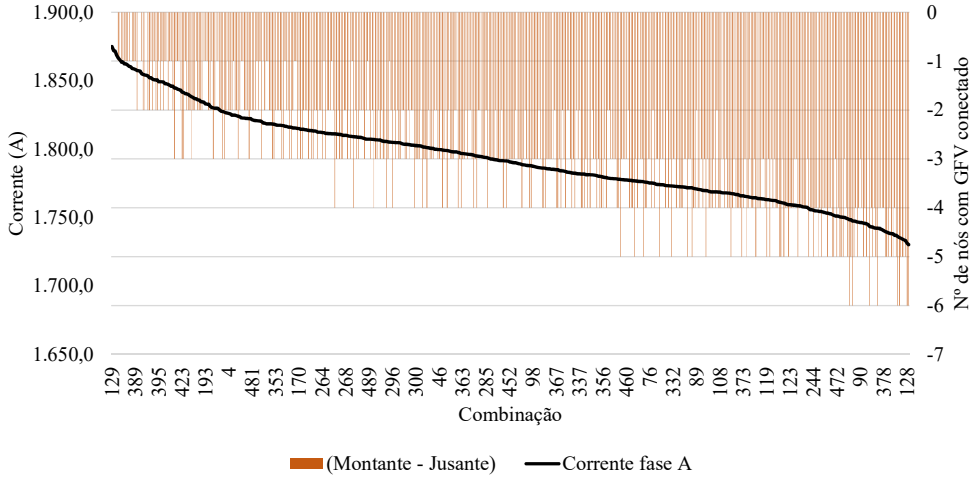
(c) R3.



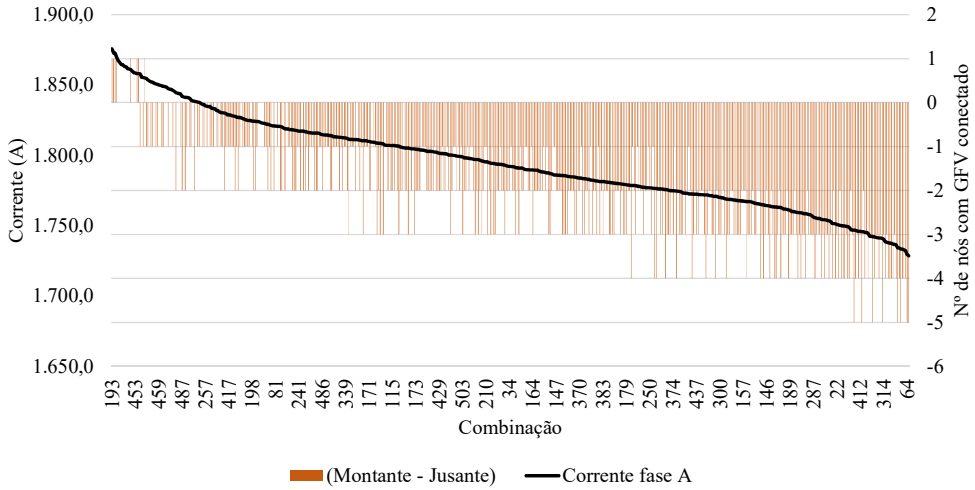
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 112 – Diferença entre o número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase A do nó 680

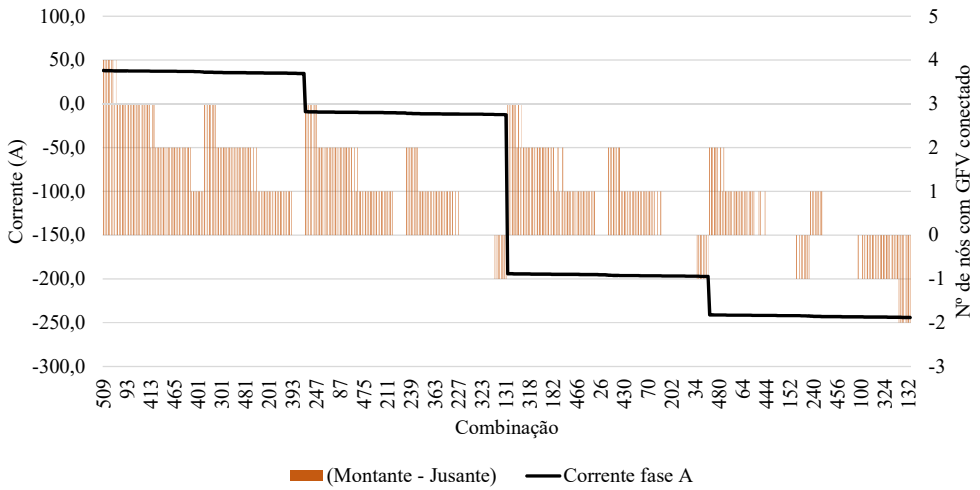
(a) R1.



(b) R2.



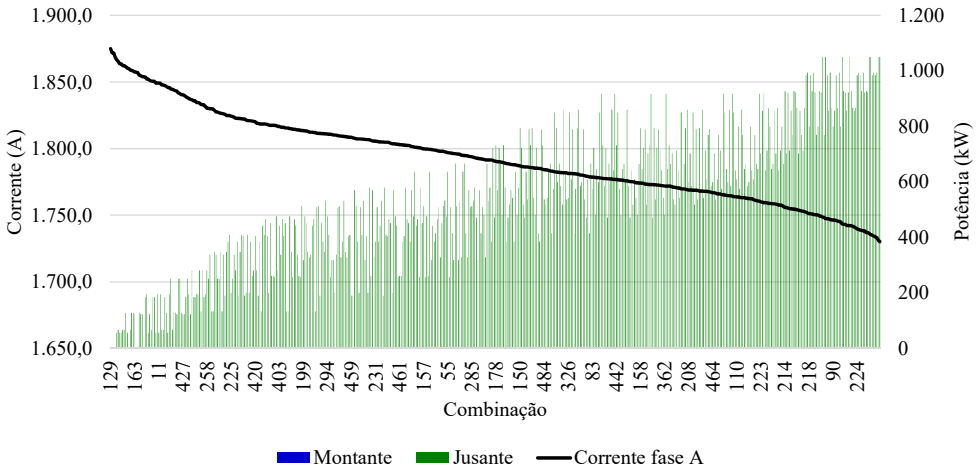
(c) R3.



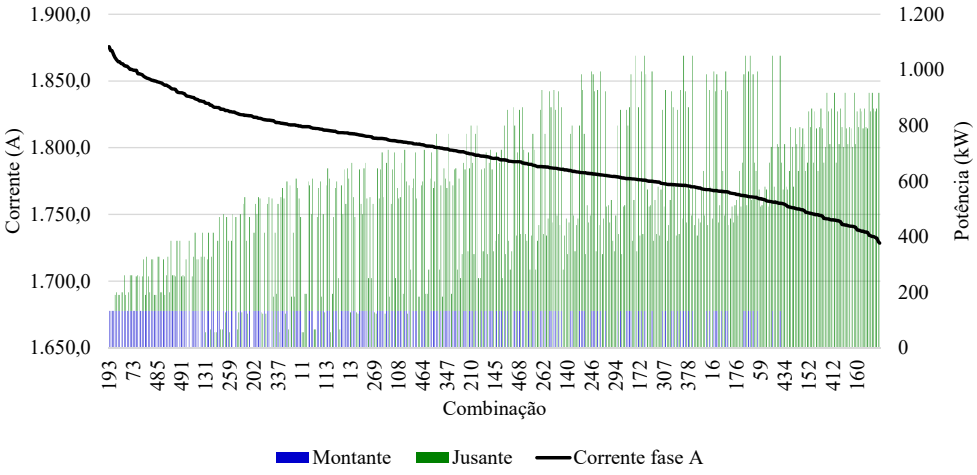
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 113 – Potência (kW) dos GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase A do nó 680

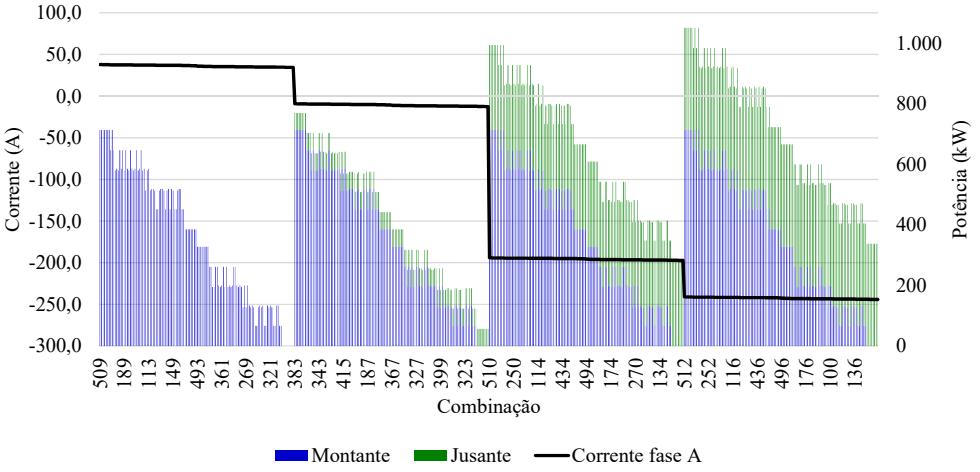
(a) R1.



(b) R2.

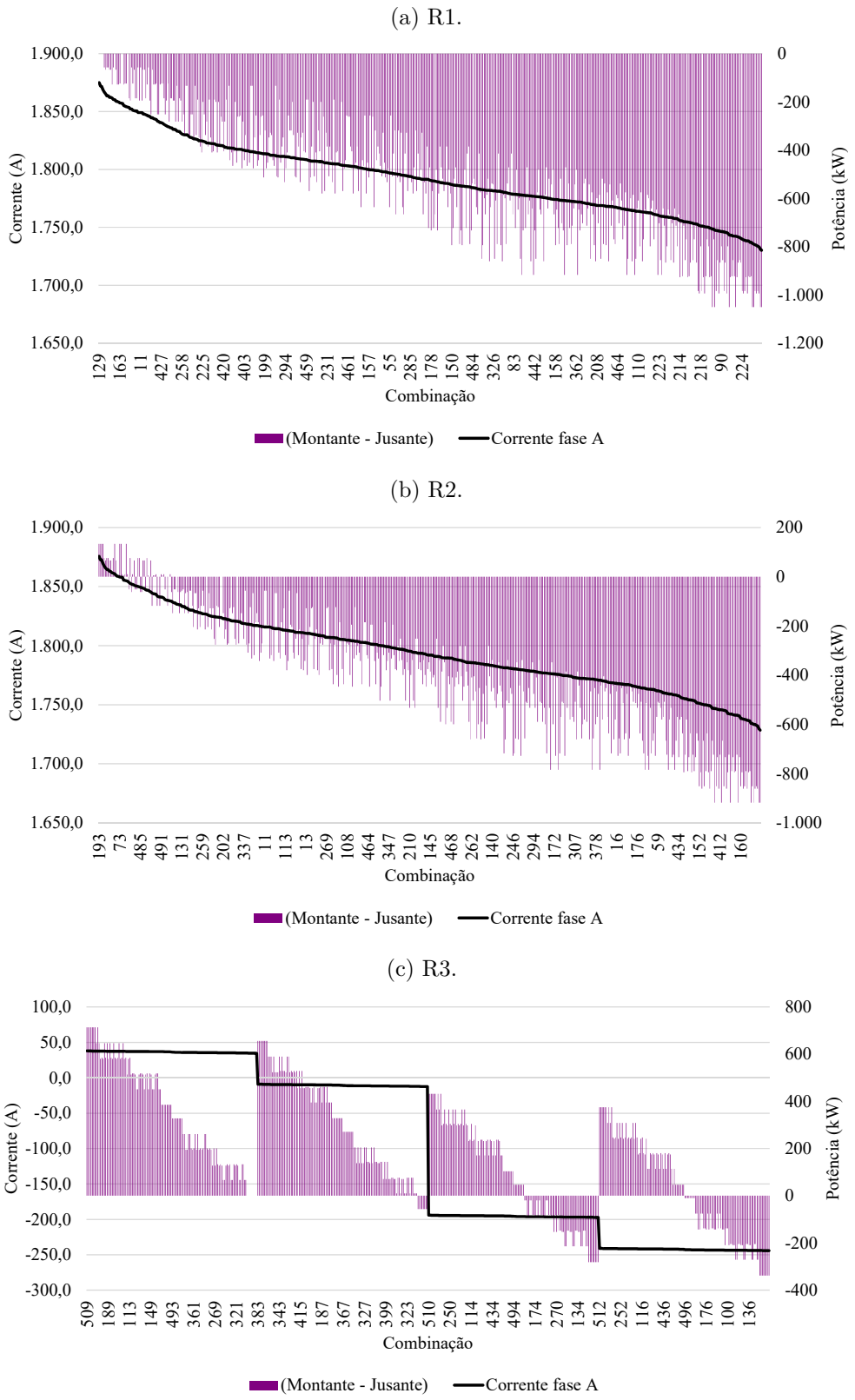


(c) R3.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 114 – Diferença entre as potências a montante e a jusante dos GFVs conectados em relação aos relés para uma falta LG na fase A do nó 680



Fonte: Elaborado pelo autor.

6.2.2.2 Fase B (nó 680)

As Tabelas 61, 63 e 65 apresentam as correntes $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ passantes por cada fase dos relés R1, R2 e R3, as variações (Δ) em ampere e em % em relação ao caso sem GD ($I_{\text{f - sem GD}}$), assim como a variabilidade (VAR), de acordo com a Equação 6.1, para uma falta LG na fase B.

A partir da Tabela 61, conforme esperado, é possível confirmar que as correntes de falta para a fase faltosa possuem valores inferiores a falta 3LG no mesmo local. A fase faltosa apresenta uma variabilidade de 10,96%, com uma variação máxima, em módulo, de 211,06 A. Entretanto, a variabilidade máxima das fases sãs é de 58,90% e 44,55% na média, apresentando uma variação máxima, em módulo, de 290,87 A, e 211,50 A na média. Na fase faltosa, o valor de $I_{\text{f-max}}$ é 3,77 A maior que $I_{\text{f - sem GD}}$, enquanto que $I_{\text{f-min}}$ é 211,06 A menor.

Tabela 61 – Correntes medidas pelo Relé R1 para uma falta tipo LG na fase B do nó 680

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média (A e C)**
Mínima (A)	322,30	1.749,64	205,17	263,98
Máxima (A)	454,91	1.964,47	497,35	475,80
Sem GD (A)	454,91	1.960,71	496,05	475,48
Variabilidade (%)	29,15%	10,96%	58,90%	44,55%
Δ $I_{\text{f-min}}$ (A)	-132,61	-211,06	-290,87	-211,50
Δ $I_{\text{f-max}}$ (A)	0,00	3,77	1,30	0,32
Δ $I_{\text{f-min}}$ (%)	-29,15%	-10,76%	-58,64%	-44,48%
Δ $I_{\text{f-max}}$ (%)	0,00%	0,19%	0,26%	0,07%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 62 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R1 para uma falta LG na fase B do nó 680

Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	0-0	0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	5	0	0-0-0	0-0-0
$I_{\text{f-min}}$	3-4	3	4-3-4	5-2-5	5-2-5	0	5	5-2-5	5-2-5

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 62 apresenta o modo de operação dos GFVs para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ na fase B. O caso de $I_{\text{f-max}}$ ocorre quando todos os GFVs estão desconectados, exceto o GFV do nó 611 que opera no Modo 5. O caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando todos os GFVs conectado a fase B, a montante de R1, estão conectados nos Modos 2 ou 3. Nas demais fases os GFVs se comportam operando nos Modos 4 ou 5. Percebe-se que o comportamento dos GFVs nas fases sãs possui uma forte influência no comportamento da fase faltosa, que pode ser explicado pelo acoplamento magnético dos condutores aéreos do alimentador.

Portanto, é importante analisar o comportamento das tensões em cada fase do alimentador, conforme mostrado na Figura 115. Na Figura 115b, conforme esperado, quanto mais próximo do ponto de falta, menor é a tensão no nó. A tensão apresenta um maior variação nos ramais laterais em relação ao tronco principal. Por outro lado, o comportamento das fases sãs é diferente. As Figuras 106a e 106c mostram que quanto mais próximo do ponto de falta, maior é a tensão no nó, e a variação nos ramais laterais é inferior à variação para a fase B.

Na Tabela 63 estão apresentadas as correntes medidas em R2. A fase faltosa apresenta uma variabilidade de 12,27%, com uma variação máxima, em módulo, de 118,20 A. Entretanto, a variabilidade máxima das fases sãs é de 70,70%, e 48,70% na média, apresentando uma variação máxima, em módulo, de 263,41 A, e 163,55 A na média. Na fase faltosa, o valor de $I_{\text{f-max}}$ é 118,20 A maior que $I_{\text{f - sem GD}}$, enquanto que $I_{\text{f-min}}$ é 112,56 A menor.

Tabela 63 – Correntes medidas pelo Relé R2 para uma falta tipo LG na fase B do nó 680

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média (A e C)**
Mínima (A)	270,54	1.767,60	115,20	194,45
Máxima (A)	371,37	1.998,37	382,87	376,86
Sem GD (A)	370,52	1.880,16	378,61	374,56
Variabilidade (%)	27,21%	12,27%	70,70%	48,70%
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (A)	-99,98	-112,56	-263,41	-180,11
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (A)	0,85	118,20	4,26	2,30
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (%)	-26,98%	-5,99%	-69,57%	-48,09%
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (%)	0,23%	6,29%	1,13%	0,61%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 64 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R2 para uma falta LG na fase B do nó 680

Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	3-4	3	5-3-4	0-0-0	0-0-0	5	0	0-0-0	0-0-0
$I_{\text{f-min}}$	0-0	0	0-0-0	5-2-5	5-2-5	0	5	5-2-5	5-2-5

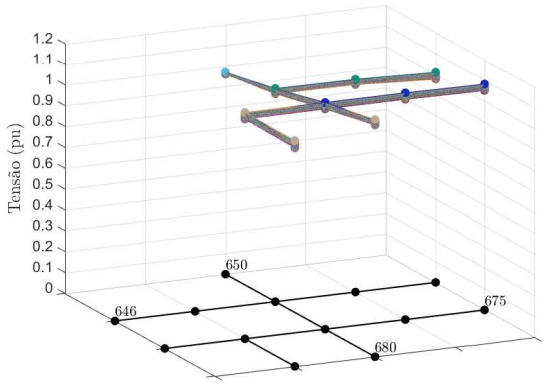
Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 64 apresenta o modo de operação dos GFVs para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ na fase |B. O caso de $I_{\text{f-max}}$ ocorre quando todos os GFVs conectados a fase B a montante de R2 estão operando no Modo 3 (nós 634, 645 e 646), enquanto que os localizados a jusante estão desconectados (Modo 0), exceto o nó 611 (Modo 5). Nas demais fases os GFVs a montante estão operando ou no Modo 4 ou 5 e os a jusante no Modo 0. O caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando os GFVs conectados na fase B a montante de R2 estão desconectados

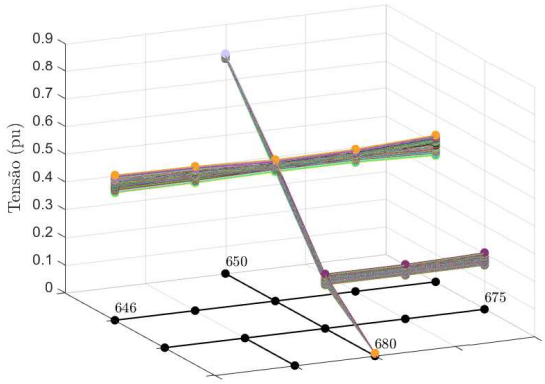
(Modo 0) e os conectados a jusante estão operando no Modo 2. Nas demais fases os GFVs a montante também estão desconectados e os a jusante no Modo 0 ou 5.

