



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Mozart Ferreira Braga Junior

Impacto da Geração Distribuída na Proteção de Sistema de Distribuição

Itajubá, Setembro de 2017



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Mozart Ferreira Braga Junior

Impacto da Geração Distribuída na Proteção de Sistema de Distribuição

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.**

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência
Orientador: Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho

Itajubá, Setembro de 2017.

DEDICATÓRIA

À Deus, pela infinita graça de poder me conceder a capacidade e força nos momentos difíceis para concluir este trabalho.

À minha amada esposa, Brunna, pelo incentivo, carinho, apoio e compreensão em todos os momentos da minha vida.

AGRADECIMENTOS

A Deus, que na sua infinita bondade, pôde conceder-me saúde, sabedoria e conhecimento iluminando meus passos para que este objetivo fosse plenamente alcançado.

A minha querida e amada esposa Brunna, pelo companheirismo, incentivo, paciência e compreensão sendo sempre meu porto seguro.

A minha mãe Maria Aparecida, formadora do meu caráter, alicerce da minha formação, sempre zelosa e dedicada.

As minhas irmãs Rogéria, Roberta e Monalisa, que estiveram sempre presentes na minha vida, no meu coração. Em especial aos meus cunhados e queridos sobrinhos Miguel, Mariana e Maria Fernanda.

Ao grande mestre, amigo e orientador, José Maria, pela dedicação, profissionalismo e incentivador deste trabalho.

A todos os mestres da UNIFEI e colegas que convivi durante o curso de especialização (CEPSE 2013) que tornaram esta tarefa enriquecedora, compartilhando conhecimentos teóricos e práticos e criando laços de amizade.

Aos meus companheiros de pesquisa e colegas de trabalho na CEMIG, Luís Antônio Felber e Jailson Nascimento pelo incentivo, apoio e aprendizado.

Aos meus coordenadores e supervisores da CEMIG Distribuição, que foram grandes incentivadores, dando todo apoio e suporte técnico, acreditando e investindo neste trabalho.



SUMÁRIO

DEDICATÓRIA.....	III
AGRADECIMENTOS.....	IV
SUMÁRIO.....	V
LISTA DE FIGURAS.....	VIII
LISTA DE TABELAS.....	X
LISTA DE GRÁFICOS.....	XI
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....	XII
RESUMO.....	XV
ABSTRACT.....	XVI
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO.....	1
1.2. ESTADO DA ARTE.....	2
1.3. OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO	8
1.4. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	8
2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO SEM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	11
2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	11
2.2. O SISTEMA DE PROTEÇÃO EM UM ALIMENTADOR DE DISTRIBUIÇÃO CONVENCIONAL	11
2.3. COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE – CONCEITOS.....	13
2.4. TIPOS DE FALTAS E CURTO-CIRCUITO.....	15
2.5. FUNÇÕES DE PROTEÇÃO.....	17
2.6. EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	18
2.6.1. CHAVE FUSÍVEL/ELO FUSÍVEL	18
2.6.2. DISJUNTORES E RELÉS	21
2.6.3. RELIGADORES	24
2.6.4. SECCIONALIZADORES.....	32
2.6.5. TRIP SAVER.....	35
2.7. POLÍTICAS DE RELIGAMENTOS AUTOMÁTICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO	36
2.8. CONSIDERAÇÕES FINAIS	37
3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	41
3.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	41
3.2. NORMATIZAÇÃO BRASILEIRA PARA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	41
3.3. FORMAS DE CONEXÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA À REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	43
3.4. SISTEMA DE PROTEÇÃO DE UM ALIMENTADOR DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.	45



3.5.	POLÍTICA DE RELIGAMENTOS AUTOMÁTICOS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO SÍNCRONA E NÃO SÍNCRONA.	47
3.6.	IMPACTOS DA GD NOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO E FLUXO DE POTÊNCIA.	48
3.7.	PRINCIPAIS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO EXIGIDAS PELAS CONCESSIONÁRIAS PARA CONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.	51
3.8.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	55
4.	ESTUDO DE CASO – CGH MONTE VERDE	57
4.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	57
4.2.	DADOS FÍSICOS DO ALIMENTADOR JFAU 08	57
4.3.	A CONEXÃO DA CGH MONTE VERDE NO ALIMENTADOR JFAU 08	61
4.4.	MODELAGEM E SIMULAÇÕES DO ALIMENTADOR JFAU 08 E CGH MONTE VERDE.....	64
4.4.1.	SIMULAÇÃO DO ALIMENTADOR JFAU 08 SEM CONEXÃO DA CGH MONTE VERDE	66
4.4.2.	SIMULAÇÃO DO ALIMENTADOR JFAU 08 COM CONEXÃO DA CGH MONTE VERDE.....	70
4.5.	IMPACTOS NA PROTEÇÃO APÓS A CONEXÃO DA CGH MONTE VERDE.....	74
4.6.	SOLUÇÕES E MELHORIAS PROPOSTAS PARA MITIGAR OS PROBLEMAS ENCONTRADOS.....	75
4.7.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	80
5.	ESTUDO DE CASO – PCH ILHÉUS E LAVRAS.....	82
5.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	82
5.2.	DADOS FÍSICOS DO ALIMENTADOR BCAD 209	82
5.3.	A CONEXÃO DA PCH ILHÉUS E LAVRAS NO ALIMENTADOR BCAD 209	86
5.4.	MODELAGEM E SIMULAÇÕES DO ALIMENTADOR BCAD 209 E PCH ILHÉUS E LAVRAS.....	89
5.4.1.	SIMULAÇÃO DO ALIMENTADOR BCAD 209 SEM CONEXÃO DA PCH ILHÉUS E LAVRAS	90
5.4.2.	SIMULAÇÃO DO ALIMENTADOR BCAD 209 COM CONEXÃO DA PCH ILHÉUS E LAVRAS.....	95
5.5.	IMPACTOS NA PROTEÇÃO APÓS A CONEXÃO DA PCH ILHÉUS E LAVRAS	101
5.6.	SOLUÇÕES E MELHORIAS PROPOSTAS PARA MITIGAR OS PROBLEMAS ENCONTRADOS.....	103
5.7.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	104
6.	ESTUDO DE CASO – PCT BIOGÁS.....	105
6.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	105
6.2.	DADOS FÍSICOS DO ALIMENTADOR JFAU 09	105
6.3.	A CONEXÃO DA PCT BIOGÁS NO ALIMENTADOR JFAU 09.....	109
6.4.	MODELAGEM E SIMULAÇÕES DO ALIMENTADOR JFAU 09 E PCT BIOGÁS	112
6.4.1.	SIMULAÇÃO DO ALIMENTADOR JFAU 09 SEM CONEXÃO DA PCT BIOGÁS	114
6.4.2.	SIMULAÇÃO DO ALIMENTADOR JFAU 09 COM CONEXÃO DA PCT BIOGÁS	118
6.5.	IMPACTOS NA PROTEÇÃO APÓS A CONEXÃO DA PCT BIOGÁS	122
6.6.	SOLUÇÕES E MELHORIAS PROPOSTAS PARA MITIGAR OS PROBLEMAS ENCONTRADOS.....	123
6.7.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	126
7.	ESTUDO DE CASO – USF MINEIRÃO	128
7.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	128
7.2.	DADOS FÍSICOS DO ALIMENTADOR BHMR 27.....	128
7.3.	A CONEXÃO DA USF MINEIRÃO NO ALIMENTADOR BHMR 27	131



7.4.	MODELAGEM E SIMULAÇÕES DO ALIMENTADOR BHMR 27 E USF MINEIRÃO.....	134
7.4.1.	SIMULAÇÃO DO ALIMENTADOR BHMR 27 SEM CONEXÃO DA USF MINEIRÃO.....	135
7.4.2.	SIMULAÇÃO DO ALIMENTADOR BHMR 27 COM CONEXÃO DA USF MINEIRÃO.....	138
7.5.	IMPACTOS NA PROTEÇÃO APÓS A CONEXÃO DA USF MINEIRÃO.....	144
7.6.	SOLUÇÕES E MELHORIAS PROPOSTAS PARA MITIGAR OS PROBLEMAS ENCONTRADOS.....	144
7.7.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	145
8.	CONCLUSÕES.....	146
8.1.	CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES.....	146
8.2.	PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS.....	148
8.3.	ARTIGOS PUBLICADOS.....	149
	REFERÊNCIAS.....	150



LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1 – EQUIPAMENTO PROTETOR E EQUIPAMENTO PROTEGIDO (CPFL, 2003).....	15
FIGURA 2.2 – DELIMITAÇÃO DAS ZONAS DE PROTEÇÃO EM UM SISTEMA DE POTÊNCIA (CPFL, 2003).	18
FIGURA 2.3 – CHAVE FUSÍVEL 100A – 10 kA	19
FIGURA 2.4 – ELO FUSÍVEL TIPO 1H.	20
FIGURA 2.5 – ELOS FUSÍVEIS TIPO K E T (NOTAS DE AULAS – CEPSE, 2013).	21
FIGURA 2.6 – LIGAÇÃO DOS TCS E RELÉS DE FASE E TERRA (CPFL, 2003).	22
FIGURA 2.7 – CURVAS: NORMALMENTE INVERSA NI, MUITO INVERSA MI E EXTREMAMENTE INVERSA EI (CPFL, 2003).	22
FIGURA 2.8 – SELETIVIDADE ENTRE CURVAS DE RELÉS E ELOS FUSÍVEIS (CPFL, 2003).....	24
FIGURA 2.9 – RELIGADOR MONOFÁSICO V4H (CEMIG, 2007).....	25
FIGURA 2.10 – RELIGADOR TRIFÁSICO MICROPROCESSADO (CEMIG, 2007).....	26
FIGURA 2.11 – CONTROLE HIDRÁULICO DE UM RELIGADOR TRIFÁSICO KF (CEMIG, 2007).....	26
FIGURA 2.12 – CONTROLE MICROPROCESSADO DE UM RELIGADOR TRIFÁSICO (CEMIG, 2007).....	27
FIGURA 2.13 – IDENTIFICAÇÃO ENTRE AS ZONAS DE PROTEÇÃO DO RELÉ E DO RELIGADOR (NOTAS DE AULA CEPSE, 2013).	28
FIGURA 2.14 – CRITÉRIOS DE SELETIVIDADE ENTRE RELÉ X RELIGADOR (NOTAS DE AULA CEPSE, 2013).....	28
FIGURA 2.15 – RELIGADOR NA SAÍDA DO ALIMENTADOR E ELO FUSÍVEL DO LADO CARGA (CPFL, 2003).....	31
FIGURA 2.16 – COORDENOGRAMA: RELIGADOR X ELO FUSÍVEL (CPFL, 2003).....	31
FIGURA 2.17 – RELIGADORES NA SAÍDA DO ALIMENTADOR, NA SE E NO TRONCO, COM ELOS FUSÍVEIS A JUSANTE (CPFL, 2003).	32
FIGURA 2.18 – SECCIONALIZADOR MONOFÁSICO (CEMIG, 2007).	33
FIGURA 2.19 – SECCIONALIZADOR TRIFÁSICO GN3EB (CEMIG, 2007).	33
FIGURA 2.20 – SEQUÊNCIA DE ABERTURA DE UM SECCIONALIZADOR (CEMIG, 2007).	34
FIGURA 2.21 – TRIP SAVER (S&C ELECTRIC COMPANY, 2016).....	36
FIGURA 3.1 – ETAPAS DE ACESSO DE CENTRAIS GERADORAS AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO (CEMIG, 2011).	43
FIGURA 3.2 – CONEXÃO DA GD ATRAVÉS DE ALIMENTADOR EXCLUSIVO UTILIZANDO DISJUNTOR NO TERMINAL DA CONCESSIONÁRIA E NO TERMINAL DO ACESSANTE (LUIZ, 2012).	46
FIGURA 3.3 – CONEXÃO DA GD ATRAVÉS DE ALIMENTADOR EXISTENTE COM RELIGADOR INSTALADO NO PONTO DE CONEXÃO DO ACESSANTE (LUIZ, 2012).	47
FIGURA 3.4 – AUMENTO DO NÍVEL DE CURTO-CIRCUITO EM FUNÇÃO DAS CONTRIBUIÇÕES DA GD (LUIZ, 2012).	50
FIGURA 3.5 – ESQUEMA DE CONEXÃO DA GD COM A DISTRIBUIDORA (LUIZ, 2012).....	51
FIGURA 4.1 – DIAGRAMA DO ALIMENTADOR JFAU 08 E A LOCALIZAÇÃO DA CGH MONTE VERDE (CEMIG, 2013).	58
FIGURA 4.2 – CURVA DE CARGA TÍPICA DIÁRIA DO ALIMENTADOR JFAU 08 (CEMIG, 2013).	61
FIGURA 4.3 – CURVA TÍPICA DE GERAÇÃO DA CGH MONTE VERDE (CEMIG, 2013).	63
FIGURA 4.4 – DIAGRAMA UNIFILAR DO ALIMENTADOR JFAU 08 ENTRE A SE E A CGH MONTE VERDE (CEMIG, 2013).	64
FIGURA 4.5 – DIAGRAMA UNIFILAR DO ALIMENTADOR JFAU 08 E SEUS RELIGADORES (CEMIG, 2013).	65
FIGURA 4.6 – COORDENOGRAMA DE PROTEÇÃO DE FASE PARA AS FALTAS F1, F2 E F3.	67
FIGURA 4.7 – COORDENOGRAMA DE PROTEÇÃO DE TERRA PARA AS FALTAS F1, F2 E F3.	69
FIGURA 4.8 – COORDENOGRAMA DE PROTEÇÃO DE FASE PARA AS FALTAS F1, F2 E F3.	71
FIGURA 4.9 – COORDENOGRAMA DE PROTEÇÃO DE TERRA PARA AS FALTAS F1, F2 E F3.	73
FIGURA 4.10 – DIAGRAMA OPERACIONAL DO ELEMENTO DIRECIONAL (NOJA, 2010).....	76
FIGURA 4.11 – COORDENOGRAMA DE PROTEÇÃO DE TERRA. ELOS PREFERENCIAIS TIPO T.....	78
FIGURA 4.12 – COORDENOGRAMA DE PROTEÇÃO DE TERRA. ELOS PREFERENCIAIS E NÃO-PREFERENCIAIS TIPO K E T.....	79
FIGURA 5.1 – REPRESENTAÇÃO DO ALIMENTADOR BCAD 209 E A LOCALIZAÇÃO DA PCH ILHÉUS E LAVRAS (CEMIG, 2011).....	83
FIGURA 5.2 – CURVA DE CARGA TÍPICA DIÁRIA DO ALIMENTADOR BCAD 209 (CEMIG, 2011).	86
FIGURA 5.3 – CURVA TÍPICA DE GERAÇÃO DA PCH ILHÉUS E LAVRAS (CEMIG, 2011).	88
FIGURA 5.4 – DIAGRAMA UNIFILAR DO ALIMENTADOR BCAD 209 ENTRE A SE E A PCH ILHÉUS E LAVRAS (CEMIG, 2011).	89
FIGURA 5.5 – DIAGRAMA UNIFILAR DO ALIMENTADOR BCAD 209 E SEUS RELIGADORES (CEMIG, 2011).	89
FIGURA 5.6 – COORDENOGRAMA DE PROTEÇÃO DE FASE PARA AS FALTAS F1, F2, F3 E F4.....	92
FIGURA 5.7 – COORDENOGRAMA DE PROTEÇÃO DE TERRA PARA AS FALTAS F1, F2, F3 E F4.....	94
FIGURA 5.8 – COORDENOGRAMA DE PROTEÇÃO DE FASE PARA AS FALTAS F1, F2, F3 E F4.....	97
FIGURA 5.9 – COORDENOGRAMA DE PROTEÇÃO DE TERRA PARA AS FALTAS F1, F2, F3 E F4.....	100
FIGURA 6.1 – REPRESENTAÇÃO DO ALIMENTADOR JFAU 09 E A LOCALIZAÇÃO DA PCT BIOGÁS (CEMIG, 2013).....	106
FIGURA 6.2 – CURVA DE CARGA TÍPICA DIÁRIA DO ALIMENTADOR JFAU 09 (CEMIG, 2013).	108
FIGURA 6.3 – FUNCIONAMENTO DE UMA CENTRAL DE BIOGÁS PARA GERAÇÃO DE ENRGIA ELÉTRICA (CREA-SC, 2017).....	109



FIGURA 6.4 – CURVA TÍPICA DE GERAÇÃO DA PCT BIOGÁS (CEMIG, 2013).	111
FIGURA 6.5 – DIAGRAMA UNIFILAR DO ALIMENTADOR JFAU 09 ENTRE A SE E A PCT BIOGÁS (CEMIG, 2013).	112
FIGURA 6.6 – DIAGRAMA UNIFILAR DO ALIMENTADOR JFAU 09 E SEUS RELIGADORES (CEMIG, 2013).	113
FIGURA 6.7 – COORDENOGRAMA DE PROTEÇÃO DE FASE PARA AS FALTAS F1, F2 E F3.	115
FIGURA 6.8 – COORDENOGRAMA DE PROTEÇÃO DE TERRA PARA AS FALTAS F1, F2 E F3.	117
FIGURA 6.9 – COORDENOGRAMA DE PROTEÇÃO DE FASE PARA AS FALTAS F1, F2 E F3.	119
FIGURA 6.10 – COORDENOGRAMA DE PROTEÇÃO DE TERRA PARA AS FALTAS F1, F2 E F3.	121
FIGURA 6.11 – CABINE DE CONTROLE DE RELIGADOR MICROPROCESSADO (NOJA, 2017).	124
FIGURA 7.1 – REPRESENTAÇÃO DO ALIMENTADOR BHMR 27 E A LOCALIZAÇÃO DA USF MINEIRÃO (CEMIG, 2013).	129
FIGURA 7.2 – CURVA DE CARGA TÍPICA DIÁRIA DO ALIMENTADOR BHMR 27 (CEMIG, 2013).	131
FIGURA 7.3 – ESQUEMA DE FUNCIONAMENTO DA USF MINEIRÃO (CEMIG, 2013).	132
FIGURA 7.4 – DIAGRAMA UNIFILAR DO ALIMENTADOR BHMR 27 ENTRE A SE E A USF MINEIRÃO (CEMIG, 2013).	134
FIGURA 7.5 – DIAGRAMA UNIFILAR DO ALIMENTADOR BHMR 27 E O PONTO DE CONEXÃO (CEMIG, 2013).	135
FIGURA 7.6 – COORDENOGRAMA DE PROTEÇÃO DE FASE PARA AS FALTAS F1 E F2.	136
FIGURA 7.7 – COORDENOGRAMA DE PROTEÇÃO DE TERRA PARA AS FALTAS F1 E F2.	137
FIGURA 7.8 – COORDENOGRAMA DE PROTEÇÃO DE FASE PARA AS FALTAS F1 E F2.	141
FIGURA 7.9 – COORDENOGRAMA DE PROTEÇÃO DE TERRA PARA AS FALTAS F1 E F2.	143



LISTA DE TABELAS

TABELA 2.1 – ESTATÍSTICAS DE FALTAS POR TIPO (CAMINHA, 1977).	15
TABELA 2.2 – PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIAS DE FALTAS POR TIPO (CAMINHA, 1977).	16
TABELA 2.3 – CAUSAS ORIGENS PARA AS FALTAS NO SISTEMA ELÉTRICO (CAMINHA, 1977).	16
TABELA 2.4 – ELOS FUSÍVEIS TIPO H, K E T (ABNT NBR 7282, 2011).	20
TABELA 2.5 - VALORES DE K ASSOCIADOS AO NÚMERO DE OPERAÇÕES RÁPIDAS DO RELIGADOR (GIGUER, 1998).	30
TABELA 3.1 – PROTEÇÕES EXIGIDAS PELAS CONCESSIONÁRIAS NAS INSTALAÇÕES DA GD (LUIZ, 2012).	52
TABELA 3.2 – PROTEÇÕES EXIGIDAS PELAS CONCESSIONÁRIAS NO PONTO DE CONEXÃO DA GD (LUIZ, 2012).	54
TABELA 4.1 – DADOS FÍSICOS DO ALIMENTADOR JFAU 08 (CEMIG, 2013).	58
TABELA 4.2 – DADOS DE MEDIÇÃO DO ALIMENTADOR JFAU 08 (CEMIG, 2013).	58
TABELA 4.3 – DADOS DOS RELÉS DE FASE E TERRA DO DISJUNTOR SE JFAU 08	59
TABELA 4.4 – DADOS DOS RELIGADORES INSTALADOS NO ALIMENTADOR JFAU 08	60
TABELA 4.5 – RELIGAMENTOS AUTOMÁTICOS DOS EQUIPAMENTOS INSTALADOS NO ALIMENTADOR JFAU 08	60
TABELA 4.6 – DADOS DOS GERADORES DA CGH MONTE VERDE (CEMIG, 2013).	62
TABELA 4.7 – DADOS DO TRANSFORMADOR DE CONEXÃO DA CGH MONTE VERDE (CEMIG, 2013).	62
TABELA 4.8 – NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO DO ALIMENTADOR JFAU 08 (CEMIG, 2013).	63
TABELA 4.9 – INTERRUPÇÕES ACIDENTAIS NO ALIMENTADOR JFAU 08	65
TABELA 4.10 – VALORES DE CURTO-CIRCUITO PARA AS FALTAS APLICADAS NO ALIMENTADOR JFAU 08 SEM A PRESENÇA DA GD.....	66
TABELA 4.11 – CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO PARA AS FALTAS APLICADAS NO ALIMENTADOR JFAU 08 COM A PRESENÇA DA GD.	70
TABELA 4.12 – CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA PARA AS FALTAS APLICADAS NO ALIMENTADOR JFAU 08 COM A PRESENÇA DA GD. ...	72
TABELA 5.1 – DADOS FÍSICOS DO ALIMENTADOR BCAD 209 (CEMIG, 2011).	83
TABELA 5.2 – DADOS DE MEDIÇÃO DO ALIMENTADOR BCAD 209 (CEMIG, 2011).	84
TABELA 5.3 – DADOS DE PROTEÇÃO DE FASE E TERRA DO RELIGADOR SE BCAD 209.	84
TABELA 5.4 – DADOS DOS RELIGADORES INSTALADOS NO ALIMENTADOR BCAD 209.	85
TABELA 5.5 – RELIGAMENTOS AUTOMÁTICOS DOS EQUIPAMENTOS INSTALADOS NO ALIMENTADOR BCAD 209.	85
TABELA 5.6 – DADOS DOS GERADORES DA PCH ILHÉUS (CEMIG, 2011).	87
TABELA 5.7 – DADOS DO GERADOR DA PCH LAVRAS (CEMIG, 2011).	87
TABELA 5.8 - DADOS DO TRANSFORMADOR DE CONEXÃO DA PCH ILHÉUS (CEMIG, 2011).	87
TABELA 5.9 – NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO DO ALIMENTADOR BCAD 209 (CEMIG, 2013).	88
TABELA 5.10 – INTERRUPÇÕES ACIDENTAIS NO ALIMENTADOR BCAD 209.....	90
TABELA 5.11 – VALORES DE CURTO-CIRCUITO PARA AS FALTAS APLICADAS NO ALIMENTADOR BCAD209 SEM A PRESENÇA DA GD. .	91
TABELA 5.12 – CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO PARA AS FALTAS APLICADAS NO ALIMENTADOR BCAD209 COM A PRESENÇA DA GD. ...	96
TABELA 5.13 – CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA PARA AS FALTAS APLICADAS NO ALIMENTADOR BCAD209 COM A PRESENÇA DA GD..	99
TABELA 6.1 – DADOS FÍSICOS DO ALIMENTADOR JFAU 09 (CEMIG, 2013).	106
TABELA 6.2 – DADOS DE MEDIÇÃO DO ALIMENTADOR JFAU 09 (CEMIG, 2013).	107
TABELA 6.3 – DADOS DE PROTEÇÃO DE FASE E TERRA DO DISJUNTOR SE JFAU 09.	107
TABELA 6.4 – DADOS DOS RELIGADORES INSTALADOS NO ALIMENTADOR JFAU 09.	107
TABELA 6.5 – RELIGAMENTOS AUTOMÁTICOS DOS EQUIPAMENTOS INSTALADOS NO ALIMENTADOR JFAU 09.	108
TABELA 6.6 – DADOS DOS GERADORES DA PCT BIOGÁS (CEMIG, 2013).	110
TABELA 6.7 - DADOS DO TRANSFORMADOR DE CONEXÃO DA PCT BIOGÁS (CEMIG, 2013).	110
TABELA 6.8 – NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO DO ALIMENTADOR JFAU 09 (CEMIG, 2013).	111
TABELA 6.9 – INTERRUPÇÕES ACIDENTAIS NO ALIMENTADOR JFAU 09.....	113
TABELA 6.10 – VALORES DE CURTO-CIRCUITO PARA AS FALTAS APLICADAS NO ALIMENTADOR JFAU 09 SEM A PRESENÇA DA GD...	114
TABELA 6.11 – CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO PARA AS FALTAS APLICADAS NO ALIMENTADOR JFAU 09 COM A PRESENÇA DA GD. ...	118
TABELA 6.12 – CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA PARA AS FALTAS APLICADAS NO ALIMENTADOR JFAU 09 COM A PRESENÇA DA GD..	120
TABELA 6.13 – AJUSTES DE PROTEÇÃO DE FASE E TERRA DO RELIGADOR 316609.	125
TABELA 7.1 – DADOS FÍSICOS DO ALIMENTADOR BHMR 27 (CEMIG, 2013).	128
TABELA 7.2 – DADOS DE MEDIÇÃO DO ALIMENTADOR BHMR 27 (CEMIG, 2013).	129
TABELA 7.3 – DADOS DE PROTEÇÃO DE FASE E TERRA DO DISJUNTOR SE BHMR 27.....	130
TABELA 7.4 – DADOS DO RELIGADOR INSTALADO NO ALIMENTADOR BHMR 27.....	130
TABELA 7.5 – DADOS DOS INVERSORES DA USF MINEIRÃO (CEMIG, 2013).	133
TABELA 7.6 - DADOS DOS TRANSFORMADORES DE CONEXÃO DA USF MINEIRÃO (CEMIG, 2013).	133
TABELA 7.7 – NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO DO ALIMENTADOR BHMR 27 (CEMIG, 2013).	133



