

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL ELÉTRICA / ELETROTÉCNICA

MATEUS TEIXEIRA DE SOUZA
RODRIGO AKIRA SUZUKI
RUBENS CAVILHA DE SOUZA

**ANOMALIAS CAUSADAS PELA INTERCONEXÃO DE PEQUENOS GERADORES
EM REDES DE BAIXA TENSÃO (GERAÇÃO DISTRIBUÍDA)**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA

2011

MATEUS TEIXEIRA DE SOUZA
RODRIGO AKIRA SUZUKI
RUBENS CAVILHA DE SOUZA

**ANOMALIAS CAUSADAS PELA INTERCONEXÃO DE PEQUENOS GERADORES
EM REDES DE BAIXA TENSÃO (GERAÇÃO DISTRIBUÍDA)**

Trabalho de conclusão de curso de graduação, apresentado à disciplina Trabalho de Diplomação, do curso Superior de Engenharia Industrial Elétrica – Ênfase em Eletrotécnica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Prof. Eloi Rufato Junior, Msc. E.E.

CURITIBA
2011

Mateus Teixeira de Souza
Rodrigo Akira Suzuki
Rubens Cavilha de Souza

ANOMALIAS CAUSADAS PELA INTERCONEXÃO DE PEQUENOS GERADORES EM REDES DE BAIXA TENSÃO (GERAÇÃO DISTRIBUÍDA)

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 09 de dezembro de 2011.

Prof. Emerson Rigoni, Doutor.
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica

Prof. Marcelo Rosa, Doutor
Coordenador dos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Eloi Rufato Júnior, Msc. E.E.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

BANCA EXAMINADORA

Eloi Rufato Júnior, Msc. E.E.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Gilberto Manoel Alves, Doutor.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Wanderley Szlichta, Msc. E.E.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

A folha de aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica.

À todos os nossos familiares e amigos que nos incentivaram e nos apoiaram durante esta longa caminhada.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradecemos a Deus por tudo que nos foi dado. Agradecemos também a nossos familiares pelo apoio, compreensão e paciência nestes anos de estudo.

Agradecemos aos nossos amigos pelos bons momentos que tivemos ao longo do curso, bem como por todo apoio dado para a realização deste trabalho.

Agradecemos ao nosso orientador, Professor Eloi, por ajudar-nos a realizar este trabalho.

Gostaríamos de agradecer a todos que de alguma forma nos ajudaram ao longo destes anos, que não estão citados aqui.

“Portanto, Eu lhes digo: peçam, e lhes será dado! Procurem, e encontrarão! Batam, e abrirão a porta para vocês! Pois, todo aquele que pede, recebe; quem procura, acha; e a quem bate, a porta será aberta.”

Lc. 11; 9-10.

RESUMO

SOUZA, Mateus T.; SUZUKI, Rodrigo A.; SOUZA, Rubens C. Anomalias causadas pela interconexão de pequenos geradores em redes de baixa tensão (geração distribuída). 2011. 120f. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica – ênfase Eletrotécnica), Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2011.

O conceito de energia renovável é um dos mais discutidos na sociedade atualmente, uma vez que há uma preocupação com o aquecimento global (poluição em geral) e o fim próximo dos combustíveis fósseis. É neste cenário que surge a solução da geração distribuída de energia elétrica, que visa aproveitar de modo consciente e sustentável as fontes renováveis de energia, como por exemplo, a energia dos ventos, do sol, da decomposição de matéria orgânica, entre outros. Porém não é simples a conexão deste tipo de geração na rede elétrica, visto que esta ligação pode gerar distúrbios e problemas elétricos que afetam máquinas, equipamentos e a própria rede em si. Os principais problemas desta interconexão são ilhamentos, afundamentos de tensão, flutuações de tensão, harmônicos, entre outros, por isso se faz necessária a análise destes fenômenos elétricos. Uma maneira de se realizar estas análises é através de *softwares* matemáticos, como MATLAB e ATP. Este trabalho tem como objetivo analisar e estudar estas anomalias que surgem na rede de baixa tensão quando da existência de faltas no sistema, focando principalmente em geradores a biogás e geradores eólicos, utilizando-se de recursos gráficos obtidos com o auxílio do *SimPowerSystems/Simulink* do *software* MATLAB.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Anomalias elétricas. MATLAB. Gerador a Biogás. Gerador eólico. Proteção de sistemas.

ABSTRACT

SOUZA, Mateus T.; SUZUKI, Rodrigo A.; SOUZA, Rubens C. Anomalies caused by the interconnection of small generators in low voltage grids (distributed generation). 2011. 120f. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica – ênfase Eletrotécnica), Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2011.

The concept of renewable energy is largely discussed in society today, since there is a concern about global warming (pollution in general) and the coming and of fossil fuels. In this context comes the solution of the distributed generation of electricity, which aims to make a conscious and sustainable energy, for example, the energy of the wind, the sun, the decomposition of organic matter and others. However it is not simple to connect this type of generation in the grid, since this link may cause electrical problems and disorders that affect machinery, equipment and even the network itself. The main problems of this interconnection are islanding, voltages sags, voltage fluctuations, harmonics, among others. So it is necessary to analyze these electrical phenomenon. One way to accomplish this is through analysis of mathematical softwares like MATLAB and ATP. This work aims to analyze and study the anomalies that arise in low-voltage grid when the existence of faults in the system, focusing mainly on biogas generators and wind generators, using resource graphs obtained with the help of SimPowerSystems/Simulink MATLAB.

Keywords: Distributed Generation. Electrical anomalies. MATLAB. biogas generator. Wind generator. Protection Systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Modelo de geração distribuída.....	33
Figura 2 - Composição do PRODIST	38
Figura 3 - Funções de proteção requeridas para conexão na CELESC.....	48
Figura 4 - Unifilar com funções de Proteção requeridas para conexão na CPFL.....	51
Figura 5 - Componentes Harmônicos.....	60
Figura 6 - Exemplo de Interferência do 3º harmônico	62
Figura 7 - Transitório impulsivo causado por uma descarga atmosférica	66
Figura 8 - Transitório oscilatório causado por um chaveamento de capacitor	67
Figura 9 - Esquemático de turbina eólica	80
Figura 10 – Exemplo de alimentador configurado a partir do bloco "Pi Section Line"	87
Figura 11 – Transformadores utilizados nas simulações.	88
Figura 12 – Blocos de medições utilizados nos circuitos	90
Figura 13 - Diagrama do medidor de ROCOF (df/dt)	91
Figura 14 - Medidor de Deslocamento de Fase (Salto Vetorial).....	91
Figura 15 – Modelo equivalente do SEP nas simulações.	92
Figura 16 – Modelo de carga utilizada nas simulações.....	92
Figura 17 – Exemplo de religador automático trifásico.....	92
Figura 18 – Modelo de falta trifásica	93
Figura 19 - Modelo de turbina eólica	93
Figura 20 – Gerador CC.....	94
Figura 21 – Inversor CC/CA	94
Figura 22 - Modelo de gerador síncrono	95
Figura 23 - Regulador de velocidade e tensão - Geração a biogás	95
Figura 24 - Diagrama Unifilar do Circuito Simulado	103
Figura 25 - Parametrização de gerador síncrono 100 kVA	104
Figura 26 - Esquema elaborado em MATLAB de interface grupo motor gerador....	105
Figura 27 - Visão geral do circuito conectado ao Gerados a biogás	106
Figura 28 – Detalhe da parametrização do Grupo Motor Gerador	107
Figura 29 – Tensões no RA 1 – caso 1	109
Figura 30 – Correntes no RA1 – caso 1	110
Figura 31 – Tensões do gerador – caso 1.....	111
Figura 32 – Correntes no gerador – caso 1	112
Figura 33 – df/dt - caso 1	113
Figura 34 – Salto vetorial – caso 1	114
Figura 35 – Tensões no RA1 – caso 2.....	115
Figura 36 - Detalhamento TRT – Caso 2	116
Figura 37 – Correntes no RA1 – caso 2.....	117
Figura 38 – Tensões no gerador – caso 2.....	118
Figura 39 – Correntes no gerador – caso 2.....	119
Figura 40 – df/dt – caso 2.....	120
Figura 41 – Salto vetorial – caso 2.....	121
Figura 42 – Tensões no RA2 – caso 3.....	122
Figura 43 – Correntes no RA2 – caso 3.....	123
Figura 44 – Tensões no gerador – caso 3.....	124
Figura 45 – Correntes no gerador – caso 3.....	125
Figura 46 – df/dt – caso 3.....	126

Figura 47 – Salto vetorial – caso 3.....	127
Figura 48 – Tensões no RA2 – caso 4.....	128
Figura 49 – Correntes no RA2 – caso 4.....	129
Figura 50 – Tensões no gerador – caso 4.....	130
Figura 51 – Correntes no gerador – caso 4.....	131
Figura 52 – df/dt – caso 4.....	132
Figura 53 – Salto vetorial – caso 4.....	133
Figura 54 - Tensões no RA3 - caso 5.....	134
Figura 55 – Correntes no RA3 – caso 5.....	135
Figura 56 – Tensões no gerador – caso 5.....	136
Figura 57 – Correntes no gerador – caso 5.....	137
Figura 58 – df/dt – caso 5.....	138
Figura 59 – Salto vetorial – caso 5.....	139
Figura 60 – Tensões no RA3 – caso 6.....	140
Figura 61 – Correntes no RA3 – caso 6.....	141
Figura 62 – Tensões no gerador – caso 6.....	142
Figura 63 – Correntes no gerador – caso 6.....	143
Figura 64 – df/dt – caso 6.....	144
Figura 65 – Salto vetorial – caso 6.....	145
Figura 66 – Tensões no RA3 – caso 7.....	146
Figura 67 – Corrente no RA3 – caso 7.....	147
Figura 68 – Tensões no gerador – caso 7.....	148
Figura 69 – Corrente no gerador – caso 7.....	149
Figura 70 – df/dt – caso 7.....	150
Figura 71 – Salto vetorial – caso 7.....	151
Figura 72 – Tensão no RA3 – caso 8.....	152
Figura 73 – Detalhe da Tensão no RA3 – caso 8.....	153
Figura 74 – Correntes no RA3 – caso 8.....	154
Figura 75 – Tensões no gerador – caso 8.....	155
Figura 76 – Correntes no gerador – caso 8.....	156
Figura 77 – df/dt – caso 8.....	157
Figura 78 - Salto vetorial – caso 8.....	158
Figura 79 – Tensões no RA1 – caso 9.....	159
Figura 80 – Correntes RA1 – caso 9.....	160
Figura 81 – Tensões no gerador – caso 9.....	161
Figura 82 – Correntes no gerador – caso 9.....	162
Figura 83 – df/dt – caso 9.....	163
Figura 84 – Salto vetorial – caso 9.....	164
Figura 85 – Tensões no RA2 – caso 10.....	165
Figura 86 – Correntes no RA2 – caso 10.....	166
Figura 87 – Tensões no gerador – caso 10.....	167
Figura 88 – Corrente no gerador – caso 10.....	168
Figura 89 – df/dt – caso 10.....	169
Figura 90 – Salto vetorial – caso 10.....	170
Figura 91 - Tensões na CF - caso 11.....	171
Figura 92 – Correntes na CF – caso 11.....	172
Figura 93 – Tensão no gerador – caso 11.....	174
Figura 94 – Correntes no gerador – caso 11.....	174
Figura 95 – df/dt – caso 11.....	175
Figura 96 – Salto vetorial – caso 11.....	176

Figura 97 - Tensão na CF1 - caso 12.....	177
Figura 98 - Corrente na CF1 - caso 12.....	178
Figura 99 - Tensão no gerador - caso 12.....	179
Figura 100 - Corrente no gerador - caso 12.....	180
Figura 101 - Salto vetorial – caso 12.....	181
Figura 102 - df/dt - caso 12.....	182
Figura 103 – Circuito eólico analisado.....	185
Figura 104 - Visão geral do circuito conectado ao aerogerador.....	187
Figura 105 – Detalhe da parametrização do aerogerador.....	188
Figura 106 - Tensões no RA 4 - caso 13.....	190
Figura 107 - Correntes no RA 4 – caso 13.....	191
Figura 108 - Tensão no gerador - caso 13.....	192
Figura 109 - Corrente no gerador - caso 13.....	193
Figura 110 - Salto vetorial - Caso 13.....	194
Figura 111- df/dt - caso 13.....	195
Figura 112 - Tensões no religador 4 - Caso 14.....	196
Figura 113 - Correntes no religador 4 - Caso 14.....	197
Figura 114 - Tensão no gerador - Caso 14.....	198
Figura 115 - Corrente no gerador - Caso 14.....	199
Figura 116 - Salto vetorial - Caso 14.....	200
Figura 117 - Tensões no religador 5 - Caso 15.....	201
Figura 118 - Correntes no religador 5 - Caso 15.....	202
Figura 119 - Tensão no gerador - Caso 15.....	203
Figura 120 – Salto vetorial - Caso 15.....	204
Figura 121 - Corrente no gerador - Caso 15.....	205
Figura 122 - Tensões no religador 5 - Caso 16.....	206
Figura 123 - Correntes no religador 5 - Caso 16.....	207
Figura 124 - Tensão no gerador - Caso 16.....	208
Figura 125 - Corrente no gerador - Caso 16.....	209
Figura 126 - Salto vetorial - Caso 16.....	210
Figura 127 – Tensões no RA 5 – caso 17.....	211
Figura 128 – Correntes no RA 5 – caso 17.....	212
Figura 129 – Tensão no lado de alta do trafo – caso 17.....	213
Figura 130 – Tensão no gerador – caso 17.....	214
Figura 131 – Corrente no gerador – caso 17.....	215
Figura 132 – Salto vetorial – caso 17.....	216
Figura 133 – Tensões no RA 4 – caso 18.....	217
Figura 134 – Corrente no RA 4 – caso 18.....	218
Figura 135 – Tensão no gerador – caso 18.....	220
Figura 136 – Corrente no gerador – caso 18.....	220
Figura 137 – Salto Vetorial – caso 18.....	221
Figura 138 – Tensões no RA 5 – caso 19.....	222
Figura 139 – Correntes no RA 5.....	223
Figura 140 – Tensão no gerador – caso 19.....	224
Figura 141 – Corrente no gerador – caso 19.....	225
Figura 142 – Salto Vetorial – caso 19.....	226
Figura 143 - Tensão na CF - Caso 20.....	227
Figura 144 - Corrente na CF - Caso 20.....	228
Figura 145 - Tensão no gerador - Caso 20.....	229
Figura 146 - Corrente no Gerador - Caso 20.....	230

Figura 147 - Salto vetorial - Caso 20.....	231
Figura 148 – Tensão na CF2 – caso 21	232
Figura 149 - Corrente na CF2 - caso 21.....	233
Figura 150 - Tensão no gerador - caso 21	234
Figura 151 - Corrente no gerador - caso 21	235
Figura 152 - Salto Vetorial - caso 21	236
Figura 153 – Tensões no religador 5 – caso 22	237
Figura 154 - Correntes no religador 5 - caso 22.....	238
Figura 155 - Tensão no gerador - caso 22	240
Figura 156 - Corrente no gerador - caso 22	241
Figura 157 - Salto Vetorial - caso 22	242

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classificação das fontes de energia.....	31
Tabela 2 - Tipos de geradores distribuídos	32
Tabela 3 - Resoluções da ANEEL.....	36
Tabela 4 - Níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras	40
Tabela 5 - Proteções mínimas em função da potência instalada	41
Tabela 6 - Proteções mínimas para conexão de geradores no sistema 13,8 kV	45
Tabela 7 - Proteções mínimas para conexão de geradores no sistema 34.5 kV	46
Tabela 8 - Funções de Proteção requeridas para conexão na CELESC	49
Tabela 9 - Frequência e Seqüências de fase de alguns harmônicos	61
Tabela 10 - Terminologia para cálculo da DHT	62
Tabela 11 - Valores de referência global das distorções individuais em porcentagem de tensão fundamental.....	63
Tabela 12 - Valores de referência global das distorções harmônicas totais em porcentagem da tensão fundamental	64
Tabela 13 - Valores aceitáveis para DHT.....	64
Tabela 14 - Categorias e características típicas de fenômenos eletromagnéticos no SEP	68
Tabela 15 - Categorias e características típicas de fenômenos eletromagnéticos no SEP (VTCD)	69
Tabela 16 - Tabela resumo das anomalias do Sistema Elétrico de Potência.....	70
Tabela 17 - Funções ANSI caracterizando funções elétricas e/ou mecânicas.....	73
Tabela 18 - Classificação de turbinas eólicas	78
Tabela 19 - Composição do Biogás	81
Tabela 20 - Especificações de gerador WEG.....	82
Tabela 21- Comparativo entre os softwares MATLAB e ATP	86
Tabela 22 – Parâmetro de cabos de distribuição	87
Tabela 23 - Pontos de curto circuito.....	105
Tabela 24 - Casos simulados para circuito com GD a biogás.....	108
Tabela 25 – Valores de ROCOF e Salto Vetorial do biogás.....	183
Tabela 26 - Pontos de curto circuito GD eólica	186
Tabela 27 - Casos simulados para circuito com aerogerador	189
Tabela 28 – Valores de Salto Vetorial para Circuito Eólico	243
Tabela 29 – Resultados obtidos versus sensibilidade dos relés	246

LISTA DE SIGLAS

ABNT – *Associação Brasileira de Normas Técnicas*
ANEEL – *Agência Nacional de Energia Elétrica*
ANSI – *American National Standards Institute*
ATP – *Alternative Transient Program*
BPA – *Bonneville Power Administration*
BT – *Baixa Tensão*
CA – *Corrente Alternada*
CC – *Corrente Contínua*
CCEE – *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*
CDE – *Conta de Desenvolvimento Energético*
CELESC – *Centrais Elétricas de Santa Catarina*
CIGRE – *International Council on Large Electric Systems*
COPEL – *Companhia Paranaense de Energia*
CPFL – *Companhia Paulista de Força e Luz*
DHT – *Distorção Harmônica Total*
DITh – *Distorção Harmônica Individual*
DIN – *Deutsches Institut für Normung*
EUA – *Estados Unidos da América*
EMTP – *Eletromagnetic Transient Program*
FERC – *Federal Energy Regulatory Commission*
GC – *Geração centralizada*
GD – *Geração Distribuída*
IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*
INMETRO – *Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial*
IEC – *International Electrotechnical Commission*
LEC – *Leuven EMTP Center*
LNG – *Gás Natural Liquefeito*
MATLAB – *Matrix Laboratory*
MT – *Média Tensão*
NEC – *National Electric Code*
NTC – *Norma Técnica COPEL*
ONS – *Operador Nacional do Sistema*

PCH – *Pequenas Centrais Hidrelétricas*
PIE – *Produtor Independente de Energia*
PRODIST– *Procedimentos de Distribuição*
PROINFA – *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica*
PUC – *Public Utility Comissions*
QEE – *Qualidade da Energia Elétrica*
RLC – *Resistor, Indutor e Capacitor*
ROCOF - *Rate of Occurrence of Failures at Time t*
RTO – *Regional Transmission Operators*
SEP – *Sistema Elétrico de Potência*
TC – *Transformador de Corrente*
T&D – *Transmissão e Distribuição*
THD – *Total Harmonic Distortion*
TP – *Transformador de Potencial*
TRT – *Tensão de Restabelecimento Transitória*
UL – *Underwriter Laboratorie*
VTCD – *Varição de Tensão de Curta Duração*

LISTA DE UNIDADES

A – Ampère (Corrente)

Hz – Hertz (frequência)

kg.m² - Quilograma metro quadrado (Momento de inércia)

rms – Root Mean Square – raiz quadrada média

rpm – Rotações por minuto (velocidade)

R\$/kW – Reais por quilowatt

s – Segundo (tempo)

V – Volt (Tensão)

VA – Volt-Ampère (Potência)

W – Watt (Potência)

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	19
1.1	TEMA	19
1.2	DELIMITAÇÃO DO TEMA.....	19
1.3	PROBLEMA	21
1.4	OBJETIVOS	22
1.5	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	22
1.6	JUSTIFICATIVA.....	23
1.7	METODOLOGIA.....	24
1.8	ESTRUTURA DO TRABALHO	25
2.	INTRODUÇÃO À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	26
2.1	HISTÓRICO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	26
2.2	CONCEITUAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	27
2.3	VANTAGENS E DESVANTAGENS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	28
2.4	FONTES DE ENERGIA QUE COMPÕEM A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	30
3.	REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	34
3.1	NO BRASIL	34
3.1.1	Lei n° 9074	34
3.1.2	Lei n° 9427	35
3.1.3	Lei n° 10438	36
3.1.4	Lei n°10.848	37
3.1.5	PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO	37
3.1.5.1	Módulo 1	39
3.1.5.2	Módulo 3	39
3.1.5.3	Módulo 5	42
3.1.5.4	Módulo 8	43
3.1.6	Normas Técnicas de Concessionárias.....	44
3.1.6.1	Companhia Paranaense de Energia – COPEL.....	44
3.1.6.2	Centrais Elétricas de Santa Catarina – CELESC	46
3.1.6.3	Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL.....	49
3.2	ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA	52
3.2.1	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i> – FERC	52
3.2.2	<i>Public Utility Comissions</i> – PUC	52
3.2.3	<i>Regional Transmission Operators</i> – (RTO).....	53
3.3	PRINCIPAIS NORMAS DE INTERCONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NOS EUA (ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA)	53
3.3.1	IEEE 1547	54
4.	ANOMALIAS NO SISTEMA ELÉTRICO	56
4.1	AFUNDAMENTO DE TENSÃO.....	56
4.2	CINTILAÇÃO OU <i>FLICKER</i>	57
4.3	ILHAMENTO	58
4.4	HARMÔNICOS.....	59
4.4.1	DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL	62
4.4.2	INTER-HARMÔNICOS.....	64
4.5	TRANSITÓRIOS	65
4.5.1	TRANSITÓRIOS IMPULSIVOS.....	65
4.5.2	TRANSITÓRIOS OSCILATÓRIOS	67
4.6	VARIAÇÃO DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO – VTCD	68
5.	PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS	71

5.1	FUNÇÕES DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	74
6.	GERADORES UTILIZADOS.....	78
6.1	GERADORES EÓLICOS.....	78
6.1.1	Aspectos construtivos.....	80
6.2	GRUPO MOTOR GERADOR A BIOGÁS	81
6.2.1	Aspectos construtivos.....	82
7.	SOFTWARES DE SIMULAÇÃO	83
7.1	<i>ALTERNATIVE TRANSIENT PROGRAM – ATP</i>	83
7.2	<i>MATRIX LABORATORY – MATLAB</i>	83
7.2.1	SIMULINK	84
8.	SIMULAÇÕES.....	86
8.1	COMENTÁRIOS GERAIS.....	86
8.2	FUNÇÕES DE PROTEÇÃO RELEVANTES PARA O ESTUDO	86
8.3	MODELOS UTILIZADOS NO MATLAB.....	87
8.3.1	Linhas PI	87
8.3.2	Transformadores	88
8.3.3	Blocos de medição	90
8.3.4	Fontes geradoras	91
8.3.5	Cargas do sistema elétrico	92
8.3.6	Religadores	92
8.3.7	Faltas no sistema elétrico	93
8.3.8	Turbina eólica.....	93
8.3.9	Gerador de corrente contínua.....	94
8.3.10	Inversor de frequência.....	94
8.3.11	Gerador Síncrono.....	95
8.3.12	Regulador de velocidade e tensão	95
8.4	CÁLCULOS DE CURTO-CIRCUITOS	96
8.5	CIRCUITO COM GRUPO MOTOR GERADOR A BIOGÁS	102
8.5.1	PARAMETRIZAÇÃO DO GERADOR A BIOGÁS	104
8.5.2	CASOS SIMULADOS.....	108
8.5.3	ANÁLISE DOS DADOS.....	183
8.6	CIRCUITO COM AEROGERADOR	184
8.6.1	PARAMETRIZAÇÃO DO GERADOR	186
8.6.2	CASOS SIMULADOS.....	188
8.6.3	RESULTADOS DOS CASOS SIMULADOS	243
9.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	244
9.1	RESULTADOS GERAIS E AJUSTES DE PROTEÇÃO.....	244
9.2	TRABALHOS FUTUROS E CONSIDERAÇÕES DA EQUIPE	247
	REFERÊNCIAS	248

1. INTRODUÇÃO

1.1 TEMA

Anomalias causadas pela conexão de geração distribuída em sistemas elétricos de potência.

1.2 DELIMITAÇÃO DO TEMA

O conceito de geração distribuída (GD) pode ser definido como “qualquer tecnologia de geração em pequena escala que fornece energia elétrica em um local próximo ao consumidor ou ao sistema de transmissão ou distribuição da concessionária” (TURKSON, 2001). Para Ackermann (2001), a geração distribuída pode ser definida como uma fonte de geração conectada diretamente na rede de distribuição ou ao consumidor. Outra definição, atribuída a Malfa (2002) diz que a geração distribuída é a geração que não é planejada de modo centralizado, nem despachada de forma centralizada, não havendo, portanto, um órgão que comande as ações das unidades de geração descentralizada.

No âmbito nacional a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), conforme os procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST, Módulo 1), define geração distribuída como sendo geração de energia elétrica, de qualquer potência, conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (ANEEL, 2005).

Neste trabalho serão estudadas as redes de distribuição radial em 127/220V, sendo contemplados consumidores residenciais e indústrias. Os geradores estudados terão potência de 1 a 300 kW, sendo estes geradores de pequeno porte movidos a gás metano e um microgerador eólico (5 kW).

Para fins de simulação, serão utilizados os softwares *Alternative Transient Program* (ATP) e *Matrix Laboratory* (MATLAB), que farão a simulação dinâmica do sistema a ser estudado. O ATP é um *software* livre e pode ser instalado em

computadores ou *notebooks* de configurações básicas. Isso demonstra a facilidade em adquirir o recurso computacional sem contar na portabilidade de se instalá-lo em qualquer *netbook* e levá-lo para onde necessitar. Já o MATLAB é um *software* privado, interativo e de alto desempenho voltado para o cálculo numérico.

Para a análise técnica, serão levadas em conta as interferências elétricas causadas na interconexão dos geradores. Esse estudo poderá ser utilizado pelas concessionárias de energia, pois a literatura técnica carece de dados precisos sobre o assunto. Os atuais detentores de geradores, ou por ventura, futuros compradores, também se interessarão porque dará um suporte técnico que os ajudarão a selecionar e dimensionar geradores e sistemas de proteção sem que sofram interferências provocadas por defeitos na rede.

1.3 PROBLEMA

A conexão de vários geradores à rede de distribuição existente requer uma avaliação dos impactos técnicos que podem ocorrer na operação do sistema de distribuição, já que essas redes não foram originalmente projetadas para suportar a inserção de várias unidades geradoras. Isso preocupa as concessionárias, pois podem causar danos, tanto em seus equipamentos quanto nos clientes, numa operação anormal da rede (LINO, 2007). Como uma rede elétrica pode ser melhor parametrizada para comportar vários pequenos geradores?

Para Ribeiro, Ferreira e Medeiros (2005) a GD pode deteriorar o fornecimento de energia elétrica devido à subtensões causadas por interação com equipamentos de regulação existentes; harmônicos quando a GD tem interface baseada em eletrônica de potência; variações na frequência quando há gerações intermitentes; o aparecimento de *flicker* (flutuação de tensão); conexão e desconexão de geradores de indução e desequilíbrio entre as fases quando se faz uma conexão de GD monofásica.

Essa alteração na qualidade da energia na rede demanda uma maior complexidade no nível da operação do centro gerador, bem como procedimentos de proteção, operação e controle da rede de distribuição da concessionária.

Para a análise de interferências em sistemas já existentes, a medição e operação ficam comprometidas, pois esses sistemas apresentam muitas dificuldades técnicas de integração. A primeira é a variação nos valores reais de corrente, tensão e frequência que dependem do comportamento da rede, muitas vezes instável.

A segunda é a dificuldade em monitorar as interferências de geradores existentes devido à distância e a não automatização destas centrais de geração e a não disponibilização de osciloperturbógrafos nestas instalações. Há também a possibilidade de *softwares* trazerem os parâmetros necessários para um profissional de geradores fazer o dimensionamento correto.

1.4 OBJETIVOS

Simular via *softwares* ATP ou MATLAB à conexão de pequenos geradores em linhas de distribuição de baixa tensão.

1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar um levantamento bibliográfico sobre os tipos de geradores que poderão se conectar nas redes de baixa tensão;
- Pesquisar em nível de empresas de energia qual é o estado da arte referente a requisitos técnicos para a conexão destes geradores nas redes de baixa tensão;
- Definir o circuito elétrico a ser ensaiado;
- Simular via *softwares* ATP ou MATLAB, a interconexão dos geradores;
- Analisar, através de simulações computacionais, as anomalias (interferências) que estes co-geradores podem causar no SEP (sistema elétrico de potência), como por exemplo, flutuações de tensão, afundamentos de tensão, sobretensões, harmônicos, entre outros e;
- Verificar, a partir dos dados obtidos com as simulações, se as interferências são passíveis de causar problemas na rede e nos geradores.

1.6 JUSTIFICATIVA

A geração distribuída vem despertando interesse no cenário de energia elétrica devido aos problemas encontrados atualmente em construir grandes centrais de geração, tais como ambientais custos elevados para construção de novas unidades geradoras e esgotamento das grandes fontes primárias.

Entre as vantagens que se tem em um sistema de geração distribuída, quando comparado com grandes centrais geradoras, está o fato de minimizar as perdas elétricas ao longo do sistema. Isto ocorre devido à geração ser processada perto da fonte consumidora, havendo com isto a redução de linhas de distribuição da concessionária, economia para consumidores que são atendidos pela rede da companhia em horário de ponta e a grande diversidade de fontes de energia primária (ventos, solar, gás natural, combustíveis fósseis, biomassa, etc) que, após processamento específico, serão transformadas em eletricidade. Por fim ainda resta a possibilidade, por parte do produtor, de comercialização da energia excedente com a companhia energética.

Para a instalação de um sistema de geração distribuída em baixa tensão devem-se conhecer os reais parâmetros do conjunto, juntamente com a companhia de energia, para que este sistema não interfira no funcionamento da rede principal. Os efeitos negativos que podem afetar o sistema da rede concessionária em decorrência da instalação de geração distribuída são de extrema importância e, apesar de relevantes, ainda não se têm muitos estudos aprofundados nesta área que possam auxiliar tanto as companhias energéticas quanto os pequenos produtores.

1.7 METODOLOGIA

Iniciou-se este trabalho através de pesquisas bibliográficas sobre os diversos assuntos envolvidos, como o histórico da geração distribuída, os variados tipos de geradores utilizados, características elétricas dos geradores. Após essa fase, serão parametrizados, com base em dados coletados, dois circuitos elétricos para a conexão de cada gerador, bem como os próprios geradores, representando redes típicas de distribuição.

Para a simulação, os parâmetros necessários dos equipamentos de proteção foram ajustados e o circuito projetado foi representado no *software* MATLAB. Logo que as condições de interconexão dos geradores, e parametrização dos elementos, estiverem satisfeitas, foram realizadas simulações de diferentes tipos de curtos-circuitos, chaveamentos e aberturas de fase, a fim de analisar o comportamento do sistema como um todo e, principalmente, dos geradores distribuídos.

Com os resultados obtidos, foram analisadas quais as interferências das faltas nos circuitos, e as respectivas respostas do sistema como um todo para cada caso simulado. Também foram analisadas algumas das funções de proteção aplicáveis no ponto de conexão dos geradores distribuídos com a rede de baixa tensão (salto vetorial e taxa de variação de frequência), visando ajustá-las de tal maneira que atuem corretamente quando da ocorrência de defeitos nas redes de distribuição. Por fim, foram feitas as conclusões pertinentes, compondo assim o texto final do trabalho.

1.8 ESTRUTURA DO TRABALHO

No primeiro capítulo é apresentado o tema, delimitação do tema, objetivos, problema e justificativa. Foram definidas as condições e especificidades do trabalho, assim como foram descritos o objetivo geral e específico e, por fim, foi mostrado o método de pesquisa.

No capítulo dois é apresentada uma pesquisa referente ao histórico da geração distribuída, sua evolução ao longo do tempo, suas vantagens e desvantagens e alguns exemplos de geradores utilizados em geração distribuída.

No capítulo três é mostrado um panorama geral sobre regulamentações da geração distribuída, expondo leis e normas nacionais e internacionais.

No capítulo quatro são expostas algumas das principais anomalias referentes à conexão da GD em redes de baixa tensão, bem como suas consequências para o funcionamento do sistema elétrico de potência.

No quinto capítulo são descritas algumas das principais funções de proteção utilizadas nos sistemas elétricos, sendo somente parte delas empregadas nas análises em nossa simulação.

No capítulo seis são apresentados os tipos de geradores considerados para compor o sistema de geração distribuída, especificando algumas de suas características construtivas e elétricas.

No capítulo sete são realizados breves estudos, e apresentação, referentes aos *softwares* que poderiam ser utilizados, *Alternative Transient Program (ATP)* e *MATLAB*, mostrando quais as suas facilidades e funcionalidades.

No capítulo oito, são apresentados os circuitos e elementos que foram parametrizados, determinação das funções de proteção utilizadas, exposição, através dos gráficos coletados, das simulações realizadas e as análises pertinentes a cada caso simulado.

O capítulo nove é apresentado às considerações, análises finais e recomendações á futuros trabalhos.

2. INTRODUÇÃO À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.1 HISTÓRICO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Pode-se dizer que com a concepção e a instalação da estação *Pearl Street Power*, primeiro sistema elétrico criado por Thomas Alva Edison, em corrente contínua monofásica, no ano de 1880, começa a história da Geração Distribuída. Isso se dá, pois, esse sistema era pequeno, que fornecia energia elétrica para aproximadamente 400 lâmpadas incandescentes de 83 W de potência cada. Essa concepção de pequenas centrais elétricas instaladas próximas a cargas exemplifica o conceito de geração distribuída ou descentralizada de energia elétrica (ACKERMANN et al., 2010). Ou seja, toda a indústria da eletricidade teve a sua origem e formação em sistemas de geração distribuída.

Com o aperfeiçoamento de todo o aparato de geração e transmissão, a corrente alternada a três fios passou a ser a principal maneira de geração de energia, possibilitando a conexão de centrais elétricas distantes das cargas. Isso porque o sistema em CA necessitava de cabos de menor calibre e havia menos perdas em relação à transmissão em corrente contínua. Com isso, o sistema elétrico ficou atrelado a grandes centrais de geração e uma extensa rede de linhas de transmissão e distribuição, que é chamada de geração centralizada de energia. Conforme a demanda de energia aumentava, a solução era a construção de novas unidades de geração, em geral com usinas de grande porte.

Esta configuração de sistema elétrico começou a ser questionada a partir da década de 1980, pois com o desenvolvimento de novas tecnologias que reduzem o custo da energia elétrica, passou-se a ser interessante a construção de pequenas e médias centrais elétricas localizadas cada vez mais próximas às cargas. Isto levou a valorização da geração distribuída. Na realidade brasileira, essa configuração centralizada começou a ser discutida com mais força a partir do racionamento de energia em 2001 e os recentes *black-outs* (apagões).

Aliado a este fato, a liberação dos mercados e o maior ambiente competitivo na geração, surgiram novos agentes, isto é, produtores independentes e autoprodutores. Estes produtores geram energia para seu próprio consumo e vendem seu excedente para a rede, concorrendo livremente.

A partir dessa situação e da dificuldade de se construir grandes centrais de geração (devido aos problemas referentes a impactos ambientais, os altos custos na construção de novas unidades geradoras, o esgotamento das grandes fontes primárias), a geração distribuída tem ganhado mais força no cenário da energia elétrica.

2.2 CONCEITUAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Segundo o *Internacional Council On Large Electric Systems* (CIGRÉ), geração distribuída é a geração que não é planejada de modo centralizado, nem despachada de forma centralizada, não havendo, portanto, um órgão que comande as ações das unidades de geração descentralizada. (MALFA, 2002). Segundo Turkson & Wohlgemuth (2001), geração distribuída é definida como o uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno porte por concessionárias, consumidores e terceiros em aplicações que beneficiam o sistema elétrico e/ou consumidores específicos.

Para o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), geração descentralizada é uma central de geração pequena o suficiente para estar conectada a rede de distribuição e próxima do consumidor (MALFA, 2002). No Brasil, os Procedimentos da Distribuição (PRODIST), da ANEEL definem a geração distribuída como:

“A geração de energia elétrica, de qualquer potência, conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada despachada ou não pelo ONS (Operador Nacional do Sistema)”.

Para Ackermann, 2001, por exemplo, a geração distribuída pode ser definida como uma fonte conectada diretamente na rede de distribuição ou ao consumidor. O autor divide a geração distribuída em função da potência em:

- Micro (até 5 kW);
- Pequena (de 5 kW a 5 MW);
- Média (de 5 MW a 50 MW); e

- Grande (de 50 MW a 300 MW); valores que consideram a realidade americana.

Lora e Haddad (2006) sugerem a divisão em:

- Micro (até 10 kW);
- Pequena (de 10 kW a 500 kW);
- Média (de 500 kW a 5 MW); e
- Grande (de 5 MW a 100 MW).

Conclui-se que para fins de conceituação, não há um acordo na definição do termo GD e de como ela difere da geração convencional ou centralizada. O que pode ser afirmado é que esse modo de geração está conectado diretamente na rede de distribuição.

Na literatura já se pensou em defini-la em função de parâmetros técnicos tais como níveis de tensão, capacidade de geração, suprimento de serviços ancilares, tecnologia empregada, modo de operação (despacho centralizado e programado ou não, etc.), área de atendimento dos consumidores, propriedade dos equipamentos, etc. No entanto fatores limitadores como dificuldades operativas, de planejamento, regulatórias e outros empecilhos acabaram impedindo que se adotasse uma definição mais simplista e restritiva (DONADON, 2010).

2.3 VANTAGENS E DESVANTAGENS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A crescente força que a idéia de geração distribuída vem alcançando se deve as vantagens que ela oferece.

Uma das vantagens da GD é a produção de potência próxima de onde ela é consumida, a redução global das perdas e possível redução da necessidade de novas linhas de transmissão e de distribuição, segundo (CAMILO et. al, 2005);

Para Ribeiro, Ferreira e Medeiros (2005), as vantagens da GD são: a flexibilidade de implantação em curto espaço de tempo para implementação quando comparado às grandes centrais; a operação nos horários de ponta, para diminuir a flutuação dos preços e; os benefícios ambientais quando se utilizam resíduos que iriam agredir o meio ambiente (biomassa) ou quando utilizam fontes de energia renováveis (eólica e solar);

Segundo Diniz, Carvalho e Barros (2004), as vantagens da utilização da GD são: redução dos custos das novas tecnologias; crescimento da demanda de energia; diminuição nos impactos ambientais; redução das perdas da energia no sistema; aproveitamento de resíduos; aproveitamento das fontes primárias regionais; diversificação da matriz energética; geração no local do consumo diminuindo as perdas; possibilidade de gerar energia através de co-geração (produzindo energia elétrica junto com energia térmica (calor ou frio)); redução de investimentos em transmissão e distribuição de energia (T&D); atendimento a regiões remotas ou isoladas; redução de custos principalmente nos horários de ponta e oportunidade de diversificação de negócios e ampliação de mercado e;

Para Gomes et al. (1999), as vantagens são: redução do carregamento da rede e conseqüentemente maior flexibilidade operativa; melhor perfil de tensão e redução das perdas;

Para Lora e Haddad (2006), o contexto da geração distribuída enfatiza a confiabilidade, o aumento na eficiência energética, desempenho ambiental e a prestação de serviços que atenda as necessidades da comunidade em geral.

A utilização da GD nos sistemas de distribuição também apresenta desvantagens para o sistema como (DONADON, 2010)

-
- Aumento da complexidade e dos impactos nos procedimentos de proteção, operação e controle da rede de distribuição inclusive manutenção;
- A GD pode deteriorar a energia elétrica devido à subtensões causadas por interação com equipamentos de regulação existentes;
- Impactos relacionados à qualidade da energia na rede de distribuição devido à possibilidade de inserção de harmônicos quando a GD tem interface baseada em conversores estáticos (conversores); às variações na frequência quando há gerações intermitentes; ao aparecimento de *flicker* (flutuação de tensão);
- Conexão e desconexão de geradores de indução e desequilíbrio entre as fases quando se faz uma conexão de GD monofásica;
- Aumento no nível de curto-circuito em alimentadores, devido à contribuição dos geradores distribuídos. A coordenação de proteções do sistema é modificada com a inserção de uma ou mais unidades de geração próximas a

um alimentador, pode conduzir à operação não desejada deste, sem a devida atuação do disjuntor;

- Custos das tecnologias de GD ainda são altos quando comparados aos da GC (R\$/kW) apesar de decrescentes em função do desenvolvimento das tecnologias;
- Complexidade nas interligações e no planejamento integrado do sistema de distribuição.

2.4 FONTES DE ENERGIA QUE COMPÕEM A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A energia proveniente da GD é composta de vários tipos de fontes. Segundo Diniz, Carvalho e Barros (2004), pode-se destacar as seguintes: células combustíveis, eólicas, micro turbinas a gás, motores *Stirling*¹, motores de combustão interna com baixa emissão, painéis fotovoltaicos, PCH's, térmicas solares e co-geração. Na tabela 1, tem-se uma breve classificação das fontes de energia componentes da GD:

¹Segundo Puig e Neto, o conceito básico do motor Stirling pode ser definido como um arranjo mecânico, cilindro e pistão, e uma fonte de calor que atua na parte externa ao cilindro.

Tabela 1 - Classificação das fontes de energia

Tecnologia	Tamanho típico disponível por módulo
Não renováveis	
Turbina de gás de ciclo combinado	35 - 400 MW
Motores de combustão interna	5 kW - 10 MW
Turbina de combustão	1 - 250 MW
Microturbinas	35 kW - 1 MW
Renováveis	
Hidro pequena	1 - 100 MW
Hidro micro	25 kW - 1 MW
Turbina eólica	200 W - 3 MW
Sistema fotovoltaico	20 W - 100 kW
Térmica solar, receptor central	1 - 10 MW
Térmica solar, sistema Lutz	10 - 80 mW
Biomassa, baseada na gaseificação	100 kW - 20 MW
PAFC*	200 kW - 2 MW
MCFC*	250 kW - 2 MW
PEFC*	1 kW - 250 kW
SPFC*	250 kW - 5 MW
Geotérmica	5 - 100 MW
Energia oceânica	100 kW - 1 MW
Motor ciclo <i>Stirling</i>	2 - 10 kW

* FC referente a *Fuel cells* ou célula combustível

Fonte: Ackermann (2010)

As tendências das tecnologias usadas para a GD são definidas por Diniz, Carvalho e Barros (2004), conforme mostra a tabela 2.

Tabela 2 - Tipos de geradores distribuídos

Tecnologia	Mercado Alvo							Potências Típicas
	Resid.	Comer.	Ind.	Rural remoto	Conectado à rede	Portátil eletroele.	Trans.	
Células a combustível de baixa temperatura	P	P	S	S	S	S	P	1 kW a 250 kW
Células a combustível de alta temperatura	S	P	P	S	P	...	S	1 kW a 3MW
Microturbinas a gás	S	P	P	S	P	...	S	25 kW a 300 kW
Motores Stirling	P	P	S	P	P	...	S	1 kW a 150 kW
Motores de combustão interna	S	P	P	P	P	...	P	1 kW a 50 kW
Sistemas híbridos, células e microturbinas	...	S	P	S	P	250 kW a 20 MW
Painéis fotovoltaicos	P	P	...	P	...	1 W a 1 kW
Pequenas centrais termoelétricas	P	S	P	1 MW a 30 MW
Pequenas centrais hidrelétricas	P	S	P	1 MW a 30 MW
Usinas eólico-elétricas	S	S	P	1 MW a 20 MW

P = Mercado primário S = Mercado secundário

Fonte: Diniz, Carvalho e Barros (2004).

A figura 1 mostra um modelo básico da geração distribuída.

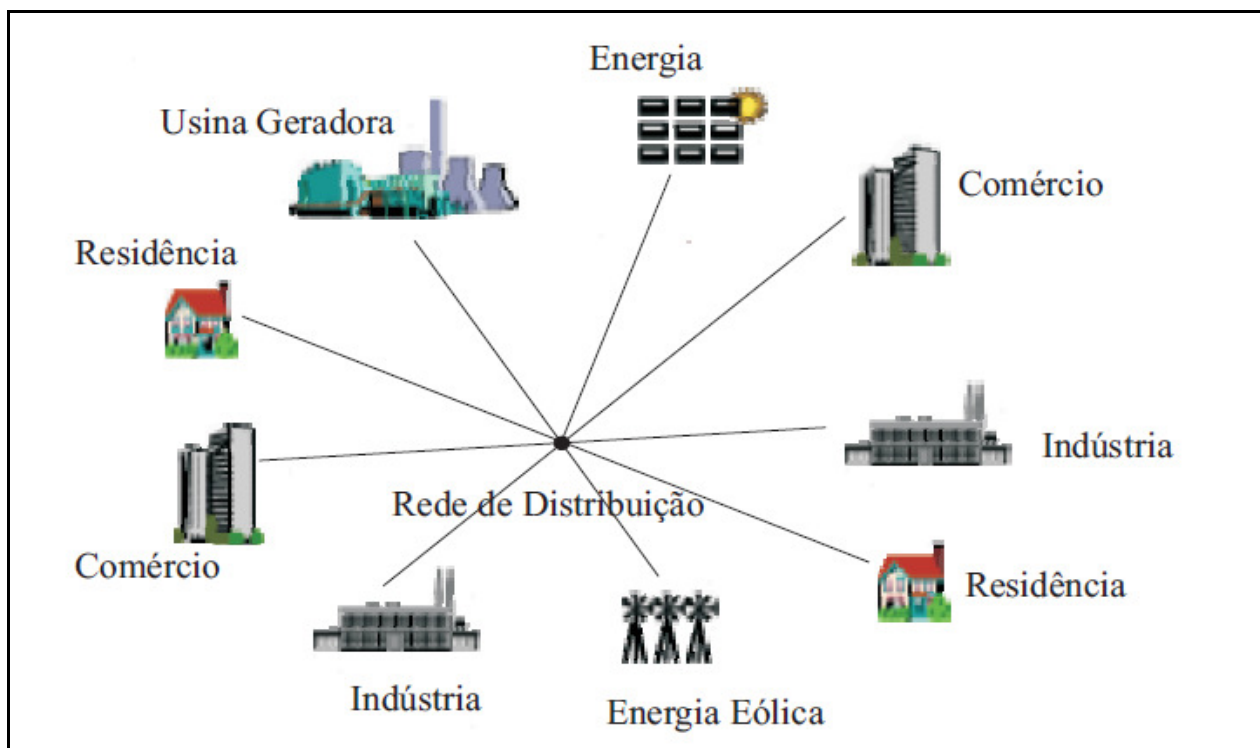


Figura 1 - Modelo de geração distribuída.
Fonte: Lopes (2004).

3. REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

3.1 NO BRASIL

Ao se fazer a análise do histórico da geração de energia elétrica no país, percebe-se que a produção independente de energia inexistia até de 60, sendo praticamente proibida. Nas décadas seguintes, principalmente a partir dos anos 90, houve várias medidas para regulamentar e facilitar o uso da geração distribuída no país. As principais leis, decretos e resoluções promulgadas em relação à GD estão listadas neste capítulo.

3.1.1 Lei nº 9074

A publicação da lei nº 9074 em julho de 1995, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, criou o produtor independente de energia (PIE) para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco (PLANALTO, 2011).

A regulamentação dessa lei ocorreu em 1996 no decreto nº2003 que regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por autoprodutor. Assim, o produtor independente está autorizado a produzir e comercializar energia elétrica enquanto o autoprodutor só está autorizado a produzir energia para uso próprio. No artigo 13 desse decreto, estabelece que, para garantir a utilização e a comercialização da energia produzida, o produtor independente e o autoprodutor terão assegurado o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, mediante o ressarcimento do custo de transporte envolvido.

Já no artigo 23, prevê que o produtor independente poderá comercializar potência e/ou energia com:

- Concessionário ou permissionário de serviço público de energia elétrica;
- Consumidores de energia elétrica dentro de algumas condições estabelecidas;

- Consumidores de energia elétrica integrante de complexo industrial ou comercial, aos quais forneça vapor ou outro insumo oriundo de processo de co-geração;
- Conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão a carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;
- Qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até 180 dias contado da respectiva solicitação.

O artigo 28 prevê ao Autoprodutor:

- A cessão e permuta de energia e potência entre autoprodutores consorciados em um mesmo empreendimento, na barra da usina;
- A compra, por concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição, do excedente da energia produzida;
- A permuta de energia, em montantes economicamente equivalentes, explicitando os custos das transações de transmissão envolvidos, com concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição, para possibilitar o consumo em instalações industriais do autoprodutor em local diverso daquele onde ocorre a geração.

3.1.2 Lei n° 9427

Em dezembro de 1996, foi publicada a Lei n° 9427 que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), vinculada ao Ministério das Minas e Energia, que é responsável por regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

Na tabela 3 pode-se observar as principais medidas tomadas pela ANEEL para regulamentar o setor elétrico nacional.

Tabela 3 - Resoluções da ANEEL

Tipo	Objetivo
Resolução N.º 112/1999	Estabelece os requisitos necessários à obtenção de registro ou autorização para a implantação, ampliação ou repotencialização de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia.
Resolução N.º 281, N.º 282 e N.º 286/99	Estabelecem regras para contratação do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, além de definir metodologia para o cálculo de valores de encargos e usos de conexão. Tiveram algumas disposições revogadas ou retificadas por regulamentos subsequentes.
Resolução N.º 371/99	Regulamenta o contrato de reserva de capacidade para Autoprodutor e Produtor independente de energia, com instalações geradoras até 30 MW. Foi atualizado pela Resolução Normativa N.º 304, de 04/03/2008.
Resolução N.º 170/2001	Estabelece as condições especiais para a comercialização temporária de energia elétrica oriunda de excedentes de centrais cogeneradoras, autoprodutores e centrais geradoras de emergência.
Resolução N.º 56/2004	Estabelece procedimentos para o acesso das centrais geradoras participantes do PROINFA aos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição.
Resolução N.º 77/2004	Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição para empreendimentos com fontes renováveis com potência instalada <= 30 MW.
Resolução N.º 167/2005	Estabelece as condições para a contratação de energia elétrica proveniente de geração distribuída, por concessionária, permissionária ou autorizada de serviço público de distribuição que atue no Sistema Interligado Nacional - SIN, nos termos do decreto n.º 5.163, 30/07/2005.
Resolução N.º 390-12/2009	Apresenta os principais instrumentos regulatórios utilizados no Brasil e em outros países para incentivar a geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis de energia, conectada na rede de distribuição e, receber contribuições dos agentes interessados e sociedade em geral sobre as questões que o regulador deve enfrentar para reduzir as barreiras existentes.

Fonte: ANEEL (2011).

3.1.3 Lei n.º 10438

Em 26 de abril de 2002, a lei n.º 10438 disposta sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

O programa PROINFA visa estimular a maior participação de fontes renováveis como, eólicas, PCHs e biomassa na produção de energia nacional. Numa primeira etapa, visa assegurar a implantação de 3300 MW de capacidade garantindo a compra de energia no prazo de vinte anos. A segunda etapa do

programa será conduzida visando o atendimento de 10% do consumo anual de energia elétrica no país, a partir destas fontes de energia, objetivo a ser alcançado em até vinte anos (SILVA FILHO, 2005).

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, visa o desenvolvimento energético dos estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional e garantir recursos para atendimento à subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda (PLANALTO, 2011).

3.1.4 Lei nº10.848

Em 15 de março de 2004, o conceito de Geração Distribuída foi introduzido pela primeira vez em um documento oficial. Essa lei dispõe sobre a comercialização de energia elétrica no país, constituindo um novo marco regulatório do setor elétrico.

3.1.5 PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO

Os Procedimentos de Distribuição (PRODIST) são documentos elaborados pela ANEEL, com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional, que normalizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

O PRODIST está dividido em oito módulos sendo 6 deles módulos técnicos, conforme mostra a figura 2: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição (Módulo 2), Acesso ao Sistema de Distribuição (Módulo 3), Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição (Módulo 4), Sistemas de Medição (Módulo 5), Cálculo de Perdas na Distribuição (Módulo 7) e Qualidade da Energia Elétrica (Módulo 8). Os módulos de Introdução (Módulo 1) e Informações Requeridas e Obrigações (Módulo 6) são chamados de integradores.

Os principais objetivos do PRODIST são:

- Garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade;
- Propiciar o acesso aos sistemas de distribuição, assegurando tratamento não discriminatório entre agentes;
- Disciplinar os procedimentos técnicos para as atividades relacionadas ao planejamento da expansão, à operação dos sistemas de distribuição, à medição e à qualidade da energia elétrica;
- Estabelecer requisitos para os intercâmbios de informações entre os agentes setoriais;
- Assegurar o fluxo de informações adequadas à ANEEL;
- Disciplinar os requisitos técnicos na interface com a Rede Básica, complementando de forma harmônica os Procedimentos de Rede.

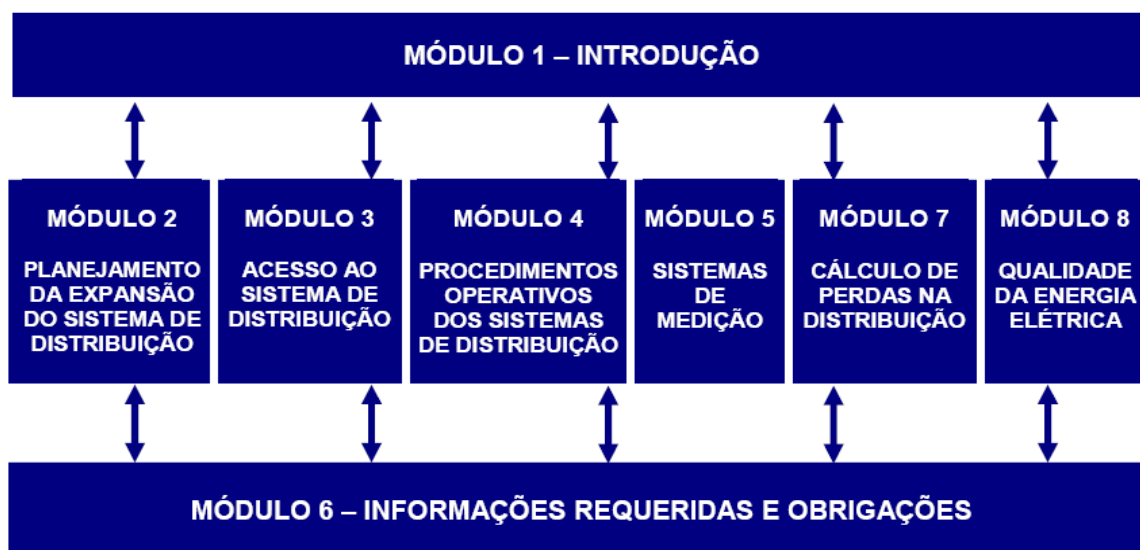


Figura 2 - Composição do PRODIST
 Fonte: PRODIST (2011).

A seguir são detalhados os módulos 1, 3, 5 e 8, os quais são pertinentes ao assunto deste trabalho.

3.1.5.1 Módulo 1

O Módulo 1 apresenta os objetivos gerais, a legislação vigente que disciplina as atividades de distribuição de energia elétrica e o glossário de termos técnicos necessário à plena compreensão do PRODIST.

Também estão presentes no Módulo 1 a estrutura do PRODIST, conforme tópicos abaixo, (breve descrição de todas as seções de cada um dos Módulos) a legislação vigente que disciplina as atividades de distribuição de energia elétrica, as responsabilidades e as sanções dos agentes. Por fim, é apresentado o glossário de termos técnicos do PRODIST, principal item desse módulo.

- **A Seção 1.0 – OBJETIVOS GERAIS:** Define os propósitos gerais e a estrutura do PRODIST e os agentes a ele subordinados.
- **A Seção 1.1 – FUNDAMENTOS LEGAIS, RESPONSABILIDADES E SANÇÕES:** Apresenta a evolução institucional no ambiente dos serviços de distribuição de energia elétrica, a legislação setorial que se relaciona com o PRODIST e a questão das responsabilidades e sanções.
- **A Seção 1.2 – GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS DO PRODIST:** Apresenta definições para os termos técnicos utilizados nos módulos do PRODIST.

3.1.5.2 Módulo 3

Os objetivos do módulo 3 são:

- Estabelecer as condições de acesso aos sistemas elétricos de distribuição, compreendendo a conexão e o uso do sistema;
- Definir os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se tanto aos novos acessantes como aos existentes.

Na seção que diz respeito à Requisitos de Projeto, observa-se uma vasta lista de critério técnicos que se deve obedecer para acessantes que necessitam

elaborar projetos de instalações de conexão. Itens como o projeto executivo, sistema de proteção, dimensionamento de equipamentos e cabos são mencionados, por exemplo.

Para conexão de centrais geradoras, o PRODIST estabelece níveis de tensão para determinadas potências das centrais geradoras, e requisitos técnicos mínimos para tais conexões conforme mostrados na tabela 4. Já a tabela 5 mostra os requisitos mínimos de proteção de sistemas em função da potência instalada.

Tabela 4 - Níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão
< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico)
10 a 75 kW	Baixa Tensão (trifásico)
76 a 150 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
151 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
501 kW a 10 MW	Média Tensão / Alta Tensão
11 a 30 MW	Média Tensão / Alta Tensão
> 30 MW	Alta Tensão

Fonte: PRODIST (2011).

Tabela 5 - Proteções mínimas em função da potência instalada

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	< 10 kW	10 kW a 500 kW (4)	> 500 kW (4)
Elemento de desconexão (1)	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção (2)	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim (3)	Sim (3)	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim (3)	Sim (3)	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim

Fonte: PRODIST (2011).

Notas:

(1) Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema.

(2) Elemento de desconexão e interrupção automático acionado por comando e/ou proteção.

(3) Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de desconexão.

(4) Nas conexões acima de 300 kW, se o lado da acessada do transformador de acoplamento não for aterrado, deve-se usar uma proteção de sub e de sobretensão nos secundários de um conjunto de transformador de potência em delta aberto.

3.1.5.3 Módulo 5

Os objetivos do Módulo 5 são:

- Especificar os sistemas de medição das grandezas elétricas do sistema de distribuição aplicáveis ao faturamento de energia elétrica, à qualidade da energia elétrica, ao planejamento da expansão e à operação do sistema de distribuição;
- Apresentar os requisitos básicos mínimos para a especificação dos materiais, equipamentos, projeto, montagem, comissionamento, inspeção e manutenção dos sistemas de medição;
- Estabelecer procedimentos fundamentais para que os sistemas de medição sejam instalados e mantidos dentro dos padrões necessários aos processos de contabilização de energia elétrica, de uso no âmbito das distribuidoras e de contabilização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE;
- Verificar que as disposições estejam de acordo com a legislação vigente, as exigências do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), as normas técnicas da ABNT, tendo sido considerado o Módulo 12 dos Procedimentos de Rede e a especificação técnica da Câmara de comercialização de energia elétrica (CCEE) para os sistemas de medição para faturamento de energia elétrica.

No Módulo 5 (seção 5.2, item 6.3) pode-se destacar os requisitos mínimos para os sistemas de medição de centrais geradoras menores que 1MW:

Caso a central geradora de energia elétrica tenha potência instalada igual ou inferior a 1 (um) MW e a geração de energia se dê a partir de fontes hidráulica, solar, eólica, biomassa, cogeração qualificada ou ainda utilize como insumo energético, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) de biomassa composta resíduos sólidos urbanos e/ou biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto, o sistema de medição pode ter as mesmas especificações do sistema de medição do consumidor cativo conectado ao Grupo A. (CCEE, Módulo 5).

Para um consumidor do grupo A são necessários:

- Verificar se os Transformadores de Corrente (TC) e Transformadores de Potência (TP) estão instalados de acordo com o projeto ou padrão da distribuidora;
- Comparar os dados de placa dos TC e TP com os dados listados no projeto ou no cadastro da distribuidora;
- Verificar se as conexões primárias e secundárias dos TC e TP estão em conformidade com os dados de placa indicados no projeto ou no cadastro da distribuidora;
- Verificar se as conexões com as caixas de junção estão em conformidade com o projeto, no caso de TC e TP de uso externo;
- Verificar se os valores secundários de corrente e tensão dos TC e TP estão em conformidade com os valores indicados de corrente e tensão da carga no momento deste ensaio;

3.1.5.4 Módulo 8

Os objetivos do Módulo 8 são:

- Definir os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica - QEE, abordando a qualidade do produto e do serviço prestado;
- Definir, para a qualidade do produto, os conceitos e os parâmetros para o estabelecimento de valores-limite para os indicadores de QEE;
- Estabelecer, para a qualidade dos serviços prestados, a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento, definindo limites e responsabilidades, além da metodologia de monitoramento automático dos indicadores de qualidade.

A seção define e caracteriza os fenômenos de qualidade e estabelece os critérios, os valores de referência e os procedimentos relativos à qualidade do produto. Os aspectos considerados da qualidade do produto em regime permanente ou transitório são:

- Tensão em regime permanente;
- Fator de potência;

- Harmônicos;
- Desequilíbrio de tensão;
- Flutuação de tensão;
- Variações de tensão de curta duração;
- Variação de frequência.

Assim, é apresentada a caracterização dos fenômenos e parâmetros e são estabelecidos os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente, os indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica.

3.1.6 Normas Técnicas de Concessionárias

3.1.6.1 Companhia Paranaense de Energia – COPEL

A norma técnica da COPEL referente à Geração Distribuída, NTC 905100, visa oferecer os mínimos requisitos para uma conexão de geradores, tanto em BT (220/127 V) quanto em MT (13,8/34,5 kV).

A Norma Técnica Copel (NTC) analisa os seguintes fatores para uma conexão de geração distribuída:

- Projeto (funcional, lógico, construtivo, unifilar, etc.);
- Proteção;
- Controle;
- Segurança;
- Operação e manutenção da unidade geradora;
- Requisitos do PRODIST

Para acessantes de geração de até 75 kW, a NTC recomenda que a conexão seja feita em BT através de transformador exclusivo da COPEL, e ligado em pingo na rede de MT. Serão exigidas adequações no sistema de proteção de 34,5 kV/13,8 kV se a potência de geração instalada no alimentador ultrapassar 40% da demanda em patamar de carga leve em qualquer configuração de rede possível. Para o sistema de 69 kV/138 kV será exigida adequação nas proteções apenas se a

potência da geração suplantam 20% da demanda em patamar de carga leve da barra na qual os alimentadores deste gerador estão conectados.

Já para acessantes acima de 75 kW até 300 kW, a conexão deve ser trifásica em MT (34,5 kV ou 13,8 kV) através de disjuntor de BT e transformador exclusivo do acessante, ligado em pinga na rede de MT. Serão exigidas adequações no sistema de proteção de 34,5 kV/13,8 kV se a potência de geração instalada no alimentador ultrapassar 40% da demanda em patamar de carga leve em qualquer configuração de rede possível. Para o sistema de 69 kV/138 kV será exigida adequação nas proteções apenas se a potência da geração suplantam 20% da demanda em patamar de carga leve da barra na qual os alimentadores deste gerador estão conectados.

As tabelas 6 e 7 mostram as mínimas proteções que deverão ser instaladas no elemento de interrupção (relogador, disjuntor, chave fusível, entre outros) para a conexão de GD, em sistemas de distribuição de 13,8 kV e 34,5 kV.

Tabela 6 - Proteções mínimas para conexão de geradores no sistema 13,8 kV

CLASSIFICAÇÃO DA TENSÃO DE ATENDIMENTO			BT		MT		
TIPO DE GERADOR TRIFÁSICO			ASSÍNCRONO OU SÍNCRONO		SÍNCRONO		
FAIXA DE POTÊNCIA DA USINA (SOMA DA POTÊNCIA DOS GERADORES)			até 75kW	76kW a 300kW	301kW a 500kW	501kW a 1MW	Acima de 1MW
TIPO DE CONEXÃO NO SISTEMA COPEL	PINGO NA REDE		X	X	X	X	
	LINHA EXPRESSA						X
ELEMENTO DE DESCONEXÃO MANUAL - VISÍVEL	CHAVE SECCIONADORA		X	X	X	X	X
REQUISITOS NA USINA							
EQUIPAMENTOS	OBJETIVO	ESPECIFICAÇÃO					
TRAFO ABAIXADOR (EXCLUSIVO)	ISOLAR FLUTUAÇÃO	D/Yat.	X	X	X		
		Yat.(R0<X0)/Yat.				X	X
ELEMENTO DE INTERRUPTÃO: DISJUNTOR/RELIGADOR COM RELÉS	DESCONECTAR O GERADOR DO SISTEMA COPEL EM CASOS DE FALTAS E DISTÚRBIOS NA REDE	50/51 - 50/51N - 81U/O - 27 - 59 - 50BF	X	X	X	X	X
		78 - 81(df/dt)	X	X	X	X	X
		25 (Só para síncronos)	X	X	X	X	X
		46(l2) + 37			X	X	X
		67 - 67N - 60 - 46 - 51V				X	X
		59N e TPs (p/ trafos D/Yat)		X	X		
		32				X	X
		AUTOMAÇÃO COD DA COPEL					X

Fonte: Copel (2010) (Modificada).

Tabela 7 - Proteções mínimas para conexão de geradores no sistema 34.5 kV

CLASSIFICAÇÃO DA TENSÃO DE ATENDIMENTO			B I		M I			
TIPO DE GERADOR TRIFÁSICO			ASSÍNCRONO OU SÍNCRONO		SÍNCRONO			
FAIXA DE POTÊNCIA DA USINA (SOMA DA POTÊNCIA DOS GERADORES)			até 75kW	76kW a 300kW	301kW a 500kW	501kW a 1MW	Acima de 1MW	
TIPO DE CONEXÃO NO SISTEMA COPEL	PINGO NA REDE		X	X	X	X		
	LINHA EXPRESSA						X	
ELEMENTO DE DESCONEXÃO MANUAL - VISÍVEL	CHAVE SECCIONADORA		X	X	X	X	X	
REQUISITOS NA USINA								
EQUIPAMENTOS	OBJETIVO	ESPECIFICAÇÃO						
TRAFO ABAIXADOR (EXCLUSIVO)	ISOLAR FLUTUAÇÃO	Yat/Yat.	X	X	X	X		
		Yat./Yat./D ou Yat./D					X	
TRAFO DE ACOPLAMENTO NO GERADOR	ISOLAR HARMÔNICAS E SEQUÊNCIA 0	RELAÇÃO 1:1 D/Yat. (G)		X	X	X		
ELEMENTO DE INTERRUPTÃO: DISJUNTOR/RELIGADOR COM RELÉS	DESCONECTAR O GERADOR DO SISTEMA COPEL EM CASOS DE FALTAS E DISTÚRBIOS NA REDE	50/51 - 50/51N - 81U/O - 27 - 59 - 50BF	X	X	X	X	X	
		78 - 81(df/dt)	X	X	X	X	X	
		25 (Só para síncronos)	X	X	X	X	X	
		46(l2) + 37			X	X	X	
		67 - 67N - 60 - 46 - 51V					X	X
		32					X	X
		AUTOMAÇÃO COD DA COPEL				X	X	

Fonte: COPEL (2010) (Modificada).

3.1.6.2 Centrais Elétricas de Santa Catarina – CELESC

Para as Centrais elétricas de Santa Catarina (Celesc), a norma que regulamenta a conexão de produtores independentes na rede de distribuição é a I-432.0003, nas tensões de 13,8/23/34,5/69/138 kV.

Basicamente, para o acesso de produtores de energia elétrica ao sistema da Celesc nas tensões de 13,8 kV, 23 kV e 34,5 kV, o transformador de interligação deverá ter a conexão triângulo pelo lado da Celesc sendo o acessante responsável por desenvolver seu projeto elétrico atendendo os itens abaixo:

- Impacto da conexão/desconexão da usina;
- Adequação dos reativos das máquinas ao fator de potência requisitado para a conexão;
- Avaliação das variações dos perfis de tensão no sistema de distribuição (média e alta tensão);

- Avaliação dos carregamentos no sistema de distribuição (média e alta tensão) e transformadores;
- Avaliação do nível de curto-circuito com e sem a presença da usina;
- Avaliação das perdas elétricas;
- Avaliação da necessidade de utilização de equipamentos adicionais;
- O estudo também deverá agregar todas as informações relevantes sobre o acesso, tais como resolução da ANEEL referentes à usina, previsão de sua entrada em operação, dados dos geradores, transformadores e linhas de conexão, potência das turbinas, parâmetros do sistema elétrico analisado, dados de mercado, premissas adotadas para o estudo, descrição sumária dos principais equipamentos a serem instalados na usina e na conexão;

Na figura 3 são apresentadas as mínimas funções de proteção requeridas para conexão na Celesc, e na tabela 8 as funções de proteção numa forma mais detalhada.

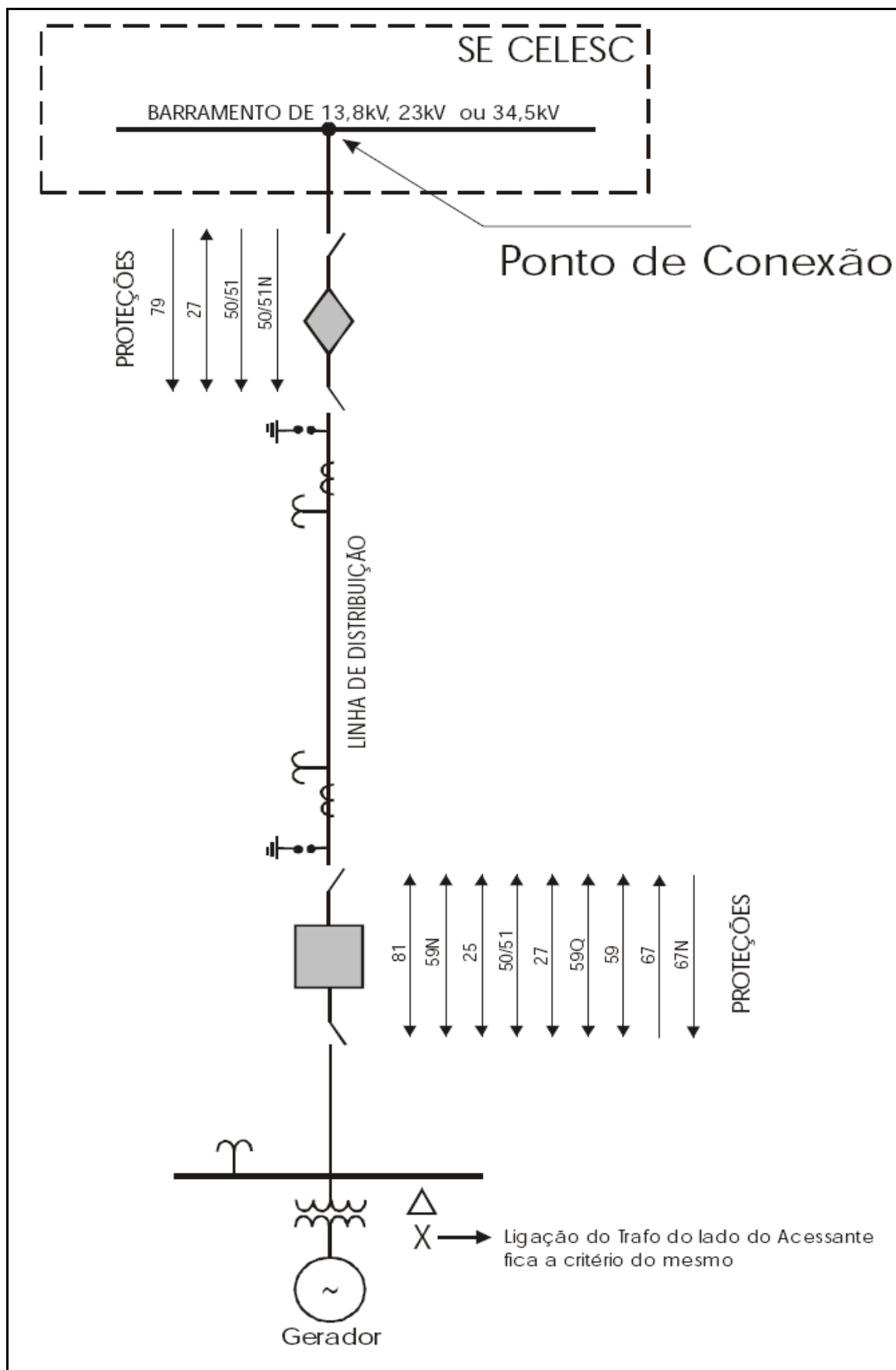


Figura 3 - Funções de proteção requeridas para conexão na CELESC
 Fonte: CELESC (2006).

Tabela 8 - Funções de Proteção requeridas para conexão na CELESC

RELÉ	TIPO	FUNÇÃO
59N	Desequilíbrio de tensão	Abertura do disjuntor, quando da ocorrência de faltas à terra na rede ou na linha de interligação
59Q	Sequência negativa	Abertura do disjuntor, quando da ocorrência de faltas fase/terra, bifásico e fase aberta.
27	Subtensão instantâneo	Abrir e bloquear o fechamento do disjuntor, quando da falta de tensão.
81	Frequência	Abertura do disjuntor.
59	Sobretensão trifásico temporizado e instantâneo	Abertura do disjuntor, em caso de sobretensão.
67	Sobrecorrente direcional instantâneo	Abertura do disjuntor, para faltas localizadas na rede da CELESC com contribuição do acessante.
50/51	Sobrecorrente instantâneo / temporizado	Abertura do disjuntor, em caso de ocorrência de faltas localizadas na linha de interligação.
32	Direcional de potência	Abertura do disjuntor, quando fluir potência do acessante para a rede da CELESC.
25	Sincronismo	Verificar se no ponto de interligação, os parâmetros de frequência e ângulo de fase de tensão estão dentro dos limites desejados para permitir a conexão.

Fonte: CELESC (2006).

3.1.6.3 Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL

A Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) possui a norma técnica 33, que estabelece os requisitos mínimos para conexão de autoprodutores de energia elétrica e de produtores independentes de energia elétrica (PIE) em paralelo com a rede de distribuição da CPFL, em tensões da classe 15 kV. Leva-se em conta questões como proteção contra faltas, qualidade do fornecimento, operação do paralelismo e projeto elétrico.

Todos os equipamentos necessários ao paralelismo a serem instalados nas dependências do produtor, exceto os equipamentos de medição da CPFL, devem ser custeados, instalados e operados pelo produtor.

Todos os geradores do produtor deverão estar ligados à rede primária através de transformador de isolamento. O transformador deverá ser conectado em triângulo (lado da CPFL) e estrela (lado do produtor) isolando o(s) gerador(es) do produtor do sistema da CPFL.

Funções de Proteção requeridas:

- Subtensão (função 27);
- Sobretensão de neutro (função 59N);
- Sobrecorrente direcional (função 67);
- Sobrecorrente de fase e neutro, instantâneos e temporizados (função 50/51 e 50/51N);
- Sobretensão (função 59);
- Subfrequência (função 81), que poderá ser o mesmo dos geradores;
- Direcional de potência (função 32).

Na figura 4 são apresentadas, em diagrama unifilar, as conexões dos equipamentos de proteção.

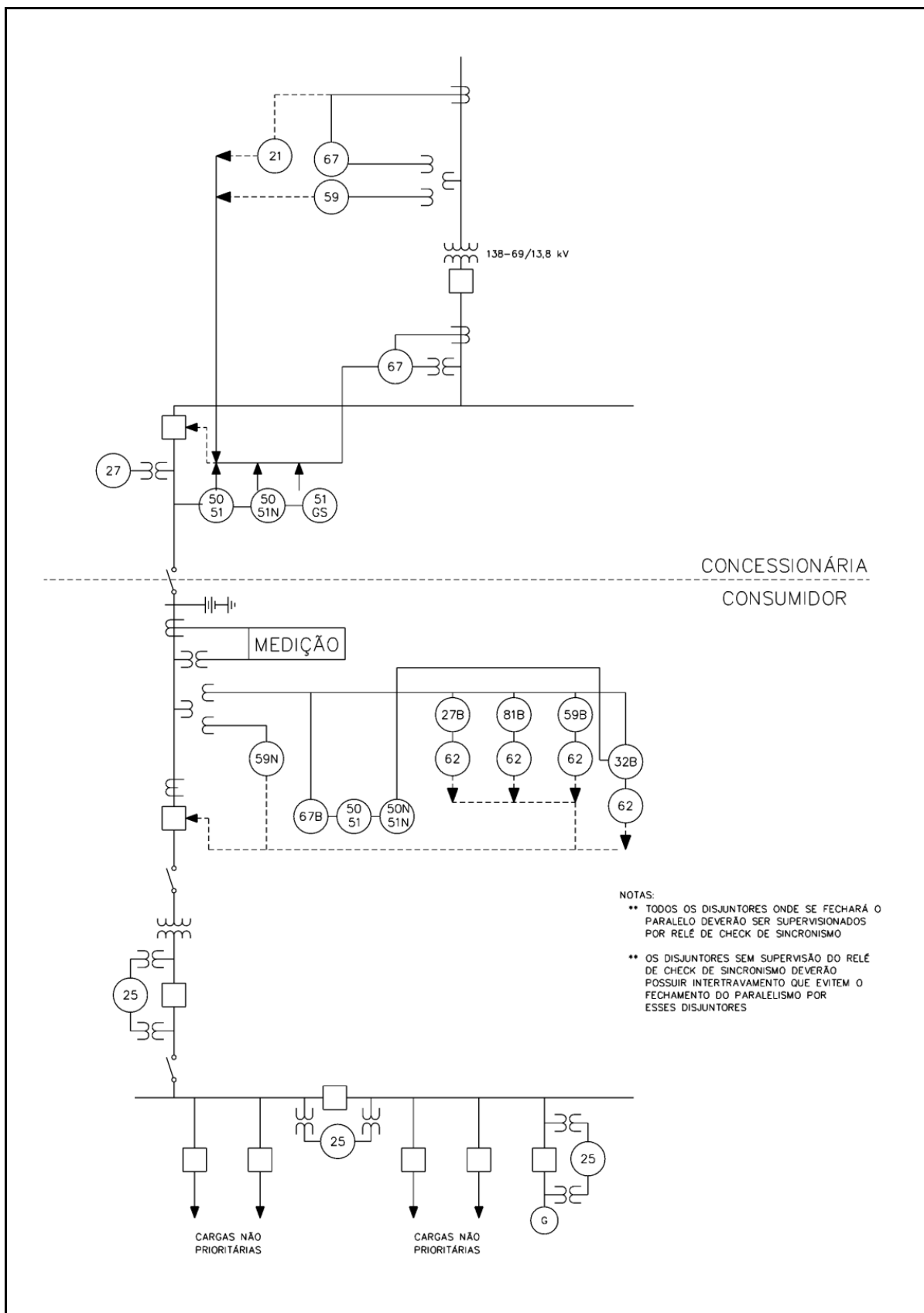


Figura 4 - Unifilar com funções de Proteção requeridas para conexão na CPFL
Fonte: CPFL (2004).

3.2 ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA

3.2.1 *Federal Energy Regulatory Commission* – FERC

A *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) é uma agência independente que regula a transmissão interestadual de eletricidade, gás natural e óleo combustível. A FERC analisa também propostas de construção terminais de gás natural, dutos de gás interestadual e licenças para projetos de energia hídrica. Em 2005, a FERC recebeu responsabilidades adicionais outorgadas pela *Energy Policy Act* (política energética norte-americana de 2005). Assim as responsabilidades da FERC são:

- Regular a transmissão e o comércio de eletricidade interestadual;
- Analisar fusões, aquisições e transações corporativas das companhias de eletricidade;
- Regular o transporte e venda de gás natural para o mercado interestadual;
- Analisar a viabilidade de projetos de transmissão de energia sob circunstâncias acordadas;
- Garantir a segurança e confiabilidade nos terminais LNG (gás natural liquefeito)
- Inspecionar e autorizar projetos de hidroeletricidade públicos ou privados;
- Proteger a confiabilidade da transmissão da energia elétrica através da emissão de medidas regulatórias;
- Monitorar e investigar o mercado de energia;
- Fiscalizar problemas ambientais relacionados com gás natural e projetos de hidroeletricidade;

3.2.2 *Public Utility Comissions* – PUC

São entidades reguladoras estaduais na área de energia tem a missão de:

- Regular as permissionárias e concessionárias de serviços públicos no estado;
- Recomendar tarifas, preços, encargos e taxas;

- Determinar as receitas permitidas por intermédio das tarifas;
- Fornecer diretrizes sobre o gerenciamento dos negócios das permissionárias e concessionárias;
- Emitir pareceres sobre a aquisição, vendas, disposições ou outras trocas de proprietários, incluindo fusões.
-

3.2.3 *Regional Transmission Operators* – (RTO)

Os RTOs são operadores de transmissão regionais autorizados pela FERC para gerenciar o sistema de transmissão. Seu papel inclui:

- Acolher os agentes de mercado;
- Estabelecer prioritariamente equilíbrio do sistema e o preço da eletricidade com base no mercado;
- Prover um livre e não discriminatório acesso ao sistema elétrico de transmissão.

Os RTOs também são chamados de “*pool*” de energia, grupos de transmissão regional ou operadores independentes de sistemas - ISO. De acordo com a lei americana, entidades federais não têm autoridade mandatória em matéria que estão fora do seu controle. Em conseqüência, a FERC não pode impor decisões tomadas sobre as PUCs em questões de interconexão num estado. A FERC só pode influenciar autoridades locais para seguir suas recomendações. (SILVA FILHO, 2005; DONADON 2010)

3.3 PRINCIPAIS NORMAS DE INTERCONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NOS EUA (ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA)

Para cada novo projeto de interconexão de gerador distribuído, as concessionárias possuem normas e conceitos próprios. Porém, sem as normas nacionais, os produtores de equipamentos para GD são obrigados a desenvolver diferentes dispositivos e equipamentos de proteção para cada empresa que desenvolve suas normas de conexão. Portanto, ano após ano, cresce a tendência

de padronização de normas, principalmente para conexão de fontes com potência inferior a 20 kW. (DONADON, 2010).

Atualmente são usadas nos EUA as seguintes normas e regulamentações sobre interconexão:

- A UL 1741/2003 (UL – *Underwriter Laboratories*);
- A IEEE Std 519/1992;
- A IEEE Std 1547/2003.

3.3.1 IEEE 1547

A IEEE 1547 é uma regulamentação criada pelo maior órgão regulamentador norte americano e visa o auxílio às concessionárias, produtores e usuários de energia elétrica sobre a instalação e conexão de geradores ditos distribuídos na rede elétrica. O documento fornece informações valiosas no que se refere ao desempenho, operação, testes, segurança, manutenção associados à interconexão ao sistema elétrico (IEEE 1547, 2003).

A série IEEE 1547 é composta atualmente pela IEEE 1547 e mais seis divisões, conforme listadas abaixo:

- IEEE Std 1547® (2003): *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*: Este documento, que é a diretriz da série de padrões 1547, fornece um procedimento uniforme para a interconexão de equipamentos de geração distribuída com o sistema de energia elétrico;
- IEEE Std 1547.1® (2005): *IEEE Standard for Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*: Este padrão especifica o tipo, a concepção, e os testes que serão executados para demonstrar que o sistema de interconexão de equipamentos de GD está em conformidade com a norma IEEE 1547;
- IEEE P1547.2®: *Application Guide for IEEE Std 1547-2003, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*: O objetivo deste documento é facilitar a utilização da norma 1547, através da

caracterização das várias tecnologias de GD e o detalhamento das questões associadas à interconexão (ainda disponível em minuta);

- IEEE P1547.3®: *Draft Guide for Monitoring, Information Exchange and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems*: Este documento fornece requisitos técnicos para a monitoração, trocas de informação e controle de fontes distribuídas conectadas com a rede (ainda disponível em minuta);
- IEEE P1547.4®: *Draft Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems*: Neste documento são apresentados os requisitos necessários à operação e integração de fontes distribuídas quando o sistema opera em situação de ilhamento (ainda disponível em minuta);
- IEEE P1547.5®: *Draft Technical Guidelines for Interconnection of Electric Power Sources Greater than 10 MVA to the Power Transmission Grid*: Este documento fornece os requisitos técnicos para a conexão e controle de equipamentos de geração de energia elétrica, com capacidade maior que 10 MVA, nos sistemas elétricos de transmissão (ainda disponível em minuta);
- IEEE P1547.6®: *Draft Recommended Practice For Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems Distribution Secondary Networks*: O foco deste documento é estabelecer as exigências técnicas para a interconexão entre uma instalação elétrica particular, contendo equipamentos de geração distribuída e o sistema de distribuição de energia da concessionária local (ainda disponível em minuta).

4. ANOMALIAS NO SISTEMA ELÉTRICO

Como visto no item 1.3, a conexão de vários geradores à rede de distribuição existente requer uma avaliação dos impactos técnicos que podem ocorrer na operação do sistema de distribuição, já que essas redes não foram originalmente projetadas para suportar a inserção de várias unidades geradoras. Isso preocupa as concessionárias, pois podem causar danos, tanto em seus equipamentos quanto nos clientes, numa operação anormal da rede (LINO, 2007).

Para Ribeiro, Ferreira e Medeiros (2005) a GD pode deteriorar o fornecimento de energia elétrica devido à subtensões causadas por interação com equipamentos de regulação existentes, harmônicos quando a GD têm interface baseada em eletrônica de potência, variações na frequência quando há gerações intermitentes, aparecimento de *flicker* (flutuação de tensão), conexão e desconexão de geradores de indução e desequilíbrio entre as fases quando se faz uma conexão de GD monofásica.

Essas alterações na qualidade da energia na rede demandam uma maior complexidade no nível da operação do centro gerador, bem como procedimentos de proteção, operação e controle da rede de distribuição da concessionária.

A seguir são listados os principais problemas encontrados em uma rede com geração distribuída conectada.

4.1 AFUNDAMENTO DE TENSÃO

Um dos maiores problemas mais comuns relacionados à qualidade de energia é o afundamento de tensão. Segundo a IEEE Std. 1159-1995, afundamento de tensão é definido como “um decréscimo entre 0,1 e 0,9 pu do valor nominal eficaz da tensão nominal, com duração entre 0,5 ciclo e 1 minuto”.

Para a *International Electrotechnical Commission* (IEC), afundamento de tensão é a “redução súbita da tensão de um ponto do sistema elétrico, seguido do seu restabelecimento após um curto período de tempo, de 0,5 ciclo a alguns segundos”.

Em âmbito nacional, a ANEEL define o fenômeno de afundamento de tensão como “evento em que o valor eficaz da tensão do sistema reduz,

momentaneamente, para valores abaixo de 90% da tensão nominal de operação, durante um intervalo inferior a 3 segundos”.

Os afundamentos de tensão apresentam algumas características elétricas que diferenciam uns dos outros como:

- Tempo de duração;
- Amplitude;
- Ponto na curva de tensão onde o afundamento começa;
- Ângulo de deslocamento;
- Desequilíbrio gerado;
- Recuperação de tensão;
- Frequência de ocorrências em um determinado período de tempo.

A ocorrência de afundamentos de tensão na rede pode ocasionar vários problemas para consumidores, como o mau funcionamento de equipamentos, interrupção de processos produtivos e danos a equipamentos.

Para Silva (2007), os principais causadores de afundamentos de tensão são os chaveamentos de cargas pesadas, curtos-circuitos na rede e partidas de motores.

4.2 CINTILAÇÃO OU *FLICKER*

Cintilação luminosa ou efeito *flicker* são definidos pela IEC 61000-4-15 (1997) como “o incômodo subjetivo da cintilação imposto à luz produzida por lâmpadas incandescentes pelas flutuações da tensão de alimentação”.

Este efeito pode causar dificuldades de concentração, de leitura, dores de cabeça, cansaço visual e estresse mental para as pessoas.

Basicamente este efeito é causado pela variação brusca de, aproximadamente, 0,2% da tensão nominal da rede. Esta variação ocorre quando várias cargas são alimentadas numa mesma rede, variando assim a intensidade da corrente. As principais cargas variáveis que estão ligadas a este fenômeno são os chuveiros e fornos elétricos, aparelhos de solda, elevadores, bombas, fornos a arco, laminadores siderúrgicos, etc.

De acordo com a IEC 61000-4-15 (1997), a medida da severidade do *flicker* é dada pelo valor Pst,(nível de cintilação total ou severidade do *flicker*) na qual é

baseado num período de observação T_{st} (tempo de cintilação) de 10 minutos. Para o cálculo de P_{st} é usada a fórmula (1):

$$P_{st} = \sqrt{0,0314 P_{0,1} + 0,0525 P_{1S} + 0,0657 P_{3S} + 0,28 P_{10S} + 0,08 P_{50S}} \quad (1)$$

Onde os percentuais $P_{0,1}$, P_{1S} , P_{3S} , P_{10S} e P_{50S} são os níveis de cintilação excedidos para 0,1; 1; 3; 10 e 50% do tempo durante o período de observação. O sufixo S indica na fórmula que devem ser usados os valores médios.

Estes valores são obtidos das seguintes fórmulas (2, 3, 4 e 5):

$$P_{50S} = (P_{30} + P_{50} + P_{80})/3 \quad (2)$$

$$P_{10S} = (P_6 + P_8 + P_{10} + P_{13} + P_{17})/5 \quad (3)$$

$$P_{3S} = (P_{2,2} + P_3 + P_4)/3 \quad (4)$$

$$P_{1S} = (P_{0,7} + P_1 + P_{1,5})/3 \quad (5)$$

Para ser aceitável a severidade do *flicker* (P_{st}), o valor do coeficiente deve ser de $1,00 \pm 0,05$ (adimensional).

4.3 ILHAMENTO

Ilhamento é a situação em que um determinado sistema de geração, ou parte dele, fica isolado eletricamente do restante do sistema de potência, porém este sistema isolado continua sendo alimentado pela GD conectada a ele (MAHAT et. al, 2007).

O ilhamento pode ser causado por vários fatores, entre eles pode-se destacar:

- Problemas relacionados a fenômenos naturais, como descargas elétricas, ciclones, inundações, entre outros;
- Desligamentos programados na rede para manutenção e ampliação da rede;
- Chaveamento de geradores e cargas na rede principal;
- Problemas em equipamentos da rede que causam a desconexão acidental e que não são detectados pelo sistema de proteção;
- Problemas operacionais.

O ilhamento gera muitos problemas tanto para concessionárias de energia, quanto para consumidores.

A dificuldade do gerador (acessante) em controlar a tensão e a frequência do sistema ilhado, danos a equipamentos e operadores que trabalham na rede e problemas de religamento, são alguns dos problemas causados pelo fenômeno de ilhamento.

4.4 HARMÔNICOS

Ondas de corrente ou tensão que possuem uma frequência múltipla da fundamental são denominadas como harmônicos (COGO, 1996) (ver tabela 9).

Segundo Malik e Sallam (2011), qualquer função não senoidal periódica pode ser expressa por séries de Fourier como uma soma de termos. Os termos componentes desta soma são:

- Um termo senoidal na frequência fundamental;
- Um termo senoidal com frequências que são múltiplas da fundamental (Harmônicos) e;
- Um termo em corrente contínua (CC), quando necessário.

O harmônico “n” é o componente senoidal do sinal cuja frequência é n vezes a frequência fundamental.

Pode-se escrever a expansão harmônica conforme a equação (6) (MALIK e SALLAM, 2011):

$$Y(t) = Y_0 + \sum_{n=1}^{\infty} Y_{\max,n} (n\omega t - \Phi_n) \quad (6)$$

Onde:

Y_0 = Componente contínua;

$Y_{\max,n}$ = valor máximo (Amplitude) do “n” ° harmônico;

ω = frequência angular = 2π vezes a frequência fundamental;

Φ_n = deslocamento inicial da componente harmônica no tempo t=0.