Figura 115 – Variação da tensão no alimentador para uma falta tipo LG na fase B do nó 680

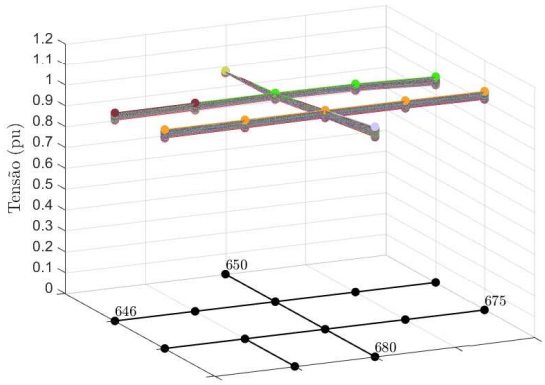
(a) Fase A.



(b) Fase B.



(c) Fase C.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 65 apresenta uma particulariedade do comportamento de R3, da mesma forma que na falta LG para a fase A. A fase faltosa apresenta uma variabilidade de 814,24%, com uma variação positiva de3,29 A e negativa de -278,83 A. Isso se deve a inversão de sentido da corrente no relé R3, devido ao fato da falta estar a montante e existirem GFVs a jusante de R3. A variabilidade máxima das fases sãs é de 77,37%, e 61,81% na média, menor que na fase faltosa, apresentando uma variação máxima, em módulo, de 106,53 A, e 87,45 A na média.

Tabela 65 – Correntes medidas pelo Relé R3 para uma falta tipo LG na fase B do nó 680

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média (A e C)**
Mínima (A)	64,31	-244,19	36,89	55,71
Máxima (A)	143,19	37,94	147,86	144,19
Sem GD (A)	142,91	34,65	143,42	143,16
Variabilidade (%)	55,20%	814,24%	77,37%	61,81%
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (A)	-78,60	-278,83	-106,53	-87,45
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (A)	0,28	3,29	4,44	1,03
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (%)	-55,00%	-804,74%	-74,28%	-61,09%
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (%)	0,20%	9,49%	3,10%	0,72%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 66 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R3 para uma falta LG na fase B do nó 680

Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	3-4	3	4-3-4	5-2-5	5-2-5	5	5	0-0-0	0-0-0
$I_{\text{f-min}}$	0-0	0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0	0	5-2-5	5-2-5

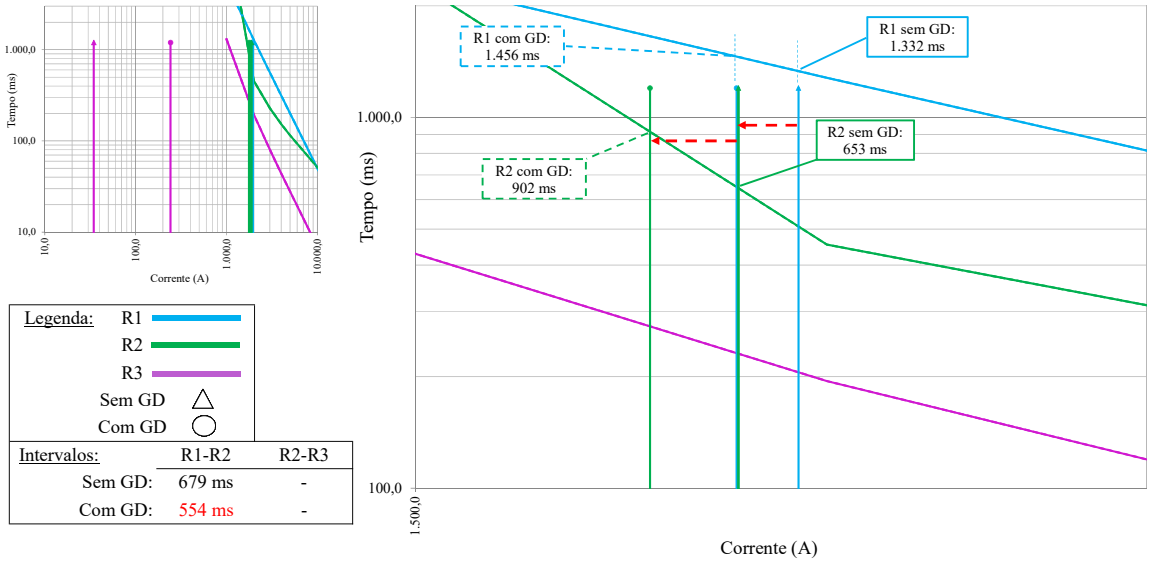
Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 66 apresenta o modo de operação dos GFVs para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ na fase A. O caso de $I_{\text{f-max}}$ ocorre quando os GFVs conectados na fase B a montante de R3 estão operando no Modo 2 ou 3, e os localizados a jusante estão no Modo 0. Nas demais fases a montante os GFVs estão no Modo 4 ou 5 e a jusante estão no Modo 0. O caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando os GFVs conectados na fase B a jusante de R3 estão no Modo 2, injetando corrente no sentido da falta, e os demais nós a montante estão no Modo 0. As demais fases a jusante estão operando no Modo 5.

Comparando as Tabelas 61, 63 e 65 para o caso de $I_{\text{f - sem GD}}$, conforme esperado, à medida que o relé se distancia da subestação, a corrente medida diminui, tanto na fase faltosa como nas sãs. Na fase faltosa, a corrente em R1 é igual a 1.960,71 A, em R2 é igual a 1.880,16 A e em R3 é de 34,65 A.

Essa situação se modifica quando há penetração de GFV na rede. Para o caso de $I_{\text{f-min}}$ em R2 (1.767,60 A), os modos de operação dos GFVs acarretam numa corrente de 1.877,68 A em R1 e -242,07 A em R3. Conforme mostrado na Figura 116, nessa situação ocorre a diminuição no intervalo entre as curvas de R1 e R2 de 679 ms para 554 ms. O intervalo entre R2 e R3 não é apresentado pois a corrente em R3 está abaixo da corrente de *pick-up* determinada.

Figura 116 – Interferência na coordenação entre R1-R2 para $I_{\text{f-min}}$ em R2 - Falta LG fase B nó 680



Fonte: Elaborado pelo autor.

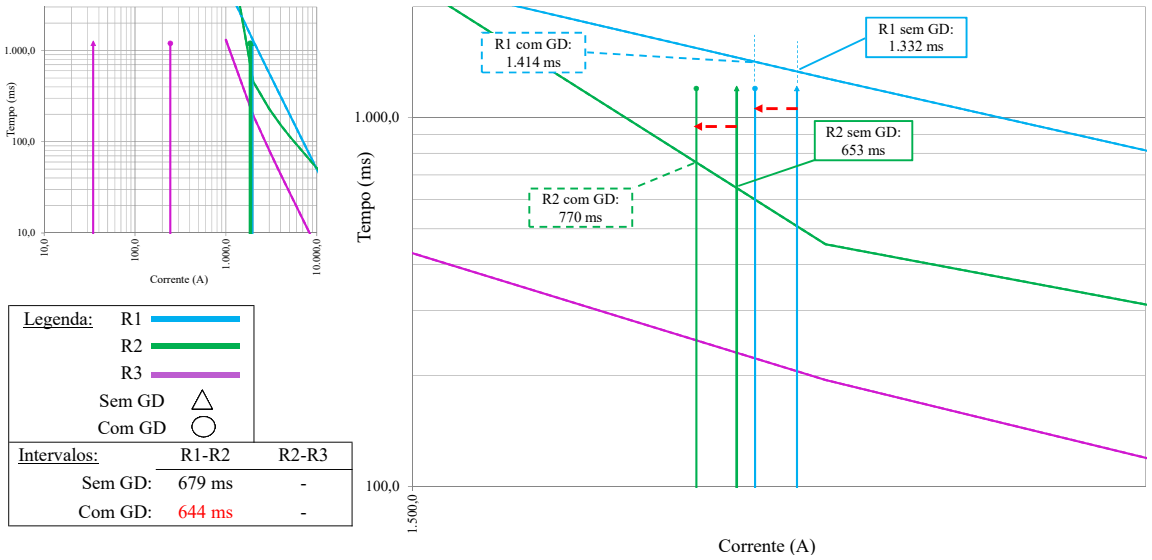
Para o caso de $I_{\text{f-min}}$ em R3 (-244,19 A), os modos de operação dos GFVs acarretam numa corrente de 1.904,33 A em R1 e 1.828,02 A em R2. Conforme mostrado na Figura 117, nessa situação ocorre a diminuição no intervalo entre as curvas de R1 e R2 de 679 ms para 644 ms. O intervalo entre R2 e R3 não é apresentado pois a corrente em R3 está abaixo da corrente de *pick-up* determinada.

A variação média das correntes entre os relés pode ser visualmente analisada através do diagrama unifilar do *13-Node Distribution Test Feeder* na Figura 118. Pode-se verificar que para a fase B, Figura 118a apesar dos valores de corrente em R3 serem, em módulo, menores do que os em R1 e R2, a variação é maior devido à possibilidade de contribuição de corrente de curto-circuito dos GFVs instalados a jusante de R3, criando um cenário de fluxo reverso de potência. A variação das correntes nas fases A e C, na média, Figura 118b, é maior para o dispositivo de proteção mais próximo da subestação e menor à medida que o relé está mais próximo do ponto de falta.

A Figura 119 apresenta o diagrama fasorial das correntes (A), em vermelho, e das tensões (V), em azul, em cada um dos relés, comparando os casos de corrente mínima,

corrente sem GD e de corrente máxima. Em relação a tensão, o módulo do fasor da tensão da fase B diminui à medida que se aproxima do ponto de falta, enquanto que nas demais fases o valor se eleva, em proporção menor. Em relação a corrente, o módulo da fase B é superior aos das demais fases e diminui à medida que se aproxima do ponto de falta. Entretanto, para a corrente mínima em R3, Figura 119c, melhor visualizado na Figura 119d, ocorre a inversão de sentido da corrente para a fase B, mostrando a influência da presença da falta a montante e GFVs a jusante de R3. Para os demais casos os fasores das correntes estão atrasados em relação aos fasores das tensões, evidenciando que o fluxo da corrente em todos os relés é da montante a jusante.

Figura 117 – Interferência na coordenação entre R1-R2 para $I_{\text{f-min}}$ em R3 - Falta LG fase B nó 680



Fonte: Elaborado pelo autor.

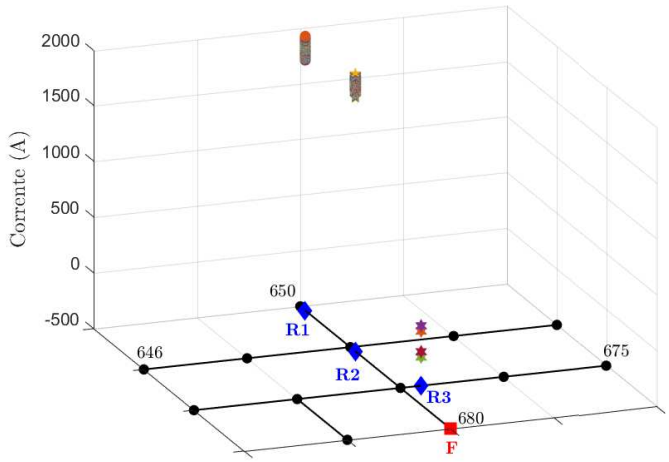
Como o status inicial de operação dos GFVs não determina se esses estarão injetando energia na rede durante o evento de falta, nem o modo de operação, é importante analisar se há influência da quantidade e do valor da potência a montante e a jusante dos GFVs no comportamento da corrente de falta passante em cada relé.

A Figura 120 apresenta a relação entre a quantidade de GFVs conectados na fase B a montante e a jusante de cada relé, ordenados em ordem decrescente da corrente média. Não é possível afirmar que exista uma relação entre o número de GFVs e a corrente de curto-circuito, porém os gráficos apresentam uma melhor tendência que o mostrado na falta LG no nó 675, principalmente para o relé R1, Figura 120a. É possível concluir também, a partir da Figura 120c, que quando existe algum nó com GFV conectado a jusante de R3, o sentido a corrente é invertido. Na Figura 121, que mostra a quantidade líquida (nós a montante subraídos dos nós a jusante) de nós com GFVs conectados a fase B do alimentador, a tendência para os relés R1 e R2 mostra que quando mais GFVs conectados

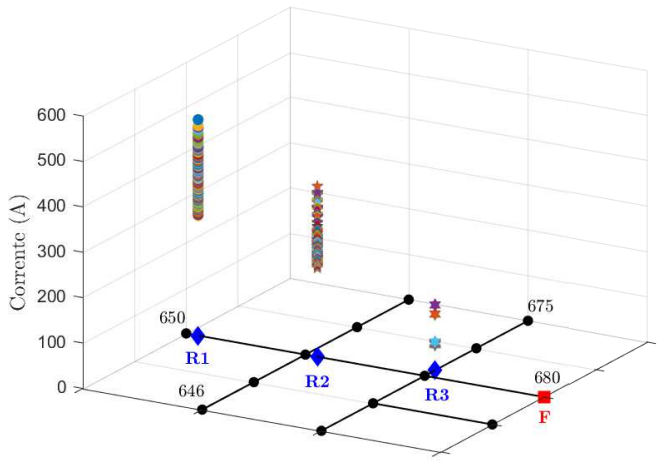
a jusante, menor é a corrente passante pelo elemento de proteção (Figuras 121a e 121b, respectivamente). Contudo, não é possível concluir a mesma coisa para R3, Figura 121c.

Figura 118 – Variação média da corrente nos relés para uma falta LG na fase B do nó 680

(a) Fase B.



(b) Média Fases A e C.

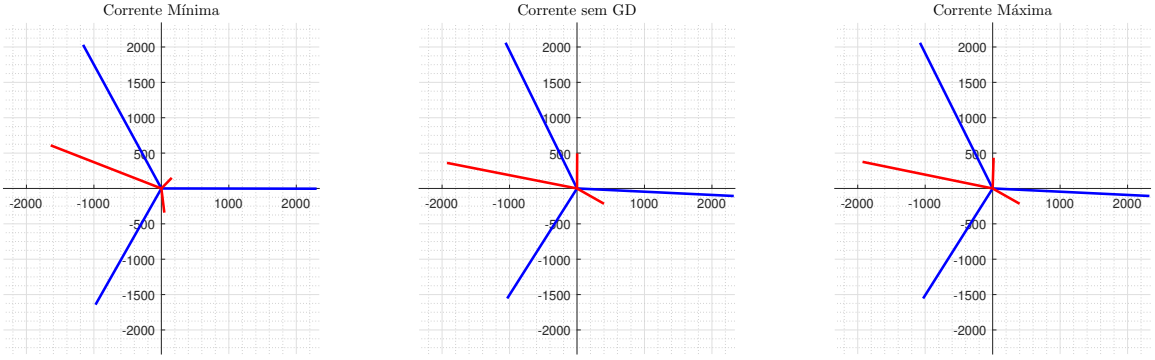


Fonte: Elaborado pelo autor.

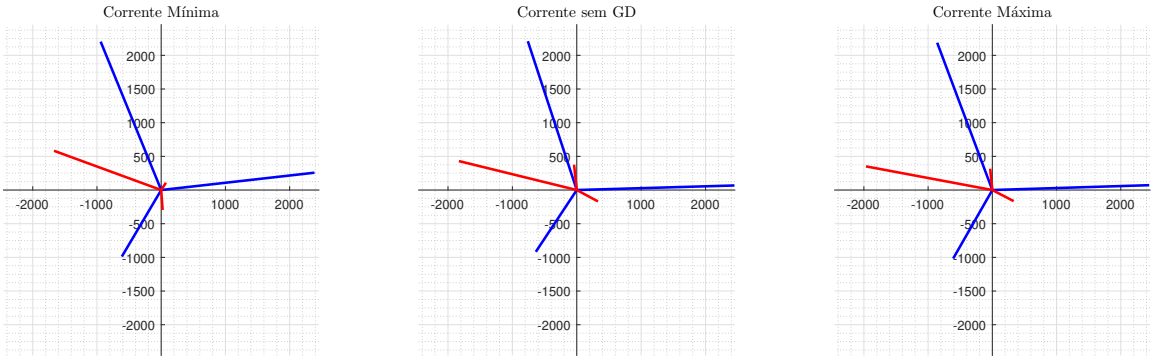
A Figura 122 apresenta a relação entre a potência instalada de GFVs conectados a montante e a jusante na fase B de cada relé, ordenados em ordem decrescente da corrente média, e a Figura 123 apresenta a diferença entre a potência instalada a montante e a jusante: potência líquida. Novamente os gráficos apresentam uma melhor tendência que o mostrado na falta LG no nó 675, principalmente para o relé R1, Figura 122a. É possível concluir também, a partir da Figura 123c, que quando existe alguma potência em GFV conectado a jusante de R3, o sentido a corrente é invertido.

Figura 119 – Diagrama fasorial das correntes e tensões em cada relé para uma falta LG na fase B do nó 680

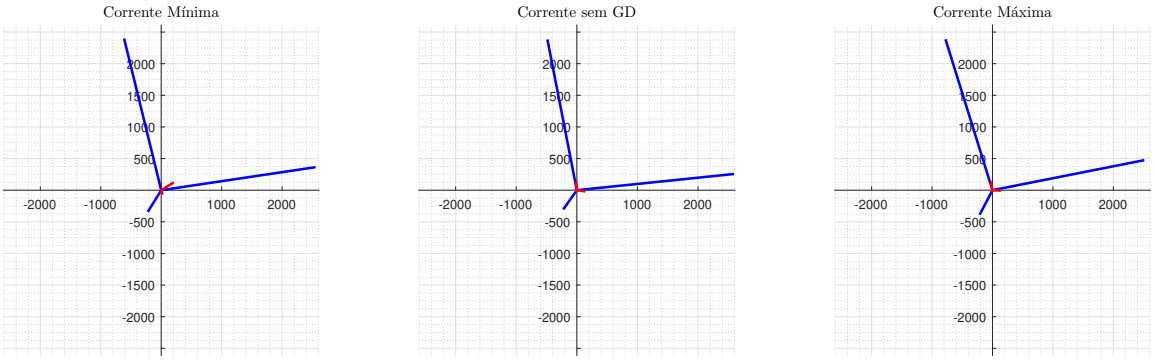
(a) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R1.