TABELA 7.8 – VALORES DE CURTO-CIRCUITO PARA AS FALTAS APLICADAS NO ALIMENTADOR BHMR 27 SEM A PRESENÇA DA GD. . 135
TABELA 7.9 – CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO PARA AS FALTAS APLICADAS NO ALIMENTADOR BHMR 27 COM A PRESENÇA DA GD. ... 140
TABELA 7.10 – CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA PARA AS FALTAS APLICADAS NO ALIMENTADOR BHMR 27 COM A PRESENÇA DA GD.142



LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 2.1 – INDICADORES DE CONTINUIDADE DA CEMIG (ANEEL, 2016).....	38
GRÁFICO 2.2 – INDICADORES INDIVIDUAIS DE CONTINUIDADE DA CEMIG (ANEEL, 2016).....	39



LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT NBR	Associação Brasileira de Normas Técnicas – Norma Brasileira
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CBA	Congresso Brasileiro de Automática
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CGH	Central Geradora Hidroelétrica
COPPE	Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
DIT	Demais Instalações de Transmissão
<i>FCL</i>	<i>Fault Current Limited</i>
GD	Geração Distribuída
<i>IEC</i>	<i>International Electrotechnical Commission</i>
<i>IEEE</i>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
<i>MATLAB</i>	<i>Matrix Laboratory</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MT	Média Tensão
MUSD	Montante de Uso do Sistema de Distribuição
<i>NLP</i>	<i>Non-linear Programming</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
<i>PCI</i>	<i>Protection Coordination Index</i>
PCT	Pequena Central Térmica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição



PROINFRA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
<i>PSCAD</i>	<i>Power Systems Computer Aided Design</i>
RA	Religamento Automático
S.A.	Sociedade Anônima
SBSE	Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos
SE	Subestação de Energia
SE BCAD	Subestação de Energia Barbacena Dois
SE BHMR	Subestação de Energia Belo Horizonte Maracanã
SE JFAU	Subestação de Energia Juiz de Fora Um
<i>SFCL</i>	<i>Superconductor Fault Current Limiters</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistema de Medição de Faturamento
UFMG	Universidade Federal de Minas Gerais
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
UNIFEI	Universidade Federal de Itajubá
USF	Usina Solar Fotovoltaica



RESUMO

Atualmente, com a regulamentação e incentivos fiscais para inserção de fontes renováveis ao sistema de distribuição, as pequenas centrais geradoras, conhecidas por Geração Distribuída (GD) tem papel fundamental na matriz energética, contribuindo para aumentar a capacidade de geração e fornecimento de energia elétrica mais próximas das unidades consumidoras.

A liberação de créditos bancários aos produtores independentes proporcionou um avanço nos empreendimentos desta natureza, representando um grande desafio para as distribuidoras de energia elétrica para elaborar estudos de planejamento, proteção, operação e manutenção de suas redes, devido a migração de um sistema anteriormente radial e unidirecional para um sistema bidirecional.

Neste contexto, este trabalho tem como objetivo avaliar os impactos da conexão de geração distribuída nos sistemas de proteção de redes de distribuição, analisar as políticas de religamentos automáticos, as filosofias de proteção adotadas pelas concessionárias e propor soluções mitigadoras para os problemas identificados.

Como estudo de caso foram utilizados quatro alimentadores da CEMIG Distribuição S.A que possuem conexão com geração distribuída através de fontes hídricas, térmica a gás e fotovoltaica.

De posse dos resultados obtidos através destas simulações, foi possível vislumbrar e propor soluções para os problemas identificados destacando a implementação da função direcional de sobrecorrente no religador de conexão e grupos de ajustes em função da configuração operacional do sistema.

Palavras-Chave: geração distribuída, proteção, sistema de distribuição de energia elétrica.



ABSTRACT

The insertion of small power plants in the electrical distribution system known as Distributed Generation (GD) and its regulation have a fundamental role in the energy matrix, contributing to increase the electric power supply capacity and make it closer to the consumers.

In line with the current legislation, government incentives and the release of bank credits to independent producers provide a breakthrough in GD projects and represents a major challenge for the electric power distributors, as it requires a reshaping of operation, protection and maintenance of electrical distribution system. This is mainly due to the migration of unidirectional system to a bidirectional system.

In this context, the objective of this study is to evaluate the impacts of the distributed energy generation in distribution protection systems to analyze the equipment performance, automatic reclosing policies, protection philosophies applied by energy concessions and to propose alternative mitigating solutions focusing on minimizing these impacts.

As a case study, four feeders from CEMIG Distribuição S.A, which are connected to distributed generation through hydro, gas and fotovoltaic sources were analyzed.

With the obtained results through the simulations, it is possible to propose solutions and mitigating actions applied to the protection equipment. These solutions improves the performance of the electric system, and helps to preserve the appropriate limits of reliability and quality of electricity supply.

Keywords: distributed generation, distribution system protection.



1. INTRODUÇÃO

1.1. Contextualização

A matriz energética brasileira tem sido tema frequente em diversos fóruns de debates nestes últimos anos. Dificuldades em execução de obras do planejamento energético, o aumento dos efeitos climatológicos, como a escassez de chuvas em bacias hidrográficas estratégicas para o sistema, e a necessidade de se reduzir o uso de combustíveis fósseis para usinas termoeletricas, reforçam cada vez mais a necessidade de aumentar a participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira.

A geração distribuída (GD) através de fontes renováveis é um tema relevante que tem chamado a atenção de engenheiros eletricitas nos últimos anos. A presença dessas unidades de geração em sistemas de distribuição, embora com muitas vantagens e benefícios, deve ser considerada somente após a realização de estudos detalhados devido às suas complexidades em operação, controle e proteção de rede. Vale ressaltar que, as distribuidoras vêm enfrentando vários problemas que surgiram após a conexão das GDs impactando sobre a eficiência e qualidade do sistema de proteção da rede de distribuição existente.

A inserção destas novas fontes de energia na rede de distribuição, dependendo de sua localização, potência de geração e de curto-circuito, provoca impactos nos sistemas de proteção, visto que valores de curtos-circuitos em seus alimentadores alteram-se na presença de fontes externas, podendo afetar o desempenho, a seletividade e a sensibilidade das proteções instaladas em um modelo outrora radial e unidirecional.

Diante deste cenário, este trabalho dissertativo irá abordar casos reais de alimentadores de distribuição da CEMIG Distribuição S.A. onde foram conectadas pequenas centrais geradoras, cujas fontes primárias de energia empregadas são a hidráulica, térmica a gás e solar.

Serão apresentadas as metodologias de proteção utilizadas contra a perda de seletividade e coordenação entre religadores e elos fusíveis, além de aplicação de novas tecnologias, tais como a proteção adaptativa, inserção de grupos de ajustes e combinação entre modelos de elos fusíveis.



1.2. Estado da Arte

Esta seção apresenta algumas referências relevantes sobre o tema central da dissertação, impactos da geração distribuída nos sistemas de proteção de redes de distribuição. As referências serão apresentadas em ordem cronológica, com um breve resumo do conteúdo e suas conclusões. O principal objetivo desta seção é abordar os principais conceitos, tendências, ferramentas e metodologias aplicadas para esta finalidade.

O trabalho apresentado por (GIRGIS; BRAHMA, 2001) explora os efeitos produzidos por uma GD conectada a um sistema de distribuição radial, analisando os pares de dispositivos de proteção fusível-fusível e fusível-religador e relé-relé. Ao final, os autores concluíram que os dispositivos de proteção instalados a jusante da última GD poderão ser coordenados sem qualquer interferência, mesmo com o aumento das correntes de falta ocasionadas pela fonte externa. Entretanto, se os dispositivos de proteção virem a mesma corrente de falta, para uma falta a jusante ou a montante, a coordenação estará comprometida. Se os valores de corrente de falta forem diferentes para faltas a jusante ou montante, há uma margem de coordenação possível, independente da injeção de potência da GD.

O artigo proposto por (BRAHMA, 2002) apresenta o problema da descoordenação da proteção entre religadores e fusíveis com a penetração da GD em redes de distribuição usando gráficos ilustrativos de coordenação. Um sistema real é então analisado para encontrar novos requisitos de desempenho do religador para ser capaz de coordenar com o fusível na nova configuração do sistema. É ainda mostrado que religadores microprocessados são plenamente adequados para cumprir todos os requisitos de proteção. Um método para escolher as curvas de religadores para conseguir uma coordenação também é indicado. Finalmente, o sistema é simulado no software PSCAD® comprovando que as curvas de religadores escolhidas na análise mantêm perfeitamente o desempenho esperado do sistema em operação.