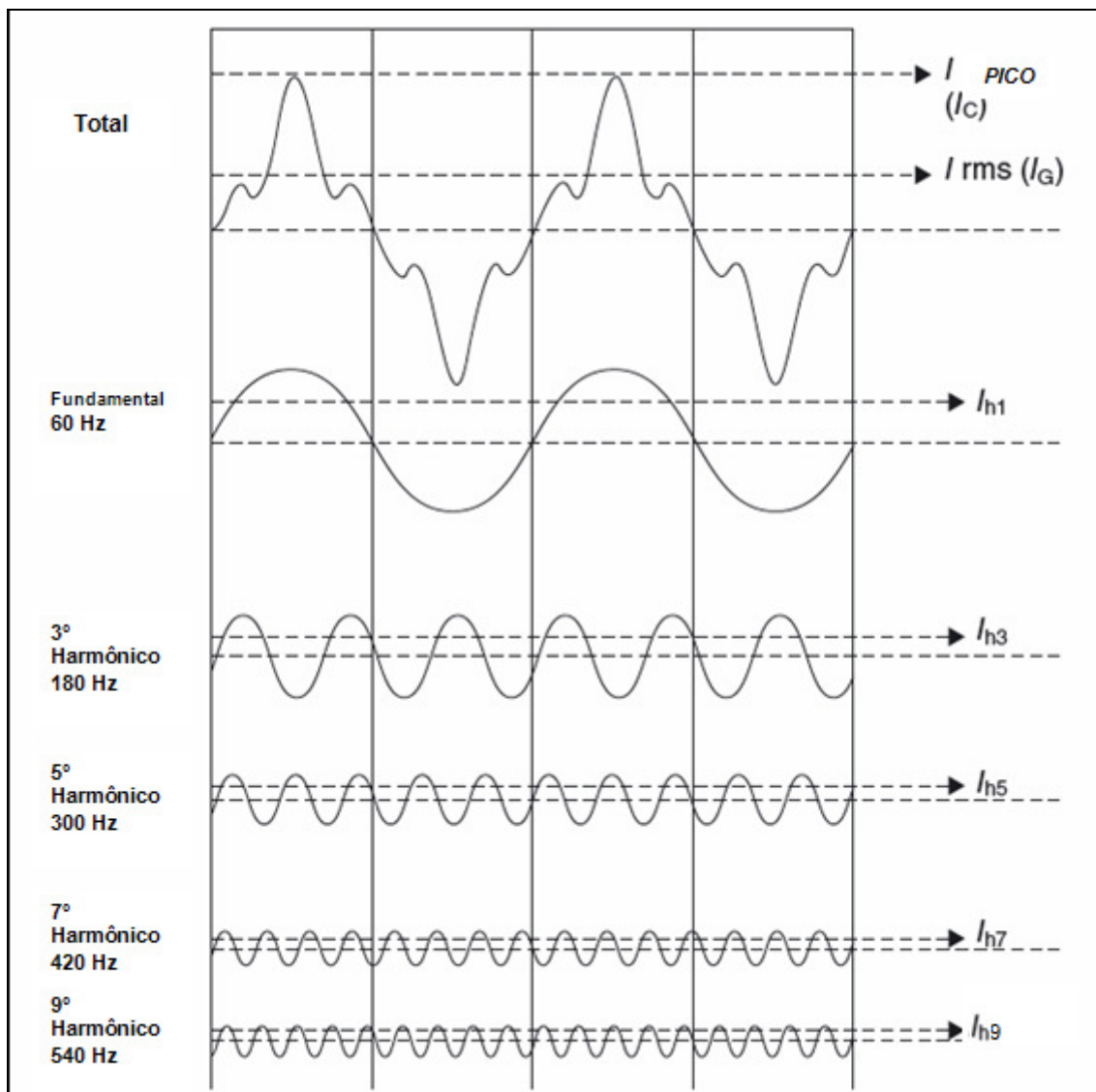


Figura 5 - Componentes Harmônicos
 Fonte: Malik e Sallam (2011).

A figura 5 mostra um exemplo de função decomposta em seus componentes harmônicos.

Segundo Curtis (2007), os harmônicos podem causar muitos problemas em transformadores, geradores, *no-breaks*² e outros equipamentos ligados a rede. Superaquecimento, correntes e tensões muito elevadas, aumento da interferência eletromagnética, são alguns destes problemas.

²*No Break* ou UPS (*Uninterruptable Power Supply*), é um sistema de alimentação secundário provido de baterias que são continuamente alimentadas pela rede elétrica, enquanto esta está funcionando corretamente. Quando há alguma irregularidade no fornecimento de energia da fonte primária, o *no break* assume a carga durante um determinado período, suficiente para que dados importantes sejam salvos e alguns sistemas sejam finalizados corretamente, de acordo com sua autonomia.

Os principais “geradores” de componentes harmônicos são os sistemas de acionamentos de motores, fontes chaveadas ou eletrônicas, reatores de lâmpadas fluorescentes e computadores. Ou seja, qualquer equipamento não linear que absorve corrente em pulsos da rede pode ser danoso ao sistema.

Tabela 9 - Frequência e Seqüências de fase de alguns harmônicos

HARMÔNICOS	FREQUÊNCIA (Hz)	SEQUÊNCIA
1°	60	POSITIVA (+)
2°	120	NEGATIVA (-)
3°	180	ZERO (0)
4°	240	(+)
5°	300	(-)
6°	360	0
7°	420	(+)
8°	480	(-)
9°	540	0
10°	600	(+)

Fonte: Curtis (2007).

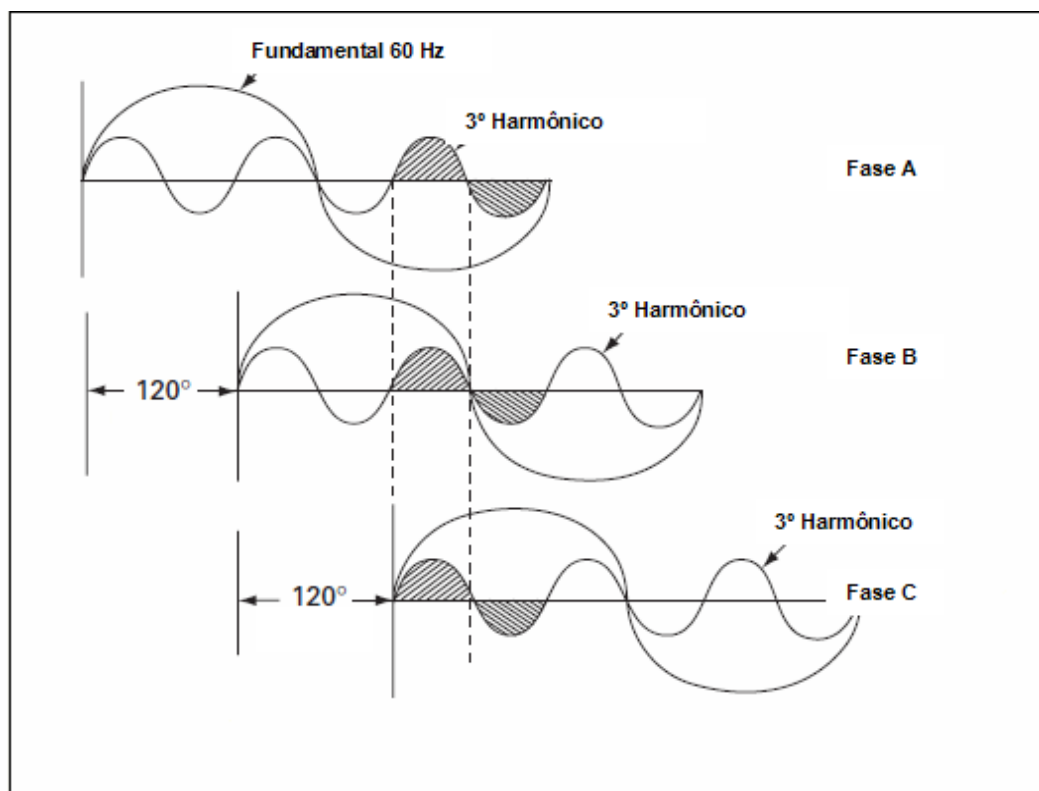


Figura 6 - Exemplo de Interferência do 3º harmônico
 Fonte: Curtis (2007)

Na figura 6, é ilustrada a interferência do 3º harmônico na onda fundamental de 60 Hz.

4.4.1 DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL

Segundo a norma IEEE 1459-2010, uma forma de se estimar o desvio de uma onda distorcida da sua fundamental é calculando o índice de Distorção Harmônica Total (DHT) ou *THD* (*Total Harmonic Distortion*, em inglês).

Tabela 10 - Terminologia para cálculo da DHT

Identificação da Grandeza	Símbolo
Distorção harmônica de tensão de ordem h	DITh%
Distorção harmônica total de tensão	DTT%
Tensão harmônica de ordem h	Vn
Ordem harmônica	H
Ordem harmônica máxima	Hmáx
Ordem harmônica mínima	Hmin
Tensão fundamental medida	V1

Fonte: PRODIST (2007).

Com base na tabela 10, pode-se calcular:

- A DHT individual (DIT_H%) da tensão é calculada pela expressão (7):

$$DIT_H = \frac{V_H}{V_1} * 100 \quad (7)$$

Na tabela 11, encontram-se os valores de referência global das DIT_H, em porcentagem da tensão fundamental.

Tabela 11 - Valores de referência global das distorções individuais em porcentagem de tensão fundamental

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão [%]				
	$V_n \leq 1 \text{ kV}$		$1 \text{ kV} < V_n \leq 13.8 \text{ kV}$	$13.8 \text{ kV} < V_n \leq 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} < V_n \leq 230 \text{ kV}$
Ímpares não múltiplos de 3	5	7.5	6	4.5	2.5
	7	6.5	5	4	2
	11	4.5	3.5	3	1.5
	13	4	3	2.5	1.5
	17	2.5	2	1.5	1
	19	2	1.5	1.5	1
	23	2	1.5	1.5	1
	>25	1.5	1	1	0.5
Ímpares múltiplos de 3	3	6.5	5	4	2
	9	2	1.5	1.5	1
	15	1	0.5	0.5	0.5
	21	1	0.5	0.5	0.5
	>21	1	0.5	0.5	0.5
Pares	2	2.5	2	1.5	1
	4	1.5	1	1	0.5
	6	1	0.5	0.5	0.5
	8	1	0.5	0.5	0.5
	10	1	0.5	0.5	0.5
	12	1	0.5	0.5	0.5
	>12	1	0.5	0.5	0.5

Fonte: PRODIST (2007).

- A DHT da tensão, de todos os harmônicos (DTT), é calculada pela equação (8), tendo seus valores de referencia na tabela 12:

$$DTT = \sqrt{\frac{\sum_{H=2}^{H_{m\acute{a}x}} V_H^2}{V_1^2}} * 100 \quad (8)$$

Sendo:

H : Ordem harmônica;

V_H : Tensão harmônica de ordem H ;

V_1 : Tensão fundamental medida;

DTT : Distorção harmônica total de tensão.

Tabela 12 - Valores de referência global das distorções harmônicas totais em porcentagem da tensão fundamental

Tensão nominal no barramento	Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT) [%]
$V_n \leq 1 \text{ kV}$	10
$1 \text{ kV} < V_n \leq 13.8 \text{ kV}$	8
$13.8 \text{ kV} < V_n \leq 69 \text{ kV}$	6
$69 \text{ kV} < V_n \leq 230 \text{ kV}$	3

Fonte: PRODIST (2007).

A tabela 13 mostra os níveis aceitáveis de DITH para alguns tipos de cargas:

Tabela 13 - Valores aceitáveis para DHT

Tipo de carga	Computadores	Telecomunicações	Estúdios de tv	Distribuição geral	Equipamentos industriais
Máx. Dhtv	5%	5%	5%	8%	8%

Fonte: Malik e Sallam (2011).

4.4.2 INTER-HARMÔNICOS

Para Malik e Sallam (2011), inter-harmônicos são tensões e correntes que possuem frequências não múltiplas da fundamental. Estas componentes são

geradas na maioria das vezes por conversores de frequência estáticos, utilizados em geração fotovoltaica e eólica, cicloconversores, motores de indução.

Segundo Zhang e Xu (2005), inter-harmônicos são componentes de corrente e tensão cujas frequências não são múltiplas da fundamental, geradas na maioria das vezes por inversores de frequência variáveis. Os inter-harmônicos podem causar oscilações na tensão, acarretando muitos problemas de funcionamento nas cargas.

Os inter-harmônicos são mais prejudiciais para o SEP do que os harmônicos, uma vez que é mais difícil criar medidas mitigadoras para controlá-las.

4.5 TRANSITÓRIOS

Os transitórios podem ser definidos como fenômenos eletromagnéticos que surgem a partir de variações súbitas num sistema de energia elétrica. Podem ser definidos também como fenômenos ou variações entre dois estados estacionários durante um curto intervalo de tempo, comparado com o tempo do regime estacionário (MALIK e SALLAM, 2011).

Os transitórios podem ser classificados (FRANCO, 2007) em dois tipos:

- Impulsivos, relacionados às descargas atmosféricas e;
- Oscilatórios, relacionados aos chaveamentos no sistema.

Na geração distribuída, os transitórios são gerados no momento da conexão de geradores na rede, chaveamento de cargas, entre outros.

4.5.1 TRANSITÓRIOS IMPULSIVOS

Os transitórios impulsivos são repentinos e mudam a frequência nominal da tensão (ou corrente), sendo causados em apenas uma polaridade. A principal causa deste fenômeno são as descargas atmosféricas conforme mostra a figura 7. Devido às altas frequências envolvidas, os transitórios impulsivos são atenuados rapidamente por elementos resistivos da rede (IEEE 1159, 2009).

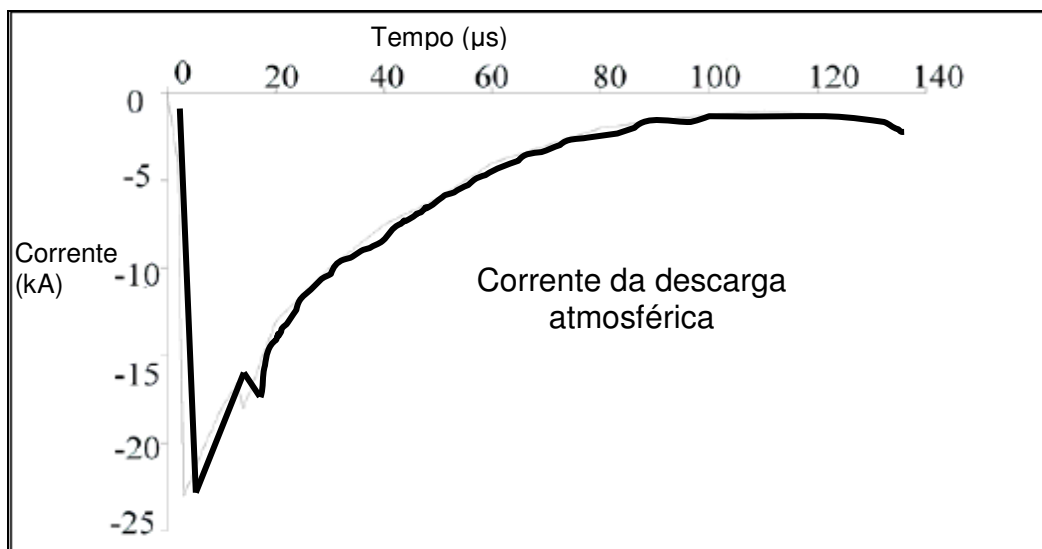


Figura 7 - Transitório impulsivo causado por uma descarga atmosférica
Fonte: IEEE 1159 (2009)

4.5.2 TRANSITÓRIOS OSCILATÓRIOS

Os transitórios oscilatórios são repentinos e mudam a frequência nominal da tensão (ou corrente), incluindo valores de polaridade positiva e negativa. Estes transitórios caracterizam-se pela mudança rápida de polaridade de seus valores de tensão ou corrente mostrado na figura 8. As principais causas deste tipo de transitório são dispositivos de eletrônica de potência (comutações em circuitos RLC, muitas vezes ocorridas na geração distribuída) (IEEE 1159, 2009).

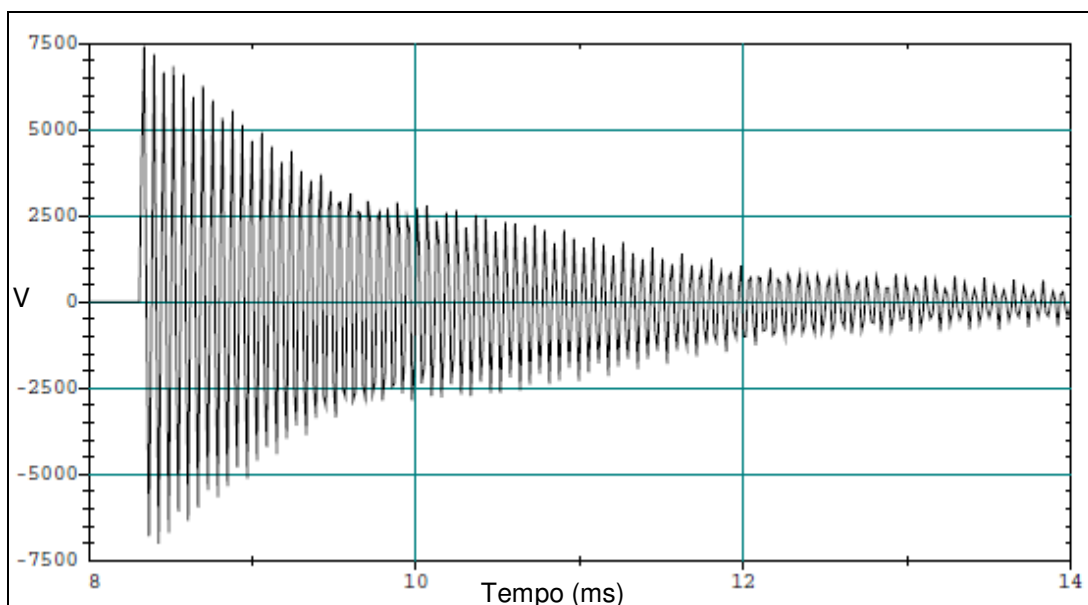


Figura 8 - Transitório oscilatório causado por um chaveamento de capacitor
Fonte: IEEE 1159 (2009).

A tabela 14 mostra as categorias e as características dos transitórios no SEP.

Tabela 14 - Categorias e características típicas de fenômenos eletromagnéticos no SEP

ANOMALIA	TIPO	CATEGORIA	FAIXA TÍPICA	DURAÇÃO TÍPICA	VALOR TENSÃO
TRANSITÓRIOS	IMPULSIVO	NANOSEGUNDOS	5 ns	< 50 ns	-
		MICROSEGUNDOS	1 μs	50 ns - 1 ms	
		MILISEGUNDOS	0,1 ms	> 1 ms	
	OSCILATÓRIO	BAIXA FREQUENCIA	< 5kHz	0,3 - 50 ms	0 - 4 pu
		MÉDIA FREQUENCIA	5 - 500 kHz	20 μs	0 - 8 pu
		ALTA FREQUENCIA	0,5 - 5 MHz	5 μs	0 - 4 pu

Fonte: IEEE 1159 (2009)

Como principais problemas relacionados a transitórios na rede podem-se citar a elevação dos níveis de tensão no sistema e a indução de altas tensões em condutores de fases.

Segundo Curtis (2007), os transitórios são chamados de “fantasmas” do sistema de potência, uma vez que eles vêm e vão de forma intermitente, impactando ou não os equipamentos ligados a rede.

4.6 VARIAÇÃO DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO – VTCD

VTCD significa Variação de Tensão de Curta Duração, na qual se podem destacar os seguintes fenômenos (CURTIS, 2007) (ver também tabela 15):

- Elevação de tensão: Ocorre quando uma grande carga é retirada do sistema, criando um “salto” de tensão. Esta tensão chega a valores aproximados de 110% da tensão nominal, durante um período de 0,5 ciclo a 1 minuto;
- Subtensão: Ocorre quando a tensão cai em torno de 10% do seu valor nominal num período maior que 1 minuto. Este fenômeno é mais comum do que a elevação de tensão, uma vez que a entrada de cargas no sistema é

mais comum do que sua retirada. A cintilação ou *flicker* é um reflexo deste problema;

- **Sobretensão:** Ocorre quando a tensão aumenta em torno de 10% do seu valor nominal num período maior que 1 minuto. Uma provável causa deste fenômeno é a saída de equipamentos pesados da rede (grandes concentrações de cargas). Problemas em computadores (perda de memória), *flickers* e desligamentos de equipamentos da rede são algumas das consequências deste fenômeno;
- **Black-out:** *Black-out* pode ser definido como uma condição do sistema na qual a tensão assume o valor zero, num período maior que dois ciclos. A abertura de um disjuntor, problemas de operação, acionamento de sistemas de proteção, são alguns dos causadores deste fenômeno;
- **Desequilíbrio de tensão:** é a anomalia relacionada ao desvio máximo das tensões e correntes no sistema. Pode ser causado por problemas em bancos de capacitores e cargas desbalanceadas. Os principais afetados pelo desequilíbrio são as cargas de motores trifásicos;

Tabela 15 - Categorias e características típicas de fenômenos eletromagnéticos no SEP (VTCD)

ANOMALIA	TIPO	CATEGORIA	DURAÇÃO TÍPICA	VALOR TENSÃO
VTCD	INSTANTÂNEO	AFUNDAMENTO DE TENSÃO	0,5 - 30 CICLOS	0,1 - 0,9 pu
		FLUTUAÇÃO DE TENSÃO	0,5 - 30 CICLOS	1,1 - 1,8 pu
	MOMENTÂNEO	INTERRUPÇÃO	0,5 CICLOS - 3s	< 0,1 pu
		AFUNDAMENTO DE TENSÃO	30 CICLOS - 3s	0,1 - 0,9 pu
		FLUTUAÇÃO DE TENSÃO	30 CICLOS - 3s	1,1 - 1,4 pu
	TEMPORÁRIO	INTERRUPÇÃO	> 3s - 1 min	< 0,1 pu
		AFUNDAMENTO DE TENSÃO	> 3s - 1 min	0,1 - 0,9 pu
		FLUTUAÇÃO DE TENSÃO	> 3s - 1 min	1,1 - 1,2 pu

Fonte: IEEE 1159 (1995).

Na tabela (16), são listados os principais problemas de qualidade de energia:

Tabela 16 - Tabela resumo das anomalias do Sistema Elétrico de Potência

Tabela resumo das causas e efeitos das anomalias no SEP

Problema	Possível causa	Efeitos	
Afundamentos de tensão	Chaveamento de cargas pesadas	Interrupção de fornecimento	
	Curto-circuitos na rede	Danos a equipamentos	
	Partida de motores	Danos a processos produtivos	
Harmônicos	Fontes de alimentação chaveadas	Indução de tensões elevadas no SEP	
	Cargas não-lineares	Indução de correntes elevadas no SEP	
		Superaquecimento de equipamentos	
Flutuações de tensão	Cargas variáveis	Interferências eletromagnéticas	
		Problemas fisiológicos	
Transitórios	Equipamentos de grande potência industriais	Parada de processos produtivos	
		Descargas atmosféricas	Desligamentos de cargas
		Chaveamentos na rede	Danos a equipamentos
Ilhamento	Fenômenos naturais	Difícil controle de tensão e frequência	
	Desligamentos programados	Segurança dos operadores de rede	
	Chaveamento de geradores e cargas	Danos a equipamentos	
	Problemas operacionais		
	Falha no sistema de proteção		
VTCDs	Saída e entradas (repentinas) de grandes cargas	<i>Black-outs</i>	
	Falhas no sistema de proteção	Afundamentos de tensão	
	Atuação dos sistemas de proteção	Desequilíbrios de tensão <i>Flickers</i>	

Fonte: IEEE 1159 (1995).

5. PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

De acordo com Rufato (2006), normalmente o sistema de energia elétrica é pensado em termos de suas grandes partes como, por exemplo, estações geradoras, transformadores, linhas de alta tensão, etc. Porém estes são apenas alguns dos elementos básicos, existindo, também, muitos outros componentes indispensáveis e fascinantes.

Os sistemas de proteção têm a finalidade de atuar quando condições anormais de operação ocorrem nos sistemas elétricos de potência. Essas condições podem ser oriundas de sobrecargas, curtos-circuitos ou perdas de sincronismo do sistema. (RUFATO, 2006).

Os equipamentos responsáveis por processar as diversas informações do sistema elétrico, e indispensáveis em qualquer sistema de proteção, são os relés.

O relé de proteção é um dispositivo destinado a detectar anormalidades no sistema elétrico, atuando diretamente sobre um equipamento ou sistema, retirando de operação os equipamentos / componentes envolvidos com a anormalidade, acionando os circuitos de alarme quando necessário. Por outro lado, também pode ser o elemento que, satisfeitas certas condições de normalidade, irá dar a permissão para a energização de um equipamento ou de um sistema. (RUFATO, 2006)

Existem diversas formas construtivas destes equipamentos. Os relés podem ser classificados, de acordo com sua construção, em: eletromecânicos, fluidodinâmicos, eletromagnéticos, de Indução, térmicos, microprocessados e eletrônicos (PAREDES, 2002).

No trabalho, foram realizadas as simulações, como também os demais estudos, baseados em sistemas de proteção com relés microprocessados, os quais possuem maior utilização e maior confiabilidade.

Os relés apresentam características particulares no que se refere à eficiência na atuação em sua respectiva função. Tais características podem ser representadas exemplificadas como segue abaixo:

Sensibilidade: Aptidão em atuar dentro de sua faixa de operação evitando atuar para situações e tempos não desejados, ou seja, é a aptidão em perceber variações dentro de sua zona de operação.

Rapidez: Capacidade de atuação rápida, evitando que o equipamento a ser protegido fique exposto por tempo excessivo à falta, garantindo, assim, a proteção do mesmo.

Confiabilidade: Os relés devem ser extremamente confiáveis, de modo que possam garantir a proteção do sistema elétrico, ou equipamento, caso ocorra alguma anomalia (MAMEDE, 1994).

Coordenação e Seletividade: Esta é a propriedade responsável por reconhecer e selecionar as condições em que as proteções devem atuar de tal forma que não ocorra operações desnecessárias, tendo em vista a mínima interferência no sistema elétrico (VIANA FILHO, 2010).

Os equipamentos destinados à proteção de sistemas elétricos são conhecidos, de acordo com suas funções específicas, por uma normalização internacional. Dentre as normalizações mais conhecidas podemos citar: ANSI, DIN, IEC, entre outras. A norma ANSI é a mais utilizada e aceita mundialmente, por esta razão é a norma escolhida para definir as funções, conforme indicado na tabela 17.

Tabela 17 - Funções ANSI caracterizando funções elétricas e/ou mecânicas

1	Elemento Principal	48	Relé de Seqüência de Partidas Incompletas
2	Relé de Partida ou Fechamento Temporizado	49	Relé Térmico para Máquina ou Transformador
3	Relé de Verificação ou Interbloqueio	50	Relé de Sobrecorrente Instantânea
4	Contator Principal	51	Relé de Sobrecorrente Temporizado
5	Dispositivo de Interrupção	52	Disjuntor A/C
6	Disjuntor de Partida	53	Relé para Excitatriz ou Gerador DC
7	Disjuntor de Anodo	54	Disjuntor de Corrente Contínua, Alta Velocidade
8	Dispositivo de desconexão da Energia de Controle	55	Relé de Fator de Potência, Controle do Fator de Potência
9	Dispositivo de Reversão	56	Relé de Aplicação de Campo
10	Chave de Seqüência das unidades	57	Dispositivo de Aterramento ou Curto-circuito
11	Reserva para aplicação futura	58	Relé de Falha de Retificação
12	Dispositivo de Sobrevelocidade	59	Relé de Sobretensão
13	Dispositivo de Rotação Síncrona	60	Relé de Balanço de Tensão
14	Dispositivo de Subvelocidade	61	Relé de Balanço de Corrente
15	Dispositivo de Ajuste ou Comparação de Velocidade ou Freqüência	62	Relé de Interrupção ou Abertura Temporizada
16	Reserva para aplicação futura	63	Relé de Pressão de Nível, de Fluxo ou Gás
17	Chave de Derivação ou de Descarga	64	Relé de Proteção de Terra
18	Dispositivo de Aceleração ou Desaceleração	65	Regulador
19	Contator de Transição Partida - Marcha	66	Dispositivo de Intercalação ou Escapamento de Operação
20	Válvula operada eletricamente	67	Relé Direcional de Sobrecorrente C/A, direcional de Terra
21	Relé de Distância	68	Relé de Bloqueio
22	Disjuntor Equalizador	69	Dispositivo de Controle Permissivo
23	Dispositivo de Controle de Temperatura	70	Reostato eletricamente operado
24	Reserva para aplicação futura (V / Hz)	71	Reserva para aplicação futura, Disjuntor de Nível
25	Dispositivo de Sincronização ou de Verificação de Sincronismo	72	Disjuntor D/C
26	Dispositivo Térmico do Equipamento	73	Contator de Resistência de Carga
27	Relé de Subtensão	74	Relé de Alarme
28	Reserva para aplicação futura, Detetor de chama	75	Mecanismo de mudança de posição
29	Contator de Isolamento	76	Relé de Sobrecorrente D/C
30	Relé Anunciador	77	Transmissor de Impulsos
31	Dispositivo de Excitação em Separado	78	Relé de medição de Ângulo de Fase, Proteção Falha de Sincronismo
32	Relé Direcional de Potência	79	Relé de Religamento C/A
33	Chave de Posicionamento	80	Reserva para aplicação futura, Relé de Fluxo
34	Chave de Seqüência, operada por motor	81	Relé de Freqüência
35	Dispositivo para operação das escovas ou p/ curto-circuitar anéis ou coletor	82	Relé de Religamento C/C
36	Dispositivo de Polaridade	83	Relé de seleção de Controle ou de Transferência Automática
37	Relé de Subcorrente ou Subpotência	84	Mecanismo de Operação
38	Dispositivo de Proteção dos Mancais	85	Relé Receptor de Onda Portadora ou Fio Piloto
39	Reserva para aplicação futura, Vibração dos Mancais	86	Relé de Bloqueio
40	Relé de Campo, Perda de Excitação	87	Relé de Proteção de Sobrecorrente Diferencial
41	Disjuntor ou Chave de Campo	88	Motor Auxiliar ou Motor Gerador
42	Disjuntor ou Chave de Operação Normal	89	Chave Separadora, Relé de Linha
43	Dispositivo ou Seletor de Transferência Manual	90	Dispositivo de Regulação
44	Relé de Seqüência de Partida das unidades	91	Relé Direcional de Tensão
45	Reserva para aplicação futura, Monitoramento das Condições Atmosféricas	92	Relé Direcional de Tensão e Potência
46	Relé de Reversão ou Balanceamento Corrente de Fase	93	Contator de Variação de Campo
47	Relé de Seqüência de Fase de Tensão	94	Relé de Desligamento ou de Disparo Livre (TRIP)

Fonte: SCHWEITZER (adaptado).

5.1 FUNÇÕES DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Para a atuação de um equipamento de proteção, necessita-se que este faça a “leitura” de um valor de referência, a fim de compará-lo com um valor previamente ajustado. De acordo com o sistema ou equipamento que se deseja proteger, utilizam-se, entre outras, proteções de corrente, tensão, frequência e potência (PAREDES, 2002).

Abaixo segue uma breve introdução sobre as principais funções de proteção:

- **Função ANSI 25 (Sincronização ou verificação de sincronismo):** Função utilizada para sincronização de geradores, de linhas de transmissão ou de tensões de barras. Esta verificação de sincronismo é feita a partir da comparação de níveis de tensão, em modulo e ângulo, de dois enrolamentos secundários de transformadores de potencial (ALMEIDA; ANDRÉ LUIZ VITORINO, 2008);
- **Função ANSI 27 (Proteção de subtensão):** Detecta quedas de tensões nos sistemas, as quais fariam com que este trabalhasse em níveis de tensões inadmissíveis e sob possível perda de estabilidade. A ocorrência desta anomalia na tensão é causada por curtos-circuitos bipolares ou faltas à terra. A proteção de subtensão é realizada em dois estágios. No primeiro, um *pick-up* é sinalizado assim que são atingidos os limites de tensão previamente selecionados. No segundo há a transmissão de um sinal de disparo, caso o sinal de *pick-up* de tensão perdure por um período acima do selecionado (SIPROTEC, 2010).
- **Função ANSI 32 (Proteção de direcional de potência):** A proteção de potência reversa é utilizada para proteger unidades geradoras na falha de energia no primeiro movimento, quando o gerador síncrono funciona como um motor consumindo energia da rede. Esta condição produz sobreaquecimento na estrutura do gerador e a falha deve ser extinta, dentro de um determinado período de tempo, pela abertura do disjuntor de rede (SIPROTEC, 2010).

O dispositivo de proteção calcula a potência ativa dos sistemas de sequência positiva das correntes e tensões do gerador. Os valores obtidos na medição são comparados com valores previamente ajustados. Esta proteção

especificamente tem pouca utilização em instalações industriais, porém devem ser utilizados obrigatoriamente em instalações de grande porte ou em subestações de potência (PAREDES, 2002).

- **Função ANSI 37 (Proteção de subcorrente ou subpotência):** Todas as fases são constantemente monitoradas e, se em qualquer uma das fases, ocorrer a queda do nível corrente abaixo de um valor pré-ajustado (valor de subcorrente), a proteção atuará após o tempo de retardo ajustado (Catálogo Varixx, p.4.).
- **Função ANSI 46 (Reversão ou balanceamento de corrente de fase):** Esta proteção detecta cargas desbalanceadas de motores de indução trifásicos. As cargas desbalanceadas criam, no rotor, um campo de rotação contrária que age em dupla frequência. São induzidas correntes parasitas na superfície do rotor, o que ocasiona o sobreaquecimento local nas zonas finais do mesmo e nas lâminas laterais.
A proteção funciona basicamente avaliando o sistema de sequência de fase negativa. Se esta sequência negativa de fase exceder o valor limite parametrizado, é dado o disparo (SIPROTEC, 2010).
- **Funções ANSI 50/51 (Proteções de sobrecorrente instantânea e temporizada):** Esta função é utilizada como proteção principal contra curto-circuito do sistema, ou equipamento protegido.
Cada corrente de fase, de ambos os lados onde a proteção é instalada, é comparada individualmente com um valor de ajuste comum “I”. O sinal de disparo para o disjuntor é enviado assim que o valor de corrente de falta, medido durante um tempo acima do valor de temporização pré-determinado, extrapolar o valor de ajuste de “I” (SIPROTEC, 2010).
- **Função ANSI 59 (Proteção de sobretensão):** Semelhante a função ANSI 27, porém sendo o oposto, a função 59 serve para proteger o sistema, e equipamentos a ele conectado, de trabalhar sob condições de aumentos inadmissíveis de tensão. Essas sobretensões podem ser causadas pela operação incorreta do sistema de excitação, defeitos no regulador automático de tensão, separação de gerador de um sistema, descarte de carga de gerador ou no processo de uma operação de ilhamento. Quando ocorre caso de uma alta sobretensão, a proteção atua rapidamente e desliga o sistema

com uma curta temporização, já no caso de níveis de sobretensões mais baixas, a temporização de desligamento atua com período mais longo, para permitir que o regulador automático de tensão do equipamento atue e manobre a tensão para níveis satisfatórios. Estes valores de tensão de operação da proteção são previamente ajustados pelo usuário (SIPROTEC, 2010).

- **Função ANSI 67 e ANSI 67N (Proteção direcional de sobrecorrente de fase e de neutro CA):** Semelhante às funções de sobrecorrente instantânea e temporizada, a função direcional de sobrecorrente (ANSI 67) é utilizada para a proteção contra curto-circuito no sistema, ou equipamento protegido. O princípio de funcionamento desta proteção é o mesmo das funções ANSI 50/51, porém há a detecção de direção da falta (SIPROTEC, 2010).
- **Função ANSI 78 (Medição de ângulo de fase, proteção de falha de sincronismo ou Salto de vetor):** Dependendo das condições de funcionamento das redes e dos geradores de alimentação, algumas anomalias tais como curtos-circuitos não desconectados rapidamente do sistema, saltos de carga, auto religamento, entre outros, podem causar oscilações no sistema. Estas oscilações de potência podem por em risco a estabilidade da rede elétrica. Os problemas de estabilidade podem causar o escorregamento dos pólos e sobrecarga do gerador (SIPROTEC, 2010). A proteção de perda de sincronismo baseia-se no princípio da medição da impedância e avaliação da trajetória do vetor impedância (WOODWARD, 2011). A decisão de desconectar o gerador do sistema é dependente do curso do vetor de impedância e da localização do centro elétrico da oscilação de potência.
- **Função ANSI 81 (Proteção de frequência):** A proteção de frequência detecta anormalidades nos valores de frequência, tanto altas quanto baixas, no gerador. Se a anomalia permanece durante certo período são iniciadas ações para separar o gerador do sistema o qual este alimenta. O acréscimo no valor de frequência do sistema ocorre, por exemplo, quando grandes cargas são removidas do sistema, ou seja, efeito de ilhamento, ou quando ocorre a falha no sistema de controle de frequência da máquina. Já o decréscimo no valor da frequência do sistema, ocorre quando é aumentada a demanda de potência real, ou, conforme item anterior, quando

ocorre falha no sistema de controle de frequência da máquina (SIPROTEC, 2010).

- **Função ROCOF ou dF/dT (Relé de taxa de variação de frequência):** Tem como finalidade desconectar o gerador da rede em casos de “apagões” da mesma (casos em que há perda de corrente por faltas na rede, por exemplo). Esta função é necessária, pois, quando houver o retorno da rede é bem provável que o gerador, caso permaneça ligado, não funcione de maneira síncrona com a rede o que, neste caso, ocasionaria um curto circuito. O ROCOF detecta o cruzamento de zeros da tensão do gerador. É medido o tempo entre os cruzamentos de zero e a cada cruzamento é calculada uma nova frequência. Caso ocorra uma mudança significativa de frequência, de um cruzamento para outro, o relé emite o sinal de disparo para o disjuntor responsável por retirar o gerador de operação (SELCO, 2010).

6. GERADORES UTILIZADOS

Com a finalidade de simular as anomalias causadas por geradores conectados a rede de distribuição, e/ou causados pela rede de distribuição sobre os geradores, na baixa tensão, foram considerados os seguintes tipos de geradores: Gerador eólico e grupo motor gerador a biogás.

Na sequência deste capítulo são demonstradas as características básicas de cada tipo de gerador considerado.

6.1 GERADORES EÓLICOS

Uma, dentre várias alternativas encontradas, para geração de energia, no que refere à geração distribuída, pode-se citar a energia eólica. Este tipo de energia é cada vez mais explorado, e surgiu com o objetivo de substituir cada vez mais a energia oriunda de fontes tradicionais, como combustíveis fósseis por exemplo.

Os geradores eólicos podem ser classificados de acordo com o tamanho uso ou potência, conforme a tabela 18 (HIRSCH, 2010):

Tabela 18 - Classificação de turbinas eólicas

Tamanho	Potência	Uso
Pequeno	Até 80 kW	Consumo próprio com fornecimento do eventual excedente para a rede.
Médio	De 80 kW a 500 kW	Consumo próprio com o fornecimento do excedente para a rede, ou somente fornecimento.
Grande	Maior que 500 kW	Fornecimento de energia para a rede.

Fonte: Apostila de Fontes alternativas de energia (HIRSCH, SAUL, 2010)

São utilizados, basicamente, dois tipos de turbinas eólicas, as de eixo vertical e de eixo horizontal. A título de geração de energia elétrica tem-se que a

primeira é o modelo mais utilizado. (HIRSCH, 2010). Neste trabalho foi abordado apenas geradores eólicos de eixo horizontal de três pás.

Existem geradores eólicos com rotores de uma ou mais pás. Para geração elétrica, é desejável o menor número de pás possível, devido a uma maior velocidade de rotação, o que, conseqüentemente, torna a obtenção da energia mais barata, pois são necessários menos gastos com o gerador e com a caixa de multiplicação. (HIRSCH, 2010).

Atualmente o tipo mais empregado de turbina eólica é a de três pás, pois é o rotor com o menor número de pás o qual se consegue melhor controlar os problemas decorrentes dos esforços dinâmicos, garantindo maior segurança de operação. (HIRSCH, 2010).

O sistema de geração eólica é constituído basicamente de rotor, caixa de multiplicação, gerador, torre de sustentação e a nacelle (estrutura que abriga os componentes internos) (HIRSCH, 2010). Na figura 9, são mostrados de forma esquemática os componentes de uma turbina eólica com eixo horizontal.

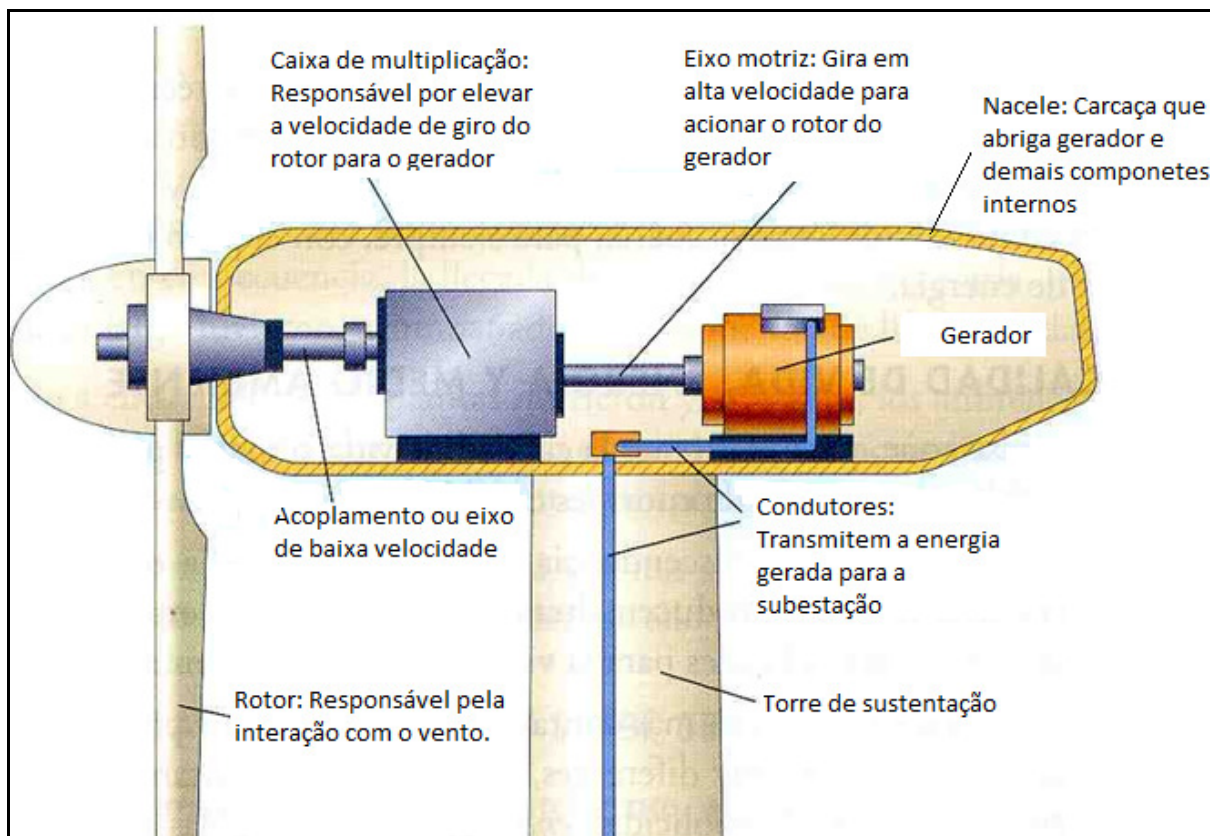


Figura 9 - Esquemático de turbina eólica

Fonte: Energia Eólica (ANEEL)

6.1.1 Aspectos construtivos

Dos componentes que constituem o sistema de geração eólica, a seguir cita-se os que são considerados principais.

- Rotor: Pode ser de uma ou mais pás, são responsáveis pela interação com o vento, e por converter parte da energia cinética em trabalho mecânico para a caixa de multiplicação;
- Caixa de multiplicação: Responsável por elevar a rotação do rotor para o gerador. Composta de um sistema de engrenagens que eleva a rotação de entrada do rotor do aerogerador, para velocidade nominal do gerador de eletricidade;
- Geradores: Os geradores utilizados podem ser síncronos, que possuem melhor rendimento e podem ser conectados diretamente à rede, porém necessitam de equipamentos para manter sincronismo com a mesma. Também podem ser utilizados geradores assíncronos ou de indução, que

possuem rendimento menor. (HIRSCH, 2010). Para efeitos de simulação foi utilizado um gerador CC, com capacidade para fornecer potência de 5 kVA.

- Torre de sustentação: São construídas em concreto e/ou aço. Para turbinas pequenas e médias é utilizado o aço, nas grandes turbinas utilizam-se torres tubulares em concreto.
- Nacele: Carcaça montada sobre a torre de sustentação e que abriga o gerador, caixa de multiplicação e todo o sistema de controle (HIRSCH, 2010).

6.2 GRUPO MOTOR GERADOR A BIOGÁS

Em regiões distantes de grandes centros geradores e consumidores, torna-se inviável o investimento em centrais de transmissão e distribuição para atender o baixo consumo. Uma das soluções possíveis para atender esta demanda, é a implantação de geração distribuída através da utilização da biomassa como combustível. Dentre algumas vantagens na utilização desta fonte de energia, podem-se citar o menor nível de poluição, o fato de ser renovável e mais barata do que, por exemplo, os combustíveis fósseis. Estes fatos tornam este tipo de geração atraente para regiões distantes e isoladas do sistema elétrico. (BARROS, 2003).

De forma simplificada, pode-se descrever “Biomassa” como toda forma de vida vegetal existente na superfície terrestre utilizada para geração de energia, como, por exemplo, árvores, plantas em geral, frutas, resíduos animais, etc., que têm propriedade de se decomporem por efeito biológico. (LORA, 2003).

O biogás, resultante do processamento da biomassa, é composto pela mistura de gases que tem concentração determinada pelo resíduo decomposto e pela maneira de processamento deste. É composto principalmente por metano e dióxido de carbono, além de outros gases, conforme se pode analisar na tabela 19. (LA FARGE, 1979).

Tabela 19 - Composição do Biogás

GÁS	SÍMBOLO	CONCENTRAÇÃO NO BIOGÁS (%)
Metano	CH ₄	50 a 80
Dióxido de carbono	CO ₂	20 a 40
Hidrogênio	H ₂	1 a 3
Nitrogênio	N ₂	0,5 a 3

Fonte: La Farge (1979).

6.2.1 Aspectos construtivos

O gerador utilizado nas simulações utiliza o biogás proveniente de suinocultura. A produção de biogás, utilizando os resíduos da suinocultura, é obtida através de biodigestores (reatores anaeróbios) onde o resíduo é diluído com água de lavagem, o que constitui o chamado chorume. (CCE, 2000).

O modelo de geração adotado é a partir de grupo motor-gerador. Os motores a biogás funcionam de maneira semelhante aos motores a gasolina e diesel, existem casos de motores dieiseis, ou gasolina, que são convertidos para biogás. (ZAREH, 1998).

Para efeitos de simulação foi utilizado um gerador trifásico do fabricante WEG, modelo **GTA202AIVJ**, com potência nominal de 100 kVA e conforme demais especificações técnicas exibidas na tabela 20.

Tabela 20 - Especificações de gerador WEG

Fabricante	WEG
Modelo	GTA202AIVJ
Potência nominal	100 kVA
Número de fases	3
Número de pólos	4
Frequência nominal	60 Hz
Rotação	1800 rpm
Fator de potência nominal	0.8

Fonte: Book linha G Plus rev.5

7. SOFTWARES DE SIMULAÇÃO

7.1 *Alternative Transient Program* – ATP

O ATP é um poderoso *software* de simulação digital de fenômenos transitórios em redes polifásicas, sendo considerado, nesta classe, o programa mais amplamente difundido no meio acadêmico. Ele vem sendo continuamente desenvolvido através de contribuições de todas as partes do globo terrestre.

O ATP calcula variáveis de interesse de sistemas elétricos de potência, como funções do tempo, normalmente alimentadas com alguma perturbação. Fundamentalmente, usa-se a regra da integração trapezoidal para solucionar equações diferenciais de componentes do sistema no domínio do tempo. Condições iniciais não-nulas podem ser determinadas tanto automaticamente, como podem ser introduzidas pelo usuário para alguns componentes. O ATP possui vários modelos pré-definidos, incluindo máquinas rotativas, transformadores, pára-raios, linhas de transmissão e cabos. Com este *software*, redes complexas com a mais vasta variedade de estruturas podem ser simuladas. Análises de sistemas de controle, equipamentos de eletrônica de potência e componentes com características não-lineares também são possíveis. Distúrbios simétricos ou assimétricos são permitidos, tais como faltas, descargas atmosféricas, ou qualquer tipo de chaveamento ou manobra de equipamentos. O programa ainda disponibiliza o cálculo de respostas em frequência do circuito simulado.

Apesar de todas as qualidades citadas acima, o ATP não fornece uma interface amigável para interação com o usuário por utilizar apenas linhas de comando. No entanto, é possível valer-se da ferramenta *ATPDraw*, que disponibiliza recursos gráficos complementares ao ATP (NASCIMENTO, 2006).

7.2 *Matrix Laboratory* – MATLAB

Com a finalidade de desenvolver um *software* especificamente para manipulação de matrizes e cálculo numérico criou-se o MATLAB. O MATLAB é um *software* de alto desempenho destinado a realizar cálculos de matrizes, podendo também funcionar como uma calculadora ou como uma linguagem de programação, Pascal, C, etc. (TONINI, SCHETTINO, 2002).

Atualmente, o MATLAB é definido como um sistema interativo e uma linguagem de programação para computação técnica e científica em geral, integrando a capacidade de fazer cálculos, visualização gráfica e programação (TONINI, SCHETTINO, 2002).

Na listagem abaixo podem-se verificar as funções mais tipicamente usadas no MATLAB.

Uso típico do MATLAB:

- Cálculos matemáticos;
- Desenvolvimento de algoritmos;
- Modelagem, simulação e confecção de protótipos;
- Análise, simulação e confecção de dados;
- Gráficos científicos e de engenharia;
- Desenvolvimento de aplicações, incluindo a elaboração de interfaces gráficas com o usuário (TONINI, SCHETTINO, 2002).

Tendo como característica fundamental a construção de gráficos e processamento de sinais, o MATLAB teve sua primeira aplicação na área de sistemas de controle, porém com sua evolução foi sendo destinado, também, para outras áreas que requerem análise numérica em sua aplicação. Uma das áreas que passou a utilizar o *software* é a de sistemas de potência que, ao utilizar modelos matemáticos, é abrangida pelas possibilidades de simulação do MATLAB (CARDOSO,2010).

No estudo de sistemas de potência pode-se utilizar o MATLAB para estudar critérios de estabilidade e desempenho da rede. Com o auxílio de um aplicativo denominado *Simulink*, é possível simular graficamente todo um sistema elétrico e inserir parâmetros (valores) nos componentes considerados para a simulação (CARDOSO,2010).

7.2.1 SIMULINK

O *Simulink* trata-se de um pacote utilizado para modelar, simular e analisar sistemas dinâmicos. Esta aplicação suporta sistemas lineares e não lineares modelados em tempo discreto, contínuo ou os dois simultaneamente.

Para fins de modelagem, o *Simulink* possui uma interface gráfica com o usuário (*Graphical User Interface - GUI*) que é baseada em uma biblioteca de blocos

pré-definidos sendo possível, também, a criação de blocos, conforme a necessidade do usuário. Durante o período de simulação, determinados blocos permitem que o usuário monitore constantemente os resultados enquanto a simulação estiver em execução. Também é possível o usuário alterar os parâmetros dos blocos, durante a execução da simulação, e observar instantaneamente os novos resultados obtidos. Os resultados obtidos com as simulações podem ser enviados para o *workspace*, do MATLAB, para visualização e posterior utilização

8. SIMULAÇÕES

8.1 COMENTÁRIOS GERAIS

Foram realizadas várias simulações com o objetivo de analisar o comportamento de um gerador distribuído mediante variadas condições na rede, bem como a sua influência em relação à rede elétrica da concessionária. Simulou-se um gerador biogás de 100 kVA e um aerogerador de 5 kVA, cada qual com seu circuito de interligação específico. Ambos os geradores são reais e conectados à redes existentes de distribuição da COPEL (Companhia Paranaense de Energia). Ao longo deste capítulo, são apresentados os parâmetros utilizados, bem como os resultados obtidos.

Após vários testes, optou-se em utilizar apenas o MATLAB como *software* para as simulações, devido aos motivos listados abaixo na tabela 21.

Tabela 21- Comparativo entre os softwares MATLAB e ATP

MATLAB	ATP
<ul style="list-style-type: none"> • Mais informações de ajuda no programa; 	<ul style="list-style-type: none"> • Não há tantas referências para auxílio no programa;
<ul style="list-style-type: none"> • Existem modelos de circuitos disponíveis para consulta; 	<ul style="list-style-type: none"> • Difícil acesso a modelos de circuitos;
<ul style="list-style-type: none"> • Fórum de ajuda Online no site do fabricante 	<ul style="list-style-type: none"> • Limitação na aquisição de dados (Não aquisita medição de df/dt, por exemplo)
<ul style="list-style-type: none"> • Interface com variadas bibliotecas do Matlab. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requer uma programação mais elaborada do usuário.

Fonte: Autoria própria

8.2 FUNÇÕES DE PROTEÇÃO RELEVANTES PARA O ESTUDO

Um dos principais problemas da interconexão de geradores distribuídos na rede é o ilhamento do gerador perante o sistema. Para uma rápida detecção do mesmo, são analisadas as proteções baseadas nas medidas de frequência, como as funções 81R (df/dt ou taxa de variação da frequência), 78 (Salto vetorial ou deslocamento de fase) (VIEIRA, 2008).

Para efeito de análises, a taxa mínima de variação de frequência, considerada para a atuação do relé 81R, foi de 0,2 até 10 Hz/s em todos os casos simulados. Já para o relé 78, a taxa mínima de variação de ângulo de fase adotada foi de 1 a 31 graus. (WOODWARD, 2011).

8.3 MODELOS UTILIZADOS NO MATLAB

A seguir serão listados alguns modelos do MATLAB que foram utilizados tanto no circuito biogás como no eólico.

8.3.1 Linhas PI

Os alimentadores de distribuição deste sistema foram parametrizados de acordo com o modelo disponível no MATLAB "*Pi Section Line*", o qual possibilita a simulação de grandes linhas de transmissão e distribuição reduzidas a um pequeno bloco, conforme figura 10.

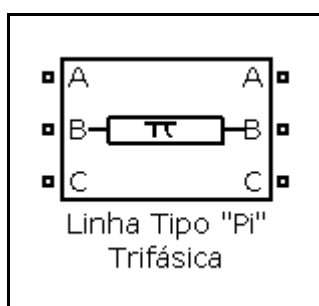


Figura 10 – Exemplo de alimentador configurado a partir do bloco "Pi Section Line"
Fonte: MATLAB

Os parâmetros do MATLAB foram preenchidos conforme valores base de cabos COPEL, vide tabela 22:

Tabela 22 – Parâmetro de cabos de distribuição

Cabo	R1 (Ohms/km)	X1 (H/km)	R0 (Ohms/km)	X0 (H/km)
336CA	0.1908	0.4092	0.3685	1.851
4CAA	1,5973	0,5274	1,7749	1,9691
2/0 CAA	0,5562	0,5162	0,7339	1,958
4/0 CAA	0,3579	0,479	0,5456	1,9207

Fonte: COPEL

8.3.2 Transformadores

Os transformadores utilizados nas simulações foram baseados nos seguintes modelos oferecidos pelo MATLAB, mostrados na figura 11:

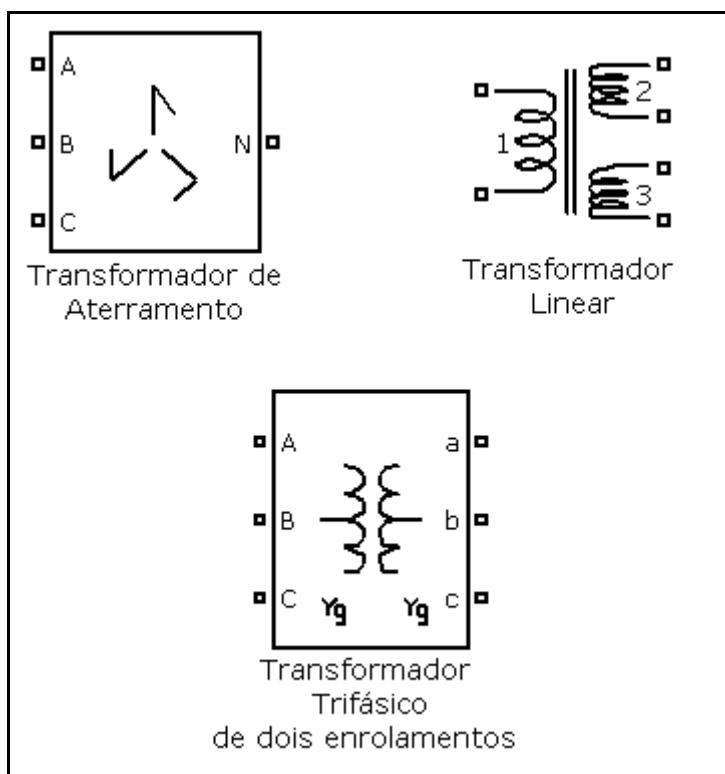


Figura 11 – Transformadores utilizados nas simulações.

Fonte: MATLAB

Os transformadores das simulações foram modelados conforme NTC 910020 da COPEL. Abaixo seguem alguns dos parâmetros utilizados.

- **Transformador trifásico – Ponto de ligação do gerador Biogás**

Classe de tensão: 36,2 kV

Potência: 45 kVA

Relação de Tensões: 150:1

$Z_0=Z_1=j73,778$ pu

Impedância no lado de alta (R= 175,62 Ohms e L=2,2822 H).

Impedância no lado de baixa (R= 0,00714 Ohms e L= 0,00009134 H).

Ligação: Estrela aterrada / Estrela aterrada (NTC 903100, 2002).

- **Transformador de 34.5 kV/13.8 kV Subestação B**

Classe de tensão: 36,2 kV

Potência: 1,5 MVA

$Z_0=Z_1=j2,92$ pu

Ligação: Estrela com neutro acessível / Delta (NTC 810080, 2011).

- **Transformador de Aterramento 13,8 kV Subestação B**

Classe de tensão: 13,8 kV

Potência: 150 kVA

$Z_0=Z_1=j30,5060$ pu

Ligação: Ziguezague (NTC 810080, 2011).

- **Transformador Monofásico – Ponto de ligação do Eólico**

Classe de tensão: 36,2 kV

Potência: 25 kVA

Relação de Tensões: 75:1

$Z_0=Z_1=j90.81$ pu

Impedância no lado de alta (R= 333.27 Ohms e L= 4.3311 H)

Impedância no lado de baixa (R= 0.00451 Ohms e L= 0.00005868 H)

- **Transformadores de 34.5 kV/13.8 kV Subestação D**

Classe de tensão: 36,2 kV

Potência: 5 MVA

$Z_0=Z_1=j0,886$ pu

Ligação: Estrela com neutro acessível / Delta (NTC 810080, 2011).

Classe de tensão: 36,2 kV

Potência: 3,75 MVA

$Z_0=Z_1=j0,817$ pu

Ligação: Estrela com neutro acessível / Delta (NTC 810080, 2011).

- **Transformador de Aterramento 13,8 kV Subestação D**

Classe de tensão: 13,8 kV

Potência: 150 kVA

$Z_0=Z_1=j30,5060$ pu

Ligação: Ziguezague (NTC 810080, 2011).

8.3.3 Blocos de medição

Para aquisição de grandezas elétricas do circuito utilizaram-se alguns blocos específicos para este fim. Valores como tensão, corrente, frequência e potência foram obtidos facilmente utilizando blocos já modelados da biblioteca do *Simulink*. Segue a figura 12 contendo tais blocos:

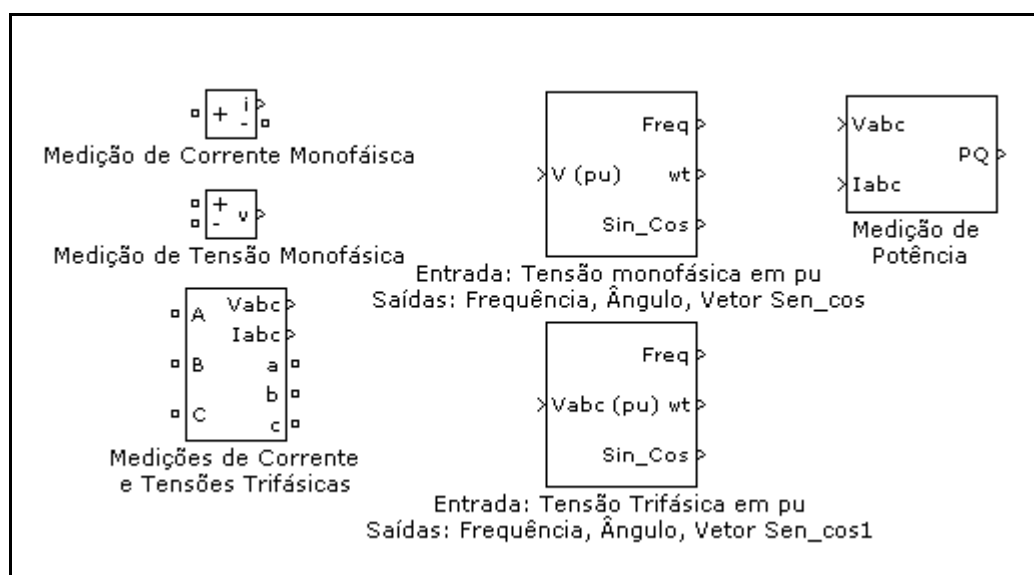


Figura 12 – Blocos de medições utilizados nos circuitos

Fonte: MATLAB

Já para a medição da variação de frequência e do salto vetorial não existem blocos na biblioteca do *Simulink*. Segundo Vieira (2008), para medição do ROCOF (*rate of occurrence of failures at time t*, já definido no capítulo 5) (df/dt), o sinal da frequência passa por uma função derivativa no tempo, por filtros e o sinal absoluto é enfim obtido. A figura 13 exemplifica a função:

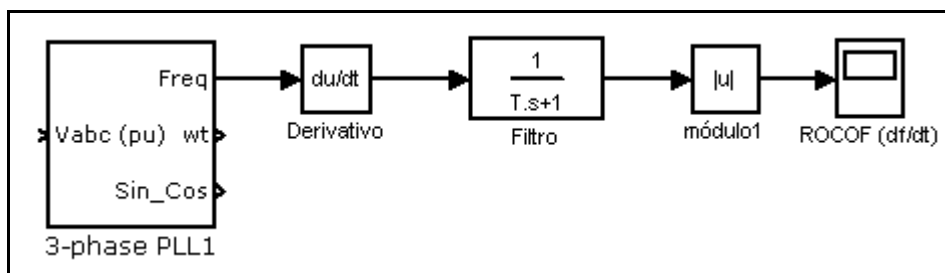


Figura 13 - Diagrama do medidor de ROCOF (df/dt)
Fonte: MATLAB

A função de deslocamento de fase ou Salto Vetorial é medida ao se subtrair o valor do ângulo da tensão, com o valor do ciclo anterior. Em uma situação de ilhamento, a duração do ciclo é mais longa ou curta, dependendo se há excesso ou falta de potência ativa na rede ilhada. A figura 14 ilustra o medidor citado, utilizando blocos analisadores de ângulos juntamente com um bloco que atrasa um ciclo (bloco *delay*), permitindo assim que se faça a subtração dos sinais (através do bloco *Subtract2*) evidenciando assim o deslocamento do ângulo.

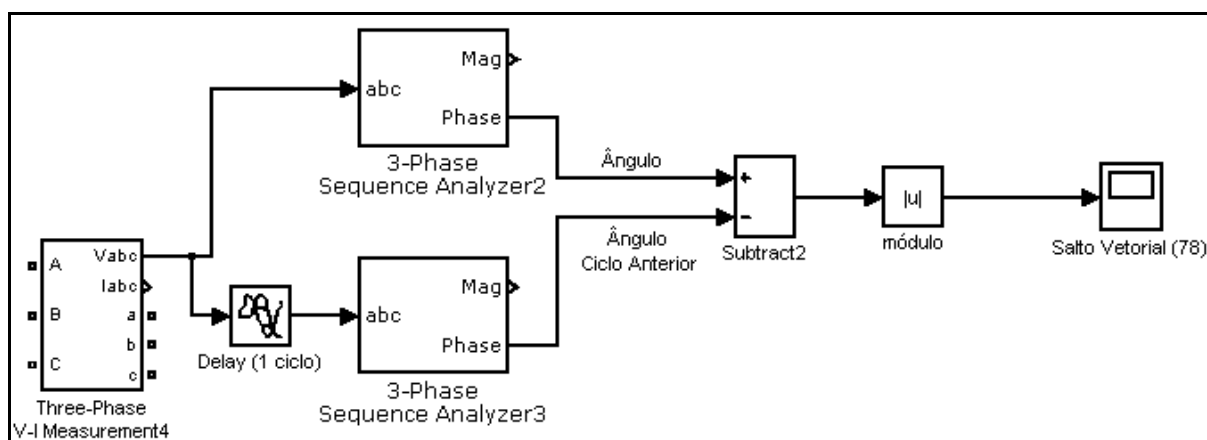


Figura 14 - Medidor de Deslocamento de Fase (Salto Vetorial)
Fonte: MATLAB

8.3.4 Fontes geradoras

Os equivalentes do SEP foram simulados como geradores equivalentes com base nos blocos de fontes de tensão programáveis, de potência constante, juntamente com o bloco de impedância, que representa todo o sistema elétrico até aquele ponto de geração.

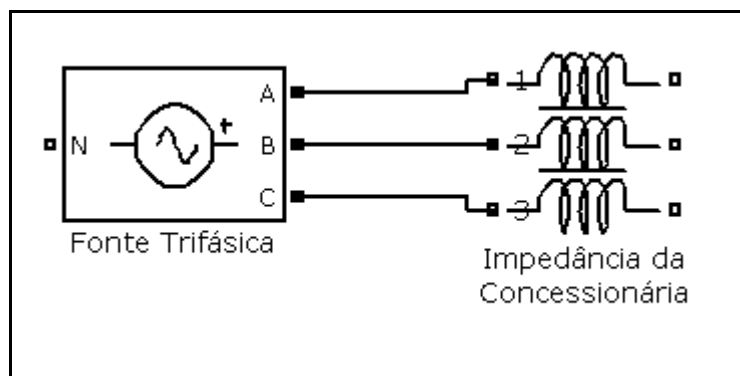


Figura 15 – Modelo equivalente do SEP nas simulações.

Fonte: MATLAB

8.3.5 Cargas do sistema elétrico

As cargas utilizadas nas simulações são baseadas no bloco “*Three-phase parallel RLC Load*”, ou seja, cargas trifásicas com os elementos RLC em paralelo, como mostra a figura 16:



Figura 16 – Modelo de carga utilizada nas simulações.

Fonte: MATLAB

8.3.6 Religadores

O bloco “*Three-phase breaker*” (figura 17) foi utilizado nas simulações como religador automático, uma vez que ele abre e religa o sistema elétrico de modo programável, similar ao equipamento real.

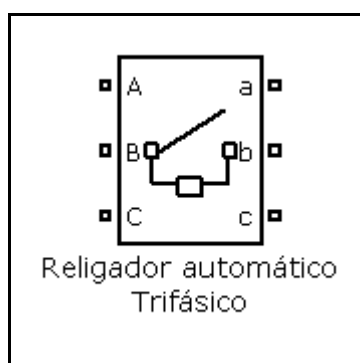


Figura 17 – Exemplo de religador automático trifásico.

Fonte: MATLAB

8.3.7 Faltas no sistema elétrico

As faltas nos diversos pontos dos sistemas foram simuladas com base no bloco “*Three-phase fault*”(ver figura 18), na qual é possível criar todos os tipos de faltas, como por exemplo, faltas trifásicas, faltas fase-fase, faltas fase-terra, entre outras. Nos casos simulados neste trabalho foram considerados três tipos de faltas: faltas trifásicas, faltas fase-terra e faltas fase-terra com alta impedância. As faltas simuladas são do tipo em que o curto circuito ocorre em determinado instante, sem que haja o rompimento do condutor, como por exemplo, quando um galho toca um cabo energizado sem que este venha a romper.

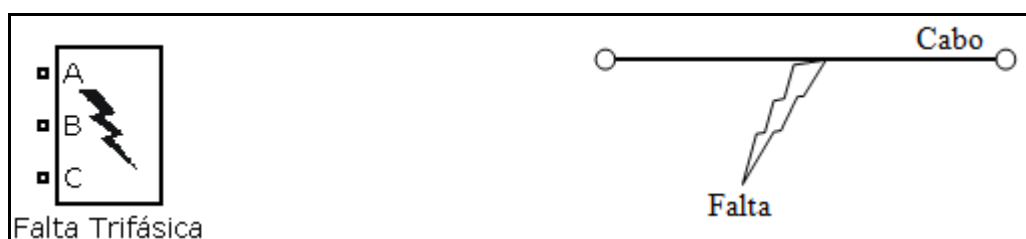


Figura 18 – Modelo de falta trifásica
Fonte: MATLAB

8.3.8 Turbina eólica

Para a modelagem do sistema de geração eólico, foi utilizado o bloco *Wind Turbine* (figura 19), que simula uma turbina eólica, na qual pode-se definir o seu rendimento (*Generator speed*), o ângulo das pás da turbina, em relação ao seu eixo vertical, (*Pitch angle*) e a velocidade do vento (*Wind speed*).

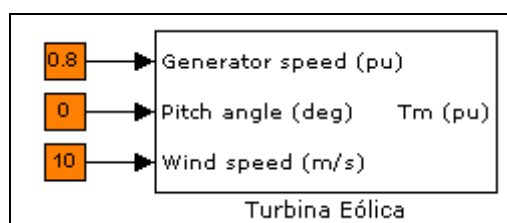


Figura 19 - Modelo de turbina eólica
Fonte: MATLAB

8.3.9 Gerador de corrente contínua

Para a simulação de geração eólica, foi utilizado um motor CC (figura 20) como gerador CC, sendo este movimentado pelo torque proveniente da turbina eólica (*Wind turbine*).

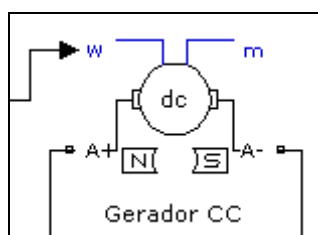


Figura 20 – Gerador CC
Fonte: MATLAB

8.3.10 Inversor de frequência

Para a simulação eólica, tem-se a necessidade de transformar a tensão CC proveniente do gerador CC para uma tensão alternada e monofásica, para assim realizar a conexão do gerador distribuído a rede. Para isto foi utilizado o bloco *Inverter* (figura 21) do MATLAB, que simula um inversor de frequência, junto a este tem-se um gerador de pulsos PWM (*Pulse Width Modulation*), responsável pela modulação da frequência para 60 Hz.

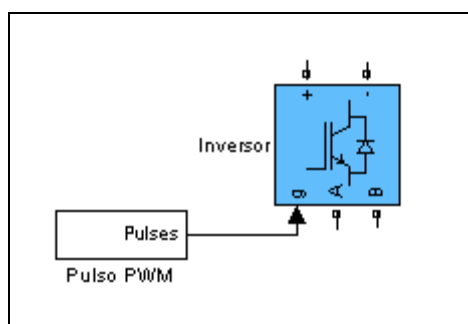


Figura 21 – Inversor CC/CA
Fonte: MATLAB

8.3.11 Gerador Síncrono

Para a simulação de geração a biogás, foi utilizado um gerador síncrono (figura 22), sendo este movimentado pelo torque proveniente do motor a biogás.

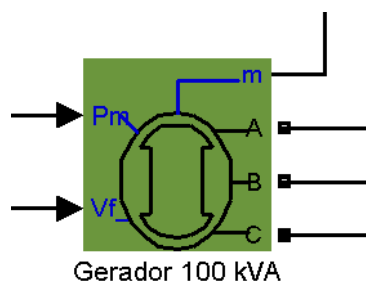


Figura 22 - Modelo de gerador síncrono
Fonte: MATLAB

8.3.12 Regulador de velocidade e tensão

Os controles de velocidade e tensão são realizados através de blocos disponíveis no MATLAB, os quais compreendem sistemas de controle através de filtros, controle PID, funções de transferência e demais elementos de controle específicos.

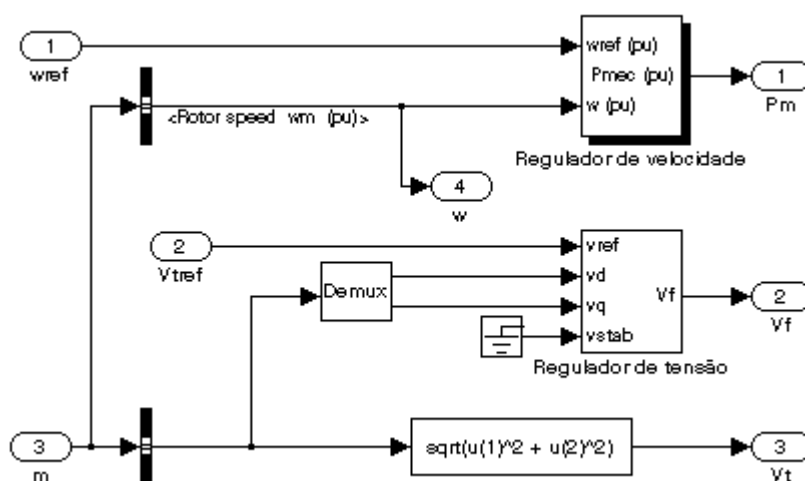


Figura 23 - Regulador de velocidade e tensão - Geração a biogás
Fonte: MATLAB

8.4 CÁLCULOS DE CURTO-CIRCUITOS

Neste tópico mostra-se um exemplo do método utilizado para o cálculo das correntes de curto-circuito, sendo este repetido para todas as demais subestações e pontos onde foram simuladas as faltas.

Os cálculos mostrados abaixo são referentes às correntes de curto-circuito quando a falta ocorre na subestação A (SE A) (Figura 27).

→ Subestação A (GD com biogás)

Valores das grandezas:

$$Z_1 = 0,5963 \angle 86,82^\circ \text{ pu}$$

$$Z_0 = 0,0987 \angle 84,69^\circ \text{ pu}$$

$$V_b = 34.5 \text{ kV pu}$$

$$S_b = 100 \text{ MVA pu}$$

Relações utilizadas:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot V_b} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 34.5} = 1673.48 \text{ A} \quad (9)$$

$$Z_b = \frac{V_b^2}{S_b} = \frac{34.5^2}{100} = 11.9 \text{ } \Omega \quad (10)$$

Corrente de curto-circuito trifásica

$$I_{cc_{3\phi}} = \frac{1.0}{0.5963} = 1.677 \angle -86^\circ \text{ pu} \quad (11)$$

$$I_{cc_{3\phi}} = 1673.48 \cdot 1.677 = 2806.44 \text{ A} \quad (12)$$

Corrente de curto-circuito fase-terra franco (considerando $R_f=0 \text{ } \Omega$)

$$I_{cc_{\phi T}} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} = \frac{3}{2 \cdot (0.5963 \angle 86.82^\circ) + 0.0987 \angle 84.69^\circ} \quad (13)$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 2.3194 \angle -86.65^\circ \text{ pu} \quad (14)$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 2.3194 * 1673.48 = 3881.47 A \quad (15)$$

Corrente de curto-circuito fase-terra de alta impedância (com $R_f=1000 \Omega$)

Fazendo:

$$Z_b = \frac{Z}{Z_b} = \frac{1000}{11.9} = 84.03 pu \quad (16)$$

$$I_{cc_{\phi T}} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} = \frac{3}{2*(0.5963 \angle 86.82^\circ) + 0.0987 \angle 84.69^\circ + 3*84.03} \quad (17)$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 1.1891 * 10^{-2} \angle -0.2928^\circ pu \quad (18)$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 1.1891 * 10^{-2} * 1673.48 = 19.90 A \quad (19)$$

→Subestação B (Circuito com GD biogás) (Figura 27).

Relações utilizadas:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} * V_b} = \frac{100000}{\sqrt{3} * 34.5} = 1673.48 A \quad (20)$$

$$Z_b = \frac{V_b^2}{S_b} = \frac{34.5^2}{100} = 11.9 \Omega \quad (21)$$

$$Z_1 = 1.4306 \angle 73,53^\circ pu$$

$$Z_0 = 1.3849 \angle 85,67^\circ pu$$

$$V_b = 34.5 kV$$

$$S_b = 100 MVA$$

Corrente de curto-circuito trifásica

$$I_{cc_{3\phi}} = \frac{1.0}{1.4306 \angle 73,53^\circ} = 0,699 \angle -73,53^\circ pu \quad (22)$$

$$I_{cc_{3\phi}} = 1673.48 * 0,699 = 1169,77 A$$

Corrente de curto-circuito fase-terra franco (considerando $R_f=0$)

$$I_{CC_{\phi T}} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} = \frac{3}{2 \cdot (1,4306 \angle 73,53^\circ) + 1,3849 \angle 85,67^\circ} \quad (23)$$

$$I_{CC_{\phi T}} = 0,7099 \angle -77,48^\circ \text{ pu}$$

$$I_{CC_{\phi T}} = 0,7099 * 1673,48 = 1188,0 \text{ A}$$

Corrente de curto-circuito fase-terra de alta impedância (com $R_f=1000\Omega$)

Fazendo:

$$Z_b = \frac{Z}{z_b} = \frac{1000}{11,9} = 84,03 \text{ pu} \quad (24)$$

$$I_{CC_{\phi T}} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} = \frac{3}{2 \cdot (1,4306 \angle 73,53^\circ) + 1,3849 \angle 85,67^\circ + 3 \cdot 84,03}$$

$$I_{CC_{\phi T}} = 1,1855 * 10^{-2} \angle -0,29^\circ \text{ pu} \quad (25)$$

$$I_{CC_{\phi T}} = 1,1855 * 10^{-2} * 1673,48 = 19,839 \text{ A}$$

→Lado de Alta Tensão do Transformador de 75 kVA:

Relações utilizadas:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot V_b} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 34,5} = 1673,48 \text{ A} \quad (26)$$

$$Z_b = \frac{V_b^2}{S_b} = \frac{34,5^2}{100} = 11,9 \Omega$$

$$V_b = 34,5 \text{ kV}$$

$$S_b = 100 \text{ MVA}$$

Corrente de curto-circuito trifásica

$$I_{CC_{3\phi}} = \frac{1,0}{3,3119 \angle 58,56^\circ} = 0,3019 \angle -58,16^\circ \text{ pu} \quad (27)$$

$$I_{CC_{3\phi}} = 1673,48 * 0,3019 = 505,28 \text{ A}$$

Corrente de curto-circuito fase-terra franco (considerando $R_f=0$)

$$I_{cc_{\phi T}} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} \quad (28)$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 0,2312 \angle -67,48^\circ \text{ pu}$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 0,2312 * 1673,48 = 387,0699 \text{ A}$$

→ Subestação C (Circuito com GD eólica) (Figura 27).

Relações utilizadas:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} * V_b} = \frac{100000}{\sqrt{3} * 34,5} = 1673,48 \text{ A} \quad (29)$$

$$Z_b = \frac{V_b^2}{S_b} = \frac{34,5^2}{100} = 11,9 \Omega$$

$$Z_1 = 0,329 \angle 85,97^\circ \text{ pu}$$

$$Z_0 = 0,1079 \angle 85,67^\circ \text{ pu}$$

$$V_b = 34,5 \text{ kV}$$

$$S_b = 100 \text{ MVA}$$

Corrente de curto-circuito trifásica

$$I_{cc_{3\phi}} = \frac{1,0}{0,329 \angle 85,97^\circ} = 3,039 \angle -85,97^\circ \quad (30)$$

$$I_{cc_{3\phi}} = 1673,48 * 3,039 = 5085,70 \text{ A}$$

Corrente de curto-circuito fase-terra franco (considerando $R_f=0$)

$$I_{cc_{\phi T}} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} = \frac{3}{2 * (0,329 \angle 85,97^\circ) + 0,1079 \angle 85,97^\circ} \quad (31)$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 3,916 \angle -85,97^\circ \text{ pu}$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 3,916 * 1673.48 = 6554,95 A$$

Corrente de curto-circuito fase-terra de alta impedância (com $R_f=1000\Omega$)

Fazendo:

$$Z_b = \frac{Z}{Z_b} = \frac{1000}{11.9} = 84.03 pu \quad (32)$$

$$I_{cc_{\phi T}} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} = \frac{3}{0,765 \angle 85,97^\circ + 252,099} \quad (33)$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 1,1897 * 10^{-2} \angle -0,27^\circ pu$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 1.1897 * 10^{-2} * 1673.48 = 19.91 A$$

Cálculo das correntes de curto-circuito

→ Subestação D (circuito com GD eólica) (Figura 27).

Relações utilizadas:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} * V_b} = \frac{100000}{\sqrt{3} * 34.5} = 1673.48 A \quad (34)$$

$$Z_b = \frac{V_b^2}{S_b} = \frac{34.5^2}{100} = 11.9 \Omega$$

$$Z_1 = 1,8218 \angle 56,24^\circ pu$$

$$Z_0 = 5,2944 \angle 74,38^\circ pu$$

$$V_b = 34.5 kV$$

$$S_b = 100 MVA$$

Corrente de curto-circuito trifásica

$$I_{cc_{3\phi}} = \frac{1.0}{1,8218 \angle 56,24^\circ} = 0,5489 \angle -58,239^\circ \quad (35)$$

$$I_{cc_{3\phi}} = 1673.48 * 0,5489 = 918,586 A$$

Corrente de curto-circuito fase-terra franco (considerando $R_f=0$)

$$I_{cc_{\phi T}} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} = \frac{3}{2 \cdot (1,8218 \angle 58,24^\circ) + 5,2944 \angle 74,38^\circ} \quad (36)$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 0,3391 \angle -68,16^\circ \text{ pu}$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 0,3391 * 1673,48 = 567,53 \text{ A}$$

Corrente de curto-circuito fase-terra de alta impedância (com $R_f=1000\Omega$)

Fazendo:

$$Z_b = \frac{Z}{z_b} = \frac{1000}{11,9} = 84,03 \text{ pu} \quad (37)$$

$$I_{cc_{\phi T}} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} = \frac{3}{8,8448 \angle 68,16^\circ + 3 \cdot 84,033} \quad (38)$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 1,174 * 10^{-2} \angle -0,3^\circ \text{ pu}$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 1,174 * 10^{-2} * 1673,48 = 19,64 \text{ A}$$

8.5 CIRCUITO COM GRUPO MOTOR GERADOR A BIOGÁS

Para este caso foi modelado um circuito de alimentadores 34,5 kV que inicia na SE A 230 kV/34,5 kV e se interliga à SE B 34,5 kV/13,8 kV, dando origem ao alimentador 1 de, aproximadamente, 23,2 km. Após a SE B o alimentador passa a ser denominado Alimentador 2, o qual possui, aproximadamente, 16,4 km. No fim do alimentador 2, temos o religador automático “RA 3” que alimenta o circuito onde está localizado o ponto de conexão do gerador distribuído com a rede da concessionária, conforme figura 24. No ponto de interligação, o gerador distribuído é conectado, em paralelo com a rede da concessionária, na baixa tensão através de um transformador com a relação 34.5 kV / 220 V / 127 V.

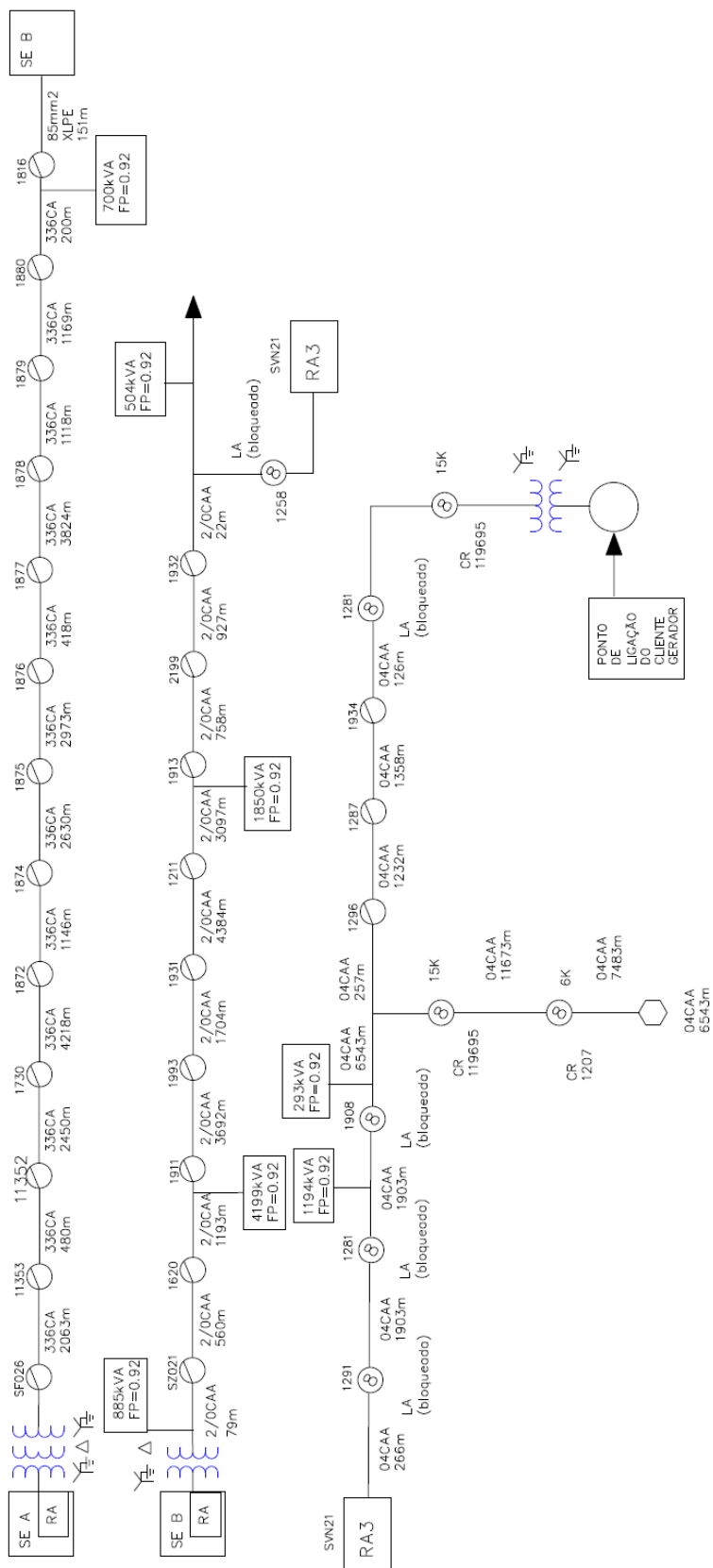


Figura 24 - Diagrama Unifilar do Circuito Simulado
 Fonte: Autoria própria

8.5.1 PARAMETRIZAÇÃO DO GERADOR A BIOGÁS

O sistema de geração particular, grupo motor gerador, foi simulado com a utilização da ferramenta *SimPowerSystems* do MATLAB. Este pequeno subsistema foi elaborado basicamente através da interface entre uma máquina síncrona, que funciona como gerador, e um motor estacionário de potência adequada à potência do gerador.

O gerador, modelo GTA 202AIVJ, foi parametrizado de acordo com dados reais do fabricante WEG. Na figura 25 é exibido a o quadro de parametrização da máquina síncrona de acordo com os dados do fabricante.

Block Parameters: Gerador 100 kVA

Synchronous Machine (mask) (link)
 Implements a 3-phase synchronous machine modelled in the dq rotor reference frame. Stator windings are connected in wye to an internal neutral point.

Parameters

Preset model: No

Show detailed parameters

Rotor type: Salient-pole

Nom. power, L-L volt. and freq. [Pn(VA) Vn(Vrms) fn(Hz)]:
 [1e+005 220 60]

Reactances [Xd Xd' Xd'' Xq Xq' Xl] (pu):
 [3.01 0.2382 0.208 1.0 0.1895 0.0347]

d axis time constants: Short-circuit

q axis time constant(s): Short-circuit

Time constants [Td' Td'' Tq''] (s):
 [0.624 0.008 0.008]

Stator resistance Rs (p.u.):
 0.0053

Coeff. of inertia, friction factor and pole pairs [H(s) F(pu) p0]:
 [1 0.02132 2]

Init. cond. [dw(%) th(deg) ia,ib,ic(pu) pha,phb,phc(deg) Vf(pu)]:
 [0 -63.5464 1.03605 1.03605 1.03605 -26.7465 -146.747 93.2535 3.28796]

Simulate saturation

OK Cancel Help Apply

Figura 25 - Parametrização de gerador síncrono 100 kVA
 Fonte: MATLAB

Para a modelagem do motor estacionário, que aciona o gerador, foi considerado um bloco correspondente o qual fornece potência mecânica para o gerador de acordo com a demanda de potência deste. Neste bloco estão também considerados os reguladores de tensão e de velocidade, os quais são indispensáveis para o funcionamento satisfatório do equipamento. O esquema de interface do grupo motor gerador é apresentado na figura 26.

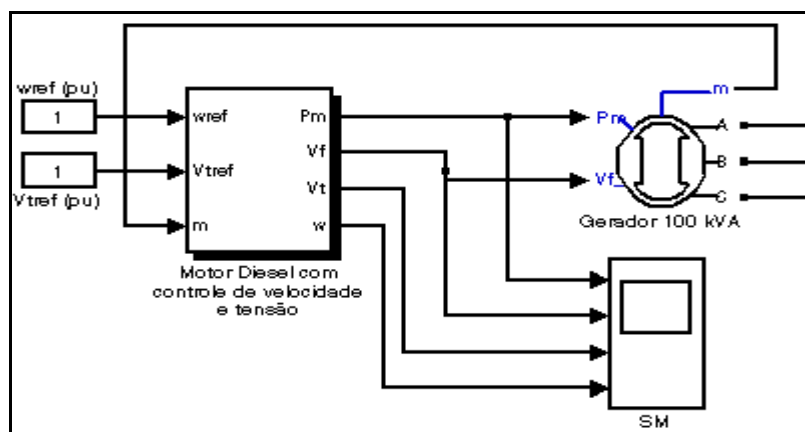


Figura 26 - Esquema elaborado em MATLAB de interface grupo motor gerador
Fonte: MATLAB

Nas figuras 27 e 28 foram exemplificados, respectivamente, o circuito completo interligado ao grupo motor gerador e o próprio gerador distribuído.

Tabela 23 - Pontos de curto circuito

CASOS CIRCUITO GD BIOGÁS		
CASO	PONTO	FALTA
1	P1	F-T
2	P1	3Ø
3	P2	F-T
4	P2	3Ø
5	P3	F-T
6	P3	3Ø
7	P4	F-T
8	P4	3Ø
9	P1	F-T-AI
10	P2	F-T-AI
11	P3	F-T-AI
12	P4	F-T

Fonte: Autoria Própria

Na tabela 23 e na figura 27, estão elencados os locais onde foram aplicadas as faltas nas simulações do circuito GD com biogás.