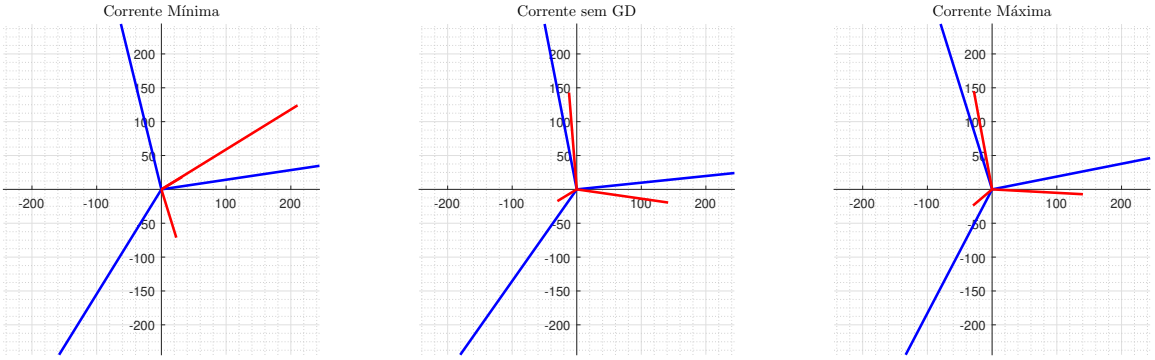
(b) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R2..



(c) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R3.



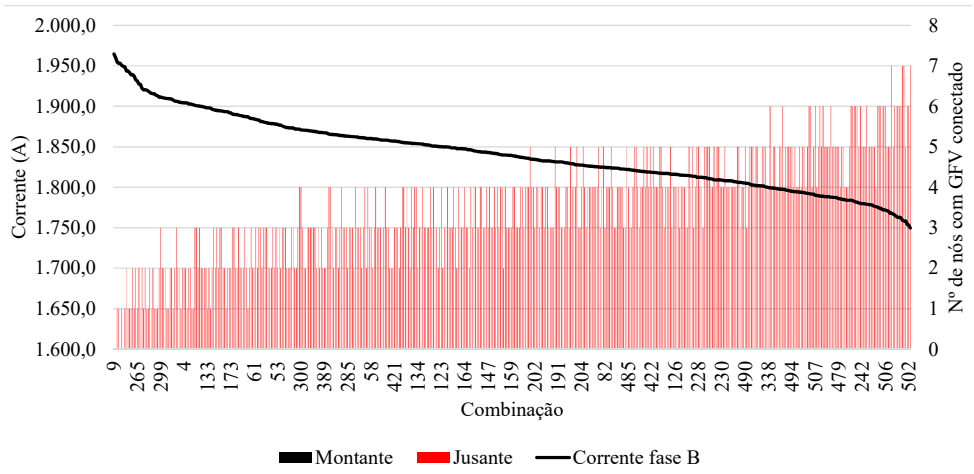
(d) *Zoom* na Figura 64c para visualização da magnitude das tensões em R3.



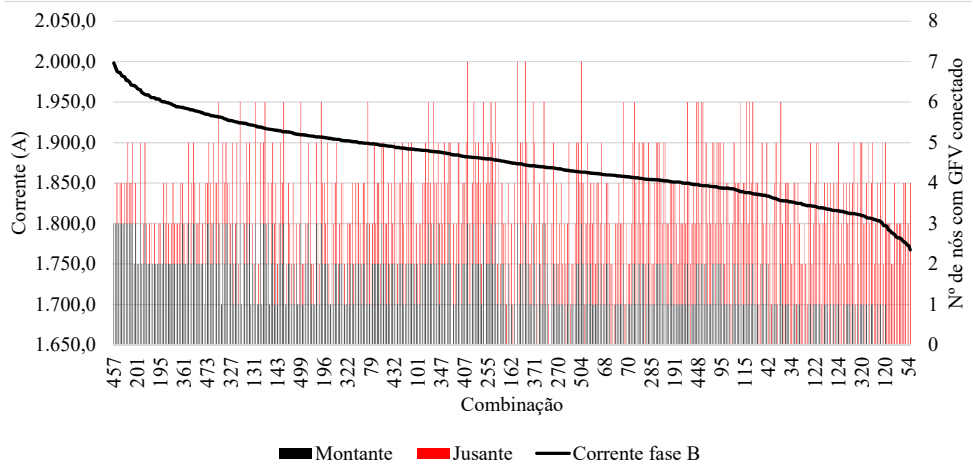
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 120 – Número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase B do nó 680

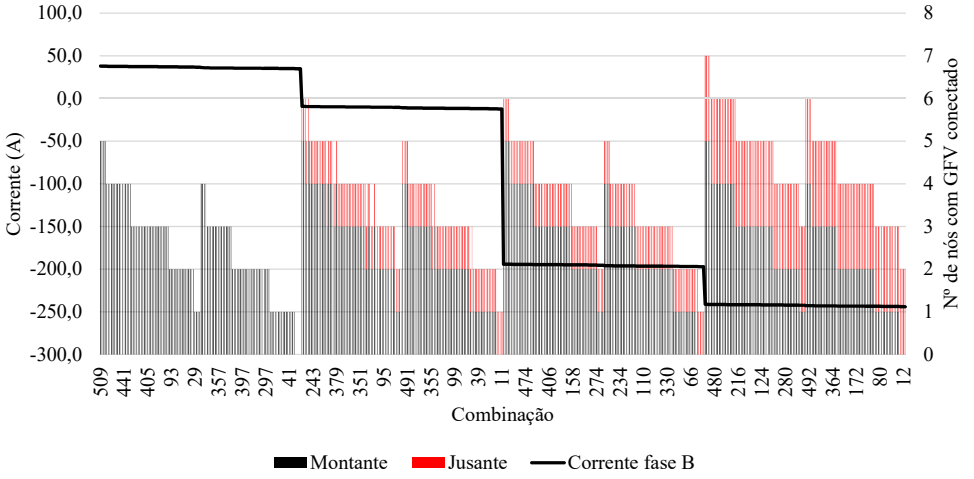
(a) R1.



(b) R2.



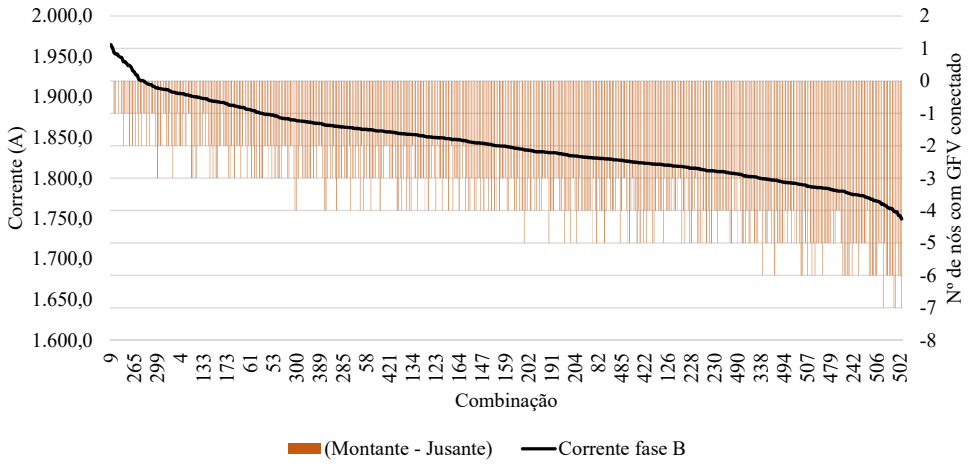
(c) R3.



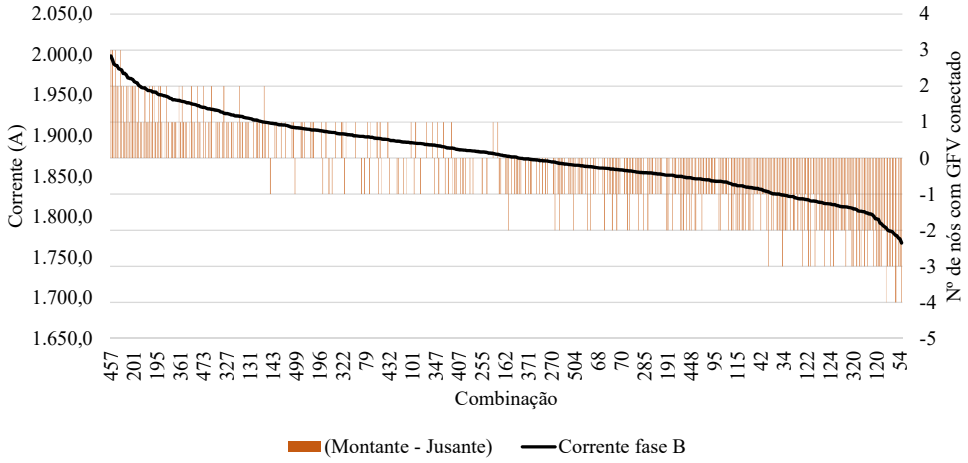
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 121 – Diferença entre o número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase B do nó 680

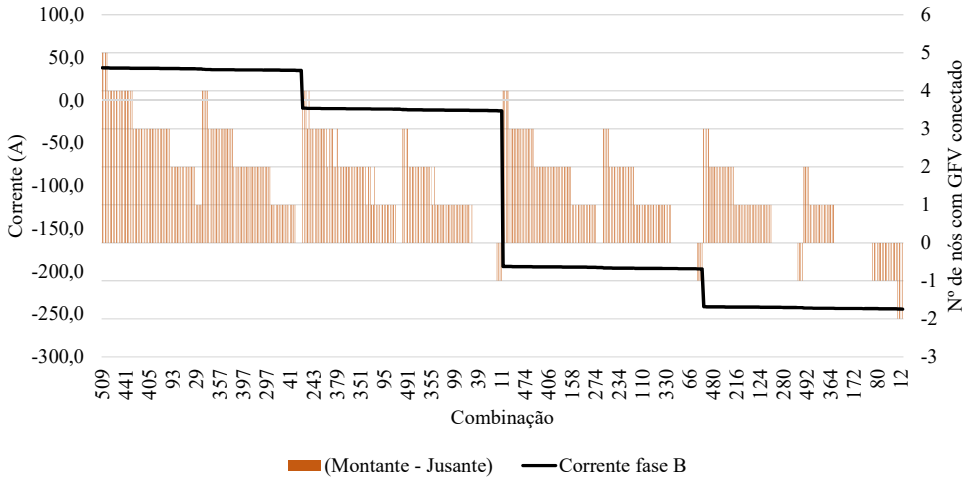
(a) R1.



(b) R2.



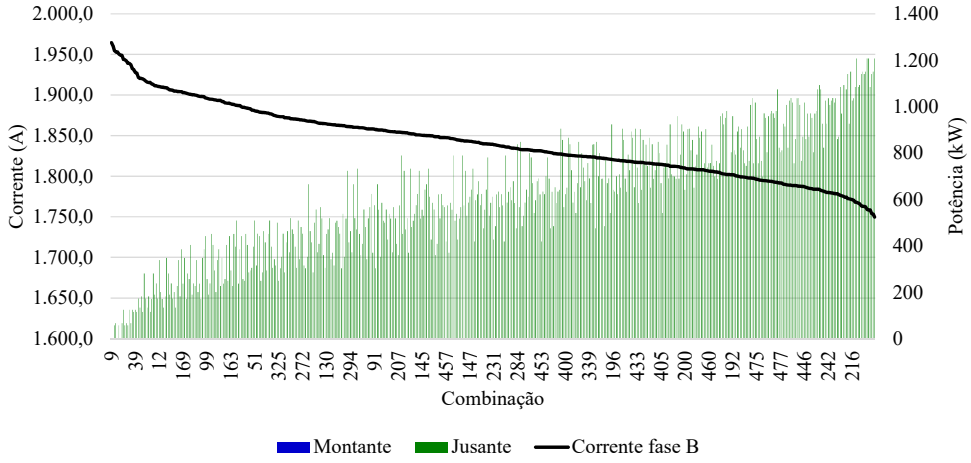
(c) R3.



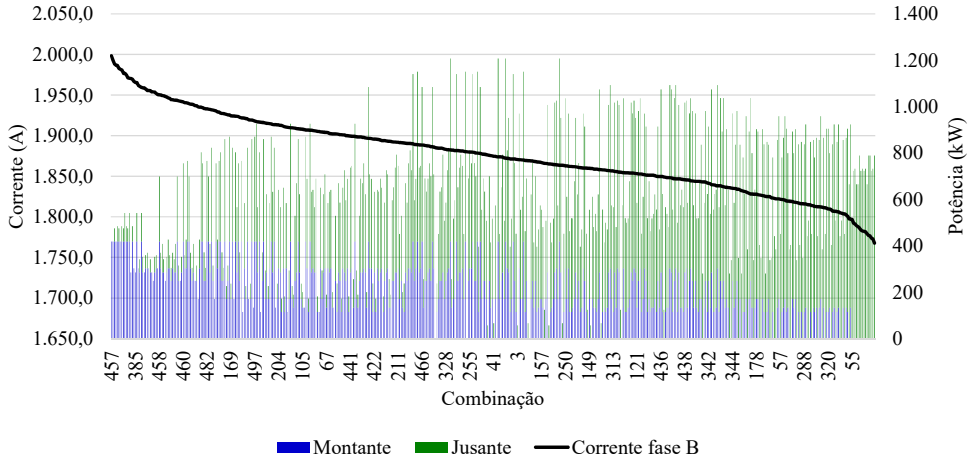
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 122 – Potência (kW) dos GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase B do nó 680

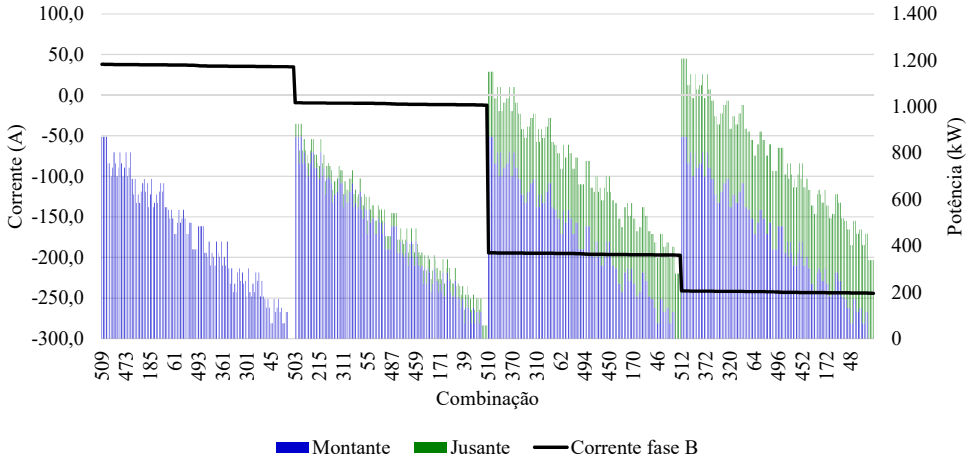
(a) R1.



(b) R2.

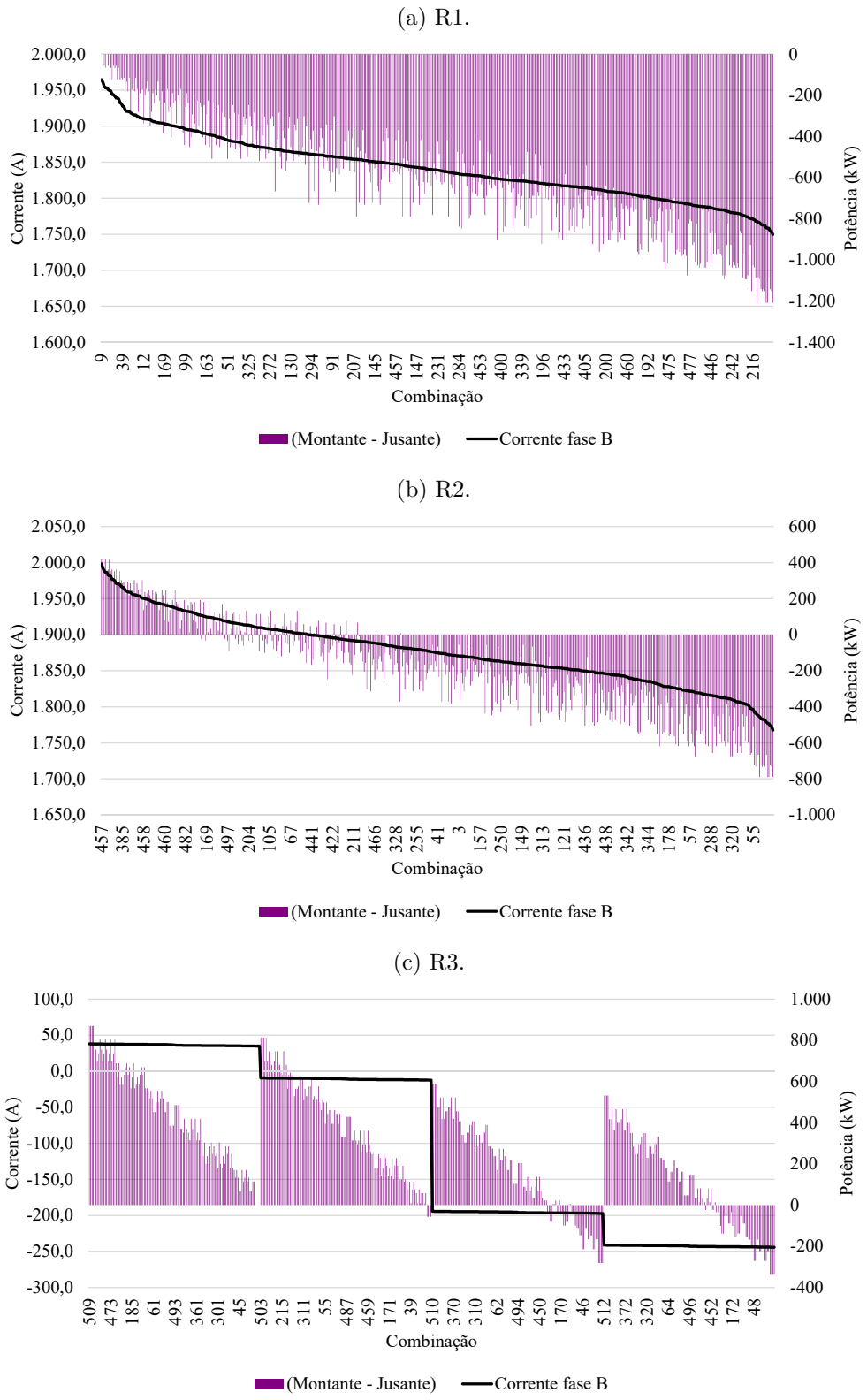


(c) R3.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 123 – Diferença entre as potências a montante e a jusante dos GFVs conectados em relação aos relés para uma falta LG na fase B do nó 680



Fonte: Elaborado pelo autor.

6.2.2.3 Fase C (nó 680)

As Tabelas 67, 69 e 71 apresentam as correntes $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ passantes por cada fase dos relés R1, R2 e R3, as variações (Δ) em ampere e em % em relação ao caso sem GD ($I_{\text{f - sem GD}}$), assim como a variabilidade (VAR), de acordo com a Equação 6.1, para uma falta LG na fase C.

A partir da Tabela 67, conforme esperado, é possível confirmar que as correntes de falta para a fase faltosa possuem valores inferiores a falta 3LG no mesmo local. A fase faltosa apresenta uma variabilidade de 8,86%, com uma variação máxima, em módulo, de 169,99 A. Entretanto, a variabilidade máxima das fases sãs é de 51,29% e 43,29% na média, apresentando uma variação máxima, em módulo, de 230,96 A, e 208,72 A na média. Na fase faltosa, o valor de $I_{\text{f-max}}$ é 4,02 A maior que $I_{\text{f - sem GD}}$, enquanto que $I_{\text{f-min}}$ é 169,99 A menor.