O artigo de (MAO; MIL, 2003) propõe a criação de algoritmo para alocação de chaves em locais onde permitem o isolamento de falhas para melhoria da confiabilidade de um alimentador de distribuição radial, contendo uma GD conectada a este sistema, sob a condição de falta. O problema de otimização multiobjetivo formulado pode ser aplicado a sistemas de distribuição desequilibrados, incluindo clientes prioritários e podendo considerar uma ou mais GDs conectadas a rede. Um sistema fictício de distribuição de 394 barras foi utilizado na simulação, considerando 4 objetivos (minimizar número de novas chaves instaladas, maximizar cargas prioritárias numa ilha, maximizar o total de cargas numa ilha e reduzir a quantidade de chaves operadas).



O artigo elaborado por (DE BRITTO, 2004) discute aspectos relacionados a ligação de geradores distribuídos em sistemas de distribuição radial e seus impactos sobre a coordenação de proteção. Um simulador, desenvolvido como parte de um projeto de pesquisa e desenvolvimento, facilita os estudos que deve preceder a instalação de geração distribuída. Este simulador estático tem um módulo para análise de fluxo de carga, outro para análise de faltas e para a verificação da coordenação da proteção, reproduzida numa interface gráfica. Um software específico foi utilizado para mostrar os possíveis efeitos da conexão de uma GD a um alimentador existente em termos de proteção e coordenação.

Neste outro artigo, (BRAHMA, 2004) explora o efeito da alta penetração da geração distribuída num sistema de distribuição, que consiste principalmente de religadores e fusíveis coordenados, sugerindo um esquema de proteção adaptativa como uma solução para os problemas identificados. Alguns resultados da execução desse esquema foram simulados em um alimentador de distribuição real. Após a ligação da geração distribuída, parte do sistema elétrico permanece alimentado por mais de uma fonte de geração, comprometendo a coordenação da proteção. Os impactos da GD dependem do seu tamanho, tipo e localização.

O artigo de (LU, 2007) estuda os efeitos da GD sobre um sistema de proteção convencional, analisando a coordenação entre relés. As conclusões encontradas pelos autores apresentam que: o problema da falta de coordenação causado pela presença de GD pode ser resolvido aplicando uma proteção de sobrecorrente inversa ou proteção direcional. Para uma falta a jusante da GD o tempo de operação será muito pequeno e para faltas a montante há possibilidade de ocorrer falha na operação em função da capacidade, quantidade e potência das GDs instaladas.

Neste trabalho proposto por (JAVADIAN; HAGHIFAM, 2008) apresenta um novo esquema de proteção capaz de simular gerações distribuídas conectadas a redes de distribuição. Essa nova abordagem foi concebida com base em sistemas de automação de distribuição, onde foi desenvolvido um esquema de proteção visando a identificação de possíveis pontos de falhas de coordenação, seletividade e autonomia na operação entre equipamentos. Como estudo de caso, o esquema proposto foi avaliado utilizando um software desenvolvido com base no MATLAB® em uma rede de distribuição real.

O artigo elaborado por (TAILOR; OSMAN, 2008) propõe um esquema de proteção baseado em um interruptor com comando eletrônico de alimentação. Este sistema garante a restauração da natureza radial original do sistema. Baseia-se no princípio de desligar a geração distribuída antes do religador ou qualquer um dos fusíveis que tiver a possibilidade de



operar. Pode se dizer que funciona como esquema anti-ilhamento. Através do software PSCAD® foram realizadas simulações para desenvolver um modelo de fusível com uma precisão suficiente onde a sua função protetora era uma parte desta pesquisa.

O artigo produzido por (CHEUNG, 2009) investiga detalhadamente alguns problemas de coordenação da proteção em alimentadores na presença de GD, tais como falhas em fusíveis, perda de proteção em alimentadores reconfigurados, perda de sensibilidade da proteção, ilhamento não intencional e descoordenações. Foram demonstradas as principais funções de proteção e suas aplicações, bem como utilizado modelo no MATLAB® Simulink para formular as questões pesquisadas, contabilizando os tempos de operação de cada elemento de proteção e as estratégias de eliminação da falta. Os modelos computacionais criados num ambiente de simulação validam a eficácia das estratégias adotadas para cada tipo de defeito pesquisado, porém sem muitos fundamentos práticos.

Neste outro artigo, proposto por (ASLINEZHAD; SADEGHZADEH; OLAMAEI, 2011) apresenta um método para diminuir os efeitos da GD sobre proteção dos sistemas de distribuição utilizando uma nova coordenação dos dispositivos de proteção através de limitadores de corrente – FCL®. A utilização do FCL® não traz nenhuma mudança no funcionamento do sistema em condições normais e em condições de falta. Neste estudo, este dispositivo é simulado através de uma rede em anel utilizando um software específico e após analisar os dispositivos de proteção e sua coordenação usando o algoritmo, uma proteção ideal é proposta através da utilização de FCL® na presença de GD.

O artigo apresentado por (NAIEM, 2012) propõe uma nova abordagem para estudar os impactos da penetração da geração distribuída em coordenação com os dispositivos de proteção de rede (religador-fusível). O estudo é baseado em um processo de avaliação de estado, verificando a coordenação do religador-fusível em condições de falta, de forma a orientar o operador do sistema de distribuição ao tomar uma decisão adequada. Em seguida, duas ações complementares são recomendadas como uma solução para diminuir os impactos da descoordenação de rede. A primeira ação procura identificar as melhores localizações para a conexão da GD, de modo a se obter os menores impactos na coordenação. A segunda ação baseia-se em alterar a configuração de rede de modo a minimizar os casos de descoordenação. A metodologia foi aplicada no alimentador de teste IEEE 37 nós usando o software MATLAB®.

A dissertação de mestrado de (LUIZ, 2012) apresenta como a conexão de GD tem sido feita no sistema de distribuição, as perturbações trazidas por essas conexões e as soluções e



exigências das concessionárias no sentido de tornar harmônica a convivência do sistema elétrico com esses novos agentes. Realiza um levantamento entre as principais empresas do setor elétrico no Brasil e em algumas empresas da Europa sobre as principais funções de proteção exigidas pelas concessionárias. Também é demonstrado os impactos ocasionados pela conexão dessas unidades de geração aos esquemas de proteção das distribuidoras, apresentando alguns resultados de estudos de caso, simulados através do software ASPEN®.

O artigo proposto por (GUTIERRES, 2012) apresenta uma revisão bibliográfica sobre o uso de diversas técnicas estudadas para evitar a perda da coordenação e seletividade entre religadores e elos fusíveis em sistemas de distribuição quando possuem conexão com geração distribuída. A substituição de religadores hidráulicos e elos fusíveis por dispositivos telecontrolados; a divisão do sistema de distribuição em zonas de proteção; desconexão de geradores distribuídos durante uma falta no sistema; determinação do ponto ótimo para a inserção da geração distribuída na rede; uso de limitadores de corrente e proteção adaptativa foram as principais técnicas apresentadas e debatidas no artigo. Em sua conclusão, os autores conseguiram proporcionar aos engenheiros de proteção um enriquecimento teórico sobre as técnicas de proteção, apresentando as principais soluções e inovações encontradas, evidenciando as vantagens e desvantagens.

No artigo de (ZEINELDIN, 2013) propõe a criação de um índice para coordenação da proteção (PCI) que pode servir como medida eficaz no planejamento da coordenação da proteção de uma malha de distribuição com presença de GD. A programação não-linear de duas fases (NLP) é um problema de otimização proposto para determinar o PCI calculando as variações da penetração máxima da GD com mudanças no intervalo de tempo de coordenação da proteção. A análise é testada num sistema de distribuição IEEE 14 e 30 barras. O índice proposto tem como objetivo determinar a melhor localização da GD e avaliar os impactos no sistema de proteção.

Para analisar os impactos negativos da geração distribuída em dispositivos de proteção de redes de distribuição, o artigo elaborado por (ZHAO, 2013) apresenta as possíveis vantagens do uso de um limitador de corrente supercondutor (SFCL). A análise teórica do estudo foi validada usando um sistema de teste de distribuição IEEE 13 barras. Os resultados teóricos e de simulação indicam que a proposta de aplicação do SFCL é uma opção viável para mitigar efetivamente os impactos em dispositivos de proteção, aumentando assim a confiabilidade de rede de distribuição com presença de GD.

A dissertação de mestrado de (BACELAR, 2013) apresenta uma avaliação de



desempenho estático e dinâmico de uma geração distribuída conectada a um sistema de distribuição no interior do Rio de Janeiro. Através de uma ferramenta computacional desenvolvida na COPPE-UFRJ, a microrrede foi emulada no software e avaliada seu desempenho estático e dinâmico diante as simulações de curtos-circuitos monofásicos e trifásicos. Em uma outra simulação, foram apresentadas as técnicas remotas e locais para a detecção de ilhamentos intencionais, sobrevivência da ilha, reconexão e sucesso na manobra.

A tese de doutorado de (MENDONÇA, 2014) apresenta uma proposta para automação de redes de distribuição contendo geração distribuída baseada em máquina síncrona, em um sistema com formação de ilhas intencionais. Foi apresentado um protótipo de sistema de automação, com função de isolar defeitos e controlar o sistema gerador/rede para viabilizar o ilhamento sem intervenção humana. Foi proposto um algoritmo que permite um comportamento inteligente e responsivo típico de uma rede inteligente ou “*Smart grid*”. Foi realizado uma estimativa do benefício econômico que o projeto traz para a concessionária, considerando redução de compensações definidas pela agência reguladora e energia não faturada.

O trabalho apresentado por (LOPES; DE MELO FILHO, 2014) avalia os impactos na proteção dos sistemas elétricos de distribuição da conexão de microgeradores e minigeradores, considerando geração solar fotovoltaica e conceitos de redes elétricas inteligentes. Inicialmente descreve-se a geração de energia solar fotovoltaica, apresentando os princípios de geração, o potencial solar brasileiro e o panorama da energia solar fotovoltaica no Mundo e no Brasil. Em seguida descreve-se os conceitos de redes elétricas inteligentes e de micro e minigeração distribuída, apresentando os motivadores e o panorama no Brasil e no Mundo, bem como os aspectos regulatórios e normativos e a viabilidade técnico-econômica. Na sequência descreve-se a proteção dos sistemas elétricos de distribuição e avalia-se os impactos na proteção desses sistemas da conexão de micro e minigeração solar fotovoltaica, considerando a segurança das instalações e do pessoal de operação e manutenção. Finalizando apresentam-se as conclusões e recomendações para futuros trabalhos.

O artigo proposto por (MELLO, 2014) apresenta propostas para melhoria de indicadores de desempenho das redes de distribuição, tais como perdas e índices de confiabilidade em condições normais de operação a partir da reconfiguração automática do sistema. A metodologia desenvolvida combina a reconfiguração da rede de distribuição com a injeção de energia de geradores distribuídos baseados na geração fotovoltaica e eólica. A solução do problema de reconfiguração é baseada na técnica heurística *Branch Exchange*,



onde se procura a otimização de múltiplos objetivos. Para a seleção das configurações das redes é utilizado o método de tomada de decisão multicritério. São apresentados os resultados para uma rede real de uma concessionária de energia elétrica.

Com a aplicação generalizada da geração distribuída, a sua taxa de utilização é cada vez mais elevada no sistema de energia. O artigo de (AI; HE, 2014) analisa o impacto estático e transitório da GD em grande escala integrado com os modelos de carga de rede de distribuição. Estudos de estabilidade de tensão estática com base no método de fluxo de potência demonstraram que uma escolha razoável de posição da GD na rede de energia contribuirá para melhorar a estabilidade do sistema. Os resultados das simulações mostraram que a modelagem de gerações e cargas distribuídas pode ajudar na execução do estudo aprofundado da estabilidade da microrrede e projeto de proteção.