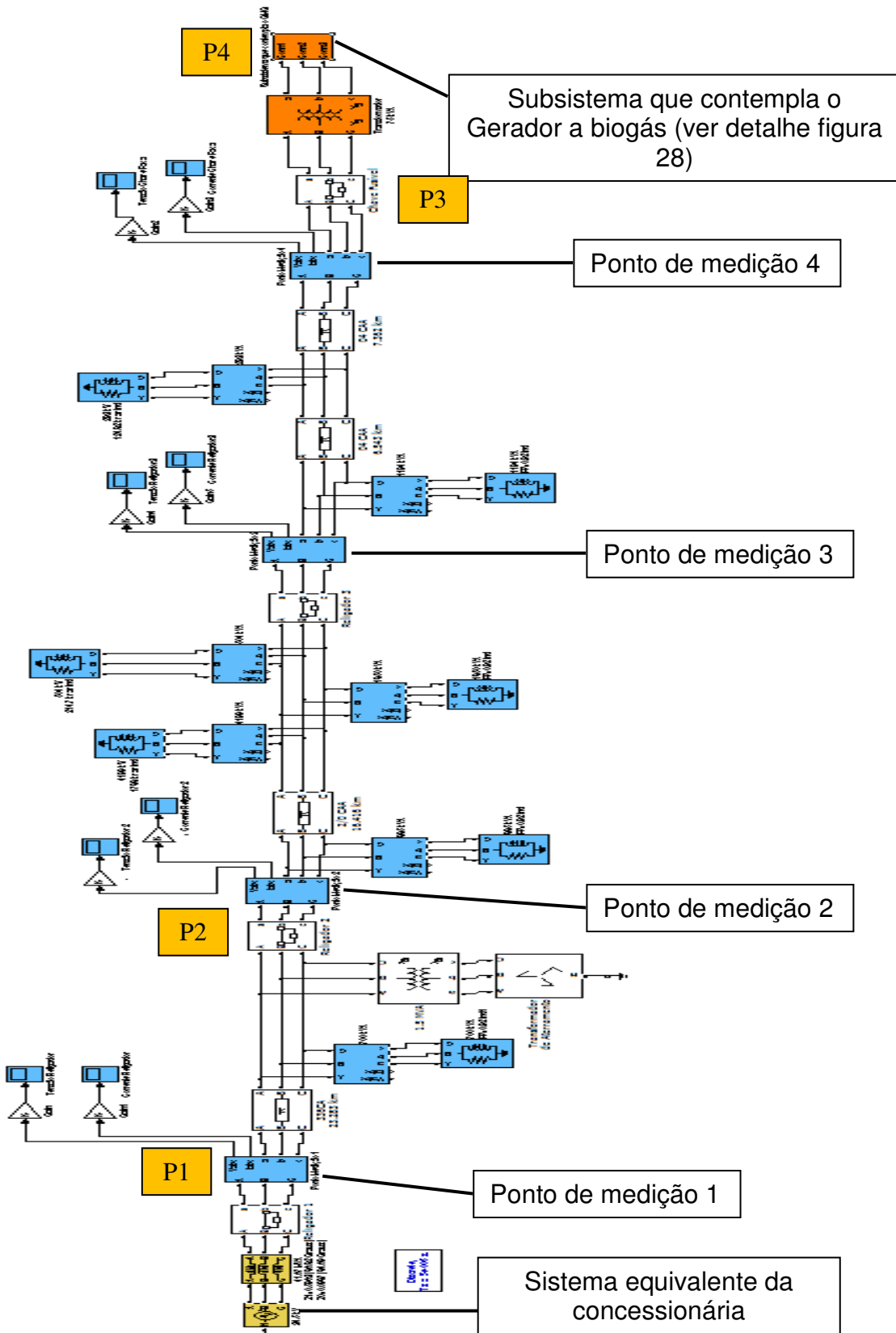


Figura 27 - Visão geral do circuito conectado ao Gerados a biogás
 Fonte: MATLAB

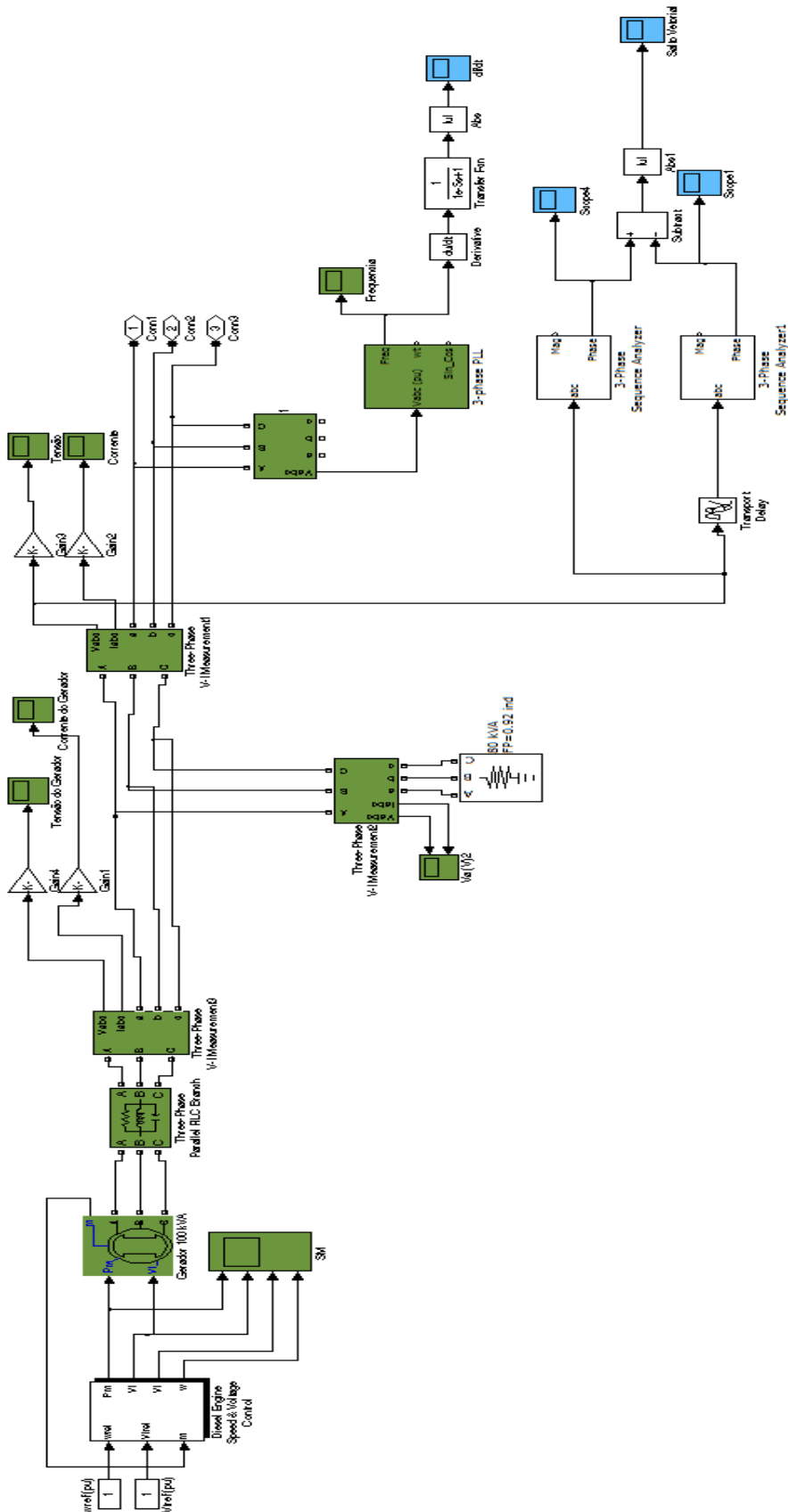


Figura 28 – Detalhe da parametrização do Grupo Motor Gerador
 Fonte: MATLAB

8.5.2 CASOS SIMULADOS

Na tabela 24, foram elencados os casos simulados para o circuito com geração a biogás.

Tabela 24 - Casos simulados para circuito com GD a biogás

CASOS PARA O CIRCUITO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA A BIOGÁS

Caso	Falta	Tipo	Descrição
1	Subestação A 34,5 kV	Falta Fase-Terra em t=2,08s	Abertura tripolar do Religador 1 em t = 2,16 s, falta eliminada em t = 2,2 s e religamento automático do RA 1 em t = 2,26 s
2	Subestação A 34,5 kV	Falta Trifásica em t=2,08s	Abertura tripolar do Religador 1 em t = 2,16 s, falta eliminada em t = 2,2 s e religamento automático do RA 1 em t = 2,26 s
3	Subestação B 34,5 kV	Falta Fase-Terra em t=2,08s	Abertura tripolar do Religador 2 em t = 2,16 s, falta eliminada em t = 2,2 s e religamento automático do Religador 2 em t = 2,26 s
4	Subestação B 34,5 kV	Trifásica em t=2,08s	Abertura tripolar do Religador 2 em t = 2,16 s, defeito não eliminado e religamento automático do Religador 2 em t = 2,26 s
5	Transformador 75kVA Lado 34,5 kV	Falta Fase-Terra em t=2,08s	Abertura tripolar do Religador 3 em t = 2,16 s, falta eliminada em 2,2 s e religamento automático do Religador 3 em t = 2,26 s
6	Transformador 75kVA Lado 34,5 kV	Trifásica em t=2,08s	Abertura tripolar do Religador 3 em t = 2,16 s, defeito não eliminado e religamento automático do Religador 3 em t = 2,26 s
7	Transformador 75kVA Lado 0,127 kV	Falta Fase-Terra em t=2,08s	Abertura tripolar do Religador 3 em t = 2,16 s, falta eliminada em t = 2,2 s e religamento automático do Religador 3 em t = 2,26 s
8	Transformador 75kVA Lado 0,127 kV	Trifásica em t=2,08s	Abertura tripolar do Religador 3 em t = 2,16 s, defeito não eliminado e religamento automático do Religador 3 em t = 2,26 s
9	Subestação A 34,5 kV	De alta impedância fase-terra, Rf=1000 ohms, em t=2,08s	Abertura tripolar do Religador 1 em t = 2,16 s, defeito não eliminado e religamento automático do Religador 1 em t = 2,26 s
10	Subestação B 34,5 kV	De alta impedância fase-terra, Rf=1000 ohms, em t=2,08s	Abertura tripolar do Religador 2 em t = 2,16 s, defeito não eliminado e religamento automático do Religador 2 em t = 2,26 s
11	Transformador 75kVA Lado 34,5 kV	De alta impedância fase-terra, Rf=1000 ohms, em t=2,08s	Abertura da Chave Fusível 1 em t = 2,16 s, defeito não eliminado
12	Transformador 75kVA Lado 0,127 kV	Falta Fase-Terra em t=2,08s	Abertura da Chave Fusível 1 em t = 2,16 s, defeito eliminado

Fonte: Autoria própria

CASO 1:

No caso 1, é simulada uma Falta Fase-Terra (Fase A), com $Z_f=0 \Omega$, na Subestação A (SE A). A sequência cronológica dos fatos é a seguinte:

- 1) Ocorrência da falta em $t = 2.08 s$, na SE A ;
- 2) Abertura tripolar do Religador 1 (RA 1), que se encontra na SE A em $t = 2.16 s$;
- 3) Eliminação da falta em $t = 2.20 s$;
- 4) Religamento automático do RA 1 em $t = 2.26 s$;

- Tensões no Religador 1

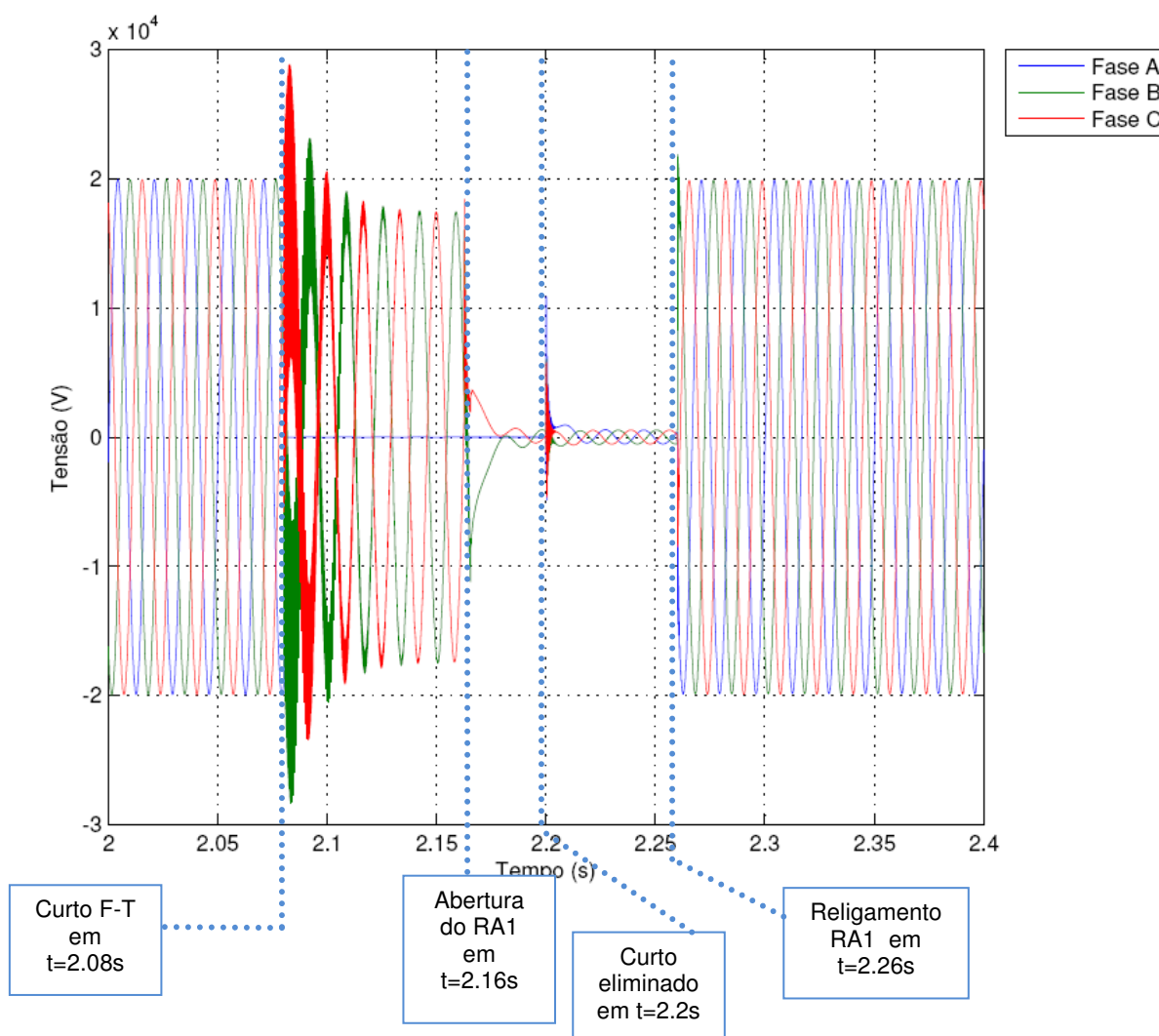


Figura 29 – Tensões no RA 1 – caso 1
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 29, a falta fase-terra (fase A) faz com que a tensão da fase A vá a zero no momento do curto. As fases B e C sofrem, neste momento, oscilações de tensão. A partir do instante $t = 2.16s$, as tensões das fases B e C tendem a assumir valores próximos a zero, visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 1. Como o curto é eliminado em $t = 2.20s$, e, há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as tensões voltam a assumir seus valores nominais.

- Correntes no Religador 1

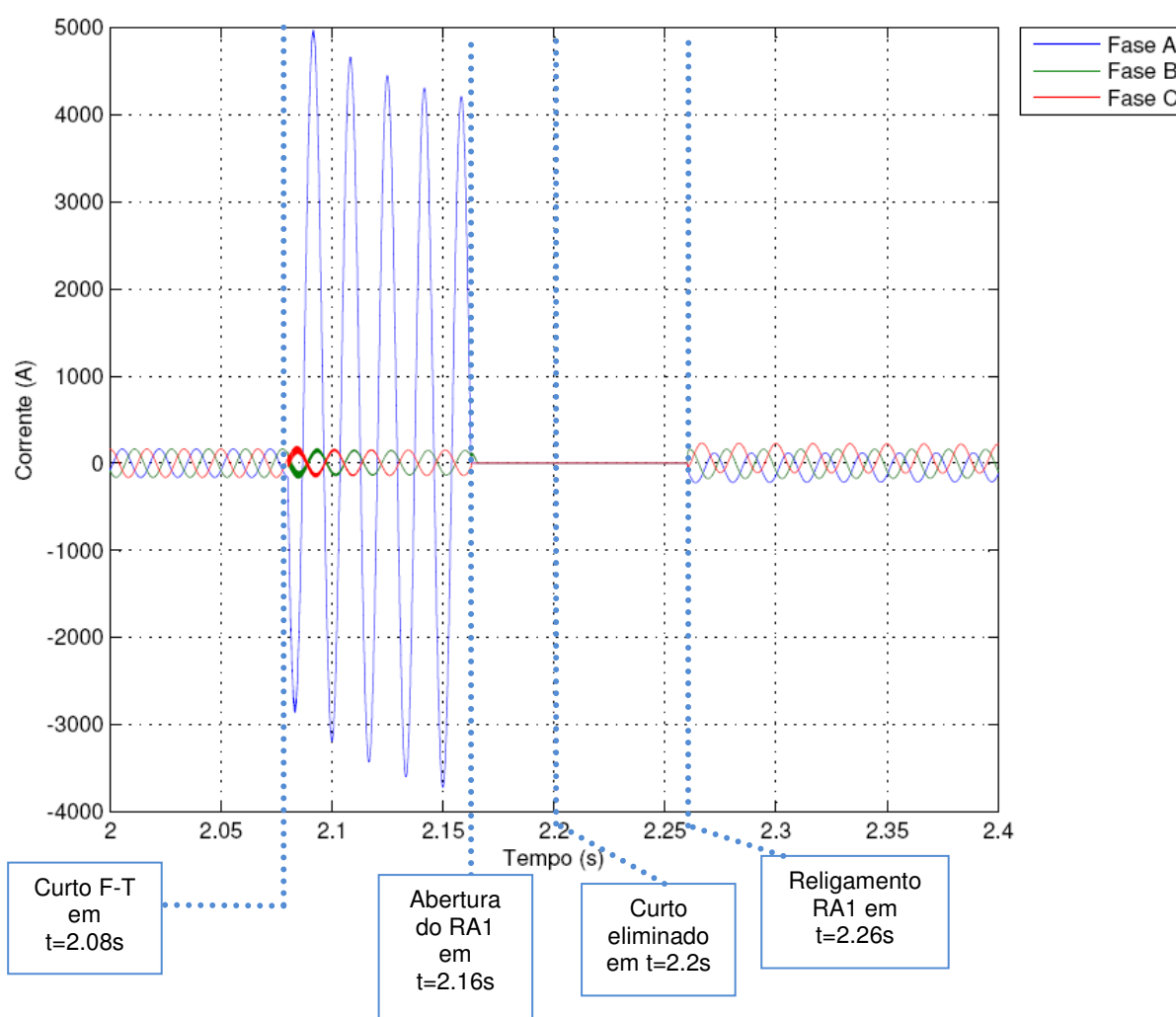


Figura 30 – Correntes no RA1 – caso 1
Fonte: MATLAB

Analisando a figura 30, a falta fase-terra (fase A) faz com que a corrente da fase A assumira valores aproximadamente, vinte vezes maiores que a corrente nominal no momento do curto. As fases B e C sofrem, neste momento, quedas nos valores de suas correntes. Como há a abertura do religador 1 no instante $t = 2.16s$, os valores das correntes das fases A, B e C vão a zero. Como o curto é eliminado

em $t = 2.20s$, e há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as correntes, após um transitório de aproximadamente 1.5s, voltam a assumir seus valores nominais. Percebemos que o período de falta não é o suficiente para que a corrente se estabilize no valor de curto circuito, conforme cálculo utilizado na fórmula 39.

$$I_{cc@T} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} = \frac{3}{2 * (0.5963 \angle 86.82^\circ) + 0.0987 \angle 84.69^\circ} \quad (39)$$

$$I_{cc@T} = 2.3194 * 1673.48 = 3881.47 A$$

- Tensões no Gerador (medidas na BT)

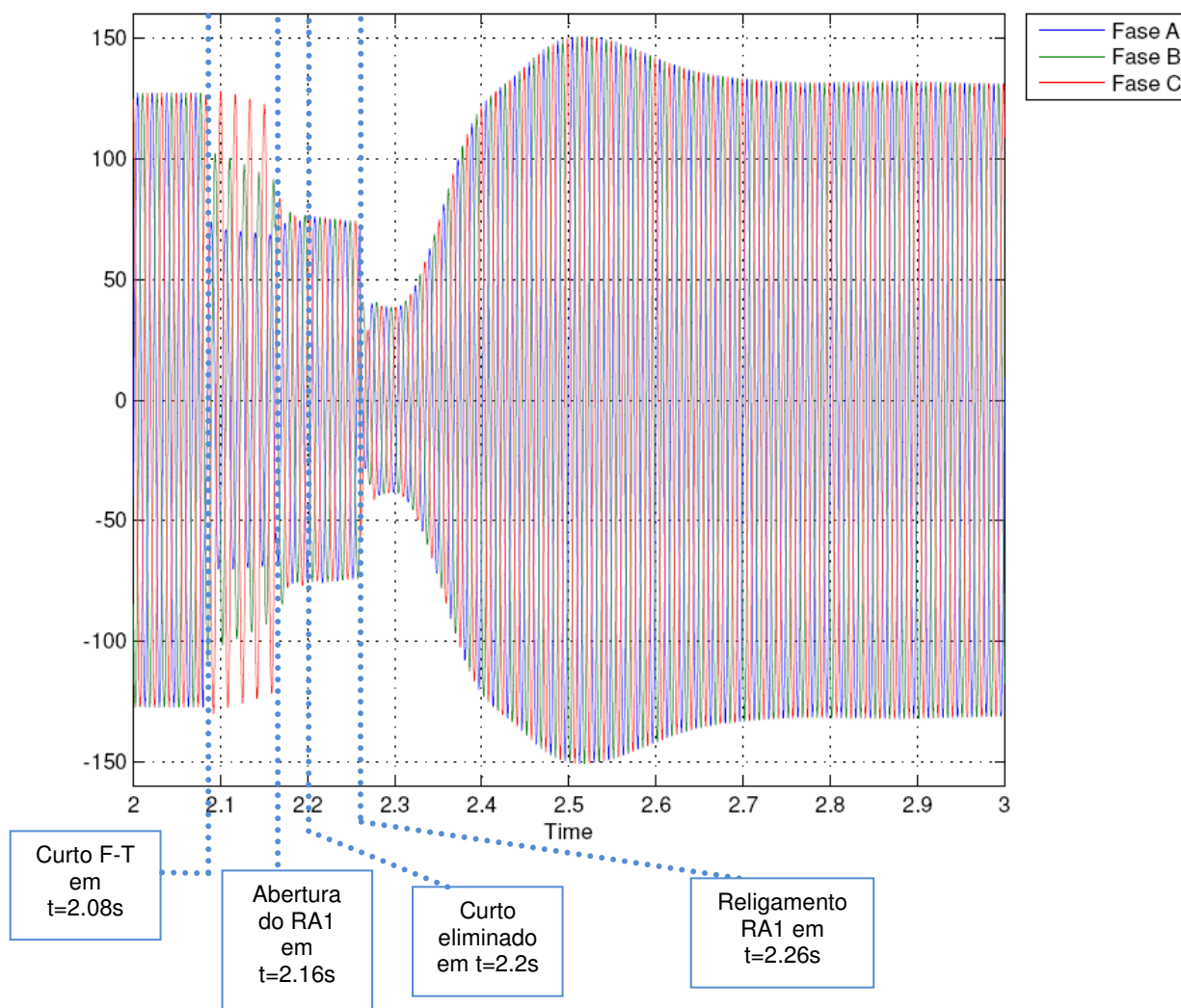


Figura 31 – Tensões do gerador – caso 1
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 31 a falta fase-terra (fase A) faz com que a tensão da fase A caia de 127 V (rms) para aproximadamente 60 V(rms) no momento do curto. As fases B e C sofrem, neste momento, afundamentos de tensão, não de mesma proporção da fase A. A partir do instante $t = 2.16\text{s}$, as tensões das fases B e C tendem a assumir valores próximos a da fase A, visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 1. Como o curto é eliminado em $t = 2.20\text{s}$, e, há o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as tensões voltam a assumir seus valores nominais após um período de transitório de 0.5s.

- Correntes no Gerador (medidas na BT)

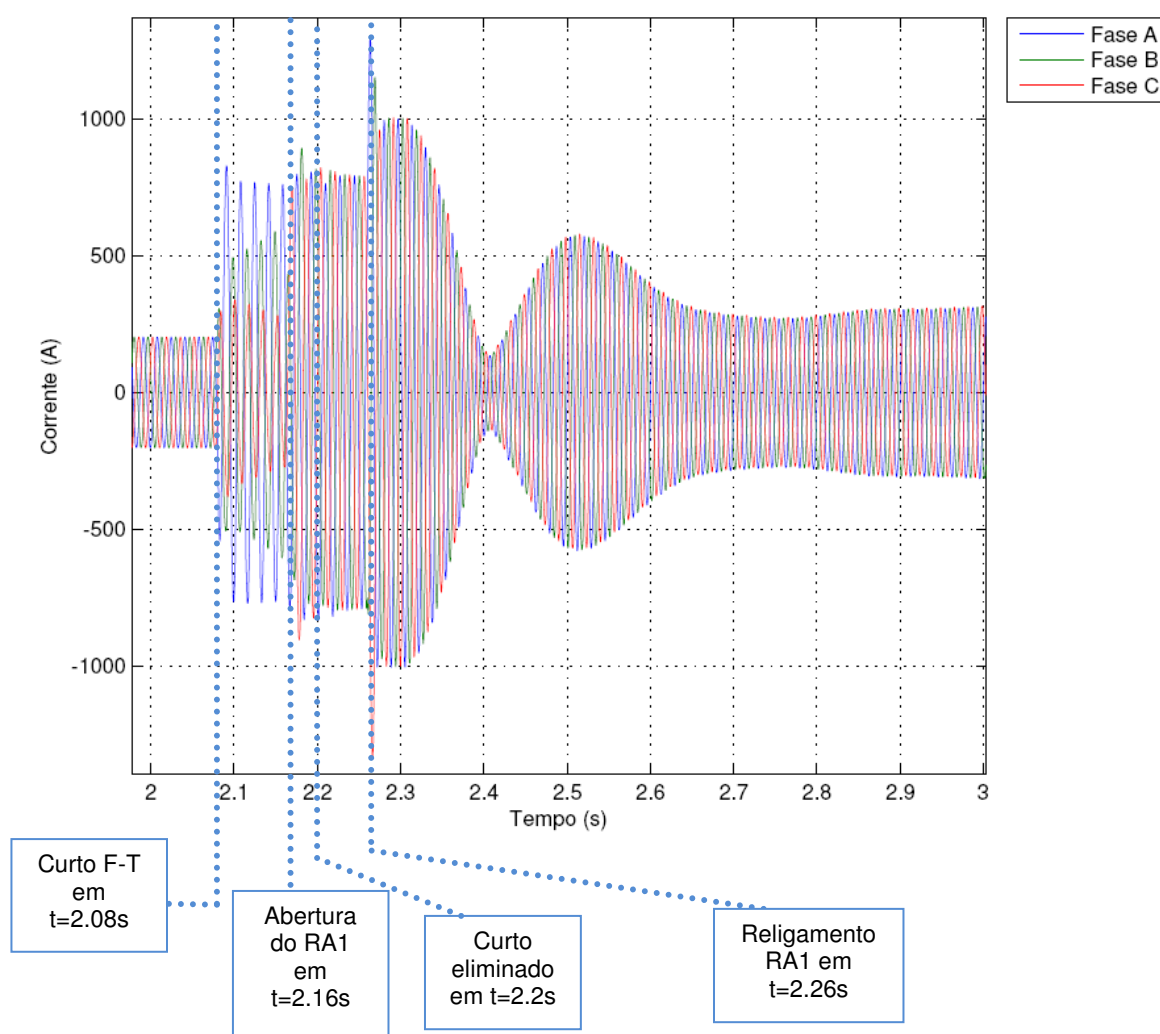


Figura 32 – Correntes no gerador – caso 1
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 32, a falta fase-terra (fase A) faz com que a corrente da fase A assuma valores aproximadamente, 3 vezes maiores que a corrente nominal no momento do curto. As fases B e C sofrem, neste momento, aumento nos valores de suas correntes. Como há a abertura do religador 1 no instante $t = 2.16s$, as correntes das fases A, B e C tendem a assumir valores próximos a 750 A, tentando desta forma alimentar o restante do circuito. Como o curto é eliminado em $t = 2.20s$, as correntes permanecem com estes valores de 750 A. Quando ocorre o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as correntes sofrem oscilações e levam, aproximadamente, 0.6s para se estabelecerem em regime normal. Na fórmula 40, é calculada a corrente nominal do gerador.

$$I_{n, \text{gerador}} = \frac{P}{\sqrt{3} * V} = \frac{100}{\sqrt{3} * 0,220} = 262,43 \text{ A} \quad (40)$$

- Variação da frequência no Gerador (df/dt) (Relé ROCOF)

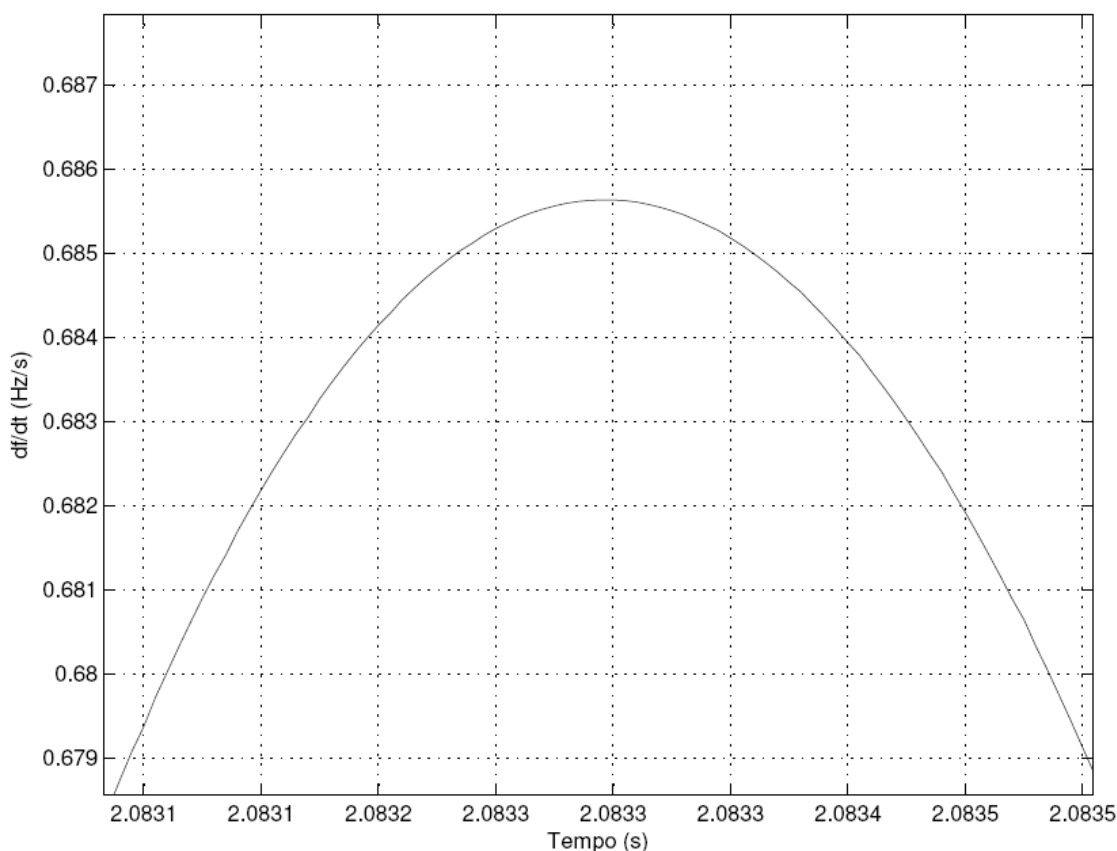


Figura 33 – df/dt - caso 1
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 33, obtido na medição do relé df/dt , a variação de frequência atinge o valor de aproximadamente 0,685 Hz/s nos momentos logo após o curto circuito (curto em $t=2,08$ s e valor medido em 2,0833 s).

Obs: O gráfico acima mostra valores distintos de tempo, porém não são mostrados após a quarta casa decimal, devido a limitação do *software*.

- Salto Vetorial (medido no gerador)

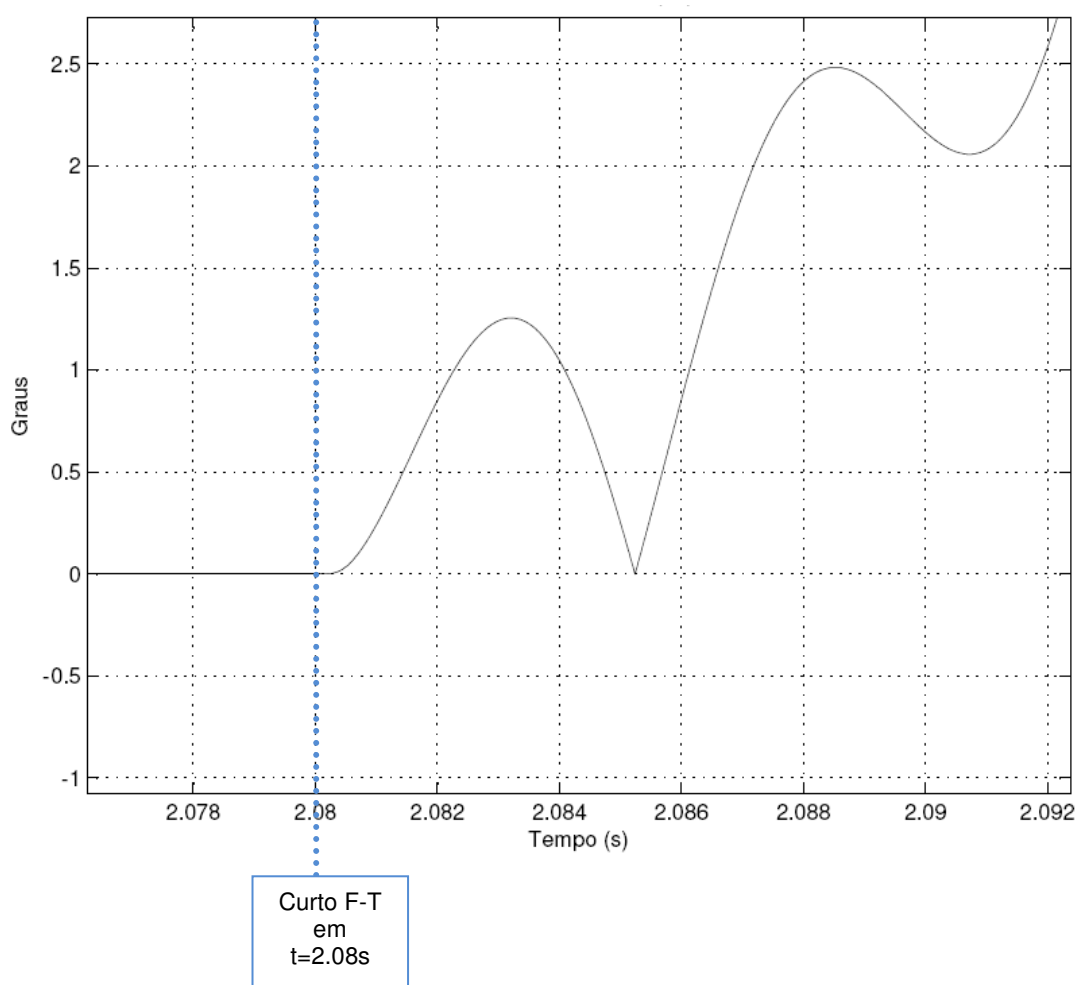


Figura 34 – Salto vetorial – caso 1
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 34, foi observado o deslocamento do ângulo de fase, quando comparado em momentos distintos no tempo. Percebe-se que no instante do curto o deslocamento angular foi de 1,29 graus (curto em $t=2,08$ s e valor medido em 2,0833 s).

CASO 2:

No caso 2, foi simulada uma Falta Trifásica, com $Z_f=0 \Omega$, na Subestação A (SE A). A sequência cronológica dos fatos é a seguinte:

- 1) Ocorrência da falta em $t = 2.08 s$, na SE A ;
- 2) Abertura tripolar do Religador 1 (RA 1), que se encontra na SE A em $t = 2.16 s$;
- 3) O defeito não é eliminado;
- 4) Religamento automático do RA 1 em $t = 2.26 s$;

- Tensões no Religador 1

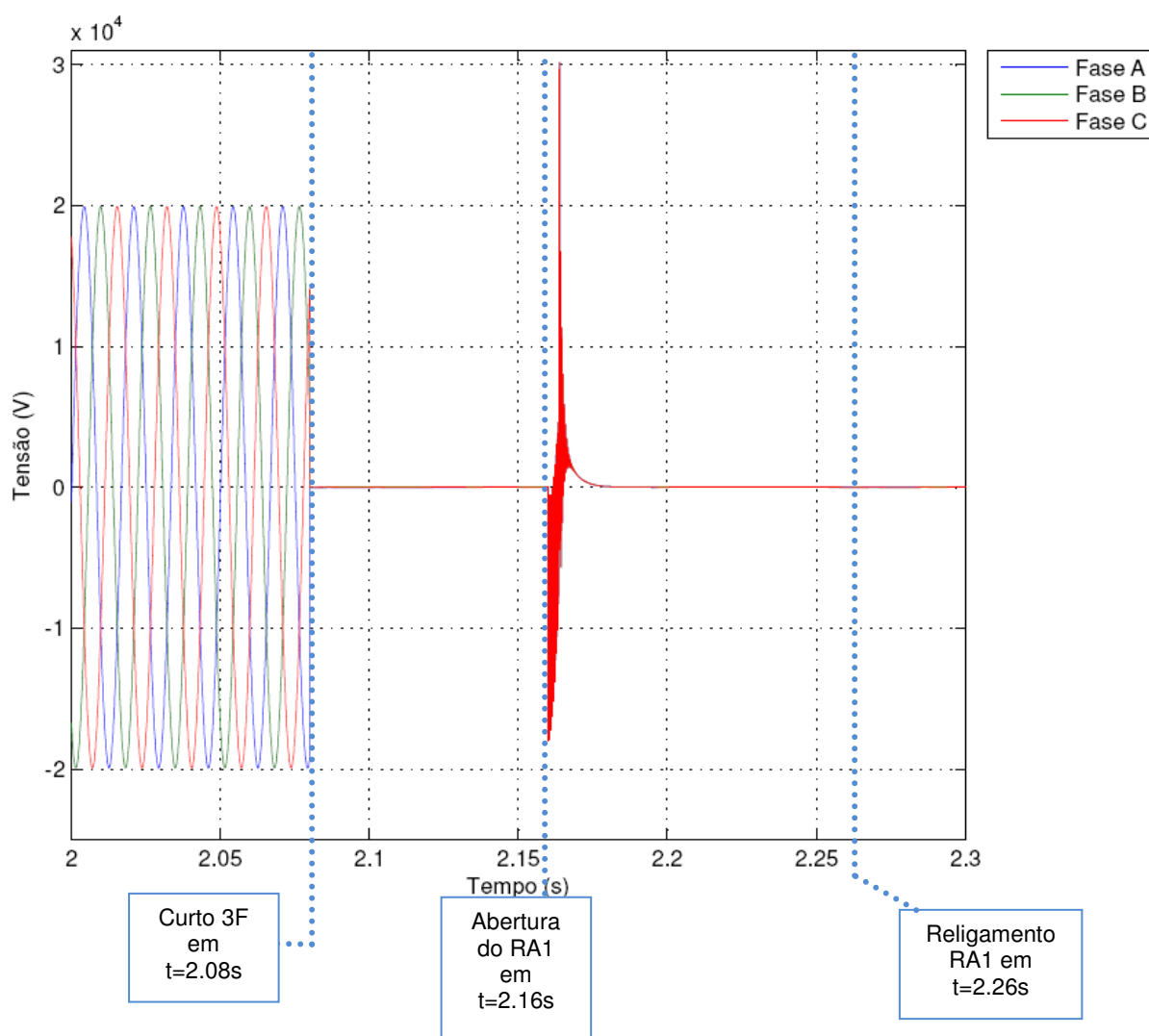


Figura 35 – Tensões no RA1 – caso 2
Fonte: MATLAB

Conforme o gráfico da figura 35, a falta trifásica faz com que as tensões das fases A, B e C cheguem a valores próximos de zero no momento do curto. No instante $t = 2.16\text{s}$, as tensões das fases A, B e C sofrem um transitório TRT (Tensão de Reestabelecimento Transitório, vide figura 36), visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 1 e, por possuírem cargas acopladas no sistema e, a rede ter características indutivas, acontece este pico de tensão. Como o curto não é eliminado e, há o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as tensões continuam com valores próximos a zero.

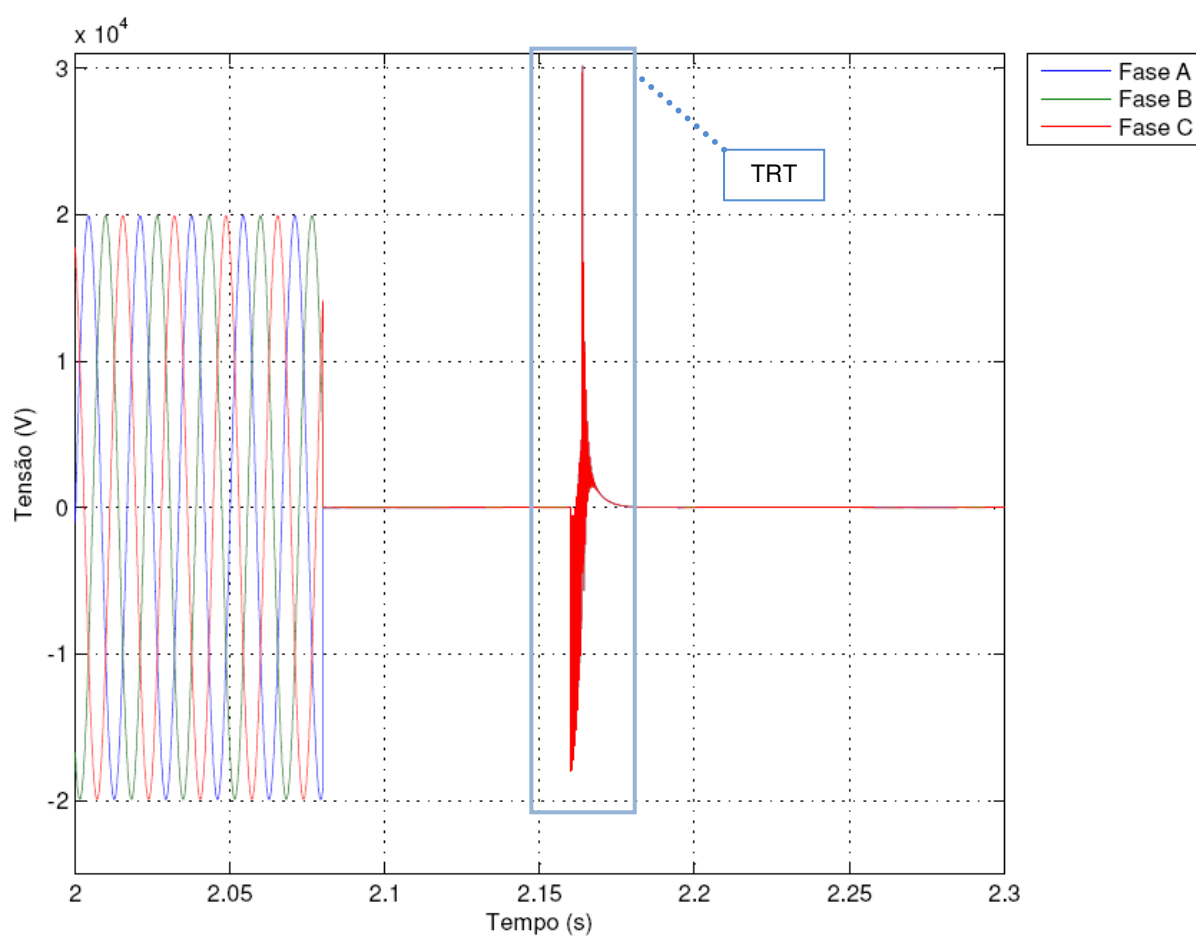


Figura 36 - Detalhamento TRT – Caso 2
Fonte: MATLAB

- Correntes no Religador 1

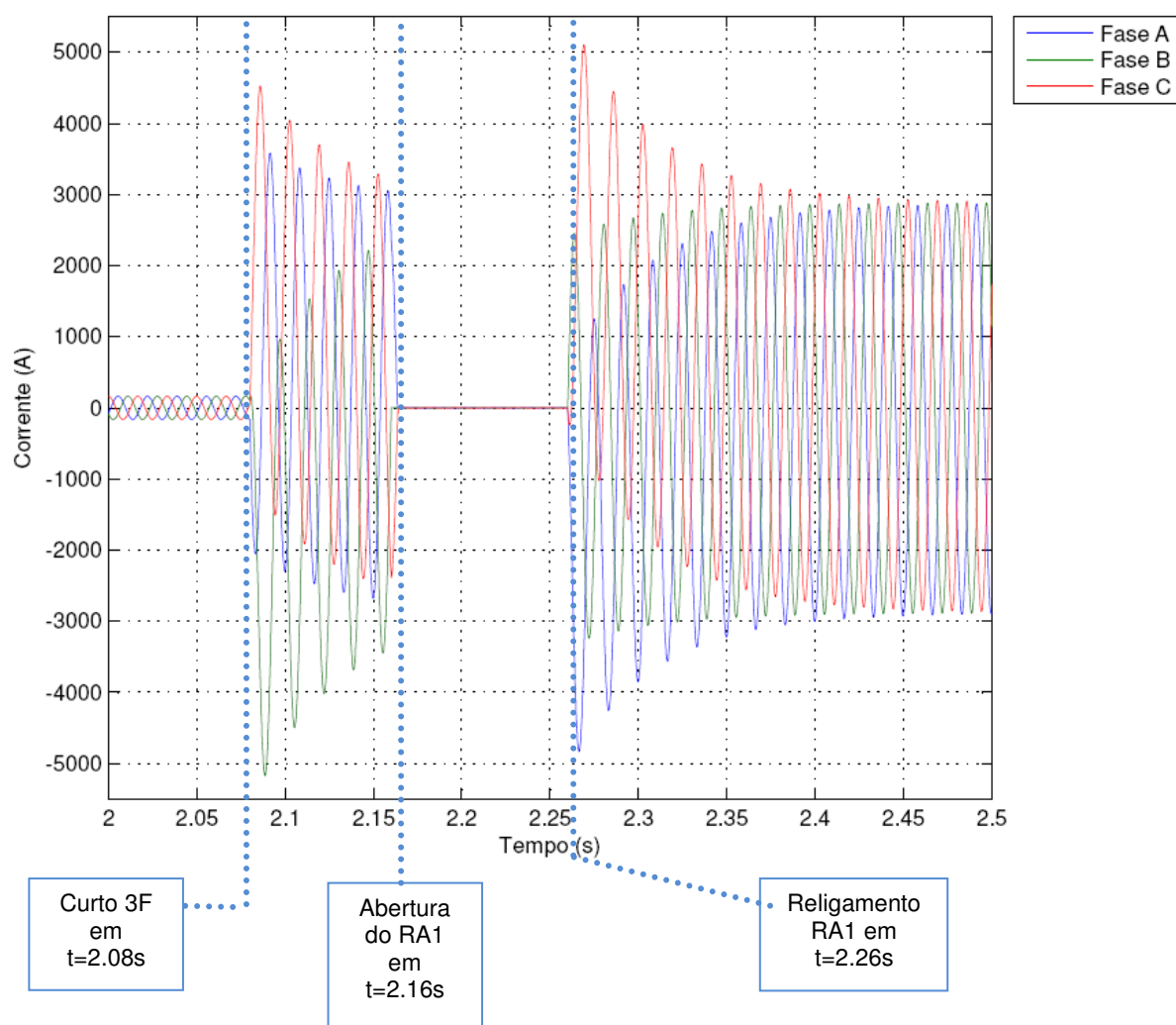


Figura 37 – Correntes no RA1 – caso 2
Fonte: MATLAB

Analisando a figura 37, a falta trifásica faz com que as correntes das fases A, B e C assumam valores aproximadamente, quinze vezes maiores que a corrente nominal, no momento do curto. Como há a abertura tripolar do religador 1 no instante $t = 2.16s$, as correntes das fases A, B e C tendem a assumir valores próximos a zero. Como o curto não é eliminado e, há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se o transitório das correntes e a estabilização das mesmas, porém com valores de corrente acima de 2800 A (corrente de curto circuito conforme cálculo utilizando a fórmula 41).

$$I_{cc_{3\phi}} = \frac{1.0}{0.5963} = 1.677 \angle -86^\circ \text{ pu} \quad (41)$$

$$I_{cc_{3\phi}} = 1673.48 * 1.677 = 2806.44 \text{ A}$$

- Tensões no Gerador (medidas na BT)

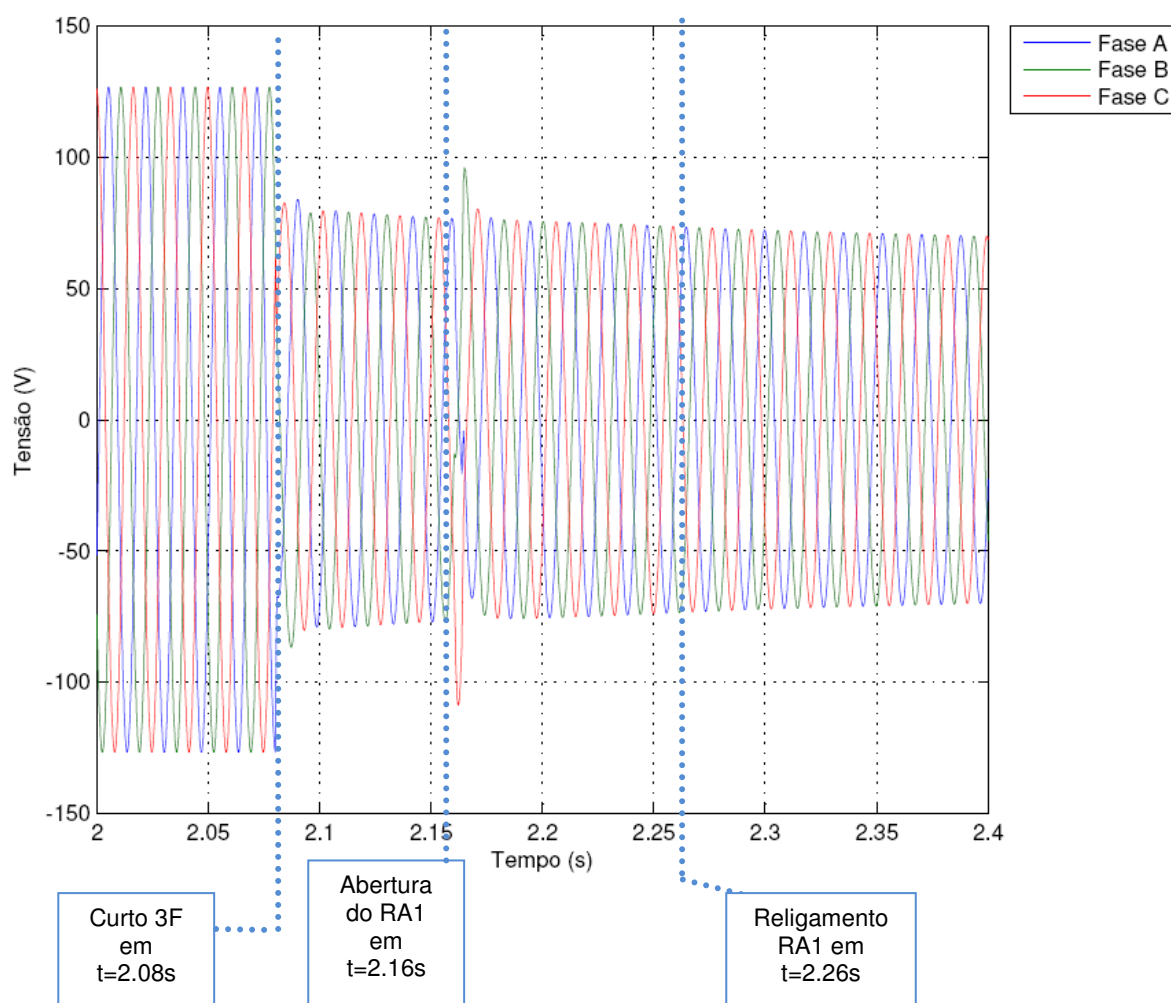


Figura 38 – Tensões no gerador – caso 2
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 38, a falta trifásica faz com que as tensões das fases A, B e C caiam de aproximadamente 40% do seu valor nominal no momento do curto. No instante $t = 2.16\text{s}$, as tensões das fases A, B e C sofrem uma pequena variação, uma vez que o gerador tende a suprir as cargas do sistema desde o momento do curto, repetindo isso quando o restante do sistema é desligado. Como o curto não é eliminado e, há o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as tensões continuam com valores abaixo do nominal, com os mesmos valores do momento anterior.

- Correntes do Gerador (medidas na BT)

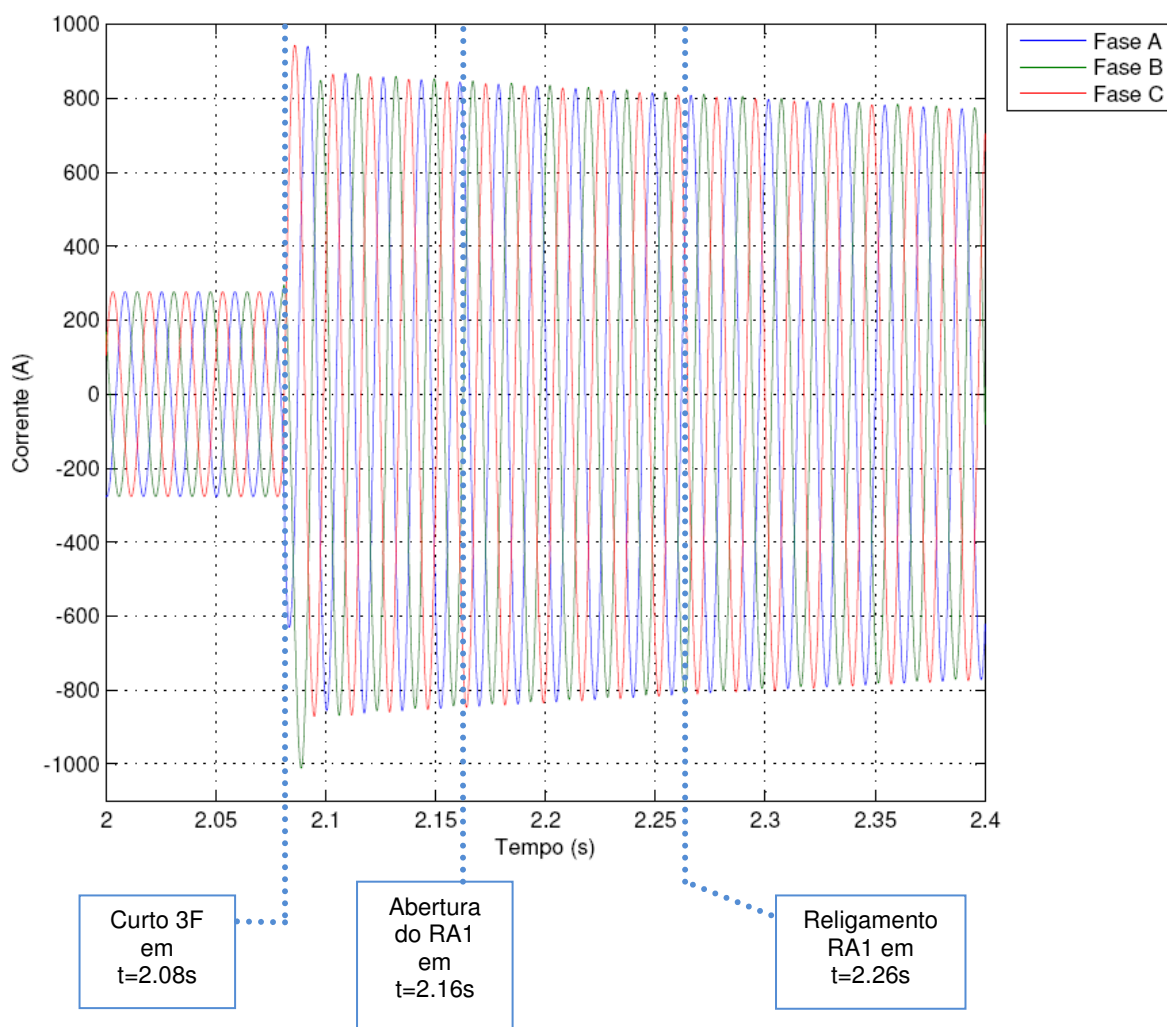


Figura 39 – Correntes no gerador – caso 2
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 39, a falta trifásica faz com que as correntes das fases A, B e C sofram um transitório atingindo valores de aproximadamente 800 A. Como o curto não é eliminado e, há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as correntes continuam com valores acima do nominal, porém diminuindo com o passar do tempo. Isto ocorre, pois há a variação da impedância da máquina, passando de regime subtransitário ($x''_d = 0,208 \text{ pu}$) para transitório ($x'_d = 0,2382 \text{ pu}$) e permanente ($x_d = 3.01 \text{ pu}$).

- Variação da frequência no Gerador (df/dt)

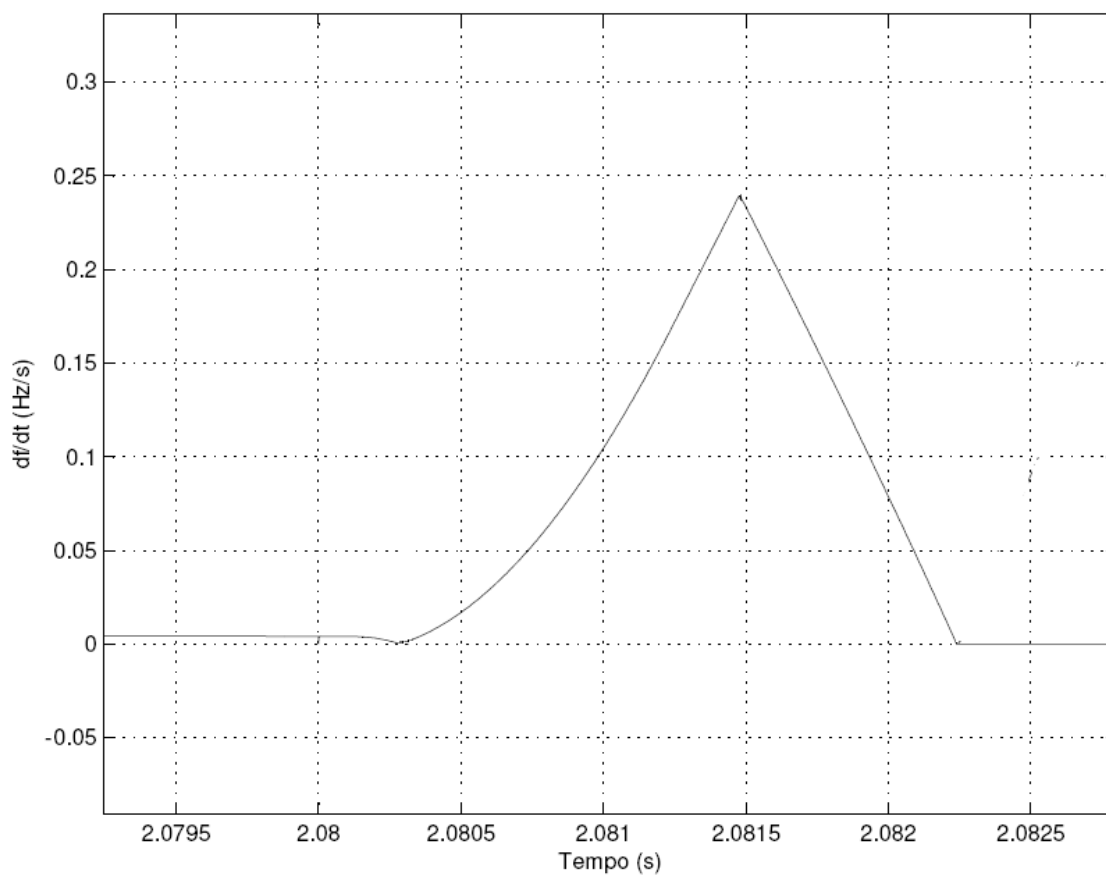


Figura 40 – df/dt – caso 2.
Fonte: MATLAB

Analisando a figura 40, a variação de frequência atinge o valor de 0,24 Hz/s no tempo de 2,0814 s.

- Salto Vetorial

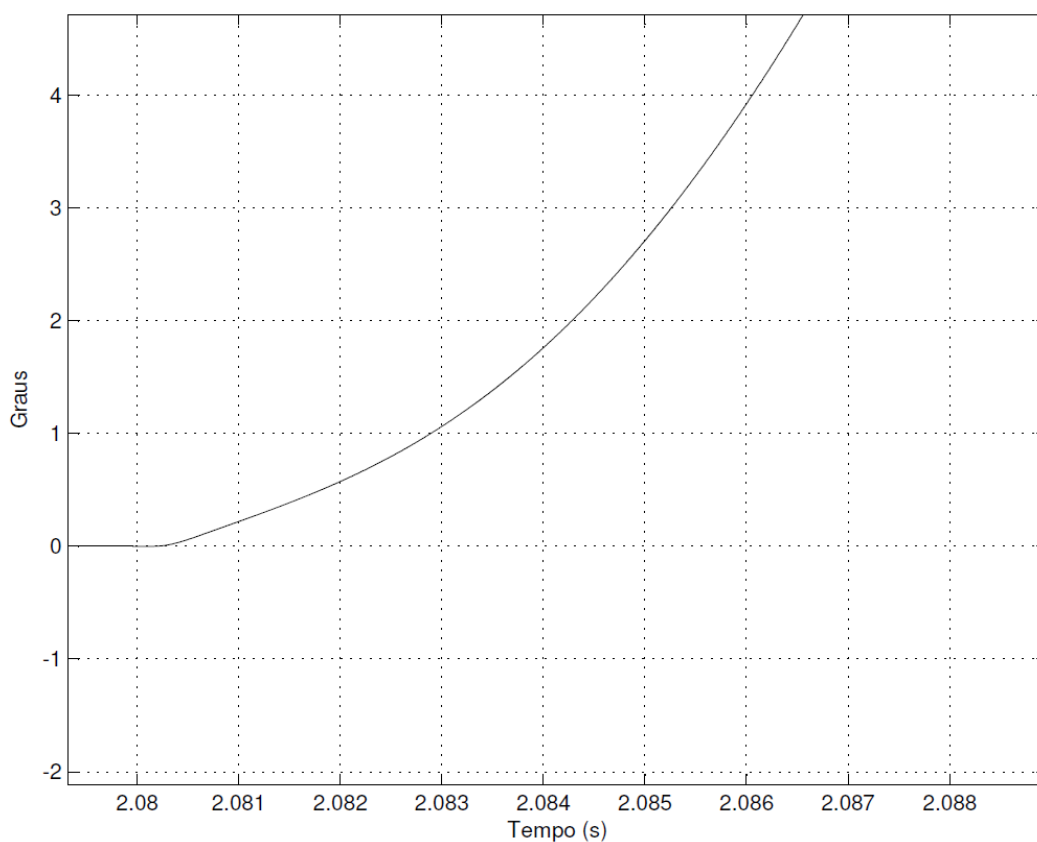


Figura 41 – Salto vetorial – caso 2
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 41, foi mostrado o deslocamento do ângulo de fase, quando comparado em momentos distintos no tempo. No gráfico da figura 41, percebe-se que no instante $t = 2,0829$, o deslocamento angular foi de 1,08 grau.

CASO 3:

No caso 3, é simulada uma Falta Fase-Terra, $Z_f = 0 \Omega$, (Fase A) na Subestação B (SE B). A sequência cronológica dos fatos é a seguinte:

- 1) Ocorrência da falta em $t = 2.08 \text{ s}$, na SE B ;
- 2) Abertura tripolar do Religador 2 (RA 2), que se encontra na SE B em $t = 2.16 \text{ s}$;
- 3) Eliminação da falta em $t = 2.20 \text{ s}$;
- 4) Religamento automático do RA 2 em $t = 2.26 \text{ s}$;

- Tensões no Religador 2

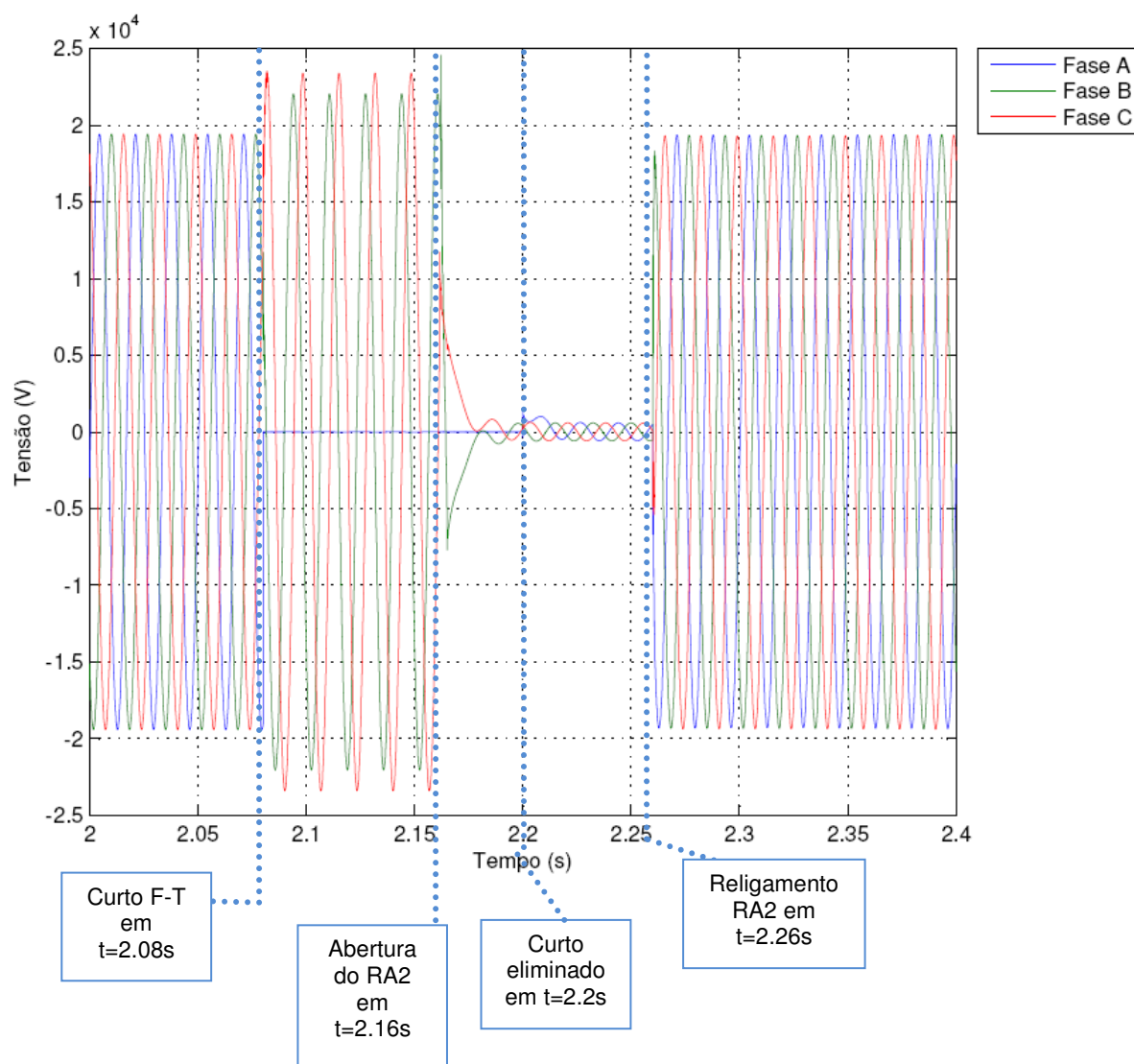


Figura 42 – Tensões no RA2 – caso 3
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 42, a falta fase-terra (fase A) faz com que a tensão da fase A vá a zero no momento do curto. As fases B e C sofrem, neste momento, pequenos aumentos de tensão devido ao curto. A partir do instante $t = 2.16s$, as tensões das fases B e C tendem a assumir valores próximos a zero, visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 2. Como o curto é eliminado em $t = 2.20s$, e há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as tensões voltam a assumir seus valores nominais, de $34,5/\sqrt{3} = 19,91 \text{ kV}$.

- Correntes no Religador 2

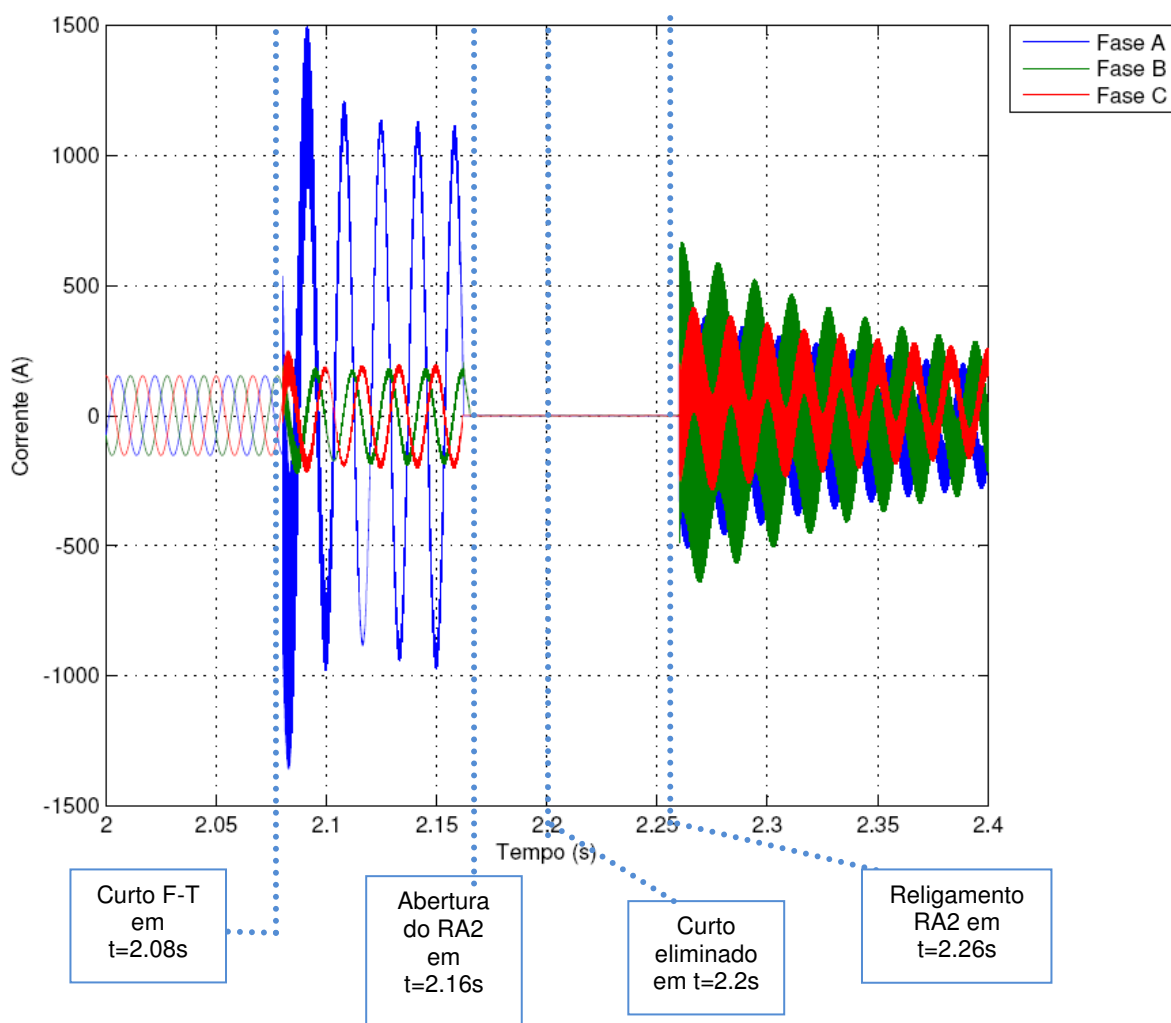


Figura 43 – Correntes no RA2 – caso 3
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 43, a falta fase-terra (fase A) faz com que a corrente da fase A assuma valores aproximadamente, 8 vezes maiores que a corrente nominal, no momento do curto. As fases B e C sofrem, neste momento,

pequenos aumentos nos valores de suas correntes. Como há a abertura do religador 1 no instante $t = 2.16s$, as correntes das fases A, B e C assumem valores iguais a zero. Como o curto é eliminado em $t = 2.20s$, e, há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as correntes, após um transitório de aproximadamente 1.5s, voltam a assumir seus valores nominais. Na expressão 42 são apresentados os cálculos da corrente de curto fase-terra.

$$I_{cc_{\phi T}} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0 + 3Rf} = \frac{3}{2 * (1,4306 \angle 73,53^\circ) + 1,3849 \angle 85,67^\circ} \quad (42)$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 0,7099 \angle -77,48^\circ pu$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 0,7099 * 1673,48 = 1188,0 A$$

- Tensões no Gerador (medidas na BT)

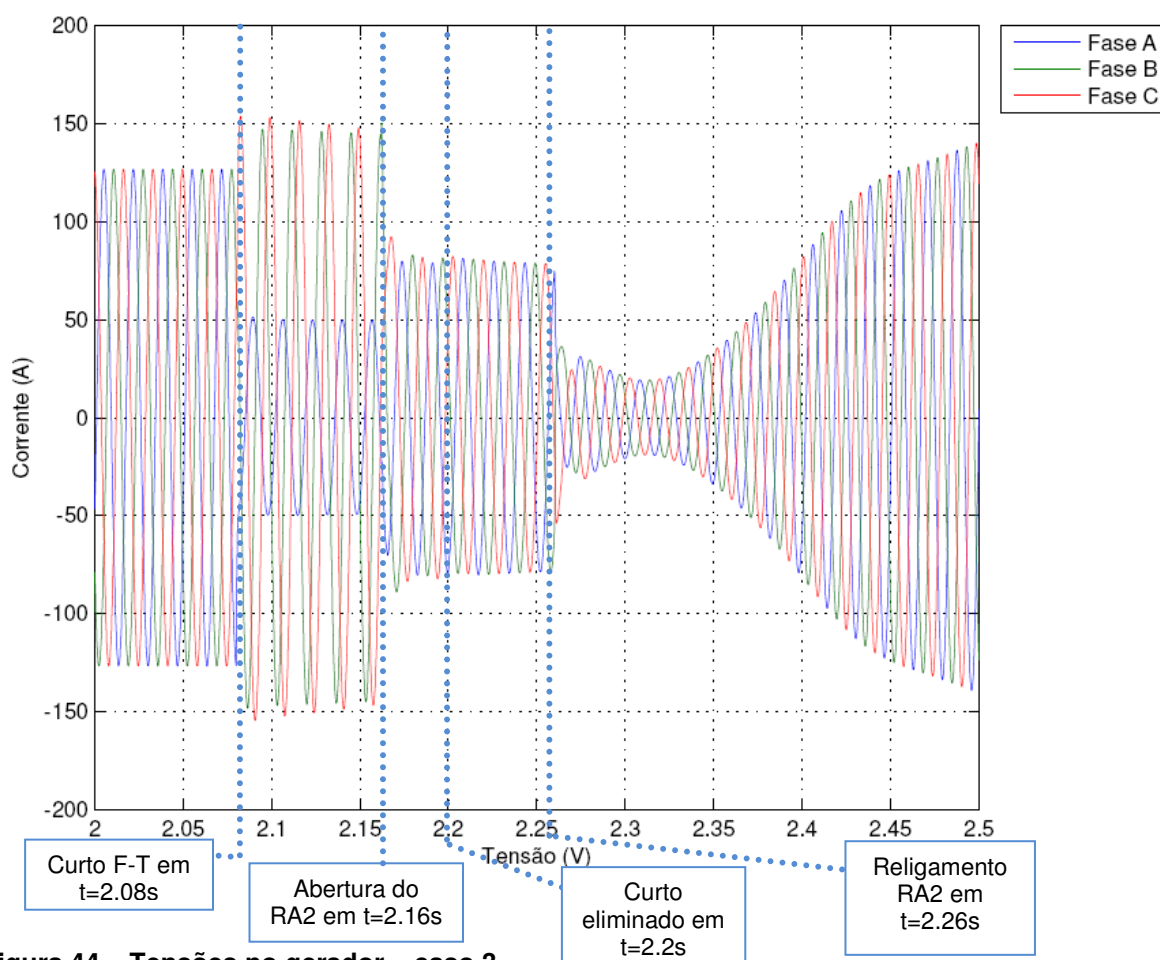


Figura 44 – Tensões no gerador – caso 3

Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 44, a falta fase-terra (fase A) faz com que a tensão da fase A caia de 127 V (rms) para aproximadamente 50 V (rms) no momento do curto. As fases B e C sofrem, neste momento, pequenos aumentos de tensão. A partir do instante $t = 2.16\text{s}$, as tensões das fases B e C tendem a assumir valores próximos a da fase A, visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 2, sendo que o gerador mantém estas tensões durante o período em que o RA2 está aberto. Como o curto é eliminado em $t = 2.20\text{s}$, e, há o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as tensões voltam a assumir seus valores nominais após alguns ciclos.

- Correntes no Gerador (medidas na BT)

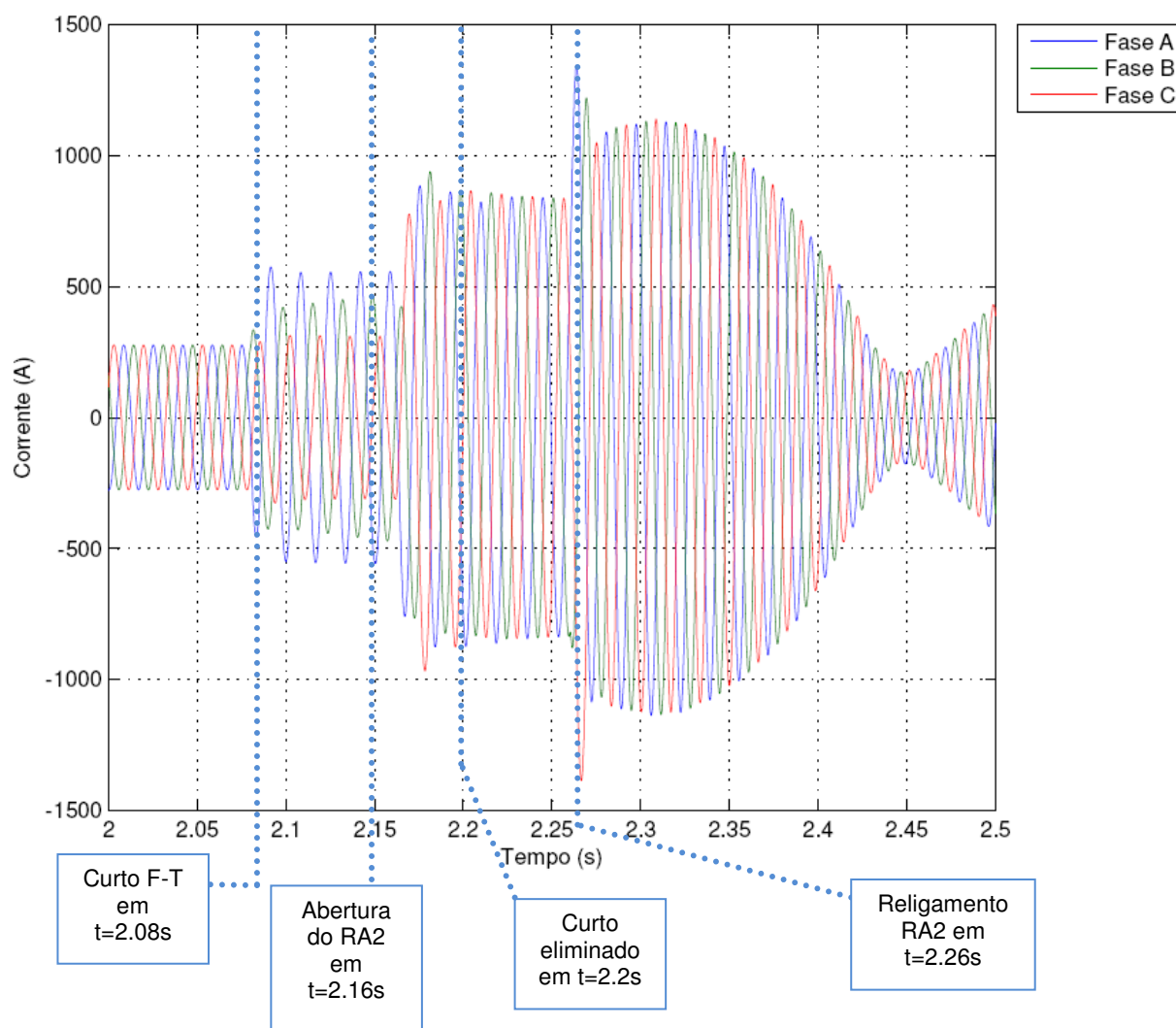


Figura 45 – Correntes no gerador – caso 3
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 45, a falta fase-terra (fase A) faz com que a corrente da fase A assuma valores maiores que a corrente nominal, no momento do curto. As fases B e C sofrem, neste momento, aumento leve nos valores de suas correntes. Como há a abertura do religador 2 no instante $t = 2.16\text{s}$, as correntes das fases A, B e C tendem a assumir valores próximos a 800 A, tentando desta forma alimentar o restante do circuito. Como o curto é eliminado em $t = 2.20\text{s}$, as correntes permanecem com estes valores de 800 A. Quando ocorre o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as correntes sofrem transitórios que desconfiguram suas formas de onda, uma vez que estão fora de sincronismo e levam, aproximadamente 2s para se estabelecerem em regime normal.

- Variação da frequência (df/dt)

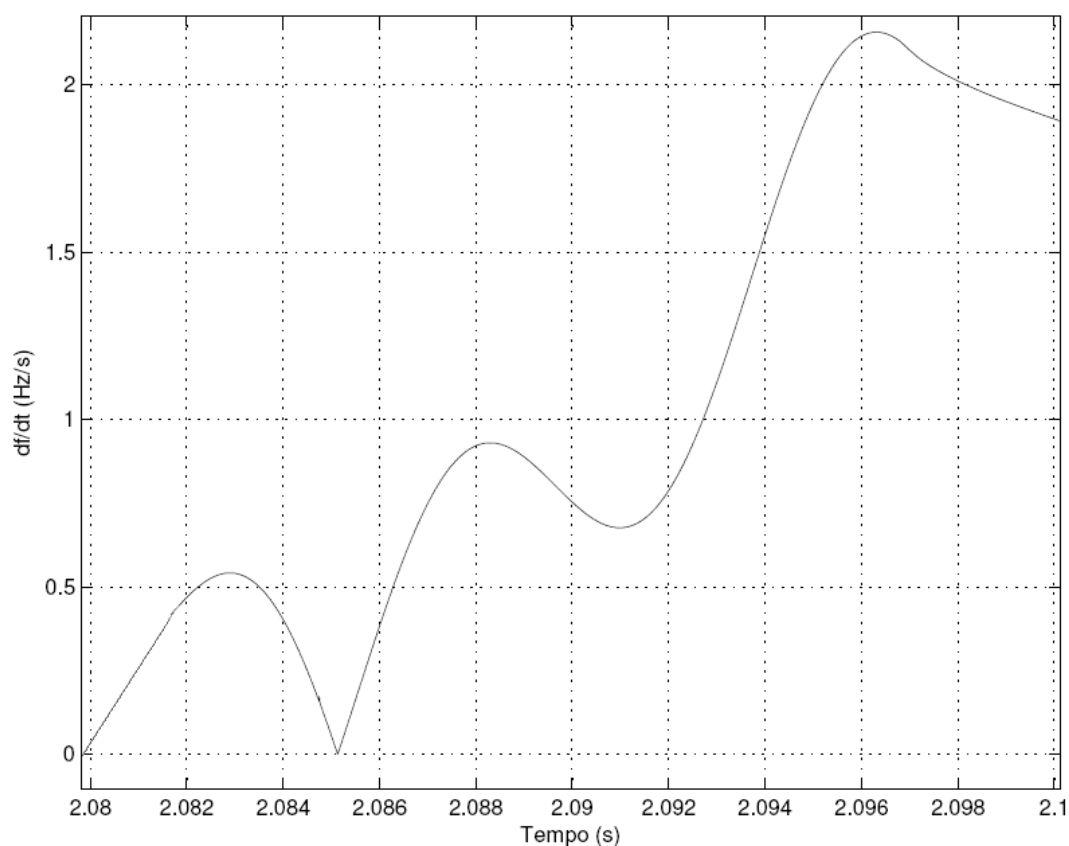


Figura 46 – df/dt – caso 3
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 46, a variação de frequência atinge o valor de 0.51 Hz/s no instante $t = 2,083$.

- Salto Vetorial

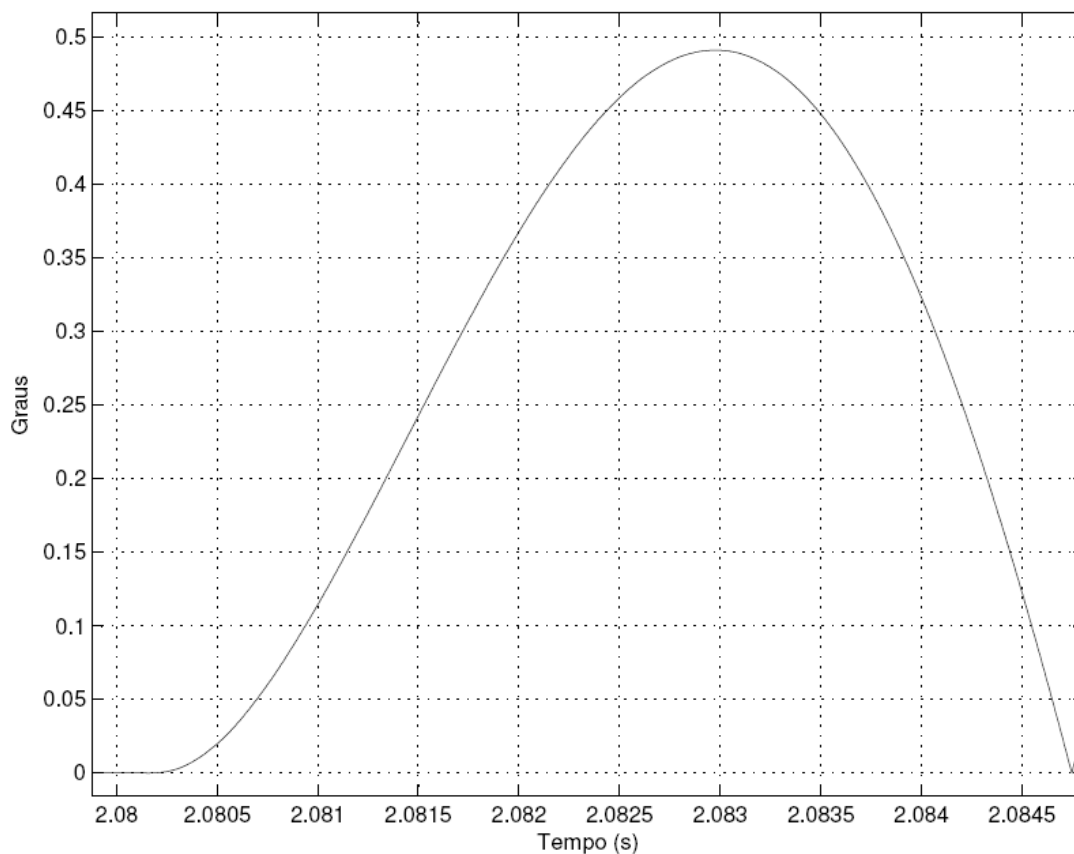


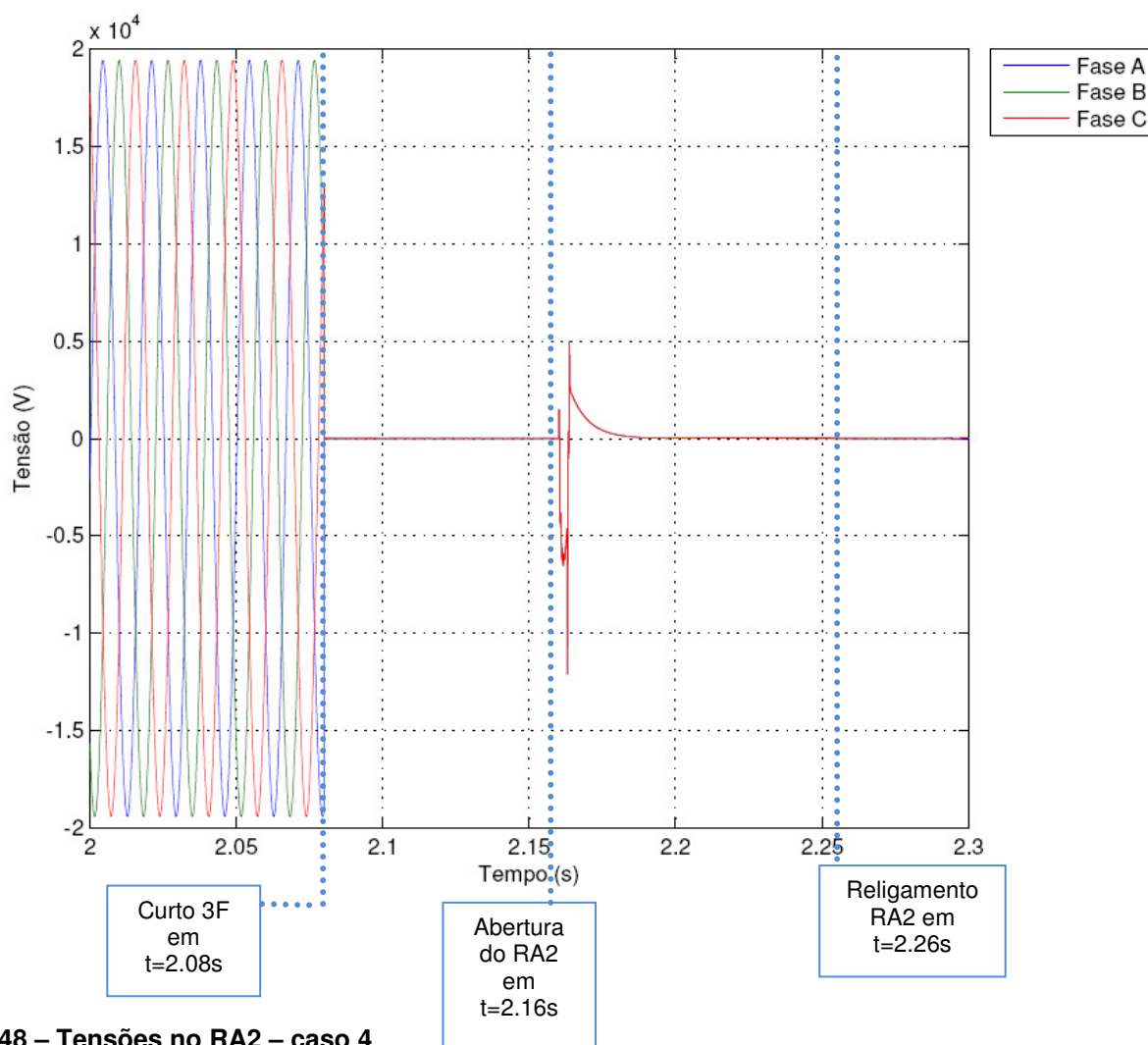
Figura 47 – Salto vetorial – caso 3
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 47, o deslocamento do ângulo de fase, quando comparado em momentos distintos no tempo é de 0,49 graus no instante $t = 2,083$ s.

CASO 4:

No caso 4, é simulada uma Falta Trifásica, $Z_f = 0 \Omega$, na Subestação B (SE B). A sequência cronológica dos fatos é a seguinte:

- 1) Ocorrência da falta em $t = 2.08 \text{ s}$, na SE B ;
 - 2) Abertura tripolar do Religador B (RA 2), que se encontra na SE B em $t = 2.16 \text{ s}$;
 - 3) O defeito não é eliminado;
 - 4) Religamento automático do RA 2 em $t = 2.26 \text{ s}$;
- Tensões no Religador 2



Analisando o gráfico da figura 48, a falta trifásica faz com que as tensões das fases A, B e C cheguem a valores próximos de zero no momento do curto. Como o curto não é eliminado e, há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as tensões continuam com valores próximos a zero.