Tabela 67 – Correntes medidas pelo Relé R1 para uma falta tipo LG na fase C do nó 680

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média (A e B)**
Mínima (A)	220,55	317,98	1.794,11	273,38
Máxima (A)	452,13	512,72	1.968,11	482,10
Sem GD (A)	451,51	512,70	1.964,10	482,10
Variabilidade (%)	51,29%	37,98%	8,86%	43,29%
Δ $I_{\text{f-min}}$ (A)	-230,96	-194,72	-169,99	-208,72
Δ $I_{\text{f-max}}$ (A)	0,62	0,02	4,02	0,00
Δ $I_{\text{f-min}}$ (%)	-51,15%	-37,98%	-8,65%	-43,29%
Δ $I_{\text{f-max}}$ (%)	0,14%	0,00%	0,20%	0,00%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 68 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R1 para uma falta LG na fase C do nó 680

Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	0-0	0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0	5	0-0-0	0-0-0
$I_{\text{f-min}}$	4-3	4	4-4-3	5-5-2	5-5-2	2	0	5-5-2	5-5-2

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 68 apresenta o modo de operação dos GFVs para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ na fase B. O caso de $I_{\text{f-max}}$ ocorre quando todos os GFVs estão desconectados, exceto o GFV do nó 652 que opera no Modo 5. O caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando todos os GFVs conectado a fase C, a montante de R1, estão conectados nos Modos 2 ou 3. Nas demais fases os GFVs se comportam operando nos Modos 4 ou 5. Percebe-se que o comportamento dos GFVs nas fases sãs possui uma forte influência no comportamento da fase faltosa, que pode ser explicado pelo acoplamento magnético dos condutores aéreos do alimentador.

Portanto, é importante analisar o comportamento das tensões em cada fase do alimentador, conforme mostrado na Figura 124. Na Figura 124c, conforme esperado, quanto mais próximo do ponto de falta, menor é a tensão no nó. A tensão apresenta um maior variação nos ramais laterais em relação ao tronco principal. Por outro lado, o comportamento das fases sãs é diferente. As Figuras 124a e 124b mostram que quanto mais próximo do ponto de falta, maior é a tensão no nó, e a variação nos ramais laterais é inferior à variação para a fase C.

Na Tabela 69 estão apresentadas as correntes medidas em R2. A fase faltosa apresenta uma variabilidade de 9,41%, com uma variação máxima, em módulo, de 109,71 A. Entretanto, a variabilidade máxima das fases sãs é de 56,17%, e 45,39% na média, apresentando uma variação máxima, em módulo, de 206,77 A, e 150,33 A na média. Na fase faltosa, o valor de $I_{\text{f-max}}$ é 67,53 A maior que $I_{\text{f - sem GD}}$, enquanto que $I_{\text{f-min}}$ é 109,71 A menor.

Tabela 69 – Correntes medidas pelo Relé R2 para uma falta tipo LG na fase C do nó 680

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média (A e B)**
Mínima (A)	165,86	202,44	1.773,94	185,00
Máxima (A)	375,16	299,32	1.951,18	337,20
Sem GD (A)	372,63	298,03	1.883,65	335,33
Variabilidade (%)	56,17%	32,51%	9,41%	45,39%
Δ $I_{\text{f-min}}$ (A)	-206,77	-95,59	-109,71	-150,33
Δ $I_{\text{f-max}}$ (A)	2,54	1,29	67,53	1,87
Δ $I_{\text{f-min}}$ (%)	-55,49%	-32,07%	-5,82%	-44,83%
Δ $I_{\text{f-max}}$ (%)	0,68%	0,43%	3,58%	0,56%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 70 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R2 para uma falta LG na fase C do nó 680

Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	4-2	0	4-4-3	0-0-0	0-0-0	0	5	0-0-0	0-0-0
$I_{\text{f-min}}$	0-0	4	0-0-0	5-5-2	5-5-2	2	0	5-5-2	5-5-2

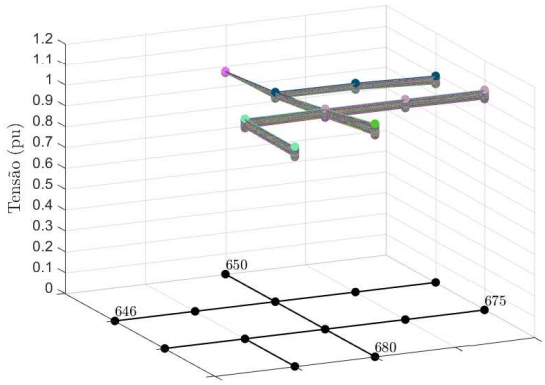
Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 70 apresenta o modo de operação dos GFVs para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ na fase C. O caso de $I_{\text{f-max}}$ ocorre quando todos os GFVs conectados a fase C a montante de R2 estão operando no Modo 2 ou 3 (nós 634 e 646), enquanto que os localizados a jusante estão desconectados (Modo 0). Nas demais fases os GFVs a montante estão operando ou no Modo 4 e os a jusante no Modo 0 ou 5. O caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando os GFVs conectados na fase C a montante de R2 estão desconectados (Modo 0) e os conectados a

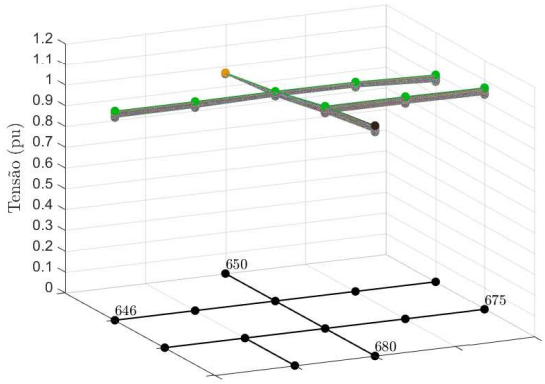
jusante estão operando no Modo 2. Nas demais fases os GFVs a montante também estão desconectados, exceto o nó 645, e os a jusante no Modo 0 ou 5.

Figura 124 – Variação da tensão no alimentador para uma falta tipo LG na fase C do nó 680

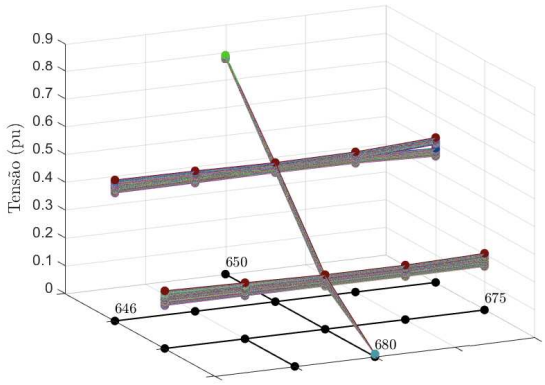
(a) Fase A.



(b) Fase B.



(c) Fase C.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 71 apresenta uma particulariedade do comportamento de R3, da mesma forma que na falta LG para a fase A e B. A fase faltosa apresenta uma variabilidade de 842,28%, com uma variação positiva de 3,69 A e negativa de -287,75 A. Isso se deve a inversão de sentido da corrente no relé R3, devido ao fato da falta estar a montante e existirem GFVs a jusante de R3. A variabilidade máxima das fases sãs é de 75,44%, e 66,32% na média, menor que na fase faltosa, apresentando uma variação máxima, em módulo, de 104,60 A, e 92,52 A na média.

Tabela 71 – Correntes medidas pelo Relé R3 para uma falta tipo LG na fase C do nó 680

Correntes	**Fases**			
	A	**B**	**C**	**Média (A e B)**
Mínima (A)	39,78	51,91	-245,22	49,53
Máxima (A)	148,70	141,07	37,22	143,74
Sem GD (A)	144,38	139,72	33,53	142,05
Variabilidade (%)	75,44%	63,81%	842,28%	66,32%
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (A)	-104,60	-87,81	-278,75	-92,52
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (A)	4,32	1,35	3,69	1,69
$\Delta\ I_{\text{f-min}}$ (%)	-72,45%	-62,84%	-831,27%	-65,13%
$\Delta\ I_{\text{f-max}}$ (%)	2,99%	0,97%	11,00%	1,19%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 72 – Modo de operação dos GFV para $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ em R3 para uma falta LG na fase C do nó 680

Caso	**646**	**645**	**634**	**632-671**	**671**	**611**	**652**	**692**	**675**
	B-C	**B**	**A-B-C**	**A-B-C**	**A-B-C**	**C**	**A**	**A-B-C**	**A-B-C**
$I_{\text{f-max}}$	4-2	4	4-4-3	5-5-2	5-5-2	2	5	0-0-0	0-0-0
$I_{\text{f-min}}$	0-0	0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0	0	5-5-2	5-5-2

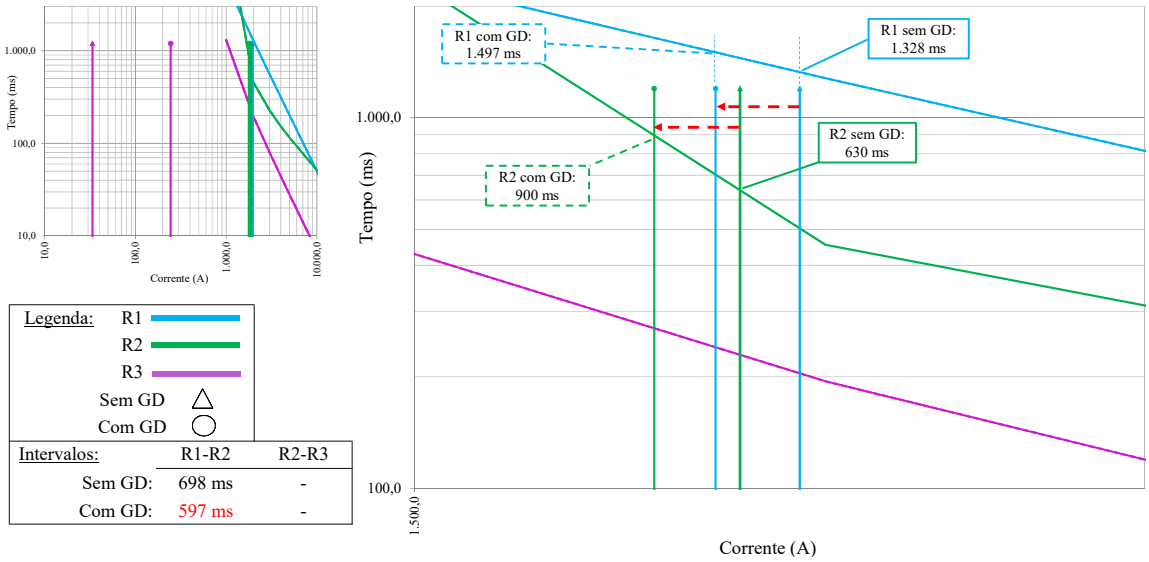
Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 72 apresenta o modo de operação dos GFVs para os casos de $I_{\text{f-max}}$ e $I_{\text{f-min}}$ na fase C. O caso de $I_{\text{f-max}}$ ocorre quando os GFVs conectados na fase C a montante de R3 estão operando no Modo 2 ou 3, e os localizados a jusante estão no Modo 0. Nas demais fases a montante os GFVs estão no Modo 4 ou 5 e a jusante estão no Modo 0. O caso de $I_{\text{f-min}}$ ocorre quando os GFVs conectados na fase C a jusante de R3 estão no Modo 2, injetando corrente no sentido da falta, e os demais nós a montante estão no Modo 0. As demais fases a jusante estão operando no Modo 5.

Comparando as Tabelas 67, 69 e 71 para o caso de $I_{\text{f - sem GD}}$, conforme esperado, à medida que o relé se distancia da subestação, a corrente medida diminui, tanto na fase faltosa como nas sãs. Na fase faltosa, a corrente em R1 é igual a 1.964,10 A, em R2 é igual a 1.883,65 A e em R3 é de 33,53 A.

Essa situação se modifica quando há penetração de GFV na rede. Para o caso de $I_{\text{f-min}}$ em R2 (1.773,94 A), os modos de operação dos GFVs acarretam numa corrente de 1.851,78 A em R1 e -244,48 A em R3. Conforme mostrado na Figura 125, nessa situação ocorre a diminuição no intervalo entre as curvas de R1 e R2 de 698 ms para 597 ms. O intervalo entre R2 e R3 não é apresentado pois a corrente em R3 está abaixo da corrente de *pick-up* determinada.

Figura 125 – Interferência na coordenação entre R1-R2 para $I_{\text{f-min}}$ em R2 - Falta LG fase C nó 680



Fonte: Elaborado pelo autor.

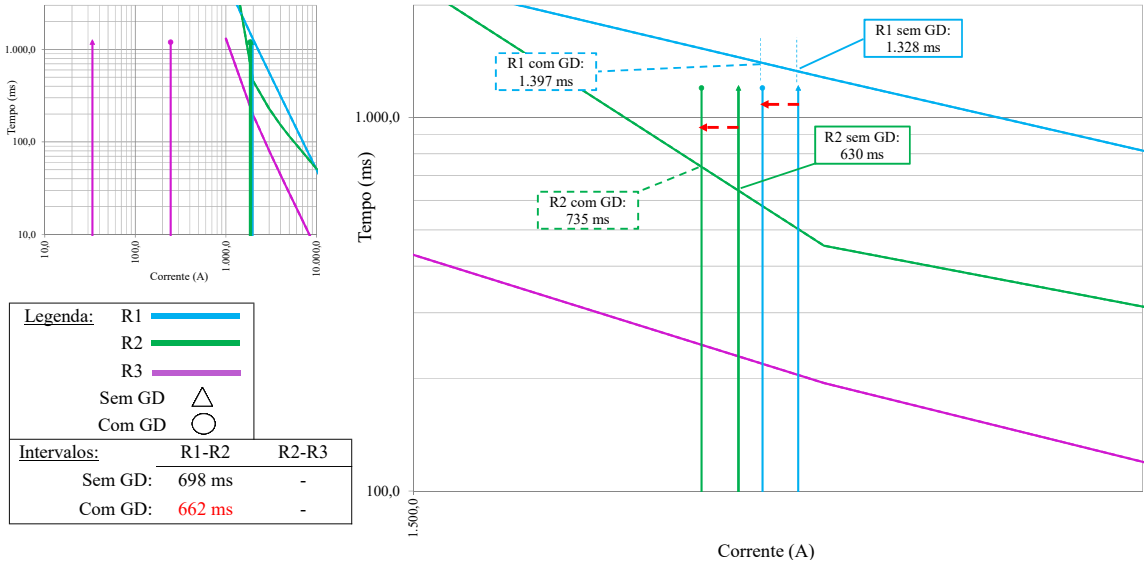
Para o caso de $I_{\text{f-min}}$ em R3 (-245,22 A), os modos de operação dos GFVs acarretam numa corrente de 1.915,53 A em R1 e 1.835,58 A em R2. Conforme mostrado na Figura 126, nessa situação ocorre a diminuição no intervalo entre as curvas de R1 e R2 de 698 ms para 662 ms. O intervalo entre R2 e R3 não é apresentado pois a corrente em R3 está abaixo da corrente de *pick-up* determinada.

A variação média das correntes entre os relés pode ser visualmente analisada através do diagrama unifilar do *13-Node Distribution Test Feeder* na Figura 127. Pode-se verificar que para a fase B, Figura 127a apesar dos valores de corrente em R3 serem, em módulo, menores do que os em R1 e R2, a variação é maior devido à possibilidade de contribuição de corrente de curto-circuito dos GFVs instalados a jusante de R3, criando um cenário de fluxo reverso de potência. A variação das correntes nas fases A e B, na média, Figura 127b, é maior para o dispositivo de proteção mais próximo da subestação e menor à medida que o relé está mais próximo do ponto de falta.

A Figura 128 apresenta o diagrama fasorial das correntes (A), em vermelho, e das tensões (V), em azul, em cada um dos relés, comparando os casos de corrente mínima,

corrente sem GD e de corrente máxima. Em relação a tensão, o módulo do fasor da tensão da fase C diminui à medida que se aproxima do ponto de falta, enquanto que nas demais fases o valor se eleva, em proporção menor. Em relação a corrente, o módulo da fase C é superior aos das demais fases e diminui à medida que se aproxima do ponto de falta. Entretanto, para a corrente mínima em R3, Figura 128c, melhor visualizado na Figura 128d, ocorre a inversão de sentido da corrente para a fase C, mostrando a influência da presença da falta a montante e GFVs a jusante de R3. Para os demais casos os fasores das correntes estão atrasados em relação aos fasores das tensões, evidenciando que o fluxo da corrente em todos os relés é da montante a jusante.

Figura 126 – Interferência na coordenação entre R1-R2 para $I_{\text{f-min}}$ em R3 - Falta LG fase C nó 680



Fonte: Elaborado pelo autor.

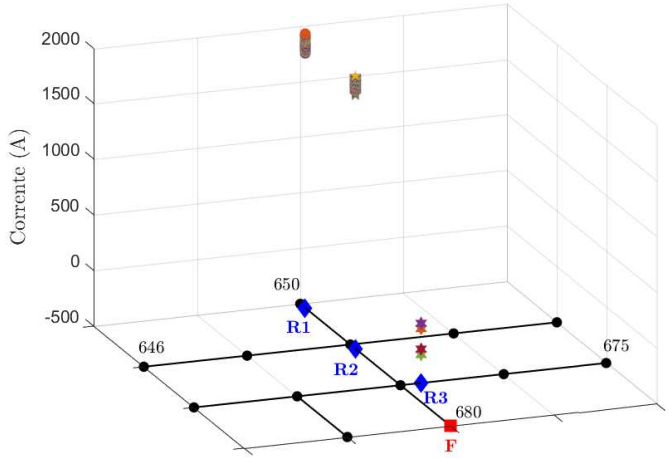
Como o status inicial de operação dos GFVs não determina se esses estarão injetando energia na rede durante o evento de falta, nem o modo de operação, é importante analisar se há influência da quantidade e do valor da potência a montante e a jusante dos GFVs no comportamento da corrente de falta passante em cada relé.

A Figura 129 apresenta a relação entre a quantidade de GFVs conectados na fase C a montante e a jusante de cada relé, ordenados em ordem decrescente da corrente média. Não é possível afirmar que exista uma relação entre o número de GFVs e a corrente de curto-circuito, porém os gráficos apresentam uma melhor tendência que o mostrado na falta LG no nó 675, principalmente para o relé R1, Figura 129a. É possível concluir também, a partir da Figura 129c, que quando existe algum nó com GFV conectado a jusante de R3, o sentido a corrente é invertido. Na Figura 130, que mostra a quantidade líquida (nós a montante subraídos dos nós a jusante) de nós com GFVs conectados a fase C do

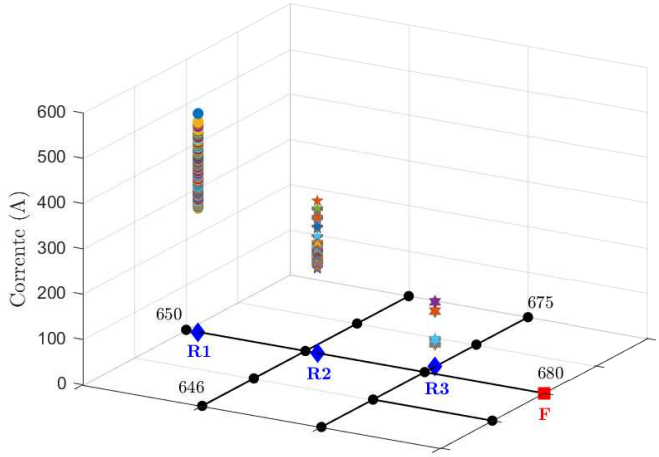
alimentador, a tendência para os relés R1 e R2 mostra que quando mais GFVs conectados a jusante, menor é a corrente passante pelo elemento de proteção (Figuras 130a e 130b, respectivamente). Contudo, não é possível concluir a mesma coisa para R3, Figura 130c.