No trabalho de (LIU; LIU; ZHAO, 2014) apresenta-se uma estratégia de controle unificado que permite as operações de ilhamento e ligado à rede com inversor trifásico na geração distribuída, sem a necessidade de alternar entre dois controladores correspondentes ou detecção de ilhamento não-intencional. A estratégia de controle proposta compõe de um circuito de corrente indutor interior, e um circuito de tensão de referência síncrona. O inversor é regulado como uma fonte de corrente apenas pelo circuito de corrente indutor interior em operação, e o controlador de tensão é ativado automaticamente para regular a tensão de carga após a ocorrência de ilhamento. Além disso, as formas de onda da corrente de rede no modo vinculado à rede e a tensão de carga no modo ilhamento são distorcidos sob carga local não-linear com a estratégia convencional. Além disso, este trabalho apresenta a análise detalhada e o parâmetro da estratégia de controle. Finalmente, a eficácia da estratégia de controle proposta é validada pela simulação e resultados experimentais.

O artigo elaborado por (TANG; AYYANAR, 2014) apresenta uma abordagem sobre o impacto de diferentes níveis de penetração fotovoltaica na proteção de sistemas de distribuição. O alimentador foi modelado usando dados de uma base georreferenciada de uma concessionária de energia. As curvas de proteção dos dispositivos instalados permitem verificar se a coordenação se mantém, ou não, sob diversos níveis de penetração e diferentes locais do sistema fotovoltaico. A abordagem verifica as condições de coordenação da proteção entre fusíveis-fusíveis e fusíveis-religadores com e sem penetração de painéis fotovoltaicos.

A dissertação de mestrado de (FERREIRA, 2016) apresenta os possíveis impactos da conexão massiva de geradores fotovoltaicos na coordenação e seletividade da proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição de energia. O autor propõe critérios para estudar



tais impactos a partir de simulações computacionais, utilizando uma rede de distribuição real como referência para o estudo de caso.

1.3. Objetivos e Contribuições da Dissertação

O objetivo deste trabalho será avaliar e descrever os impactos da geração distribuída no sistema de proteção, tomando como base quatro alimentadores reais de distribuição da CEMIG Distribuidora S.A, que possuem conexão com geração distribuída, oriundas de fontes hídricas, térmicas e solares.

A proposição de soluções e ações mitigadoras adotadas pela distribuidora para os problemas identificados também serão debatidas sob a ótica, principalmente, dos impactos da perda de seletividade e conseqüentemente nos indicadores de continuidade.

Também, serão apresentadas algumas propostas de soluções adotadas atualmente, tais como: proteção adaptativa e relés de sobrecorrente direcionais em religadores de redes.

As principais contribuições deste trabalho demonstram como os impactos ocasionados pela GD produzem perturbações ao sistema de proteção, exemplificados através de casos reais em alimentadores de distribuição, corroborando com alguns resultados simulados por (LUIZ, 2012), porém com destaque para as soluções encontradas em problemas reais.

Do mesmo modo, algumas técnicas para evitar a perda de coordenação e seletividade entre religadores e elos fusíveis citadas por (GUTIERRES, 2012), foram aplicadas nos casos reais e seus resultados foram apresentados nesta dissertação.

Como contribuição para avaliação dos impactos de fontes de geração solar fotovoltaica, neste trabalho demonstra-se os esquemas de proteção de um alimentador com GD instalada na cobertura do estádio do Mineirão, ratificando as considerações apresentadas por (LOPES; DE MELO FILHO, 2014).

Por fim, as conclusões deste trabalho subsidiarão a execução de estudos e pesquisas no âmbito da interface Geração Distribuída x Concessionária de Energia Elétrica. Os casos reais apresentados neste trabalho servirão de modelos práticos para futuras pesquisas no assunto.

1.4. Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está dividida em oito capítulos, de forma a apresentar com clareza e



objetividade o conteúdo pretendido.

O presente capítulo refere-se à introdução ao trabalho dissertativo, descrevendo sua relevância no contexto atual, as principais referências associadas ao tema, os principais objetivos propostos e as contribuições para estudos e pesquisas acadêmicas, bem como aplicações práticas para o sistema de proteção.

No capítulo 2 apresenta-se de forma detalhada, o sistema de proteção típico em um alimentador de distribuição sem GD. Os conceitos de seletividade e coordenação, tipos de faltas, funções e equipamentos de proteção, além da relevância dos religamentos automáticos e suas implicações.

No capítulo 3 discorre-se sobre a legislação brasileira relativa a conexão da Geração Distribuída e são apresentados o sistema de proteção de distribuição usuais com a inserção da geração distribuída, a política de religamentos automáticos e os impactos destas fontes nos níveis de curto-circuito e no fluxo de potência.

No capítulo 4 apresenta-se o primeiro estudo de caso desta dissertação com a conexão da CGH Monte Verde ao alimentador JFAU 08. Os dados físicos da rede de distribuição e da conexão da GD são apresentados inicialmente e, em seguida, os estudos de proteção do alimentador são modelados e simulados considerando a rede sem conexão da GD e posteriormente inserindo a GD no sistema. São avaliados os impactos no sistema de proteção do alimentador e propostos soluções visando mitigar os problemas encontrados e suas consequências.

No capítulo 5 apresenta-se o segundo estudo de caso abordando a conexão da PCH Ilhéus e Lavras ao alimentador BCAD 209. Da mesma forma, são apresentados os dados físicos da rede de distribuição, bem como da conexão da GD, em seguida, os estudos de proteção do alimentador são modelados e simulados considerando a rede sem a conexão da GD e posteriormente a inserção da GD no sistema.

No capítulo 6, o terceiro estudo de caso apresentado é a conexão da PCT Biogás no alimentador JFAU 09.

O capítulo 7 apresenta-se o quarto estudo de caso desta dissertação com a conexão da USF Mineirão ao alimentador BHMR 27.

O capítulo 8 são apresentadas as conclusões e as contribuições deste estudo, propostas de trabalhos futuros e a lista de artigos publicados pelo autor durante o desenvolvimento do mestrado.



Para finalizar, são apresentadas as referências utilizadas como base fundamental teórica deste estudo, com o propósito de corrigir os rumos da pesquisa e ressaltar fatos conhecidos na literatura aplicados aos casos reais.



2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO SEM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.1. Considerações Iniciais

O sistema de distribuição é responsável pela entrega de serviços de eletricidade à população brasileira, e opera sob concessão, autorização ou permissão do Estado, reunindo diversos órgãos e empresas a fim de atender à demanda de energia com confiabilidade, segurança, qualidade e modicidade tarifária (Resolução ANEEL nº 514, de 16 de setembro de 2002, Decreto nº 4.336, de 15 de agosto de 2002).

Nesta seção apresenta-se um breve resumo sobre a concepção do sistema de proteção de um alimentador de distribuição sem a inserção de GD, os tipos de redes de média tensão, conceitos de seletividade e coordenação da proteção, tipos de faltas e curto-circuito e os principais equipamentos instalados na rede que fazem a sua supervisão e proteção.

Discorre-se também sobre as políticas de religamentos automáticos e seus fundamentos, os impactos sobre a rede de distribuição, associados aos resultados operacionais e indicadores de continuidade e confiabilidade.

2.2. O sistema de proteção em um alimentador de distribuição

Os alimentadores de distribuição podem ser constituídos de redes aéreas ou subterrâneas, dependendo das características das cargas a serem atendidas, localização (zonas urbanas ou rurais) e o custo final do investimento.

As redes aéreas de distribuição convencionais atualmente são constituídas de cabos de alumínio nu, contendo ou não alma de aço, ou em rede compacta, também conhecida como rede protegida, cujo material consiste num cabo de alumínio com revestimento externo em camada de poliuretano ou polietileno.

O sistema de distribuição é normalmente constituído de rede primária a 3 fios com condutor neutro contínuo e multiterrado, interligado à malha terra da SE, cuja ligação do neutro do transformador é solidamente aterrado. Na rede aérea de distribuição urbana verificam-se duas situações: o sistema pode apresentar uma densidade de carga alta e por isso possui grande número de alimentadores de pequena extensão; ou uma densidade de carga baixa com poucos alimentadores e grande extensão.



Independentemente da carga e da extensão, quando a rede estiver em operação normal todos os trechos deverão ter alguma forma de proteção. Como a maioria dos alimentadores possui alguma flexibilidade quanto à transferência de carga, os vários arranjos possíveis devem ser considerados no projeto de proteção, de modo que não haja nenhuma condição em que a rede fique sem proteção.

Outro sistema de rede de distribuição existente é constituído de 2 fios, geralmente aplicado na zona rural, onde a rede de distribuição pode atender, ou não, pequenas localidades. Pode iniciar-se de um sistema a 2 fios com neutro contínuo e multiterrado ou de uma SE localizada na zona rural. O sistema é essencialmente radial sem recurso, devido à baixa densidade de carga. Sua extensão chega a dezenas de quilômetros e pode atender pequenas cidades ao longo do seu traçado. A rede rural está mais exposta às ações da natureza quando comparada a rede urbana.

Os transformadores na rede de distribuição são normalmente trifásicos e possuem conexões no lado MT em delta e no lado BT em estrela com o neutro aterrado.

As tensões comumente utilizadas em redes de distribuição são: 11,4; 13,8; 22 e 34,5 kV para a rede primária e 380/220, 220/127 e 240/120V para a rede secundária.

Para o bom funcionamento de um sistema de proteção é necessário que sejam adotados alguns requisitos mínimos básicos e que, na medida do possível, possam atender as seguintes premissas (CAMINHA, 1977):

- Seletividade;
- Rapidez;
- Sensibilidade;
- Segurança;
- Economia.

A adoção de um sistema de proteção adequado em redes de distribuição, seguindo as técnicas e práticas recomendadas proporcionam:

- Redução nos desgastes aos materiais e equipamentos de redes, proporcionando maior vida útil aos mesmos;
- Redução dos custos de manutenção corretiva e melhor aplicação dos recursos de manutenções preventivas;



- Redução nos desligamentos acidentais;
- Maior segurança para o sistema elétrico, profissionais e a população;
- Melhoria da imagem da concessionária junto aos consumidores;
- Aumento de faturamento e venda de energia elétrica por parte das concessionárias;
- Redução do tempo de interrupções, isolando a menor parte possível do sistema em caso de alguma falta;
- Facilidade na busca e pesquisa de defeitos, com a implementação de equipamentos modernos com capacidade de armazenagem de dados, auxiliando a investigação de defeitos.

2.3. Coordenação e Seletividade – Conceitos

A filosofia de proteção consiste na técnica de selecionar, aplicar, coordenar e ajustar os vários equipamentos e dispositivos de proteção de um sistema elétrico, de forma a guardar entre si uma determinada relação, tal que uma anormalidade no sistema possa ser isolada e removida, sem que as outras partes do mesmo sejam afetadas. Portanto, o sistema de proteção tem a finalidade de isolar a menor parte possível do sistema no caso de alguma falta e efetuar o isolamento do defeito em um tempo mínimo a fim de reduzir os danos as pessoas, animais, equipamentos e aos condutores.

Além dos termos comumente utilizados na área de proteção, são definidos a seguir os principais termos utilizados neste documento, visando maior clareza e entendimento do assunto:

- **Falta:** Termo que se aplica a todo fenômeno acidental que impede o funcionamento de um sistema ou equipamento elétrico. Por exemplo: isolador perfurado numa estrutura primária em funcionamento poderá ser falta no sistema em consequência da falha de isolamento.
- **Curto-circuito:** Ligação intencional ou acidental entre dois ou mais pontos de um circuito, através de impedância.
- **Corrente de curto-circuito:** Sobrecorrente que resulta de um curto-circuito.
- **Sobrecorrente:** Intensidade de corrente superior à máxima permitida para um sistema, equipamento ou para um componente elétrico.