- Correntes no Religador 2

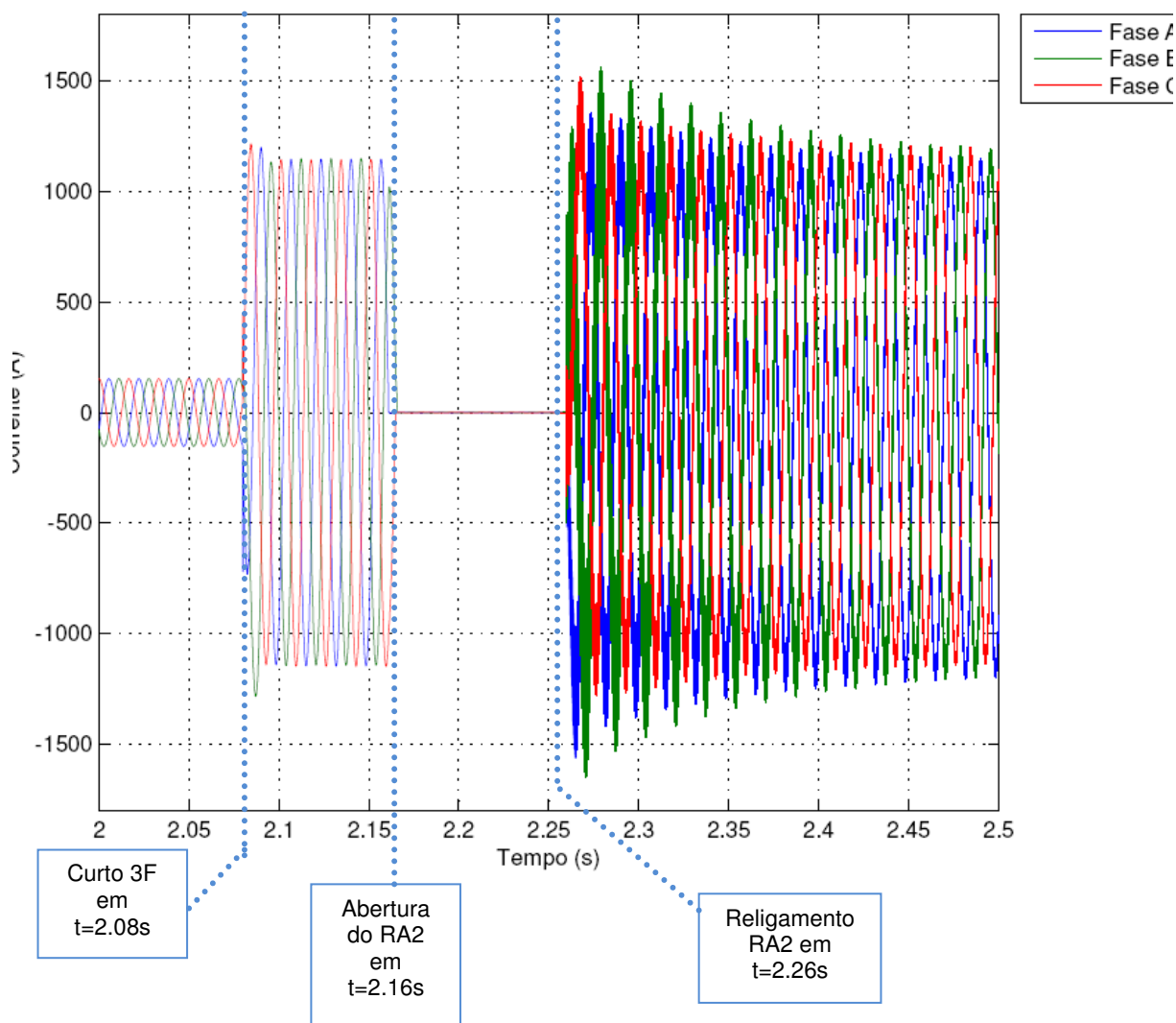


Figura 49 – Correntes no RA2 – caso 4
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 49, a falta trifásica faz com que as correntes das fases A, B e C assumam valores aproximadamente, oito vezes maiores que a corrente nominal, no período do curto (aproximadamente 1100 A, conforme cálculos da I_{cc} , seção 8.4). Como há a abertura tripolar do religador 1 no instante $t = 2.16s$, as correntes das fases A, B e C assumem valores iguais a zero. Como o curto não é

eliminado e, há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se o transitório das correntes e o sistema se estabiliza, porém com valores de corrente acima de 1100 A, conforme calculado na expressão 43, uma vez que elas estão alimentando o curto-circuito.

$$I_{cc_{3\phi}} = \frac{1.0}{1.4306 \angle 73.53^\circ} = 0.699 \angle -73.53^\circ pu \quad (43)$$

$$I_{cc_{3\phi}} = 1673.48 * 0.699 = 1169.77 A$$

- Tensões no Gerador (medidas na BT)

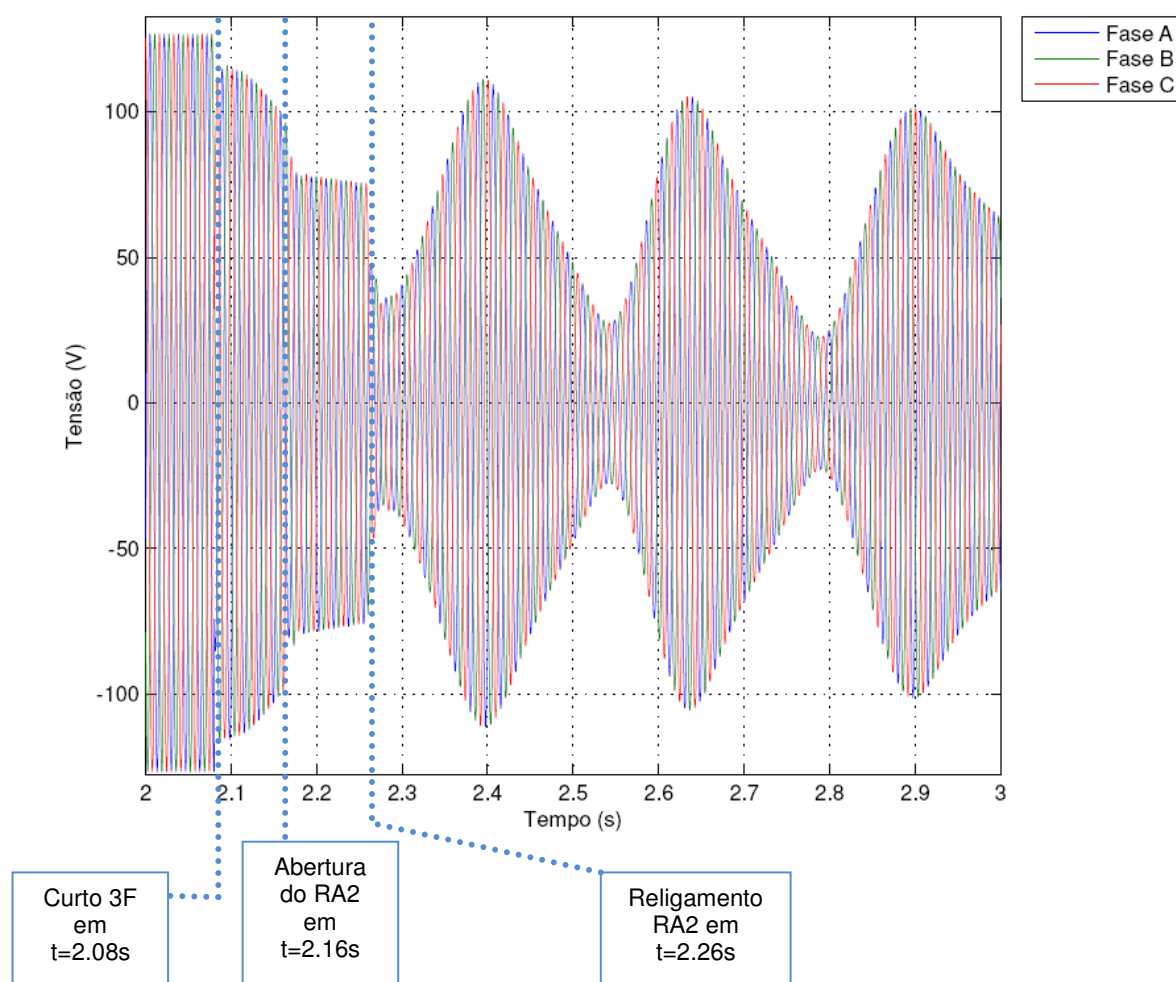


Figura 50 – Tensões no gerador – caso 4
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 50, a falta trifásica faz com que as tensões das fases A, B e C caiam de aproximadamente 20 % do seu valor nominal no momento do curto. No instante $t = 2.16s$, as tensões das fases A, B e C sofrem uma

pequena variação, uma vez que o gerador tende a suprir as cargas do sistema desde o momento do curto. Como o curto não é eliminado e, há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as tensões continuam com valores abaixo do nominal, porém apresentando flutuações de tensão, devido às características elétricas do circuito e da máquina (indutâncias e capacitâncias).

- Correntes no Gerador (medidas na BT)

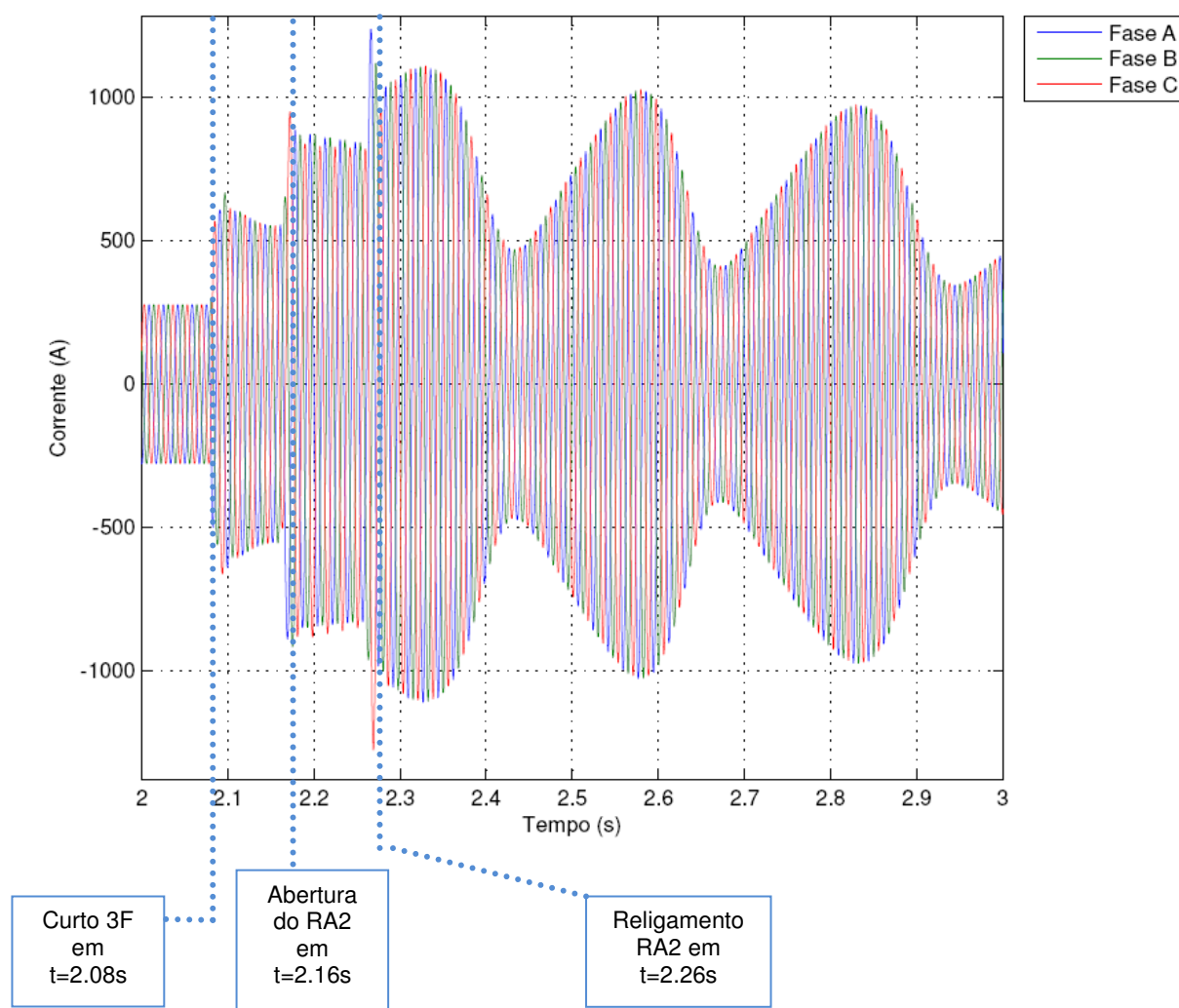


Figura 51 – Correntes no gerador – caso 4
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 51, a falta trifásica faz com que as correntes das fases A, B e C sofram um transitório atingindo valores de pico de aproximadamente 600 A. No instante $t = 2.16s$, as correntes das fases A, B e C sofrem uma pequena variação, uma vez que o gerador tende a suprir as cargas do sistema desde o momento do curto. Como o curto não é eliminado e, há o

religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as correntes continuam com valores acima do nominal, porém com flutuações nos valores de corrente.

- Variação da frequência (df/dt)

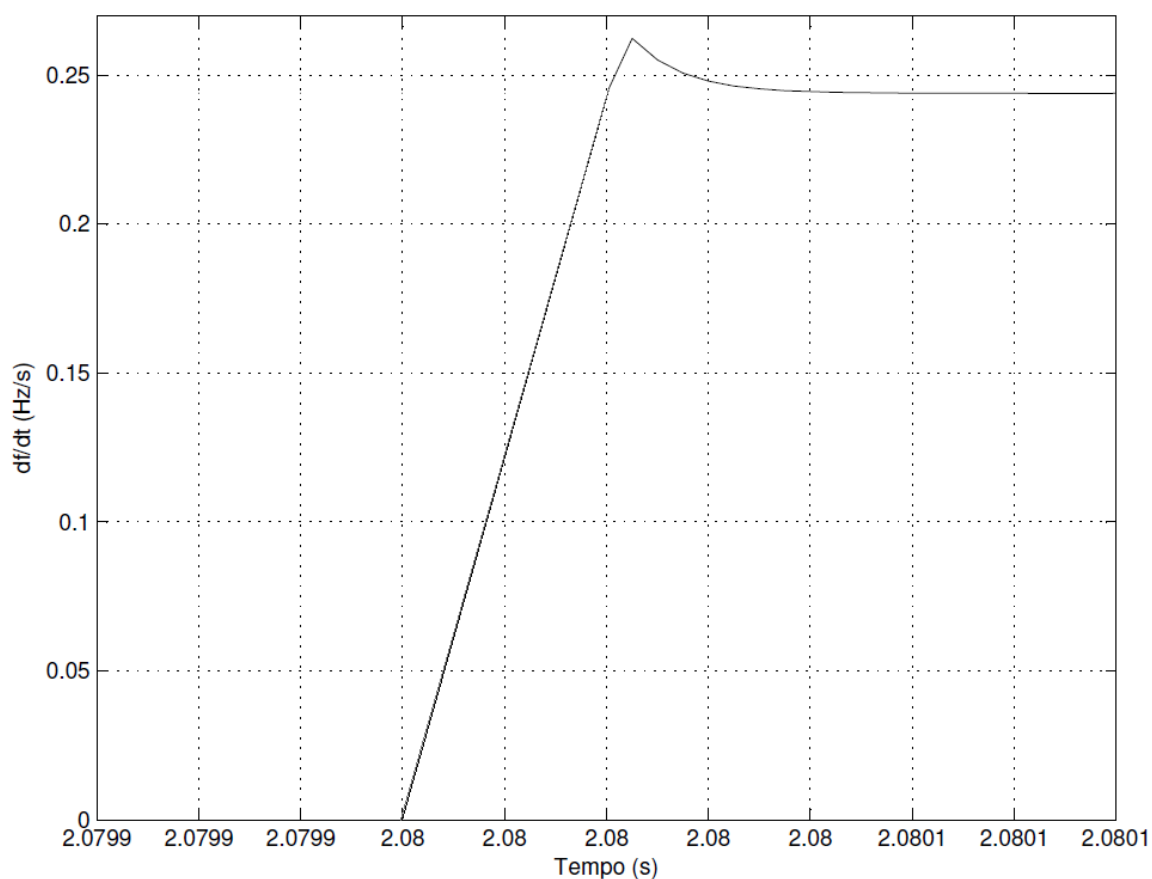


Figura 52 – df/dt – caso 4
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 52, a variação de frequência atinge o valor de 0.26 Hz/s no momento logo após o curto-circuito.

Obs: O gráfico da figura 52 mostra valores distintos de tempo, porém não são mostrados após a quarta casa decimal, devido a limitação do *software*.

- Salto vetorial

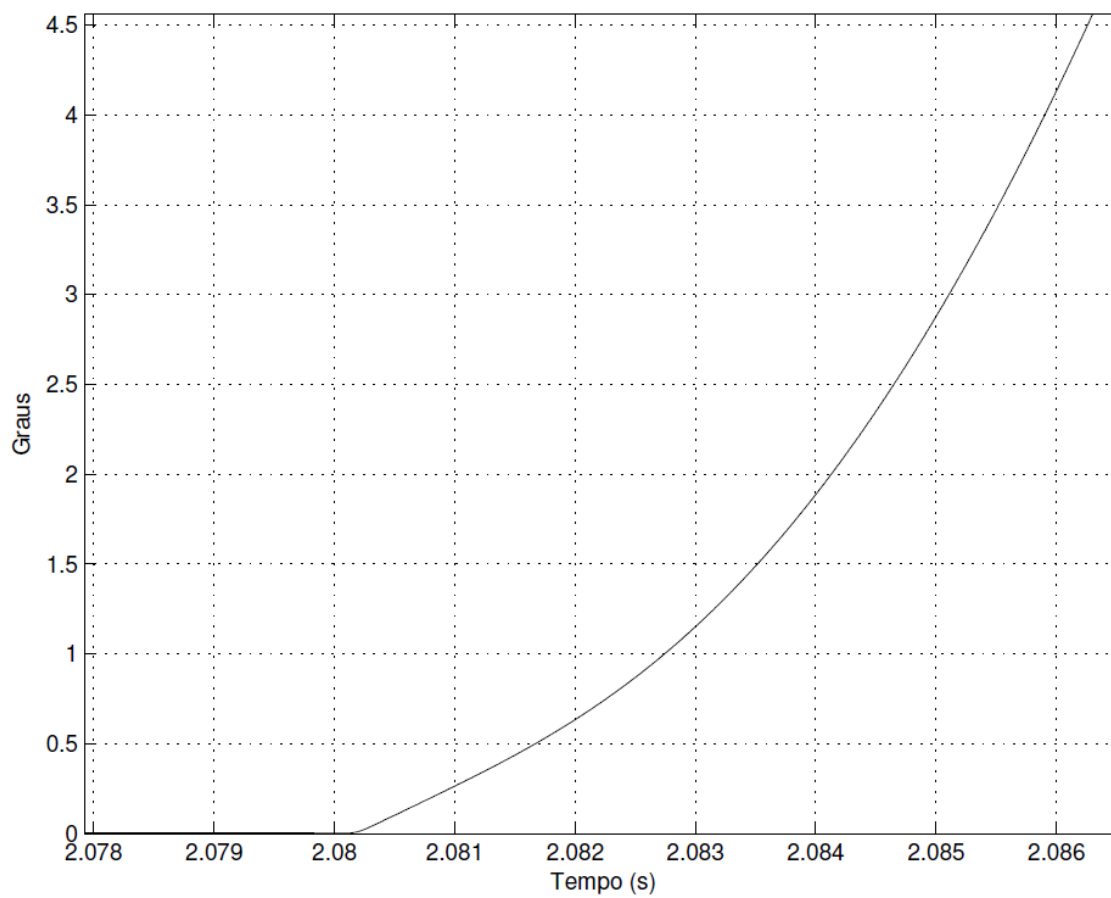


Figura 53 – Salto vetorial – caso 4
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 53, o deslocamento do ângulo de fase é de 1,2 graus no instante $t = 2,083$ s.

CASO 5:

No caso 5, é simulada uma Falta Fase-terra, $Z_f = 0 \Omega$, no lado de alta tensão (34,5 kV) do transformador do cliente. A sequência cronológica dos fatos é a seguinte:

- 1) Ocorrência da falta em $t = 2.08 \text{ s}$;
- 2) Abertura tripolar do Religador 3 (RA 3) $t = 2.16 \text{ s}$;
- 3) Eliminação da falta em $t = 2.20 \text{ s}$;
- 4) Religamento automático do RA 3 em $t = 2.26 \text{ s}$;

- Tensões no Religador 3

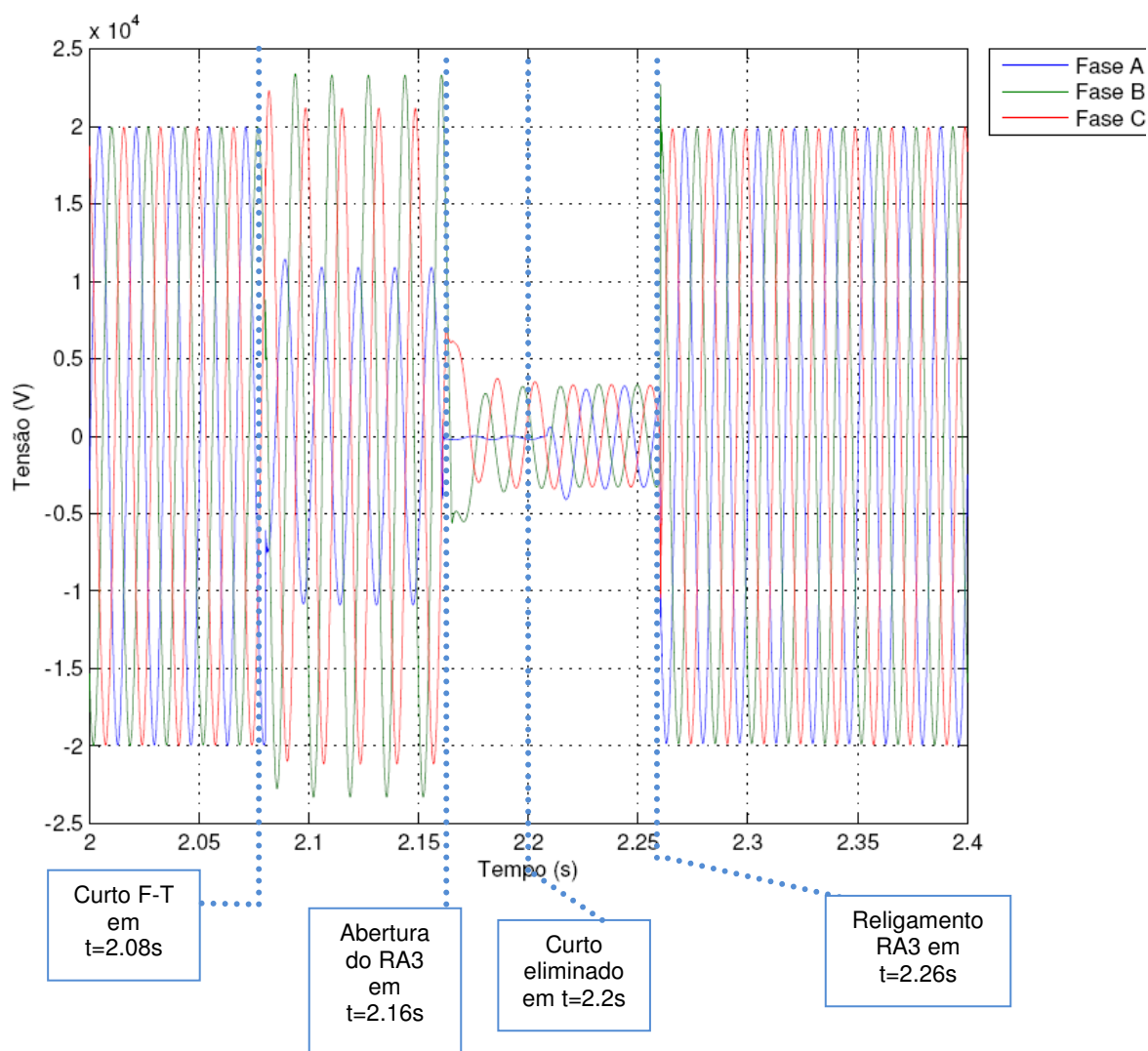


Figura 54 - Tensões no RA3 - caso 5
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 54, a falta fase-terra (fase A) faz com que a tensão da fase A caia pela metade no momento do curto. As fases B e C sofrem, neste momento, oscilações de tensão. A partir do instante $t = 2.16s$, as tensões das fases B e C tendem a assumir valores próximos a zero, visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 3. Como o curto é eliminado em $t = 2.20s$, e, há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as tensões voltam a assumir seus valores nominais.

- Correntes no Religador 3

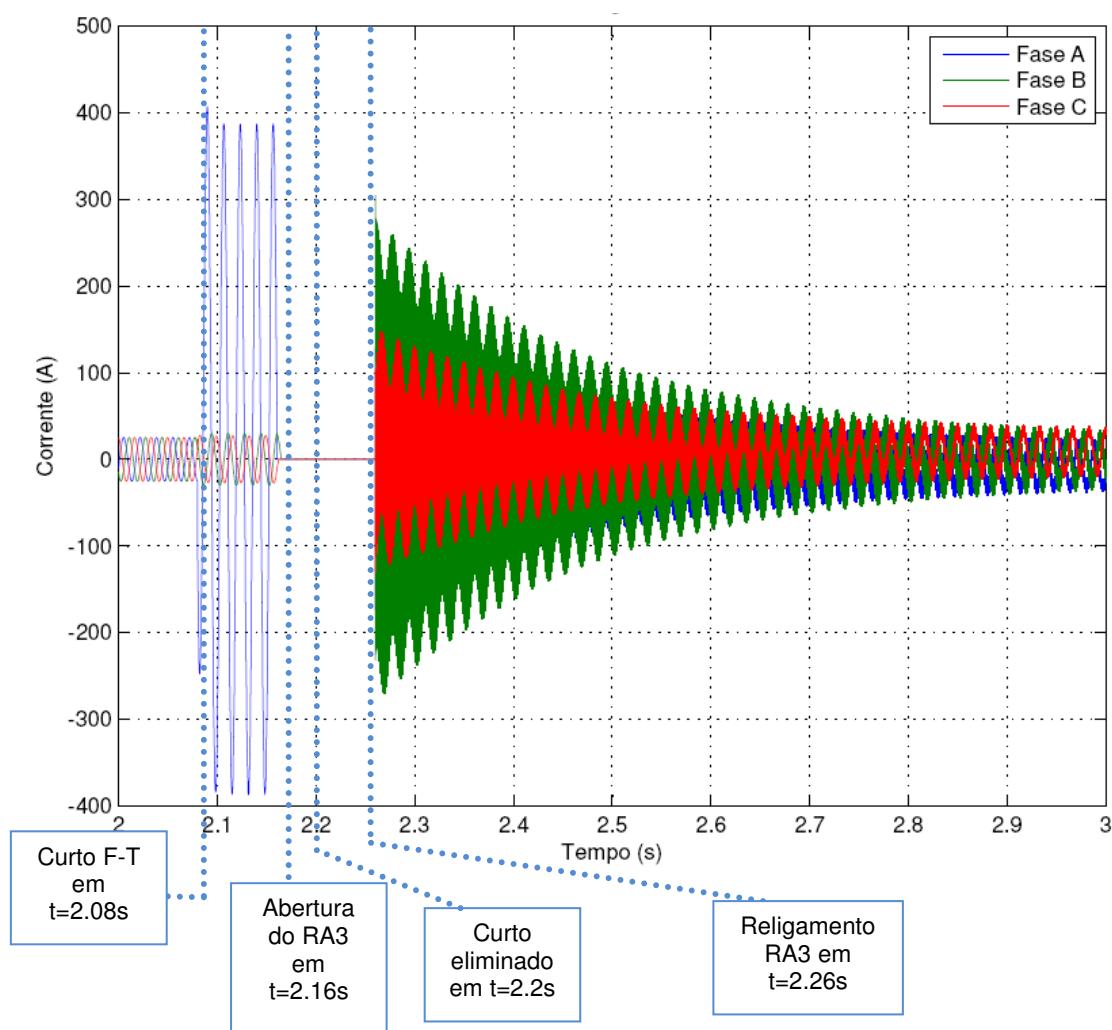


Figura 55 – Correntes no RA3 – caso 5
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 55, a falta fase-terra (fase A) faz com que a corrente da fase A assumira valores aproximadamente, 14 vezes maiores que a corrente nominal, no momento do curto. As fases B e C sofrem, neste momento, pequenos aumentos nos valores de suas correntes. Como há a abertura do religador

3 no instante $t = 2.16s$, as correntes das fases A, B e C assumem valores iguais a zero. Como o curto é eliminado em $t = 2.20s$, e, há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as correntes, após um transitório de aproximadamente 1.5s, voltam a assumir seus valores nominais. Através da fórmula 44 é calculada a corrente de curto circuito fase-terra.

$$I_{cc_{\phi T}} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} \quad (44)$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 0,2312 \angle -67,48^\circ pu$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 0,2312 * 1673,48 = 387,0699 A$$

- Tensões no gerador (medidas na BT)

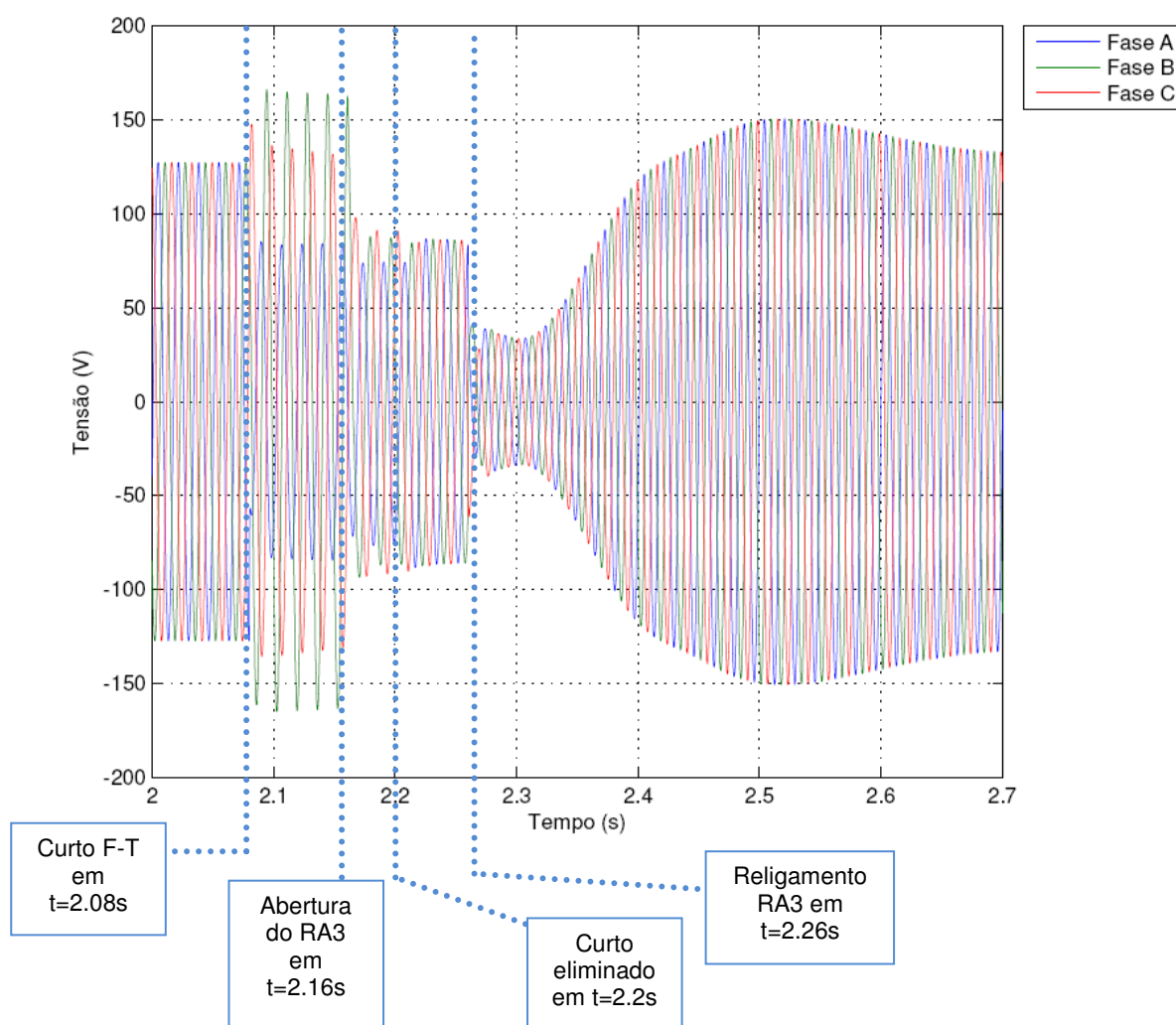


Figura 56 – Tensões no gerador – caso 5
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 56, a falta fase-terra (fase A) faz com que a tensão da fase A caia de 127 V (rms) para aproximadamente 80 V (rms) no momento do curto. As fases B e C sofrem, neste momento, pequenos aumentos de tensão. A partir do instante $t = 2.16\text{s}$, as tensões das fases B e C tendem a assumir valores próximos a da fase A, visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 3. Como o curto é eliminado em $t = 2.20\text{s}$, e, há o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as tensões voltam a assumir seus valores nominais após alguns ciclos.

- Correntes no gerador (medidas na BT)

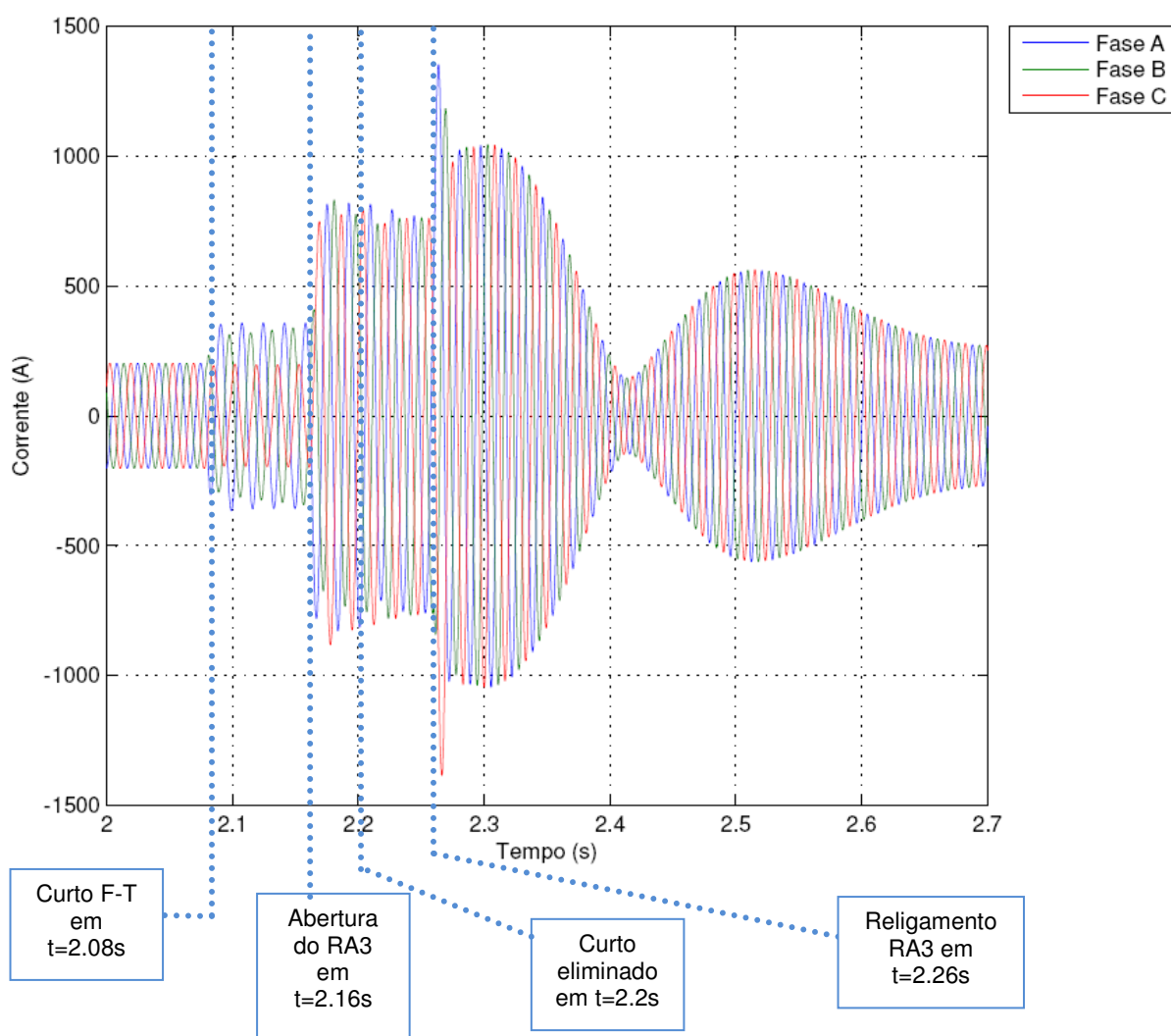


Figura 57 – Correntes no gerador – caso 5
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 57, a falta fase-terra (fase A) faz com que a corrente da fase A assumira valores maiores que a corrente nominal, no momento do curto. As fases B e C sofrem, neste momento, oscilações valores de suas correntes. Como há a abertura do religador 3 no instante $t = 2.16\text{s}$, as correntes

das fases A, B e C tendem a assumir valores próximos a 750 A, tentando desta forma alimentar o restante do circuito. Como o curto é eliminado em $t = 2.20s$, as correntes permanecem com estes valores de 750 A. Quando ocorre o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as correntes sofrem oscilações e levam, aproximadamente 0.6s para se estabelecerem em regime normal.

- Variação da frequência (df/dt)

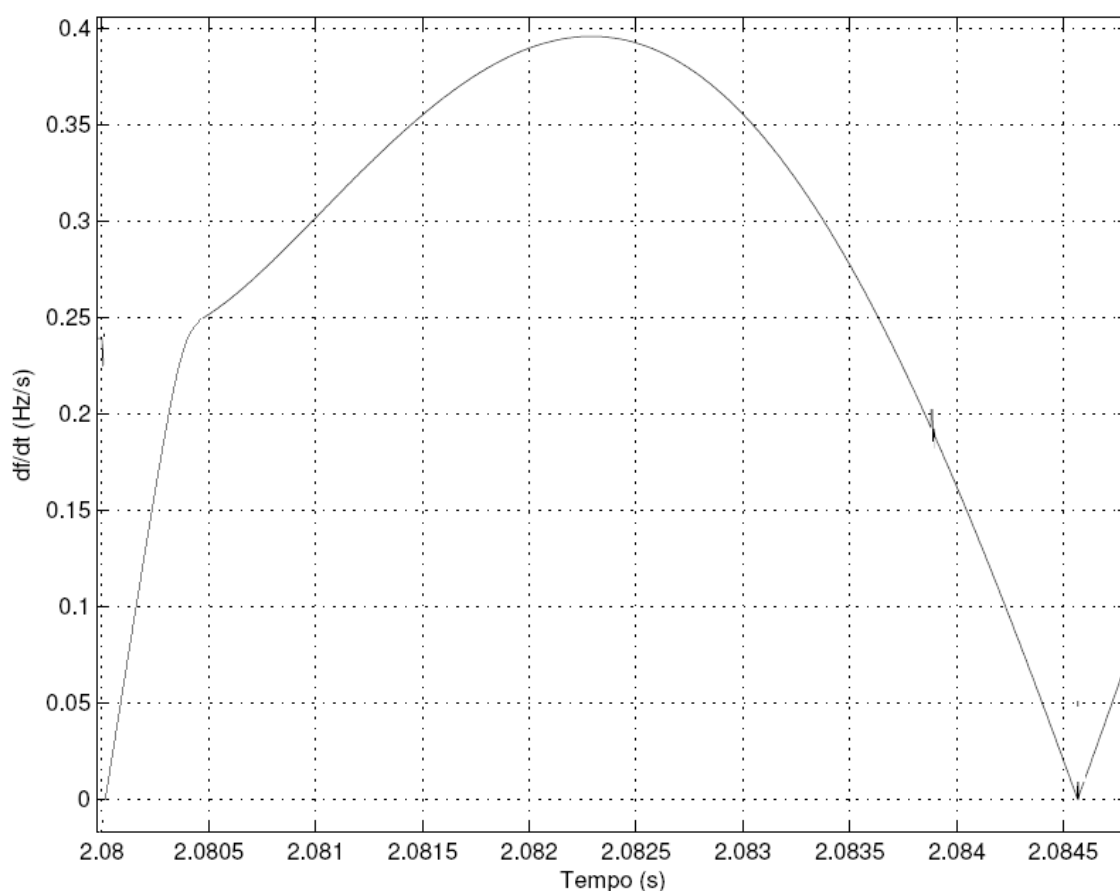


Figura 58 – df/dt – caso 5
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 58, a variação de frequência atinge o valor de 0.395 Hz/s no instante $t = 2,0823$.

- Salto Vetorial

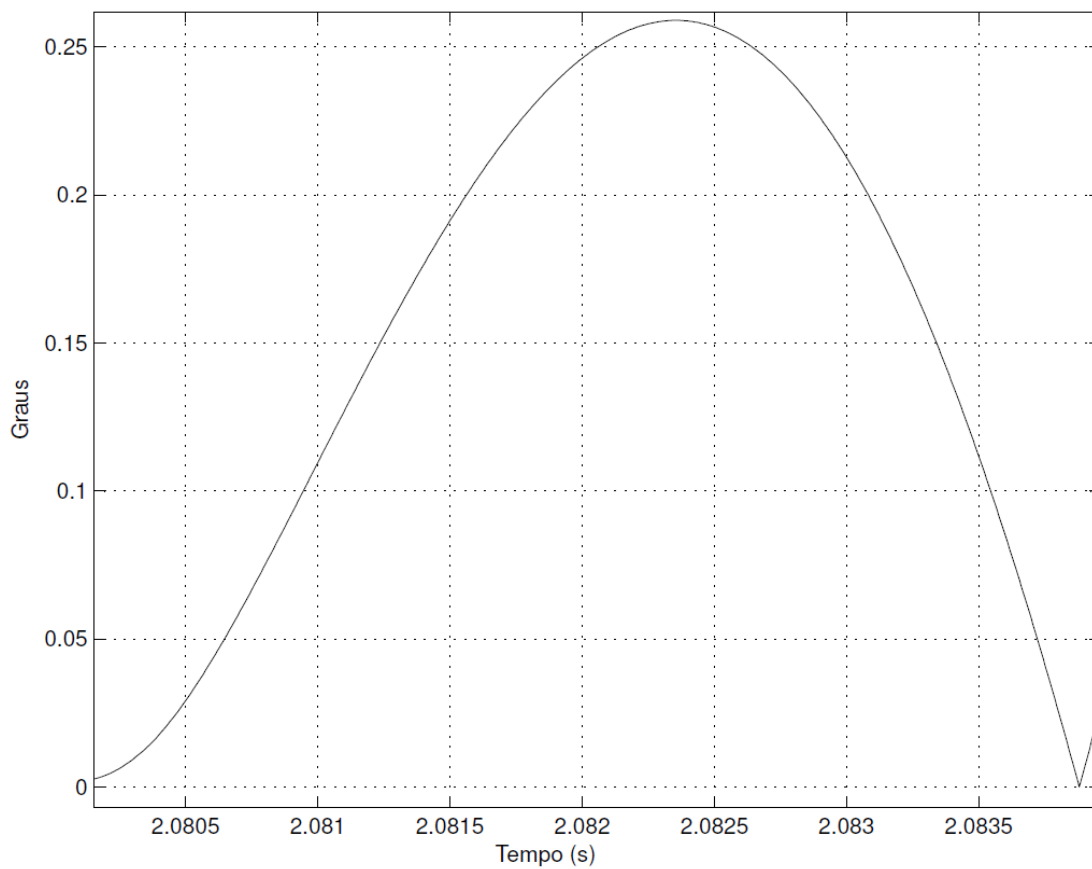


Figura 59 – Salto vetorial – caso 5
Fonte: MATLAB

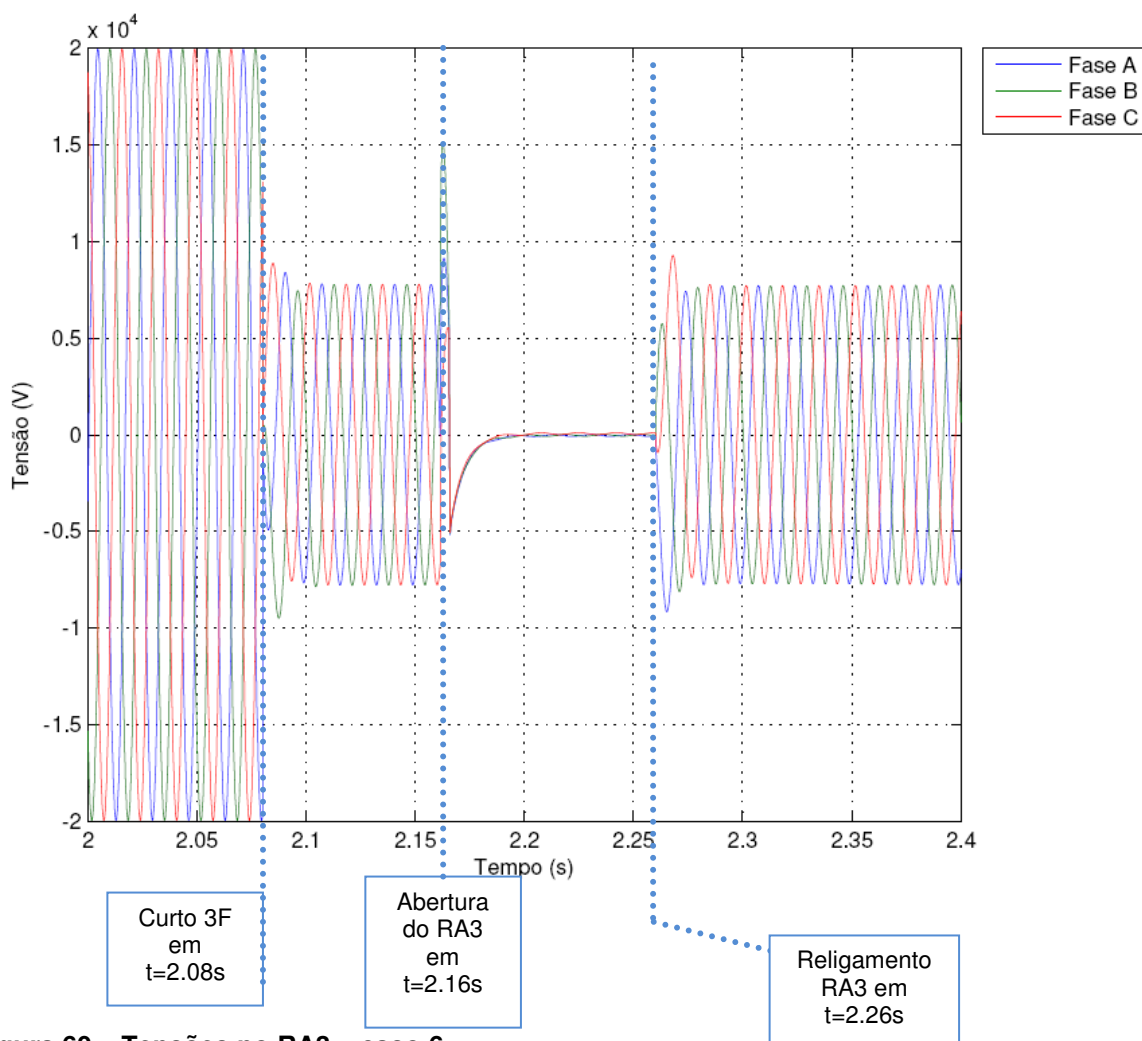
Analisando o gráfico da figura 59, o deslocamento do ângulo de fase foi de 0,27 graus no instante $t = 2,0823$ s.

CASO 6:

No caso 6, é simulada uma Falta Trifásica, com $Z_f = 0 \Omega$, no lado de alta tensão (34,5 kV) do transformador do cliente. A sequência cronológica dos fatos é a seguinte:

- 1) Ocorrência da falta em $t = 2.08 \text{ s}$;
- 2) Abertura tripolar do Religador 3 (RA 3) em $t = 2.16 \text{ s}$;
- 3) Falta não eliminada;
- 4) Religamento automático do RA3 em $t = 2.26 \text{ s}$;

- Tensões no Religador 3



Analisando o gráfico da figura 58, a falta trifásica faz com que a tensão das fases diminua muito durante curto. As três fases sofrem, neste período, afundamentos de tensão. A partir do instante $t = 2.16s$, as tensões tendem a zero, visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 3. Como o curto não é eliminado, e há o religamento em $t = 2.26s$, nota-se que as tensões voltam aos valores encontrados no período de falta, visto que o curto circuito permanece no sistema.

- Correntes no Religador 3

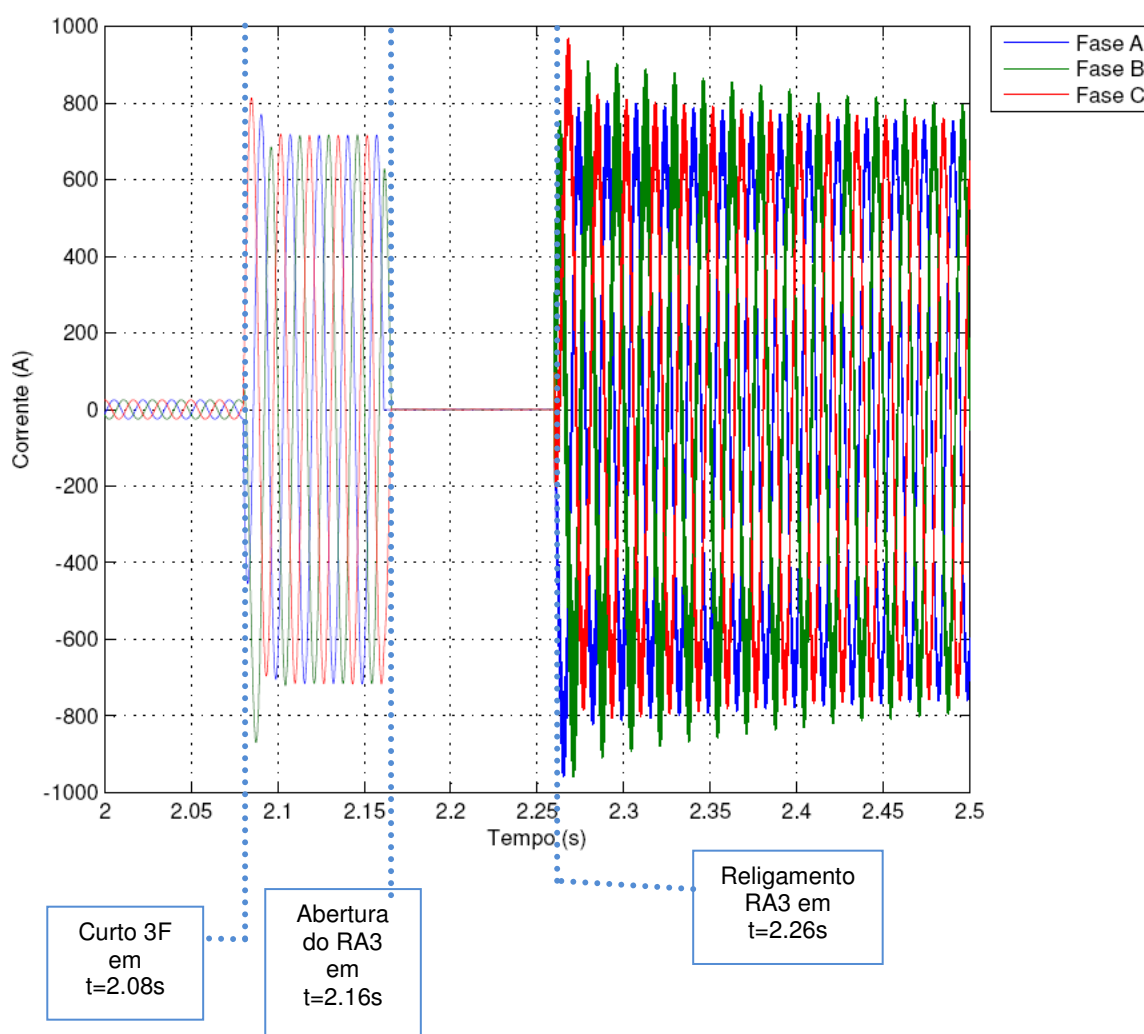


Figura 61 – Correntes no RA3 – caso 6
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 61, a falta trifásica faz com que as correntes das fases assumam valores, aproximadamente, vinte e cinco vezes o valor da corrente nominal no período de curto. Como há a abertura do religador 3 no instante $t = 2.16s$, as correntes das fases A, B e C assumem o valor zero. Como o curto não

é eliminado, e há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as correntes voltam a assumir os valores encontrados durante o curto circuito, conforme mostrado na fórmula 45.

$$I_{cc_{3\phi}} = \frac{1.0}{2.37} = 0,42 \angle -41,4^\circ \quad (45)$$

$$I_{cc_{3\phi}} = 1673.48 * 0,42 = 705,1 \text{ A}$$

- Tensões no Gerador (medidas na BT)

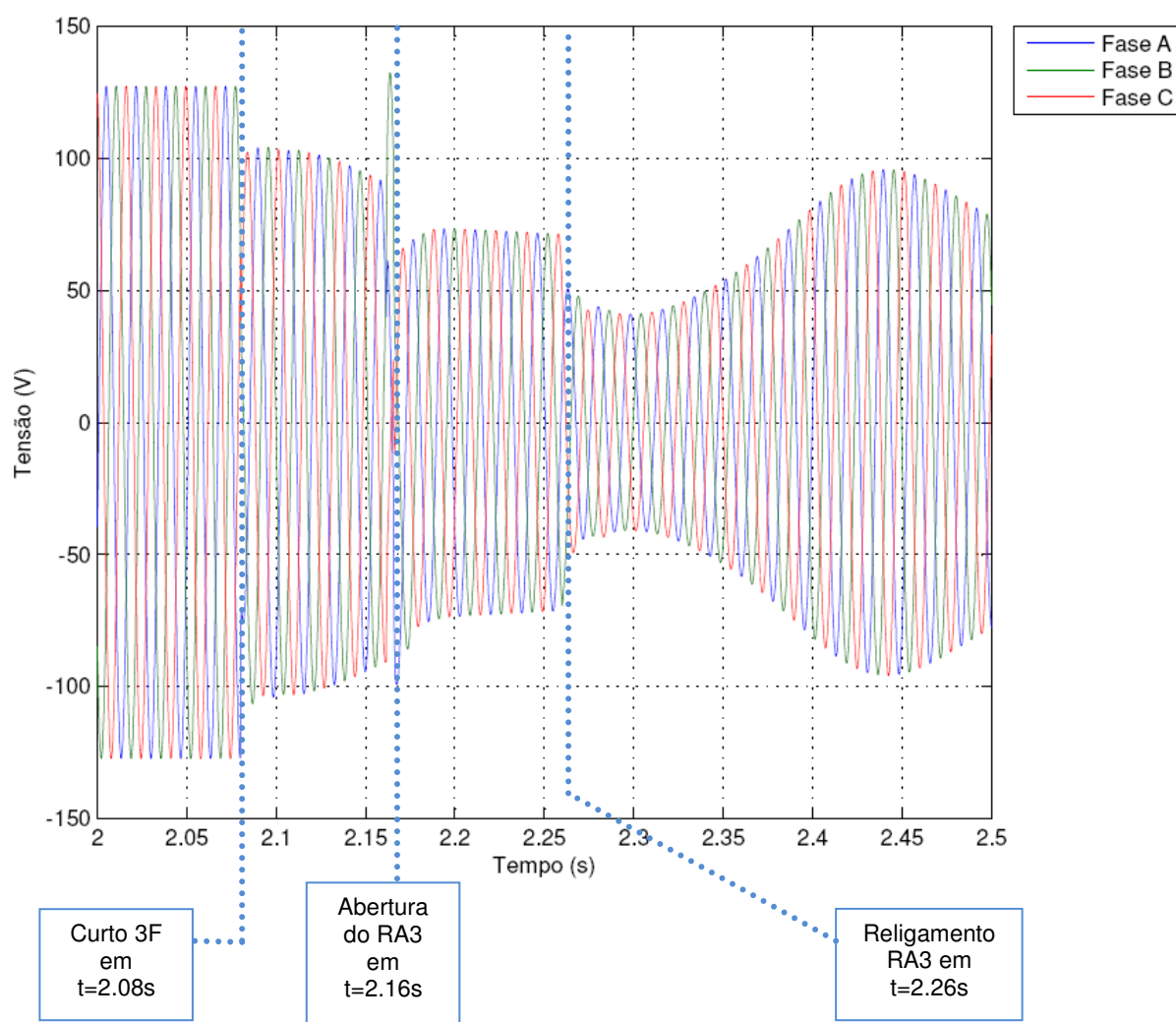


Figura 62 – Tensões no gerador – caso 6
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 62, a falta trifásica faz com que a tensão das fases caiam de 127V (rms) para aproximadamente 100V (rms) durante o curto. As fases sofrem, neste momento, afundamentos de tensão. No instante $t = 2.16s$,

ocorre a abertura do religador 3, o que faz com que a concessionária seja isolada do sistema, porém o gerador distribuído ainda permanece em curto circuito, visto que a falta persiste e o mesmo não fora isolado do sistema no instante da falta. Percebe-se que as tensões permanecem com os valores que possuíam durante o curto.

- Correntes no Gerador (medidas na BT)

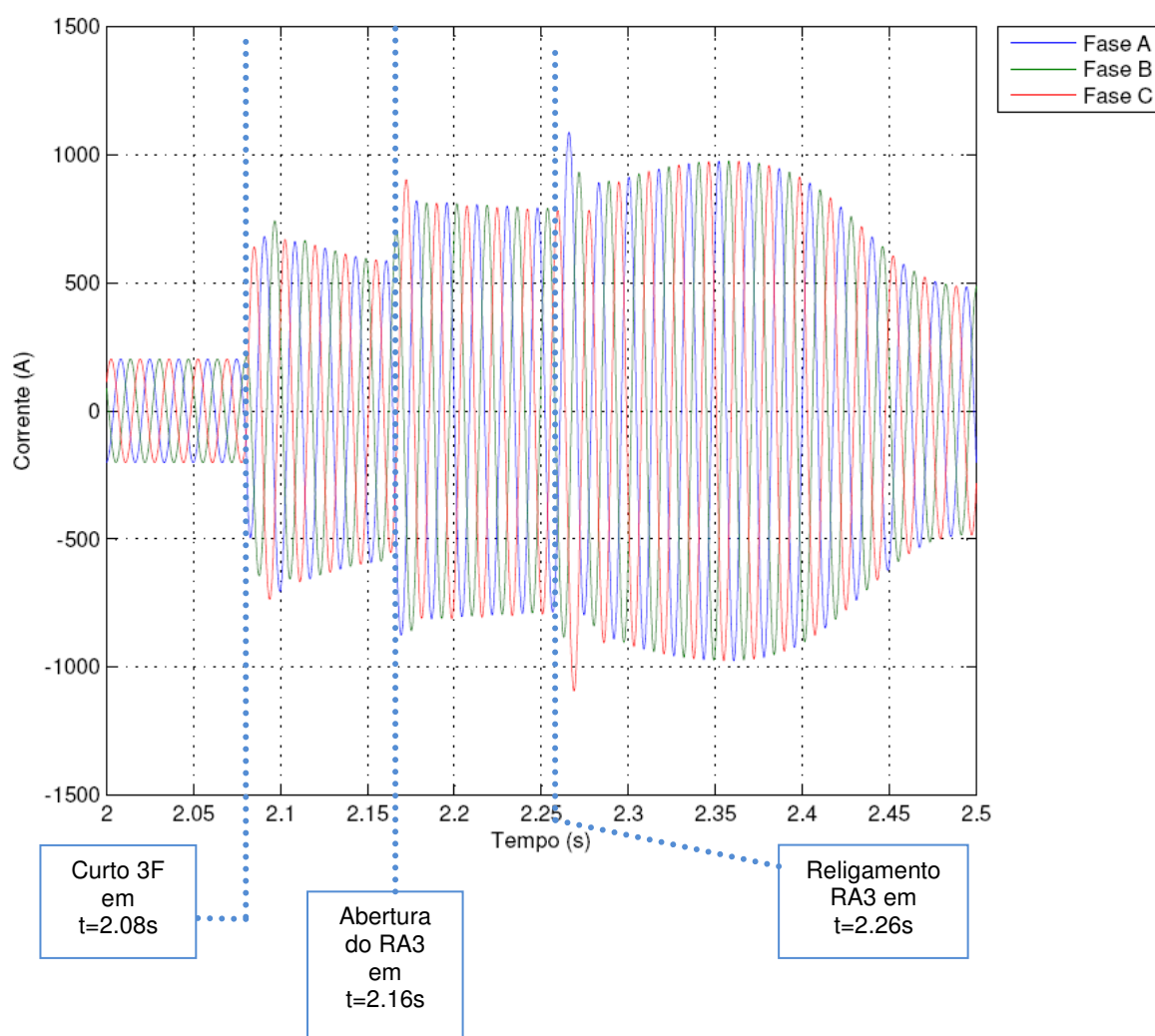


Figura 63 – Correntes no gerador – caso 6
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 63, a falta trifásica faz com que as correntes das fases A, B e C sofram um transitório atingindo valores de pico de aproximadamente 700 A. No instante $t = 2.16s$, as correntes das fases A, B e C

sofrem uma pequena variação, uma vez que o gerador tende a suprir as cargas do sistema desde o momento do curto. Como o curto não é eliminado e, há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as correntes continuam com valores acima do nominal.

- Variação da frequência no Gerador (df/dt)

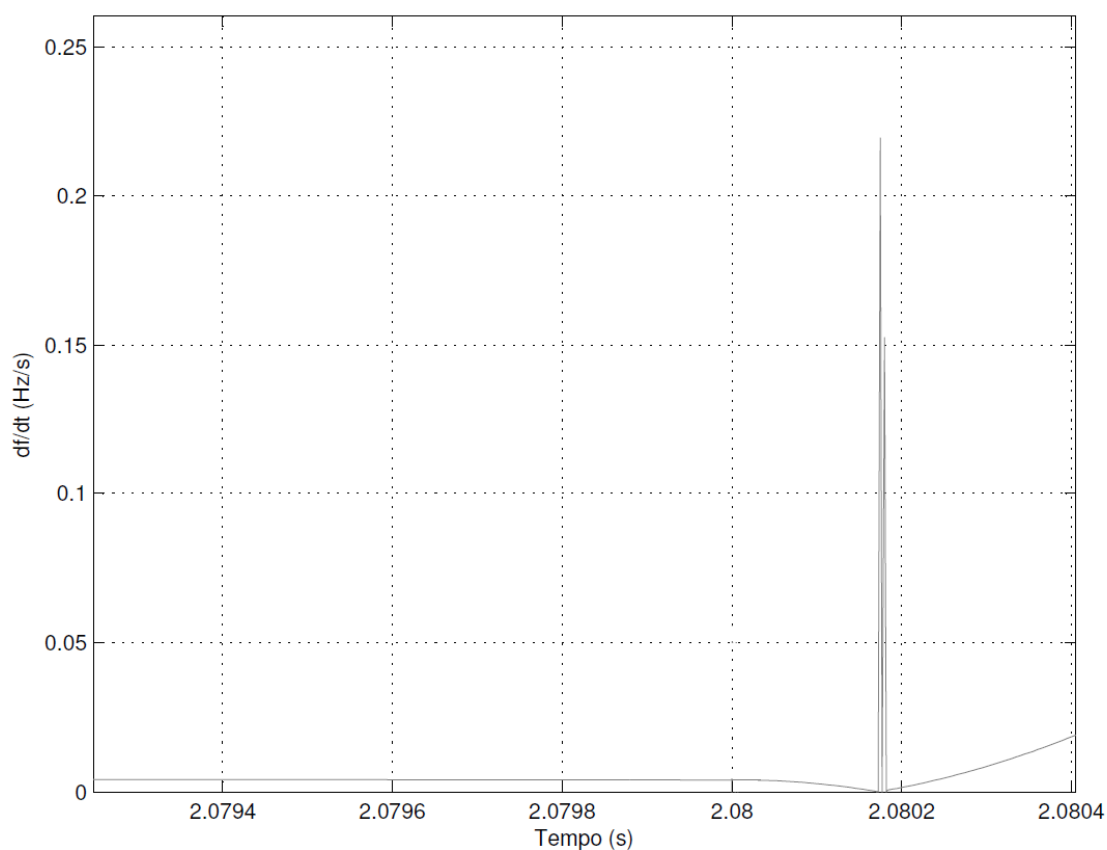


Figura 64 – df/dt – caso 6
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 64, a variação de frequência atinge o valor de 0.22 Hz/s.

- Salto Vetorial

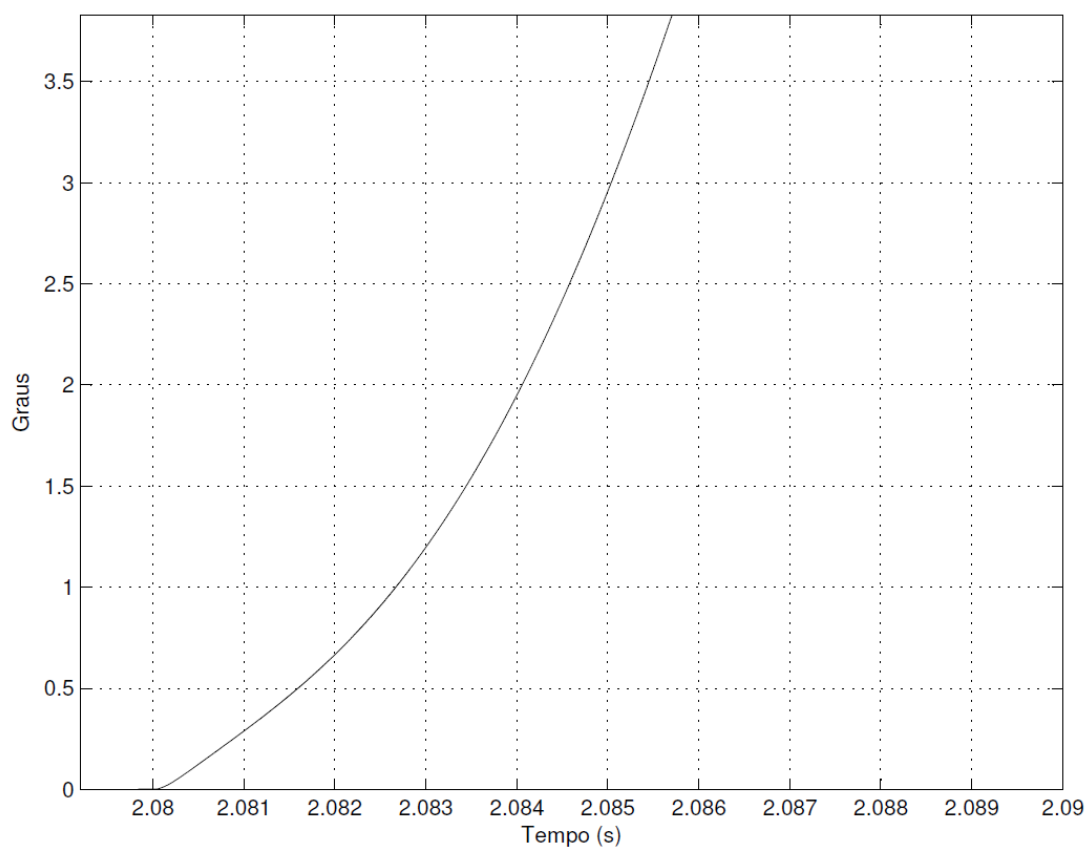


Figura 65 – Salto vetorial – caso 6
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 65, percebe-se que o deslocamento angular foi de 1,25 graus.

CASO 7

No caso 7, é simulada uma Falta Fase-Terra, $Z_f = 0 \Omega$, (Fase A) no transformador de 75 kVA no lado de baixa tensão. A sequência cronológica dos fatos é a seguinte:

- 1) Ocorrência da falta em $t = 2.08 \text{ s}$, na BT do transformador de 75kVA ;
- 2) Abertura tripolar do Religador 3 (RA 3), que se encontra na SE B em $t = 2.16 \text{ s}$;
- 3) Eliminação da falta em $t = 2.20 \text{ s}$;
- 4) Religamento automático do RA 3 em $t = 2.26 \text{ s}$;

- Tensões no Religador 3

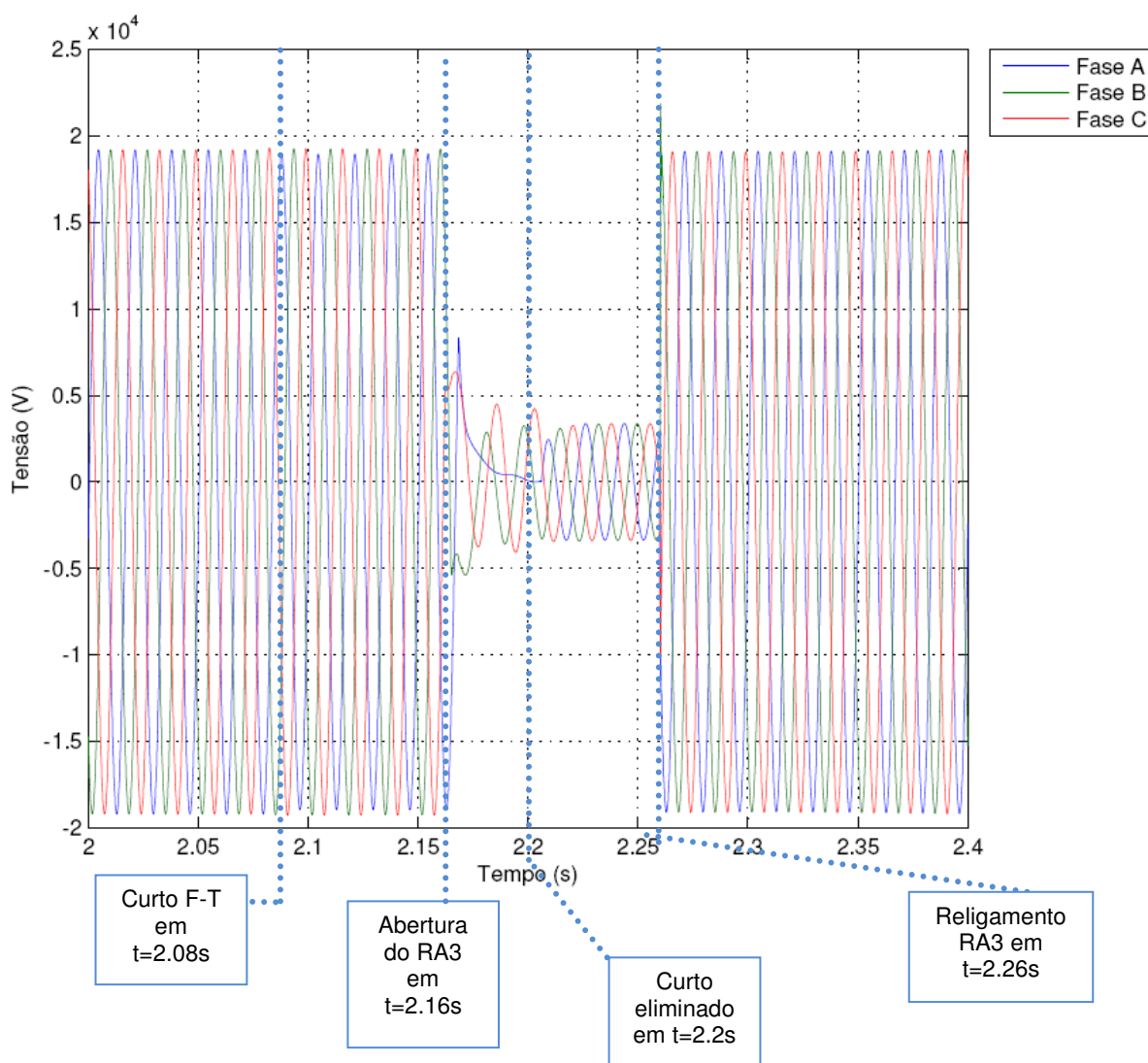


Figura 66 – Tensões no RA3 – caso 7
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 66, a falta fase-terra (fase A) faz com que a tensão da fase sofra um pequeno afundamento. A partir do instante $t = 2.16s$, as tensões das fases A, B e C tendem a assumir valores próximos a zero, visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 3. Como o curto é eliminado em $t = 2.20s$, e há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as tensões voltam a assumir seus valores nominais.

- Correntes no Religador 3

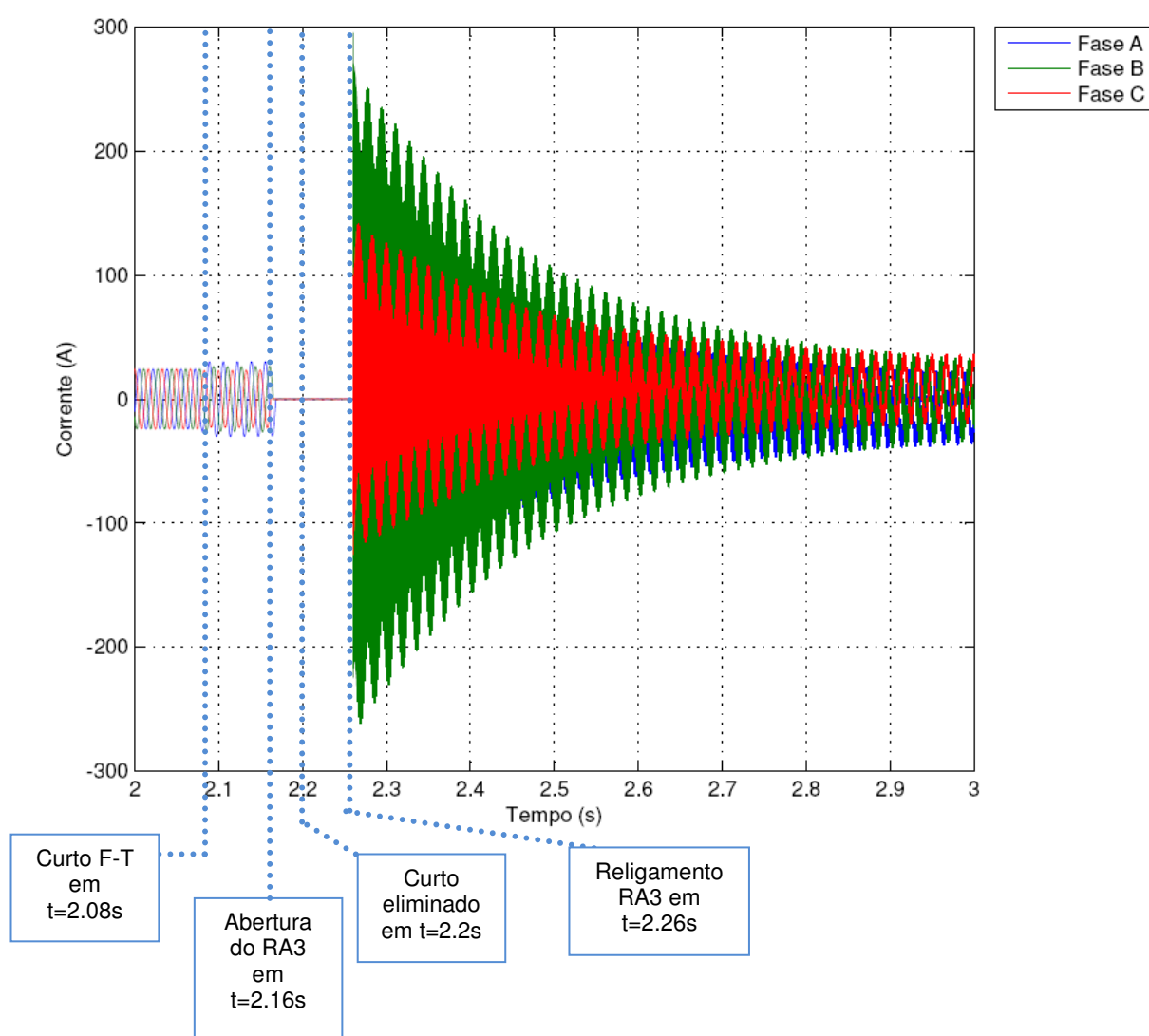


Figura 67 – Corrente no RA3 – caso 7
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 67, a falta fase-terra (fase A) faz com que a corrente da fase A sofra um pequeno aumento no momento do curto, visto que a

falta foi na baixa tensão. As fases B e C sofrem, neste momento, pequenos aumentos nos valores de suas correntes. Como há a abertura do religador 3 no instante $t = 2.16\text{s}$, as correntes das fases A, B e C assumem valores iguais a zero. Como o curto é eliminado em $t = 2.20\text{s}$, e, há o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as correntes, após um transitório de aproximadamente 2s, voltam a assumir seus valores nominais.

- Tensões no gerador (medidas na BT)

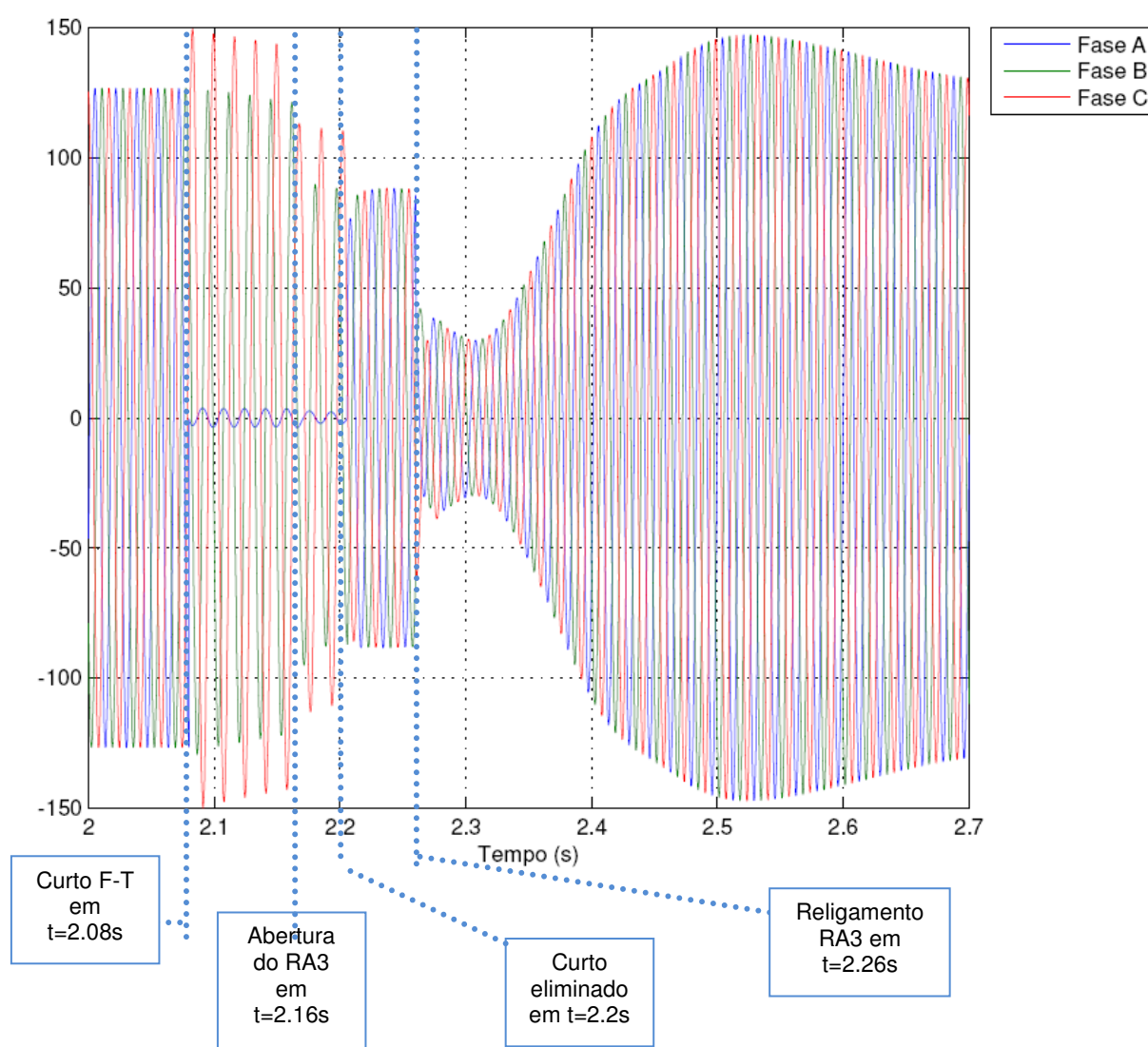


Figura 68 – Tensões no gerador – caso 7
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 68, a falta fase-terra (fase A) faz com que a tensão da fase A caia de 127 V (rms) para aproximadamente 0 V (rms) no momento do curto. As fases B e C sofrem, neste momento, pequenos aumentos de tensão. A

partir do instante $t = 2.2s$, as tensões das fases A, B e C tendem a assumir valores próximos a 80 V, visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 3 e o curto é eliminado, restando apenas as tensões fornecidas pelo gerador, e, quando há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as tensões voltam a assumir seus valores nominais após alguns ciclos.

- Correntes no gerador

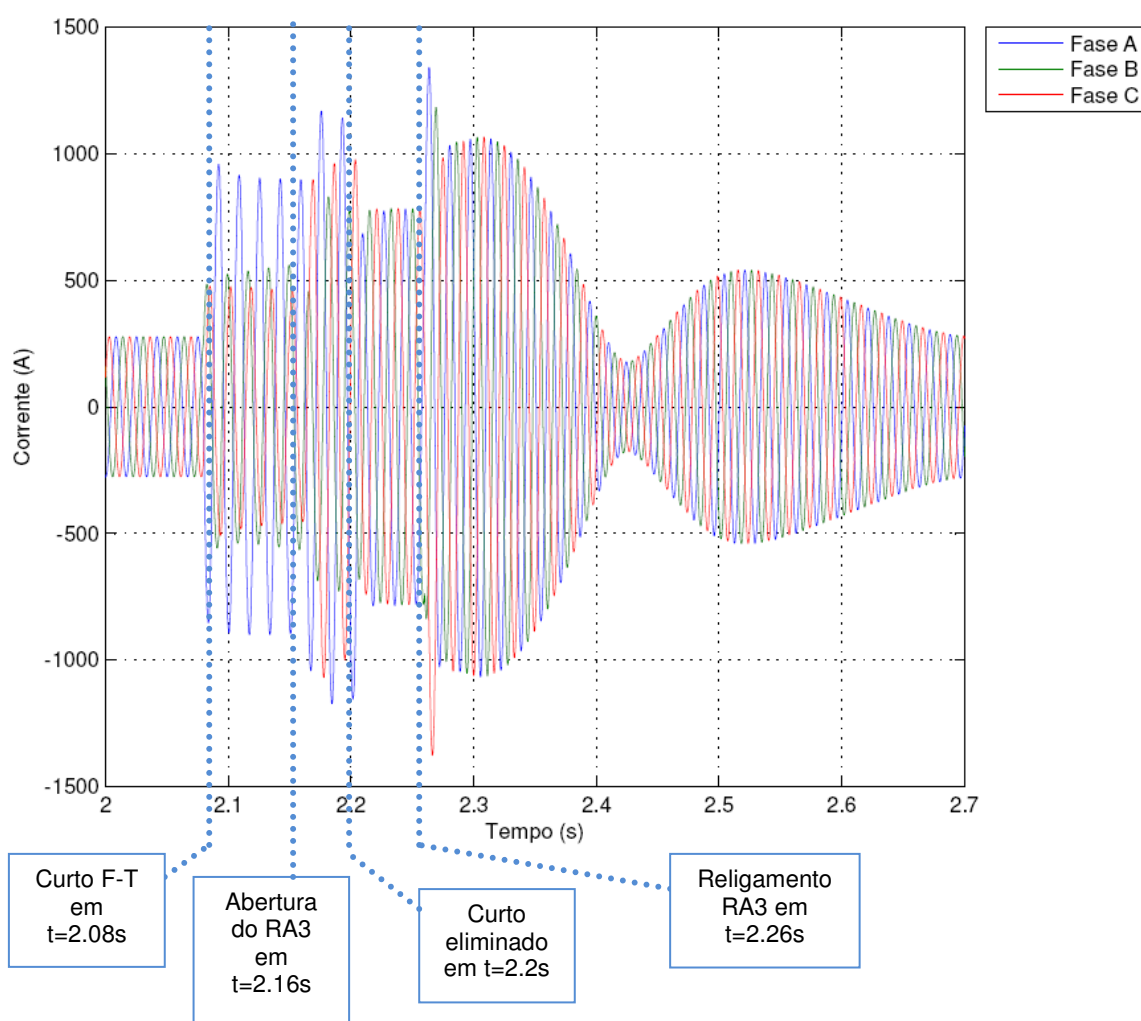


Figura 69 – Corrente no gerador – caso 7
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 69, a falta fase-terra (fase A) faz com que as correntes das fases A, B e C assumam valores maiores que a corrente nominal, no momento do curto. Como há a abertura do religador 3 no instante $t = 2.16s$, as correntes das fases A, B e C tendem a assumir valores próximos a 1000 A, tentando desta forma alimentar o restante do circuito. Como o curto é eliminado em $t = 2.20s$,

as correntes passam a assumir valores de 750 A. Quando ocorre o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as correntes sofrem oscilações e levam, aproximadamente 0.6s para se estabelecerem em regime normal.

- Variação da frequência (df/dt)

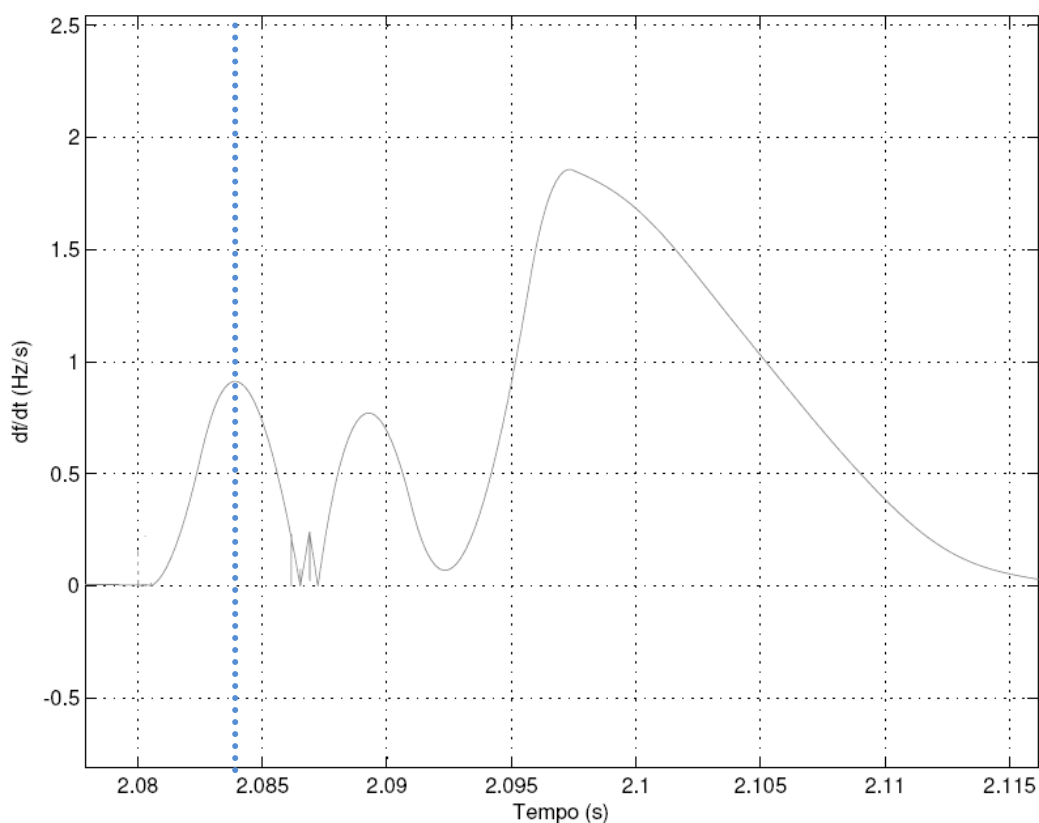


Figura 70 – df/dt – caso 7
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 70, a variação de frequência atinge o valor de 0.9 Hz/s no instante $t = 2,083$ s.

- Salto Vetorial

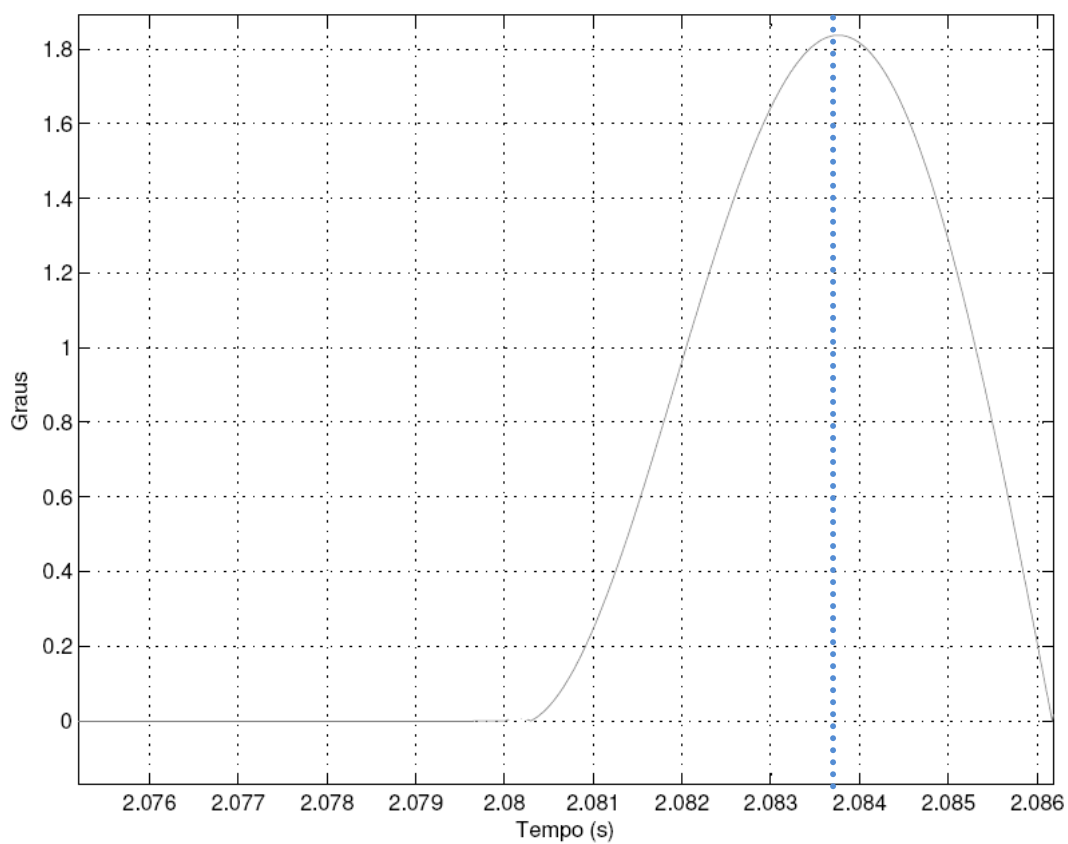


Figura 71 – Salto vetorial – caso 7
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 71, percebe-se que no instante $t = 2,0835$ s o deslocamento angular foi de 1,82 graus.