Figura 127 – Variação média da corrente nos relés para uma falta LG na fase C do nó 680

(a) Fase C.



(b) Média Fases A e B.



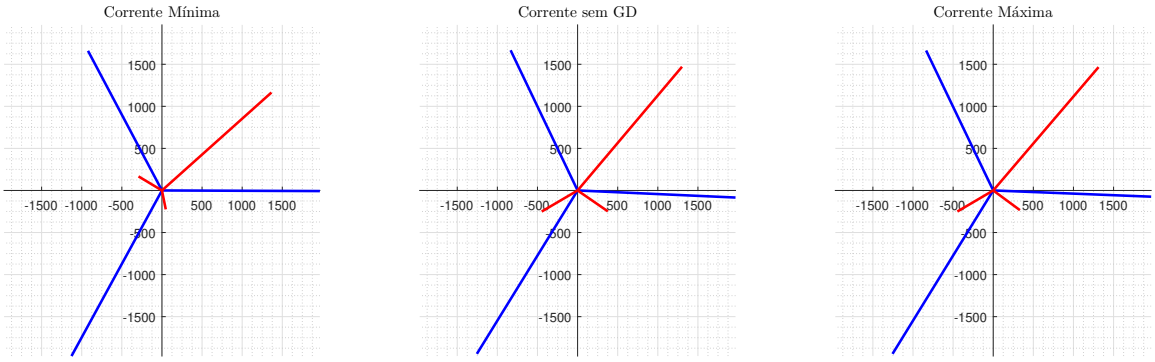
Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 131 apresenta a relação entre a potência instalada de GFVs conectados a montante e a jusante na fase C de cada relé, ordenados em ordem decrescente da corrente média, e a Figura 132 apresenta a diferença entre a potência instalada a montante e a jusante: potência líquida. Novamente os gráficos apresentam uma melhor tendência que o mostrado na falta LG no nó 675, principalmente para o relé R1, Figura 131a. É possível concluir

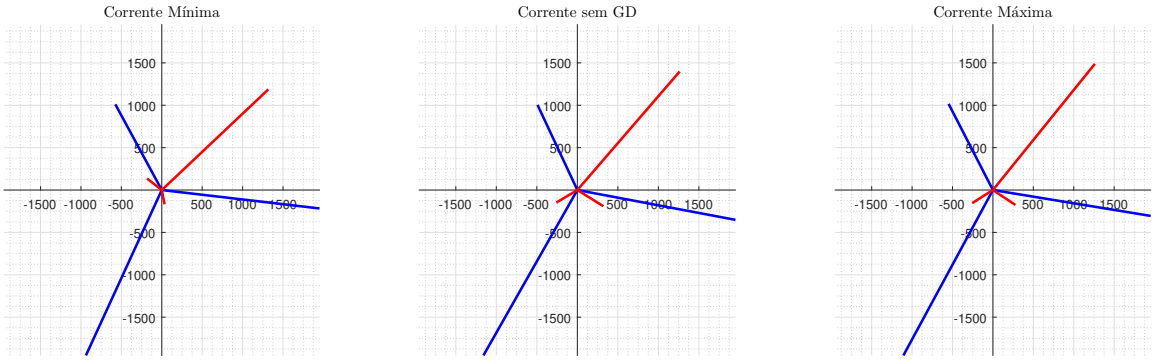
também, a partir da Figura 132c, que quando existe alguma potência em GFV conectado a jusante de R3, o sentido a corrente é invertido.

Figura 128 – Diagrama fasorial das correntes e tensões em cada relé para uma falta LG na fase C do nó 680

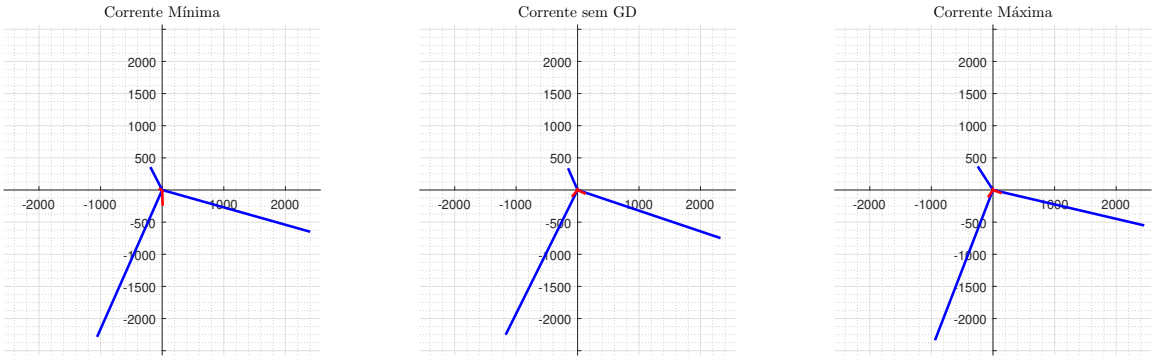
(a) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R1.



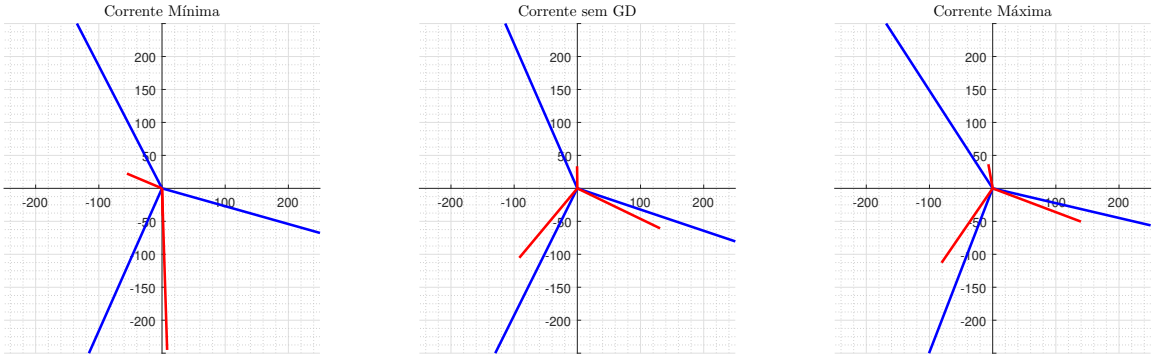
(b) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R2..



(c) Correntes (A), em vermelho, e tensões (V), em azul, em R3.



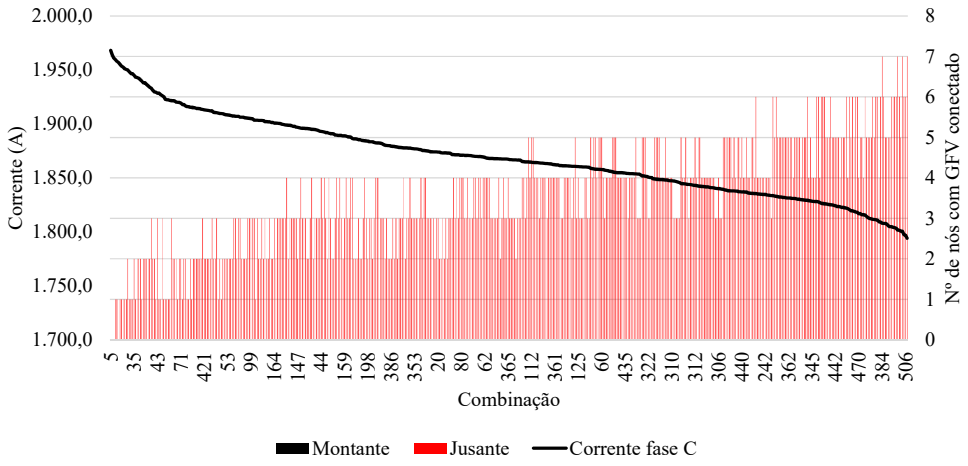
(d) *Zoom* na Figura 64c para visualização da magnitude das tensões em R3.



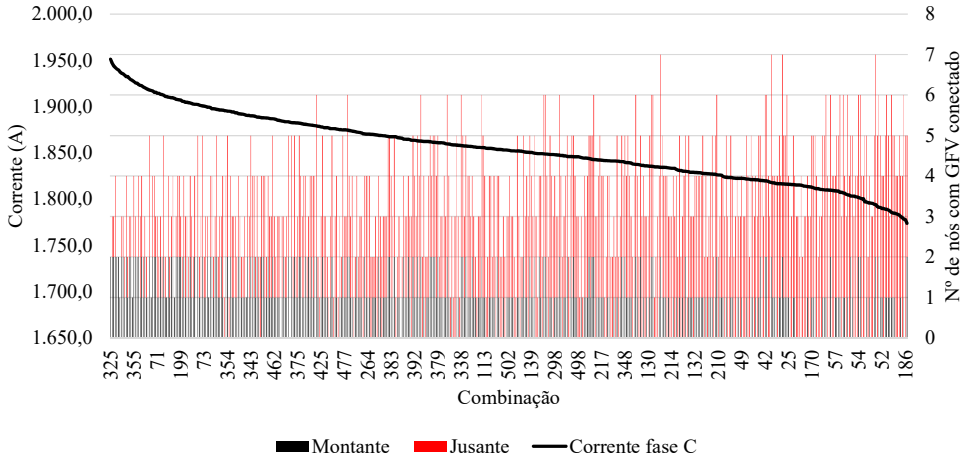
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 129 – Número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase C do nó 680

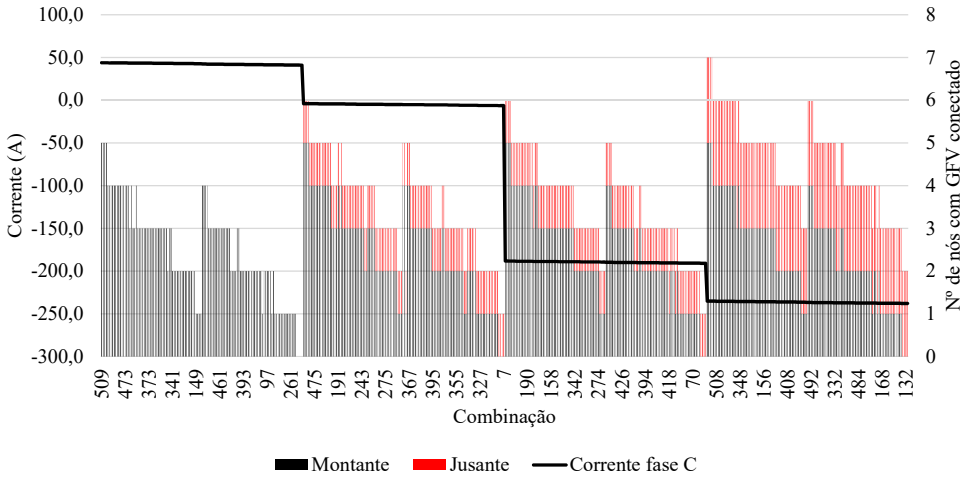
(a) R1.



(b) R2.



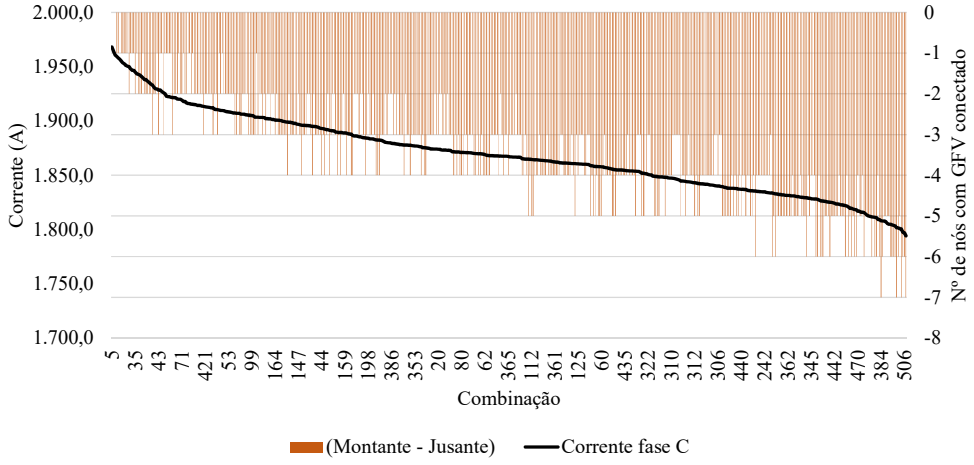
(c) R3.



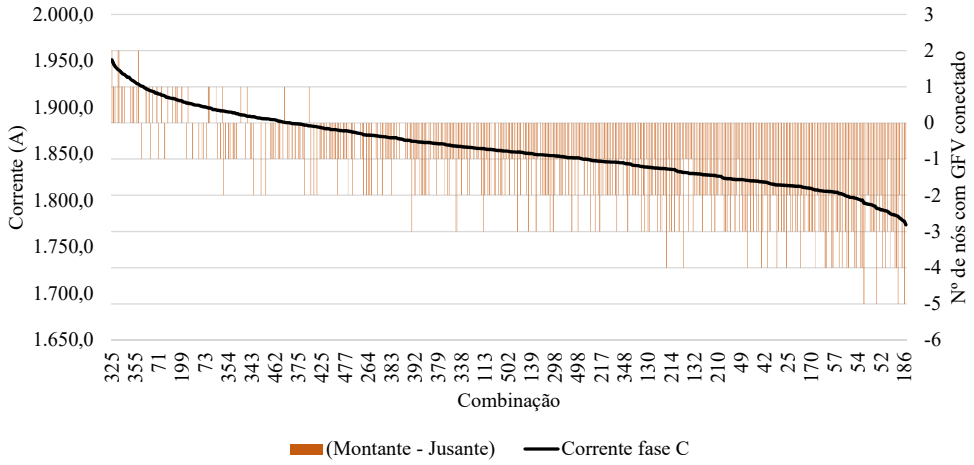
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 130 – Diferença entre o número de nós com GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase C do nó 680

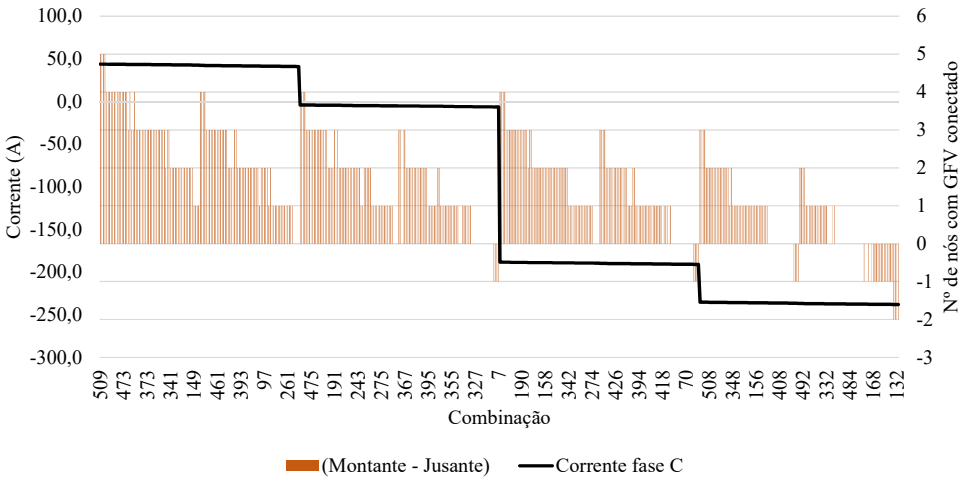
(a) R1.



(b) R2.



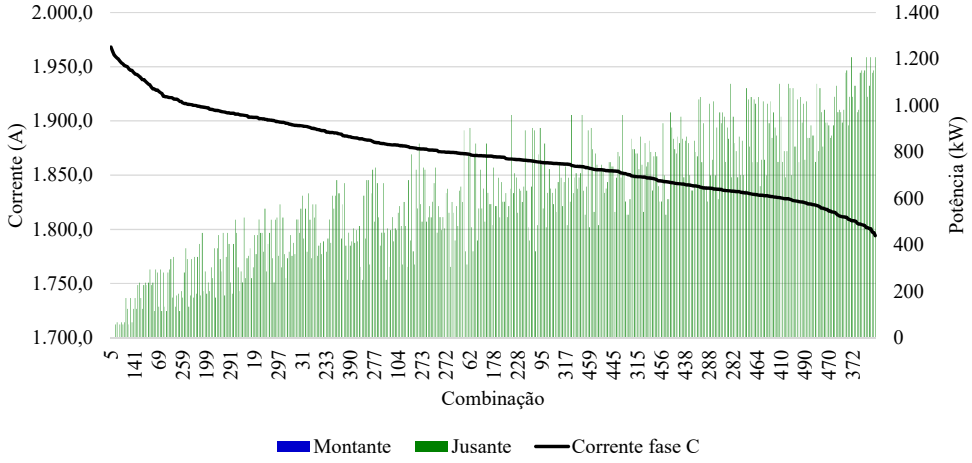
(c) R3.



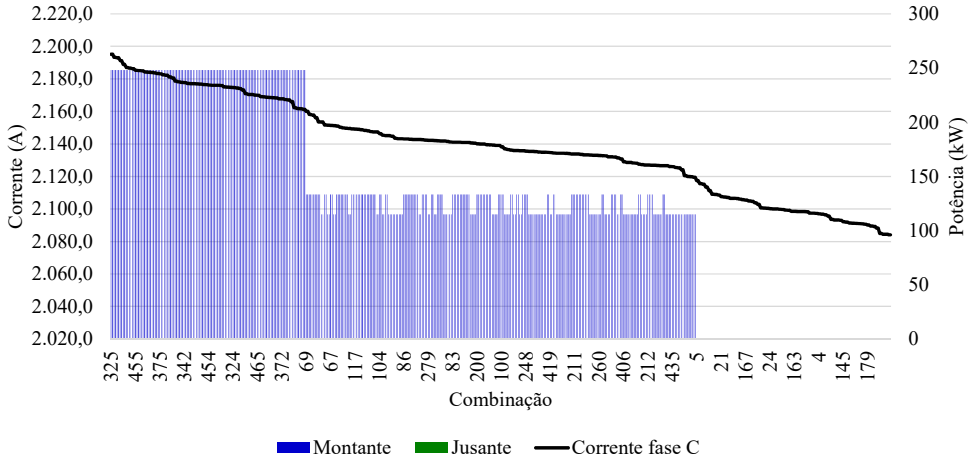
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 131 – Potência (kW) dos GFVs conectados a montante e a jusante dos relés para uma falta LG na fase C do nó 680

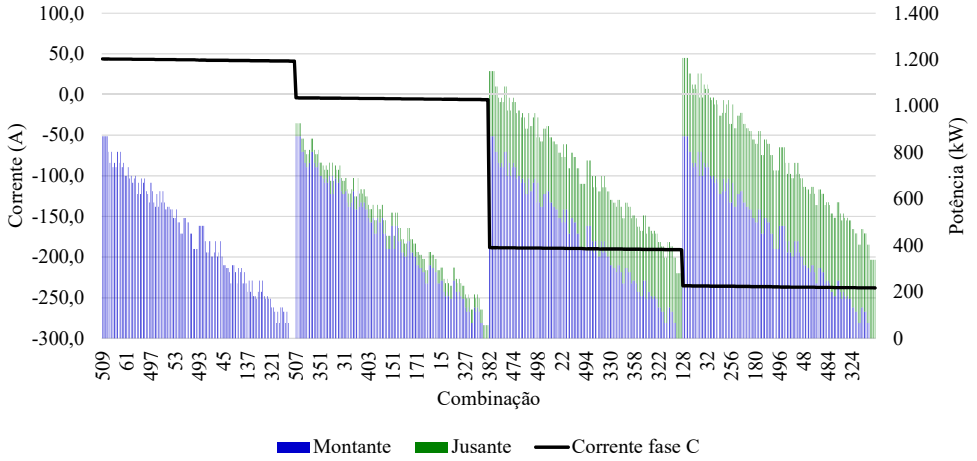
(a) R1.