- **Coordenação:** Ato ou efeito de dispor dois ou mais equipamentos de proteção em série segundo certa ordem, de forma a atuarem em uma sequência de operação preestabelecida.
- **Proteção Coordenada:** é aquela projetada e ajustada de forma a permitir o restabelecimento automático para faltas momentâneas e seletiva para faltas permanentes.
- **Seletividade:** Capacidade do equipamento de proteção mais próximo da falta de antecipar, sempre, a atuação do equipamento de retaguarda, independente da natureza da falta ser transitória ou permanente.
- **Proteção Seletiva:** é aquela projetada e ajustada de tal forma que para qualquer tipo de falta, o dispositivo protetor atue antes do dispositivo protegido, isolando o trecho defeituoso.
- **Sequência de Operação:** Sucessão de desligamentos e religamentos de um equipamento na tentativa de eliminar faltas de natureza transitória, sem prejuízo da continuidade de serviço. Se a falta persistir a interrupção do fornecimento deverá ser feita pelo equipamento mais próximo ao ponto de falta.
- **Zona de Proteção:** É o trecho da rede protegido por um dispositivo de proteção, sendo calculada a partir do curto-circuito fase-terra.
- **Capacidade Nominal:** É o valor da corrente que um equipamento ou circuito pode conduzir sem que o aumento de temperatura associado provoque danos ao equipamento ou a outros materiais vizinhos.
- **Capacidade de Interrupção ou Abertura:** É a maior corrente que um equipamento pode interromper sem sofrer danos.
- **Característica de Operação:** Curva tempo x corrente em que um religador, relé ou qualquer outro dispositivo de proteção operará.
- **Equipamento Protegido:** são equipamentos de proteção instalados do lado da fonte.
- **Equipamento Protetor:** são aqueles instalados do lado da carga.

A Figura 2.1 apresenta um sistema elétrico radial, onde o elo-fusível mais próximo do local da falta (F) é chamado de protetor (proteção principal), e o elo na retaguarda deste, é

conhecido como protegido (proteção de retaguarda).

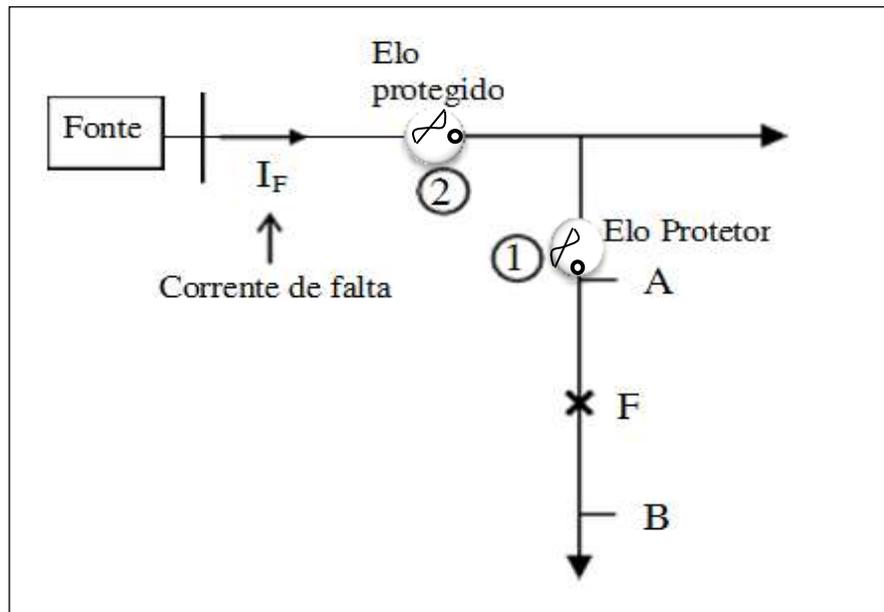


Figura 2.3 – Equipamento Protetor e Equipamento Protegido (CPFL, 2003).

2.4. Tipos de Faltas e Curto-Circuito

Pode ocorrer devido a uma perda do meio básico de isolamento, gerando calor (arco) e danos as pessoas e equipamentos.

As faltas podem ocorrer entre condutores ou entre condutores e a terra trazendo como consequências a destruição do isolamento, danos mecânicos e elétricos.

Em relação ao tipo de falta, as estatísticas apontam para as seguintes proporções em redes de distribuição, conforme a Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Estatísticas de faltas por tipo (CAMINHA, 1977).

Tipos de Faltas	Percentual
Fase – Terra	81%
Bifásica	10%
Bifásica - Terra	6%
Trifásica sem Terra	1,5%
Trifásica com Terra	1,5%

As faltas também podem ser classificadas pelo caráter de permanência do efeito, ou seja, sendo de característica permanente ou transitória, conforme a Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Probabilidade de ocorrências de faltas por tipo (CAMINHA, 1977).

Tipos de Faltas	Probabilidade de ocorrência (%)	Classificação	
		Permanente (%)	Transitória (%)
Trifásica	3	95	5
Bifásica	10	70	30
Fase – Terra	81	20	80
Outros	6	-	-

Fator importante a se ressaltar é o tempo de permanência da falta, onde é relevante a intenção ou não de religar o sistema, visando a continuidade do fornecimento. Para isso, deve-se ter em mente as seguintes condições:

- Faltas monofásicas para a terra = menor efeito sobre a estabilidade (há limitação da amplitude de corrente, mas requer uma rápida remoção);
- Faltas fase-fase = maiores perturbações quanto a estabilidade;
- Faltas trifásicas = é a maior dentre as perturbações, podem ocorrer em barramentos ou entre condutores;
- Faltas entre espiras = geradores e trafos de subestações (rápida remoção);
- Faltas no núcleo do transformador = falhas no isolamento gerando excessivas correntes de Foucault.

Por fim, as faltas também são classificadas através da causa origem, com objetivo de detalhar, orientar e prever certas condições para evitá-las. A Tabela 2.3 apresenta estatisticamente a porcentagem por causa origem.

Tabela 2.3 – Causas origens para as faltas no sistema elétrico (CAMINHA, 1977).

Causas	Percentual
Fenômenos Naturais	50,2%
Falha em Equipamento	12,0%
Falha Humana	9,0%
Falha Operacional	8,5%
Outras Causas	20,3%



2.5. Funções de Proteção

A proteção deve ser considerada sempre nas fases iniciais de um planejamento de qualquer sistema elétrico, levando-se em conta a redução dos efeitos causados pelas faltas, a continuidade de fornecimento de energia e projetada a um custo relativo adequado ao sistema a ser protegido.

Em redes de distribuição, com milhares de quilômetros de extensão, níveis de tensão distintos, condutores de diversos tipos, bitolas e impedâncias diversas, a concepção da proteção nas fases preliminares do planejamento é de fundamental importância.

Para ocorrer atuação correta das funções de proteção, espera-se que a funcionalidade seja aplicada conforme as grandezas elétricas supervisionadas, dentro das faixas adequadamente ajustadas para o defeito, falha ou outra anormalidade e dentro de sua área de supervisão, em tempo condizente com as condições impostas pelo evento ocorrido.

As funções ANSI de proteção foram padronizadas através da norma (IEEE C37.2, 2008) com objetivo de identificar as características de um dispositivo de proteção, também o tipo de equipamento e a função que desempenha. São utilizados números, letras, sufixos e prefixos para especificar melhor o propósito da função exercida.

Outro importante conceito para que as funções de proteção tenham sucesso no papel a ser exercido é a definição das zonas de atuação. Em geral a filosofia de aplicações das funções de proteção divide o sistema de potência em zonas de proteção, de maneira a se obter uma atuação seletiva e coordenada dos elementos.

A Figura 2.2 exemplifica as zonas de atuação da proteção. Nota-se nesta figura que as partes constantes das zonas de proteção são:

- Geradores ou bloco gerador – transformador;
- Barramentos;
- Transformadores;
- Linhas de Transmissão (Subtransmissão e Distribuição);
- Equipamentos (banco de capacitores, reatores, motores, outros).

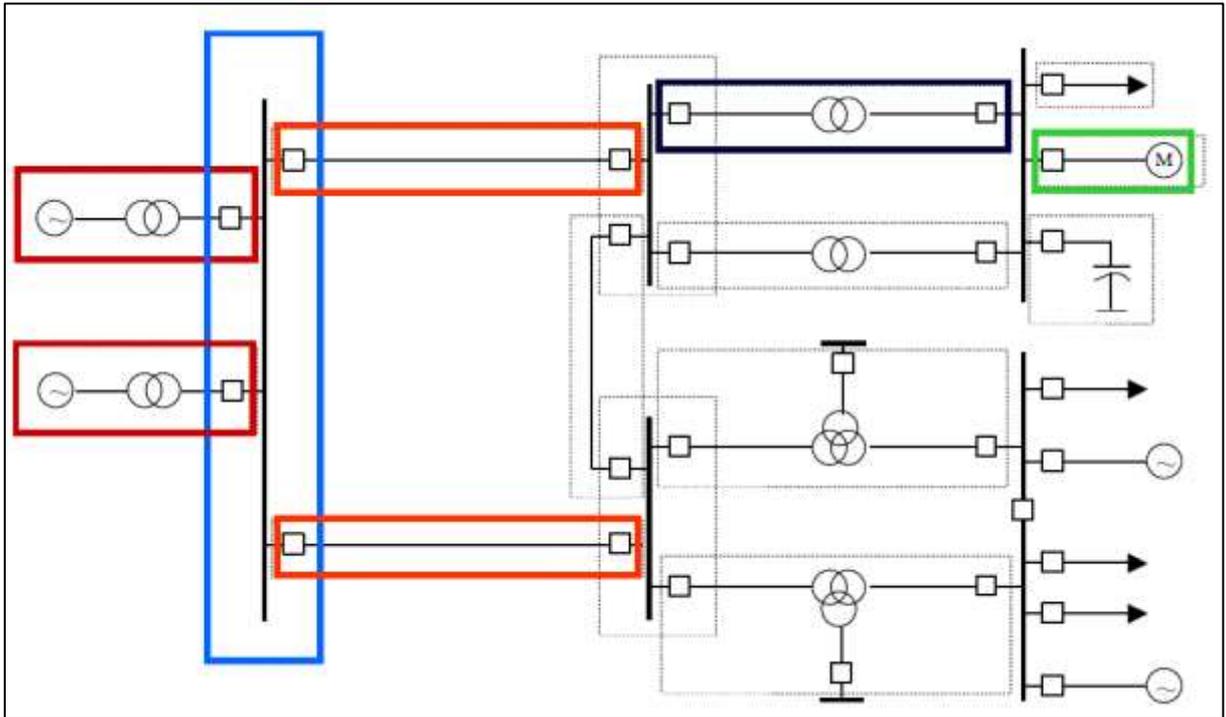


Figura 2.2 – Delimitação das Zonas de Proteção em um Sistema de Potência (CPFL, 2003).

2.6. Equipamentos de Proteção de Redes de Distribuição

Nesta seção serão abordados os principais equipamentos de proteção utilizados em Redes de Distribuição.

2.6.1. Chave Fusível/Elo Fusível

A chave-fusível é um dispositivo de seccionamento e proteção de circuitos consistindo de: porta fusível e demais partes destinadas a receber um elo-fusível.

O cartucho (ou porta-fusível) é revestido internamente por uma fibra óssea ou vulcanizada. A queima dessa parte do revestimento é que dá origem à geração de gases desionizantes, principalmente hidrogênio e monóxido de carbono.

O elo fusível é a parte responsável pela sensibilidade do conjunto, ou seja, define a relação tempo x corrente de atuação.

A chave fusível é o dispositivo de proteção mais empregado em derivações de ramais de alimentadores, transformadores de distribuição, bancos de capacitores e cabines primárias, devido ao seu baixo custo.

As chaves fusíveis são padronizadas para 100A de capacidade nominal e os cartuchos

devem ter capacidade de interrupção superior à máxima corrente de curto-circuito assimétrico disponível no ponto de instalação. Normalmente, usam-se cartuchos com capacidade de interrupção de 10 kA assimétrico (7,1kA simétrico), conforme apresentado na Figura 2.3.