CASO 8:

No caso 8, é simulada uma Falta Trifásica no lado de baixa tensão (0,127 kV) do transformador do cliente. A sequência cronológica dos fatos é a seguinte:

- 1) Ocorrência da falta em $t = 2.08\text{ s}$;
- 2) Abertura tripolar do Religador 3 (RA 3) $t = 2.16\text{ s}$;
- 3) Falta não eliminada;
- 4) Religamento automático do RA 3 em $t = 2.26\text{ s}$;

- Tensões no Religador 3

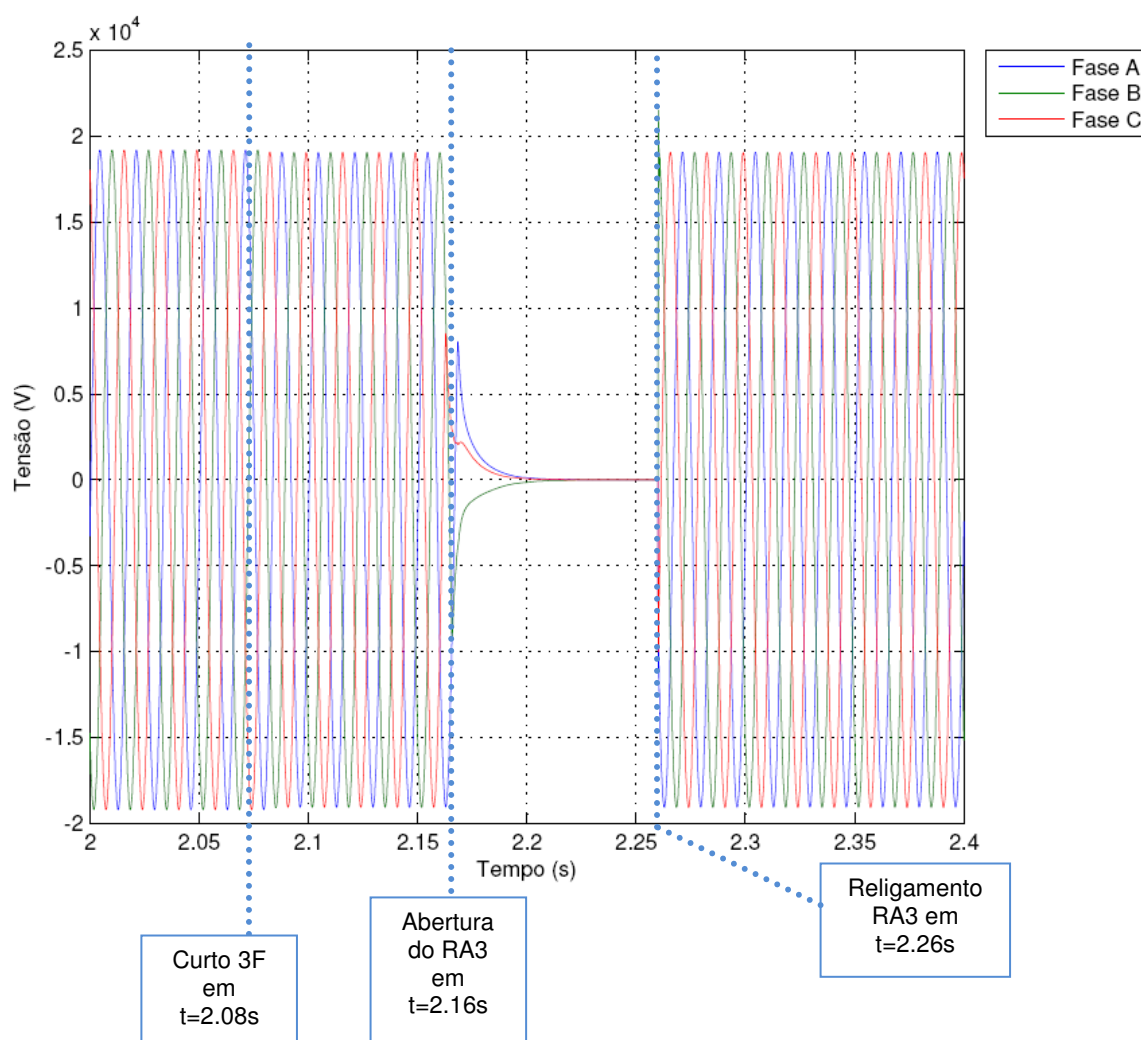


Figura 72 – Tensão no RA3 – caso 8
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 72, a falta trifásica faz com que as tensões sofram pequenas variações no lado de AT, quase imperceptíveis. A partir do instante $t = 2.16\text{s}$, as tensões das fases A, B e C tendem a assumir valores próximos a zero, visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 3. Fica apenas um valor residual que é proveniente do gerador a biogás de 100 kVA. Como o curto não é eliminado, no religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as tensões continuam com seus valores próximos ao nominal.

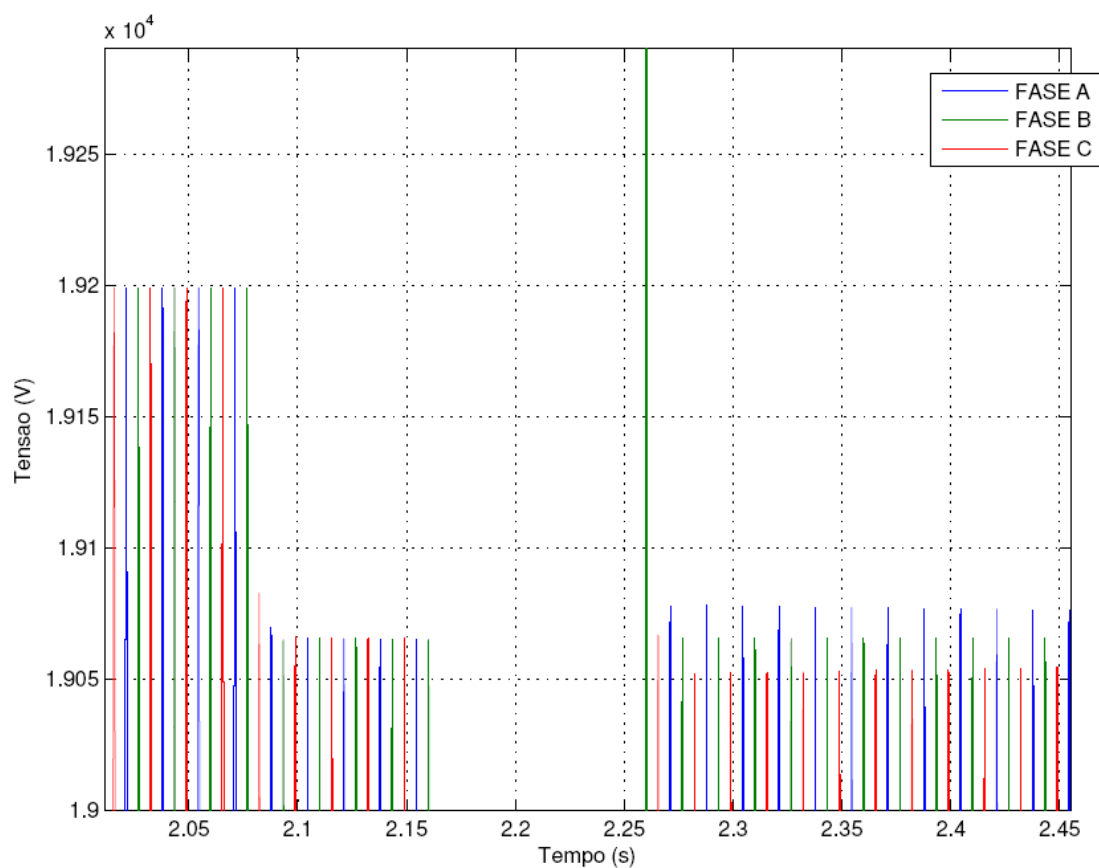


Figura 73 – Detalhe da Tensão no RA3 – caso 8
Fonte: MATLAB

A Figura 73 mostra o detalhamento de oscilação de tensão no instante de curto circuito ($t=2.08\text{ s}$).

- Correntes no Religador 3

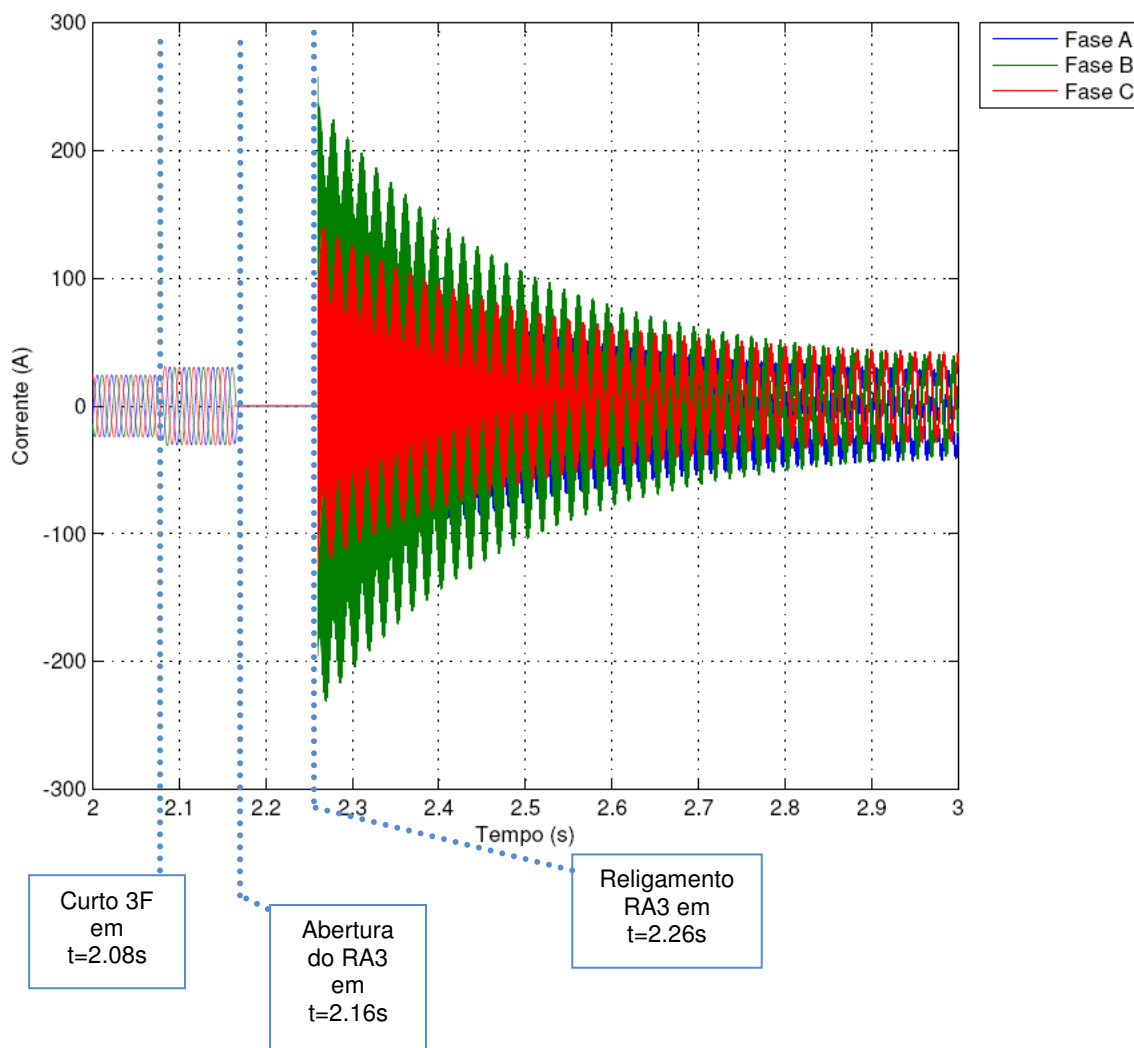


Figura 74 – Correntes no RA3 – caso 8
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 74, a falta trifásica faz com que as correntes das fases A, B e C sofram um aumento no momento do curto, visto que a falta foi na baixa tensão. Como há a abertura do religador 3 no instante $t = 2.16s$, as correntes das fases A, B e C assumem valores iguais a zero. No instante $t = 2.26s$, percebe-se que as correntes sofrem um aumento momentâneo, atingindo valores próximos 250 A, e após um período de aproximadamente 2s, voltam a assumir valores próximos aos do momento do curto.

- Tensões no gerador (medidas na BT)

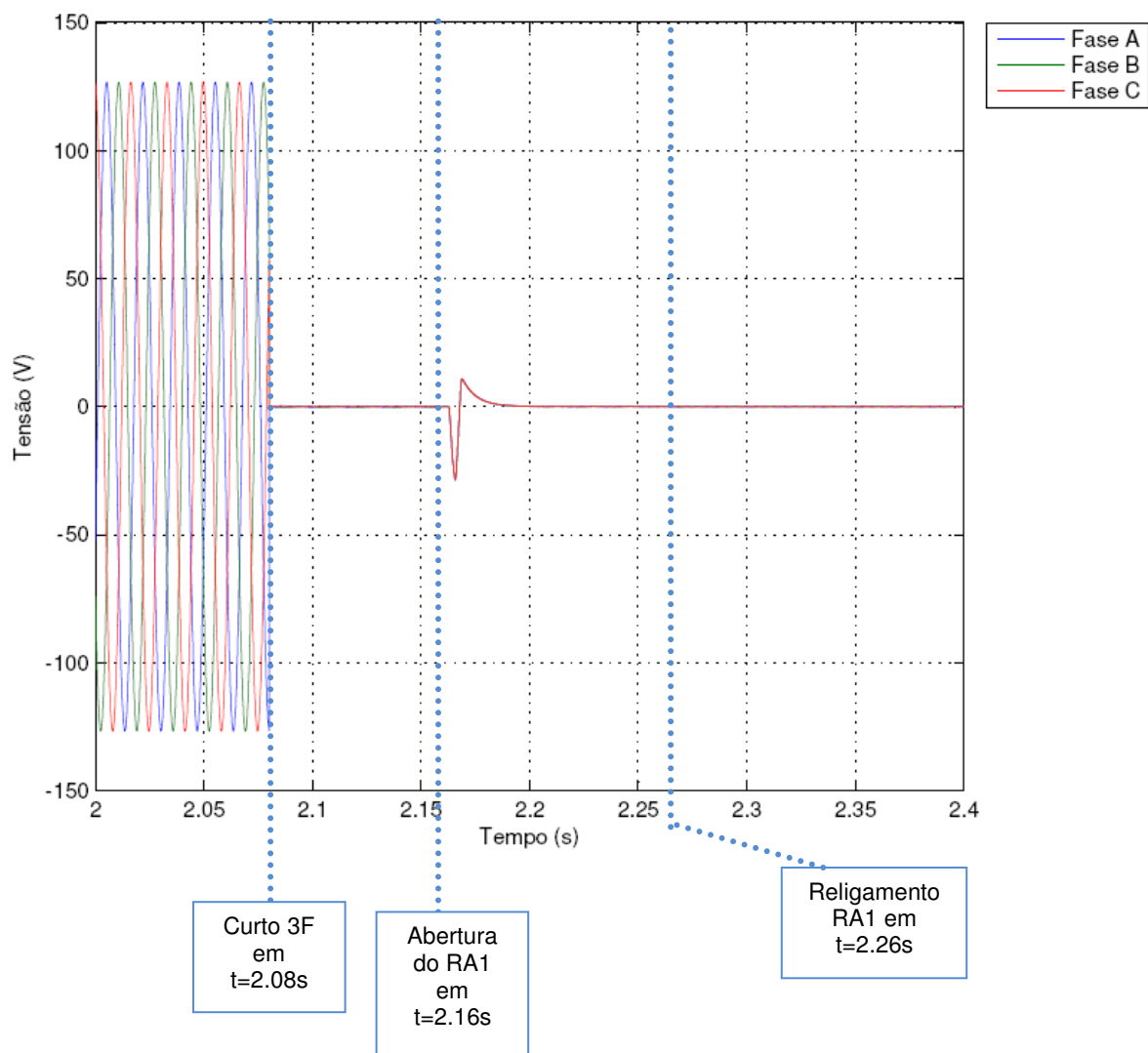


Figura 75 – Tensões no gerador – caso 8
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 75, a falta trifásica faz com que as tensões das fases A, B e C caiam de 127 V (rms) para aproximadamente 0 V (rms) no momento do curto. No instante $t = 2.16\text{s}$, ocorre o fenômeno do TRT. Como o curto não é eliminado e há o religamento, a partir de 2.26s, as tensões das fases A, B e C tendem a assumir valores próximos a 0 V.

- Correntes no gerador (medidas na BT)

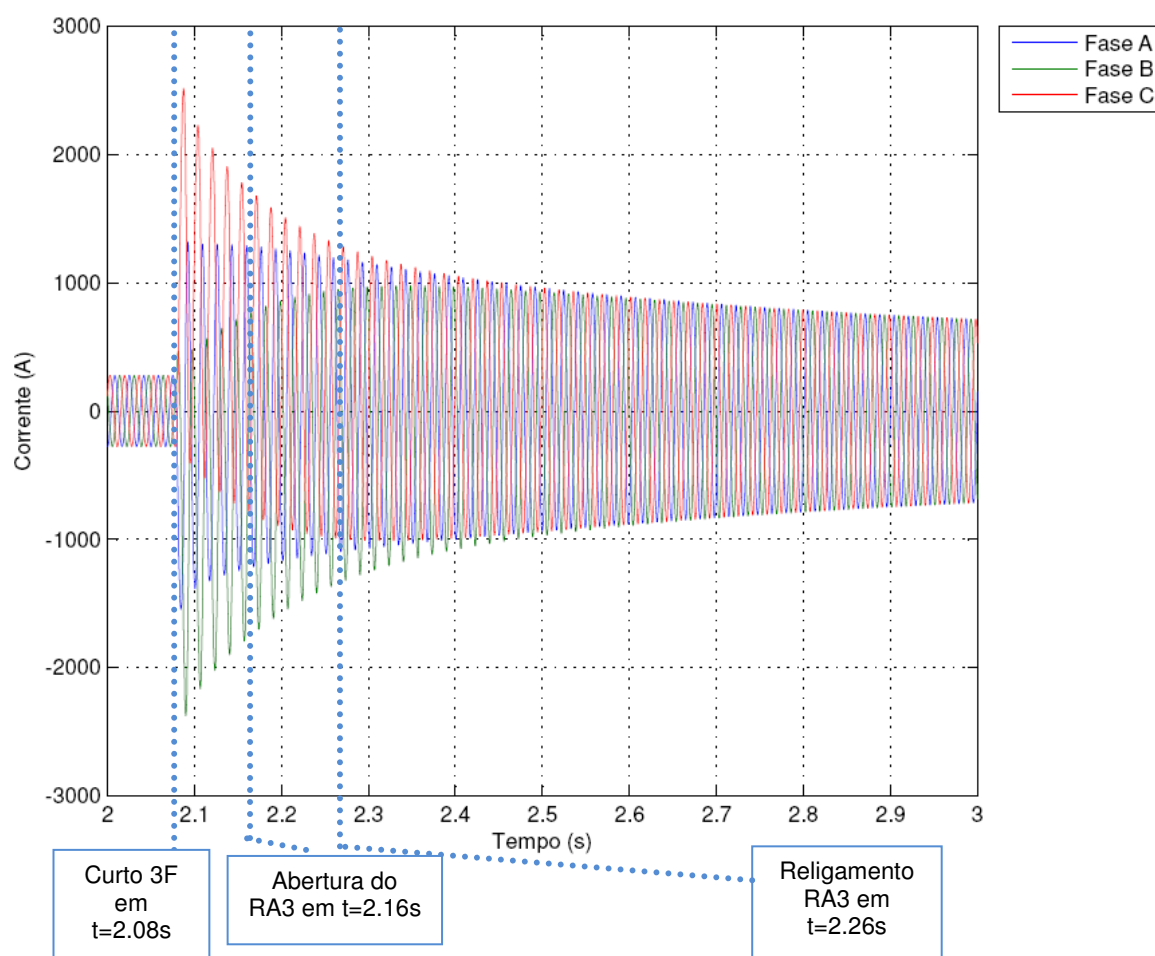


Figura 76 – Correntes no gerador – caso 8
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 76, a falta trifásica faz com que as correntes das fases A, B e C assumam valores maiores que a corrente nominal no momento do curto. Como há a abertura do religador 3 no instante $t = 2.16\text{s}$, as correntes das fases A, B e C tendem a assumir valores próximos a 1000 A, tentando desta forma alimentar o restante do circuito. Quando ocorre o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as correntes mantêm-se acima dos seus valores nominais e decrescem até atingir o valor de curto circuito, conforme cálculo abaixo, uma vez que o curto ainda permanece no sistema.

$$I_{cc_{3\phi}} = \frac{1.0}{3.3119 \angle 58.56^\circ} = 0.3019 \angle -58.16^\circ \text{ pu} \quad (46)$$

$$I_{cc_{3\phi}} = 1673.48 * 0.3019 = 505,28 \text{ A}$$

- Variação da frequência (df/dt)

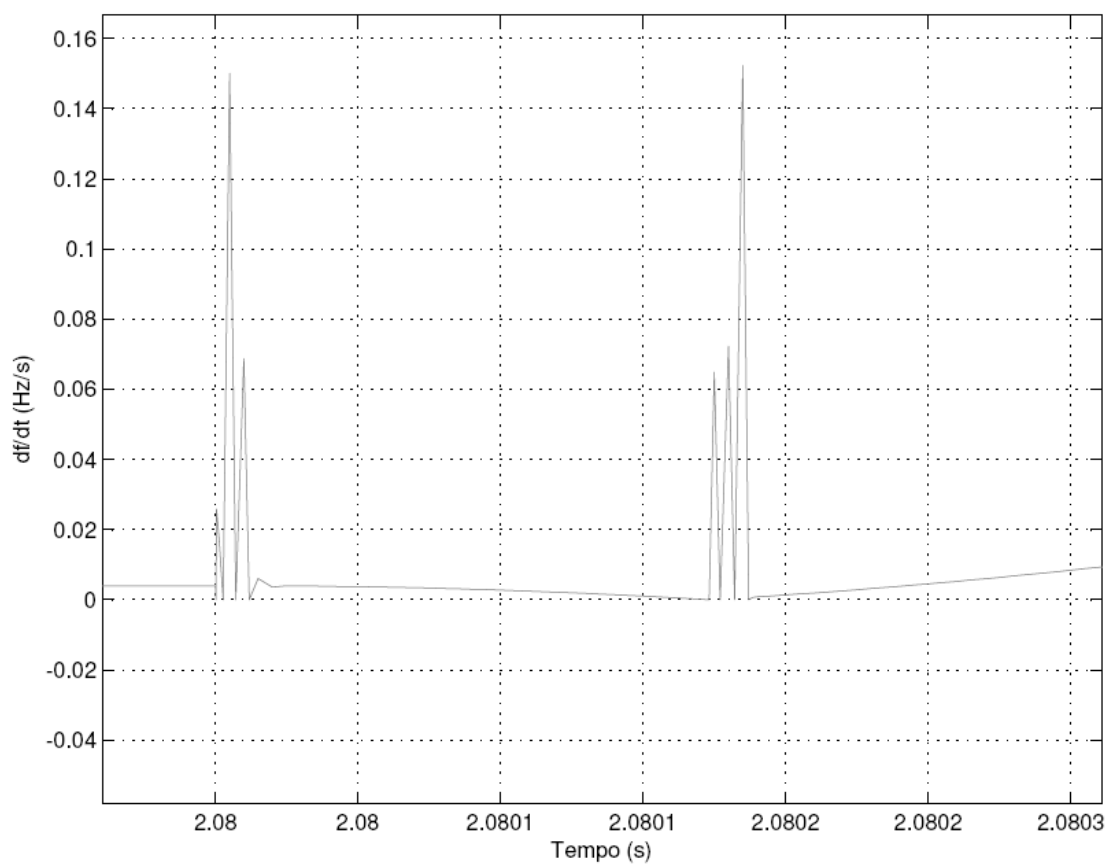


Figura 77 – df/dt – caso 8
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 77, no instante $t = 2,08$ ocorre uma variação de frequência de 0,15 Hz/s.

- Salto vetorial

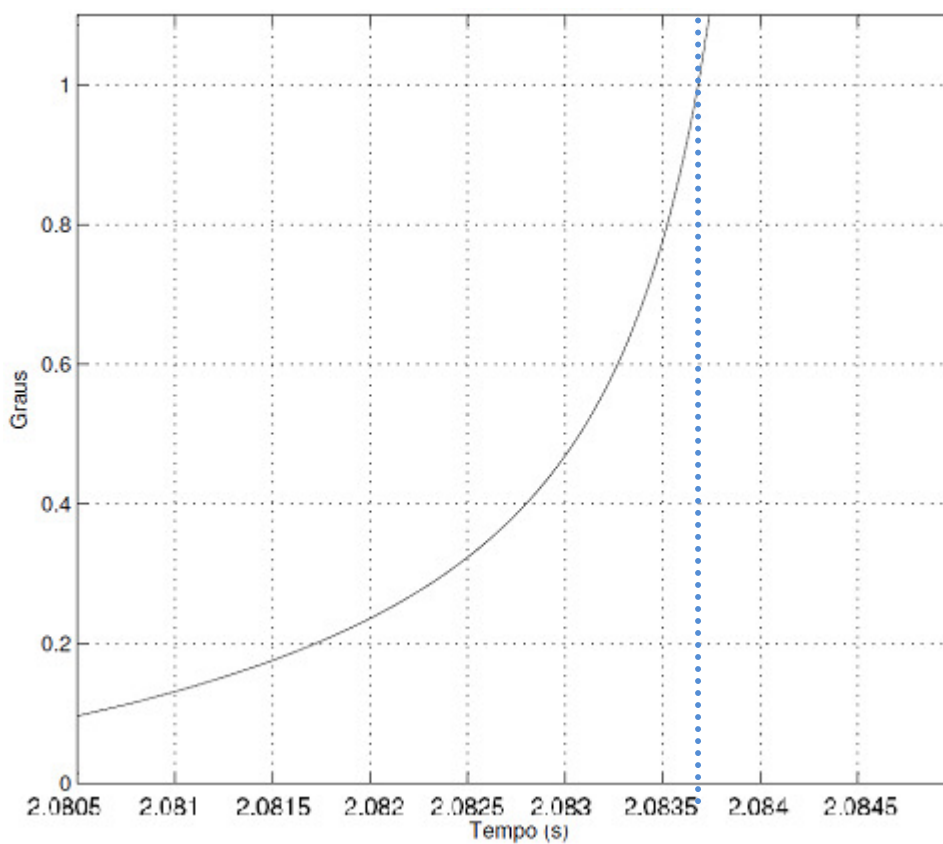


Figura 78 - Salto vetorial – caso 8
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 78, percebe-se que no instante $t = 2,0836$ s, o deslocamento angular foi de 1,0 grau.

CASO 9:

No caso 9, é simulada uma Falta Fase-Terra de alta impedância (Resistência de falta = 1000 ohms) na Subestação A (SE A). A sequência cronológica dos fatos é a seguinte:

- 1) Ocorrência da falta entre a fase A e terra em $t = 2.08\text{ s}$, na SE A;
- 2) Abertura tripolar do Religador 1 (RA 1), que se encontra na SE A em $t = 2.16\text{ s}$;
- 3) O defeito não é eliminado;
- 4) Religamento automático do RA 1 em $t = 2.26\text{ s}$;

- Tensões no religador 1:

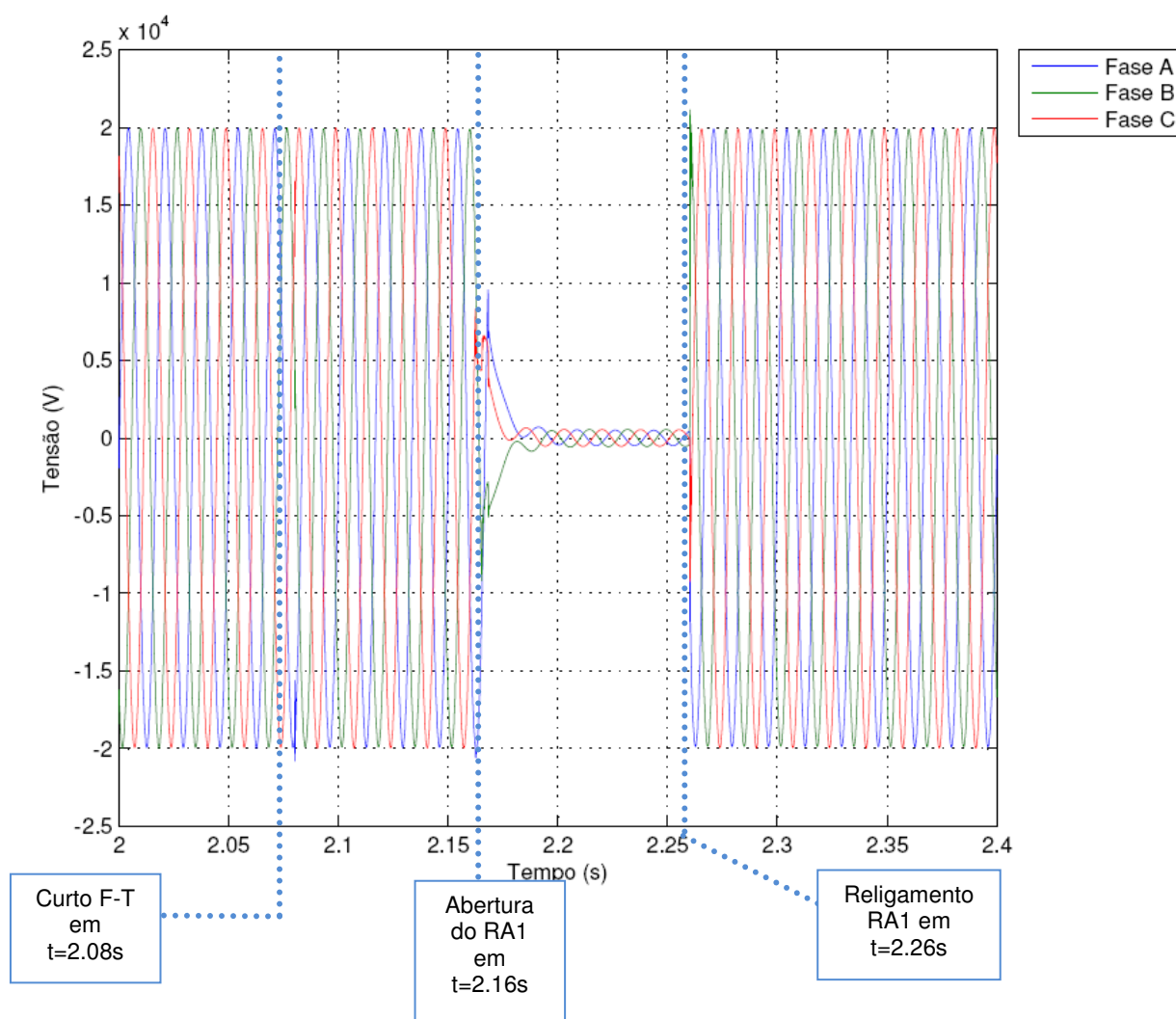


Figura 79 – Tensões no RA1 – caso 9
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 79, a falta fase-terra de alta impedância (fase A) não modifica a tensão medida no religador no momento do curto. A partir do instante $t = 2.16s$, as tensões das fases A, B e C tendem a assumir valores próximos a zero, visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 1. Fica apenas um valor residual que é proveniente do gerador a biogás de 100 kVA. Como o curto não é eliminado, no religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as tensões continuam com seus valores alterados mais próximos aos nominais.

- Correntes no Religador 1

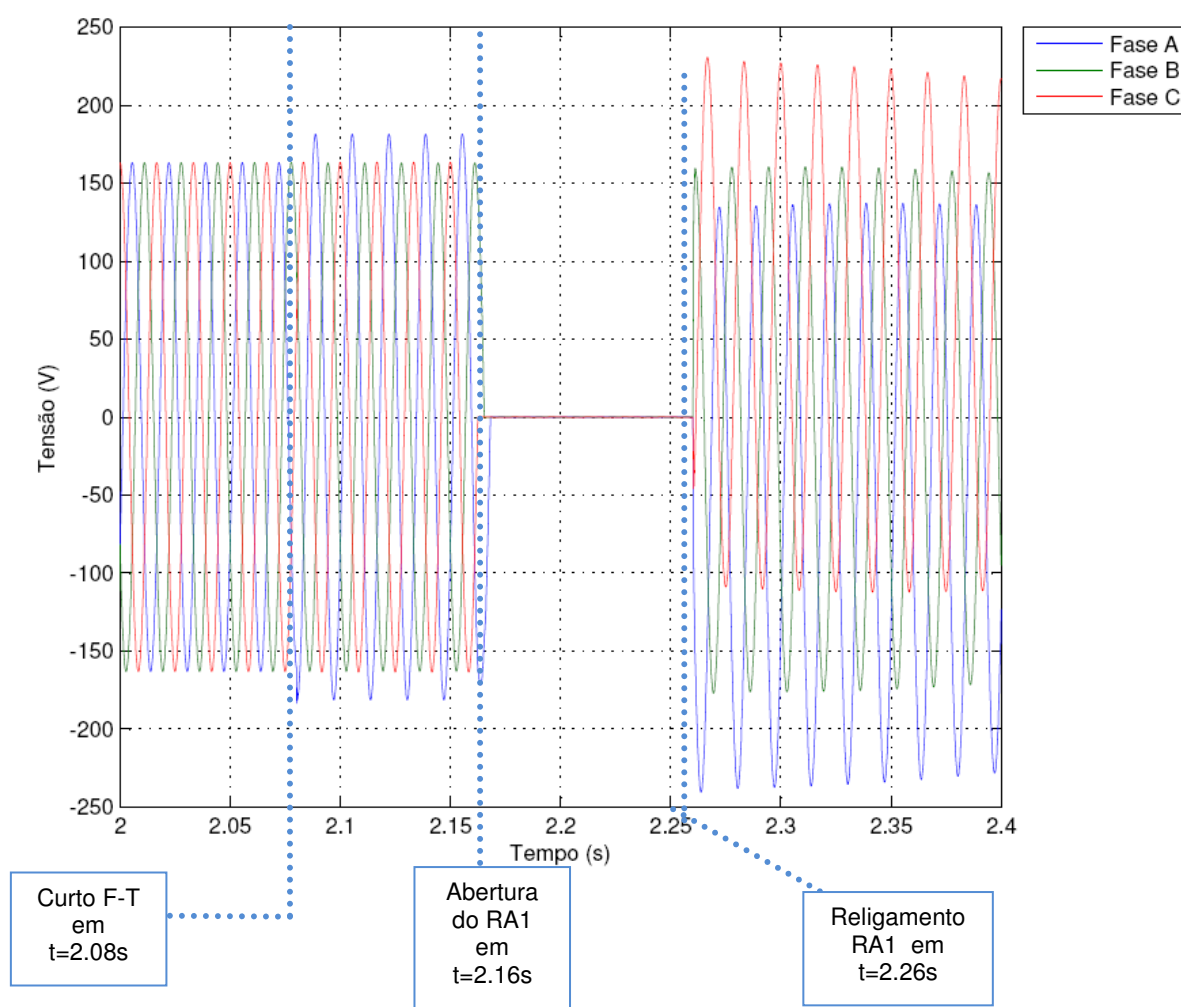


Figura 80 – Correntes RA1 – caso 9
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 80, a falta fase-terra (fase A) faz com que a corrente da fase A tenha um acréscimo de, aproximadamente, 20 A em relação à corrente nominal, no período do curto. Como há a abertura do religador 1 no instante $t = 2.16s$, as correntes das fases A, B e C caem a zero. Como o curto não é

eliminado, e há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que a forma de onda das correntes oscilam, mas tendem aos valores de curto circuito, conforme demonstrado pela fórmula 47.

$$I_{cc_{\phi T}} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} = \frac{3}{0,765 \angle 85,97^\circ + 252,099} \quad (47)$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 1,1897 * 10^{-2} \angle -0,27^\circ pu$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 1,1897 * 10^{-2} * 1673,48 = 19,91 A$$

- Tensões no Gerador (medidas na BT)

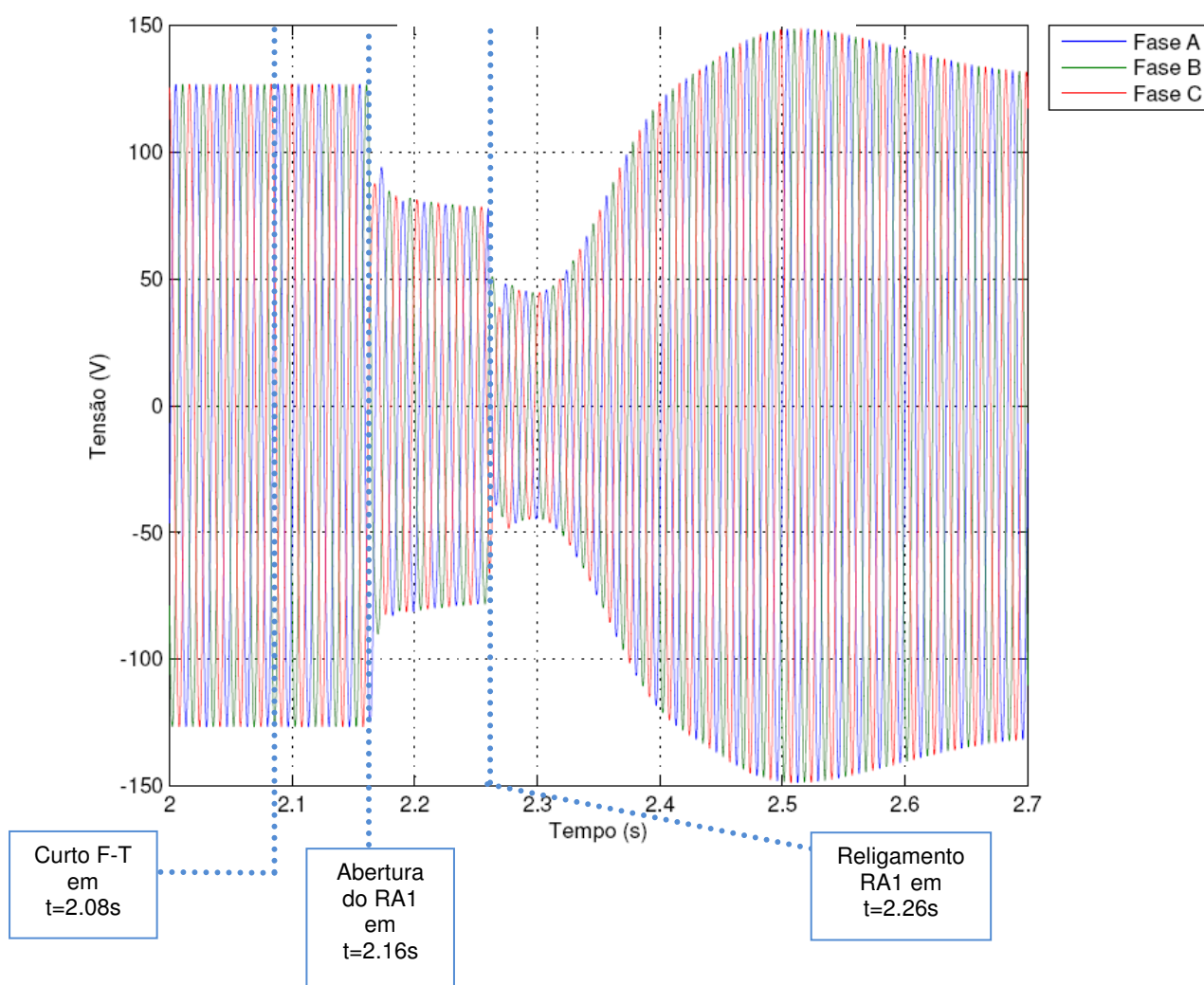


Figura 81 – Tensões no gerador – caso 9
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 81, a falta fase-terra (fase A) não reflete grandes alterações nas tensões do gerador no momento do curto. A partir do instante $t = 2.16s$, as tensões do gerador tendem a assumir valores próximos a 75 V, ou seja, sofrem afundamentos, visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 1. Como o curto não é eliminado e, há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as tensões mantêm seus formatos de onda iguais aos de curto circuito.

- Correntes no Gerador (medidas na BT)

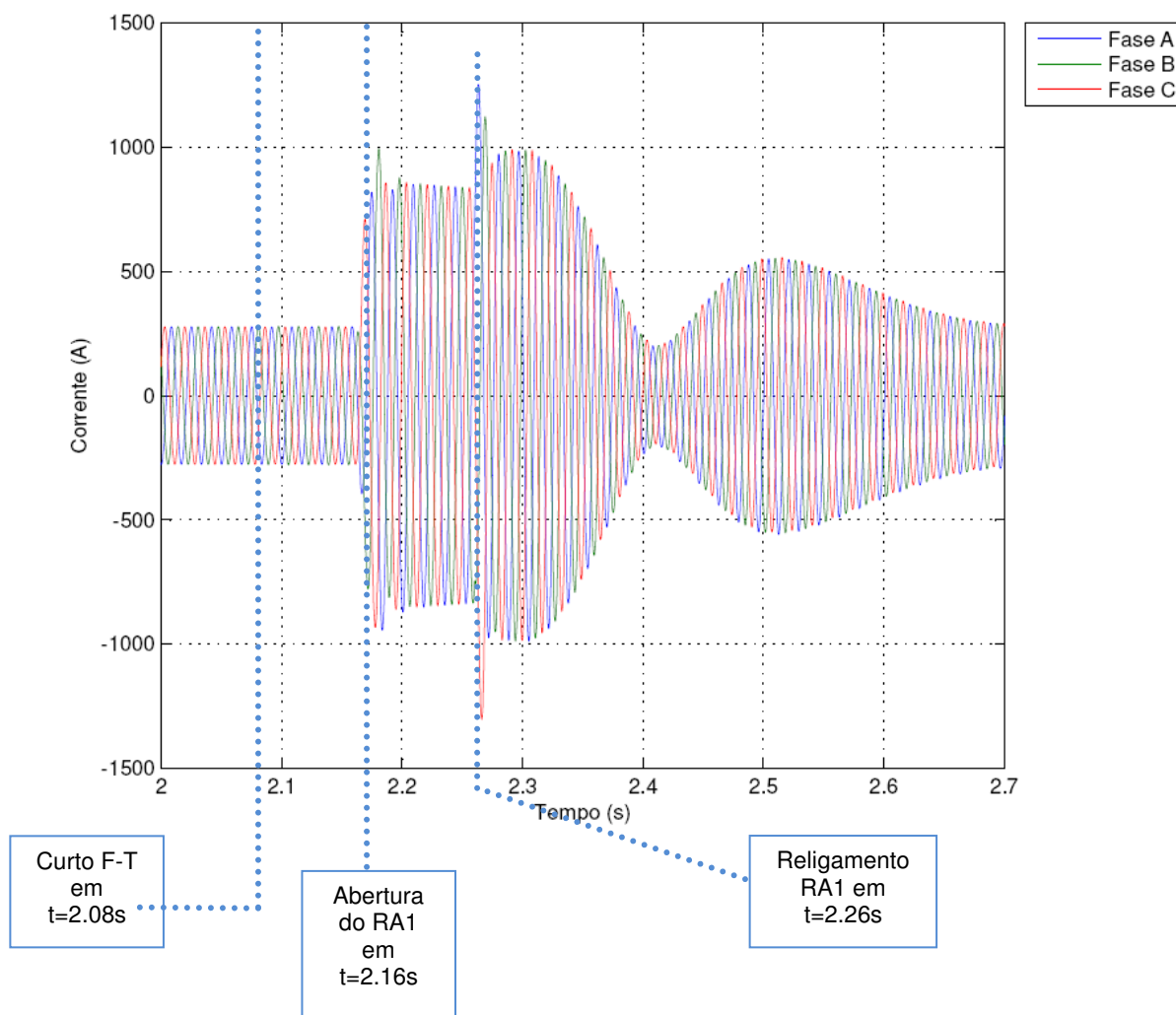


Figura 82 – Correntes no gerador – caso 9
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 82, a falta fase-terra de alta impedância (fase A) faz com que as correntes do gerador não sofram alterações no momento do curto. Como há a abertura do religador 1 no instante $t = 2.16s$, as correntes das fases A, B e C tendem a assumir valores próximos a 800 A, tentando desta forma alimentar o restante do circuito. Como o curto não é eliminado, quando ocorre o

religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as correntes do GMG voltam a se estabilizar nos valores nominais, visto que o gerador da concessionária permanece alimentando o curto na SE A.

- Variação da frequência no Gerador (df/dt)

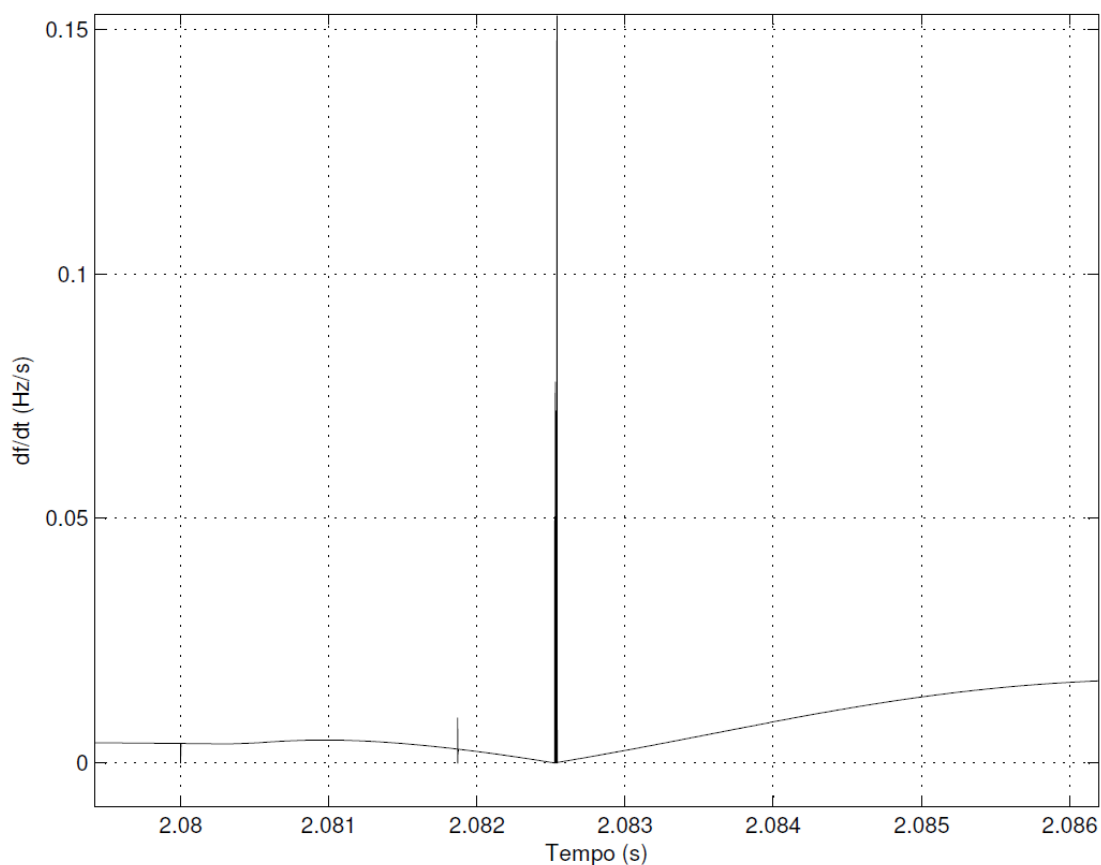


Figura 83 – df/dt – caso 9
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 83, a variação de frequência é de aproximadamente 0,16 Hz/s.

- Salto Vetorial

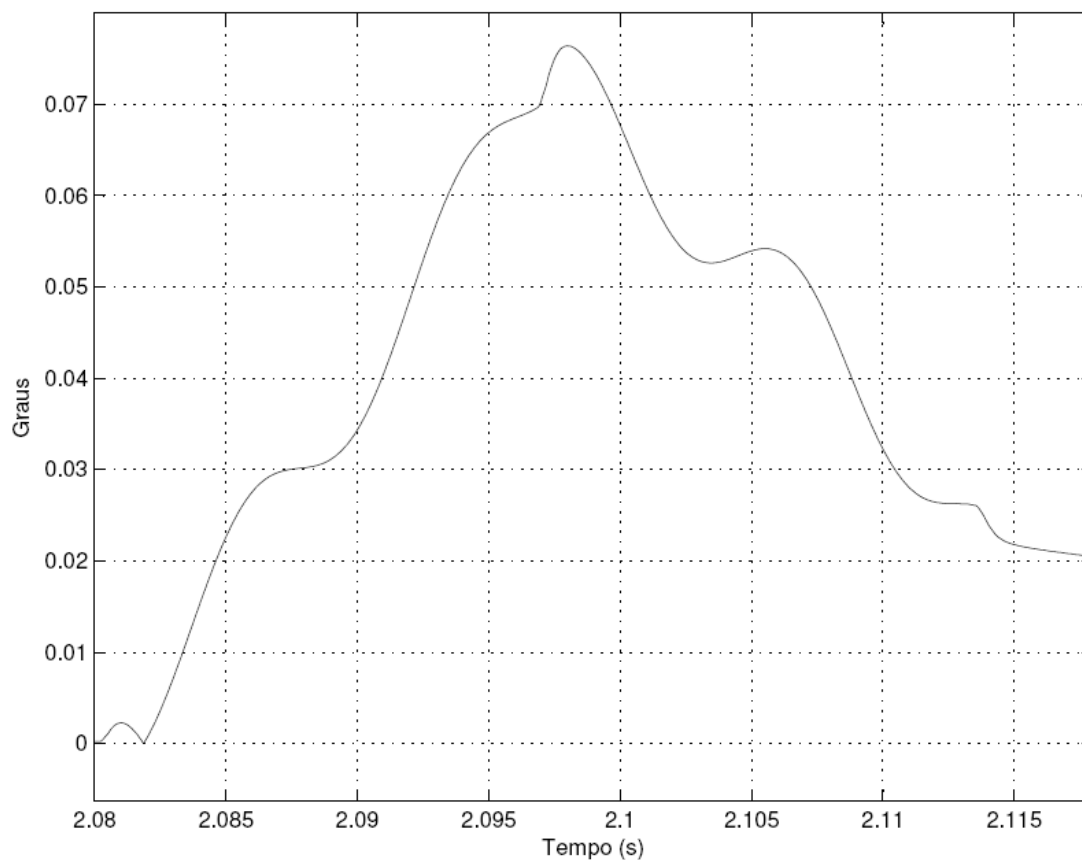


Figura 84 – Salto vetorial – caso 9
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 84, percebe-se que no instante do curto, o deslocamento angular foi de, aproximadamente, 0,075 graus, que em um caso real não sensibilizaria a proteção do gerador, visto que o valor é muito pequeno. Para estes tipos de defeito devem ser adotados outros esquemas de proteção como, por exemplo, funções de alta impedância e transferência de disparo entre as duas fontes.

CASO 10:

No caso 10, é simulada uma Falta Fase-Terra de alta impedância (Resistência de falta = 1000 ohms) na Subestação B (SE B). A sequência cronológica dos fatos é a seguinte:

- 1) Ocorrência da falta entre a fase A e terra em $t = 2.08\text{ s}$, na SE B ;
- 2) Abertura tripolar do Religador 2 (RA 2), que se encontra na SE B em $t = 2.16\text{ s}$;
- 3) O defeito não é eliminado;
- 4) Religamento automático do RA 2 em $t = 2.26\text{ s}$;

- Tensões no religador 2

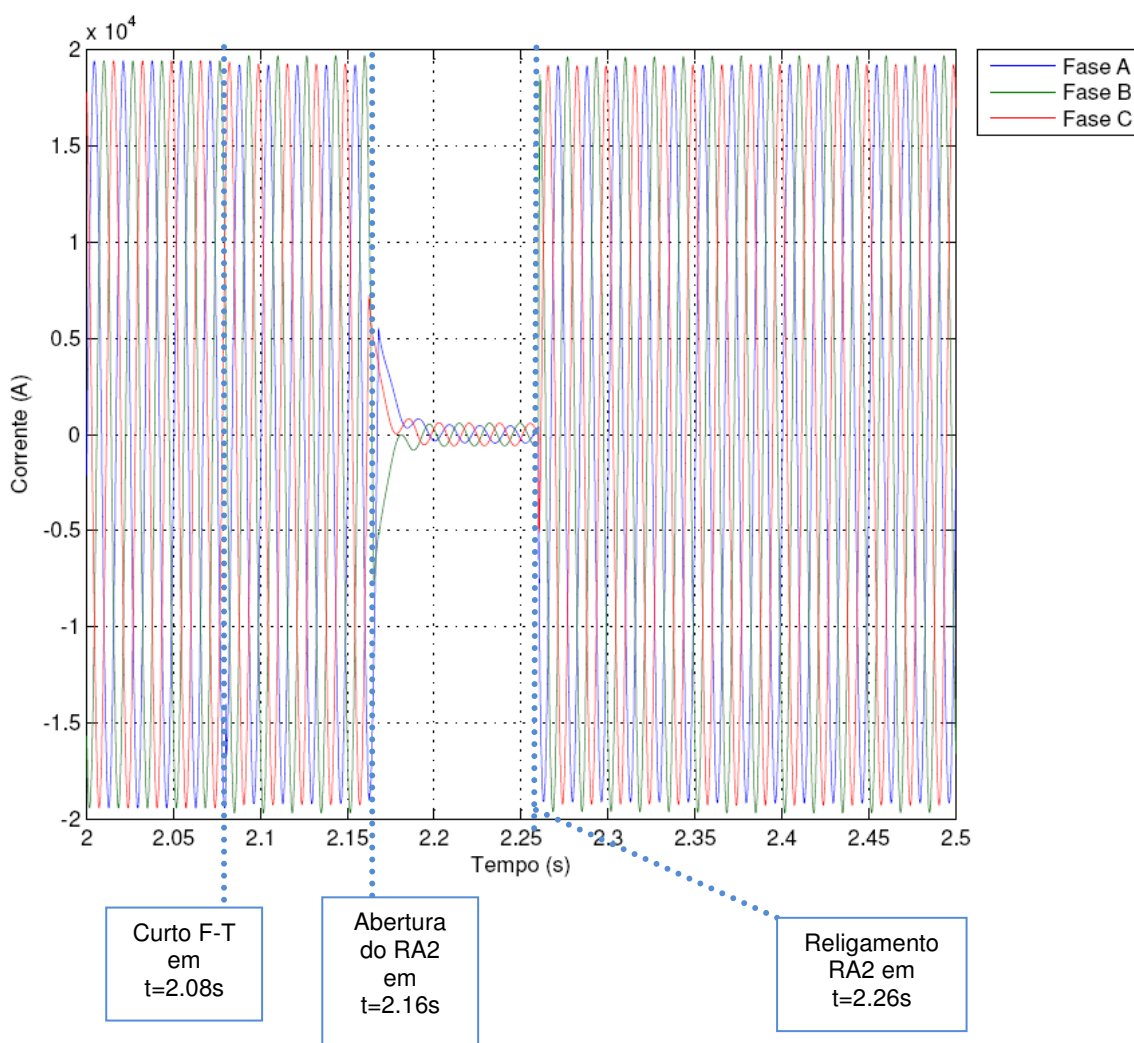


Figura 85 – Tensões no RA2 – caso 10
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 85, a falta fase-terra de alta impedância (fase A) não modifica a tensão medida no religador no momento do curto. A partir do instante $t = 2.16\text{s}$, as tensões das fases A, B e C assumem valores iguais a zero, visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 1. Fica apenas um valor residual que é proveniente do gerador a biogás de 100 kVA. Como o curto não é eliminado, no religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as tensões continuam com seus valores alterados próximos aos nominais.

- Correntes no Religador 2

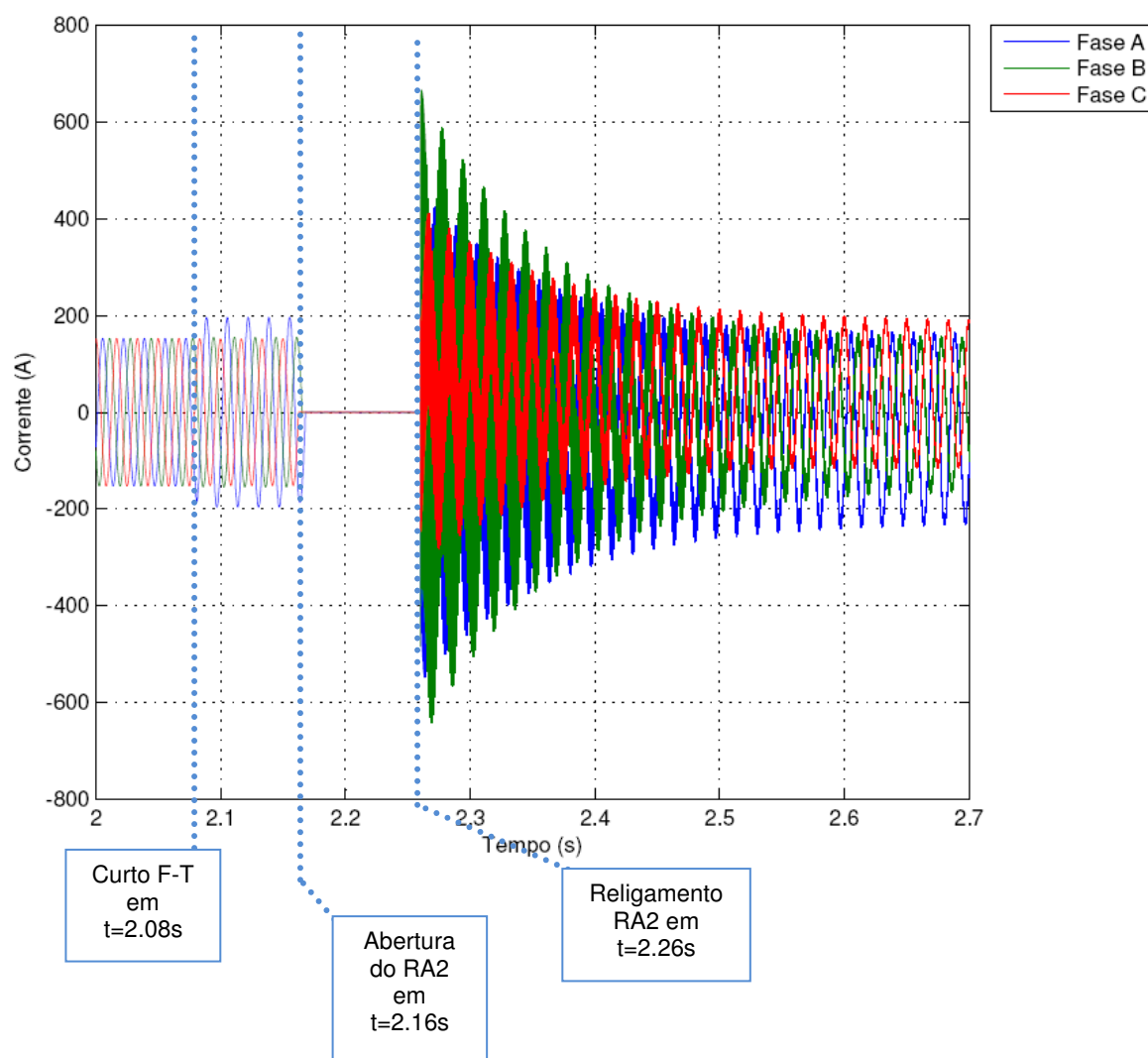


Figura 86 – Correntes no RA2 – caso 10
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 86, a falta fase-terra (fase A) faz com que a corrente da fase sofra um acréscimo de, aproximadamente, 20 A em relação a corrente nominal, no momento do curto. Como há a abertura do religador 2 no instante $t = 2.16s$, as correntes das fases A, B e C caem a zero. Como o curto não é eliminado e, há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as correntes assumem, novamente, os valores de curto circuito, conforme demonstrado pela equação 48.

$$I_{cc_{\phi T}} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} = \frac{3}{2 \cdot (1.4306 \angle 73.53^\circ) + 1.3849 \angle 85.67^\circ + 3 \cdot 84.03} \quad (48)$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 1.1855 \cdot 10^{-2} \angle -0.29^\circ \text{ pu}$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 1.1855 \cdot 10^{-2} \cdot 1673.48 = 19.839 \text{ A}$$

- Tensões no Gerador (medidas na BT)

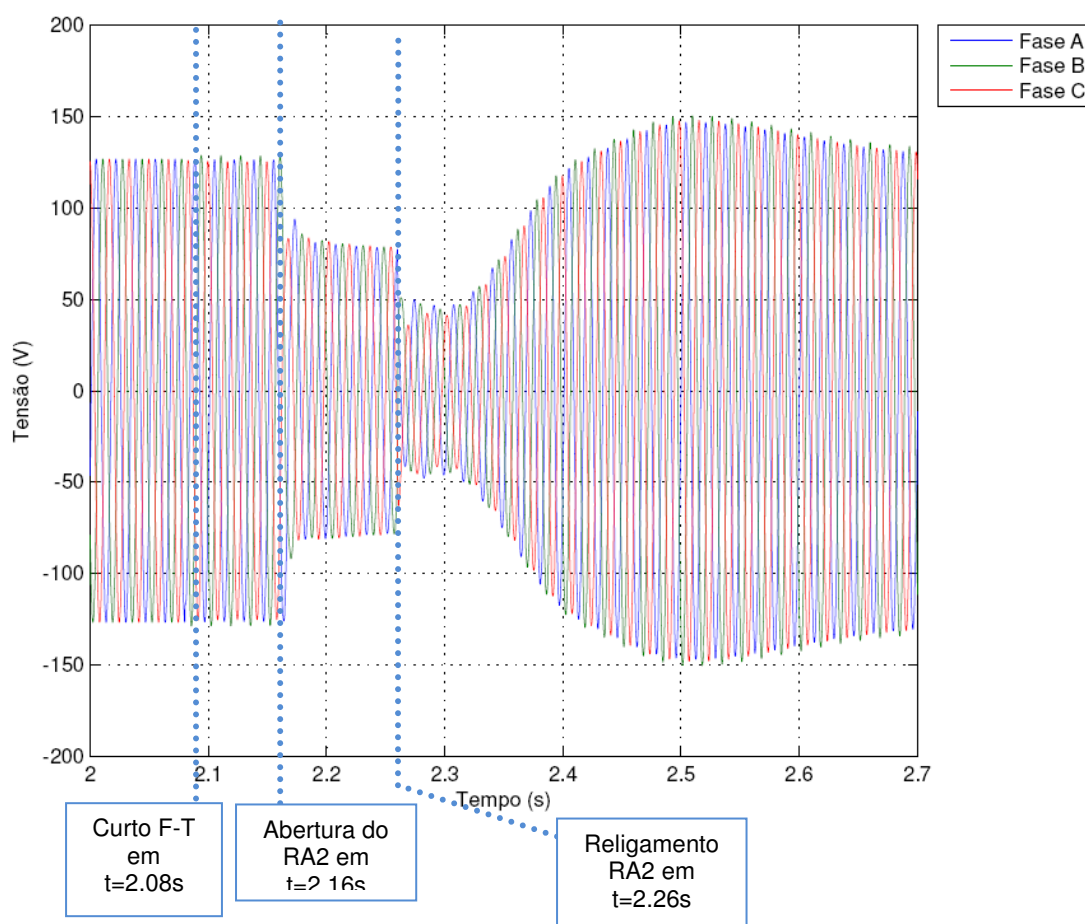


Figura 87 – Tensões no gerador – caso 10
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 87, a falta fase-terra (fase A) faz com que a tensão da fase A caia de 127V (rms) para aproximadamente 60V (rms), no momento do curto. A partir do instante $t = 2.16\text{s}$, as tensões das fases B e C tendem a assumir valores próximos a da fase A, visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 2. Como o curto não é eliminado e, há o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as tensões mantêm seus valores nominais.

- Correntes no Gerador (medidas na BT)

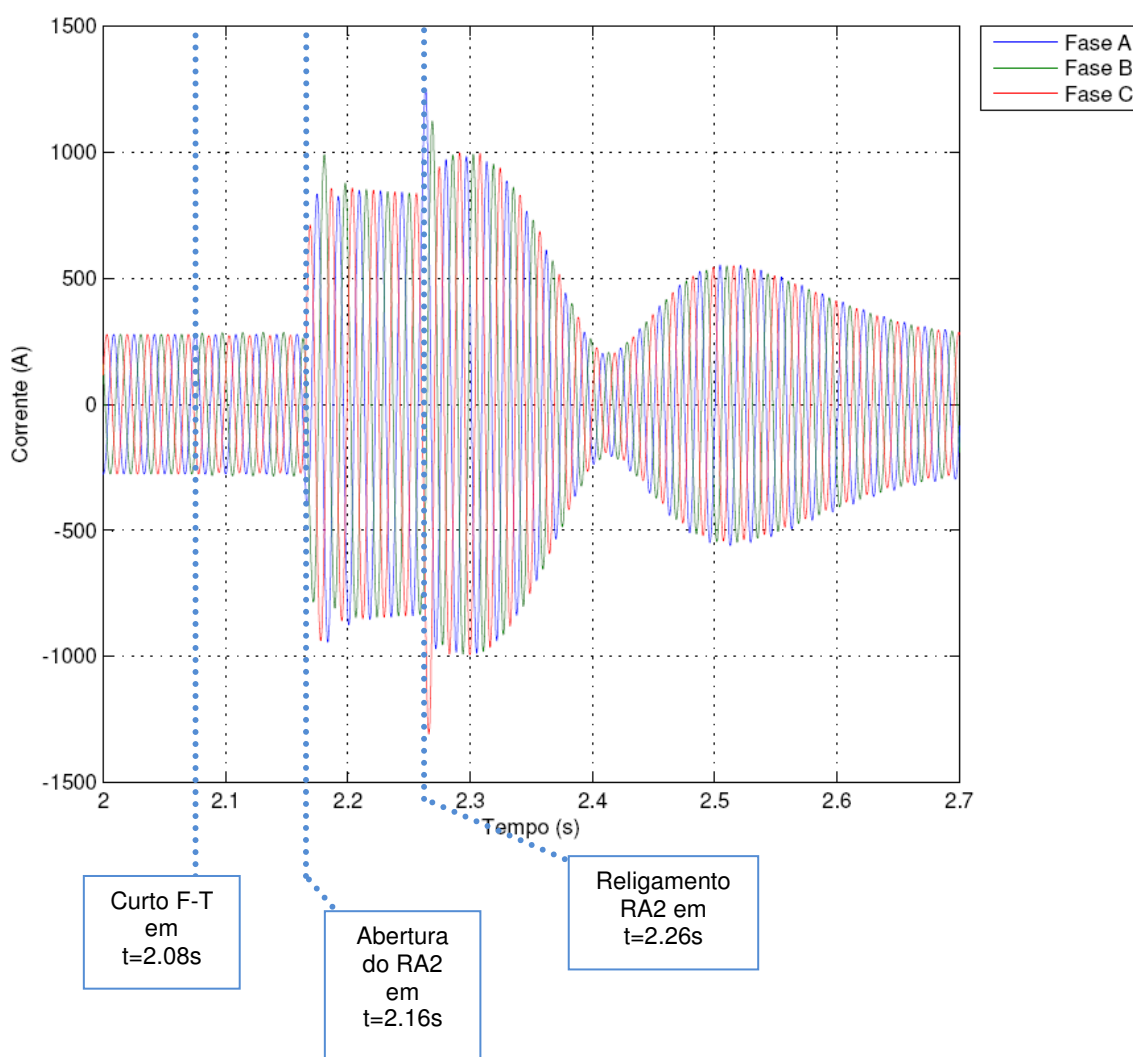


Figura 88 – Corrente no gerador – caso 10
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 88, a falta fase-terra de alta impedância (fase A), no lado de BT, faz com que a corrente da fase A assumia valores aproximadamente, 5% maiores que a corrente nominal, no período do curto. Como

há a abertura do religador 2 no instante $t = 2.16\text{s}$, as correntes das fases A, B e C tendem a assumir valores próximos a 800 A, tentando desta forma alimentar o restante do circuito. Como o curto não é eliminado, quando ocorre o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as correntes assumem, novamente, seus valores nominais.

- Variação da frequência no Gerador (df/dt)

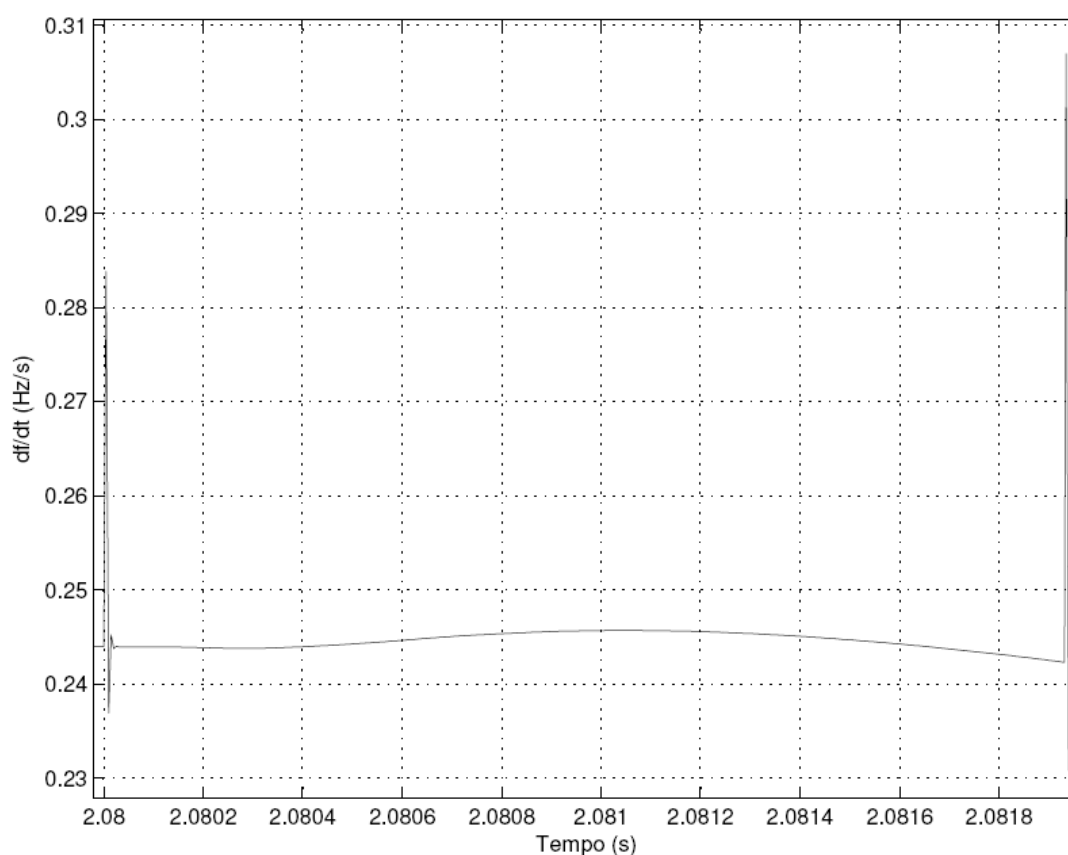


Figura 89 – df/dt – caso 10
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 89, a variação de frequência é de aproximadamente 0,28 Hz/s, no instante $t = 2,081$ s.

- Salto Vetorial

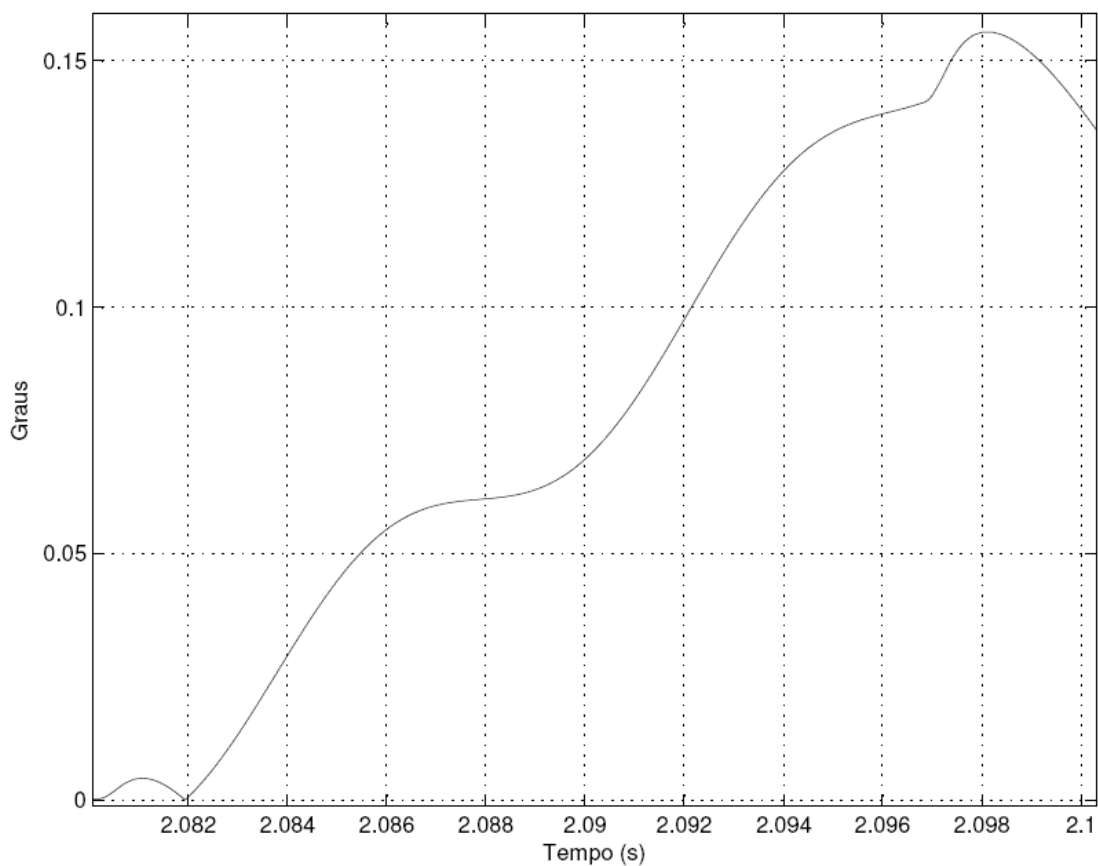


Figura 90 – Salto vetorial – caso 10
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 90, percebe-se que o valor de deslocamento de fase é de 0,03 graus.

CASO 11:

No caso 11, é simulada uma Falta Fase-Terra de alta impedância (Resistência de falta = 1000 ohms) no lado de 34.5kV do transformador de 75 kVA.

A seqüência cronológica dos fatos é a seguinte:

- 1) Ocorrência da falta entre a fase A e terra em $t = 2.08\text{ s}$;
- 2) Abertura da chave fusível (fase A) em $t = 2.16\text{ s}$;
- 3) O defeito não é eliminado;

- Tensão na CF

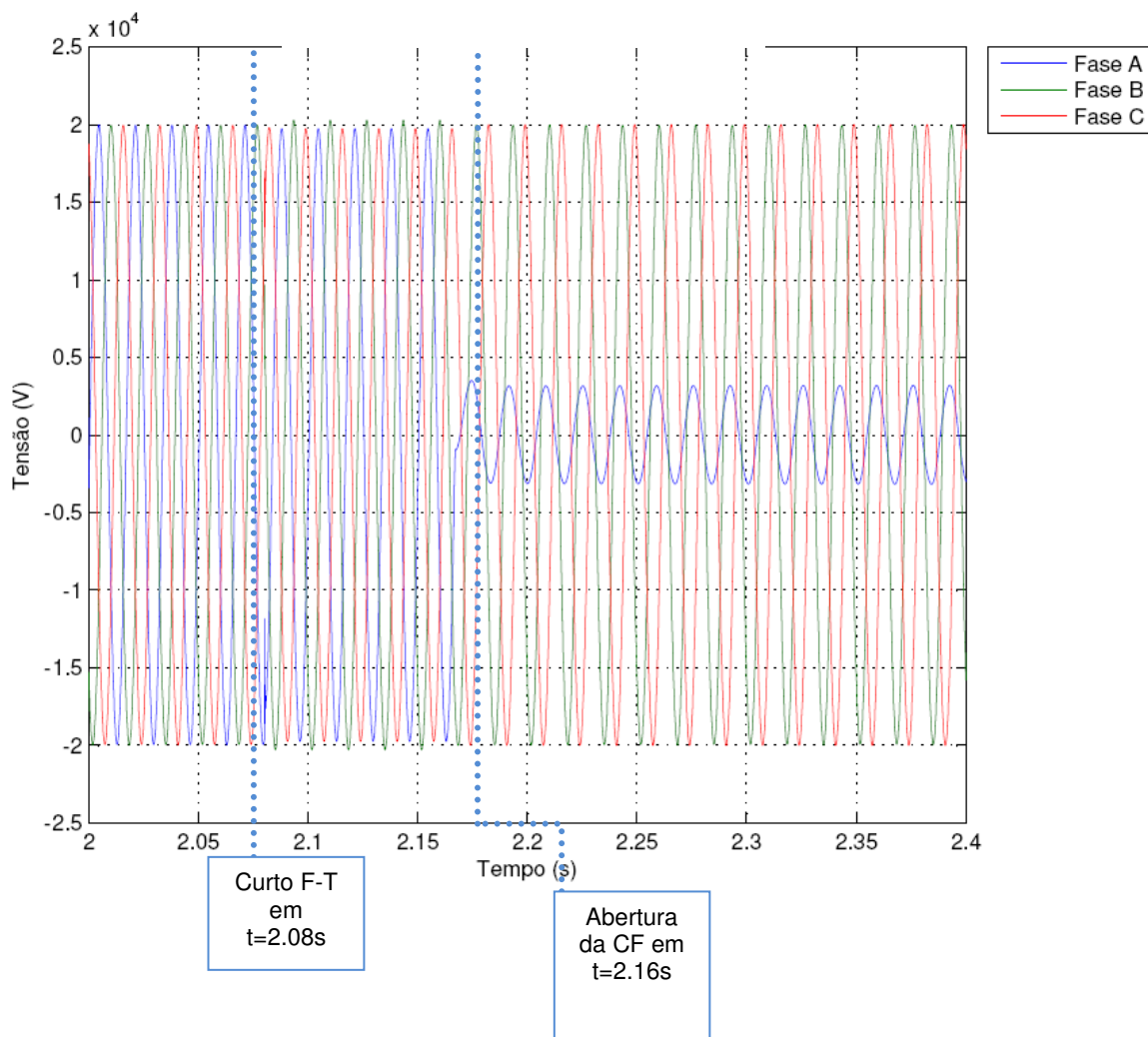


Figura 91 - Tensões na CF - caso 11
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 91, a falta fase-terra (fase A) não altera a tensão na CF, visto que o curto é de alta impedância e não causa alteração significativa na tensão do sistema. No instante 2.16s, no qual ocorre a abertura da chave fusível, a tensão na fase A sofre um grande afundamento sendo alimentada apenas pelo gerador a biogás, em contrapartida, as tensões B e C não alteram seu valor. Como o curto não é eliminado do sistema, as tensões mantêm estes valores constantemente.

- Corrente na CF

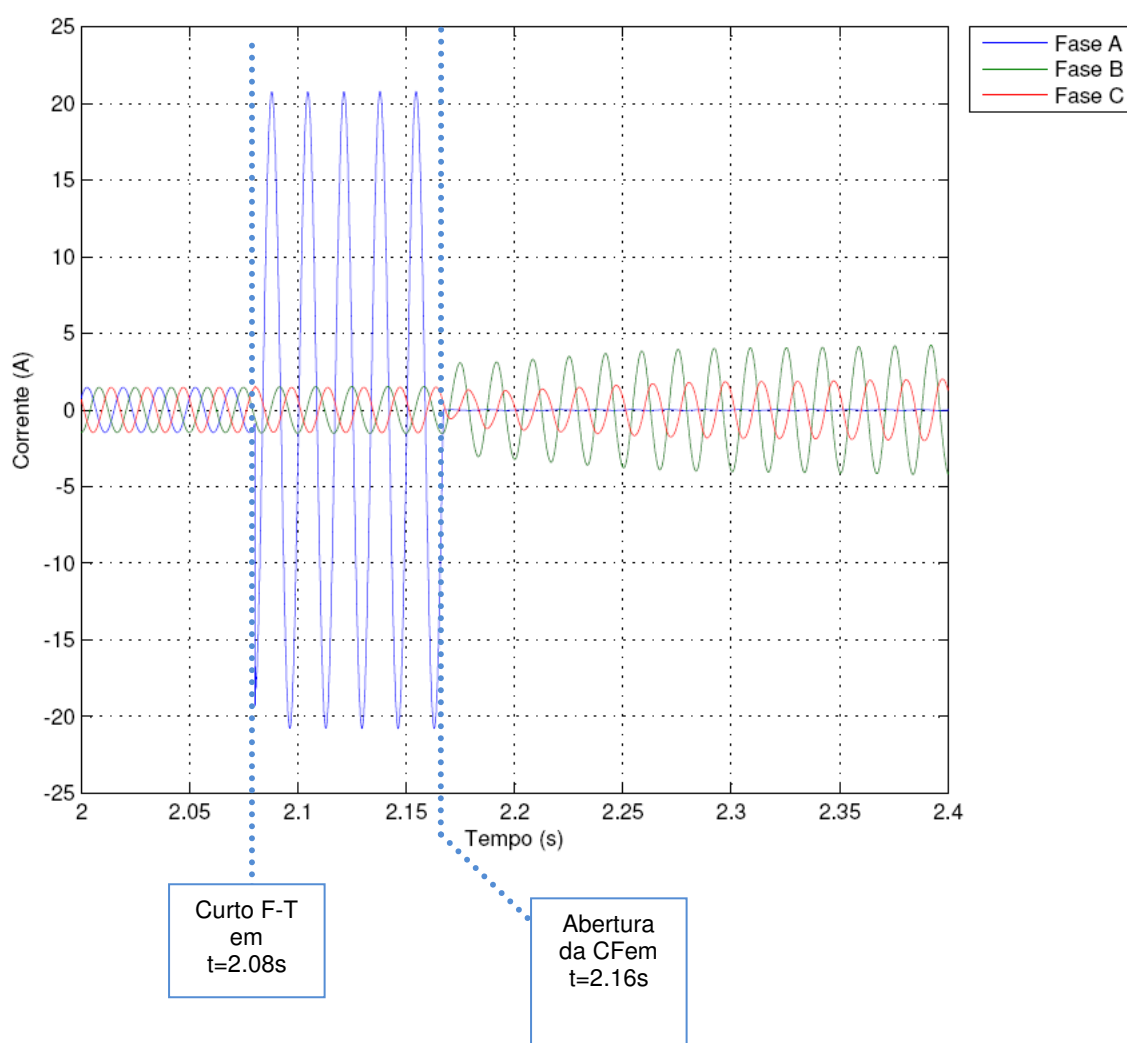


Figura 92 – Correntes na CF – caso 11
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 92, a falta fase-terra (fase A) faz com que a corrente da fase A assuma valores, aproximadamente, oito vezes maiores que a corrente nominal, no momento do curto. As fases B e C se mantêm constantes nos valores de corrente. Como há a abertura da CF no instante $t = 2.16s$, a corrente da fase A vai a zero. As fases B e C sofrem aumentos de corrente. A chave CF é uma chave fusível, então o sistema permanece dessa forma, até que seja efetuada a troca do elo fusível. A fórmula 49 mostra que a corrente de curto-circuito fase terra de alta impedância é de 19,83 A.

$$I_{cc_{\phi T}} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} = \frac{3}{2 \cdot (1,4306 \angle 73,53^\circ) + 1,3849 \angle 85,67^\circ + 3 \cdot 84,03} \quad (49)$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 1,1855 \cdot 10^{-2} \angle -0,29^\circ pu$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 1,1855 \cdot 10^{-2} \cdot 1673,48 = 19,839 A$$

- Tensões no Gerador (medidas na BT)

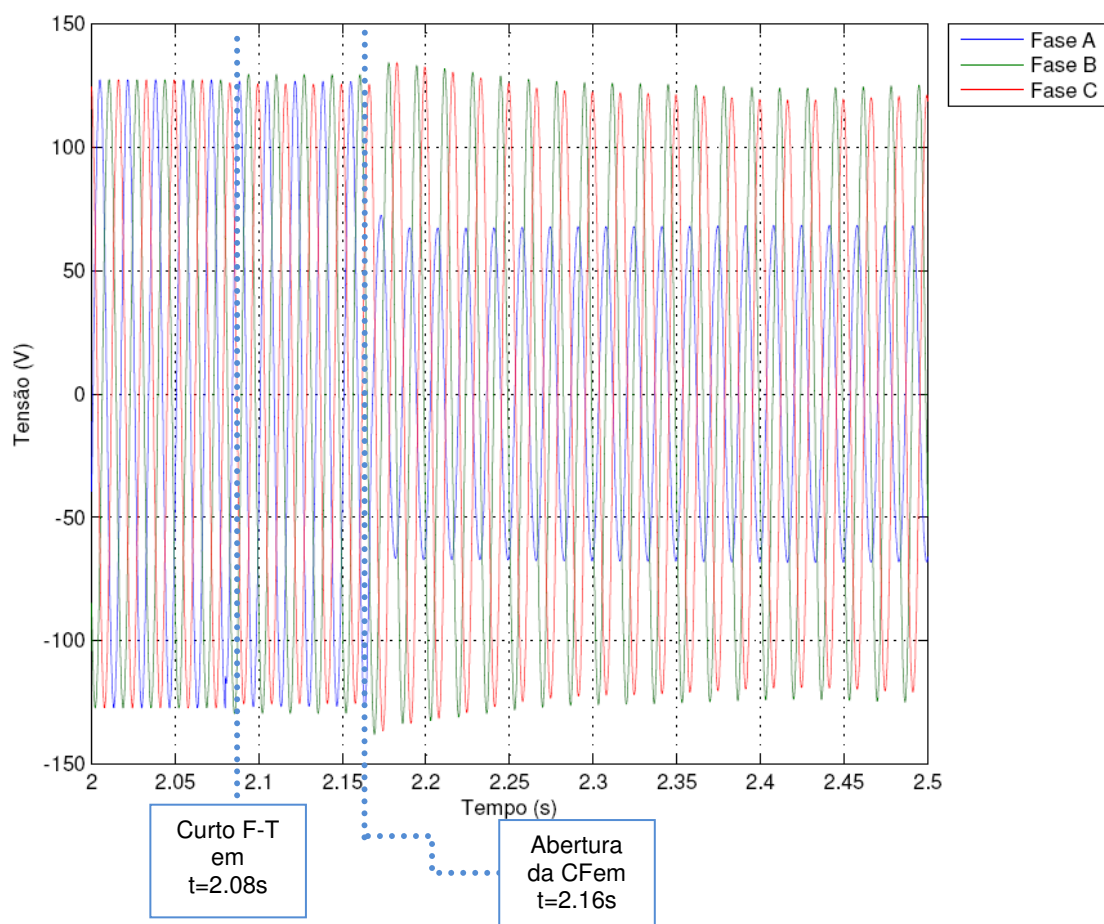
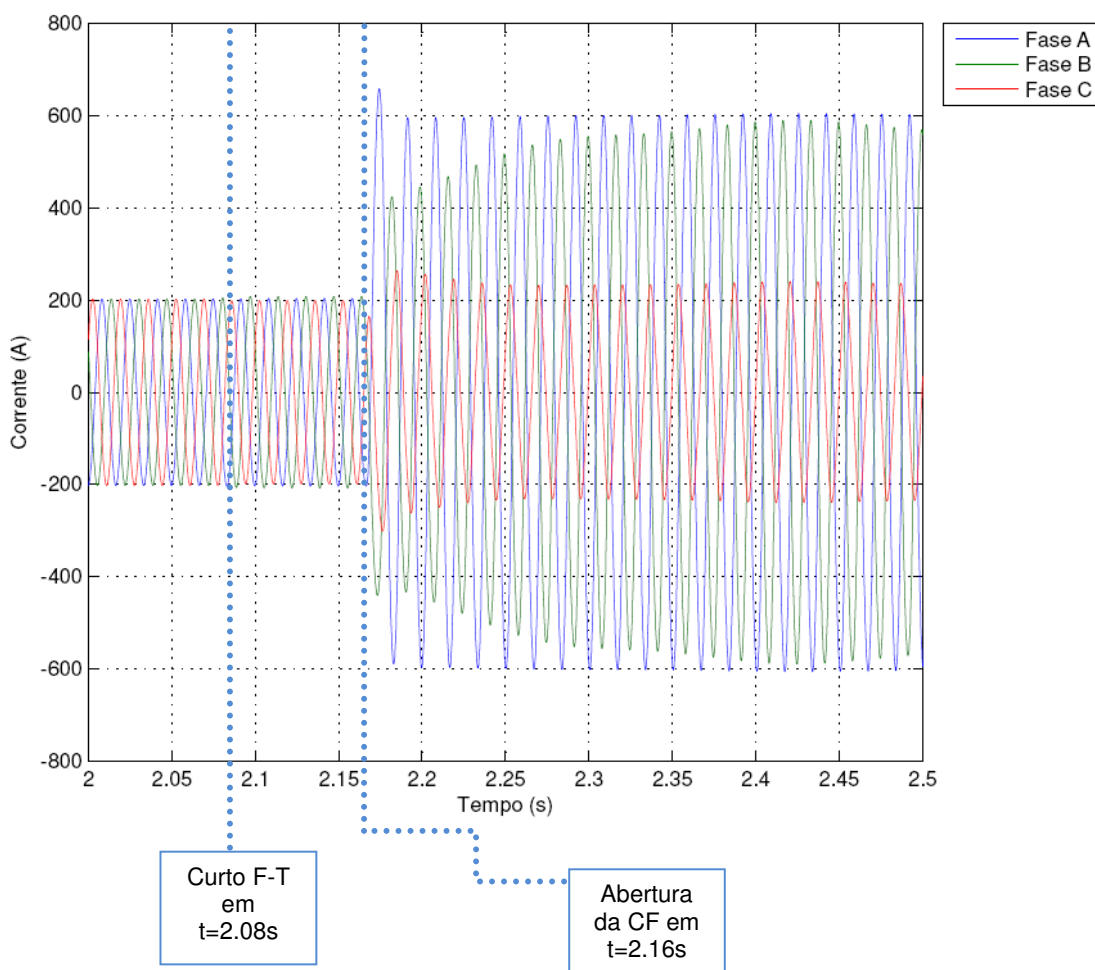


Figura 93 – Tensão no gerador – caso 11

Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 93, a falta fase-terra (fase A) não altera as tensões no momento do curto. A partir do instante $t = 2.16s$, a tensão da fase A sofre afundamento, porém as tensões B e C aumentam de valor. Como o curto não é eliminado, as tensões se mantiveram nos mesmos valores.

- Correntes no Gerador (medidas na BT)

**Figura 94 – Correntes no gerador – caso 11**

Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 94, a falta fase-terra de alta impedância (fase A) não altera a corrente no gerador. Como há a abertura na chave CF no instante $t = 2.16s$, as correntes das fases A, B e C tendem a assumir valores maiores que os nominais.

- Variação da frequência no Gerador (df/dt)

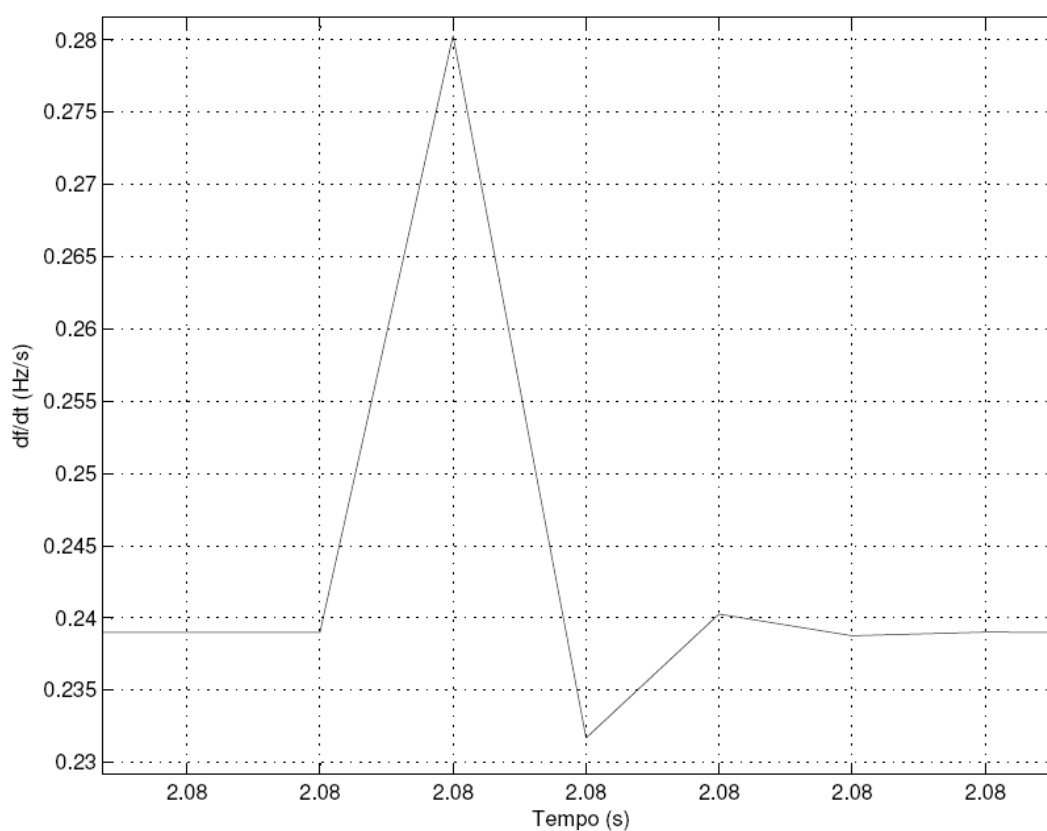


Figura 95 – df/dt – caso 11
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 95, a variação de frequência é de 0,28 Hz/s, no instante $t = 2,08$ s.