(b) R2.



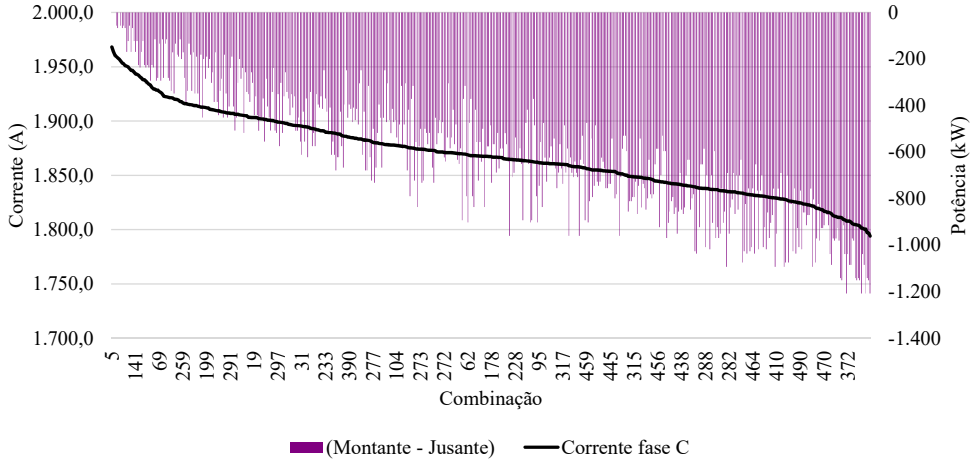
(c) R3.



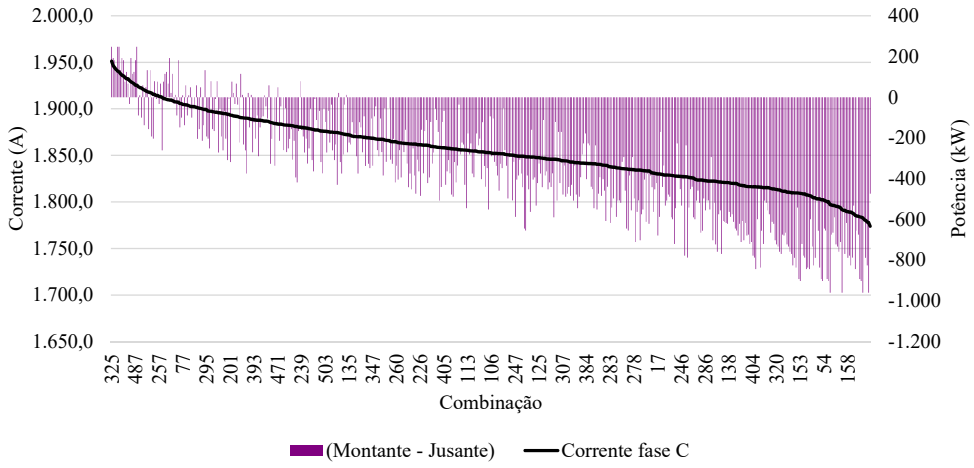
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 132 – Diferença entre as potências a montante e a jusante dos GFVs conectados em relação aos relés para uma falta LG na fase C do nó 680

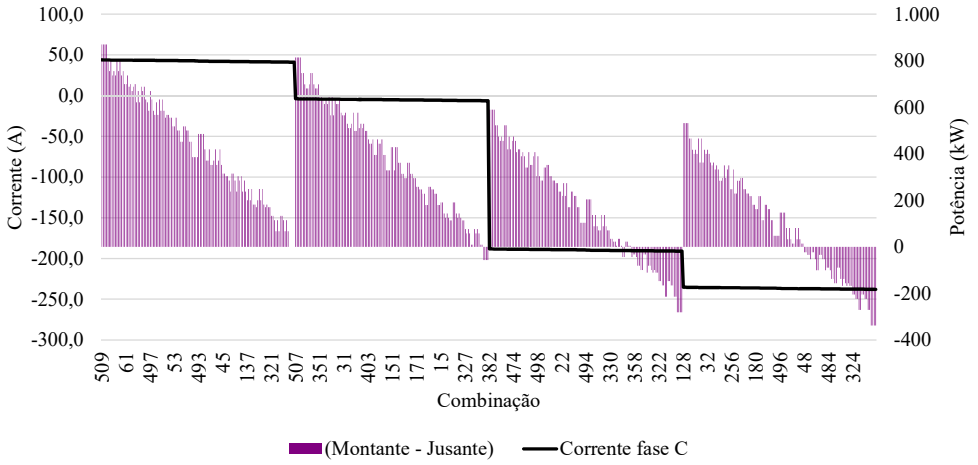
(a) R1.



(b) R2.



(c) R3.



Fonte: Elaborado pelo autor.

6.3 Discussões e Considerações

Apesar do alimentador escolhido para o estudo possuir um tamanho pequeno, se comparado ao tamanho dos alimentadores de distribuição reais, algumas tendências de impactos na proteção de sobrecorrente puderam ser observadas.

No quesito magnitude da corrente, algumas relações podem ser extraídas. Considerando o sentido da corrente subestação → cargas, a maior variação positiva da corrente para as faltas 3LG foi de 4,74%, enquanto que para as faltas LG foi de 8,14%. Para a variação negativa, a maior foi de -4,57% para as faltas 3LG e -10,76% para as LG. É possível observar também que à medida que o relé se afasta da subestação, a variação positiva aumenta e a negativa diminui, para todos os casos. No sentido cargas → subestação, caso de R3 em relação a falta no nó 680, a maior variação de corrente do sentido contrário para as faltas 3LG foi de 1.477,71%, e para as faltas LG foi de 831,27%.

Com relação às faltas 3LG é possível perceber que à medida que o relé se afasta da subestação, maior é a variabilidade da corrente medida por ele e essa variabilidade aumenta quando a falta ocorre mais distante da subestação, considerando o sentido da corrente subestação → cargas. A mesma conclusão pode ser extraída quando se analisa as faltas LG. Para as faltas 3LG, o aumento médio da variabilidade à medida que o relé se distancia da subestação é de 30,45%. Para as faltas LG, esse aumento médio é de 8,00%. Na média, quando a falta foi posicionada mais distante da subestação, a variabilidade aumentou 34,26% para a falta 3LG e 39,53% para a falta LG, em relação ao caso da falta mais próxima. Comparando-se os dois tipos de falta é possível inferir, para este estudo, que as faltas do tipo LG apresentam uma variabilidade da corrente 76,8% maior do que as faltas 3LG, para o mesmo ponto. Essa informação é relevante pois as faltas LG são as que possuem maior ocorrência no sistema elétrico e, mesmo sendo menos severas que as 3LG, são as que causam maior impacto nessa abordagem. Logo, essa maior variabilidade pode ser sentida pelos elementos de proteção da rede em futuros cenários de elevada penetração.

Do ponto de vista da interferência na coordenação entre as curvas dos relés, foram analisados 48 casos cujas correntes de falta eram ou máximas ou mínimas, ou seja, os pontos extremos da variação. Desse total, 14 situações que diminuem o intervalo de coordenação foram identificadas para as faltas LG, contra 1 caso para as faltas 3LG. Além de serem as que possuem maior ocorrência, as faltas LG podem acarretar em uma maior quantidade de problemas na coordenação dos elementos, 29,16% dos casos analisados. Apesar de somente um dos casos de interferência ter diminuído o intervalo de coordenação abaixo do valor limite, foi possível identificar uma tendência na diminuição desses intervalos na presença dos GFVs. Deve-se levar em consideração que, dependendo das características do alimentador e da filosofia adotada na proteção (por exemplo, tempo de atuação do relé), uma maior ou menor ocorrência dessas interferências pode ocorrer.

Além disso, é possível concluir que a quantidade de GFVs a montante e a jusante dos relés possui uma relação fraca com a variação da corrente passante por eles. O valor da potência dos GFVs conectados a montante e a jusante possui uma relação mais forte com essa, uma vez que a corrente de cada GFV é dependente desse valor. Os resultados mostraram que existe uma tendência no comportamento: quanto maior for a potência de GFVs a montante do relé, maior será a corrente passante por ele; para o caso contrário, menor será a corrente.

O comportamento da corrente no relé R3 para uma falta a montante (nó 680) diverge da análise dos demais casos. Apesar da corrente máxima medida pelo relé estar abaixo da corrente de *pick up*, a variabilidade foi de 1.455,70% para falta 3LG e, em média, 824,80% para a falta LG. Majoritariamente, a variação da corrente foi negativa, ou seja, no sentido jusante $\rightarrow$ montante, indicando que houve uma reversão no fluxo de potência. O trabalho indicou que quando somente um GFV está conectado a jusante de R3, já ocorre a inversão no sentido da corrente e essa aumenta à medida que a potência conectada a jusante também aumenta. Apesar de não estar no escopo deste trabalho, caso R3 fosse substituído por um fusível, problemas de acionamento indevido, por exemplo, poderiam surgir. Esse questionamento é válido pois os ramais laterais de uma rede de distribuição, normalmente, são protegidos por fusíveis e onde estão localizadas as cargas distribuídas (por exemplo, residências), e as faltas podem ocorrer em qualquer local do alimentador.

Sendo assim, a operação descentralizada dos GFVs nos alimentadores de distribuição pode acarretar em impactos relevantes na proteção sobrecorrente, mesmo que esses contribuam com uma parcela pequena de corrente, e existe uma tendência na interferência da coordenação entre os elementos de proteção. Como mostram os resultados, quanto mais distante a falta está localizada da subestação, maior é a variação da corrente e mais casos de interferência na coordenação são observados. Portanto, uma análise mais aprofundada deve ser realizada em outros alimentadores com dimensões reais, por exemplo o *IEEE 34 Node Distribution Test Feeder*, para verificar se a tendência nos impactos é semelhante a encontrada nesse trabalho.

Como abordado no Capítulo 2, devido às novas regulamentações exigirem que os GFVs participem ativamente na regulação da rede e que permaneçam conectados em condições anormais de tensão e frequência, é esperado que todos os países gradativamente implementem essas exigências, fazendo com que o estudo realizado nese trabalho seja parte importante do fluxo de trabalho e estudos das empresas distribuidoras de energia elétrica.

7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

"Não importa quantos passos você deu para trás, o importante é quantos passos agora você vai dar pra frente."

(Provérbio Chinês)

7.1 Conclusões

A proteção contra sobrecorrentes é uma das mais comuns no sistema elétrico e pode ser considerada como uma das principais no sistema de distribuição, protegendo subestações, alimentadores, geradores e consumidores. Entretanto, essa função pode sofrer alguns impactos diante da integração de geradores distribuídos. O trabalho abordado nessa dissertação teve como proposta avaliar os impactos da elevada penetração de geração distribuída fotovoltaica nesse tipo de proteção.

Para avaliar esses impactos, modelou-se um alimentador de distribuição e um gerador fotovoltaico no ambiente ambiente Simulink® do software MATLAB® para realizar simulações computacionais. O alimentador de distribuição utilizado no estudo foi o IEEE *13-Node Distribution Test Feeder* por ser um alimentador padrão, já consolidado no meio da pesquisa. Como ele não possui uma proteção sobrecorrente padrão, foi proposta uma consistindo de três relés localizados em posições diferentes. O gerador fotovoltaico foi modelado de forma simplificada como uma fonte de corrente dependente, sendo capaz de responder a condições normais e anormais de tensão no ponto de conexão com a rede, conhecida como capacidade de *Voltage Ride-through*. Esse modelo, para o regime permanente, pode ser aplicado em outros *softwares* e, além disso, possui ótima precisão e apresenta a excelente capacidade de possuir um baixo tempo de processamento, diminuindo a duração das simulações em 120 vezes, se comparado a um modelo tradicional, modelado à nível de chaveamento dos componentes eletrônicos do inversor de interface com a rede.

Para produzir diferentes cenários com uma elevada penetração de geração fotovoltaica, os geradores foram posicionados nos nove nós do alimentador que possuem cargas instaladas e foi realizada a combinação de todos os cenários possíveis de conexão e desconexão dos geradores para dois pontos de falta distintos: uma mais próxima e outra mais distante da subestação. A cada gerador foi atribuída a potência nominal da carga correspondente do nó ao qual ele está conectado. Para as faltas, foram analisadas dois tipos distintos: falta trifásica-terra e a falta fase-terra, para cada fase do alimentador. Dessa

forma, foram analisados dois cenários distintos: um simétrico de maior severidade e de frequência mais rara, e um assimétrico de menor severidade com maior taxa de ocorrência, com impedância de falta igual a zero.

Foram analisados, então, 512 casos para cada tipo de falta, com quatro cenários distintos para cada ponto, em dois pontos diferentes, totalizando 4.096 situações, correspondendo a todas as combinações de conexão dos geradores e do cenário sem conexão deles. Os cenários extremos de variação da corrente, em cada religador, foram escolhidos para analisar a variação no intervalo de coordenação das curvas de proteção dos relés.

Foi possível concluir que a geração fotovoltaica promove uma variação relevante na corrente de falta medida por cada relé de sobrecorrente e essa variação aumenta à medida que a falta se distancia da subestação. A maior variação encontrada para as faltas do tipo trifásica-terra foi de 4,74% e -4,57%. Para as faltas fase-terra a maior variação foi de 8,14% e -10,76%. É possível observar também que à medida que o relé se afasta da subestação, a variação positiva aumenta e a negativa diminui, para todos os casos Na média, aumentando em 152,4 m (500 pés) a distância da falta, houve um aumento da variabilidade de 34,26% para as faltas trifásica-terra e 39,53% para as faltas fase-terra, em relação ao caso mais próximo. Além disso, apesar de ser menos severa que a falta trifásica-terra, a falta fase-terra apresentou uma variabilidade da corrente 76,8% maior do que a falta trifásica-terra.

Foram identificados 14 casos de diminuição no intervalo de coordenação entre as curvas dos relés de sobrecorrente para as faltas fase-terra, contra um caso para a falta trifásica-terra, de 48 situações analisadas. Em um dos 14 casos, o intervalo diminuiu abaixo do tempo mínimo escolhido no projeto. Nos demais, não houve esse problema, porém foi possível perceber que há uma tendência nessa diminuição e uma pesquisa mais aprofundada deve ser realizada identificando outros possíveis cenários de interferência na coordenação das curvas.

Para a situação da falta ocorrendo a montante do relé, a variabilidade da corrente foi de 1.455,70% para as faltas trifásica-terra e 824,80%, em média, para as fase-terra. A variação máxima foi de 1.477,71% e 831,27%, para as faltas do tipo trifásica-terra e fase-terra, respectivamente. Isso se deveu principalmente a variação no sentido da corrente que passou a fluir das unidades geradoras em direção ao local da falta. Apesar da máxima corrente medida estar abaixo da corrente de *pick up* determinada, problemas poderiam ter ocorrido caso esse ramal fosse protegido por um fusível, por exemplo. A presença de uma unidade geradora a jusante do relé promoveu a mudança na direção da corrente e à medida que mais geradores foram conectados, maior foi o aumento da corrente.

Por fim, apesar do alimentador estudado possuir uma dimensão inferior aos alimentadores de distribuição reais, foi possível identificar impactos importantes na proteção contra sobrecorrentes de curto-circuito. Entretanto é difícil mensurar esse impacto pois a

condição de conexão e desconexão dos geradores é desconhecida do operador de distribuição e a potência dos geradores fotovoltaicos varia ao longo do dia devido à intermitência do sol, variando a corrente de contribuição de cada unidade geradora durante a falta. Dessa forma, a corrente de falta pode assumir qualquer valor dentro da faixa de variabilidade apresentada no trabalho, para este alimentador.

A utilização de uma interface de comunicação entre as unidades geradoras e o operador de distribuição, para transmitir dados como condição de conexão ou desconexão e potência de geração é uma tendência indicada pelas novas regulamentações, assim como a ativa participação da geração distribuída na rede. A utilização de relés programáveis com capacidade de adaptar a sua parametrização de acordo com as condições da rede, captadas através desse canal de comunicação, pode ser uma alternativa. Entretanto, além dos valores da corrente de falta poderem variar para os vários tipos e locais de falta, essa opção necessita de um alto investimento inicial, além de depender fortemente da comunicação entre os elementos da rede. Caso uma falha na comunicação aconteça, o sistema pode se tornar não confiável. Analisando esse exemplo e diversos outros, acredita-se que uma possível alternativa para mitigar os impactos seria alterar os parâmetros dos relés, sem precisar substituí-los, de forma que suas curvas de proteção mantenham-se coordenadas para uma grande faixa de penetração de geração distribuída. Dessa forma, o elevado investimento em novos equipamentos e em uma nova estrutura de comunicação não seria necessário, podendo tornar essa alternativa mais atratativa e viável para as distribuidoras de energia.

7.2 Trabalhos Futuros

A partir do trabalho realizado pode-se dar continuidade a pesquisa através dos futuros trabalhos pontuados a seguir:

1. Realizar o estudo em um alimentador de distribuição com proporções próximas as reais (por exemplo, IEEE *34-Node Test Feeder*) ou utilizar um alimentador real existente criando diversos cenários de elevada penetração (setorização do alimentador em regiões residenciais, comerciais e industriais, por exemplo, com diferentes valores de integração de GFVs em cada região).

2. Levar em consideração a intermitência solar e os seus impactos na variação da geração de energia dos GFVs em conjunto com a curva de carga dos consumidores.

3. Considerar outros aspectos trazidos pela IEEE Std 1547^{TM}-2018, como *Frequency Ride-through*.

4. Analisar a desconexão coordenada dos GFVs considerando o tempo máximo de permanência em VRT e o seus impactos na proteção e em outros parâmetros do

sistema, assim como a conexão sucessiva e coordenada dos mesmos após a eliminação da falta.

5. Analisar o comportamento de fusíveis em face das alterações promovidas pela presença de GFV, por exemplo: aumento da corrente e reversão do sentido.

6. Analisar como o gerenciamento da corrente de falta dos GFVs pode influenciar na proteção em um cenário de pré *smart-grid* ou de *smart-grid*.