Figura 2.3 – Chave Fusível 100A – 10 kA

Os elos fusíveis empregados nas chaves fusíveis são do tipo H, K e T, e as curvas de tempo x corrente de interrupção estão definidas na norma (ABNT NBR 7282, 2011).

Os modelos de elos fusíveis empregados na proteção de sistemas de distribuição são diferenciados segundo suas características de operação (curvas tempo x corrente).

✓ Tipo H

São elos ditos de alto surto (high surge), de ação lenta para surtos de corrente (a corrente transitória de magnetização de transformador, durante 0,1s estimada entre 8 a 12 vezes o valor da corrente nominal do transformador). Geralmente, são usados para proteger transformadores de pequenas potências (até 75 kVA) e pequenos bancos de capacitores.

✓ Tipo K e T

São elos empregados nas derivações de Rede de Distribuição. Os elos tipo K têm características de fusão mais rápidas e os do tipo T características mais lentas. Admitem sobrecarga de 1,5 vezes os seus valores nominais e tem sua fusão a partir de 2,0 vezes os seus valores nominais. A figura 2.4 apresenta um modelo de elo fusível.



Figura 2.4 – Elo Fusível Tipo 1H.

Os elos fusíveis tipo K e T são divididos em grupos: Preferenciais (grupo A) e não-preferenciais (grupo B), cuja principal diferença está na corrente nominal de fusão do elemento fusível, conforme mostra a Tabela 2.4, e das características de atuação tempo x corrente, apresentado na Figura 2.5.

Tabela 2.4 – Elos fusíveis tipo H, K e T (ABNT NBR 7282, 2011).

Elos tipos K e T Corrente (A)		Elos tipo H Corrente (A)
Preferencial	Não-Preferencial	
6	8	1
10	12	2
15	20	3
25	30	5
40	50	-
65	80	-
100	-	-
140	-	-
200	-	-

A seletividade entre dois elos fusíveis em série é garantida se o tempo de interrupção do elo fusível protetor for no máximo 75% do tempo mínimo de fusão do elo.

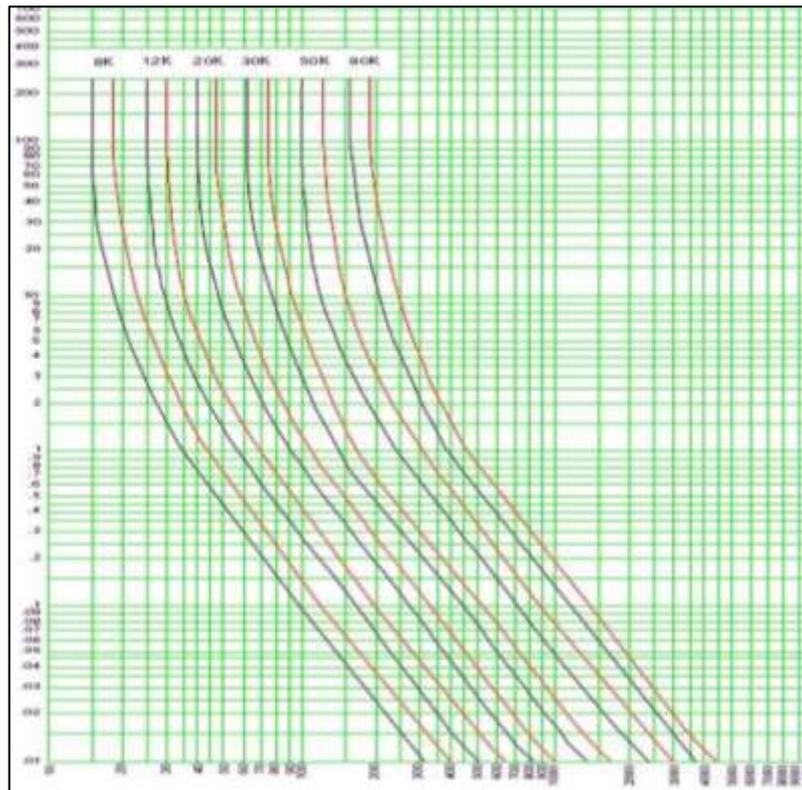


Figura 2.5 – Elos Fusíveis tipo K e T (Notas de aulas – CEPSE, 2013).

2.6.2. Disjuntores e Relés

Um dos equipamentos de proteção mais usados nas saídas dos alimentadores é o disjuntor comandado por relés de sobrecorrente de fase (50/51) e neutro (50N/51N) com religamento automático feito através de relé de religamento (79), que consiste em adicionar um tempo entre uma abertura e um fechamento automático no disjuntor.

O esquema básico tradicional de proteção de um alimentador radial, trifásico, na saída de subestação, utiliza três relés de fase e um de neutro ou terra, ligado através de três transformadores de corrente (TCs), comandando um disjuntor (52), conforme está mostrado na Figura 2.6.

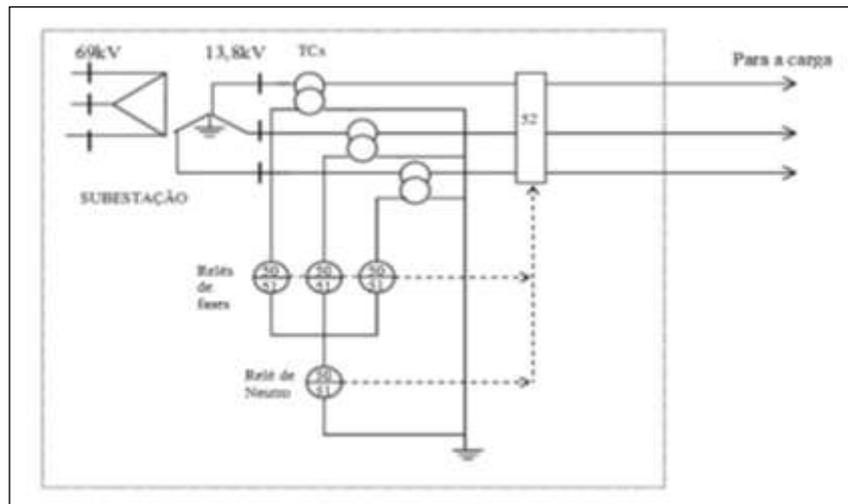


Figura 2.6 – Ligação dos TCs e Relés de Fase e Terra (CPFL, 2003).

Os relés de sobrecorrente usados para a proteção de fase e terra podem ser eletrônicos, microprocessados ou eletromecânicos (atualmente em desuso), possuindo uma unidade instantânea e uma unidade temporizada. A unidade temporizada possui curva x tempo dependente, podendo ser do tipo extremamente inverso, muito inverso ou normal inverso, conforme mostrado na Figura 2.7.

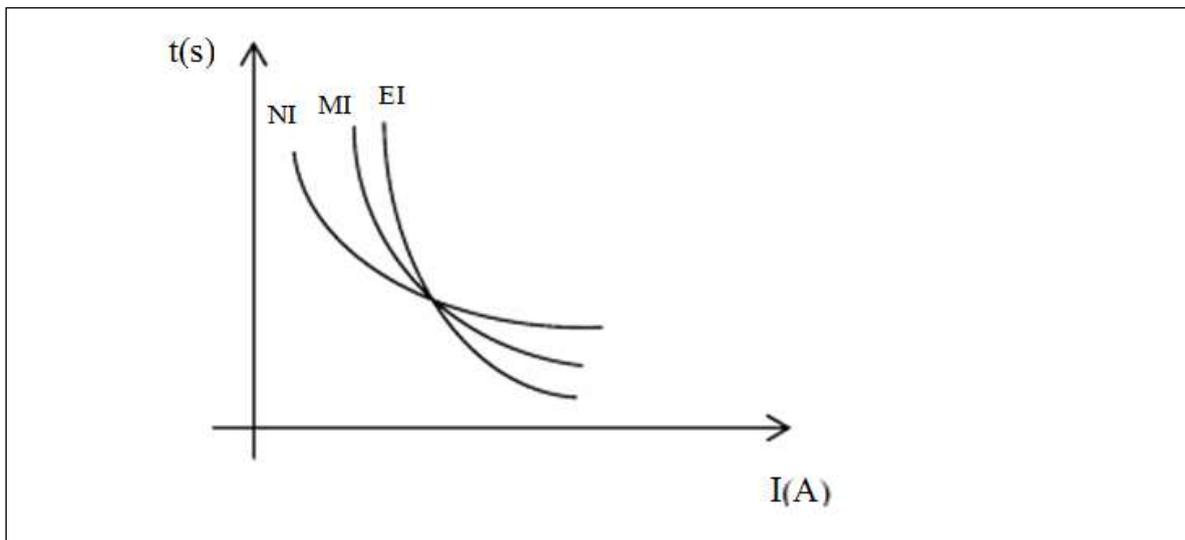


Figura 2.7 – Curvas: normalmente inversa NI, muito inversa MI e extremamente inversa EI (CPFL, 2003).

A característica de operação dos disjuntores não permite que os mesmos tenham uma sequência de operação de maneira a evitar a queima do elo fusível, mesmo para faltas de natureza transitória, por isso normalmente preocupa-se com a seletividade entre o relé e o elo fusível.

Para haver seletividade entre o relé do alimentador e o elo fusível é necessário que o elo fusível interrompa a corrente de defeito antes que o relé opere. Para garantir que isso aconteça, o tempo de interrupção máximo do elo fusível deverá ser até 75% do tempo de



atuação da unidade temporizada do relé para as correntes de curto-circuito no trecho comum.

Para a verificação da seletividade com a unidade instantânea, deve-se considerar o tempo de interrupção do disjuntor igual a 8 ciclos (0,133s) independentemente do valor da corrente. Portanto, para haver seletividade, o fusível deverá fundir-se com tempos inferiores a 0,133s para correntes acima do "pick-up" da unidade instantânea, caso contrário haverá a atuação do disjuntor e não a queima do elo.

Para as correntes de curto-circuito bifásico, a seletividade deverá ser verificada entre a curva de interrupção máxima do elo e a curva temporizada do relé, para valores de corrente entre o valor de curto-circuito no ponto de instalação do elo até a metade da corrente de curto-circuito do final do trecho protegido pelo elo.

Como a curva do relé de fase apresenta tempos de atuação superiores a curva do elo fusível, possivelmente, não haverá problemas de seletividade entre a curva temporizada do relé e o elo fusível.

Para as correntes de curto-circuito fase-terra, a seletividade deverá ser verificada para as correntes de curto-circuito mínimo, isto é, aquelas calculadas com uma resistência de falta de 40 ohms, tanto para o ponto de instalação da chave fusível, como para o ponto final do trecho protegido pelo fusível. Também aqui, a seletividade deverá ser verificada entre a curva de interrupção máxima do fusível e a curva temporizada do relé.

Caso não se consiga obter uma boa seletividade para a proteção de fase e para a proteção de terra simultaneamente, deve-se dar preferência à seletividade para a proteção de terra, já que a grande maioria dos defeitos na rede é de origem fase-terra.

A Figura 2.8 mostra a seletividade desejada entre relés e elos fusíveis de distribuição.