Obs: O gráfico da figura 95 mostra valores distintos de tempo, porém não são mostrados após a terceira casa decimal, devido a limitação do *software*.

- Salto Vetorial

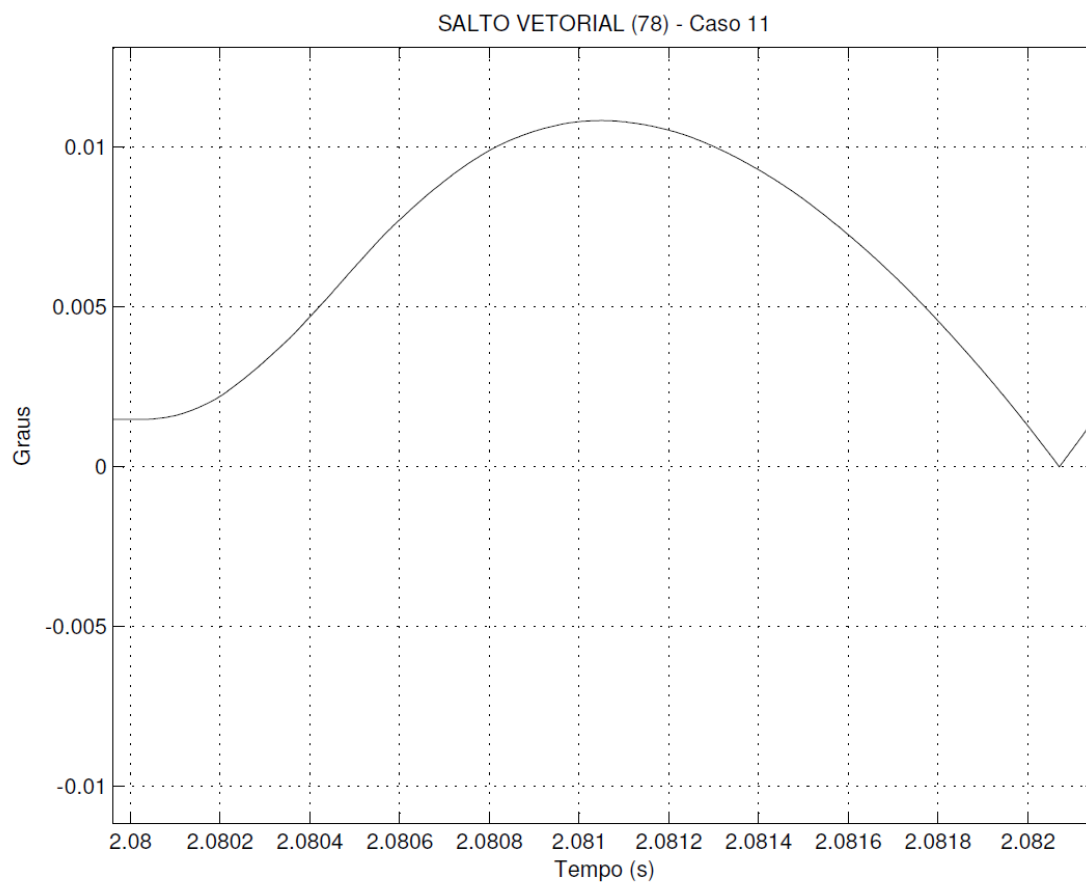


Figura 96 – Salto vetorial – caso 11

Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 96, percebe-se que no período de curto circuito, o deslocamento angular foi de, aproximadamente, 0,01 graus.

CASO 12:

No caso 12, é simulada uma Falta Fase-Terra (Fase A), com $R_f = 0 \Omega$, no lado de baixa tensão do transformador de 75 kVA. A sequência cronológica dos fatos é a seguinte:

- Ocorrência da falta entre a fase A e terra em $t = 2.08 \text{ s}$;
- Abertura da chave fusível (fase A) em $t = 2.16 \text{ s}$;
- Defeito eliminado em $t = 2.2 \text{ s}$
- Tensão na chave fusível

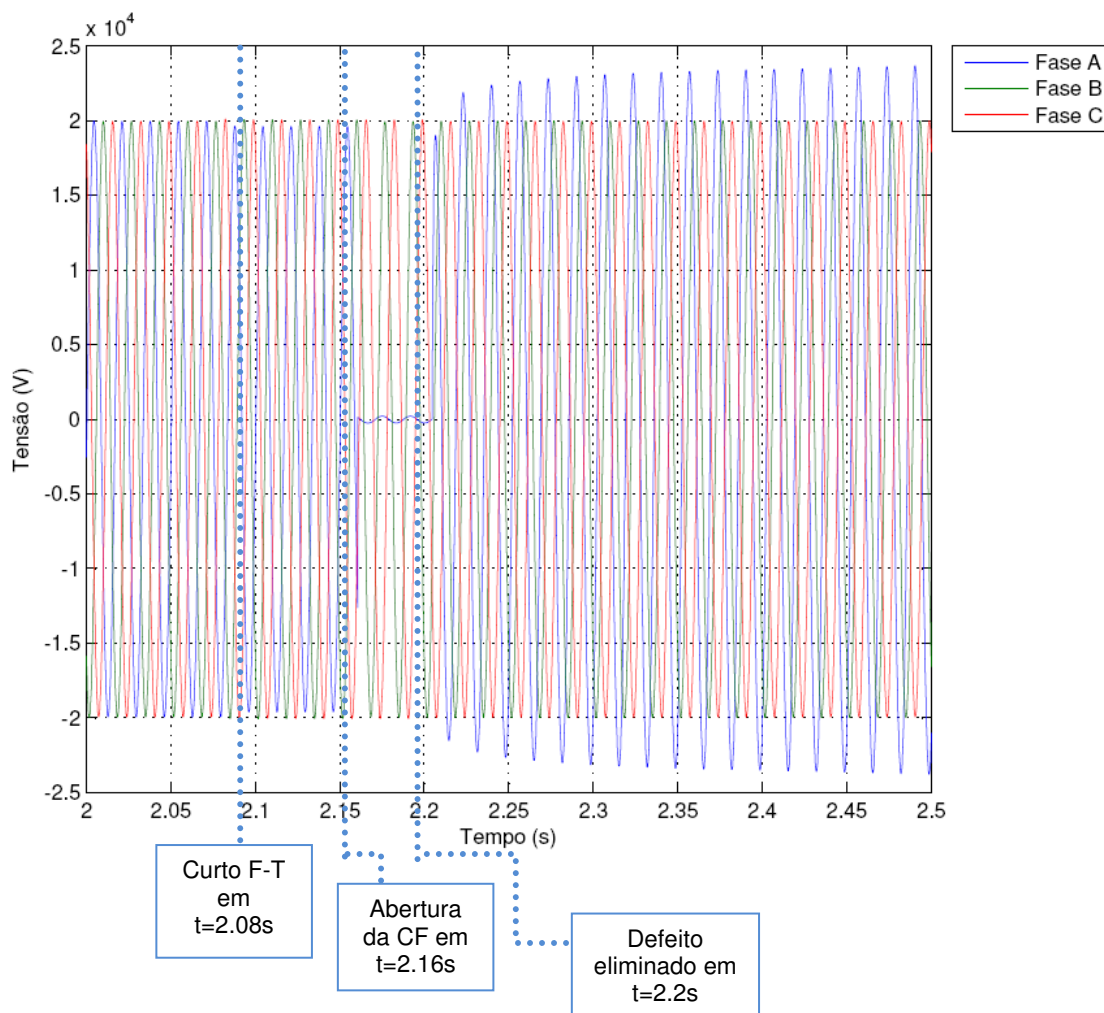


Figura 97 - Tensão na CF1 - caso 12
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 97, a falta fase-terra (fase A) não altera significativamente a tensão da fase A na CF, visto que o curto ocorre na baixa tensão. No instante 2.16s, no qual ocorre a abertura da chave fusível, a tensão na

fase A sofre um grande afundamento sendo alimentada apenas pelo gerador distribuído e, em contrapartida, as tensões B e C não alteram seu valor. Em 2.2s, o curto é eliminado e a fase A é alimentada apenas pelo gerador a biogás, visto que a chave fusível abriu apenas nessa fase.

- Corrente na chave fusível

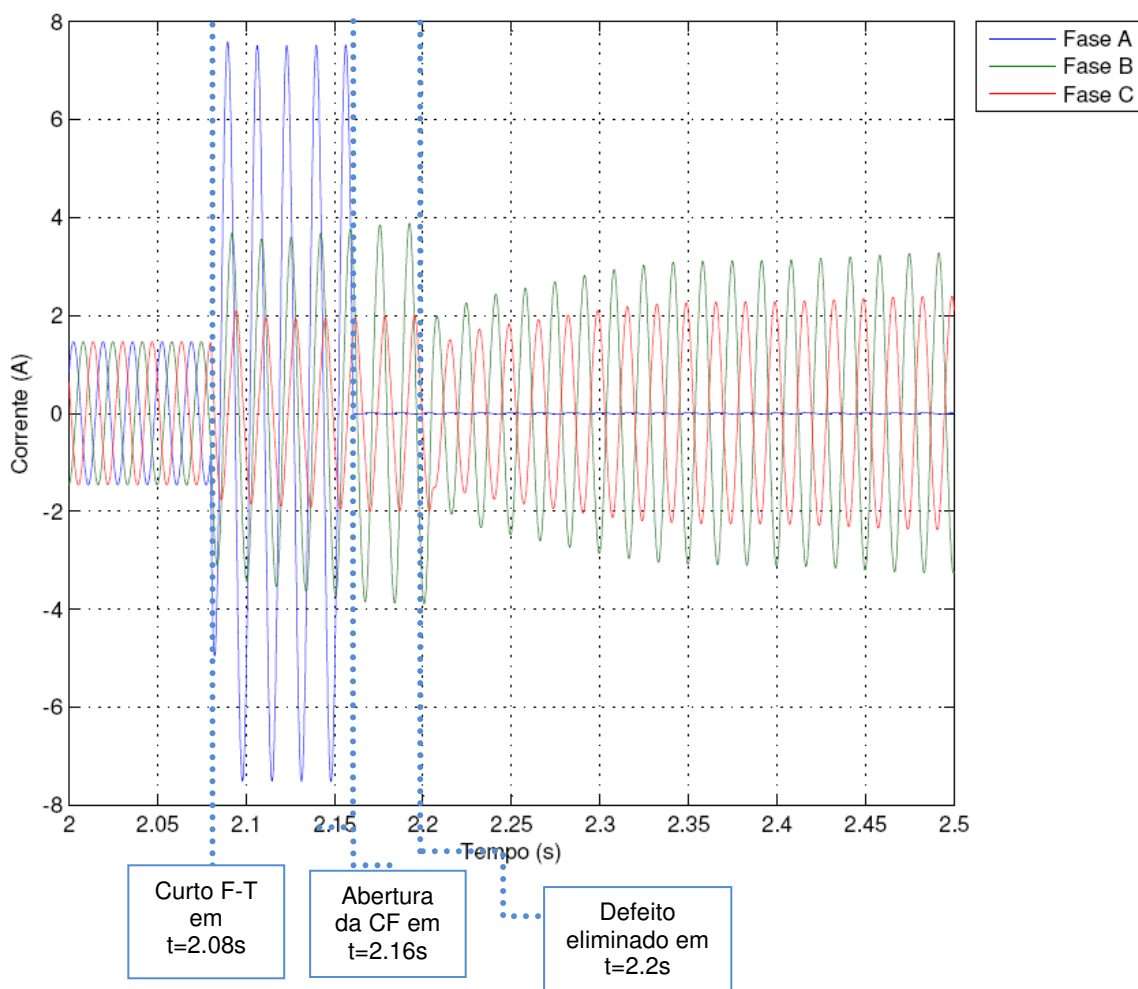


Figura 98 - Corrente na CF1 - caso 12
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 98, a falta fase-terra (fase A) faz com que a corrente da fase A assumia valores, aproximadamente, quatro vezes maiores que a corrente nominal, no momento do curto. As fases B e C sofrem pequenas oscilações nos valores de corrente. Quando há a abertura da CF no instante $t = 2.16s$, a corrente da fase A vai a zero. Como a falta é eliminada em 2.2 s, as fases B e C tendem a aumentar seus valores de corrente. A chave CF é uma chave fusível,

então o sistema permanece dessa forma, até que seja efetuada a troca do elo fusível.

- Tensão no gerador (medidas na BT)

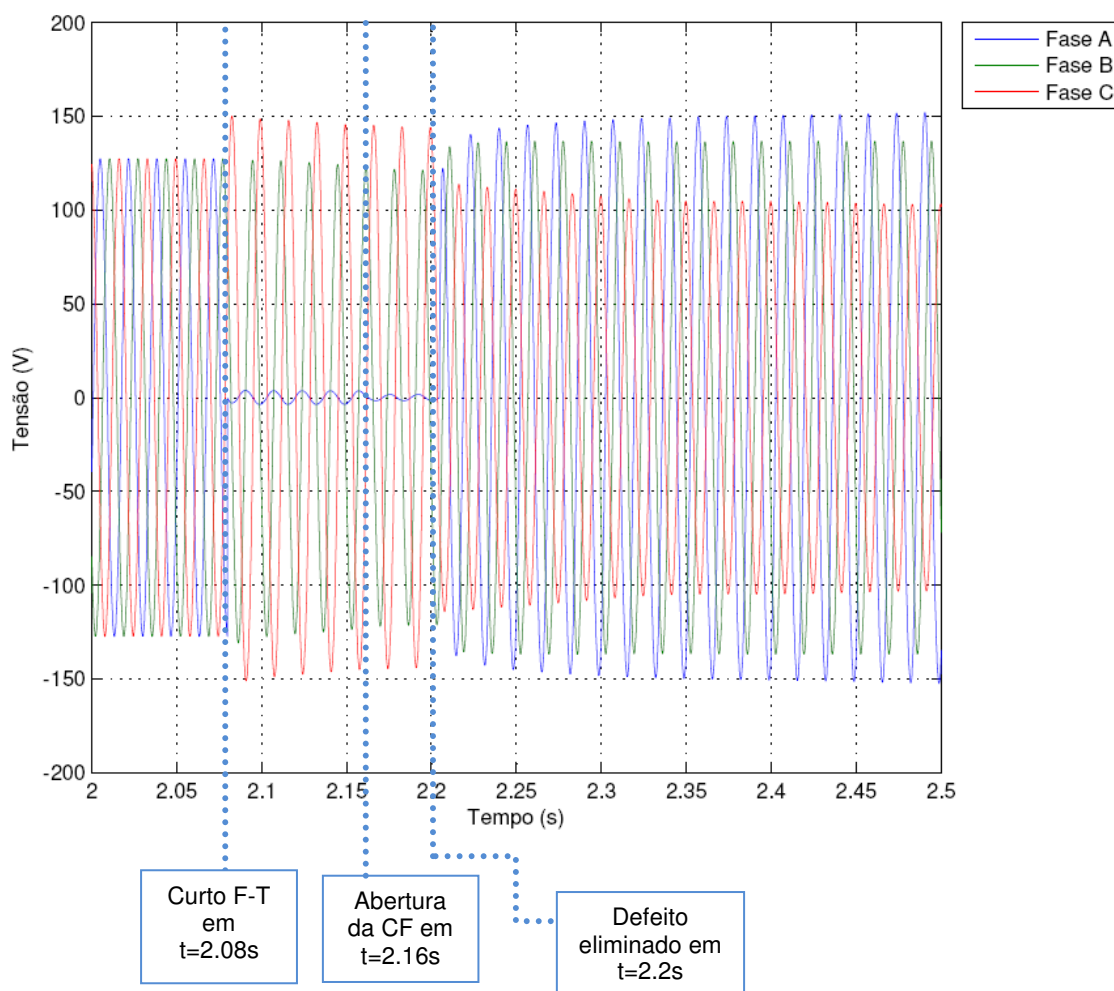


Figura 99 - Tensão no gerador - caso 12
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 99, a falta fase-terra (fase A) faz com que a tensão se aproxime de valores próximos à zero. Ao se eliminar o curto em 2.2 s, a fase A retorna com valores pouco acima do nominal (127 V). As fases B e C também oscilam a partir do curto circuito e depois após a eliminação da falta.

- Corrente no gerador (medidas na BT)

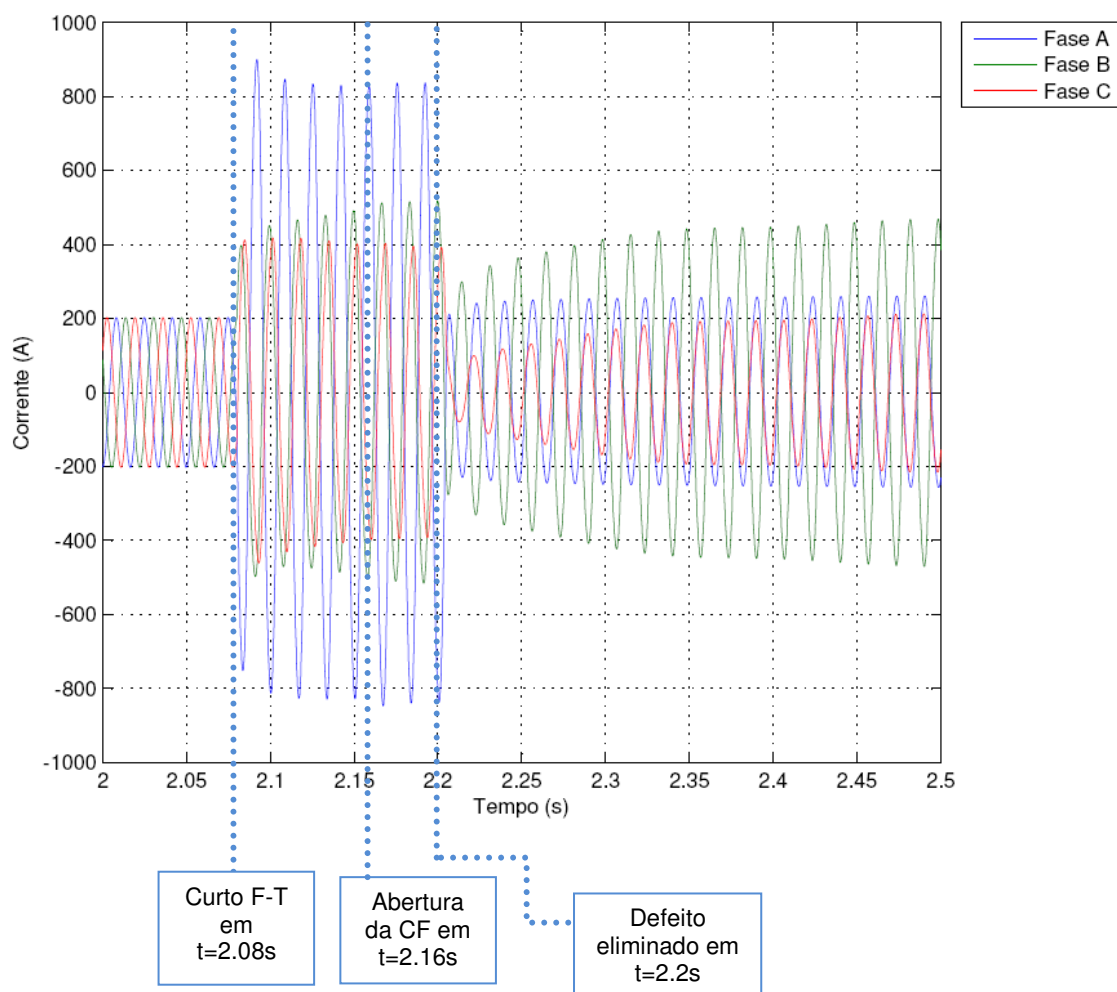


Figura 100 - Corrente no gerador - caso 12
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 100, a falta fase-terra (fase A) em 2.08s faz com que a corrente na fase A fique com valores, aproximadamente, quatro vezes maiores que o nominal. No instante $t = 2.2 s$, o curto é eliminado e as correntes das fases A, B e C tendem a diminuir seus valores, porém diferente dos nominais.

- Salto vetorial

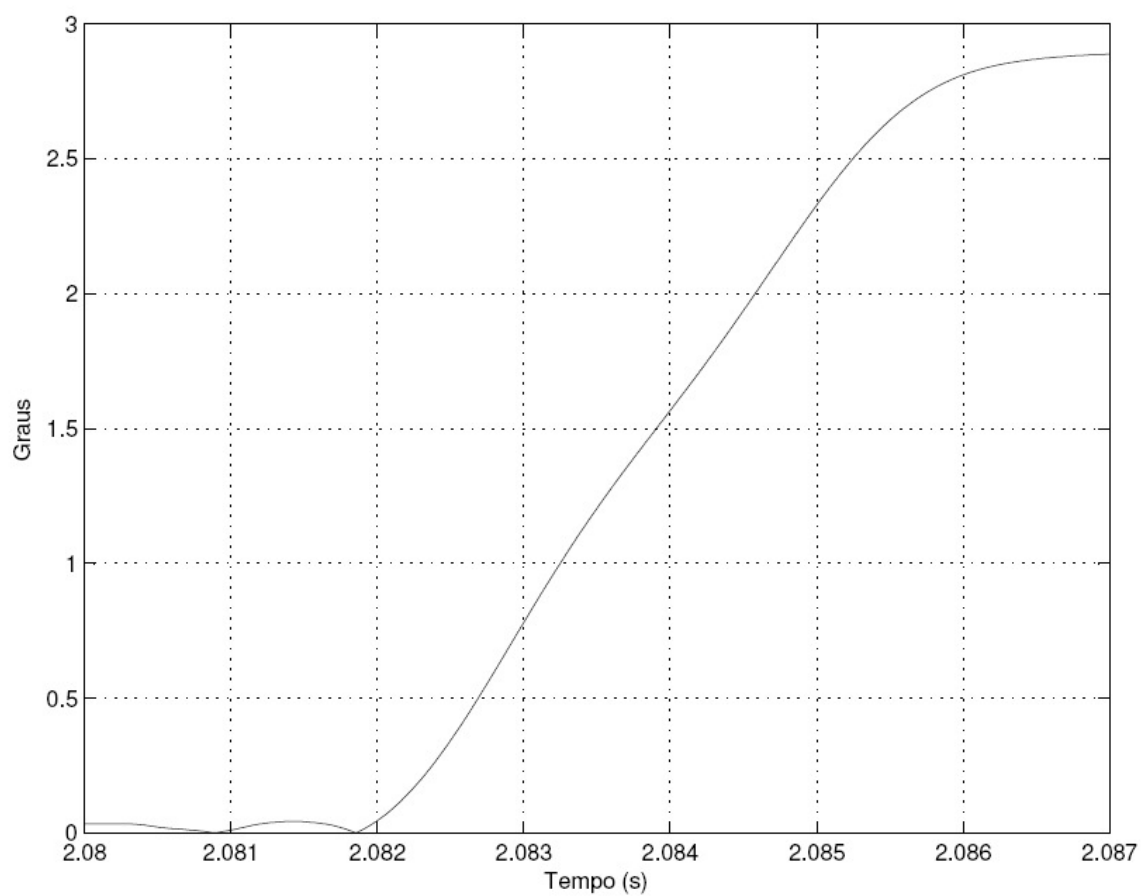


Figura 101 - Salto vetorial – caso 12
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 101, percebe-se que no período logo após o curto circuito, o deslocamento angular foi de 1.2 graus.

- df/dt

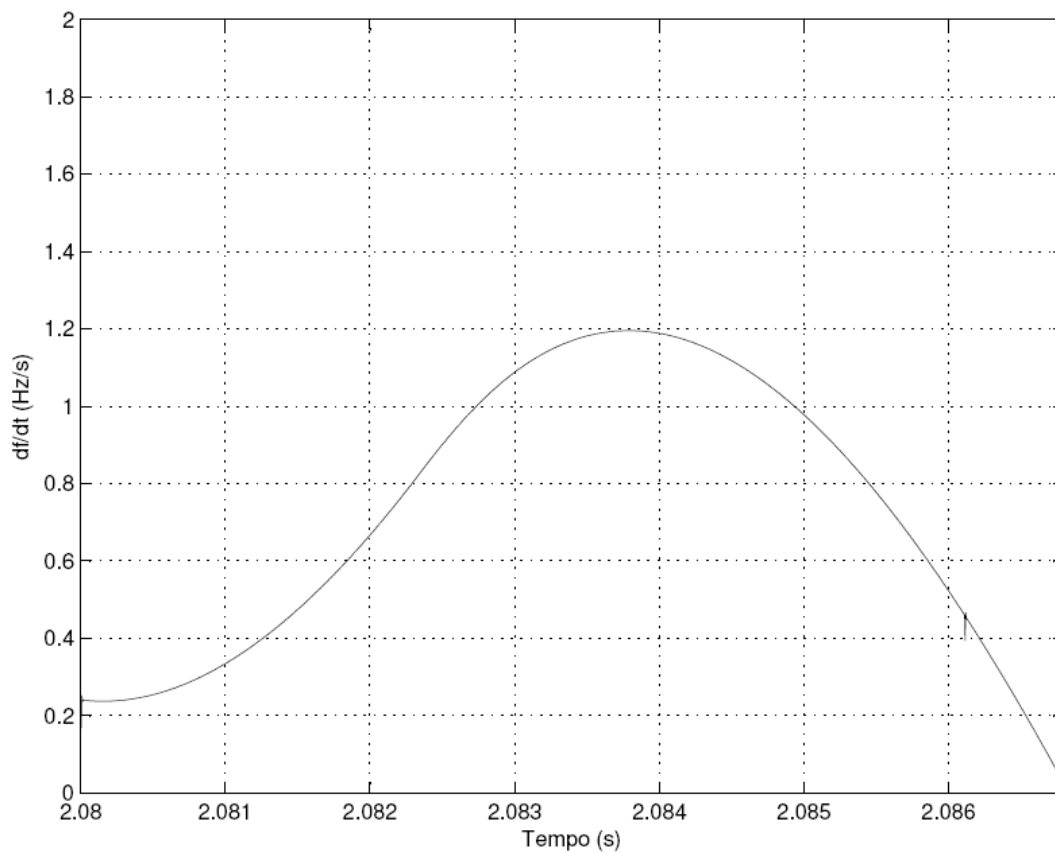


Figura 102 - df/dt - caso 12
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 102, a máxima variação de frequência é de 1.2 Hz/s, no instante $t = 2,0838$ s.

8.5.3 ANÁLISE DOS DADOS

Na tabela 25 são apresentados os dados coletados nas análises dos gráficos de função ROCOF e função 78 (Salto Vetorial). Estes dados experimentais nos permitem analisar o comportamento do sistema em diversas situações de falta e, a partir destes dados, podem-se ajustar os respectivos valores de *pick-up* dos relés.

Tabela 25 – Valores de ROCOF e Salto Vetorial do biogás

Caso	81R (Hz/s)	78 (Graus)
1	0,685	1,29
2	0,24	1,08
3	0,51	0,49
4	0,26	1,2
5	0,395	0,27
6	0,22	1,25
7	0,9	1,82
8	0,15	1,0
9	0,16	0,075
10	0,28	0,03
11	0,28	0,01
12	1,2	1,5

Fonte: Autoria própria

Nesta análise utilizou-se os valores da tabela 25 e, com base nos valores de ajuste disponibilizados pelo catálogo da Woodward (função 81R ajuste de 0,2 à 10 Hz/s e ajuste da função 78 de 1 à 31 graus), foi escolhido o menor valor de cada coluna.

Ajuste ROCOF (Valores de pick-up/TRIP): 0,22 Hz/s.

Ajuste Salto Vetorial (Valores de pick-up/TRIP): 1,0 Grau.

8.6 CIRCUITO COM AEROGERADOR

Para este caso foi modelado um circuito de alimentadores 34,5 kV que se inicia na SE C 230 kV/34,5 kV e se interliga à SE D, dando origem ao alimentador 1, aproximadamente, 29.88 km. Após a SE D, o alimentador passa a ser denominado “alimentador 2”, o qual possui, aproximadamente, 32.37 km. Derivando deste alimentador, tem-se o ramal monofásico onde se encontra conectado o gerador eólico analisado neste trabalho. Este ramal possui aproximadamente 3.25 km e possui uma chave repetidora no começo de sua derivação (CR 11965, figura 103). No ponto de conexão, o gerador distribuído é conectado, em paralelo com a rede da concessionária, na baixa tensão através de um transformador de 25 kVA monofásico, com a relação 19.9 kV / 254 V / 127 V (MRT – Monofilar com Retorno pela Terra).

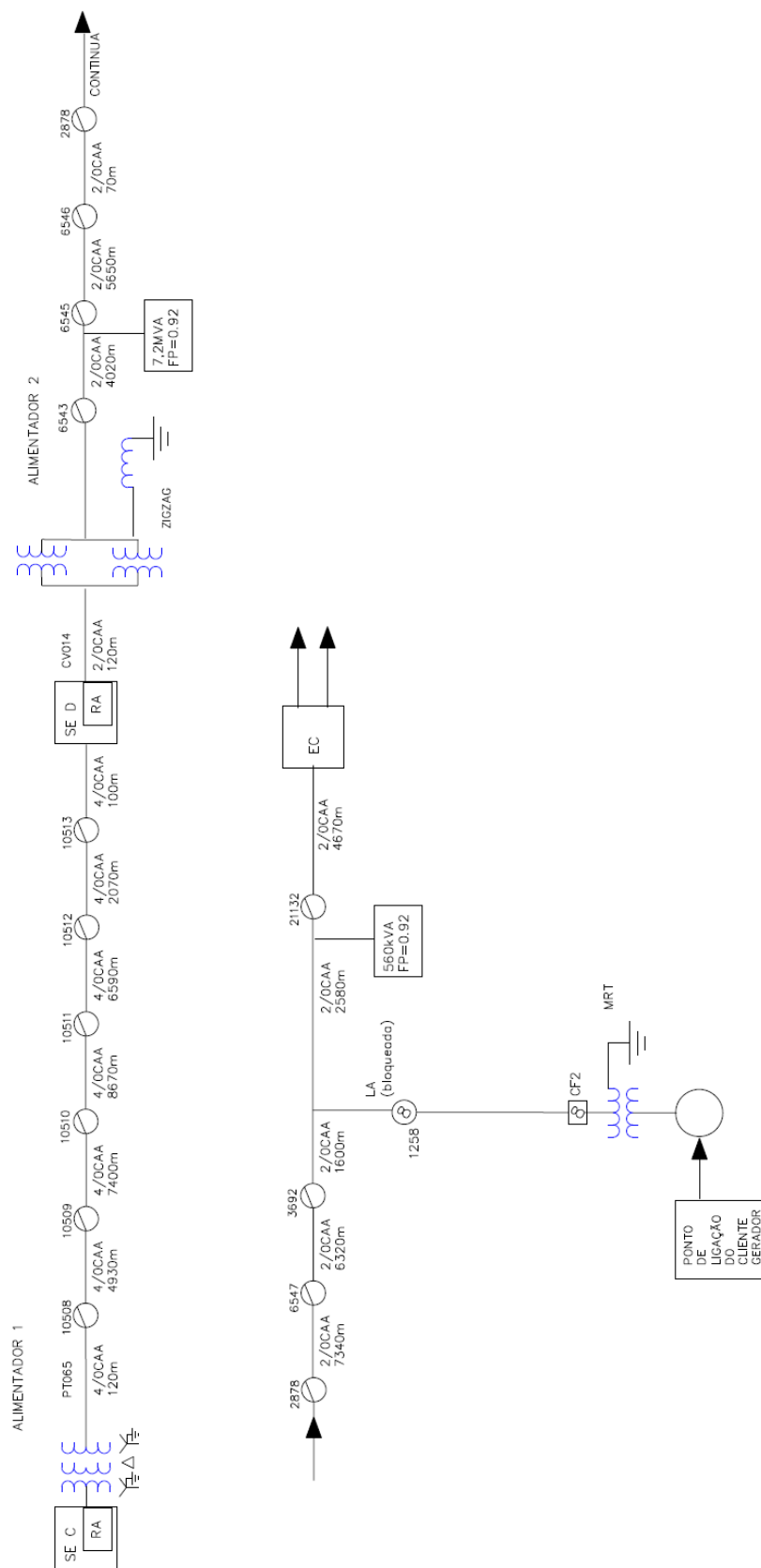


Figura 103 – Circuito eólico analisado
Fonte: Autoria própria

8.6.1 PARAMETRIZAÇÃO DO GERADOR

O sistema de geração eólica foi simulado com a utilização da ferramenta *SimPowerSystems* do MATLAB. Este sistema foi elaborado com base em um gerador de corrente contínua (figura 105), alimentado por uma turbina eólica. A turbina eólica foi simulada a partir do bloco *Wind Turbine* (figura 105), no qual são parametrizados os valores de velocidade do vento, obtidos através dos levantamentos de velocidades médias na região de instalação do aerogerador, (neste caso vento constante, com velocidade de 36km/h ou 10m/s). A saída do gerador é conectada a um inversor de frequência. Para estas simulações foram consideradas a velocidade do vento constante, uma vez que sistemas eólicos comuns controlam a incidência de vento nas suas pás, principalmente quando a velocidade do vento é muito grande em relação ao projeto nominal (HIRSCH, SAUL, 2010).

Nas figuras 104 e 105 foram exemplificados, respectivamente, o circuito completo interligado ao aerogerador e o próprio aerogerador.

Tabela 26 - Pontos de curto circuito GD eólica

CASOS CIRCUITO GD EÓLICO		
CASO	PONTO	FALTA
13	E1	F-T
14	E1	3Ø
15	E2	F-T
16	E2	3Ø
17	E3	F-T
18	E1	F-T-AI
19	E2	F-T-AI
20	E3	F-T-AI
21	E4	F-T
22	E2	F-T (Fase B)

Fonte: Autoria Própria

Na tabela 26 e na figura 104, estão elencados os locais onde ocorrem os curtos circuitos das simulações referentes ao circuito com GD eólica.

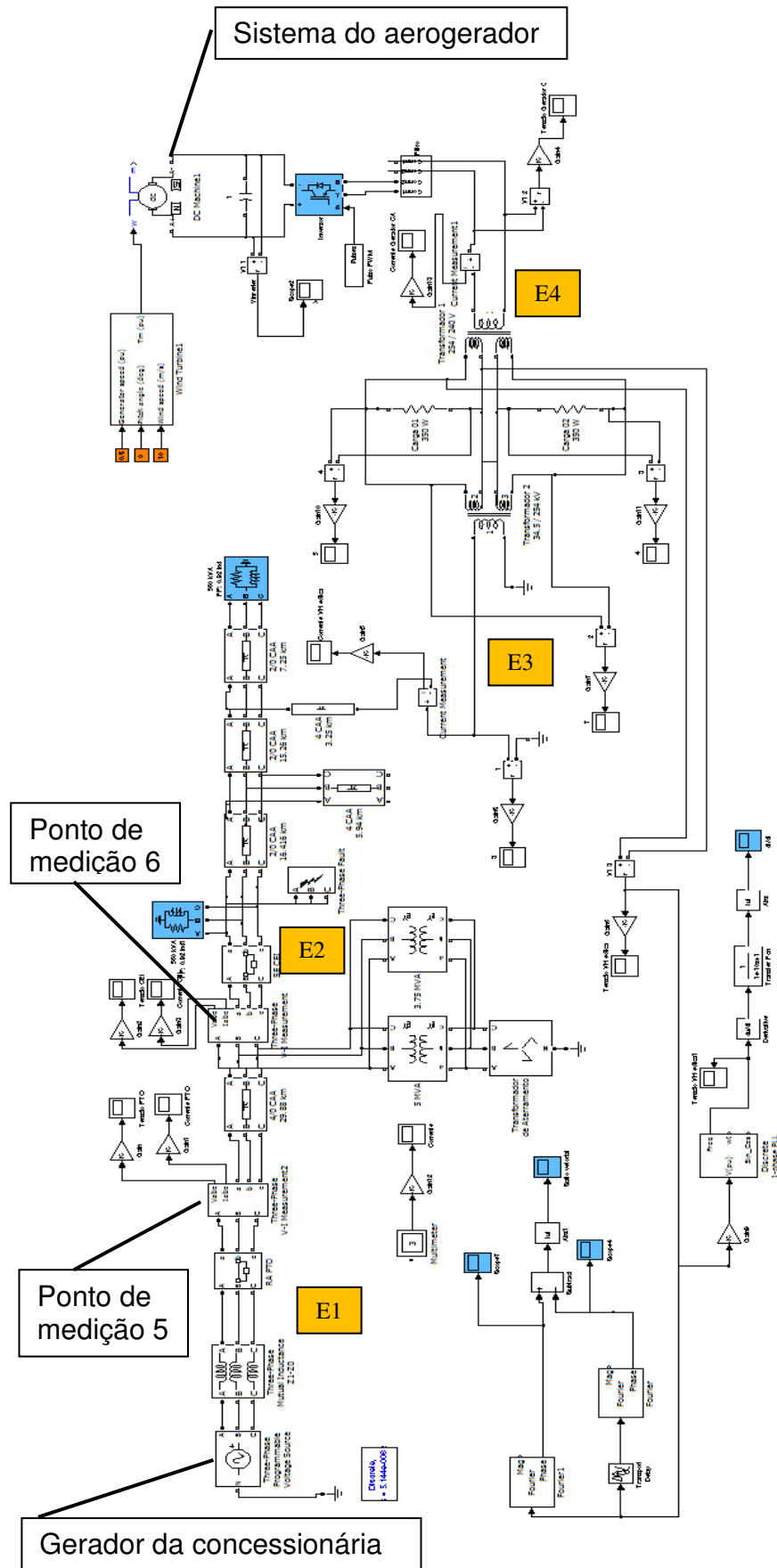


Figura 104 - Visão geral do circuito conectado ao aerogerador
Fonte: MATLAB

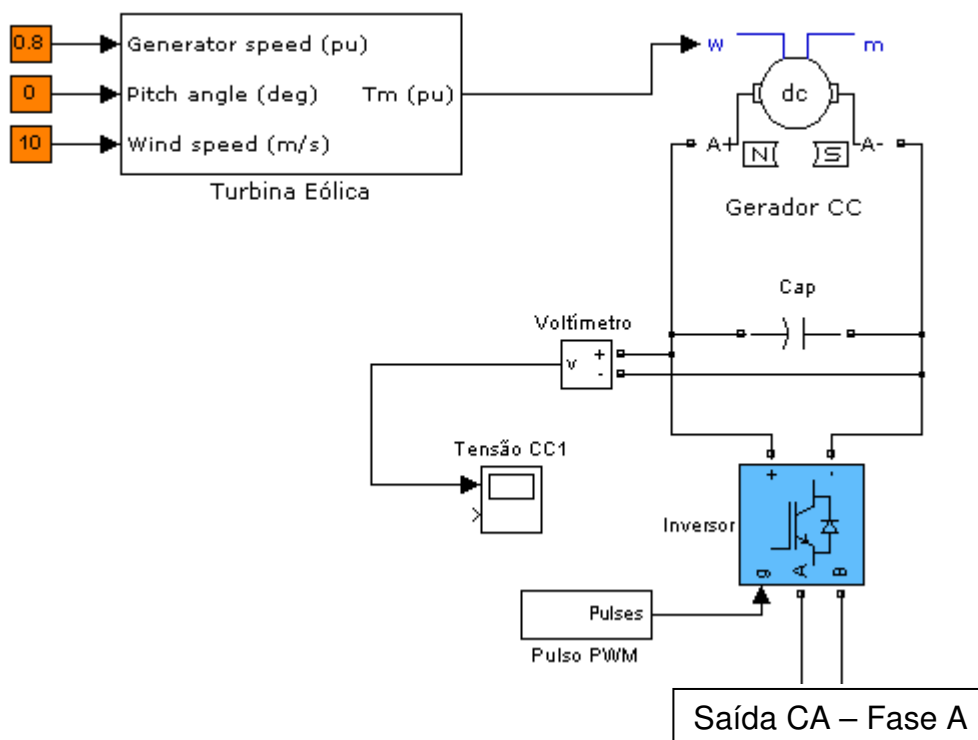


Figura 105 – Detalhe da parametrização do aerogerador
Fonte: MATLAB

8.6.2 CASOS SIMULADOS

Em todas as simulações foram analisadas as seguintes funções: Salto vetorial, corrente no religador próximo a falta, tensão no gerador e df/dt .

Na simulação foi considerada a velocidade do vento constante, simplificação que é usualmente utilizada em análises de estabilidade de sistemas elétricos, segundo Salles (2009).

Durante as simulações (ver caso 13), percebeu-se que não houve variação da frequência do aerogerador, que pode ser explicado segundo Ricciardi (2010), que diz que, em situações de baixos valores de variação de potência ativa e reativa (casos simulados), não há a variação de sensibilidade das grandezas elétricas analisadas pelos medidores de variação de frequência.

As simulações realizadas no circuito que compreende o aerogerador como gerador distribuído, foram realizadas e, posteriormente, exemplificadas graficamente, de acordo com a seqüência de casos listados na tabela 27:

Tabela 27 - Casos simulados para circuito com aerogerador**CASOS PARA O CIRCUITO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EÓLICA**

Caso	Falta	Tipo	Descrição
13	Subestação C 34,5 kV	Falta Fase-Terra em t=2,08s	Abertura tripolar do Religador 4 em t = 2,16 s, falta eliminada em t = 2,2 s e religamento automático do RA 4 em t = 2,26 s
14	Subestação C 34,5 kV	Trifásica em t=2,08s	Abertura tripolar do Religador 4 em t = 2,16 s, falta eliminada em t = 2,2 s e religamento automático do RA 4 em t = 2,26 s
15	Subestação D 34,5 kV	Falta Fase-Terra em t=2,08s	Abertura tripolar do Religador 5 em t = 2,16 s, falta eliminada em t = 2,2 s e religamento automático do Religador 5 em t = 2,26 s
16	Subestação D 34,5 kV	Trifásica em t=2,08s	Abertura tripolar do Religador 5 em t = 2,16 s, defeito não eliminado e religamento automático do Religador 5 em t = 2,26 s
17	Transformador 25kVA Lado 19,94 kV	Falta Fase-Terra em t=2,08s	Abertura tripolar do Religador 5 em t = 2,16 s, falta eliminada em 2,2 s e religamento automático do Religador 5 em t = 2,26 s
18	Subestação C 34,5 kV	De alta impedância fase-terra, Rf=1000 ohms, em t=2,08s	Abertura tripolar do Religador 4 em t = 2,16 s, defeito não eliminado e religamento automático do Religador 4 em t = 2,26 s
19	Subestação D 34,5 kV	De alta impedância fase-terra, Rf=1000 ohms, em t=2,08s	Abertura tripolar do Religador 5 em t = 2,16 s, defeito não eliminado e religamento automático do Religador 5 em t = 2,26 s
20	Transformador 25kVA Lado 19,94 kV	De alta impedância fase-terra, Rf=1000 ohms, em t=2,08s	Abertura da Chave Fusível 2 em t = 2,16 s, defeito não eliminado
21	Transformador 25kVA Lado 0,127 kV	Falta Fase-Terra em t=2,08s	Abertura da Chave Fusível 2 em t = 2,16 s, defeito eliminado em t=2,26
22	Subestação D 34,5 kV	Falta Fase-Terra, na fase B, em t=2,08s	Abertura tripolar do Religador 5 em t = 2,16 s, defeito não eliminado e religamento automático do Religador 5 em t = 2,26 s

Fonte: Autoria própria

CASO 13:

No caso 13, é simulada uma Falta Fase-Terra (Fase A), com $Z_f = 0 \Omega$, na Subestação C (SE C). A sequência cronológica dos fatos é a seguinte:

- 1) Ocorrência da falta em $t = 2.08 s$, na SE C;
- 2) Abertura tripolar do Religador 4 (RA 4), que se encontra na SE C em $t = 2.16 s$;
- 3) Eliminação da falta em $t = 2.20 s$;
- 4) Religamento automático do RA 4 em $t = 2.26 s$;

- Tensões no RA 4

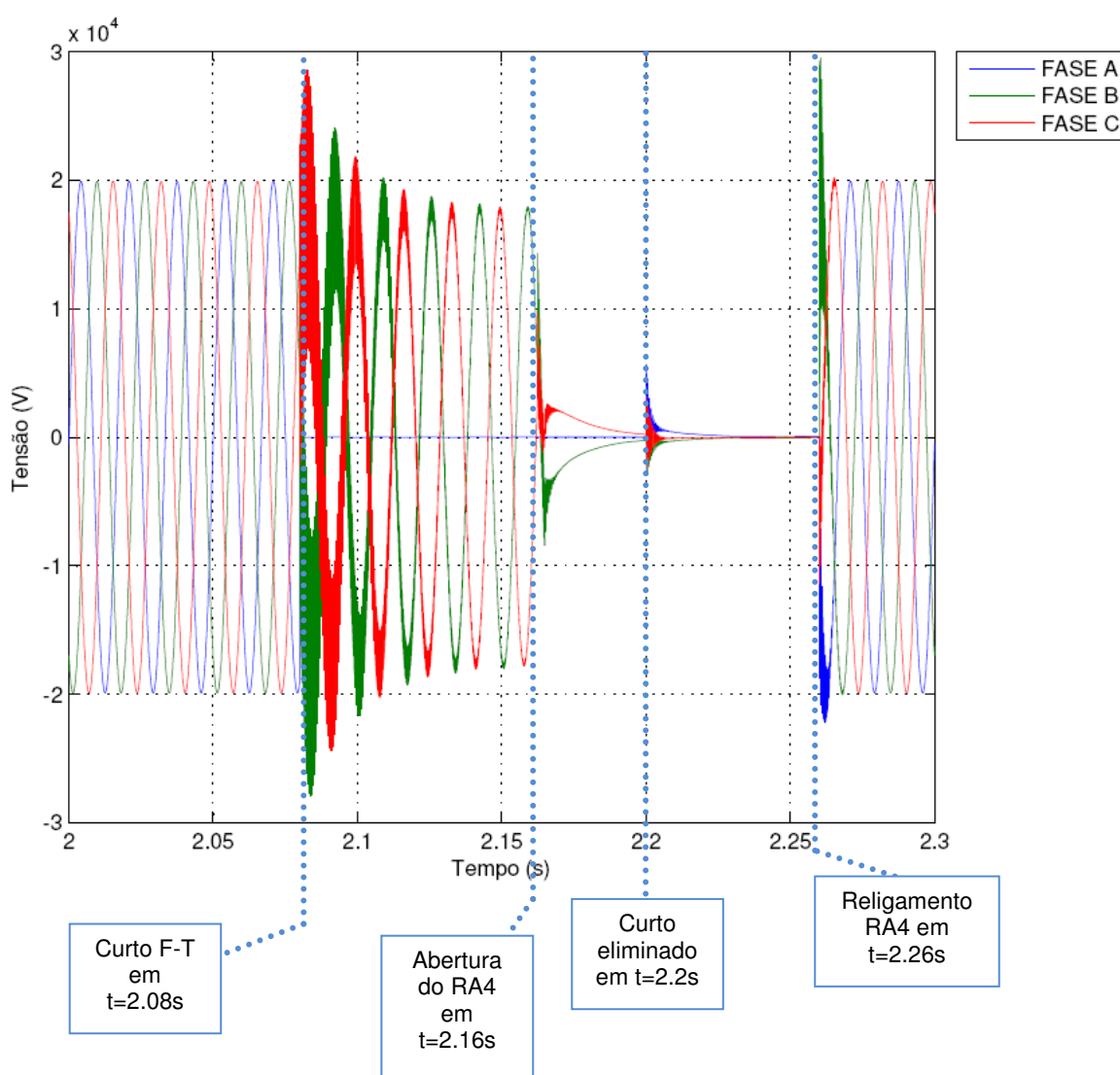


Figura 106 - Tensões no RA 4 - caso 13
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 106, a falta fase-terra (fase A) faz com que a tensão da fase A vá a zero no momento do curto. As fases B e C sofrem, neste momento, oscilações de tensão. A partir do instante $t = 2.16\text{s}$, as tensões das fases B e C tendem a assumir valores próximos a zero, visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 4. Como o curto é eliminado em $t = 2.20\text{s}$, e há o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as tensões voltam a assumir seus valores nominais.

- Correntes no RA 4

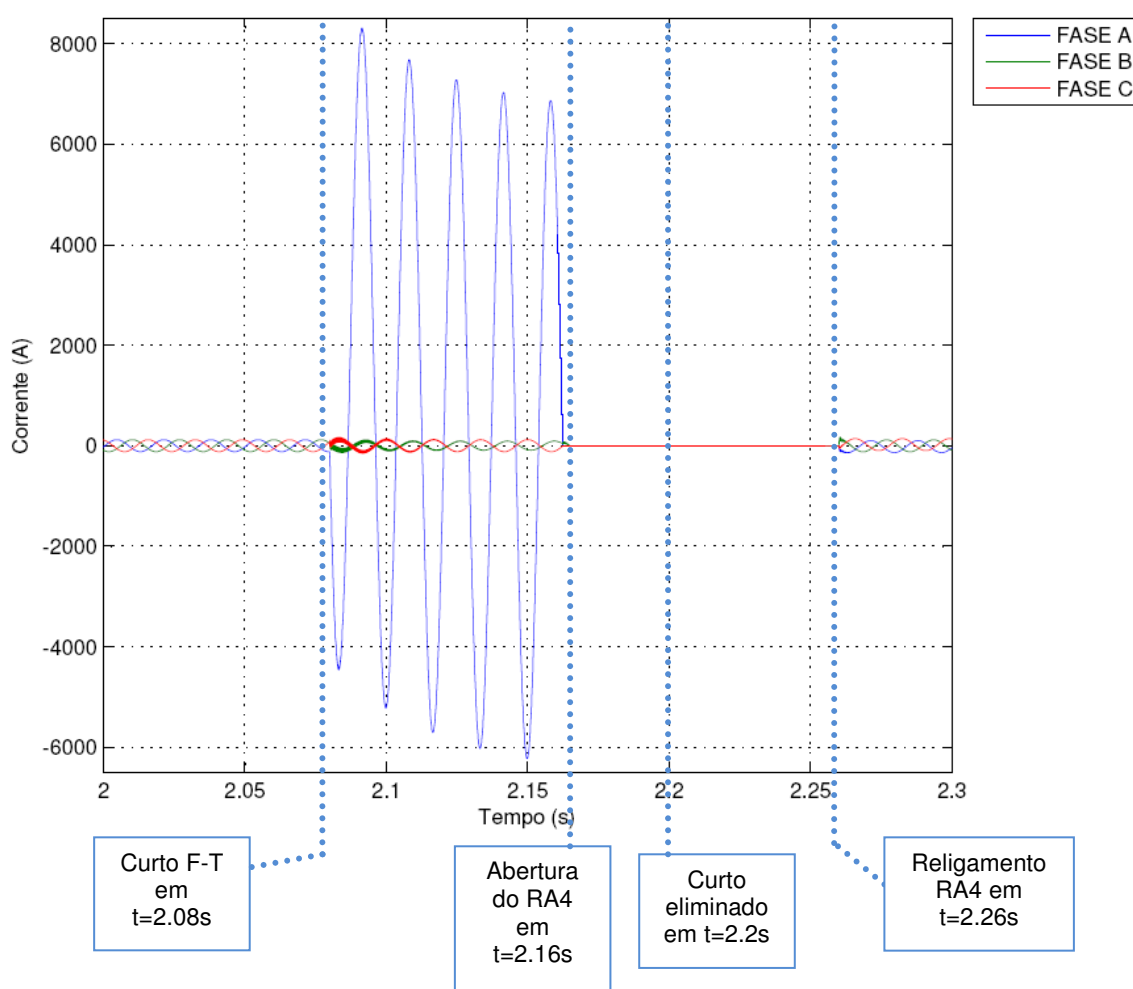


Figura 107 - Correntes no RA 4 – caso 13

Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 107, a falta fase-terra (fase A) faz com que a corrente da fase A tenda ao valor de, aproximadamente, 6555 A após estabilização desta corrente no período do curto. As fases B e C sofrem, neste período, quedas nos valores de suas correntes. Quando ocorre a abertura do religador 4 no instante t

= 2.16s, os valores das correntes das fases A, B e C vão a zero. Como o curto é eliminado em $t = 2.20s$, e há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as correntes voltam a assumir seus valores nominais, através da fórmula é calculada a corrente de curto circuito fase terra no religador 4.

$$I_{cc_{\phi T}} = \frac{3}{2Z_L + Z_0 + 3R_f} = \frac{3}{2 \angle (0.329 \angle 85.97^\circ) + 0.1079 \angle 85.97^\circ} \quad (50)$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 3,916 \angle -85,97^\circ pu$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 3,916 * 1673.48 = 6554,95 A$$

- Tensão no Gerador (medida na BT)

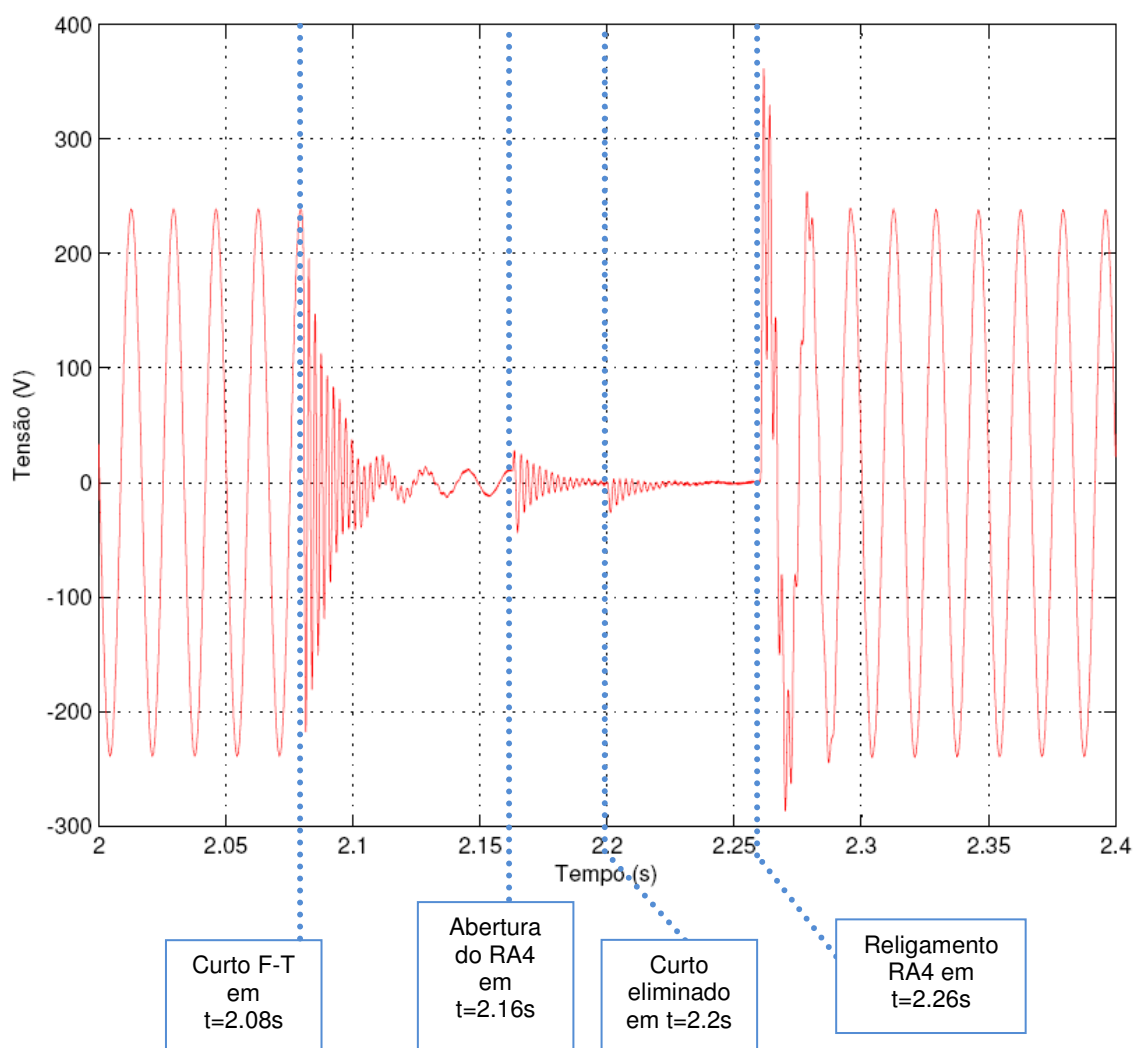


Figura 108 - Tensão no gerador - caso 13
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 108, a falta fase-terra faz com que a tensão da fase do gerador caia de 240 V (rms) para um valor próximo a zero, no momento do curto. No instante $t = 2.16\text{s}$, ocorre a abertura tripolar do Religador 4. Como o curto é eliminado em $t = 2.20\text{s}$, e há o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as tensões voltam a assumir seus valores nominais.

- Corrente no Gerador (medida na BT)

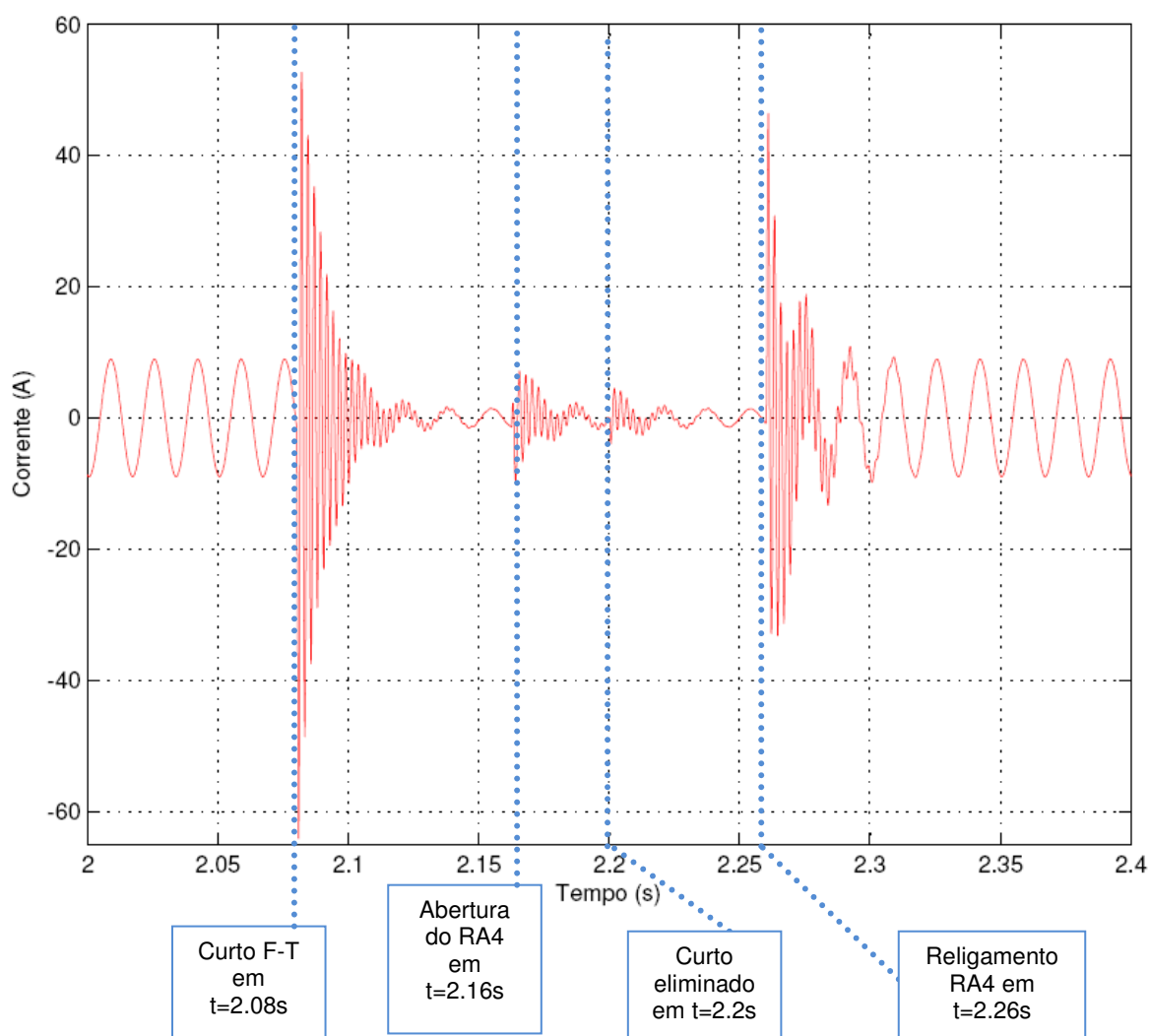


Figura 109 - Corrente no gerador - caso 13
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 109, a falta fase-terra faz com que a corrente da fase do gerador assuma valores consideravelmente maiores que a corrente nominal, nos instantes do curto e religamento do religador 4. Quando há a abertura

do religador 4 no instante $t = 2.16\text{s}$ percebemos um pequeno residual de corrente que ainda circula no circuito. O curto é eliminado em $t = 2,20\text{s}$. Nos instante $t = 2,26\text{s}$ ocorre religamento e percebe-se que, após um período transitório, a corrente volta a se estabelecer.

- Salto vetorial

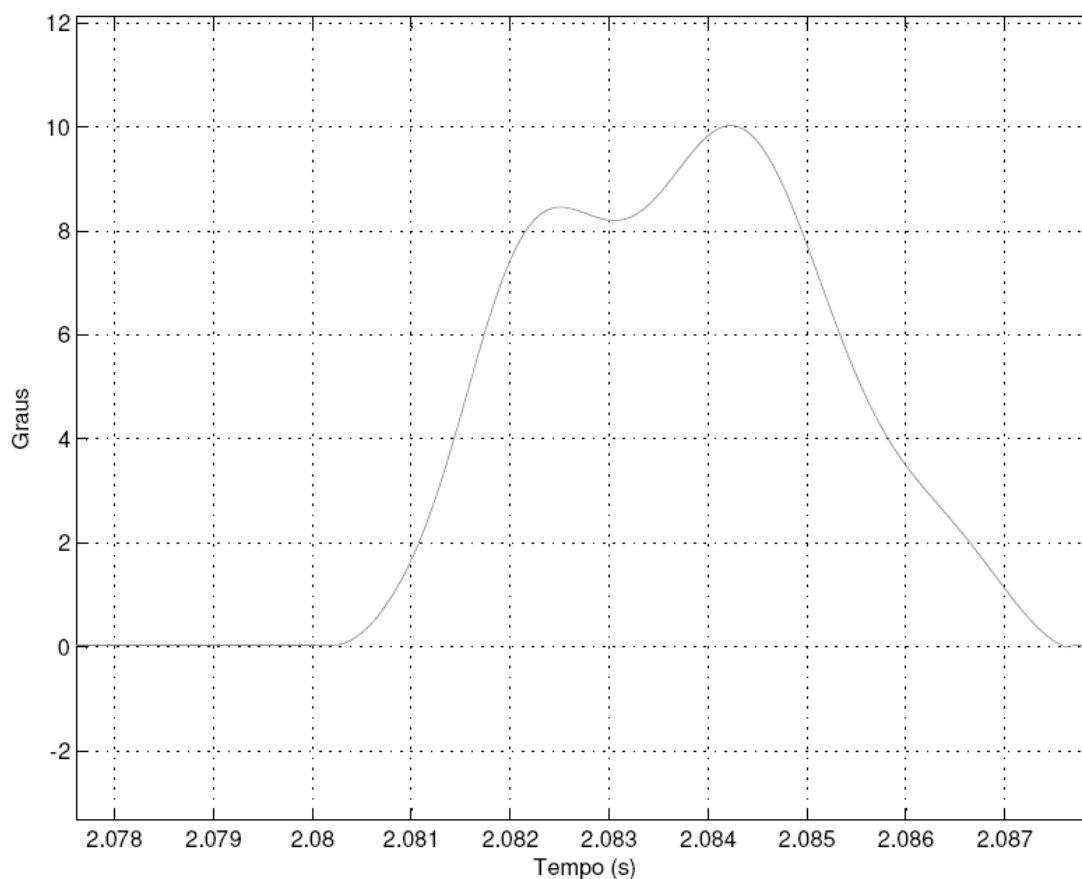


Figura 110 - Salto vetorial - Caso 13
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 110, percebe-se que no instante $t = 2,081\text{ s}$, o deslocamento angular foi de 1,8 grau.

- Medição df/dt no lado BT (CA) do gerador eólico

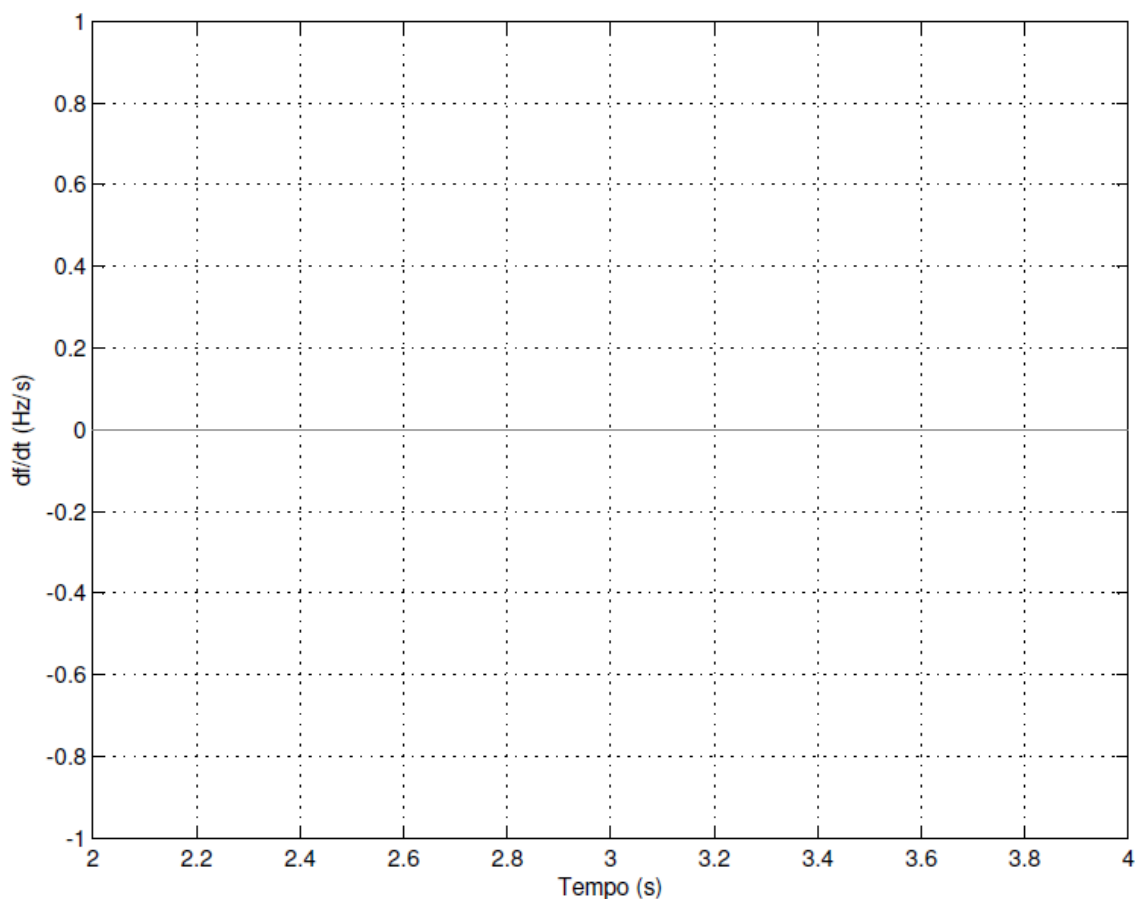


Figura 111- df/dt - caso 13
Fonte: MATLAB

Analisando a figura 111, comprova-se que o relé de taxa de variação de frequência não é aplicável para este tipo de sistema elétrico (dotado de inversor de frequência), fato que se repete para os demais casos pois não ocorre a variação de frequência (RICCIARDI, 2010).

CASO 14:

No caso 14, é simulada uma Falta Trifásica, $Z_f = 0 \Omega$, na Subestação C (SE C). A sequência cronológica dos fatos é a seguinte:

- 1) Ocorrência da falta em $t = 2.08 s$, na SE C;
- 2) Abertura tripolar do Religador 4 (RA 4), que se encontra na SE C em $t = 2.16 s$;
- 3) O defeito não é eliminado;
- 4) Religamento automático do RA 4 em $t = 2.26 s$;

- Tensões no RA 4

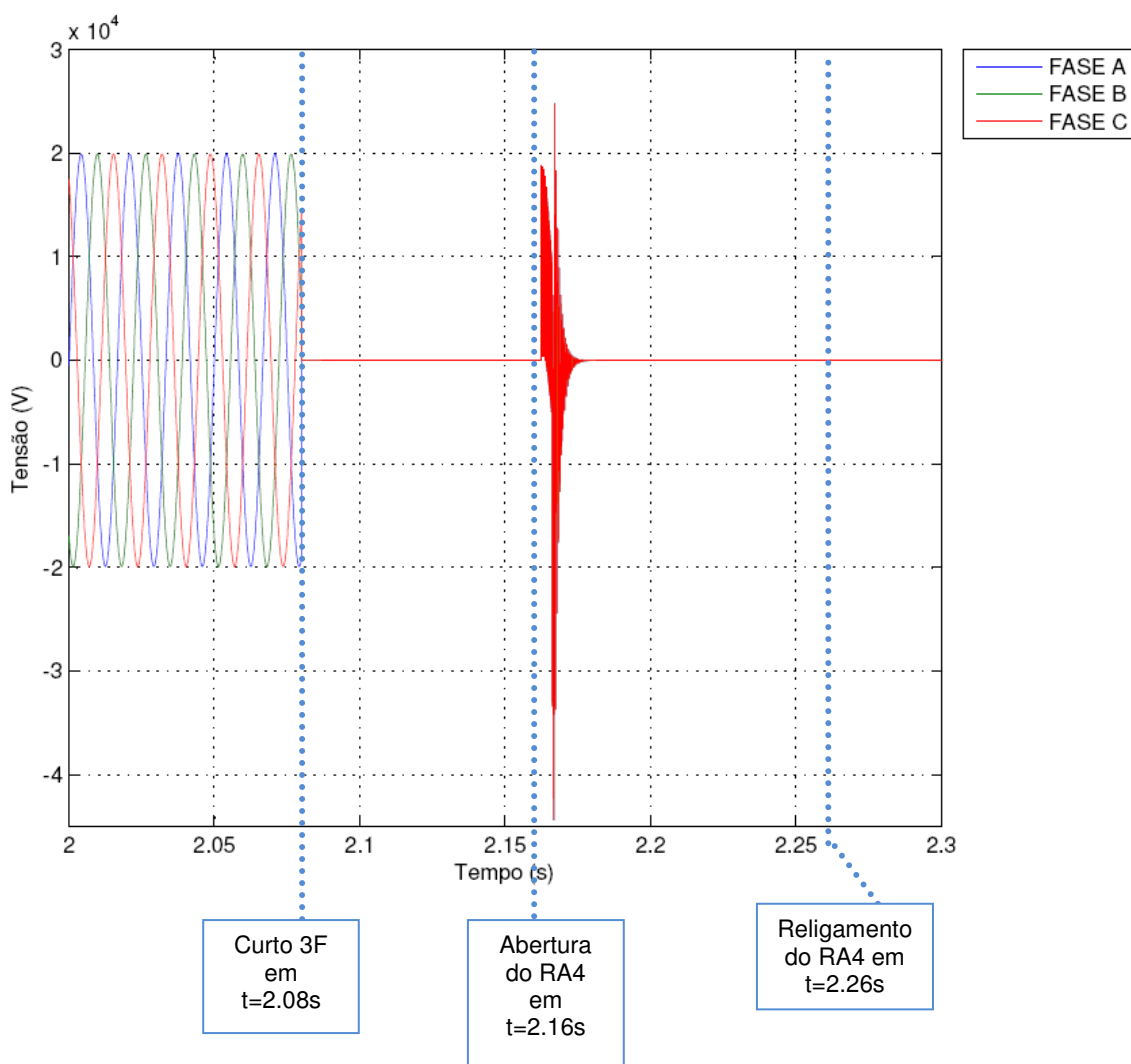


Figura 112 - Tensões no religador 4 - Caso 14
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 112, a falta trifásica faz com que as tensões das fases A, B e C cheguem a valores próximos de zero no momento do curto. No instante $t = 2.16\text{s}$, as tensões das fases A, B e C sofrem um transitório TRT (Tensão de Reestabelecimento Transitório), visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 4 e, por possuírem cargas acopladas no sistema e, a rede ter características indutivas, acontece este pico de tensão. Como o curto não é eliminado, e ocorre o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as tensões continuam com valores próximos a zero.

- Correntes no RA 4

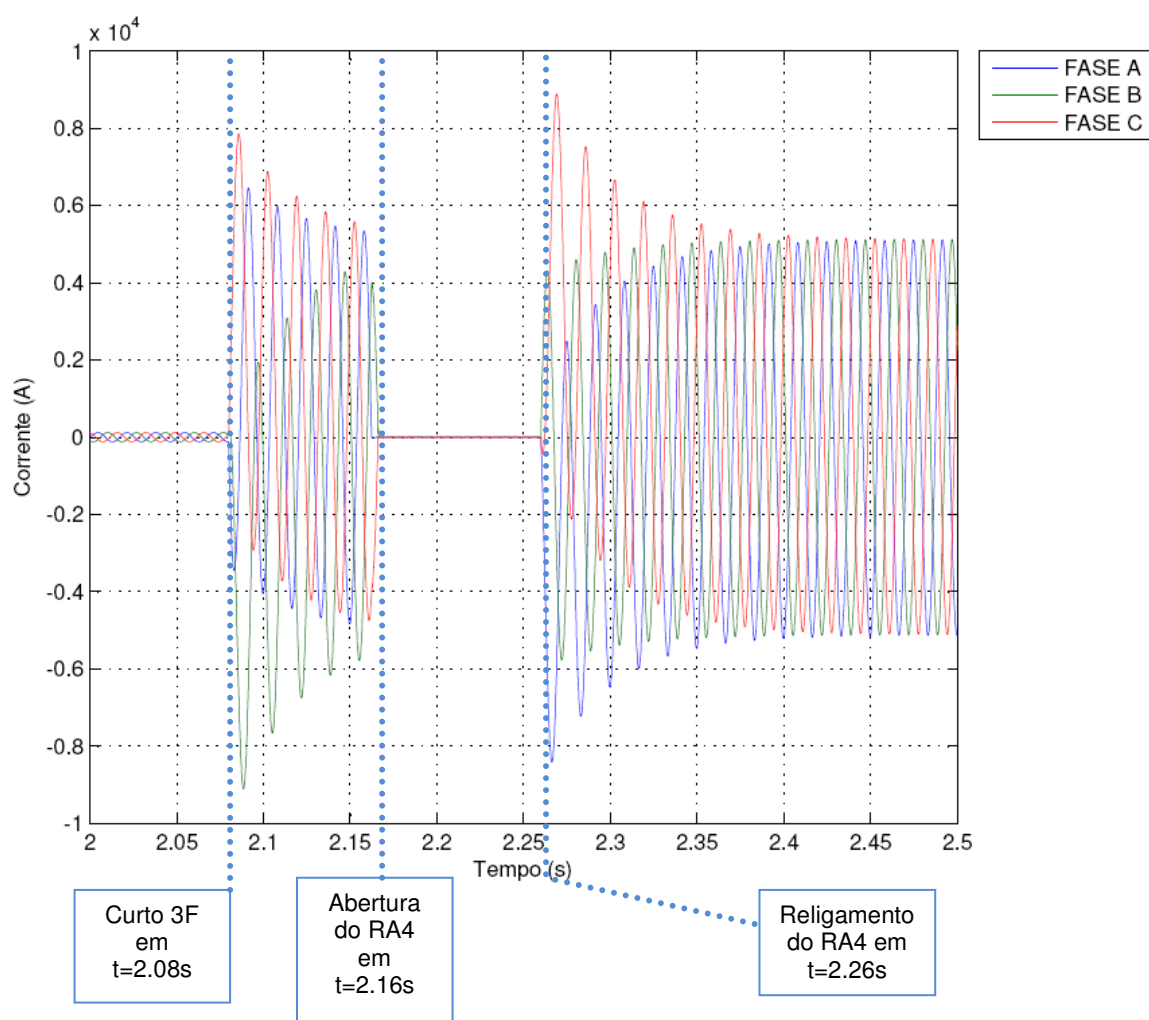


Figura 113 - Correntes no religador 4 - Caso 14
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 113, a falta trifásica faz com que as correntes das fases A, B e C assumam valores, aproximadamente, quinze vezes maiores que a corrente nominal (≈ 5000 A) no momento do curto. Quando ocorre a abertura tripolar do religador 4 no instante $t = 2.16$ s, as correntes das fases A, B e C tendem a assumir valores iguais a zero. Como o curto não é eliminado, e há o religamento em $t = 2.26$ s, percebe-se o transitório das correntes e o sistema se estabiliza com as correntes de curto circuito, visto que a falta não é eliminada. É demonstrado pela fórmula 51 onde a corrente de curto circuito trifásica é de 5085,70.

$$I_{cc_{3\phi}} = \frac{10}{0,329 \angle 85,97^\circ} = 3,039 \angle -85,97^\circ \quad (51)$$

$$I_{cc_{3\phi}} = 1673,48 * 3,039 = 5085,70 \text{ A}$$

- Tensão no gerador (medida na BT)

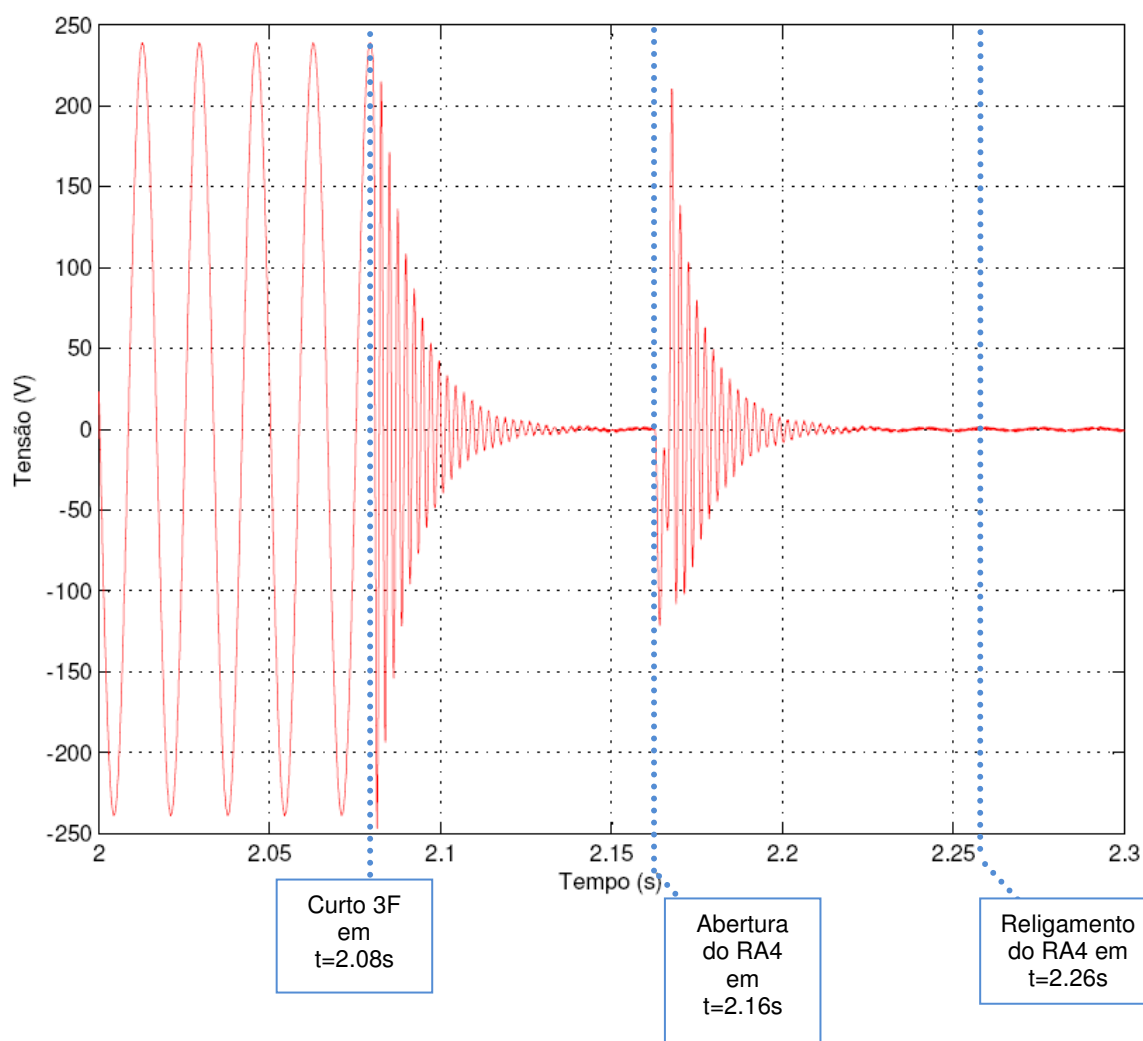


Figura 114 - Tensão no gerador - Caso 14

Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 114, a falta trifásica faz com que a tensão da fase do gerador caia para, aproximadamente, 0 V. No instante $t = 2.16\text{s}$, o RA4 abre e pode-se perceber a ocorrência de um transitório, causado pelas cargas conectadas ao gerador. Como o curto não é eliminado, e há o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as tensões continuam com valores muito abaixo do nominal, caracterizando a permanência do curto circuito.

- Corrente no gerador (medida na BT)

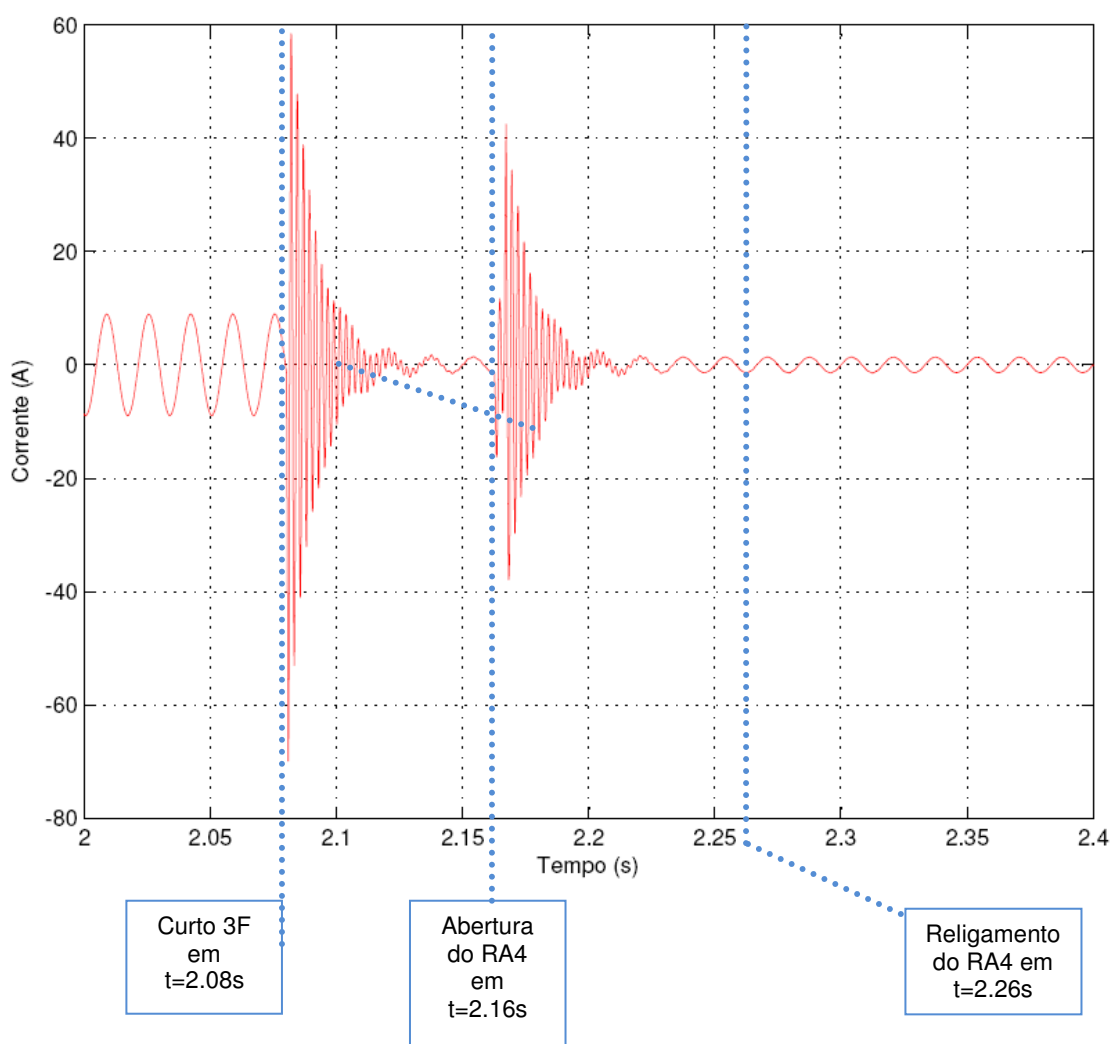


Figura 115 - Corrente no gerador - Caso 14

Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 115, a falta trifásica faz com que a corrente da fase do gerador assumira valor, aproximadamente, seis vezes maior que a corrente nominal ($\approx 60\text{ A}$), no momento do curto. Quando há a abertura do relé 4 no

instante $t = 2.16\text{s}$ percebemos um pequeno residual de corrente que ainda circula no circuito. Como o curto não é eliminado, e há o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que a corrente no gerador continua em valor de curto circuito, devido a falta não ter sido eliminada.

- Salto vetorial

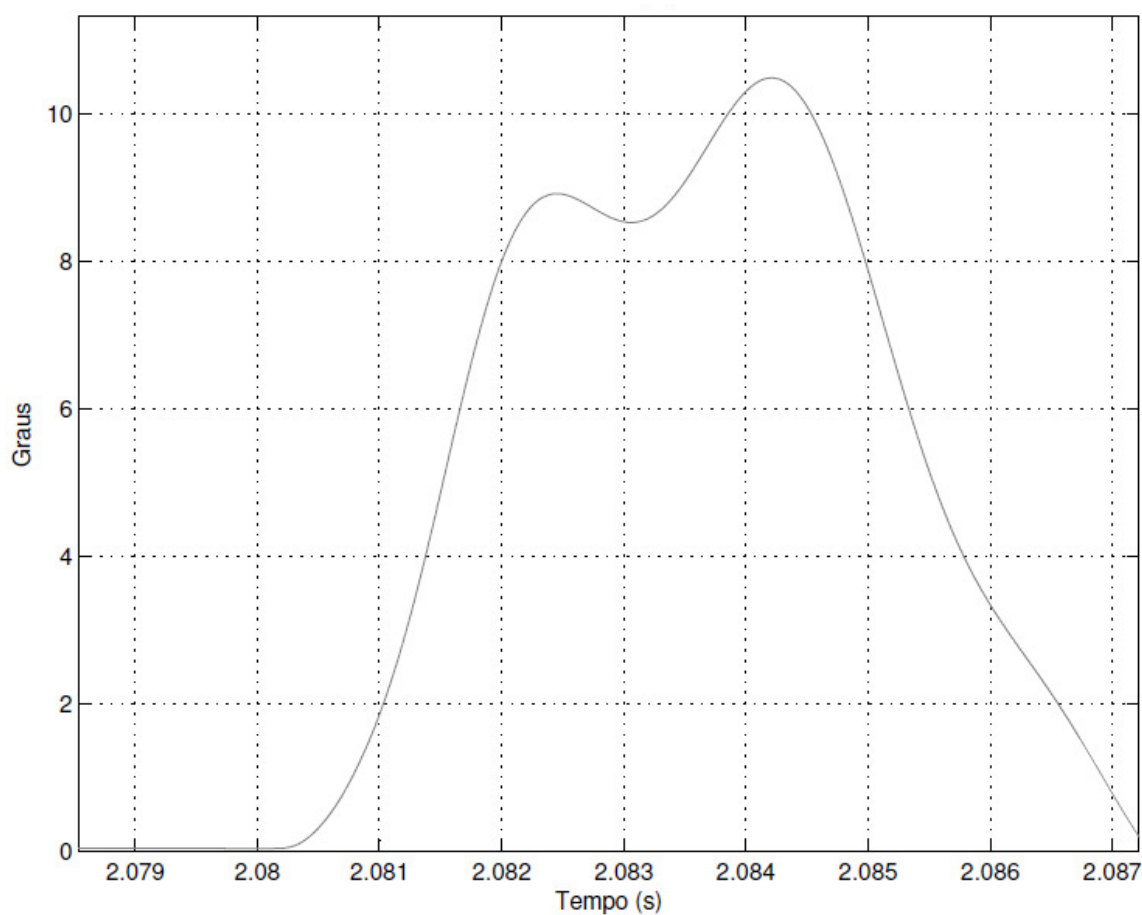


Figura 116 - Salto vetorial - Caso 14
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 116, percebe-se que no instante $t = 2,081\text{ s}$, o deslocamento angular foi de 2,0 graus.