7. Propor uma metodologia para ajuste da parametrização dos elementos de proteção contra sobrecorrentes instalados que seja capaz de garantir a coordenação da proteção para uma grande faixa de penetração de GFV.

REFERÊNCIAS

[1] BLAABJERG, F. et al. Distributed Power-Generation Systems and Protection. *Proceedings of the IEEE*, v. 105, n. 7, p. 1311–1331, 2017. ISSN 0018-9219. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7926394/>. Citado 3 vezes nas páginas 39, 40 e 110.

[2] ADEFARATI, T.; BANSAL, R. Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review. *IET Renewable Power Generation*, v. 10, n. 7, p. 873–884, 2016. ISSN 1752-1416. Disponível em: <http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-rpg.2015.0378>. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 47.

[3] WU, Y. K.; LIN, J. H.; LIN, H. J. Standards and Guidelines for Grid-Connected Photovoltaic Generation Systems: A Review and Comparison. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 53, n. 4, p. 3205–3216, 2017. ISSN 0093-9994. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7875112/>. Citado na página 39.

[4] KOURO, S. et al. Grid-Connected Photovoltaic Systems: An Overview of Recent Research and Emerging PV Converter Technology. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, v. 9, n. 1, p. 47–61, 2015. ISSN 1932-4529. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7063884/>. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 128.

[5] ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001. Disponível em: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779601001018>. Citado 3 vezes nas páginas 39, 46 e 47.

[6] PEPERMANS, G. et al. Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy*, v. 33, n. 6, p. 787–798, 2005. Disponível em: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421503003069>. Citado 4 vezes nas páginas 39, 45, 46 e 47.

[7] BARKER, P.; MELLO, R. Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems. In: *2000 Power Engineering Society Summer Meeting*. IEEE, 2000. v. 3, p. 1645–1656. ISBN 0-7803-6420-1. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/868775/>. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 46.

[8] CHEN, L. H. Overcurrent protection for distribution feeders with renewable generation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 84, p. 202–213, 2017. ISSN 0142-0615. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061516301338>. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 40.

[9] MANDITEREZA, P. T.; BANSAL, R. Renewable distributed generation: The hidden challenges – A review from the protection perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 58, p. 1457–1465, 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115016597>. Citado 4 vezes nas páginas 40, 111, 112 e 113.

[10] COSTER, E. J. et al. Integration Issues of Distributed Generation in Distribution Grids. *Proceedings of the IEEE*, v. 99, n. 1, p. 28–39, 2011. ISSN 0018-9219. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5565399/>. Citado 3 vezes nas páginas 40, 111 e 112.

[11] FANI, B.; BISHEH, H.; SADEGHKHANI, I. Protection coordination scheme for distribution networks with high penetration of photovoltaic generators. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 12, n. 8, p. 1802–1814, 2018. ISSN 1751-8687. Disponível em: <http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd.2017.1229>. Citado 3 vezes nas páginas 40, 113 e 115.

[12] TEKPETI, B. S.; KANG, X.; HUANG, X. Fault analysis of solar photovoltaic penetrated distribution systems including overcurrent relays in presence of fluctuations. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 100, p. 517–530, 2018. ISSN 0142-0615. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061517331228>. Citado na página 40.

[13] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. *Key world energy statistics 2017*. 2017. 95 p. Disponível em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2017.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 45 e 50.

[14] MARTÍN-MARTÍNEZ, F. et al. Centralized vs distributed generation. A model to assess the relevance of some thermal and electric factors. Application to the Spanish case study. *Energy*, Pergamon, v. 134, p. 850–863, 2017. ISSN 0360-5442. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217310496>. Citado na página 46.

[15] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. *Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets*. Paris, 2002. 112 p. Disponível em: <http://www.oecd-ilibrary.org/energy/distributed-generation-in-liberalised-electricity-markets{_}9789264175976>. Citado na página 46.

[16] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Caderno Temático Micro e Minigeração Distribuída*. 2015. 2 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera{ç}{~{a}}o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8->. Citado na página 47.

[17] MUNOZ F. A. C.; TELLEZ, A. A.; SANCHEZ. J. W. G. Analysis of Stability of Tension and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation. *IEEE Latin America Transactions*, v. 14, n. 11, p. 4491–4498, 2016. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7795819/>. Citado na página 49.

[18] OGUNJUYIGBE, A.; AYODELE, T.; AKINOLA, O. Impact of distributed generators on the power loss and voltage profile of sub-transmission network. *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, v. 3, n. 1, p. 94–107, 2016. ISSN 23147172. Disponível em: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2314717216300071>. Citado na página 50.

[19] DAUD, S.; KADIR, A. F. A.; GAN, C. K. The impacts of distributed Photovoltaic generation on power distribution networks losses. In: *2015 IEEE Student Conference on Research and Development (SCOReD)*. IEEE, 2015. p. 11–15. ISBN 978-1-4673-9572-4. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7449305/>. Citado na página 50.

[20] LEPADAT, I. et al. Impact of Distributed Generation on voltage profile and power losses in a test power grid. In: *2017 International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM) & 2017 Intl Aegean Conference on Electrical Machines and Power Electronics (ACEMP)*. IEEE, 2017. p. 128–133. ISBN 978-1-5090-4489-4. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7974959/>. Citado na página 50.

[21] PRIYANGIKA, A. A. C.; WIJAYAPALA, W. D. A. S.; BANDA, H. M. W. The impact of distributed generation on transmission and distribution losses in Sri Lankan power system. In: *2016 Electrical Engineering Conference (EECon)*. IEEE, 2016. p. 54–58. ISBN 978-1-5090-5395-7. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7830935/>. Citado na página 50.

[22] VITA, V.; ALIMARDAN, T.; EKONOMOU, L. The Impact of Distributed Generation in the Distribution Networks' Voltage Profile and Energy Losses. In: *2015 IEEE European Modelling Symposium (EMS)*. IEEE, 2015. p. 260–265. ISBN 978-1-5090-0206-1. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7579838/>. Citado na página 50.

[23] BANCO MUNDIAL. *Atlas Solar Global*. Disponível em: <http://globalsolaratlas.info/>. Citado na página 50.

[24] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. *Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS): 2018 Snapshot of Global Photovoltaic Markets*. 2018. 15 p. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/>. Citado 2 vezes nas páginas 50 e 51.

[25] INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS - INPE. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. [S.l.], 2017. 88 p. Citado 2 vezes nas páginas 50 e 51.

[26] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Banco de Informações de Geração (BIG)*. 2018. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Citado na página 51.

[27] BRASIL. *Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004*. 2004. Citado na página 52.

[28] BRASIL. *Decreto Lei nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências*. 2004. Citado na página 52.

[29] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Resolução Normativa nº 674, de 11 de agosto de 2015*. 2015. 2 p. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015674.pdf>. Citado na página 53.

[30] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012*. 2012. 9 p. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Citado na página 53.

[31] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Resolução Normativa nº 517, de 11 de dezembro de 2012*. 2012. 3 p. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>. Citado na página 53.

[32] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015*. 2015. 25 p. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Citado na página 54.

[33] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Resolução Normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017.* 2017. 2 p. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>. Citado na página 55.

[34] BRASIL. *Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015.* 2015. Citado na página 55.

[35] CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA - CONFAZ. *Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015.* 2015. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/>. Citado na página 56.

[36] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Nota Técnica Nº 56/2017-SRD/ANEEL.* 2017. 26 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T{é}cnica{_}0056{_}PROJE{Ç}{~{O}}ES+GD+2017/38cad9ae-71f>. Citado 2 vezes nas páginas 56 e 57.

[37] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Unidades Consumidoras com Geração Distribuída.* 2018. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD{_}Fonte.> Citado 3 vezes nas páginas 57, 58 e 59.

[38] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição.* 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/prodist>. Citado na página 60.

[39] VARGAS, M. C. et al. A review on the protection elements required for distributed generation in Brazil. In: *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE).* IEEE, 2018. p. 1–6. ISBN 978-1-5386-3363-2. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8395905/>. Citado 3 vezes nas páginas 61, 62 e 136.

[40] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. *Procedimentos de Rede (PROREDE) - Submódulo 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão.* 2016. 38 p. Disponível em: <http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Citado 3 vezes nas páginas 62, 63 e 64.

[41] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. *NBR 16149:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.* 2013. 12 p. Disponível em: <http://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=195959>. Citado 3 vezes nas páginas 65, 66 e 67.

[42] PERPINIAS, I.; PAPANIKOLAOU, N.; TATAKIS, E. Fault ride through concept in low voltage distributed photovoltaic generators for various dispersion and penetration scenarios. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Elsevier, v. 12, p. 15–25, 2015. ISSN 2213-1388. Disponível em: <https://www-sciencedirect-com.ez43.periodicos.capes.gov.br/science/article/pii/S2213138815000491>. Citado 3 vezes nas páginas 67, 132 e 136.

[43] IEEE Std 1547-2018. *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces.* 2018. 138 p. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=8332110>. Citado 8 vezes nas páginas 68, 70, 71, 72, 73, 74, 115 e 131.

[44] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT - BDEW. *Technische Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Technical Guideline: Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network)*. 2008. Disponível em: <https://www.bdew.de/>. Citado 2 vezes nas páginas 75 e 76.

[45] TERNA. *Guida Tecnica: Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita*. 2012. Disponível em: <http://download.terna.it/terna/0000/0105/86.pdfhttp://www.e4sas.it/news/informazioni-utili/delibere-a-e-e-g/delibera-842012reel-e-allegato-a70-del-codice-di-rete-di-terna/>. Citado na página 77.

[46] NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION - NERC. *PRC-024-2 Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings*. 2016. Disponível em: <http://www.nerc.net/standardsreports/standardssummary.aspx>. Citado na página 78.

[47] HYDRO-QUEBEC. *Transmission Provider Technical Requirements for the Connection of Power Plants to the Hydro-Quebec Transmission System*. 2009. Disponível em: <http://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/commerce/pdf/exigence{_}raccordement{_}fev{_}>. Citado 2 vezes nas páginas 78 e 79.

[48] ANDERSON, P. M. *Analysis of faulted power systems*. 1. [S.l.]: Wiley-Blackwell, 1995. 540 p. ISBN 9780470544129. Citado 2 vezes nas páginas 81 e 83.

[49] EL-HAWARY, M. E. *Introduction to Electrical Power Systems*. Wiley-IEEE Press, 2008. 394 p. ISBN 9780470411377. Citado 2 vezes nas páginas 81 e 82.

[50] EREMIA, M.; SHAHIDEHPOUR, M. *Handbook of Electrical Power System Dynamics:Modeling, Stability, and Control*. Hoboken: IEEE; Wiley, 2013. ISBN 9781118516072. Citado 2 vezes nas páginas 81 e 82.

[51] KINDERMANN, G. *Curto-circuito*. 2. ed. Florianópolis, SC. 1997. 214 p. ISBN 85-241-0368-X. Citado 5 vezes nas páginas 82, 83, 84, 85 e 108.

[52] SALLAM, A. A.; MALIK, O. P. *Electric Distribution Systems*. Wiley-IEEE Press, 2011. 552 p. ISBN 9780470943854. Citado 4 vezes nas páginas 82, 97, 99 e 100.

[53] FORTESCUE, C. L. Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, v. 37, p. 1027–1140, 1918. ISSN 00963860. Citado na página 85.

[54] ELETROBRÁS. Volume 2 - Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição. In: CAMPUS (Ed.). *Coleção Distribuição de Energia Elétrica*. 1982. p. 234. ISBN 8570010907. Citado 3 vezes nas páginas 101, 102 e 103.

[55] ANDERSON, P. M. *Power System Protection*. McGraw-Hill, 1999. 1307 p. ISBN 9780470545591. Citado 8 vezes nas páginas 101, 102, 104, 105, 106, 107, 108 e 109.

[56] ZAYANDEHROODI, H. et al. Impact of distributed generations on power system protection performance. *International Journal of Physical Sciences*, Academic Journals, v. 6, n. 16, p. 3999–4007, 2011. ISSN 1992-1950. Citado na página 110.

[57] BHISE, 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)*. IEEE, 2017. p. 399–405. ISBN 978-1-5090-5960-7. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7975644/>. Citado na página 113.

[58] MOURAD, N.; MOHAMED, B. Short circuit current contribution of distributed photovoltaic integration on radial distribution networks. In: *2015 4th International Conference on Electrical Engineering (ICEE)*. IEEE, 2015. p. 1–4. ISBN 978-1-4673-6673-1. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7416821/>. Citado na página 113.

[59] HOOSHYAR, H.; BARAN, M. E. Fault Analysis on Distribution Feeders With High Penetration of PV Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 3, p. 2890–2896, 2013. ISSN 0885-8950. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6387347/>. Citado na página 114.

[60] HOOSHYAR, H.; BARAN, M. E.; VANFRETTI, L. Coordination assessment of overcurrent relays in distribution feeders with high penetration of PV systems. In: *2013 IEEE Grenoble Conference*. IEEE, 2013. p. 1–6. ISBN 978-1-4673-5669-5. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6652117/>. Citado na página 114.

[61] ISAACS, A. Simulation Technology: The Evolution of the Power System Network [History]. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 15, n. 4, p. 88–102, 2017. ISSN 1540-7977. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7947331/>. Citado na página 114.

[62] ROPP, M. E.; GONZALEZ, S. Development of a MATLAB/Simulink Model of a Single-Phase Grid-Connected Photovoltaic System. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 24, n. 1, p. 195–202, 2009. ISSN 0885-8969. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4785259/>. Citado na página 114.

[63] MAHMOOD, F.; NFRETTI, L. V.; HOOSHYAR, H. Modeling of a detailed photovoltaic generation system for EMT-type simulation. In: *2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*. IEEE, 2014. p. 916–921. ISBN 978-1-4799-2449-3. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6850535/>. Citado na página 114.

[64] SEUSS, J. et al. *Determining the Impact of Steady-State PV Fault Current Injections on Distribution Protection*. United States, 2017. 67 p. Disponível em: <https://www.osti.gov/biblio/1367427>. Citado na página 114.

[65] SHIREK, G. J.; LASSITER, B. A. Photovoltaic power generation: Modeling solar plants' load levels and their effects on the distribution system. *IEEE Industry Applications Magazine*, v. 19, n. 4, p. 63–72, 2013. ISSN 10772618. Citado na página 114.

[66] CANOVA, A. et al. Electrical Impact of Photovoltaic Plant in Distributed Network. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 45, n. 1, p. 341–347, 2009. ISSN 0093-9994. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4757398/>. Citado na página 114.

[67] CHAITUSANEY, S.; YOKOYAMA, A. Prevention of Reliability Degradation from Recloser–Fuse Miscoordination Due To Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 23, n. 4, p. 2545–2554, 2008. ISSN 0885-8977. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4556637/>. Citado na página 115.

[68] DEWADASA, M.; GHOSH, A.; LEDWICH, G. Fold back current control and admittance protection scheme for a distribution network containing distributed generators. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 4, n. 8, p. 952, 2010. ISSN 17518687. Disponível em: <http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd.2009.0614>. Citado na página 115.

[69] HUSSAIN, B. et al. An Adaptive Relaying Scheme for Fuse Saving in Distribution Networks With Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 28, n. 2, p. 669–677, 2013. ISSN 0885-8977. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6450138/>. Citado na página 115.

[70] SORTOMME, E.; VENKATA, S. S.; MITRA, J. Microgrid Protection Using Communication-Assisted Digital Relays. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 25, n. 4, p. 2789–2796, 2010. ISSN 0885-8977. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5352304/>. Citado na página 115.

[71] WAN, H.; LI, K. K.; WONG, K. P. An Adaptive Multiagent Approach to Protection Relay Coordination With Distributed Generators in Industrial Power Distribution System. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 46, n. 5, p. 2118–2124, 2010. ISSN 0093-9994. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5523996/>. Citado na página 115.

[72] AL-SABOUNCHI, A. M.; GOW, J.; AL-AKAIDI, M. Optimal sizing and location of large PV plants on radial distribution feeders for minimum line losses. In: *2015 4th International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS)*. IEEE, 2015. p. 1–7. ISBN 978-1-4673-9130-6. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7368528/>. Citado na página 116.

[73] KHATOD, D. K.; PANT, V.; SHARMA, J. Evolutionary programming based optimal placement of renewable distributed generators. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 2, p. 683–695, 2013. ISSN 0885-8950. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6299002/>. Citado na página 116.

[74] SALEM, M. M. et al. Modified Inverter Control of Distributed Generation for Enhanced Relaying Coordination in Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 32, n. 1, p. 78–87, 2017. ISSN 0885-8977. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7456318/>. Citado na página 116.

[75] AHN, M. C.; KO, T. K. Proof-of-Concept of a Smart Fault Current Controller With a Superconducting Coil for the Smart Grid. *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, v. 21, n. 3, p. 2201–2204, 2011. ISSN 1051-8223. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5668895/>. Citado na página 116.

[76] JO, H.; JOO, S.; LEE, K. Optimal Placement of Superconducting Fault Current Limiters (SFCLs) for Protection of an Electric Power System with Distributed Generations (DGs). *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, v. 23, n. 3, p. 5600304–5600304, jun 2013. ISSN 1051-8223. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6376118/>. Citado na página 116.

[77] KERSTING, W. Radial distribution test feeders. In: *2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings*. IEEE, 2001. v. 2, p. 908–912. ISBN 0-7803-6672-7. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/916993/>. Citado 6 vezes nas páginas 117, 118, 122, 146, 158 e 271.

[78] MENDES, M. A. *Análise dos Impactos da Alta Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica na Proteção de Sobrecorrente Temporizada*. 72 p. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória. Citado 2 vezes nas páginas 120 e 130.

[79] KERSTING, W. H.; SHIREK, G. Short circuit analysis of IEEE test feeders. In: *PES T&D 2012*. IEEE, 2012. p. 1–9. ISBN 978-1-4673-1935-5. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6281539/>. Citado na página 121.

[80] FUNMILAYO, H. B.; SILVA, J. A.; BUTLER-PURRY, K. L. Overcurrent Protection for the IEEE 34-Node Radial Test Feeder. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 27, n. 2, p. 459–468, 2012. ISSN 0885-8977. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6165400/>. Citado na página 121.

[81] IEEE Std 242-2001. *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*. IEEE, 2001. 739 p. Citado na página 123.

[82] IEEE Std C37.230-2007. *IEEE Guide for Protective Relay Applications to Distribution Lines*. IEEE, 2007. 100 p. Citado na página 123.

[83] YI-BO, W. et al. Steady-state model and power flow analysis of grid-connected photovoltaic power system. In: *2008 IEEE International Conference on Industrial Technology*. IEEE, 2008. p. 1–6. ISBN 978-1-4244-1705-6. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4608553/>. Citado 3 vezes nas páginas 126, 127 e 128.

[84] YAZDANI, A. et al. Modeling Guidelines and a Benchmark for Power System Simulation Studies of Three-Phase Single-Stage Photovoltaic Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 26, n. 2, p. 1247–1264, 2011. ISSN 0885-8977. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5654637/>. Citado na página 126.

[85] VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 24, n. 5, p. 1198–1208, 2009. ISSN 0885-8993. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4806084/>. Citado na página 126.

[86] SAHAN, B. et al. Comparative Evaluation of Three-Phase Current Source Inverters for Grid Interfacing of Distributed and Renewable Energy Systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 26, n. 8, p. 2304–2318, 2011. ISSN 0885-8993. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5658164/>. Citado na página 128.