CASO 15:

No caso 15, é simulada uma Falta Fase-Terra, com $Z_f = 0 \Omega$, (Fase A) na Subestação D (SE D). A sequência cronológica dos fatos é a seguinte:

- 1) Ocorrência da falta em $t = 2.08 \text{ s}$, na SE D;
- 2) Abertura tripolar do Religador 5 (RA 5), que se encontra na SE D em $t = 2.16 \text{ s}$;
- 3) Eliminação da falta em $t = 2.20 \text{ s}$;
- 4) Religamento automático do RA 5 em $t = 2.26 \text{ s}$;

- Tensões no RA 5

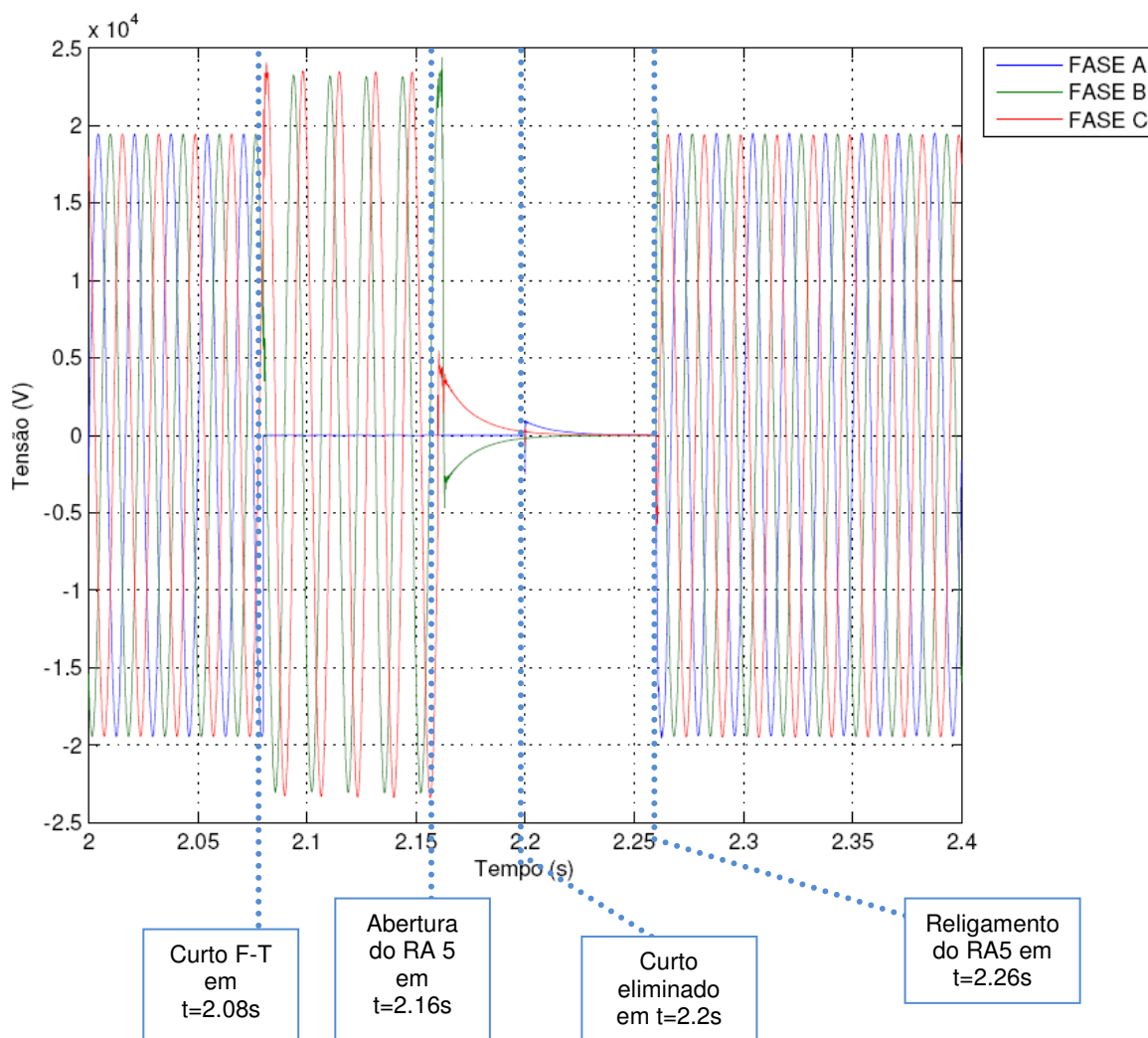


Figura 117 - Tensões no religador 5 - Caso 15
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 117, a falta fase-terra (fase A) faz com que a tensão da fase A vá a zero no momento do curto. As fases B e C sofrem, neste momento, aumentos de tensão devido ao curto. A partir do instante $t = 2.16s$, as tensões das fases B e C tendem a assumir valores próximos a zero, visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 5. Como o curto é eliminado em $t = 2.20s$, e há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as tensões voltam a assumir seus valores nominais.

- Correntes no RA 5

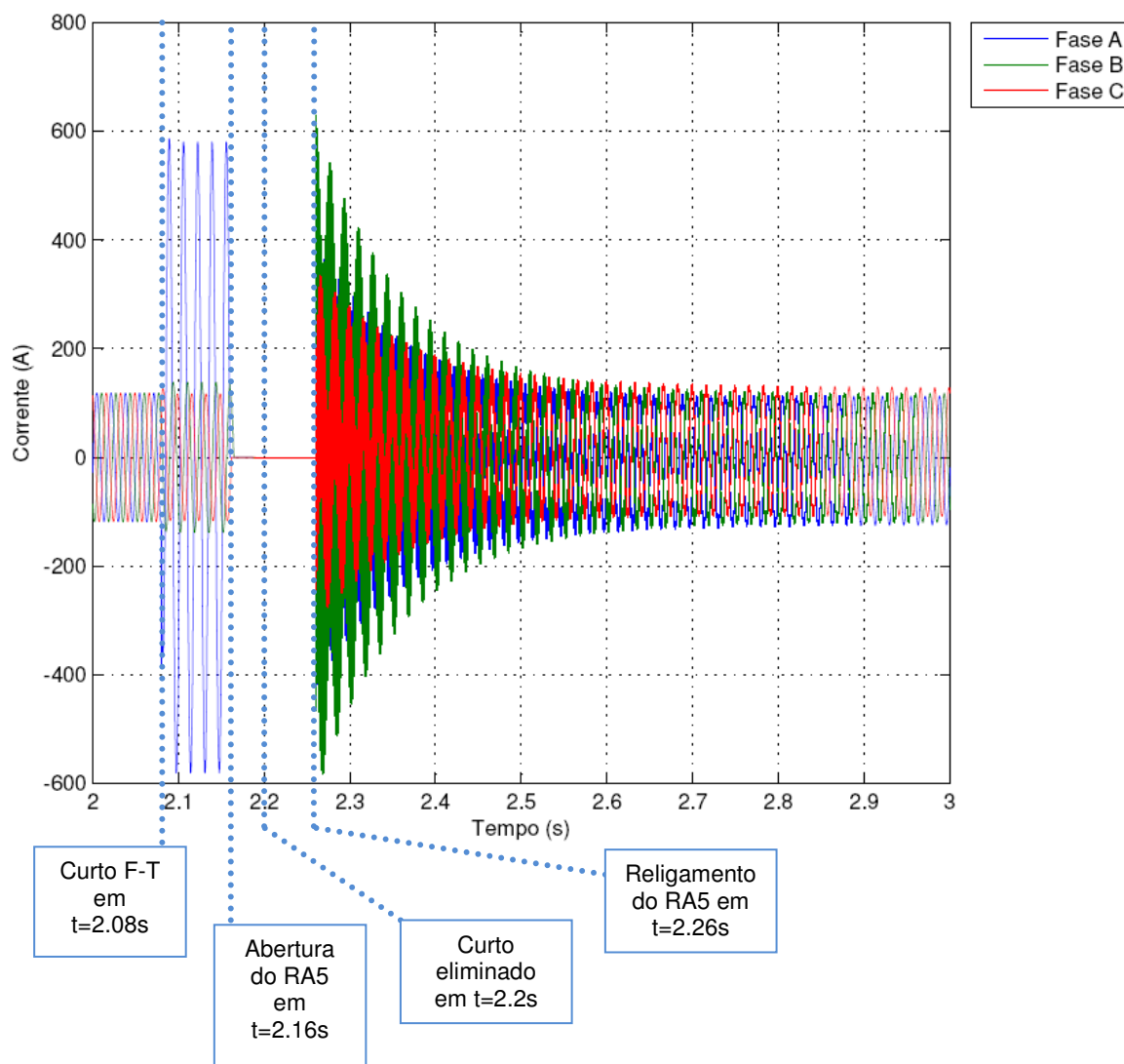


Figura 118 - Correntes no religador 5 - Caso 15
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 118, a falta fase-terra (fase A) faz com que a corrente da fase A assuma valor de, aproximadamente, 560 A durante a falta. As fases B e C sofrem, neste momento, pequenos aumentos nos valores de suas correntes. Quando ocorre a abertura do religador 5 no instante $t = 2.16\text{s}$, as correntes das fases A, B e C assumem valores iguais a zero. Como o curto é eliminado em $t = 2.20\text{s}$, e há o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as correntes, após um período transitório, voltam a assumir seus valores nominais. O valor da corrente de curto circuito (567,53 A) é demonstrado pela fórmula 52.

$$I_{cc_{\phi T}} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} = \frac{3}{2 \cdot (1,8218 \angle 58,24^\circ) + 5,2944 \angle 74,38^\circ} \quad (52)$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 0,3391 \angle -68,16^\circ \text{ pu}$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 0,3391 \cdot 1673,48 = 567,53 \text{ A}$$

- Tensão no gerador (medida na BT)

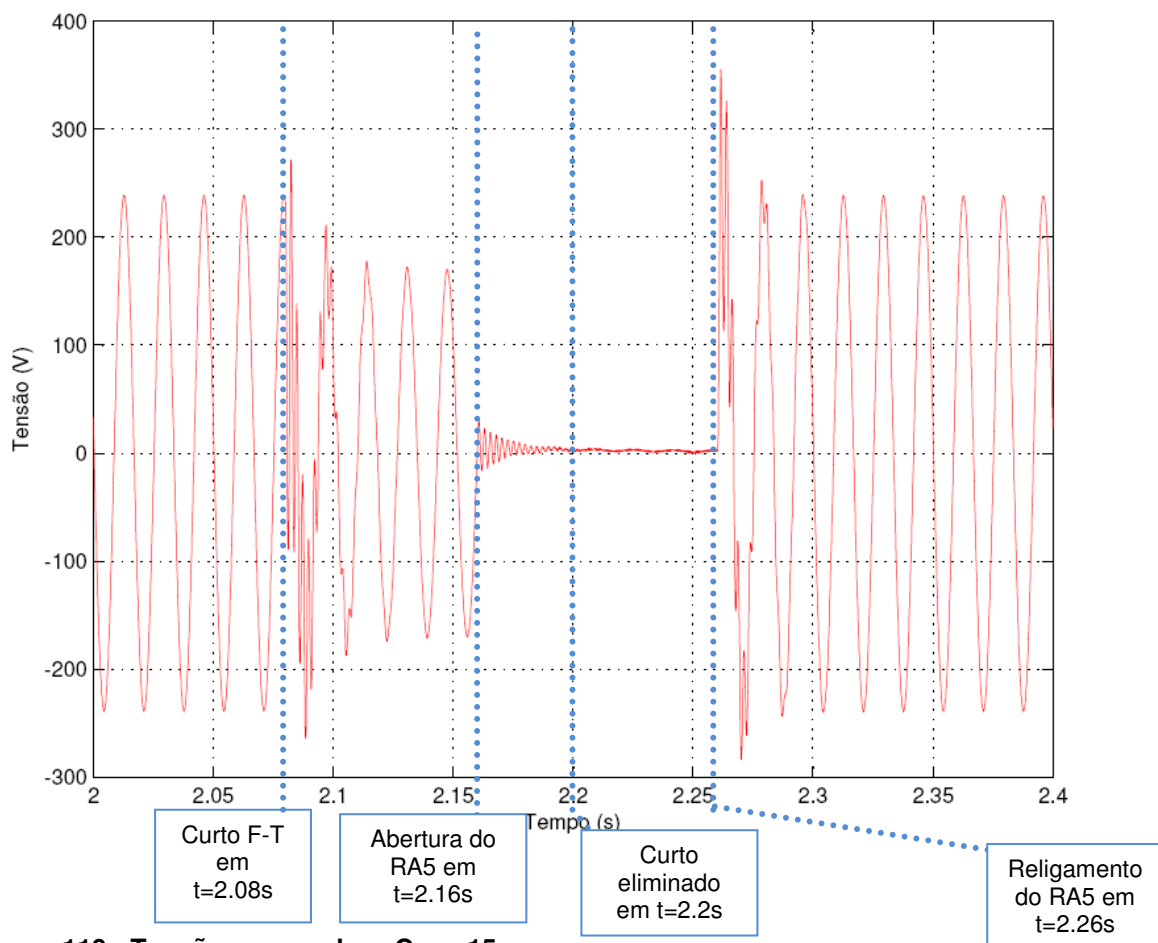


Figura 119 - Tensão no gerador - Caso 15

Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 119, a falta fase-terra faz com que a tensão da fase do gerador caia de 240 V (rms) para, aproximadamente, 180 V (rms) no período do curto. A partir do instante $t = 2.16\text{s}$, quando o religador 5 abre, a tensão da fase tende a zero. Como o curto é eliminado em $t = 2.20\text{s}$, e há o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que a tensão volta a assumir seu valor nominal, após alguns ciclos.

- Corrente no gerador (medida na BT)

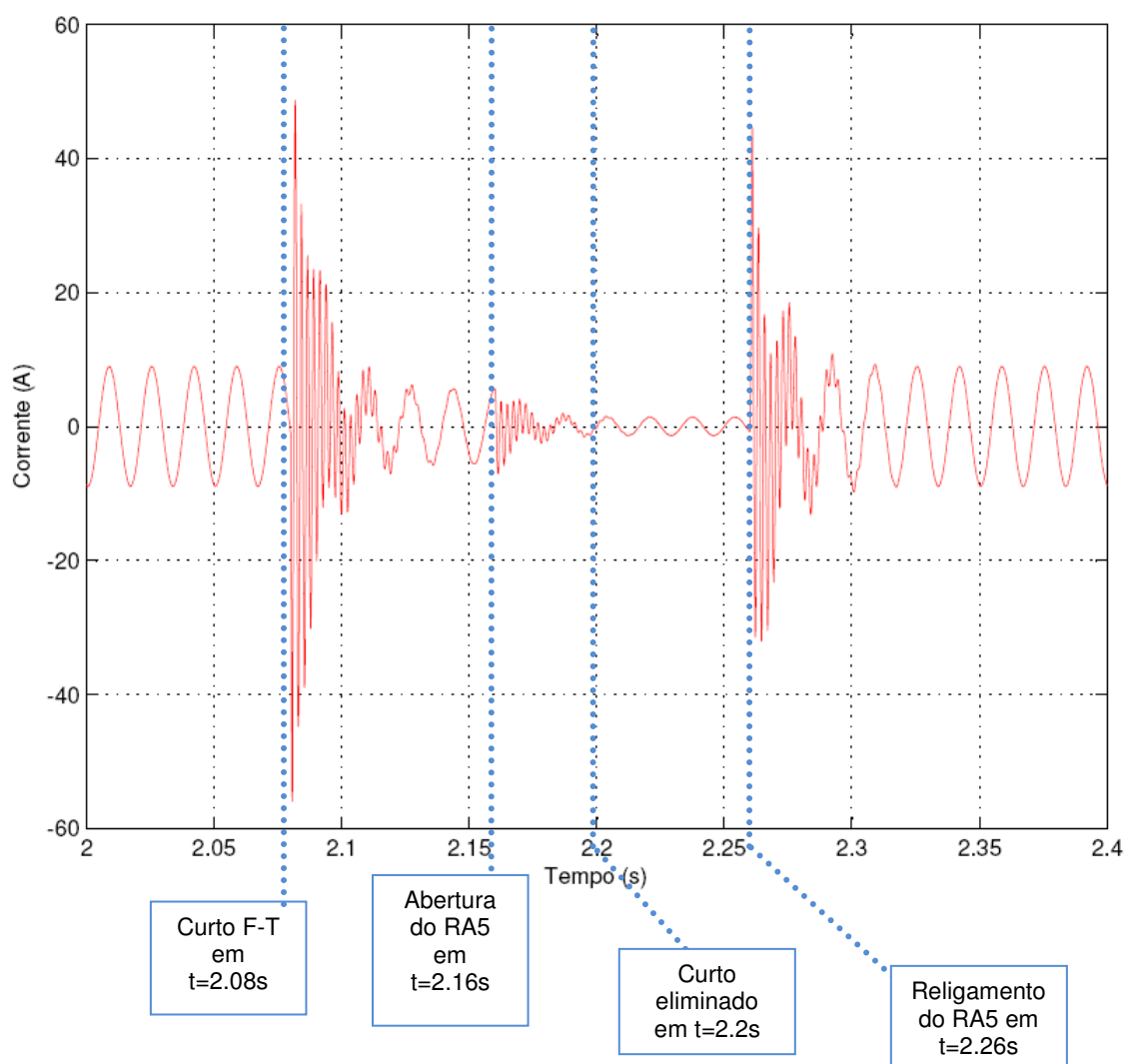


Figura 120 – Salto vetorial - Caso 15

Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 120, a falta fase-terra faz com que a corrente da fase do gerador assuma valor, aproximadamente, cinco vezes maior que a

corrente nominal, no momento do curto. Quando há a abertura do religador 5 no instante $t = 2.16\text{s}$ percebemos um pequeno residual de corrente que ainda circula no circuito. O curto é eliminado em $t = 2.20\text{s}$. Quando ocorre o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que a corrente passa por um período de transitório e demora alguns ciclos para se restabelecer em seu valor nominal.

- Salto vetorial

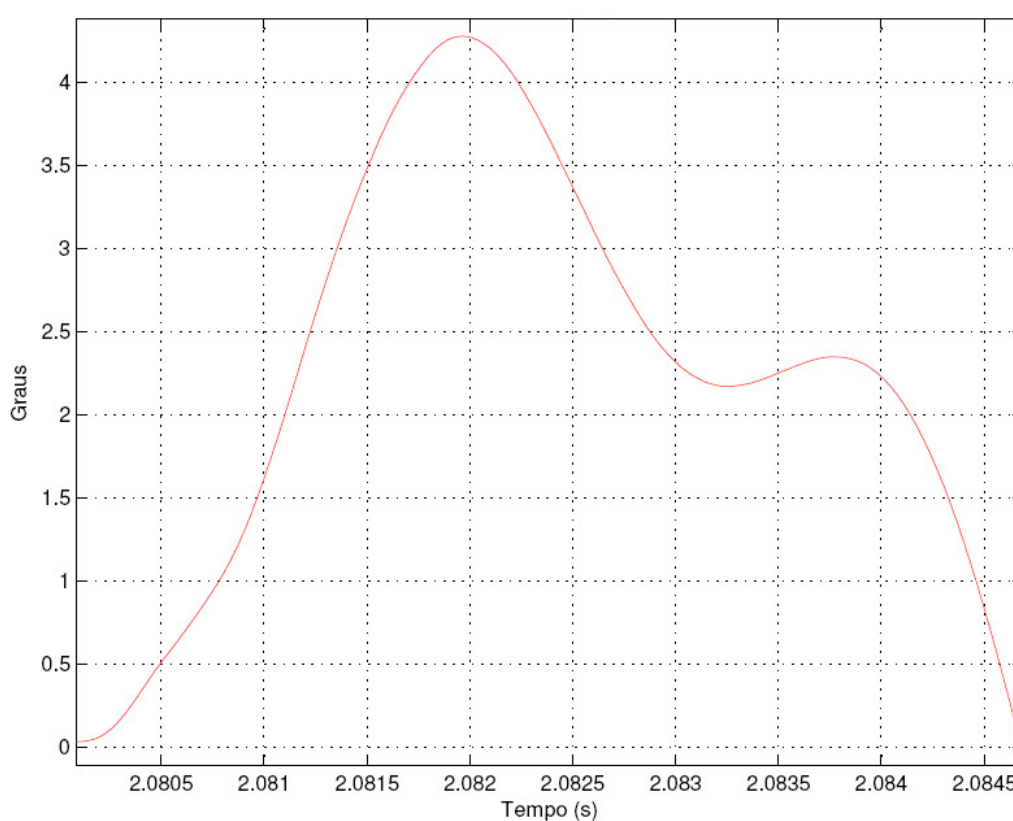


Figura 121 - Corrente no gerador - Caso 15
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 121, percebe-se que no instante $t = 2,081\text{ s}$, o deslocamento angular foi de 1,55 grau.

CASO 16:

No caso 16, é simulada uma Falta Trifásica, $Z_f = 0 \Omega$, na Subestação D (SE D). A sequência cronológica dos fatos é a seguinte:

- 1) Ocorrência da falta em $t = 2.08 s$, na SE D;
- 2) Abertura tripolar do Religador 5 (RA 5), que se encontra na SE D em $t = 2.16 s$;
- 3) O defeito não é eliminado;
- 4) Religamento automático do RA 5 em $t = 2.26 s$;

- Tensões no RA 5

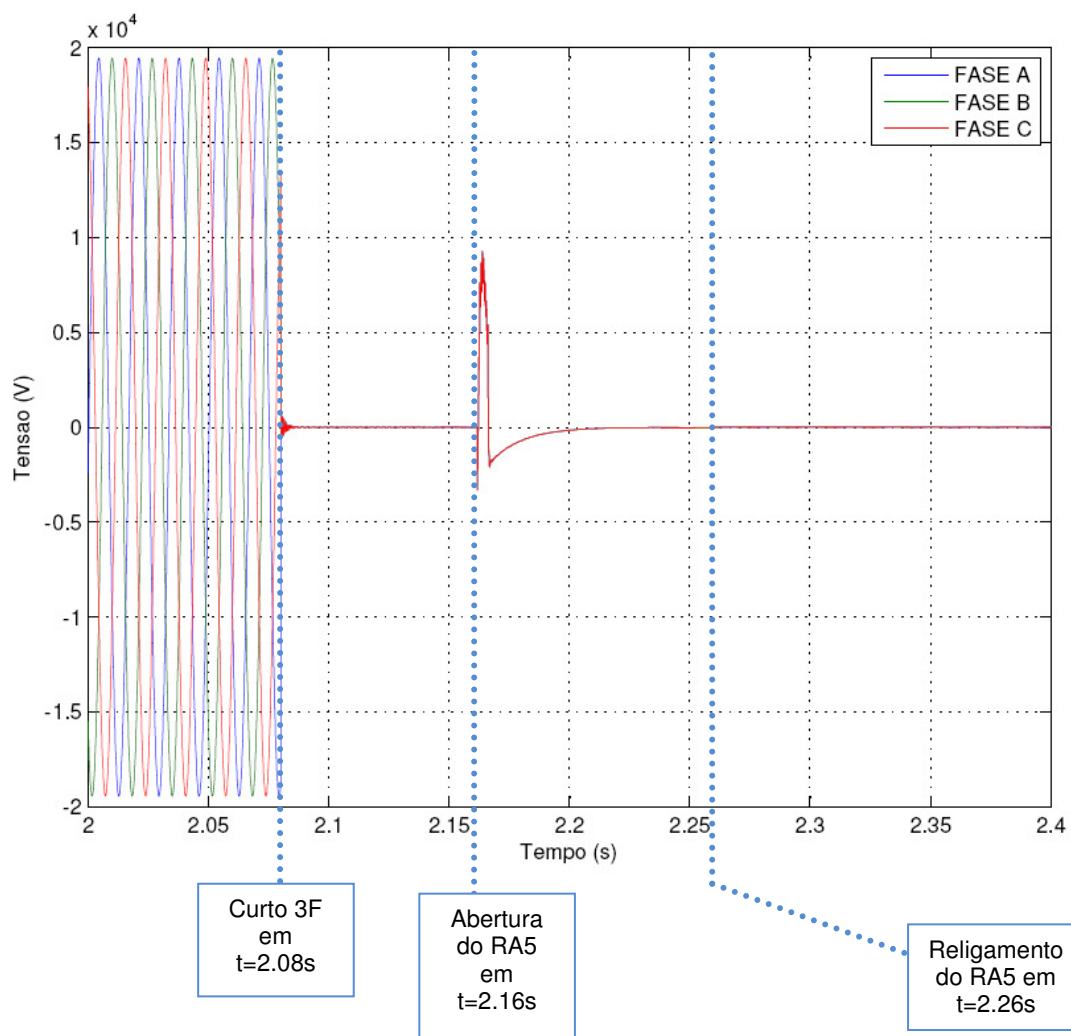


Figura 122 - Tensões no religador 5 - Caso 16
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 122, a falta trifásica faz com que as tensões das fases A, B e C cheguem a valores próximos de zero no momento do curto. No instante 2.16s ocorre a abertura do religador 5, e podemos observar a ocorrência do fenômeno TRT. Como o curto não é eliminado, e há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as tensões continuam com valores próximos a zero.

- Correntes no RA 5

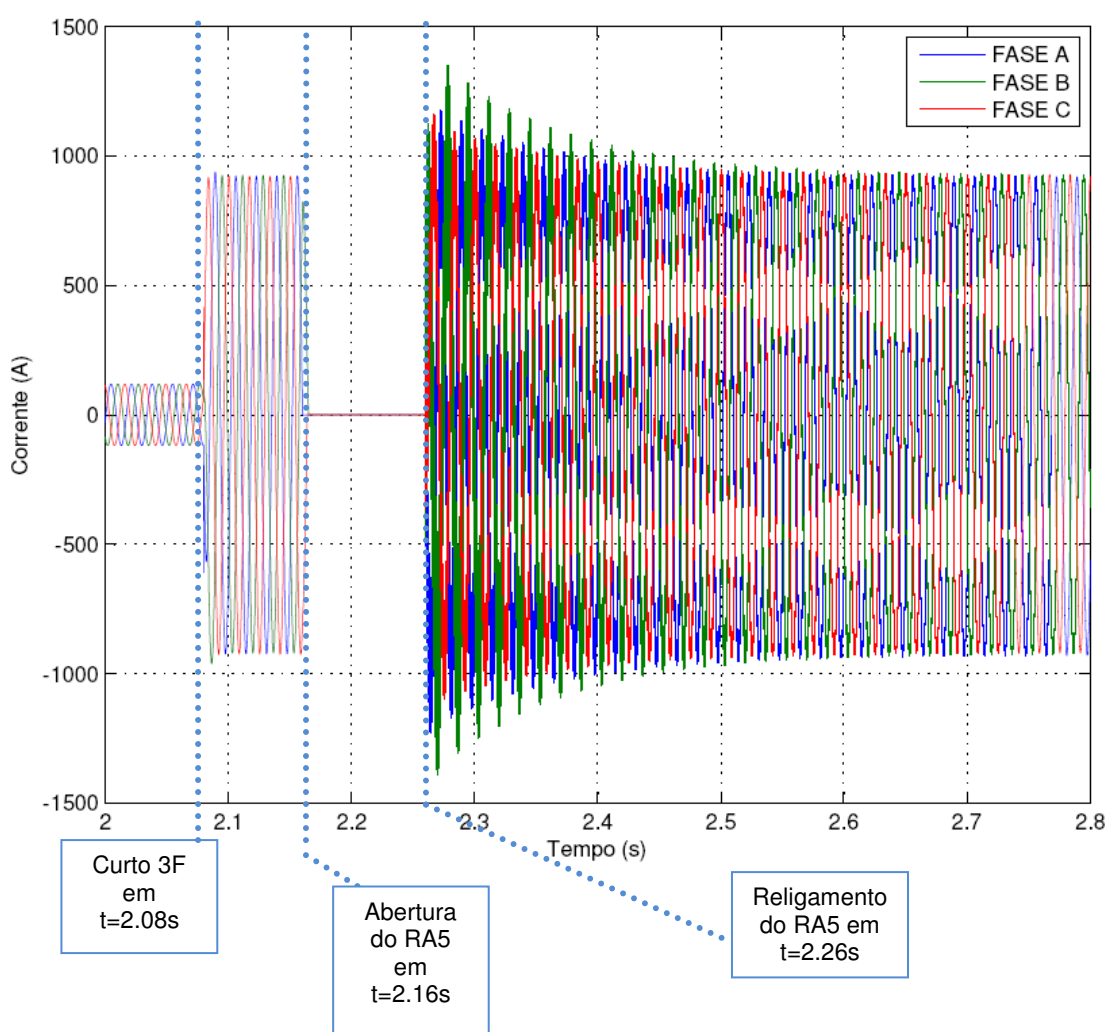


Figura 123 - Correntes no relógio 5 - Caso 16
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 123, a falta trifásica faz com que as correntes das fases A, B e C assumam valores de, aproximadamente, 920 A no período do curto. Quando ocorre a abertura tripolar do relógio 5 no instante $t = 2.16s$, as

correntes das fases A, B e C assumem valores iguais a zero. Como o curto não é eliminado, e há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que o sistema se estabelece com a corrente de curto circuito, conforme demonstrada na fórmula 53.

$$I_{cc_{3\phi}} = \frac{1.0}{1,8218 \angle 56,24^\circ} = 0,5489 \angle -58,239^\circ \quad (53)$$

$$I_{cc_{3\phi}} = 1673.48 * 0,5489 = 918,586 A$$

- Tensão no gerador

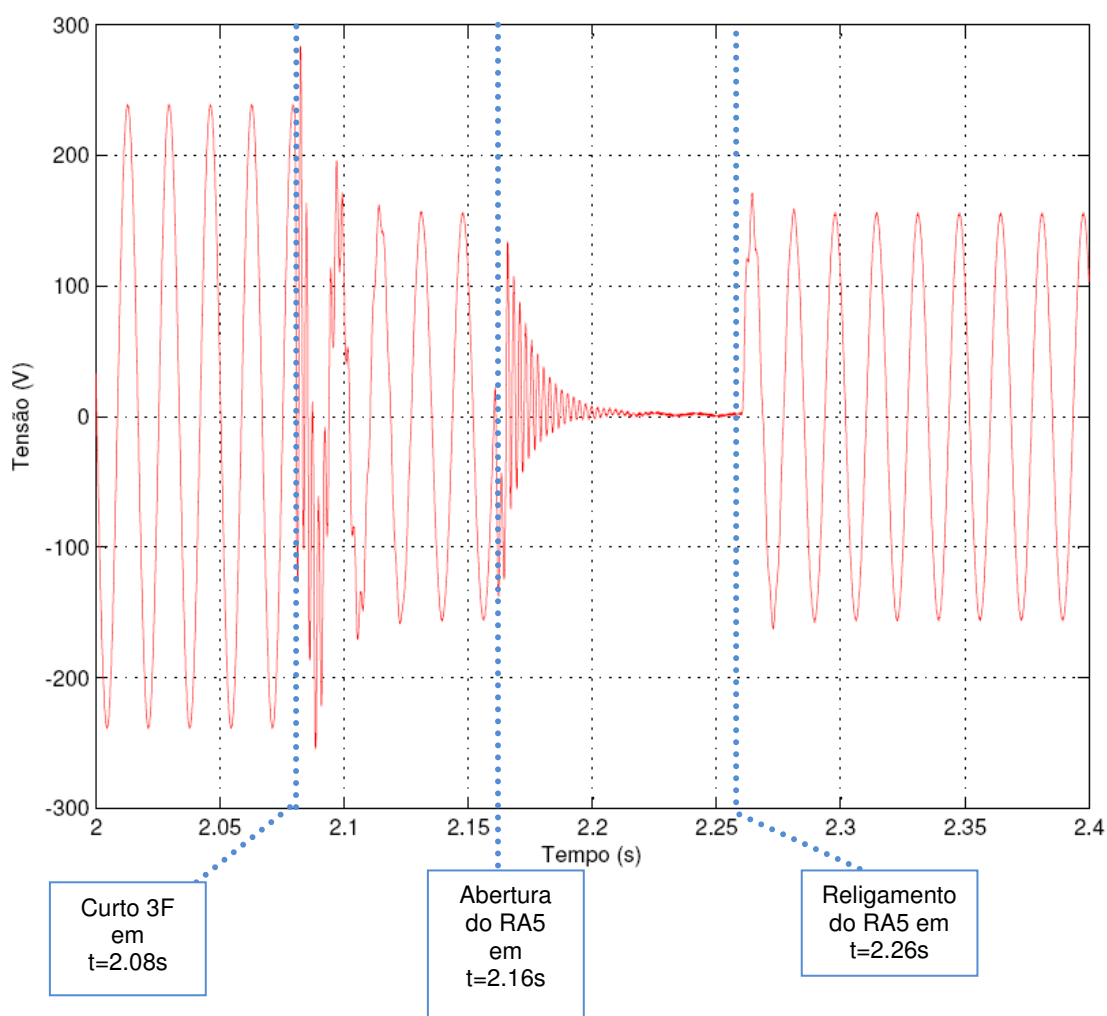


Figura 124 - Tensão no gerador - Caso 16
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 124, a falta trifásica faz com que a tensão da fase do gerador caia de 240 V (rms) para, aproximadamente, 180 V (rms) no período do curto. A partir do instante $t = 2.16s$, quando o relógio 5 abre, a tensão da fase

tende a zero. Como o defeito não é eliminado, e há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que a tensão volta a assumir valor igual ao de curto circuito.

- Corrente no gerador

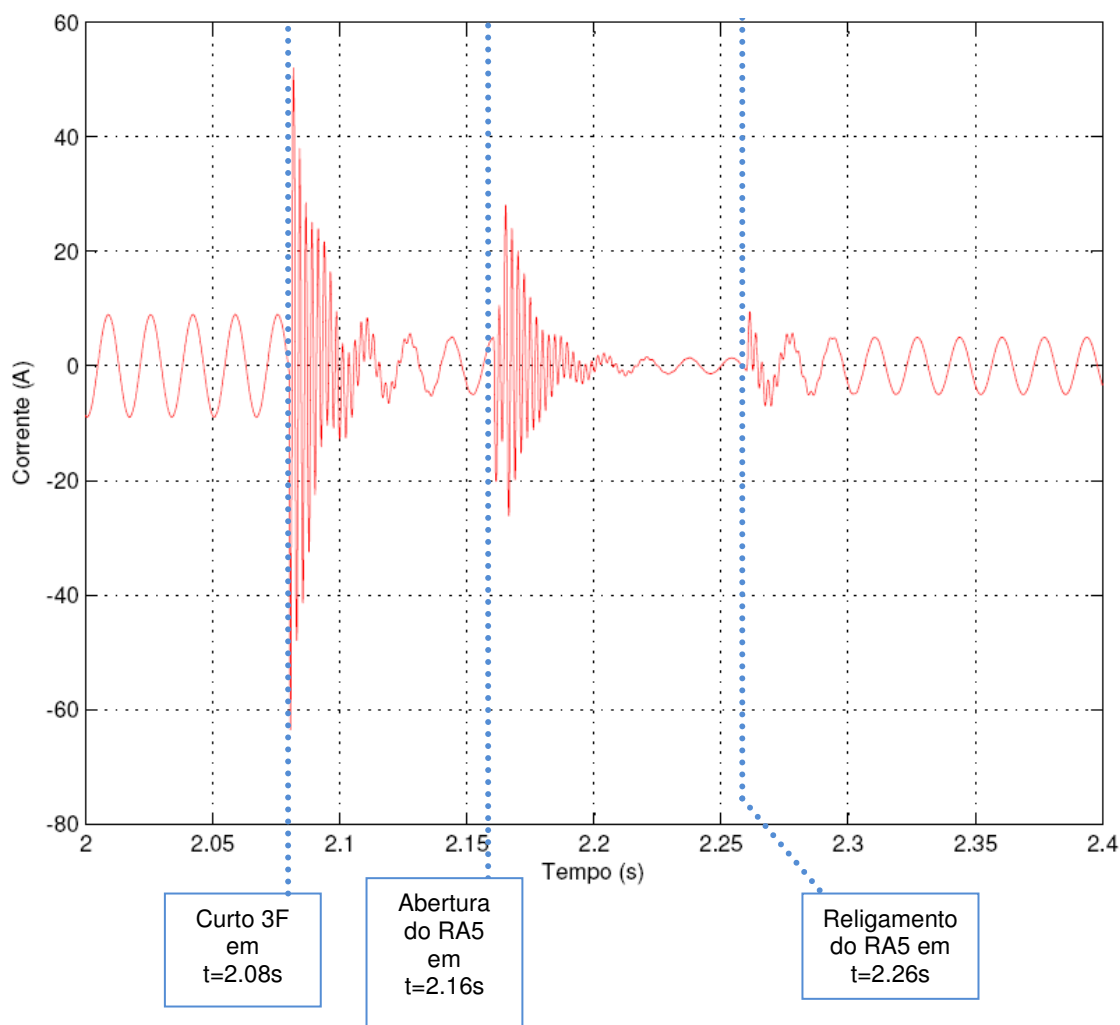


Figura 125 - Corrente no gerador - Caso 16
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 125, a falta trifásica faz com que a corrente da fase do gerador assumira valor, aproximadamente, cinco vezes maior que a corrente nominal, no momento do curto. Quando há a abertura do religador 5 no instante $t = 2.16s$ percebemos um pequeno residual de corrente que ainda circula no circuito, devido as cargas conectadas no gerador. O curto não é eliminado do sistema. Quando ocorre o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que a corrente passa por um período de transitório e se estabelece novamente no valor de curto circuito.

- Salto vetorial

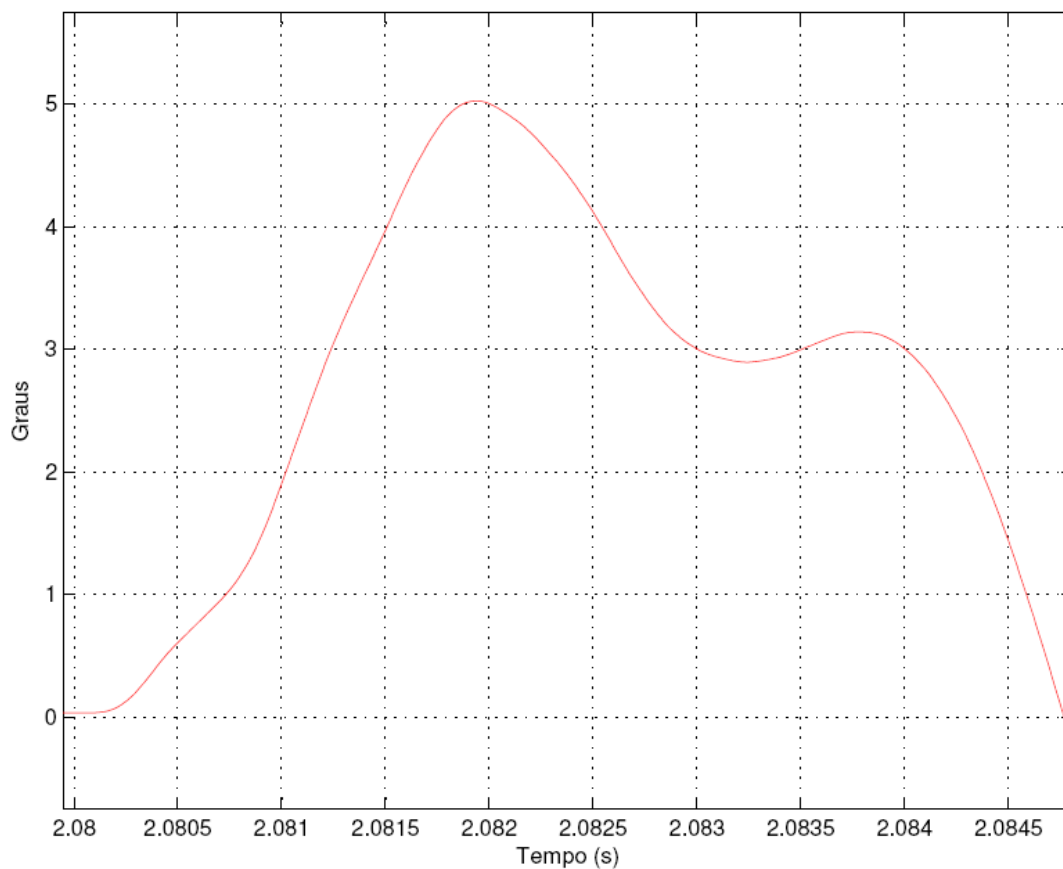


Figura 126 - Salto vetorial - Caso 16
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 126, percebe-se que no instante $t = 2,081$ s, o deslocamento angular foi de 1,9 grau.

CASO 17:

No caso 17, é simulada uma Falta Fase-Terra, $Z_f = 0 \Omega$, (Fase A) no transformador de 25 kVA, no lado de alta tensão. A seqüência cronológica dos fatos é a seguinte:

- 1) Ocorrência da falta em $t = 2.08 \text{ s}$;
- 2) Abertura tripolar do Religador 5 (RA 5), que se encontra na SE D em $t = 2.16 \text{ s}$;
- 3) Eliminação da falta em $t = 2.20 \text{ s}$;
- 4) Religamento automático do RA 5 em $t = 2.26 \text{ s}$;

- Tensões no RA 5

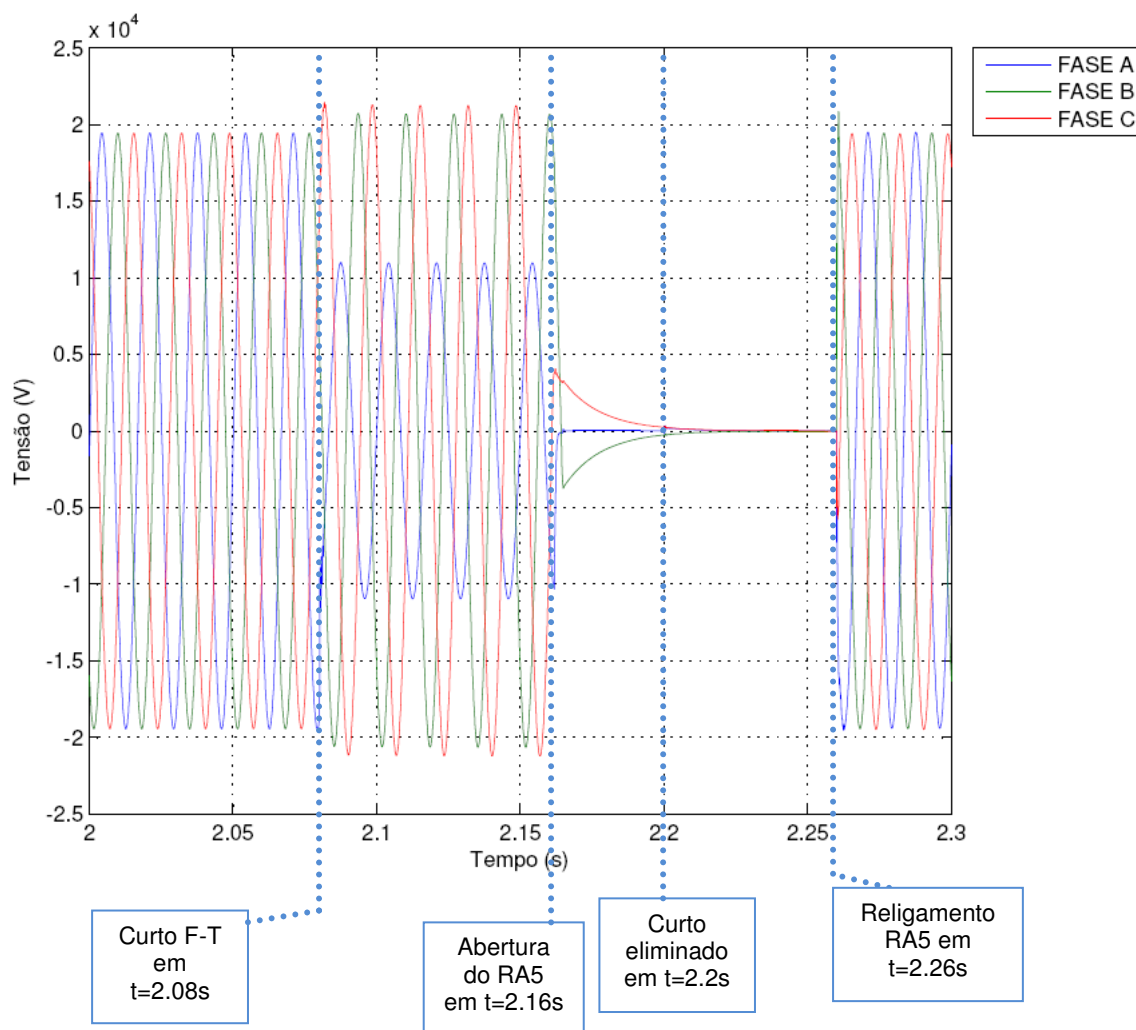


Figura 127 – Tensões no RA 5 – caso 17
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 127, a falta fase-terra (fase A) faz com que a tensão da fase A caia pela metade no momento do curto. As fases B e C sofrem, neste momento, aumento de tensão devido ao curto. A partir do instante $t = 2.16s$, as tensões das fases B e C tendem a assumir valores próximos a zero, visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 5. Como o curto é eliminado em $t = 2.20s$, e há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as tensões voltam a assumir seus valores nominais.

- Correntes no RA 5

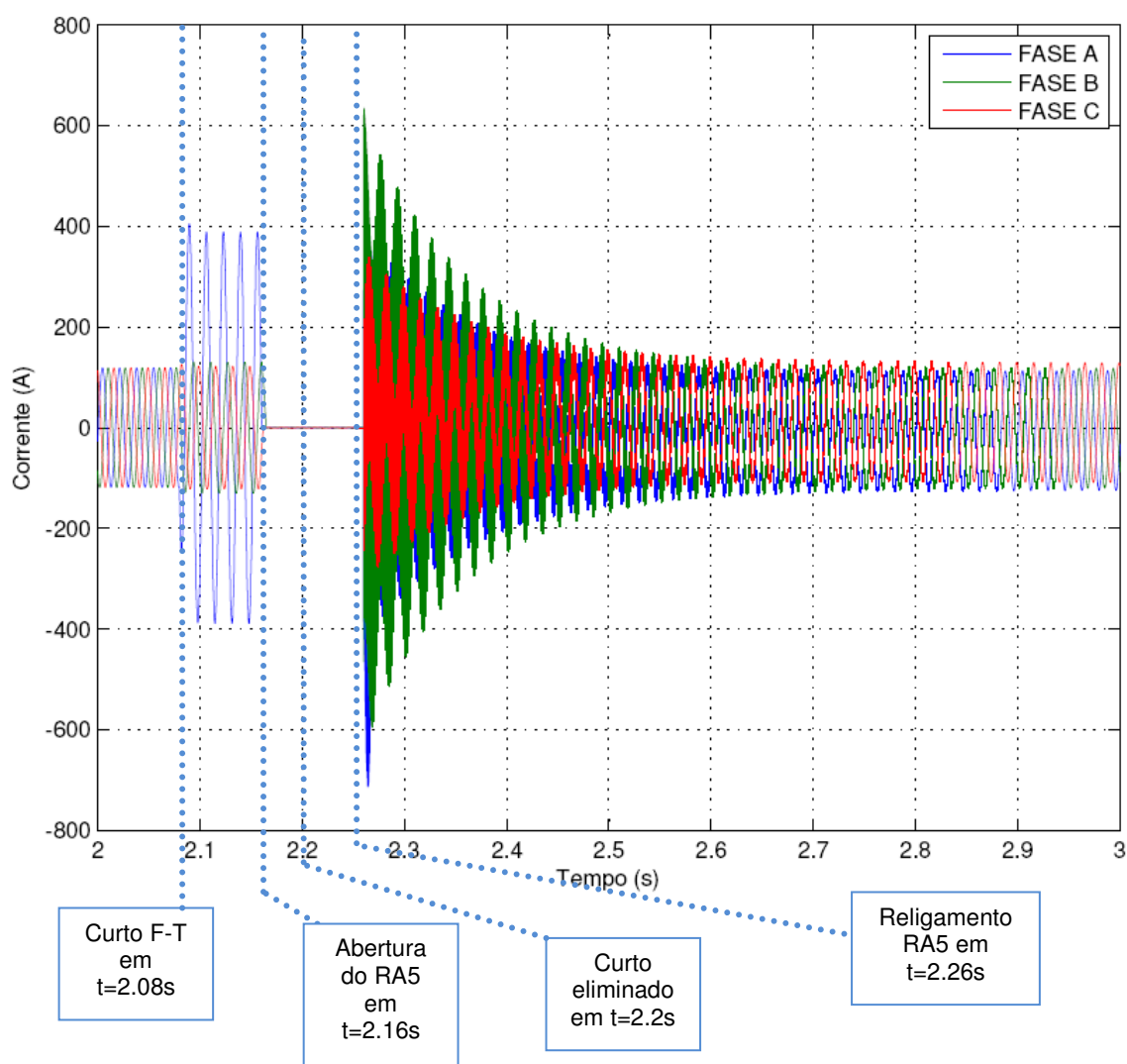


Figura 128 – Correntes no RA 5 – caso 17
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 128, a falta fase-terra (fase A) faz com que a corrente da fase A assuma valores, aproximadamente, 3 vezes maiores que a

corrente nominal (≈ 400 A), no período do curto. As fases B e C sofrem, neste momento, pequenos aumentos nos valores de suas correntes. Quando ocorre a abertura do religador 5 no instante $t = 2.16$ s, as correntes das fases A, B e C assumem valores iguais a zero. Como o curto é eliminado em $t = 2.20$ s, e há o religamento em $t = 2.26$ s, percebe-se que as correntes, após alguns ciclos, voltam a assumir seus valores nominais.

- Tensão no lado de alta do trafo de 25 kVA

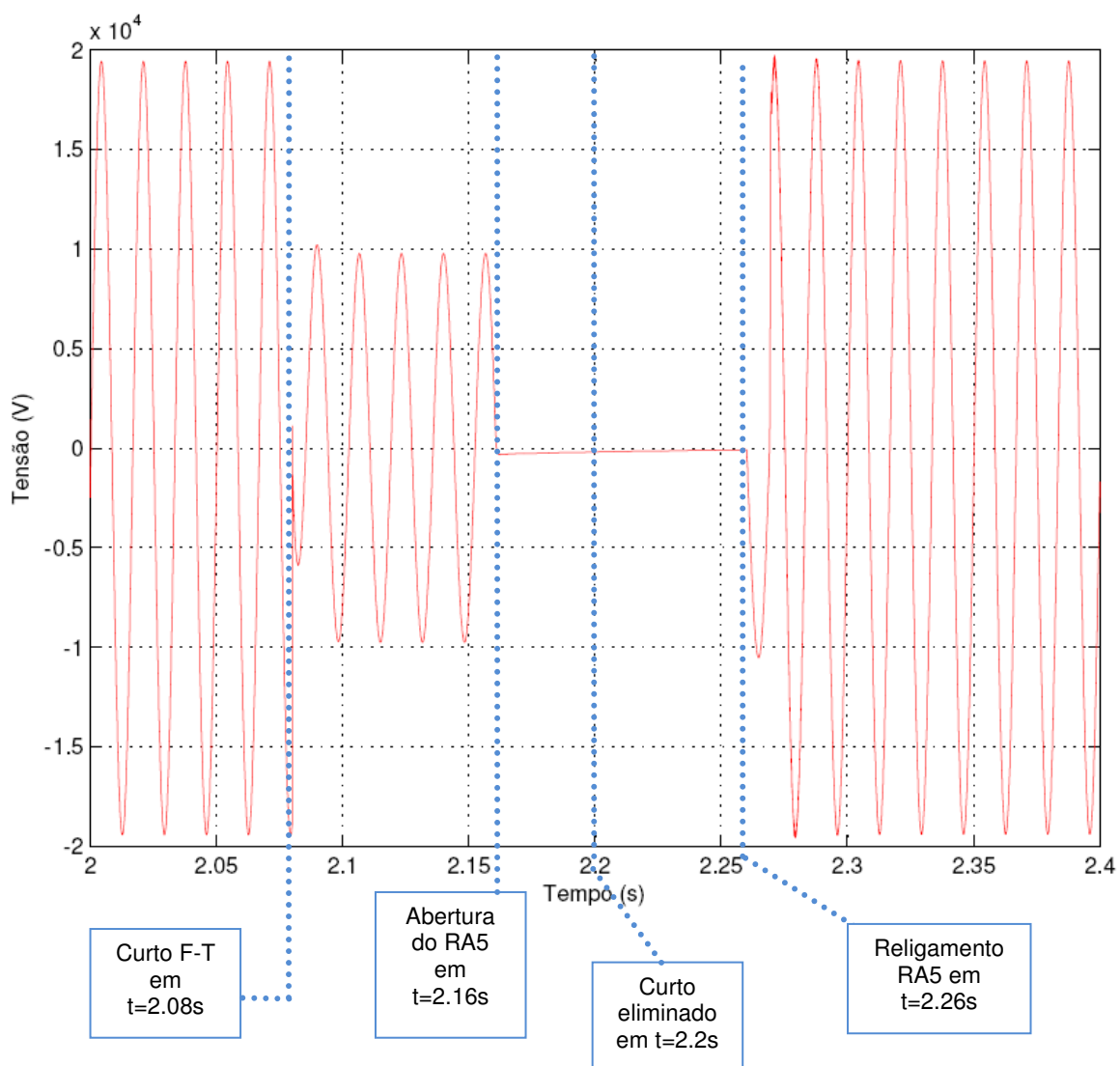


Figura 129 – Tensão no lado de alta do trafo – caso 17
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 129, a falta fase-terra faz com que a tensão da fase no ponto de entrega da carga caia pela metade, aproximadamente, no

período do curto. A partir do instante $t = 2.16\text{s}$, quando o religador 5 abre, a tensão da fase tende a zero. Como o curto é eliminado em $t = 2.20\text{s}$, e há o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as tensões voltam a assumir seus valores nominais após alguns ciclos.

- Tensão no gerador (medida no lado BT)

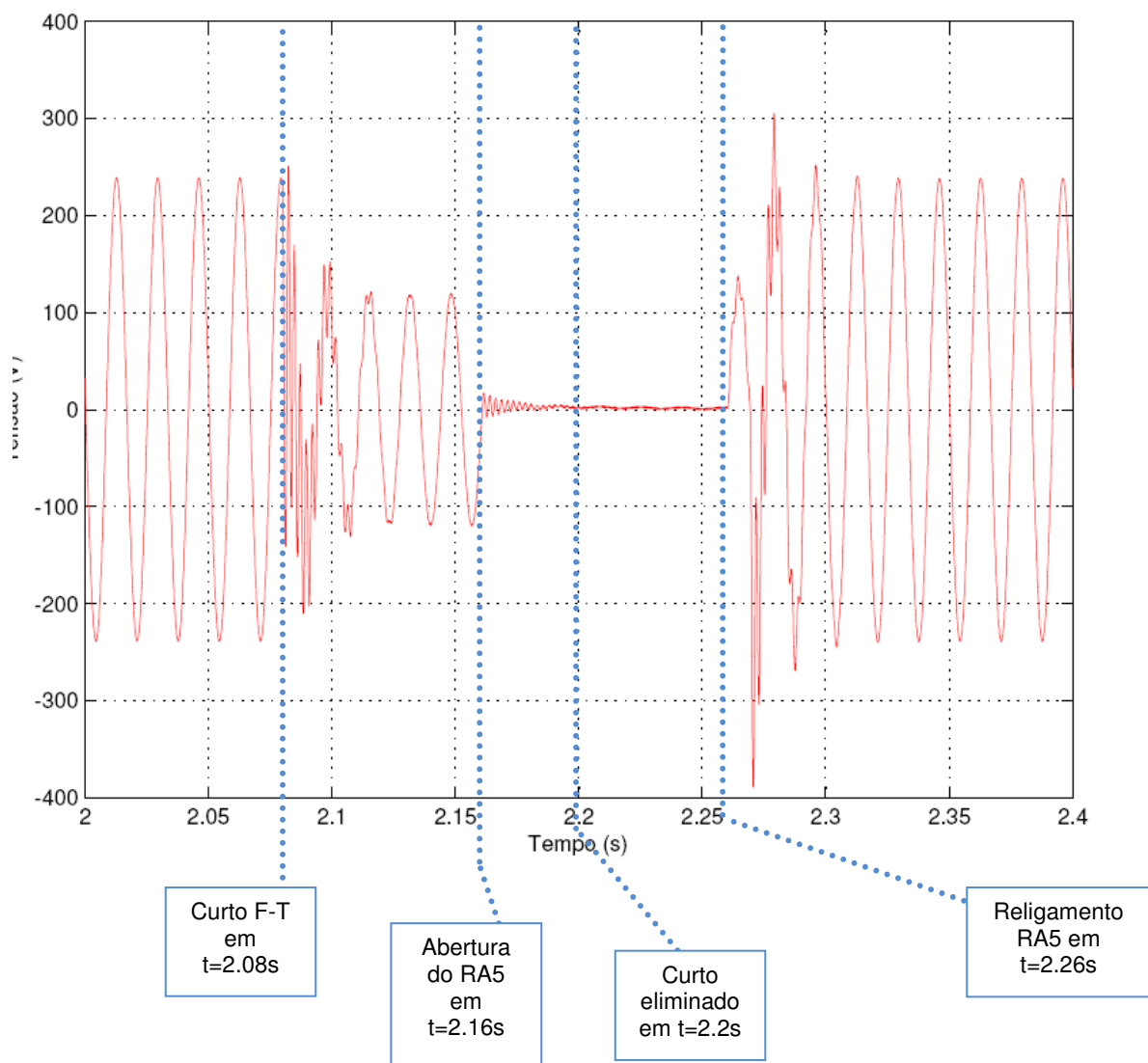


Figura 130 – Tensão no gerador – caso 17
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 130, a falta fase-terra faz com que a tensão da fase do gerador caia de 240 V (rms) para, aproximadamente, 110 V (rms) no período do curto. A partir do instante $t = 2.16\text{s}$, quando o religador 5 abre, a tensão da fase tende a zero. Como o curto é eliminado em $t = 2.20\text{s}$, e há o religamento em

$t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as tensões voltam a assumir seus valores nominais após alguns ciclos.

- Corrente no gerador (medida no lado BT)

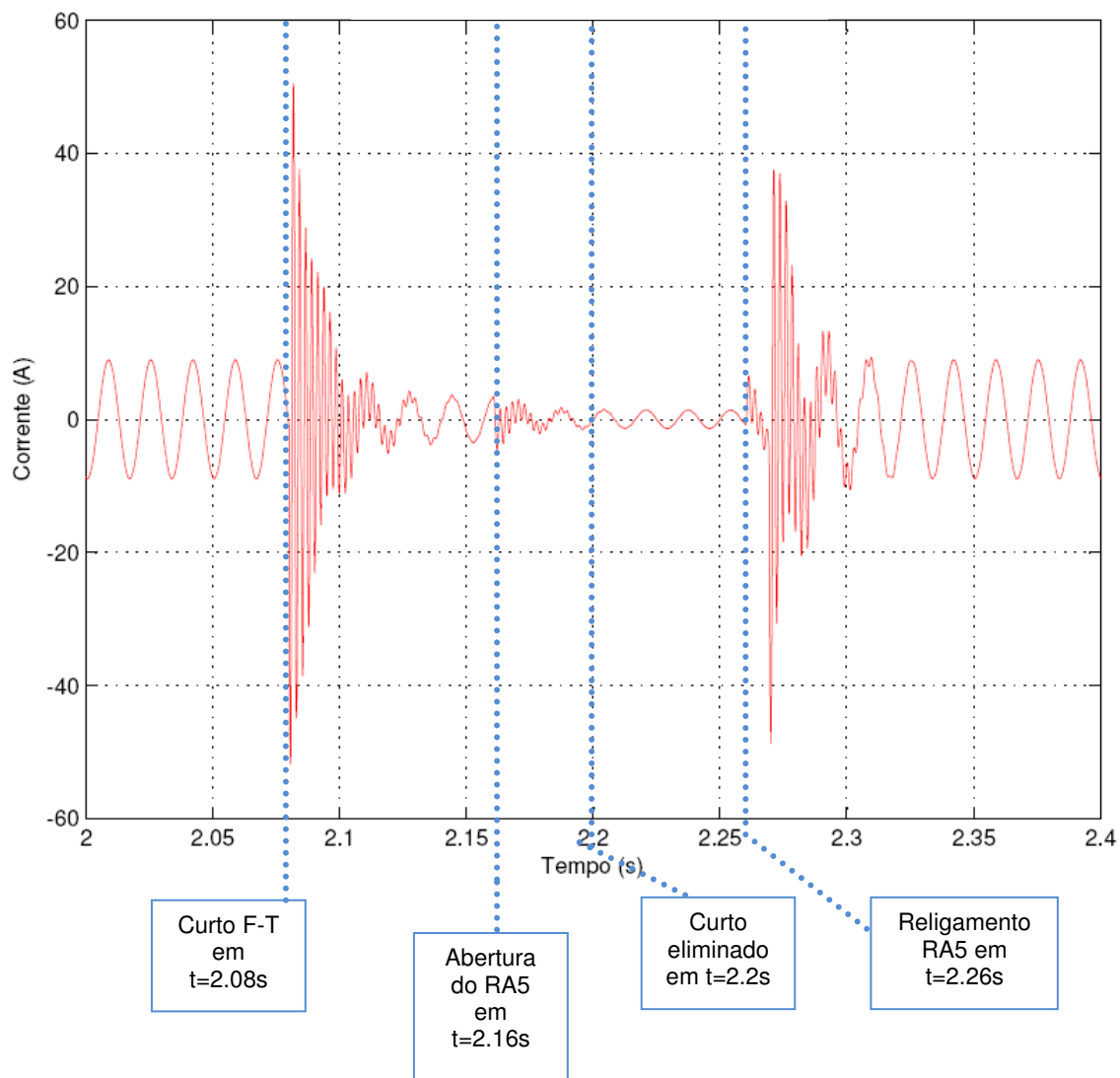


Figura 131 – Corrente no gerador – caso 17
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 131, a falta fase-terra no lado de AT faz com que a corrente da fase do gerador assuma valor, aproximadamente, cinco vezes maior que a corrente nominal, no momento do curto. Quando há a abertura do religador 5 no instante $t = 2.16\text{s}$ percebemos um pequeno residual de corrente que ainda circula no circuito. O curto é eliminado em $t = 2.20\text{s}$. Quando ocorre o

religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que a corrente passa por um período de transitório e demora alguns ciclos para se restabelecer em seu valor nominal.

- Salto vetorial

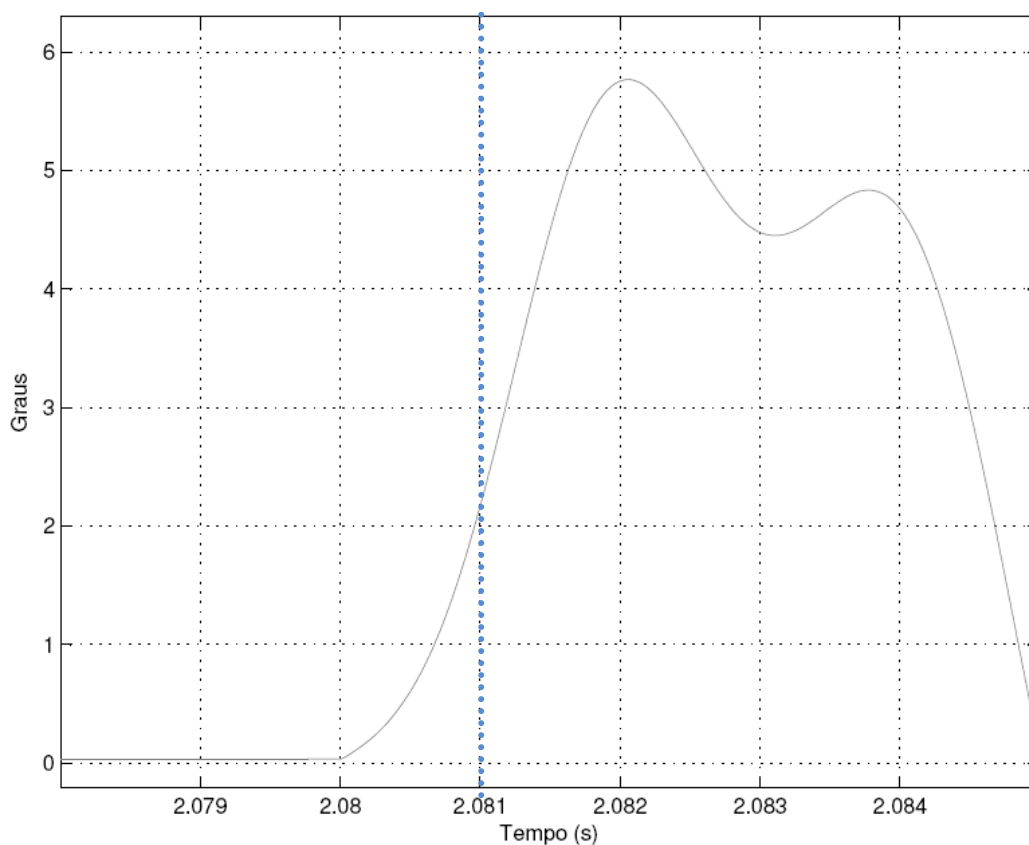


Figura 132 – Salto vetorial – caso 17
Fonte: MATLAB

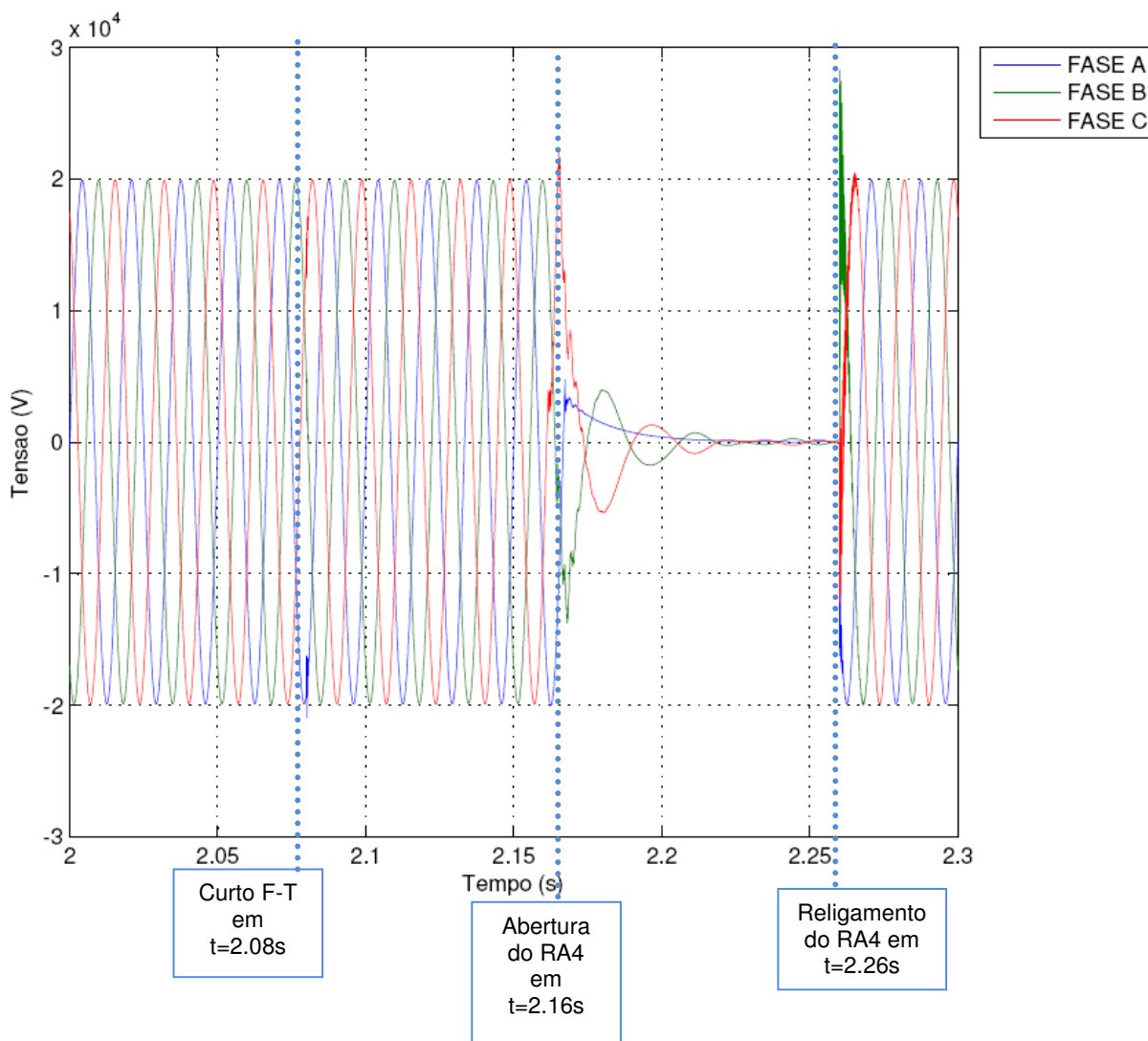
Analisando o gráfico da figura 132, percebe-se que no instante $t = 2,081\text{ s}$, o deslocamento angular foi de 2,2 graus.

CASO 18:

No caso 18, é simulada uma Falta Fase-Terra de alta impedância (Resistência de falta = 1000 ohms) na Subestação C (SE C). A sequência cronológica dos fatos é a seguinte:

- 1) Ocorrência da falta entre a fase A e terra em $t = 2.08\text{ s}$, na SE C ;
- 2) Abertura tripolar do Religador 4 (RA 4), que se encontra na SE C em $t = 2.16\text{ s}$;
- 3) O defeito não é eliminado;
- 4) Religamento automático do RA 4 em $t = 2.26\text{ s}$;

- Tensão no RA 4



Analisando o gráfico da figura 133, a falta fase-terra de alta impedância (fase A) faz com que a tensão da fase A sofra um pequeno transitório. A partir do instante $t = 2.16\text{s}$, as tensões das fases B e C tendem a assumir valores próximos a zero, visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 4. Como o curto não é eliminado, e há o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as tensões voltam a assumir seus valores nominais após alguns instantes.

- Correntes no RA 4

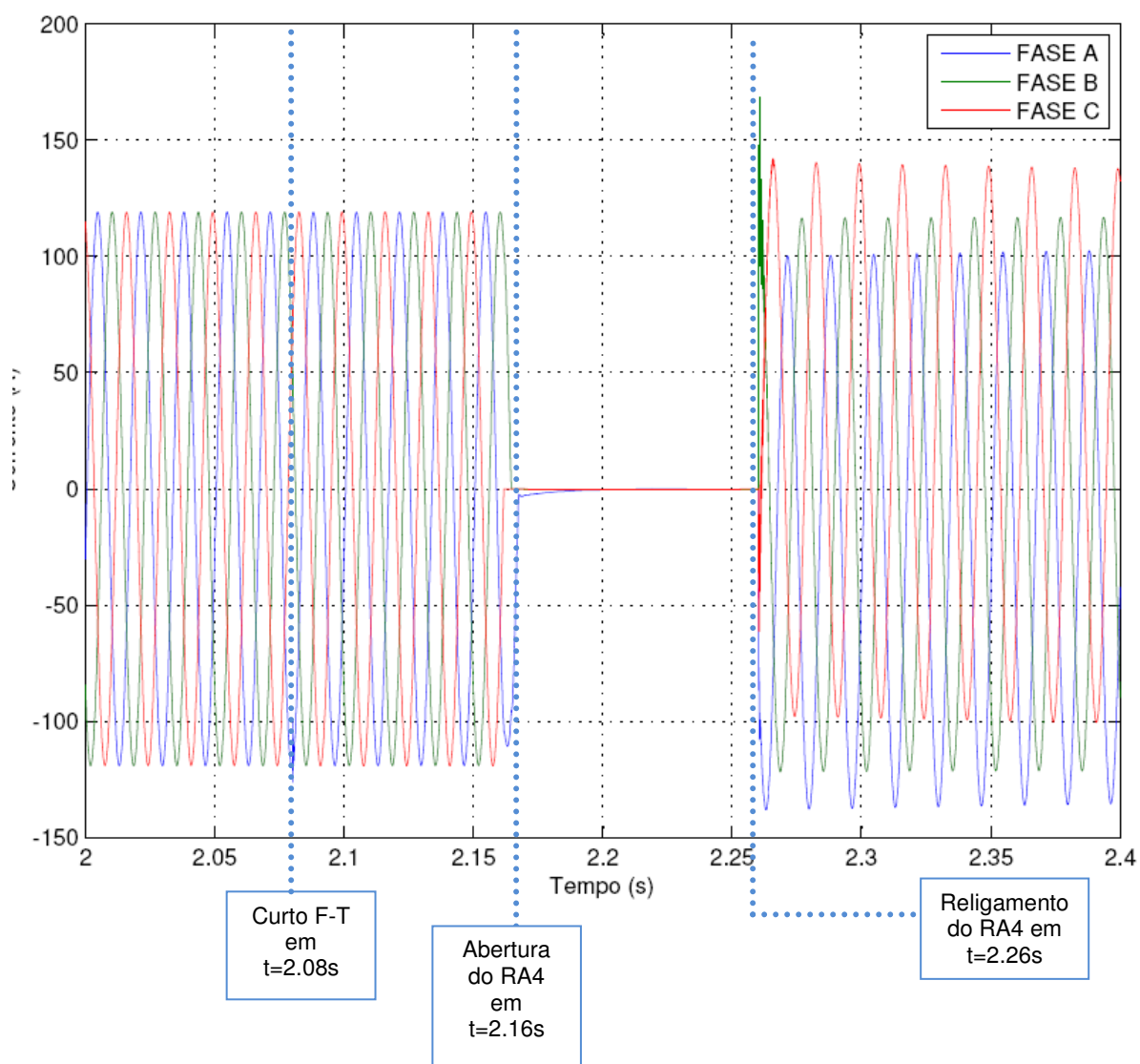


Figura 134 – Corrente no RA 4 – caso 18
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 134, a falta fase-terra de alta impedância (fase A) faz com que a corrente da fase A sofra um pequeno aumento de valor (aumento de aproximadamente 19 A). A partir do instante $t = 2.16\text{s}$, as correntes tendem a

assumir valores próximos a zero, visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 4. Como o curto não é eliminado, e há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as correntes voltam a assumir seus valores nominais após alguns instantes, exceto a fase A (permanece com o valor acima do nominal). Na fórmula 54 é calculada a corrente de curto circuito fase terra de alta impedância, 19.91 A.

$$I_{cc_{\phi T}} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} = \frac{3}{0,765 \angle 85,97^\circ + 252,099} \quad (54)$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 1,1897 * 10^{-2} \angle -0,27^\circ pu$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 1,1897 * 10^{-2} * 1673,48 = 19,91 A$$

- Tensão no gerador (medida na BT)

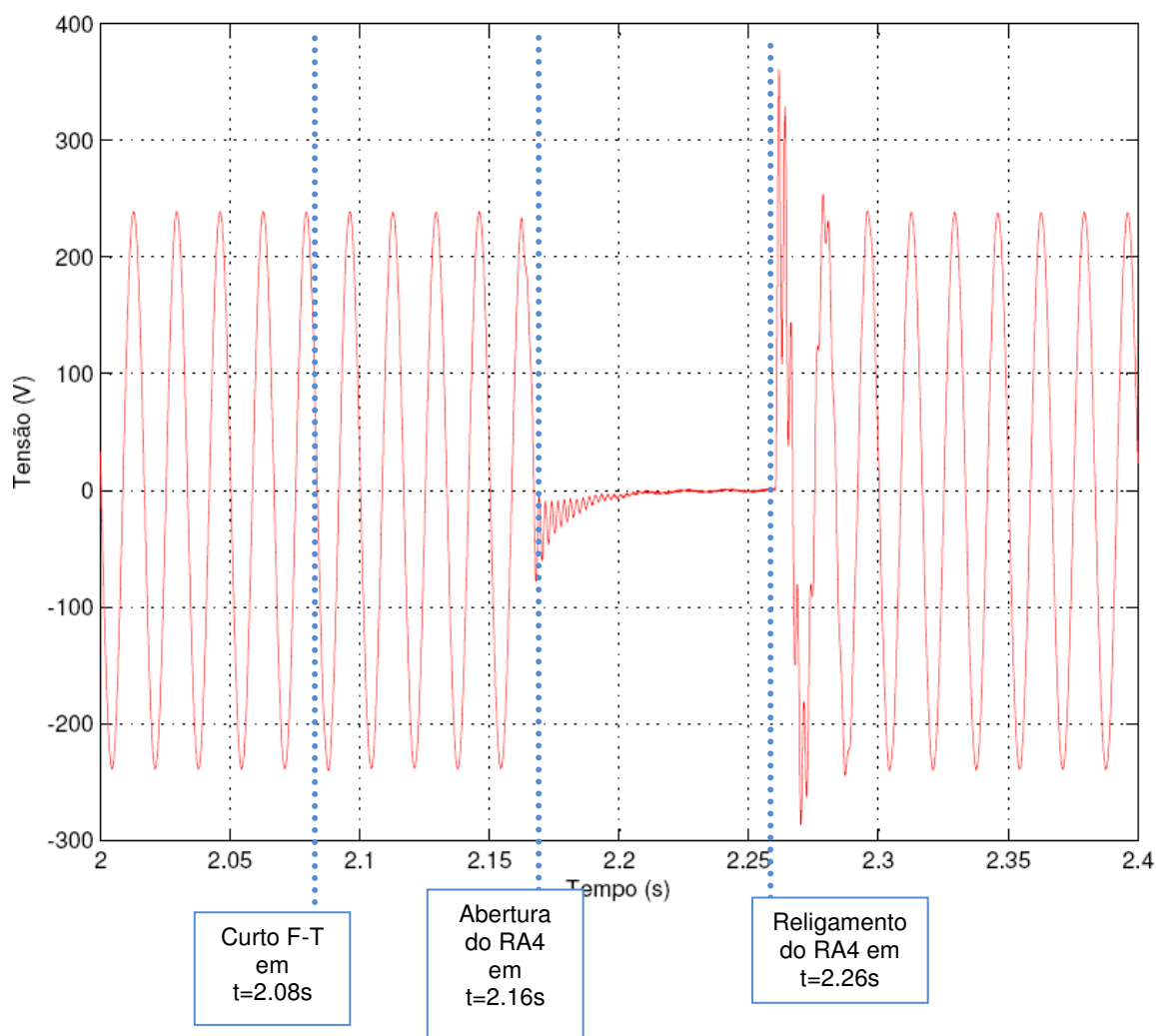
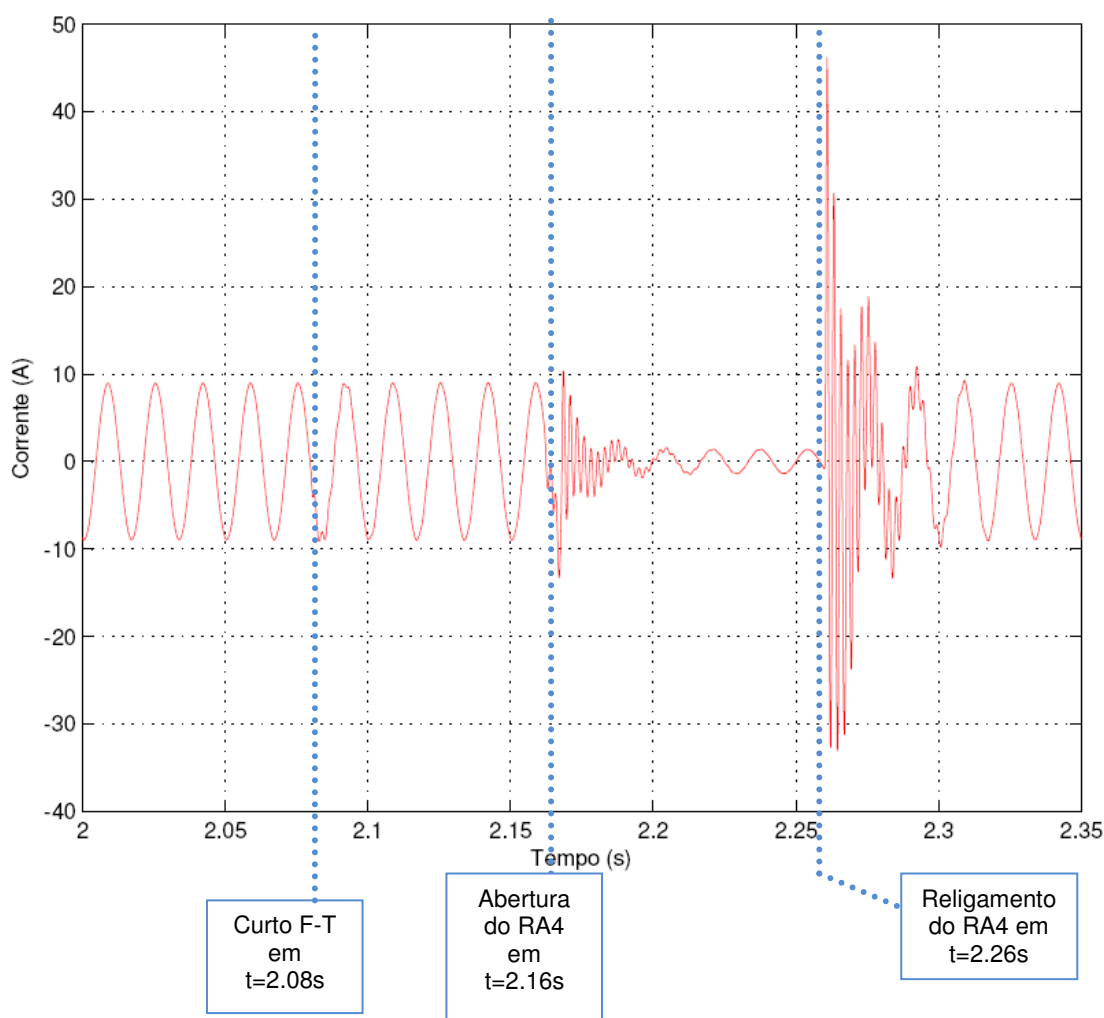


Figura 135 – Tensão no gerador – caso 18

Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 135, a falta fase-terra de alta impedância (fase A) faz com que a tensão da fase A sofra um pequeno afundamento. A partir do instante $t = 2.16\text{s}$, a tensão da fase A tende a assumir valores iguais a zero. Como o curto não é eliminado, e há o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as tensões voltam a assumir seus valores de curto-circuito.

- Corrente no gerador (medida na BT)

**Figura 136 – Corrente no gerador – caso 18**

Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 136, a falta fase-terra de alta impedância (fase A) no lado de AT, faz com que a corrente da fase A, na BT, sofra uma pequena variação, quase imperceptível. A partir do instante $t = 2.16\text{s}$, a corrente da fase A tende a assumir valores iguais a zero. Como o curto não é eliminado, e há o

religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que a corrente volta a assumir seus valores nominais após um transitório.

- Salto vetorial

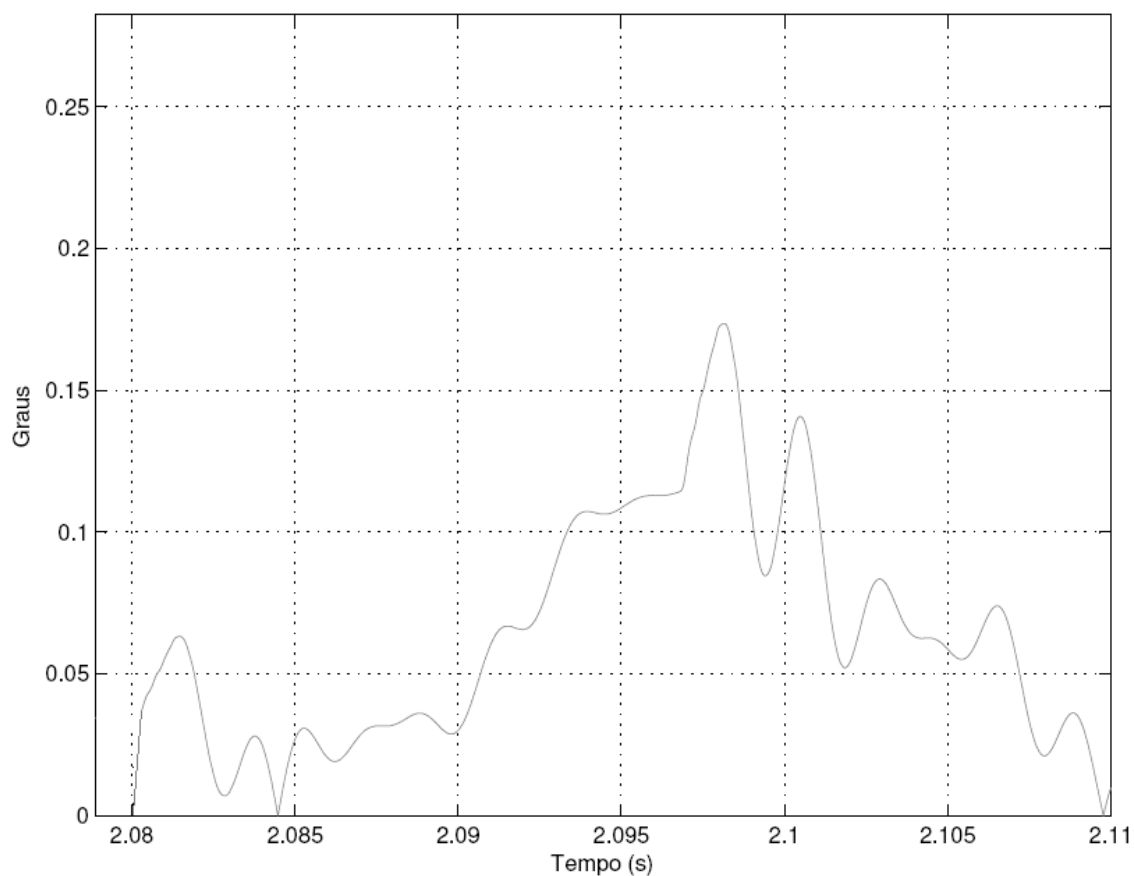


Figura 137 – Salto Vetorial – caso 18
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 137, o valor encontrado de salto vetorial foi de 0.16 graus.

CASO 19:

No caso 19, é simulada uma Falta Fase-Terra de alta impedância (Resistência de falta = 1000 ohms) na Subestação D (SE D). A seqüência cronológica dos fatos é a seguinte:

- 1) Ocorrência da falta entre a fase A e terra em $t = 2.08\text{ s}$, na SE D ;
- 2) Abertura tripolar do Religador 5 (RA 5), em $t = 2.16\text{ s}$;
- 3) O defeito não é eliminado;
- 4) Religamento automático do RA 5 em $t = 2.26\text{ s}$;

- Tensões RA 5

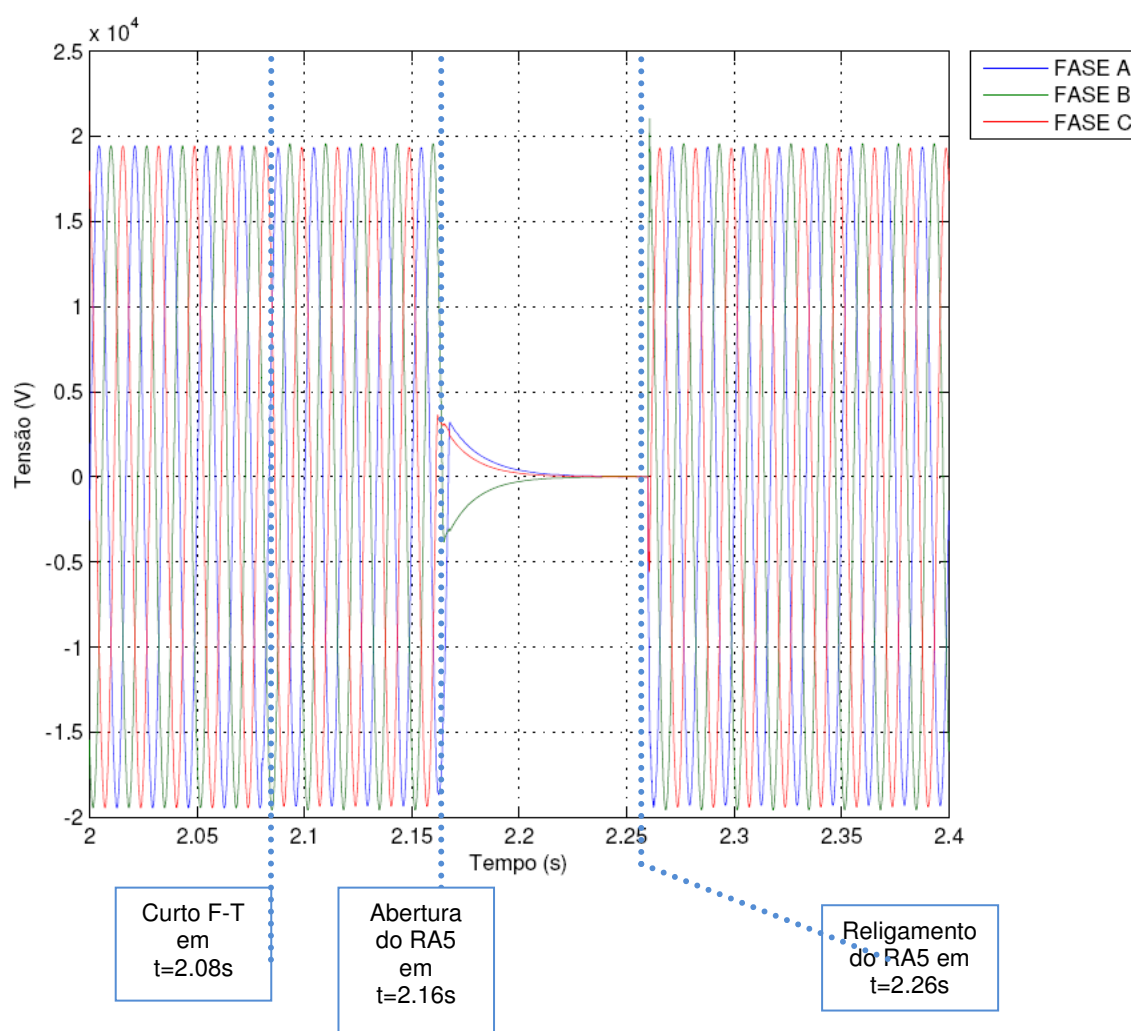


Figura 138 – Tensões no RA 5 – caso 19
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 138, a falta fase-terra de alta impedância (fase A) não modifica significativamente a tensão do religador no momento do curto. A partir do instante $t = 2.16\text{s}$, as tensões das fases A, B e C tendem a assumir valores próximos à zero, visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 5. Como o curto não é eliminado, no religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as tensões continuam com seus valores alterados próximos aos nominais.

- Correntes no RA 5

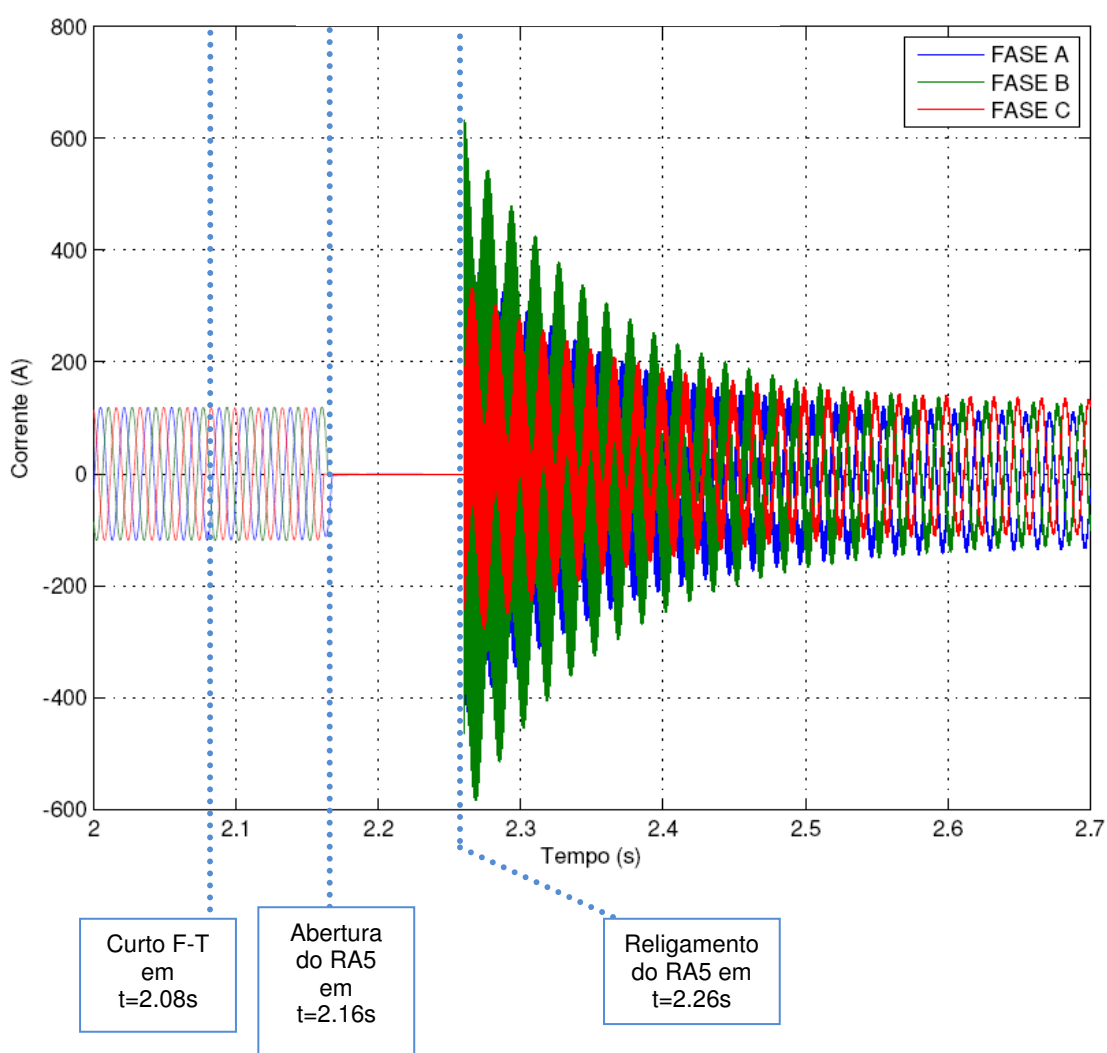


Figura 139 – Correntes no RA 5
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 139, a falta fase-terra (fase A) faz com que a corrente da fase A assumia valores aproximadamente, 10% maiores que a corrente nominal, no momento do curto. Como há a abertura do religador 5 no instante $t =$

2.16s, as correntes das fases A, B e C caem a zero. Como o curto não é eliminado e, há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que a forma de onda das correntes oscilam mas tendem ao formato de onda de curto-circuito.

A fórmula 55 expressa o valor da corrente de curto circuito fase terra de alta impedância (19.64 A).

$$I_{CC_{\phi T}} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} = \frac{3}{8.8448 \angle 68.16^\circ + 3 \cdot 84.033} \quad (55)$$

$$I_{CC_{\phi T}} = 1.174 \cdot 10^{-2} \angle -0.3^\circ \text{ pu}$$

$$I_{CC_{\phi T}} = 1.174 \cdot 10^{-2} \cdot 1673.48 = 19.64 \text{ A}$$

- Tensão no gerador (medida na BT)

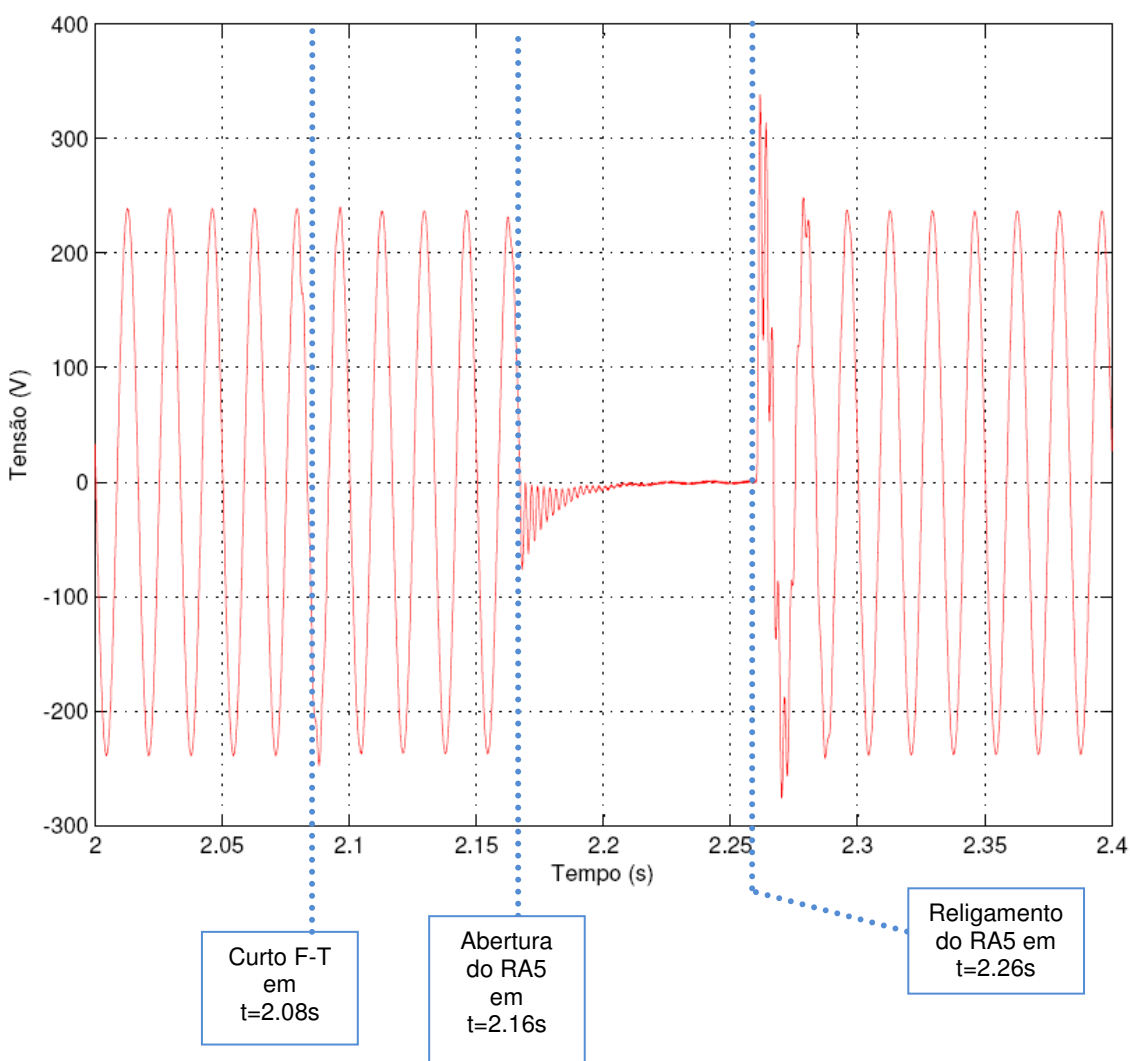


Figura 140 – Tensão no gerador – caso 19
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 140, a falta fase-terra (fase A) não reflete grandes alterações nas tensões do gerador no momento do curto. A partir do instante $t = 2.16\text{s}$, os valores das tensões do gerador sofrem uma oscilação, visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 5. Como o curto não é eliminado e, há o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que as tensões mantêm seus formatos de onda nominais.

- Corrente no gerador

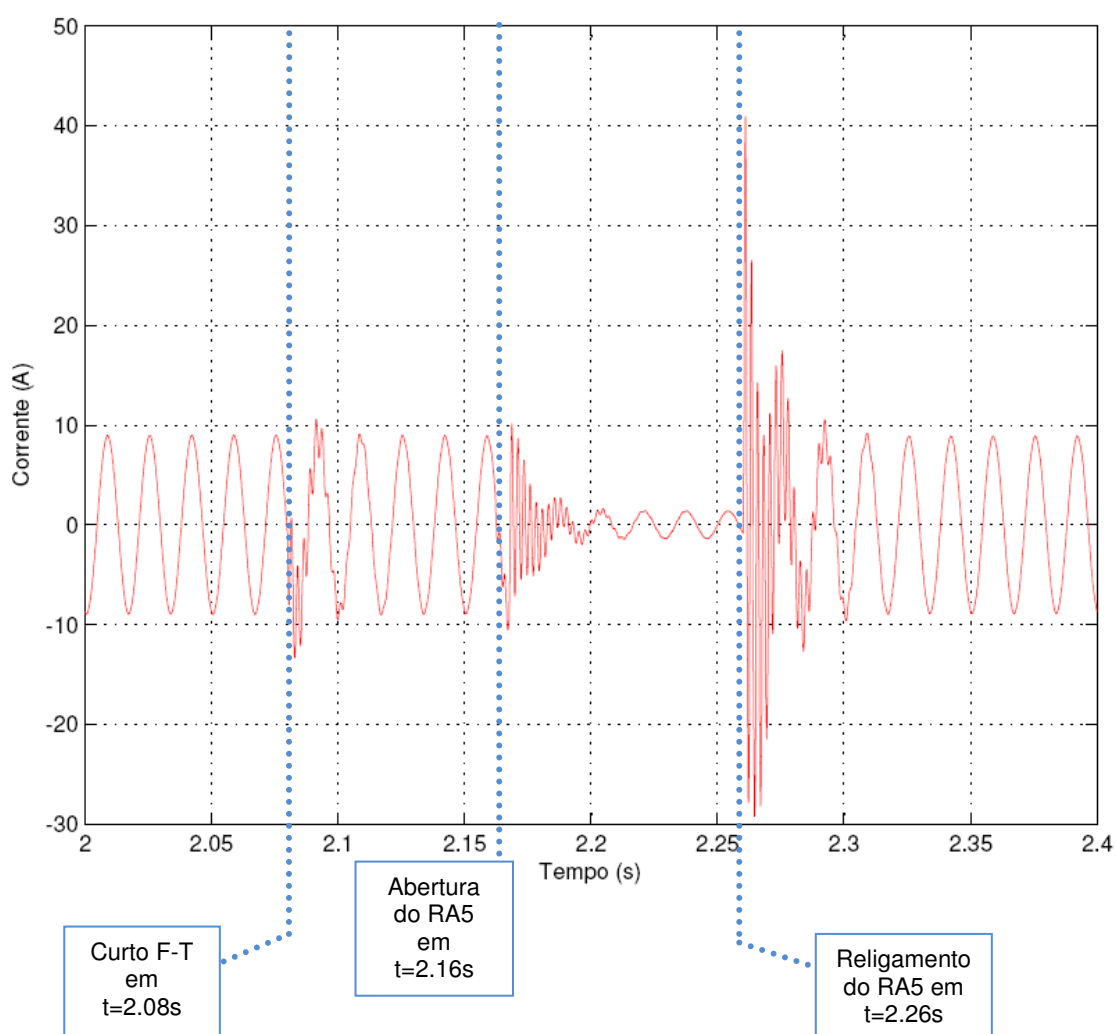


Figura 141 – Corrente no gerador – caso 19
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 141, a falta fase-terra de alta impedância (fase A) faz com que as correntes do gerador não sofram grandes alterações no momento do curto. Como há a abertura do religador 5 no instante $t = 2.16\text{s}$, a corrente da fase

A tende a assumir valores próximos a zero. Como o curto não é eliminado, quando ocorre o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que a corrente sofre oscilação até que os valores retornem próximos aos valores nominais, uma vez que a falta é com resistência de alta impedância.

- Salto vetorial

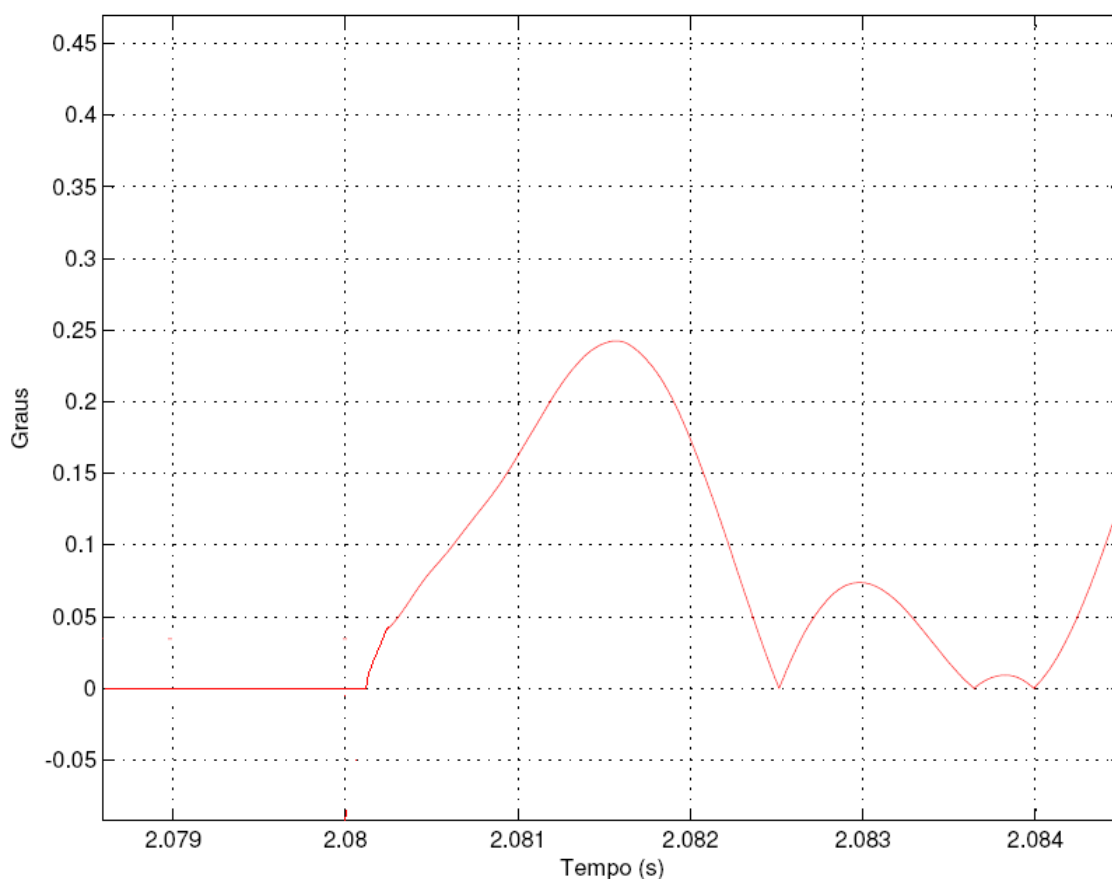


Figura 142 – Salto Vetorial – caso 19
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 142, o salto vetorial é de 0.24 graus, no instante após a falta.

CASO 20:

No caso 20, é simulada uma Falta Fase-Terra de alta impedância (Resistência de falta = 1000 ohms) no transformador de 25 kVA, no lado de alta tensão. A sequência cronológica dos fatos é a seguinte:

- 1) Ocorrência da falta entre a fase e terra em $t = 2.08 \text{ s}$;
- 2) Abertura da chave fusível 2 (CF 2), em $t = 2.16 \text{ s}$;
- 3) O defeito não é eliminado;

- Tensão na CF

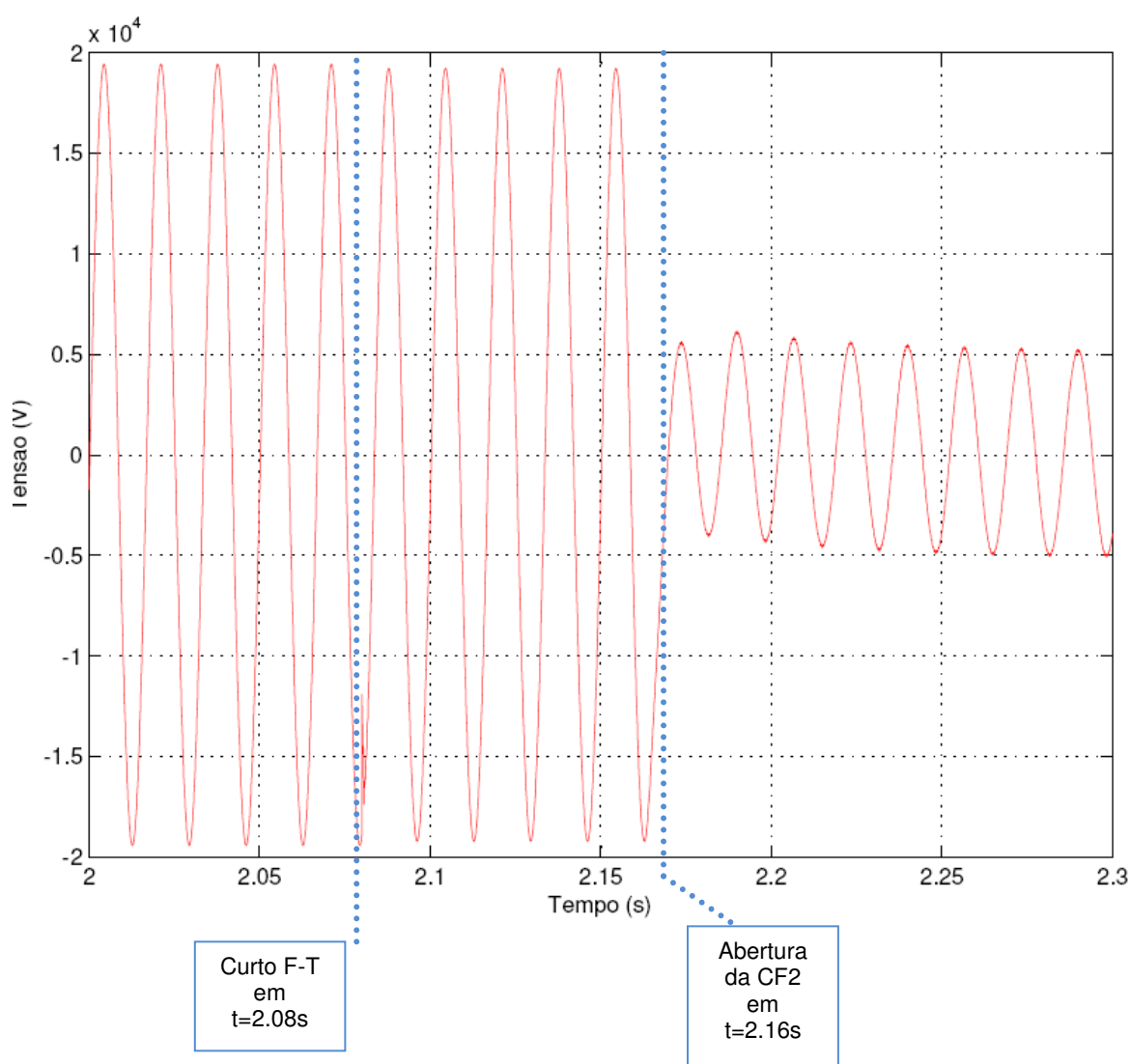


Figura 143 - Tensão na CF - Caso 20

Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 143, a falta fase-terra de alta impedância causa uma leve queda na tensão, medida na CF. No instante 2.16s, no qual ocorre a

abertura da CF2 (com a queima do elo fusível), a tensão na fase sofre um grande afundamento. Como o curto não é eliminado do sistema e a chave não é rearmada, a tensão mantém-se com valor baixo, pois o gerador distribuído está desconectado da rede principal.

- Corrente na CF

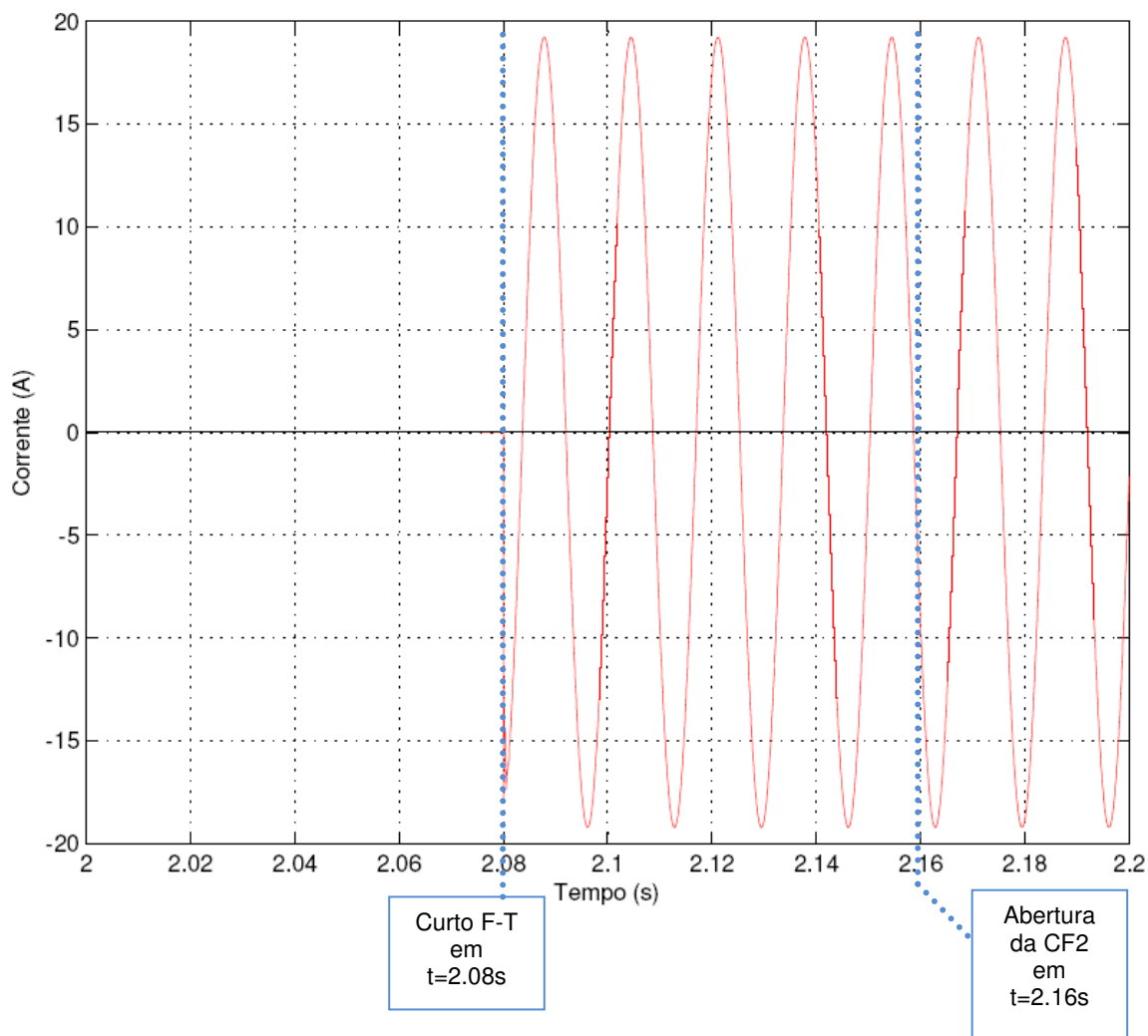


Figura 144 - Corrente na CF - Caso 20
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 144, a falta fase-terra de alta impedância faz com que a corrente da fase assuma um valor próximo de 20 A. No instante 2.16s ocorre a abertura da CF2 (com a queima do elo fusível), porém, como a falha não é eliminada, a corrente de curto permanece no sistema de baixa tensão. A chave CF2 é uma chave fusível, então a fase A o sistema permanece aberto até que seja

efetuada a troca do elo fusível. Na fórmula 56 expressa-se a corrente de curto circuito fase terra de alta impedância (19.62 A).

$$I_{cc_{\phi T}} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} = \frac{3}{8,8448 \angle 68,16^\circ + 3 \cdot 84,032} \quad (56)$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 1,173 \cdot 10^{-2} \angle -0,3^\circ \text{ pu}$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 1,173 \cdot 10^{-2} \cdot 1673,46 = 19,62 \text{ A}$$

- Tensão no gerador (medida na BT)

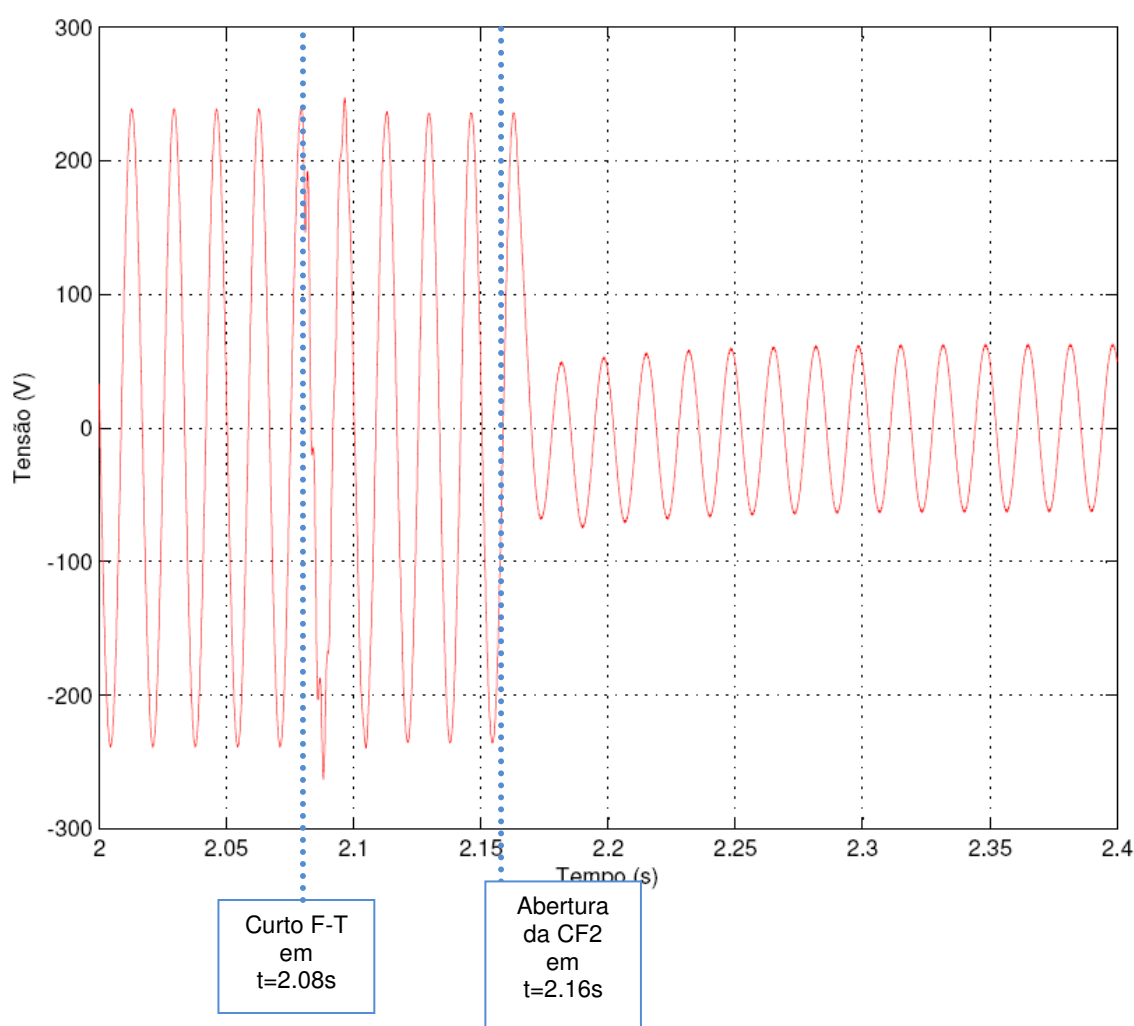


Figura 145 - Tensão no gerador - Caso 20

Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 145, a falta fase-terra de alta impedância altera levemente a tensão da fase do gerador na BT, no período do curto. A partir do

instante $t = 2.16\text{s}$, quando ocorre a abertura da CF2, a tensão da fase sofre afundamento. Como o curto não é eliminado, a tensão se mantém no mesmo valor.

- Corrente no gerador (medida na BT)

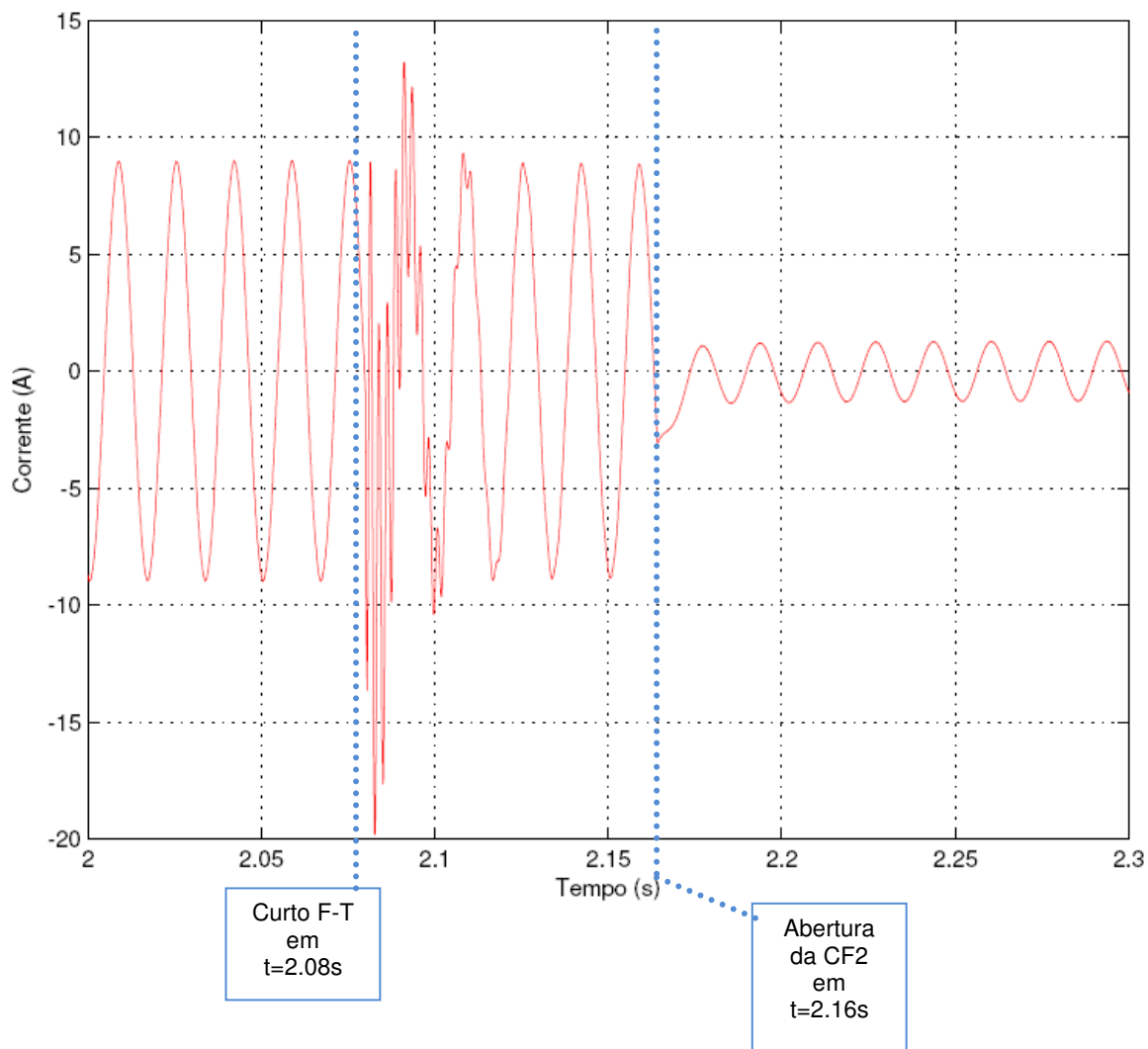


Figura 146 - Corrente no Gerador - Caso 20
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 146, a falta fase-terra de alta impedância gera um pico de corrente no instante da mesma, $t = 2,08\text{s}$. Quando ocorre a abertura da chave CF2 no instante $t = 2.16\text{s}$, o valor da corrente cai para, aproximadamente, $1/4$ de seu valor nominal, o que caracteriza o curto circuito no sistema de alta tensão.

- Salto vetorial

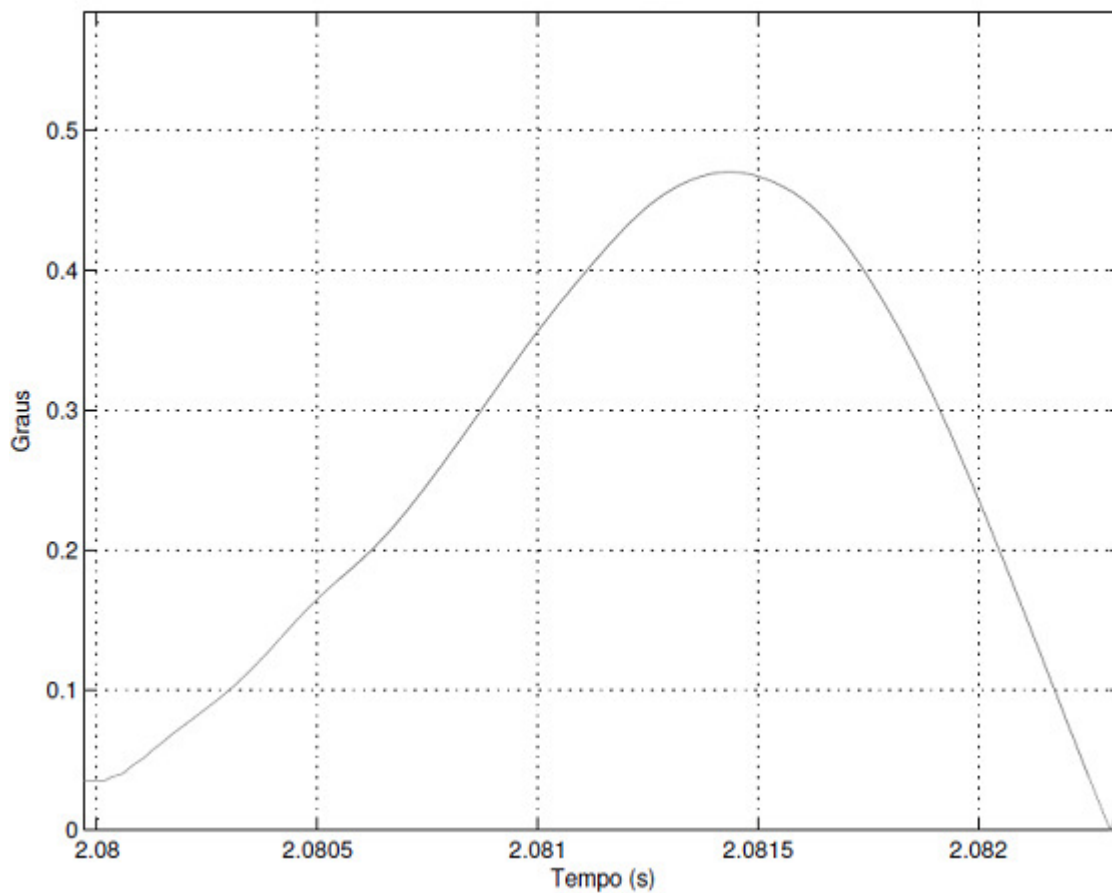


Figura 147 - Salto vetorial - Caso 20
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 147, o salto vetorial foi de 0.47 graus no instante logo após a falta.

CASO 21:

No caso 21, é simulada uma Falta Fase-Terra, com $Z_f = 0 \Omega$, (Fase A) no lado de baixa tensão do transformador de 25 kVA (127 V). A sequência cronológica dos fatos é a seguinte:

- 1) Ocorrência da falta em $t = 2.08 \text{ s}$, na BT do transformador (0,127 kV);
- 2) Abertura da chave fusível CF2 $t = 2.16 \text{ s}$;
- 3) Defeito eliminado em $t = 2.26 \text{ s}$;

- Tensão na CF2

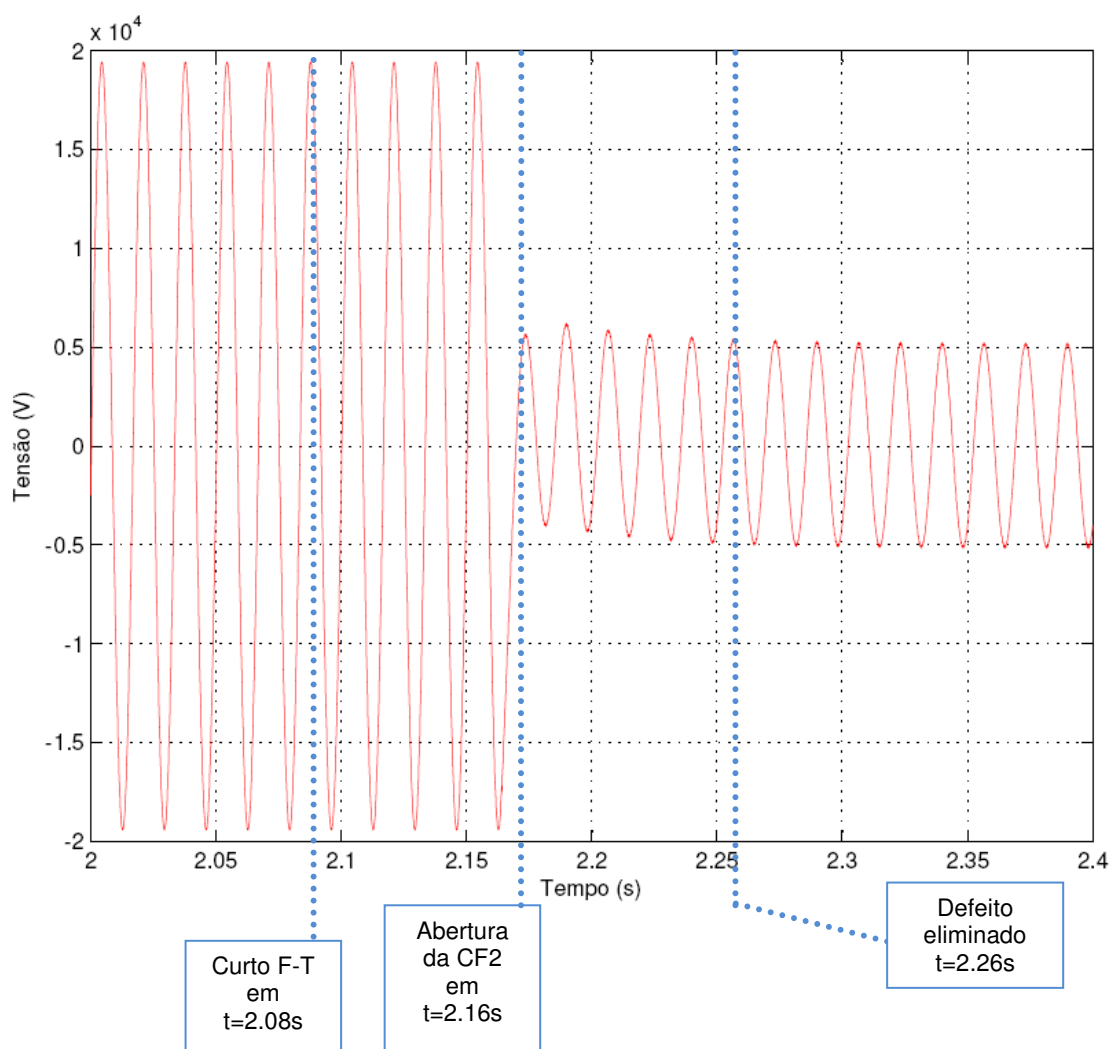


Figura 148 – Tensão na CF2 – caso 21

Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 148, a falta fase-terra (fase A) faz com que a tensão, no lado de AT do transformador, sofra um pequeno decréscimo em seu valor, devido ao curto circuito na baixa tensão (medições realizadas no lado do transformador alimentado pelo gerador distribuído). A partir do instante $t = 2.16\text{s}$, quando ocorre a abertura da CF2, a tensão da fase sofre afundamento de, aproximadamente, $\frac{1}{4}$ de seu valor nominal. Apesar do defeito ser eliminado no tempo $t = 2,26\text{ s}$, o valor de tensão não se altera, pois a o elo fusível da CF2 foi rompido, sendo necessária a manutenção no equipamento para que o sistema volte a operar corretamente.

- Corrente na CF2

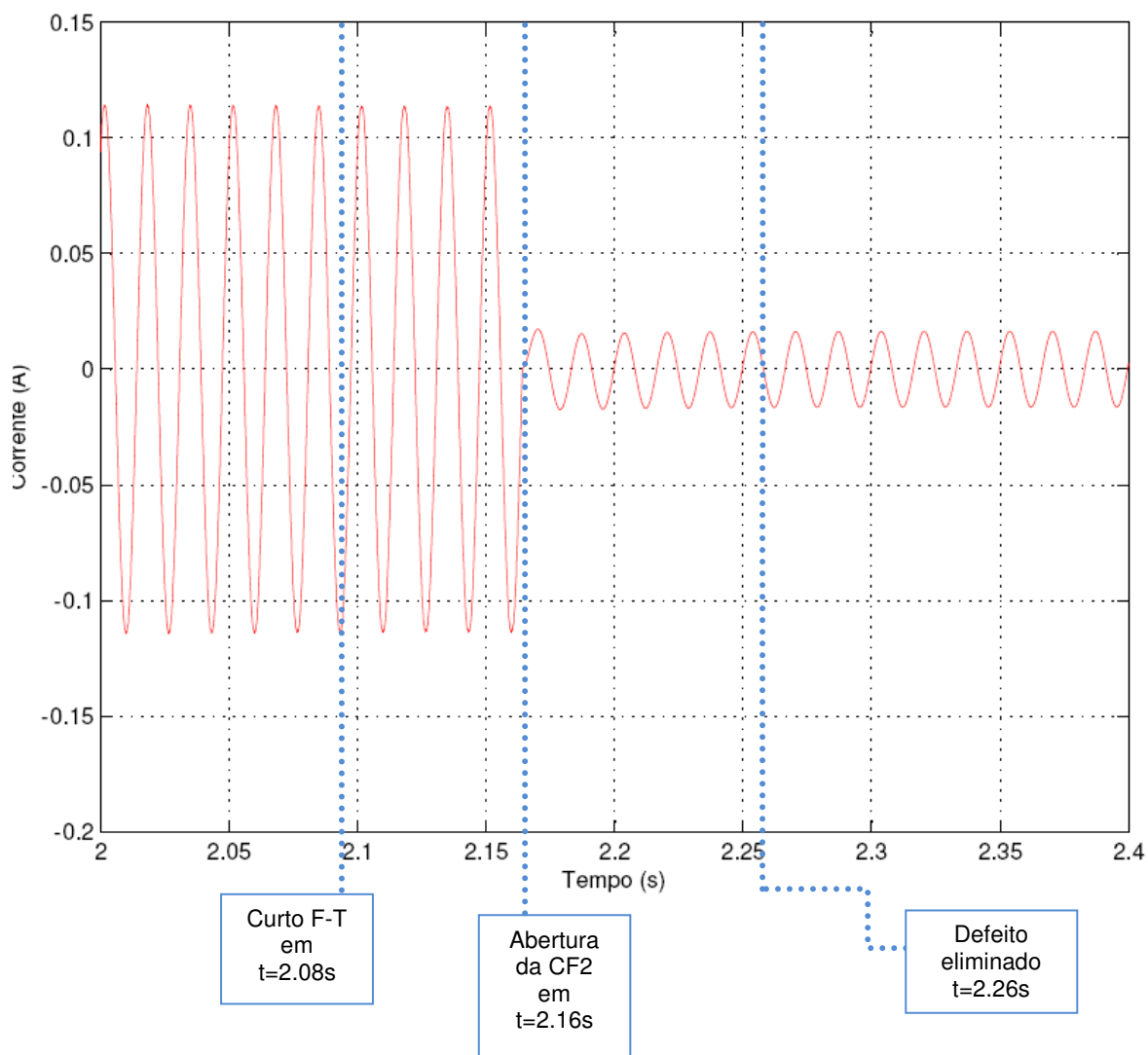


Figura 149 - Corrente na CF2 - caso 21
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 149, a falta fase-terra de faz com que a corrente da fase tenha um pequeno acréscimo em relação a seu valor nominal (valores medidos na AT do transformador no lado alimentado pelo gerador distribuído). No instante 2.16s ocorre a abertura da CF2 (com a queima do elo fusível), o que ocasiona a queda no valor de corrente para, aproximadamente 0,02. O defeito é eliminado em $t = 2,26$ s, porém como a CF2 permanece aberta, a corrente não se altera, necessitando assim de manutenção na CF2 para que o sistema volte a operar corretamente.

- Tensão no gerador

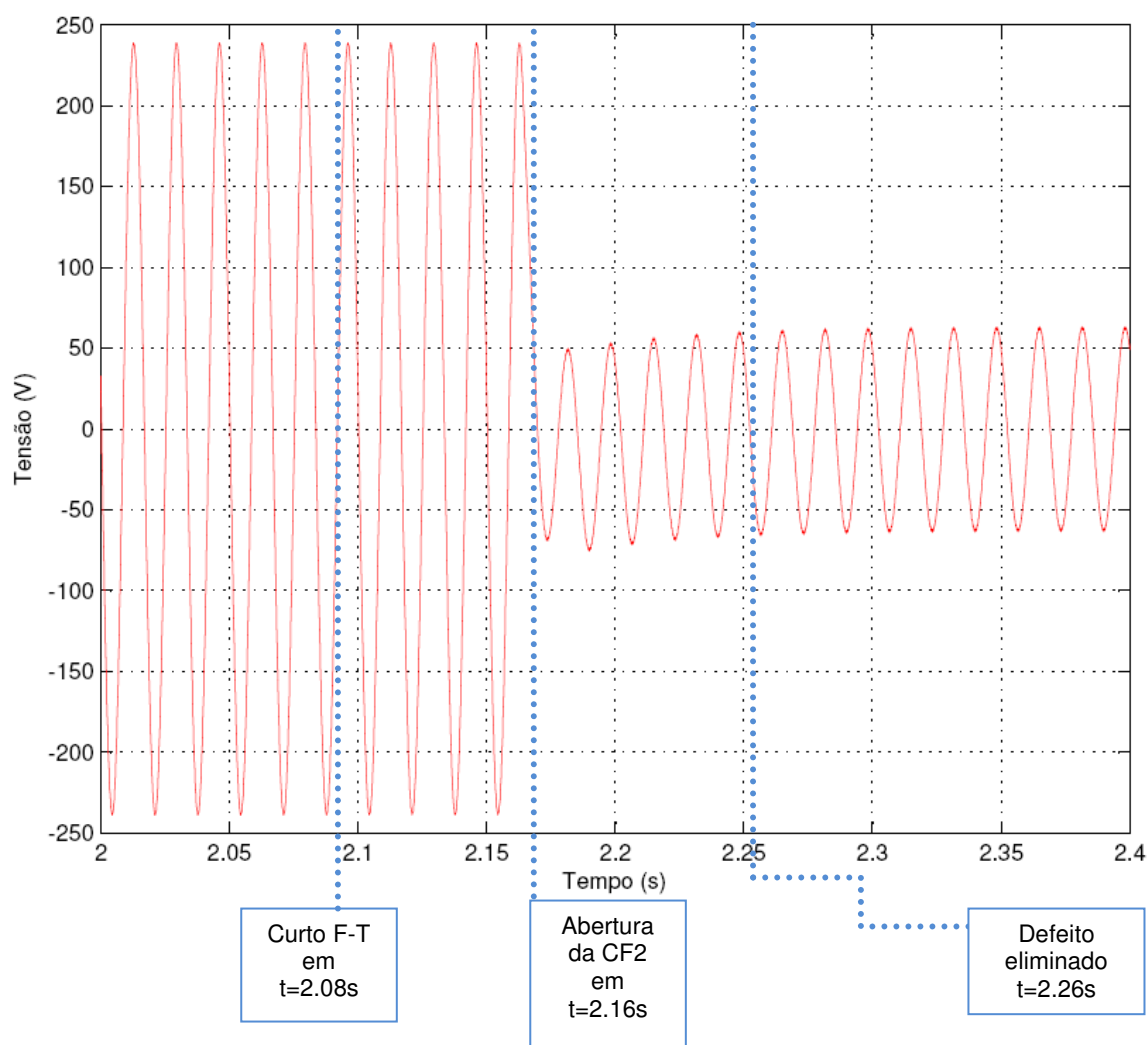


Figura 150 - Tensão no gerador - caso 21
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 150, a falta fase-terra faz com que a tensão da fase do gerador sofra uma pequena queda em seu valor nominal, durante o período de curto circuito. No instante $t = 2,16$ s o elo fusível da CF2 se rompe, assim abrindo o circuito, e a tensão medida no lado da geração distribuída, sofre uma queda de 240 V para, aproximadamente, 60 V. O defeito é eliminado em $t = 2,26$, porém a CF2 permanece aberta e a tensão não se restabelece no valor nominal.

- Corrente no gerador

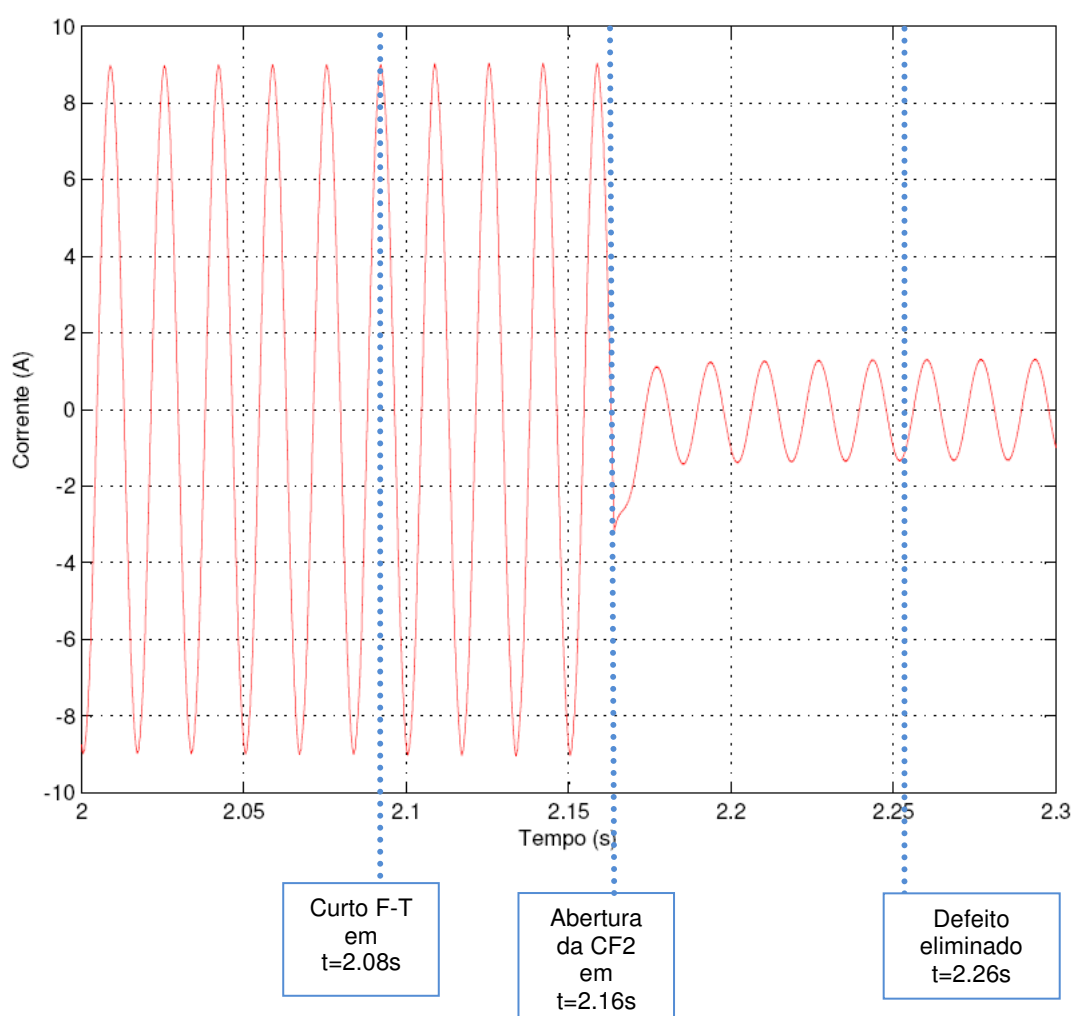


Figura 151 - Corrente no gerador - caso 21
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 151, a falta fase-terra faz com que a corrente da fase do gerador tenha um pequeno decréscimo em seu valor nominal. Quando há a abertura da CF2 no instante $t = 2.16$ s, a corrente, conforme esperado, decai

bruscamente para valor de 1,2 A. O defeito é eliminado em $t = 2,26$ s, porém a corrente não se restabelece em valor nominal, devido a CF2 permanecer aberta.

- Salto vetorial

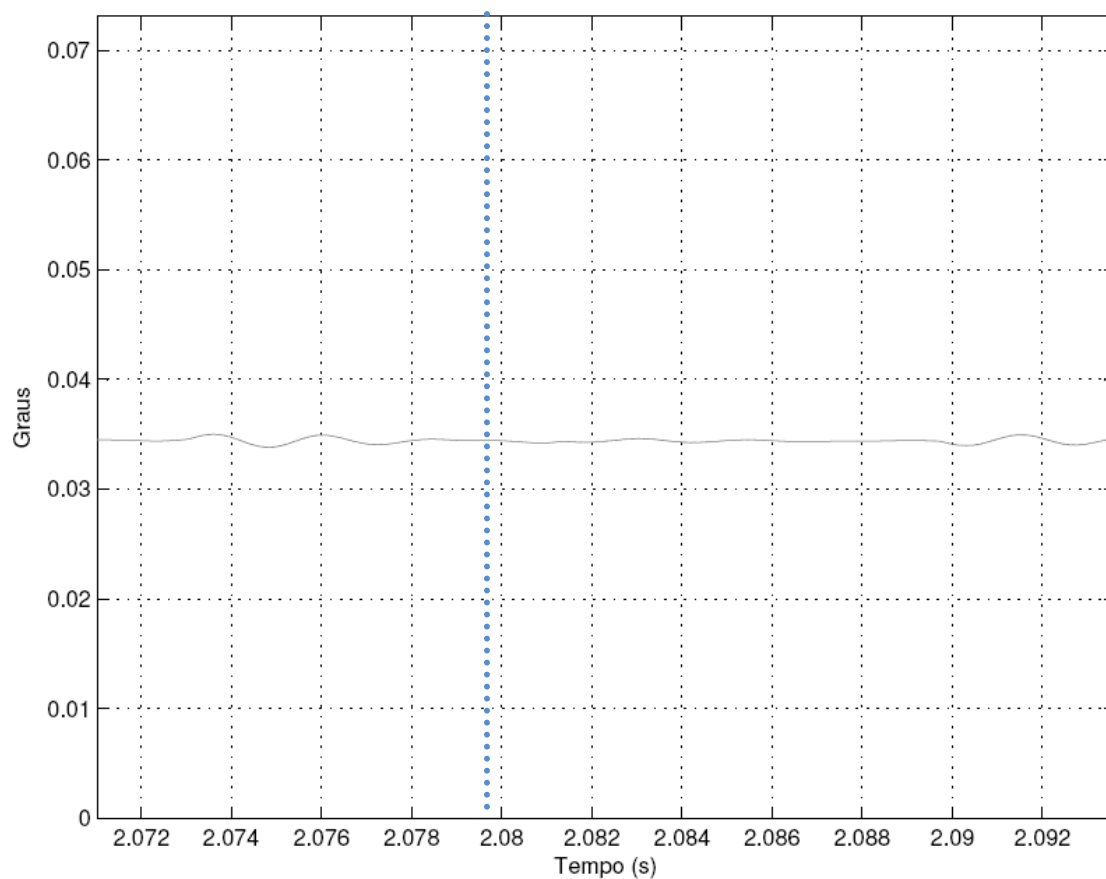


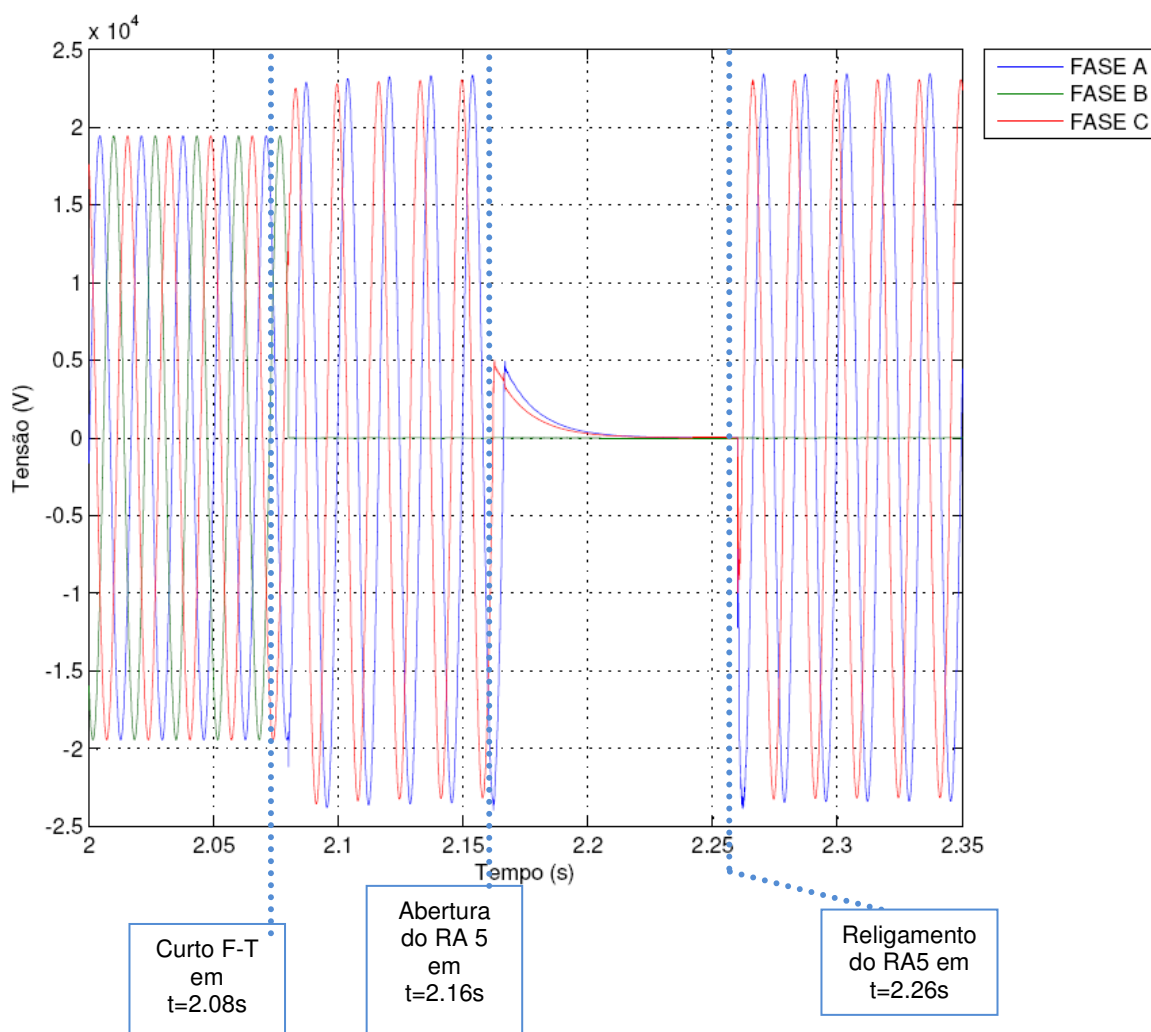
Figura 152 - Salto Vetorial - caso 21
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 152, percebe-se que no instante $t = 2,081$ s, o deslocamento angular foi de 0,02 graus.

CASO 22:

No caso 22, é simulada uma Falta Fase-Terra, com $Z_f = 0 \Omega$, (Fase B) na Subestação D (SE D). O gerador distribuído está conectado na Fase A. A sequência cronológica dos fatos é a seguinte:

- 1) Ocorrência da falta em $t = 2.08 s$, na SE D;
 - 2) Abertura tripolar do Religador 5 (RA 5), que se encontra na SE D em $t = 2.16 s$;
 - 3) Defeito não eliminado;
 - 4) Religamento automático do RA 5 em $t = 2.26 s$;
- Tensões no RA 5



Analisando o gráfico da figura 153, a falta fase-terra (fase B) faz com que a tensão da fase B vá à zero no período do curto. As fases A e C sofrem, neste momento, aumentos de tensão devido ao curto. A partir do instante $t = 2.16\text{s}$, as tensões das fases A e C assumem valores iguais a zero, visto que ocorre a abertura tripolar do Religador 5. Como o curto não é eliminado, e há o religamento em $t = 2.26\text{s}$, percebe-se que a tensão na fase B, onde ocorre o curto, permanece em 0 V, caracterizando a continuidade do curto circuito, e as tensões A e C voltam a se estabelecer nos valores encontrados durante o início do curto circuito.

- Correntes no RA 5

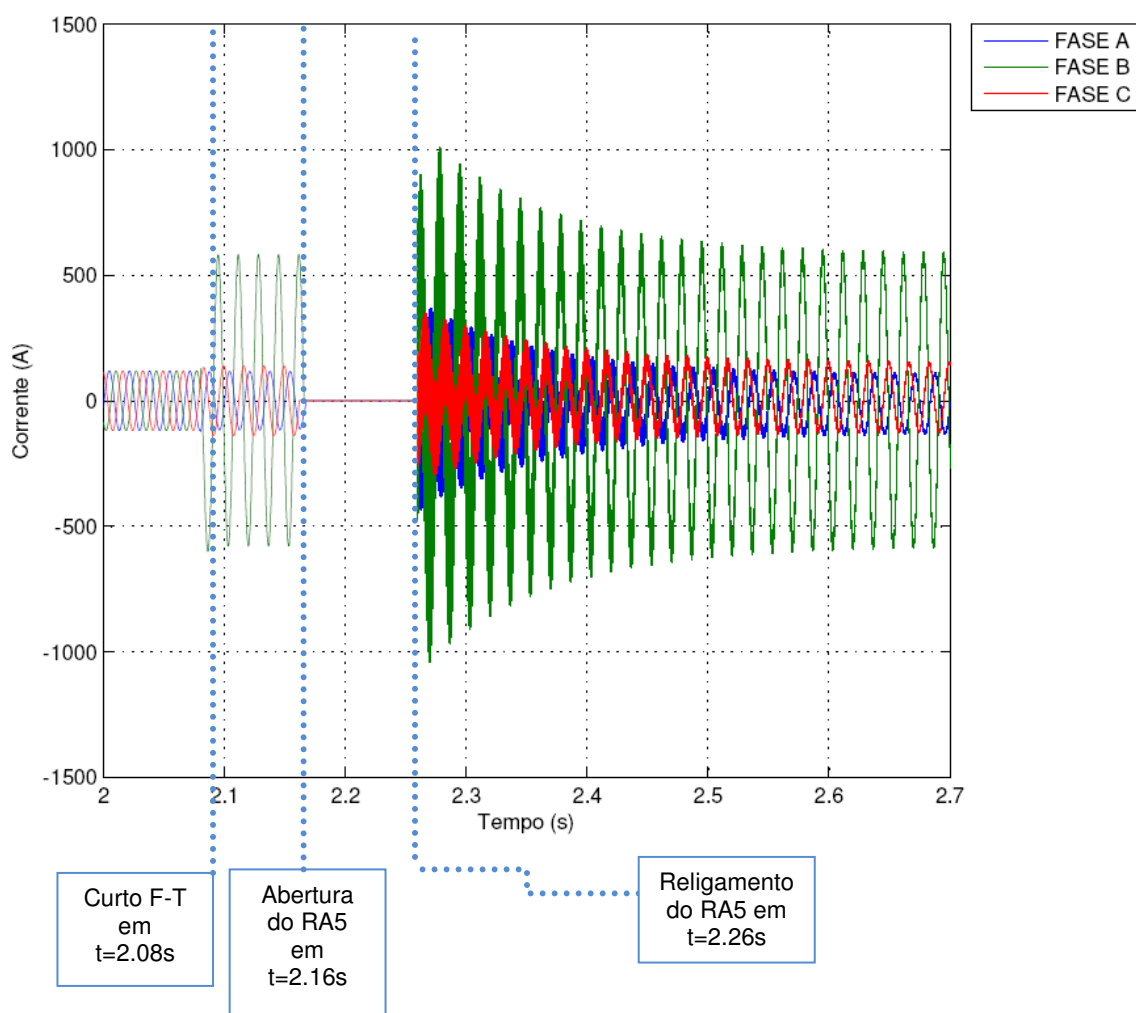


Figura 154 - Correntes no religador 5 - caso 22
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 154, a falta fase-terra (fase B) faz com que a corrente da fase A assuma valor de, aproximadamente, 570 A no período do curto. As fases A e C sofrem, neste momento, pequenos aumentos nos valores de suas correntes. Quando ocorre a abertura do religador 5 no instante $t = 2.16s$, as correntes das fases A, B e C assumem valores iguais a zero, visto que o circuito está aberto. Como o defeito não é eliminado, e há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que as correntes, após um período transitório, voltam a assumir os valores de curto circuito conforme fórmula 57.

$$I_{cc_{\phi T}} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0 + 3Rf} = \frac{3}{2*(1.8218 \angle 58,24^\circ) + 5,2944 \angle 74,38^\circ} \quad (57)$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 0,3391 \angle -68,16^\circ pu$$

$$I_{cc_{\phi T}} = 0,3391 * 1673,48 = 567,53 A$$

- Tensão no gerador (medida na BT)

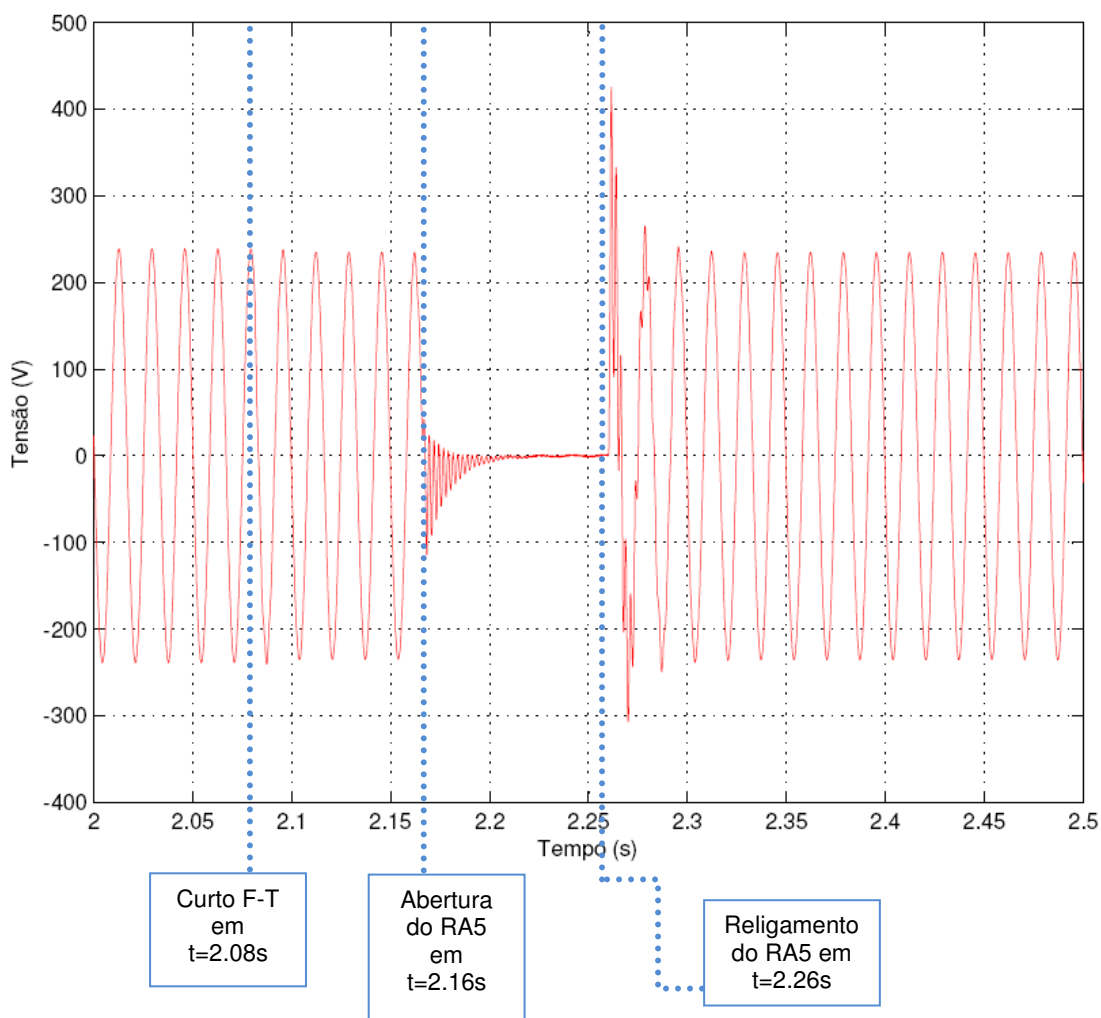


Figura 155 - Tensão no gerador - caso 22
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 155, a falta fase-terra faz com que no período da falta, a tensão da fase do gerador sofra decréscimo em seu valor nominal, porém esse decréscimo não é muito acentuado, visto que a falta é na fase B da AT e o gerador distribuído está conectado na fase A da AT. A partir do instante $t = 2.16s$, quando o religador 5 abre, a tensão da fase tende a zero. Como o curto circuito não é eliminado, e há o religamento em $t = 2.26s$, percebe-se que a tensão volta a se estabelecer no valor de curto circuito.

- Corrente no gerador (medida na BT)

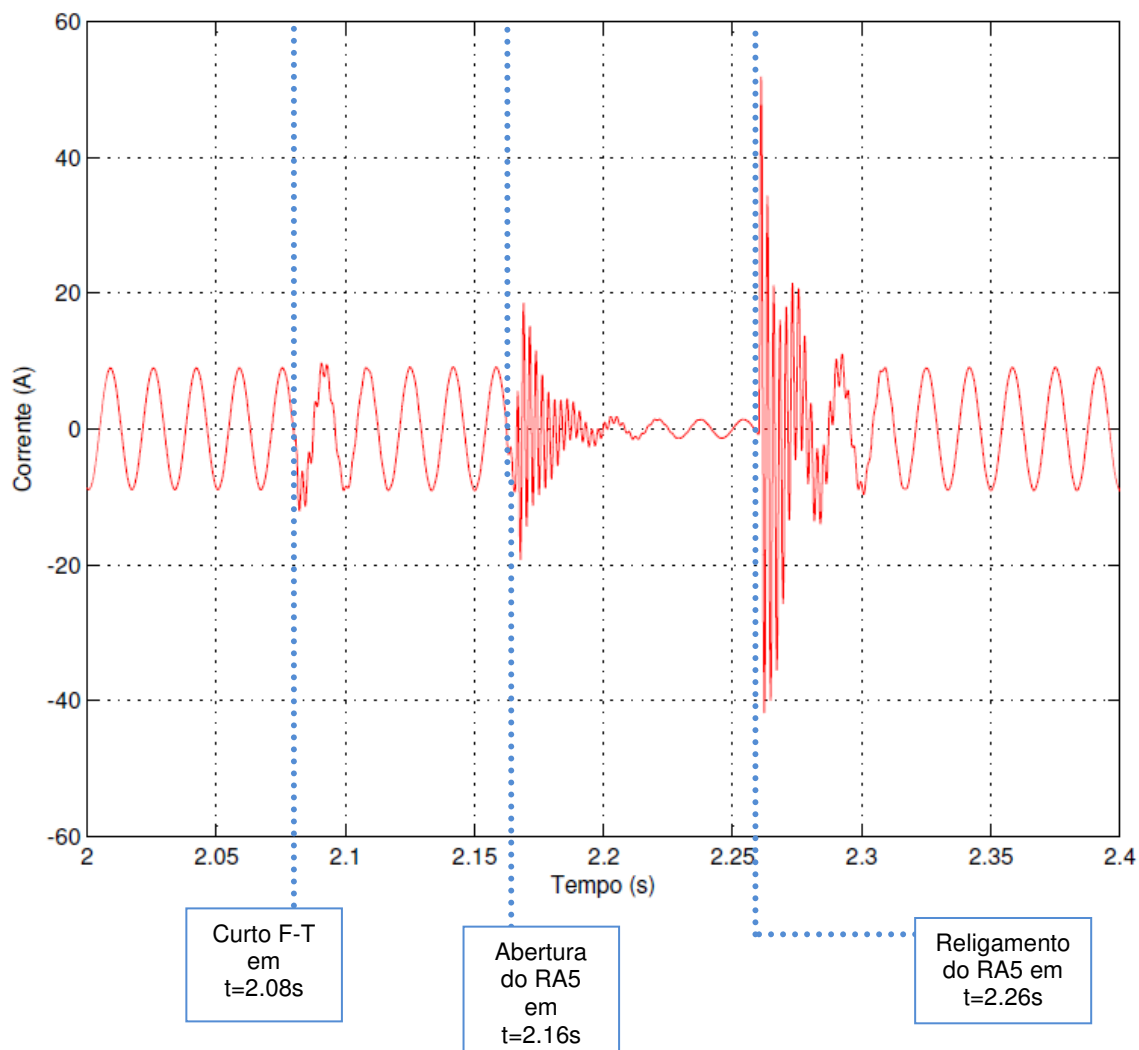


Figura 156 - Corrente no gerador - caso 22
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 156, a falta fase-terra na fase B faz com que a fase do gerador, conectado na fase A da AT, sofra uma perturbação na sua forma de onda. No instante $t = 2,16$ s ocorre a abertura tripolar do religador 5 e, por consequência, a corrente do gerador tende a valor zero, visto que o circuito está aberto neste instante. O defeito não é eliminado, e no instante $t = 2,26$ s ocorre o religamento do RA5, após isso observou-se um período transitório e a estabilização da corrente no valor inicial de curto circuito.

- Salto vetorial

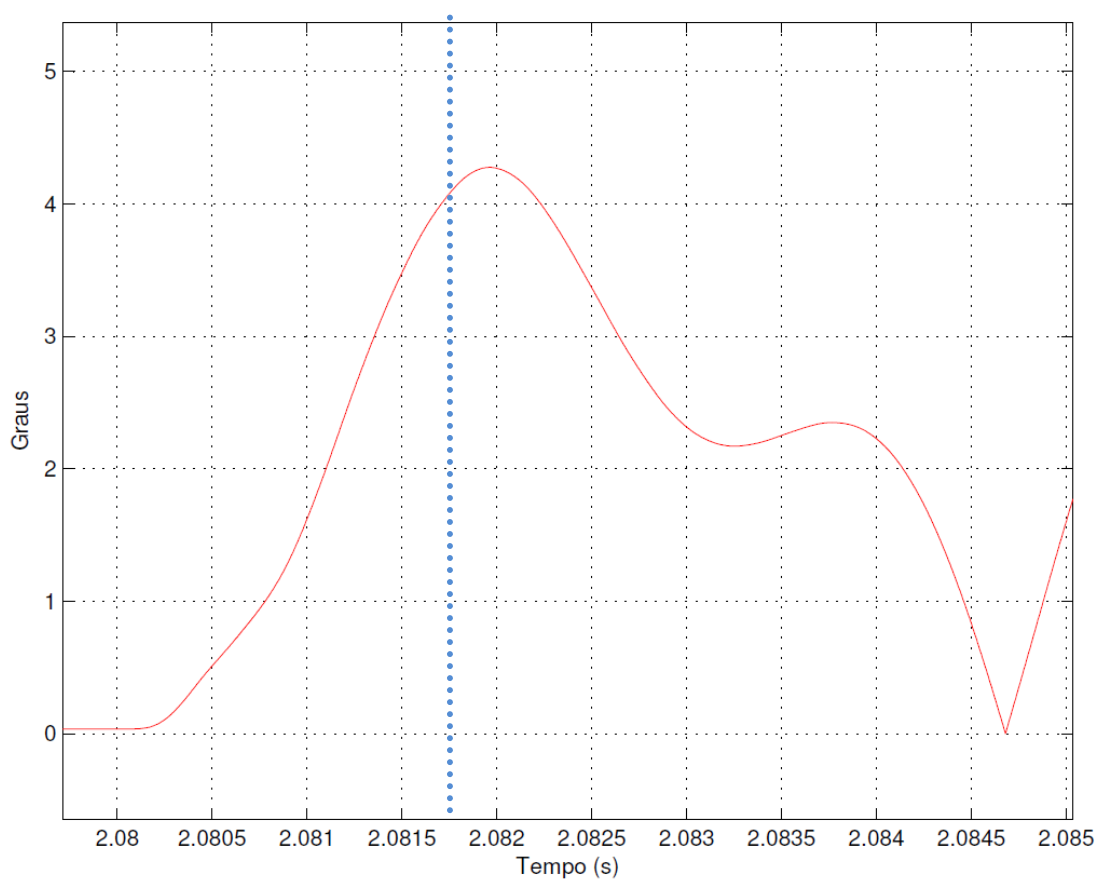


Figura 157 - Salto Vetorial - caso 22
Fonte: MATLAB

Analisando o gráfico da figura 157, percebe-se que o deslocamento angular foi de 4.27 graus.

8.6.3 RESULTADOS DOS CASOS SIMULADOS

Na tabela 28 são apresentados os dados coletados nas análises dos gráficos da função 78 (Salto Vetorial) e 81R (ROCOF). Estes dados experimentais nos permitem analisar o comportamento do sistema em diversas situações de falta e, a partir destes dados, podem-se ajustar os respectivos valores de *pick-up* dos relés.

Tabela 28 – Valores de Salto Vetorial para Circuito Eólico

Caso	81R (Hz/s)	78 (Graus)
13	Não se aplica	1,8
14	Não se aplica	2,0
15	Não se aplica	1,55
16	Não se aplica	1,9
17	Não se aplica	2,2
18	Não se aplica	0,16
19	Não se aplica	0,24
20	Não se aplica	0,47
21	Não se aplica	0,02
22	Não se aplica	4,27

Fonte: Autoria própria

Nesta análise utilizou-se os valores da tabela 28 e, com base nos valores de ajuste disponibilizados pelo catálogo da Woodward (função 81R ajuste de 0,2 à 10 Hz/s e ajuste da função 78 de 1 à 31 graus), foi escolhido o menor valor de cada coluna.

Ajuste ROCOF (Valores de pick-up/TRIP): Não aplicável a este tipo de geração.

Ajuste Salto Vetorial (Valores de pick-up/TRIP): 0,24 Graus.

9. CONSIDERAÇÕES FINAIS

9.1 RESULTADOS GERAIS E AJUSTES DE PROTEÇÃO

Em todas as simulações, tanto com o circuito com grupo motor gerador a biogás quanto com o aerogerador, percebe-se alguns distúrbios na rede elétrica como, afundamentos de tensão, sobrecorrentes, transitórios, variações de frequência e deslocamentos angulares, entre outros. A ocorrência destes fenômenos muitas vezes traz prejuízos a consumidores e concessionárias. Estes “inconvenientes” na rede podem ser minimizados com um bom dimensionamento das proteções. Nos casos simulados neste trabalho (sistemas conectados à grupo motor gerador a biogás e aerogerador), podem-se definir alguns valores de ajustes recomendados de proteção.

Nos circuitos estudados, identificaram-se no tempo 2.08 segundos (momento de aplicação do curto-circuito) valores de variação do ROCOF e Salto Vetorial. Com esse conjunto de valores é possível prever um ajuste de proteção, o qual protegeria a máquina e a rede da maioria dos defeitos, visto que esses valores foram coletados das diversas simulações de curto-circuito realizadas no trabalho.

Assim, detectando no momento do curto uma variação de valor no ROCOF e Salto vetorial, é possível proteger o gerador distribuído de entrar na situação de ilhamento, onde as cargas são alimentadas apenas pelo pequeno gerador e não pela Rede da concessionária. Para Vieira (2008), ajustando o eventual relé de proteção dos geradores nos valores corretos se evitaria:

- Danos à equipe de manutenção da concessionária devido ao não conhecimento de áreas energizadas com geradores distribuídos;
- Qualidade de energia duvidosa para os consumidores, visto que a rede ilhada está fora do controle da concessionária;
- No instante da reenergização da rede com o gerador distribuído, caso a máquina esteja fora de sincronismo, pode-se levar sérios danos ao gerador e aos demais componentes do sistema elétrico.

No sistema elétrico integrado ao grupo motor gerador, usou-se os valores da tabela 25. Deve-se escolher o menor valor de cada coluna. Assim conclui-se que, para o referido circuito:

Ajuste ROCOF (Valores de pick-up/TRIP): 0,22 Hz/s.

Ajuste Salto Vetorial (Valores de pick-up/TRIP): 1,0 Grau.

Para o circuito que possui o gerador eólico, caso seja adotado o modelo de proteção via relé de Salto Vetorial, é possível analisar a proteção de acordo com a tabela 28.

Conclui-se então que, para o relé Salto Vetorial (78), o recomendado é escolher o valor de pick-up do relé de proteção para 1,55 grau.

Em alguns casos, quando a variação da potência decorrente do curto circuito é pequena, as funções de df/dt e salto vetorial foram sensibilizadas por valores muito baixos, dificultando assim a detecção com relés comerciais. Ou seja, para alguns casos é necessário um estudo conjunto que alie os relés de Salto vetorial e variação de frequência (78 e 81R respectivamente) com outras funções de proteção como, por exemplo, funções de alta impedância e transferência de disparo entre as fontes, bem como as funções de sobrecorrente e sobretensão.

Percebe-se que, na maioria das especificações de GD de concessionárias de energia, excetuando a COPEL, não são mencionados às funções de proteção 78 (Salto Vetorial) e 81R (ROCOF). Entende-se que as concessionárias devem primar para uma melhor qualidade no fornecimento de energia e, assim, requisitar em próximas conexões de GD, tais funções.

Na parte que se refere aos consumidores, estes problemas podem causar danos a equipamentos e processos produtivos. Além disso, esse estudo auxilia a compra de sistemas de proteção bem como tipos de geradores distribuídos.

Na tabela 29, percebe-se que as proteções atuam de forma distinta nos dois tipos de geração, uma vez que estes geradores respondem de maneira diferente no momento em que ocorrem as faltas. Por exemplo, no sistema que possui a geração eólica, o relé de taxa de variação de frequência não é utilizado, visto que há um inversor de frequência conectado ao gerador que não permite este relé ser sensibilizado.

Tabela 29 – Resultados obtidos versus sensibilidade dos relés

TABELA - RESULTADOS OBTIDOS VERSUS SENSIBILIDADE DOS RELÉS			
CASO	CIRCUITO DE GD	78 (SALTO VETORIAL) graus	81R (df/dt) Hz/s
1	BIOGÁS	1,29	0,685
2	BIOGÁS	1,08	0,24
3	BIOGÁS	0,49	0,51
4	BIOGÁS	1,2	0,26
5	BIOGÁS	0,27	0,395
6	BIOGÁS	1,25	0,22
7	BIOGÁS	1,82	0,9
8	BIOGÁS	1	0,15
9	BIOGÁS	0,075	0,16
10	BIOGÁS	0,03	0,28
11	BIOGÁS	0,01	0,28
12	BIOGÁS	1,5	1,2
13	EÓLICA	1,8	NÃO APLICÁVEL
14	EÓLICA	2	NÃO APLICÁVEL
15	EÓLICA	1,55	NÃO APLICÁVEL
16	EÓLICA	1,9	NÃO APLICÁVEL
17	EÓLICA	2,2	NÃO APLICÁVEL
18	EÓLICA	0,16	NÃO APLICÁVEL
19	EÓLICA	0,24	NÃO APLICÁVEL
20	EÓLICA	0,47	NÃO APLICÁVEL
21	EÓLICA	0,02	NÃO APLICÁVEL
22	EÓLICA	4,27	NÃO APLICÁVEL

Onde:

	NÃO É SENSIBILIZADO O RELÉ
	RELÉ NÃO APLICÁVEL
	RELÉS SENSIBILIZADOS

Fonte: Autoria própria

Outro ponto importante é a diferença de resposta dos geradores, visto que o gerador a biogás possui capacidade de fornecer maior corrente ao sistema quando ocorrem as falhas (aumento do consumo de combustível), diferentemente do gerador eólico, que não consegue reagir às faltas da mesma maneira (possui a incidência de vento constante em suas hélices, mantendo a velocidade de rotação constante).

9.2 TRABALHOS FUTUROS E CONSIDERAÇÕES DA EQUIPE

Na realização deste trabalho, a equipe encontrou várias dificuldades na composição deste projeto, visto que há pouca informação disponível em literaturas a respeito da modelagem de circuitos elétricos complexos em ambientes computacionais (MATLAB e ATP). Outro ponto importante são os dados dos equipamentos e das máquinas elétricas utilizadas nos circuitos, uma vez que são dados específicos de fabricantes, não sendo disponíveis a comunidade em geral.

Como sugestão a trabalhos futuros, elenca-se a realização de análises similares as realizadas neste trabalho, porem com outros tipos de fontes alternativas de energia, como por exemplo:

- Gerador Fotovoltaico;
- Gerador Eólico com máquina de indução;
- Gerador Eólico com máquina síncrona;
- Sistemas híbridos de geração eólica e solar, que utilizem o armazenamento da energia em baterias e controladores de carga.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Janeiro de 2010.

ACKERMANN, T., G. ANDERSSON, e L SÖDER. **Distributed generation: a definition**. *Electric Power Systems Research*. 2001. 195-204.

ALMEIDA, André Luiz Vitorino. **Ajuste e Coordenação de Reles de Sobrecorrente**. Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.

ANEEL. **ESQUEMÁTICO DE TURBINA EÓLICA**. 2011. [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-Energia_Eolica\(3\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-Energia_Eolica(3).pdf).

BARROS, R. W. **Avaliação Experimental de Motores Stirling Utilizando Biomassa como Combustível**. Universidade Federal de Itajubá, 2003.

BECKWITH ELECTRIC. **M-3425 Protección de generador**. Florida, 1998. 234 p.

BRITO, M. P. **Geração Distribuída: critérios e impactos na rede elétrica**. *Trabalho de Conclusão de Curso*. Vitória, ES: Universidade Federal do Espírito Santo, 2007.

CAMILO, L, J. C. CEBRIAN, e KAGAN. **Impacto da geração distribuída nos consumidores submetidos a variações de tensão de curta duração**. Belém, Pará: VI SBQEE SEMINÁRIO BRASILEIRO SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, 2005. 791-794.

CARDOSO, Rafael Joca. **Simulação da proteção de aerogerador sob Regime de afundamento de tensão com a Ferramenta computacional PSCAD**. *Trabalho de conclusão de curso*. . Universidade Federal do Ceará, 2010.

CCE - Centro para Conservação de Energia. **Guia Técnico do Biogás**. Junho de 2000.

CELESC. **Requisitos gerais para conexão de autoprodutor e produtor independente de energia à rede da CELESC**. 2006.

CEPEL. **ENERGIA EÓLICA, PRINCÍPIOS E TECNOLOGIA.**
http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_eolica_e-book.pdf (acesso em 1 de Maio de 2011).

CIGRÉ (Final Report of Working Group 37-23). **Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system.** 1998.

COGO, João Roberto. **Análise da Qualidade da Tensão em Sistemas Elétricos.** *Apostila.* Escola Federal de Itajubá, 1996.

Commission Electrotechnique Internationale. **IEC 60050.** 1990.
<http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=161-08-05> (acesso em 12 de Maio de 2011).

COPEL. **NTC 905100 - Manual de Acesso de Geração Distribuída ao Sistema da COPEL.** Dezembro de 2010.

_____. **NTC 910020 - Transformadores de distribuição: Aplicação em Instalações de unidades Consumidoras.** Setembro de 2008.

_____. **NTC 903100 - Fornecimento em tensão primária de distribuição.** Dezembro 2002.

_____. **NTC 810080 - Especificações técnicas para transformadores de potência 34,5/13,8 kV e reatores trifásicos de aterramento 15 kV.** Dezembro de 2011.

CPFL. **Ligação de Autoprodutores em paralelo com o sistema de distribuição da CPFL - 15kV.** 2011.

DIAS TAVARES, Maria Cristina, Paulo GUIDETTI CAMPOS, e Paulo. PRADO. **Guia Resumido do ATP – Alternative Transient Program.** Unicamp, 2003.

DINIZ, J. H., A. M. CARVALHO, e D. M. R. BARROS. **Geração distribuída: conceitos, tecnologias e perspectivas.** *Eletricidade Moderna*, n. 231 (Abril 2004): 66-79.

DONADON, Antonio Roberto. **Proposta de norma de conexão de fontes de geração distribuída à rede de baixa tensão da concessionária.** *Mestrado.* UNICAMP, 2010.

FERNANDES, Nuno Ricardo G. D. **Impacto da Ligação de Geradores Eólicos na Rede de Distribuição**. Universidade Técnica de Lisboa, 2010.

FRANCO, Edgard. **Harmônicos Qualidade de Energia - Causas, Efeitos e Soluções**. 2007.

GOMES, P. et al. **Geração Distribuída: Vantagens, problemas e perspectivas**. Foz do Iguaçu, Paraná: XV SNTPEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 1999.

IEEE. **Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality 1159**. 1995.

_____. **Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems 519**. 1992.

_____. **Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems 1547**. 2003.

LA FARGE, B. **Le biogaz. Procédés de fermentation méthanique**. Paris: Masson, 1979.

LINO, M. A. B. **Proteção da interconexão de um gerador distribuído com o sistema de Distribuição de energia elétrica**. *Trabalho de Conclusão de Curso*. São Carlos: Universidade de São Paulo, 2007.

LOPES, J A P. **Avanços em produções distribuída - A experiência Européia**. Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Abril de 2004.

MAHAT, Zhe Chen Pukar, e Birgitte BAK-JENSEN. **Review of Islanding Detection Methods for Distributed Generation**. 2008.

MALFA, ENRICO. **ABB on Sustainable Energy Markets**. Università di Brescia, 2002.

MAMEDE, J.F. **Manual de Equipamentos Elétricos**. Aparecida: Santuário, 2005.

NASCIMENTO, C. A. M., e T. M. SIQUEIRA. **Uma contribuição para validação do ATP para análise de problemas relacionados à qualidade de energia elétrica.** *Projeto Final de Curso.* Universidade de Brasília, 2006.

NASCIMENTO, Cássio Araújo. **Princípio de Funcionamento da Célula Fotovoltaica.** 2004: Universidade Federal de Lavras.

NOGUEIRA, L. A. H., e E. E. S. LORA. **Dendroenergia Fundamentos e Aplicações.** Rio de Janeiro: Interciência, 2003.

PAREDES, A. E. R. O. **Integração de sistemas de supervisão, proteção e automação de subestações de energia elétrica.** Universidade Federal de Itajubá, 2002.

PLANALTO. Leis e Decretos. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>> Acesso em: 28 maio 2011.

PUIG, TIAGO CARRIL e NETO, ERASTO A. FRANCO. **Motores Stirling.** Unicamp.

RIBEIRO, P., F. FERREIRA, e F. MEDEIROS. **Geração distribuída e impacto na qualidade de energia.** Belém, Pará: VI SBQEE SEMINÁRIO BRASILEIRO SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, 2005.

RICCIARDI, T. R. **Análise do impacto da proteção antiilhamento na estabilidade de geradores conectados via inversores.** UNICAMP, Setembro de 2010.

RUFATO JUNIOR, ELOI. **Viabilidade técnica e econômica da modernização do sistema de proteção da distribuição.** *Dissertação para obtenção do título de Mestre em Engenharia.* Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2006.

SALLES, M. B. C. **Modelagem e análises de geradores eólicos de velocidade variável conectados em sistemas de energia elétrica.** *Tese de Doutorado.* USP, 2009.

SCHWEITZER Engineering Laboratories, Comercial Ltda. **Tabela ANSI.** Disponível em: <http://www.selinc.com.br/tab_ansi.htm>. Acesso em: 14 set. 2011.

SELCO. **Função ROCOF ou df/dt .** Disponível em <http://www.selconet.com.br/selco/> Acessado em 21/09/11.

SIEMENS. **Proteção Multifunção de Máquina 7UM62 - Siprotec**. 2010.

SILVA FILHO, Armando. **Análise regulatória das condições de interconexão da geração distribuída: requisitos para os procedimentos de distribuição**. Mestrado. Universidade Federal de Itajubá, 2005.

SILVA LORA, Electo Eduardo, e Jamil HADDAD. **Geração distribuída – Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

SILVA, Selênio R. **Variações e Flutuações de Tensão: Caracterização das VTCD's**. *apostila do curso*. UFMG, 2007.

SOUZA, M. P.M. **Coordenação e proteção de um sistema elétrico de potência interligado utilizando relés de sobrecorrente e de distância**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.

TONINI, A. M., e D. N. SCHETTINO. **MATLAB para Engenharia**. *Curso de extensão*. Centro Universitário de Belo Horizonte, 2002.

TURKSON, W, e N WOHLGEMUTH. **Power Sector Reforms and Distributed Generation in sub-Saharan Africa**. 2001.

UL. **Inverters, converters, controllers and interconnection system equipment for use with distributed energy resources** 1742. 2003.

Varixx Indústria Eletrônica Catálogo de controlador de potência por PWM ou ângulo de fase. Disponível em:
< <http://www.varixx.com.br/download.aspx?idContent=538&attribute> > acesso em 03 de dez. de 2011.

VIANA FILHO, Josemar de Sousa. **Coordenação e seletividade da proteção elétrica do terminal portuário do PECÉM com a entrada da carga da correia transportadora**. Universidade Federal do Ceará , 2010.

VIEIRA, J.C.M, Walmir FREITAS, Diogo SALLES, e André FRANÇA. **Um método prático para a definição dos ajustes de relés baseados em medidas de frequência usados para detecção de ilhamento de geração distribuída**. UNICAMP, 2008.

ZANIRATO, Eduardo. **Modernização das funções seletividade lógica e falha do disjuntor com a utilização da norma IEC-61850 (Mensagens GOOSE) - Caso real.** SEL – Schweitzer Engineering Laboratories, Comercial Ltda.

ZAREH, A. **Motores a Gás.** Lubrificação. Rio de Janeiro, 1998.

WOODWARD SEG GmbH. **XG2 – Generator-/Mains monitor (Catálogo).** Disponível em: < <http://www.dsf-technologies.com/upload/proddocspdf>>. Acesso em: 10 dez. 2011.

_____. **XRN2 – Generator-/Mains monitor (Catálogo).** Disponível em: < <http://www.dsf-technologies.com/upload/proddocspdf>>. Acesso em: 10 dez. 2011.