[87] LEE, S. et al. Grid-connected photovoltaic system using current-source inverter. *Solar Energy*, Pergamon, v. 82, n. 5, p. 411–419, may 2008. ISSN 0038-092X. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X07002216>. Citado na página 128.

[88] DASH, P. P.; KAZERANI, M. Dynamic Modeling and Performance Analysis of a Grid-Connected Current-Source Inverter-Based Photovoltaic System. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 2, n. 4, p. 443–450, oct 2011. ISSN 1949-3029. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5762393/>. Citado na página 128.

[89] SHAYESTEGAN, M. et al. An overview on prospects of new generation single-phase transformerless inverters for grid-connected photovoltaic (PV) systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Pergamon, v. 82, p. 515–530, feb 2018. ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117312923>. Citado na página 128.

[90] CHATTERJEE, S.; KUMAR, P.; CHATTERJEE, S. A techno-commercial review on grid connected photovoltaic system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Pergamon, v. 81, p. 2371–2397, jan 2018. ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117309838>. Citado na página 128.

[91] BOUKEZATA, B. et al. Predictive current control in multifunctional grid connected inverter interfaced by PV system. *Solar Energy*, Pergamon, v. 139, p. 130–141, dec 2016. ISSN 0038-092X. Citado na página 128.

[92] ZHANG, G. et al. Power electronics converters: Past, present and future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Pergamon, v. 81, p. 2028–2044, jan 2018. ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117309498>. Citado na página 128.

[93] MORADI-SHAHRBABAK, Z.; TABESH, A. Effects of Front-End Converter and DC-Link of a Utility-Scale PV Energy System on Dynamic Stability of a Power System. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 65, n. 1, p. 403–411, jan 2018. ISSN 0278-0046. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7962182/>. Citado na página 128.

[94] CHUNG, S. K.; SHIN, H. B.; LEE, H. W. Precision control of single-phase PWM inverter using PLL compensation. *IEE Proceedings - Electric Power Applications*, v. 152, n. 2, p. 429–436, 2005. ISSN 13502352. Disponível em: <http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/ip-epa{_}20040>. Citado na página 128.

[95] CHEN, J.; CHU, C. Combination voltage-controlled and current-controlled PWM inverters for UPS parallel operation. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 10, n. 5, p. 547–558, 1995. ISSN 08858993. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/406842/>. Citado na página 128.

[96] ENSLIN, J. H. R. et al. Integrated photovoltaic maximum power point tracking converter. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 44, n. 6, p. 769–773, 1997. ISSN 02780046. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/649937/>. Citado na página 129.

[97] AL-SHETWI, A.; SUJOD, M. Z.; BLAABJERG, F.. Low voltage ride-through capability control for single-stage inverter-based grid-connected photovoltaic power plant. *Solar Energy*, Pergamon, v. 159, p. 665–681, 2018. ISSN 0038-092X. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X17310101>. Citado na página 130.

[98] KOU, W.; WEI, D. Fault ride through strategy of inverter-interfaced microgrids embedded in distributed network considering fault current management. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, Elsevier, 2017. ISSN 2352-4677. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352467716302090>. Citado 2 vezes nas páginas 130 e 131.

[99] TANG, C.; CHEN, Y.; CHEN, Y. PV Power System With Multi-Mode Operation and Low-Voltage Ride-Through Capability. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 62, n. 12, p. 7524–7533, dec 2015. ISSN 0278-0046. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7132743/>. Citado na página 130.

[100] YANG, Y.; WANG, H.; BLAABJERG, F. Reactive Power Injection Strategies for Single-Phase Photovoltaic Systems Considering Grid Requirements. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 50, n. 6, p. 4065–4076, 2014. ISSN 0093-9994. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6874508>. Citado 3 vezes nas páginas 131, 133 e 135.

[101] YANG, Y.; BLAABJERG, F.; WANG, H. Low-Voltage Ride-Through of Single-Phase Transformerless Photovoltaic Inverters. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 50, n. 3, p. 1942–1952, 2014. ISSN 0093-9994. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6605536/>. Citado 4 vezes nas páginas 131, 133, 135 e 136.

[102] KELLER, J.; KROPOSKI, B. *Understanding Fault Characteristics of Inverter-Based Distributed Energy Resources*. United States, 2010. Disponível em: <http://www.osti.gov/servlets/purl/971441-jJGkWx/>. Citado 2 vezes nas páginas 131 e 132.

[103] CARRASCO, J. E. G. et al. Testing Low Voltage Ride Through capabilities of solar inverters. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 96, p. 111–118, 2013. ISSN 0378-7796. Disponível em: <https://www-sciencedirect-com.ez43.periodicos.capes.gov.br/science/article/pii/S0378779612003094>. Citado na página 131.

[104] PLET, C. A. et al. Fault response of grid-connected inverter dominated networks. In: *IEEE PES General Meeting*. IEEE, 2010. p. 1–8. ISBN 978-1-4244-6549-1. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5589981/>. Citado 2 vezes nas páginas 132 e 134.

[105] PLET, C. A. *Fault response of inverter-based distributed generation*. 302 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e Eletrônica) — Imperial College London, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 132, 134 e 135.

[106] PLET, C. A.; GREEN, T. C. Fault response of inverter interfaced distributed generators in grid-connected applications. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 106, p. 21–28, 2014. ISSN 0378-7796. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779613001946>. Citado 2 vezes nas páginas 132 e 134.

[107] ROSCOE, A. J. et al. Investigation of the sympathetic tripping problem in power systems with large penetrations of distributed generation. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 9, n. 4, p. 379–385, 2015. ISSN 1751-8687. Disponível em: <http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd.2014.0169>. Citado na página 132.

[108] BARAN, M.; EL-MARKABY, I. Fault Analysis on Distribution Feeders With Distributed Generators. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 4, p. 1757–1764, 2005. ISSN 0885-8950. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/1525104/>. Citado na página 132.

[109] KELLER, J. et al. Fault current contribution from single-phase PV inverters. In: *2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. IEEE, 2011. p. 1822–1826. ISBN 978-1-4244-9965-6. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6186307/>. Citado na página 132.

[110] YAZDANPANAHI, H.; LI, Y. W.; XU, W. A New Control Strategy to Mitigate the Impact of Inverter-Based DGs on Protection System. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 3, n. 3, p. 1427–1436, 2012. ISSN 1949-3053. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6246664/>. Citado na página 133.

Apêndices

APÊNDICE A – DADOS DO *13-NODE DISTRIBUTION TEST FEEDER*

Neste apêndice estão os dados relativos ao *13-Node Test Feeder* que servem como complementação ao conteúdo abordado durante os capítulos do trabalho.

A Tabela 73 apresenta o erro relativo entre os valores obtidos na simulação com os valores do relatório do IEEE para as tensões em cada nó do alimentador, em módulo e em ângulo.

Tabela 73 – Erro relativo das tensões nos nós entre o modelo realizado e o relatório do IEEE

Nó	**Módulo**			**Ângulo**		
	A-N	**B-N**	**C-N**	**A-N**	**B-N**	**C-N**
650	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
632	0,00%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
633	-0,02%	0,02%	-0,02%	-0,04%	0,00%	0,01%
634	-0,02%	-0,02%	-0,01%	0,20%	0,00%	0,01%
645		-0,01%	0,04%		0,00%	0,00%
646		0,02%	0,03%		0,00%	0,00%
671	-0,30%	-0,10%	0,00%	4,31%	0,06%	-0,01%
680	-0,30%	-0,10%	0,00%	4,31%	0,06%	-0,01%
684	-1,29%		0,01%	4,34%		-0,01%
611			0,01%			-0,02%
652	-0,35%			4,32%		
692	-0,30%	-0,10%	0,00%	4,11%	0,06%	-0,01%
675	-0,24%	-0,06%	0,00%	3,84%	0,05%	0,00%

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 74 apresenta o erro relativo entre os valores obtidos na simulação com os valores do relatório do IEEE para as correntes em cada trecho do alimentador, em módulo e em ângulo.

A Tabela 75 apresenta como ficaram as cargas de cada nó após o equilíbrio das cargas conectadas ao alimentador, diferente das cargas originais mostradas na Tabela 20.

Como as cargas foram equilbradas, é esperado que os valores de tensão e corrente sejam diferentes daqueles apresentados pelo relatório do IEEE. As Tabelas 76 e 77 apre-

sentam os novos valores de tensão e corrente, respectivamente, utilizados como base para este trabalho.

Por fim, as Tabelas 78 e 79 apresentam os erros relativos da tensão e corrente, respectivamente, entre esses novos valores e os valores do IEEE, para efeito de comparação quantitativa.

Tabela 74 – Erro relativo das correntes nos trechos entre o modelo realizado e o relatório do IEEE

Trecho	**Módulo**			**Ângulo**		
	A-N	**B-N**	**C-N**	**A-N**	**B-N**	**C-N**
RG-632	0,20%	0,11%	0,05%	0,59%	0,06%	-0,06%
632-633	0,25%	0,33%	0,33%	0,08%	0,02%	-0,03%
632-645		0,00%	-0,01%		0,00%	-0,01%
632-671	-0,66%	-6,64%	-5,67%	0,52%	-0,84%	0,69%
633-XFM1	0,26%	0,33%	0,31%	0,08%	0,02%	-0,01%
XFM1-634	0,02%	0,00%	0,01%	0,01%	0,00%	0,02%
645-646		-0,01%	-0,01%		0,00%	-0,01%
671-680						
671-684	-0,31%		0,00%	0,58%		-0,01%
671-692	0,31%	-0,13%	-0,02%	1,58%	0,21%	-0,04%
684-611			0,00%			-0,01%
684-652	-0,28%			0,65%		
692-675	0,29%	-0,16%	-0,01%	6,77%	0,23%	0,00%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 75 – Balanceamento das cargas conectadas ao *13-Node Test Feeder*

Barra ou trecho	**Modelo**	**kW**			**kVAr**		
		Fase A	**Fase B**	**Fase C**	**Fase A**	**Fase B**	**Fase C**
634	Y-PQ	133,3	133,3	133,3	96,7	96,7	96,7
645	Y-PQ	0	170	0	0	125	0
646	D-Z	0	115	115	0	66	66
652	Y-Z	128	0	0	86	0	0
632 - 671	Y-PQ	66,7	66,7	66,7	38,7	38,7	38,7
671	D-PQ	385	385	385	220	220	220
675	Y-PQ	281	281	281	154	154	154
692	D-I	56,7	56,7	56,7	50,3	50,3	50,3
611	Y-I	0	0	170	0	0	80
Total		1.050,7	1.207,7	1.207,7	645,7	750,7	705,7
			3.466,0			2.102,0	

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 76 – Tensões nos nós do *13-Node Test Feeder* com cargas balanceadas

Nó	**Mód. (pu)**	**Âng. (°)**	**Mód. (pu)**	**Âng. (°)**	**Mód. (pu)**	**Âng. (°)**
	A-N		**B-N**		**C-N**	
650	1,000	0,00	1,000	-120,00	1,000	120,00
632	0,963	-1,44	0,964	-122,69	0,965	117,67
633	0,961	-1,48	0,962	-122,74	0,963	117,64
634	0,941	-2,03	0,942	-123,28	0,943	117,10
645			0,955	-122,88	0,963	117,69
646			0,953	-122,96	0,962	117,73
671	0,935	-3,15	0,948	-124,27	0,940	115,74
680	0,935	-3,15	0,948	-124,27	0,940	115,74
684	0,933	-3,18			0,938	115,64
611					0,936	115,50
652	0,928	-3,10				
692	0,935	-3,15	0,948	-124,27	0,940	115,74
675	0,932	-3,25	0,946	-124,36	0,938	115,63

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 77 – Correntes de carga do *13-Node Test Feeder* com cargas balanceadas

Trecho	**Mód. (A)**	**Âng. (°)**	**Mód. (A)**	**Âng. (°)**	**Mód. (A)**	**Âng. (°)**
	A		**B**		**C**	
650-632	456,23	-29,07	538,99	-147,49	505,61	91,26
632-633	64,74	-37,99	64,80	-159,25	64,86	81,13
632-645			137,49	-143,81	60,82	57,68
632-671	376,99	-27,45	323,00	-146,46	378,45	98,25
633-Trafo	64,74	-37,99	64,80	-159,25	64,86	81,13
Trafo-634	559,49	-37,97	560,00	-159,22	560,55	81,16
645-646			60,83	-122,32	60,82	57,68
671-680	0,00	-3,15	0,00	-124,27	0,00	115,74
671-684	59,55	-36,98			66,73	122,21
671-692	134,08	-15,18	136,14	-136,18	134,68	103,79
684-611					66,73	122,21
684-652	59,56	-37,00				
692-675	109,39	-7,45	111,01	-128,57	110,03	111,43

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 78 – Erro relativo das tensões nos nós entre o modelo realizado e o relatório do IEEE após o balanceamento das cargas

Nó	**Módulo**			**Ângulo**		
	A-N	**B-N**	**C-N**	**A-N**	**B-N**	**C-N**
650	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
632	-6,20%	-4,92%	-6,34%	8,77%	0,08%	-0,02%
633	-6,22%	-4,90%	-6,39%	8,45%	0,07%	-0,01%
634	-6,22%	-4,94%	-6,38%	6,92%	0,08%	-0,01%
645		-4,93%	-6,34%		0,07%	-0,02%
646		-4,90%	-6,34%		0,07%	-0,02%
671	-6,48%	-5,03%	-6,37%	8,52%	0,14%	-0,03%
680	-6,48%	-5,03%	-6,37%	8,52%	0,14%	-0,03%
684	-7,42%		-6,37%	8,54%		-0,03%
611			-6,37%			-0,03%
652	-6,53%			8,56%		
692	-6,48%	-5,03%	-6,37%	8,32%	0,14%	-0,03%
675	-6,43%	-5,00%	-6,38%	7,85%	0,13%	-0,02%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 79 – Erro relativo das correntes nos trechos entre o modelo realizado e o relatório do IEEE após o balanceamento das cargas

Trecho	**Módulo**			**Ângulo**		
	A-N	**B-N**	**C-N**	**A-N**	**B-N**	**C-N**
650-632	-5,92%	-5,14%	-6,19%	0,98%	0,15%	-0,24%
632-633	-5,96%	-4,61%	-6,06%	0,65%	0,08%	-0,06%
632-645		-5,18%	-5,68%		0,18%	-0,55%
632-671	-6,70%	-11,67%	-11,58%	0,87%	-0,82%	0,54%
633-XFM1	-5,96%	-4,61%	-6,08%	0,65%	0,08%	-0,05%
XFM1-634	-6,18%	-4,92%	-6,36%	0,59%	0,06%	-0,02%
645-646		-5,68%	-5,68%		0,26%	-0,55%
671-680						
671-684	-6,50%		-6,38%	1,15%		-0,03%
671-692	-5,87%	-5,06%	-6,35%	2,72%	0,39%	-0,08%
684-611			-6,38%			-0,02%
684-652	-6,47%			1,22%		
692-675	-5,94%	-5,09%	-6,39%	11,09%	0,41%	-0,02%

Fonte: Elaborado pelo autor.

APÊNDICE B – DADOS DE CURTO-CIRCUITO DO *13-NODE DISTRIBUTION TEST FEEDER*

A Tabela 80 apresenta os valores das correntes de curto-circuito do *13-Node Distribution Test Feeder* vistos pela subestação obtidos de [77] para as faltas 3LG e LG com resistência de falta igual a zero.

A Tabela 81 apresenta os valores das correntes de curto-circuito para o modelo implementado no Simulink®/ MATLAB®, também para as faltas 3LG e LG com resistência de falta igual a zero.

Por fim, a Tabela 82 apresenta o erro relativo entre os valores simulados e o valor esperado pelo IEEE para cada nó.

Tabela 80 – Correntes de curto-circuito do *13-Node Distribution Test Feeder* vistas pela subestação

Nó de falta	**Falta 3LG**			**Falta LG**		
	A	**B**	**C**	**A**	**B**	**C**
650	8.416,8	8.416,8	8.416,8	8.479,3	8.479,3	8.479,3
632	4.759,2	4.698,3	4.449,3	3.495,5	3.444,4	3.466,5
633	4.115,6	4.028,3	3.837,1	2.950,6	2.910,3	2.921,8
634	15.190,7	15.149,2	14.796,1	13.046,2	12.961,4	12.985,6
645	-	-	-	-	2.806,5	2.817,8
646	-	-	-	-	2.516,5	2.524,3
671	3.317,5	3.268,1	3.009,6	2.196,4	2.156,9	2.173,9
680	2.880,6	2.836,9	2.589,6	1.851,9	1.817,0	1.832,1
684	-	-	-	2.019,5	-	2.001,8
611	-	-	-	-	-	1.852,0
652	-	-	-	1.795,7	-	-
692	3.309,8	3.260,5	3.003,4	2.193,	2.153,7	2.170,7
675	3.085,0	3.080,3	2.811,0	2.074,0	2.047,1	2.054,7

Fonte: Elaborado pelo autor com dados de [77].

Tabela 81 – Correntes de curto-circuito do *13-Node Distribution Test Feeder* vistas pela subestação simuladas pelo modelo proposto

Nó de falta	**Falta 3LG**			**Falta LG**		
	A	**B**	**C**	**A**	**B**	**C**
650	8.603,27	8.603,27	8.603,27	8.558,73	8.558,73	8.558,76
632	4.624,34	4.658,14	4.478,97	3380,55	3422,61	3470,38
633	4.006,15	4.005,61	3.858,53	2.857,85	2.905,57	2.912,06
634	14.715,25	14.826,56	14.422,23	10.024,85	10.059,07	10.027,32
645					2.788,68	2.808,63
646					2.501,16	2.512,34
671	3.165,67	3.197,08	3.013,42	2.112,18	2.132,25	2.173,86
680	2.734,08	2.763,81	2.587,14	1.775,49	1.794,87	1.829,18
684				1.927,54		2.002,19
611						1852,35
652				1.722,44		
692	3.165,67	3.197,08	3.013,42	2.089,14	2.143,96	2.173,89
675	2.968,04	3.021,15	2.826,28	1.981,18	2.035,76	2.058,28

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 82 – Erro relativo das correntes de curto-circuito do *13-Node Distribution Test Feeder* vistas pela subestação entre o relatório do IEEE e o modelo proposto

Nó de falta	**Falta 3LG**			**Falta LG**		
	A	**B**	**C**	**A**	**B**	**C**
650	2,22%	2,22%	2,22%	0,94%	0,94%	0,94%
632	-2,83%	-0,85%	0,67%	-3,29%	-0,63%	0,11%
633	-2,66%	-0,56%	0,56%	-3,14%	-0,16%	-0,33%
634	-3,13%	-2,13%	-2,53%	-23,16%	-22,39%	-22,78%
645					-0,63%	-0,33%
646					-0,61%	-0,47%
671	-4,58%	-2,17%	0,13%	-3,83%	-1,14%	0,00%
680	-5,09%	-2,58%	-0,09%	-4,13%	-1,22%	-0,16%
684				-4,55%		0,02%
611						0,02%
652				-4,08%		
692	-4,35%	-1,95%	0,33%	-4,74%	-0,45%	0,15%
675	-3,79%	-1,92%	0,54%	-4,48%	-0,55%	0,17%

Fonte: Elaborado pelo autor.