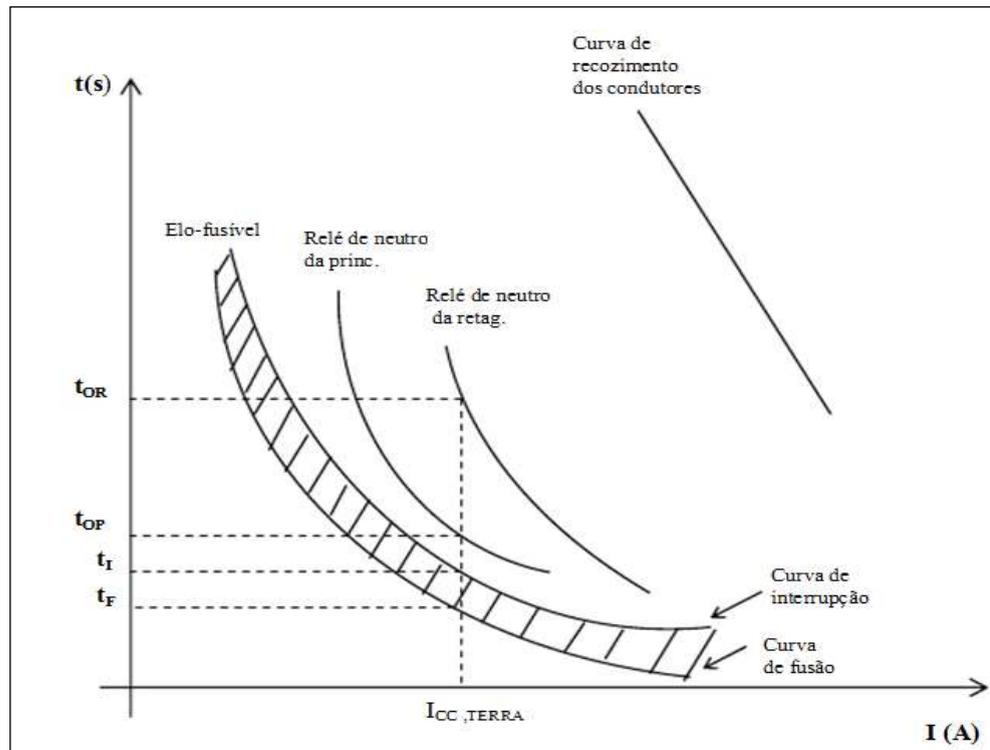


Figura 2.8 – Seletividade entre curvas de relés e elos fusíveis (CPFL, 2003).

2.6.3. Religadores

Conforme definido em (IEEE C37.60, 2012), os religadores são equipamentos automáticos, com possibilidade de autocontrole, que interrompe e religa um circuito de corrente alternada com uma sequência pré-determinada de abertura e fechamento, ao fim da qual é bloqueado, permanecendo na posição aberta.

Os religadores são usados tanto para a proteção da saída de alimentadores, como para a proteção de derivações ou ramais, ao longo do alimentador. Da mesma forma que os disjuntores, os religadores possuem unidades para proteção de fase e terra independentes.

As curvas dos religadores possuem características a tempo dependente extremamente inversa, muito inversa ou normal inversa para fase e terra, exceto as unidades de terra dos religadores McGraw Edison tipo W, R e KF que possuem curvas de tempo definido.

O religador possui duas curvas: uma rápida e uma temporizada. A característica de operação do religador permite que ambas as curvas sejam usadas em uma sequência de aberturas e religamentos de maneira que o religador opere na curva rápida durante as primeiras operações e opere na curva lenta nas últimas operações antes do bloqueio.

Quando uma unidade de proteção do religador é sensibilizada por uma corrente de defeito e depois de transcorrido o tempo especificado em sua curva característica de operação,

o religador operará, abrindo o circuito.

Após a passagem do tempo especificado para o religamento, o religador tornará a fechar. Se a corrente de defeito não estiver mais presente, o religador contará um tempo de rearme e voltará a sua condição inicial. Caso a corrente de defeito ainda exista, o religador tornará a operar. Após o religador efetuar o número de aberturas ajustado em sua programação, ele permanecerá aberto, exigindo a presença de um electricista para a sua operação.

Os religadores são classificados conforme o número de fases e tipo de controle:

- Quanto ao número de fases:
 - Monofásicos: Tipos V4H, E e 4E, conforme mostrado na Figura 2.9.



Figura 2.9 – Religador Monofásico V4H (CEMIG, 2007).

- Trifásicos: Tipos V6H, KF, KFE, KFME, W, VWV, VWVE, e atualmente modelos microprocessados, conforme pode ser visto na Figura 2.10.



Figura 2.10 – Religador Trifásico Microprocessado (CEMIG, 2007).

- Quanto ao tipo de controle:
 - Controle Hidráulico: Correntes de pick-up são detectadas por bobina ligada em série com a rede, acionando o mecanismo de abertura após ser sensibilizada por correntes na ordem de 2 vezes o valor nominal da bobina serie. Possui limitação quanto à escolha de correntes de ajuste e capacidade de interrupção. A Figura 2.11 apresenta um modelo de religador trifásico com controle hidráulico.



Figura 2.11 – Controle Hidráulico de um Religador Trifásico KF (CEMIG, 2007).

- Controle Eletrônico/Microprocessado: Correntes de pick-up são detectadas por circuitos eletrônicos. Apresenta grande flexibilidade na escolha de correntes de ajuste e de tipos de curvas (tempo x corrente) das diferentes normas IEC, ANSI, IAC e IEEE. Dispõe de monitoramento a distância via telecomando (sinal GPRS, satélite, fibra ótica e rádio). A Figura 2.12 apresenta o controle microprocessado de um religador trifásico.



Figura 2.12 – Controle Microprocessado de um Religador Trifásico (CEMIG, 2007).

Quando um religador de rede está instalado dentro da zona de proteção de um disjuntor, deve-se garantir que os relés de fase ou terra que comandam o disjuntor não venham a operar enquanto o religador realiza a sua sequência de operação, até que a falta seja extinta ou até que o religador bloqueie. As unidades instantâneas de fase e neutro são ajustadas em função da máxima corrente assimétrica de curto trifásico e fase-terra no trecho onde o relé é proteção de retaguarda. As unidades temporizadas de fase e neutro, após ajustadas, permitem que o religador complete o seu ciclo total de operações antes que o relé possa atuar.

Portanto, a corrente mínima de atuação do religador deve ser menor ou igual a corrente de atuação do relé e a curva acumulada do religador (soma dos tempos de atuação e religamento), num ciclo completo que esteja abaixo da curva do relé em toda a faixa de seletividade de pelo menos 0,2s. Portanto, a seletividade entre relé e religador é obtida através da expressão (2.1).

$$t_{relé_{fase}} \geq t_{religador_{fase}} + 0,2s \quad e \quad t_{relé_{neutro}} \geq t_{religador_{terra}} + 0,2s \quad (2.1)$$

As Figuras 2.13 e 2.14 apresentam as zonas de proteção do relé e do religador e os critérios de seletividade entre estes equipamentos, respectivamente.

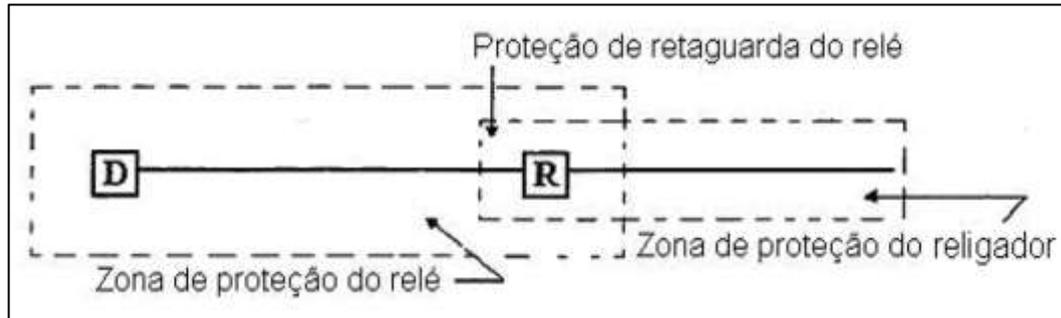


Figura 2.13 – Identificação entre as zonas de proteção do Relé e do Religador (Notas de aula CEPSE, 2013).

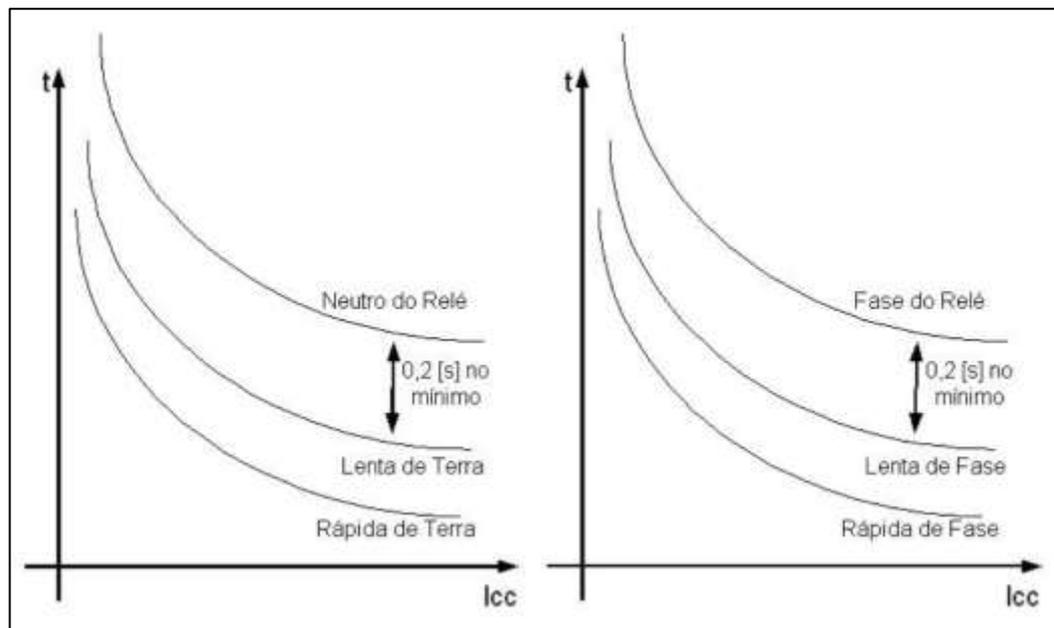


Figura 2.14 – Critérios de seletividade entre Relé x Religador (Notas de aula CEPSE, 2013).

Entretanto, onde não for possível considerar a curva acumulada do religador deve-se levar em consideração o avanço e recuo dos discos eletromagnéticos presentes em relés eletromecânicos, baseados nas equações (2.2) e (2.3).

Avanço do relé:

$$A_i = \frac{T_i \times 100}{T_{OR}} \quad (2.2)$$

Recuo do relé:



$$R_i = \frac{T_{Ri} \times 100}{K \times T_{RT}} \quad (2.3)$$

Onde,

- T_i é o tempo de operação do religador;
- T_{OR} é o tempo de operação do relé;
- T_{Ri} é o tempo de religamento do religador;
- T_{RT} é o tempo total de restabelecimento do relé (reset);
- K é a constante de retardo obtida experimentalmente. Na maioria das vezes utiliza-se $K = 1,5$.

O avanço máximo permissível do contato móvel do relé durante as operações do religador é calculado pela equação (2.4).

$$A_{m\acute{a}x} = \left(1 - \frac{0,2}{T_{OR}}\right) \times 100 \quad (2.4)$$

A coordenação entre um religador e um elo fusível é satisfatória quando o fusível não fundir enquanto o religador realiza as suas operações rápidas, mas deve fundir-se durante a primeira operação pela curva lenta. Logicamente o religador deve estar ajustado para operar inicialmente na curva rápida e posteriormente na curva temporizada.

Para que sejam satisfeitas as condições de coordenação entre religadores e elos fusíveis é necessário definir os pontos mínimo e máximo do intervalo de coordenação. A menor corrente em que ocorre a coordenação (ponto mínimo) é obtida do cruzamento da curva de interrupção máxima do elo fusível e da curva temporizada do religador multiplicada por 0,9, para levar em conta os possíveis erros da curva do religador.

O ponto máximo é obtido pela interseção do tempo mínimo de fusão do elo com a curva rápida do religador, multiplicada por um fator K . Esta metodologia tem por finalidade garantir que dentro do intervalo de coordenação, o tempo mínimo de fusão do elo seja maior que a abertura rápida prevista para o religador.

O fator K é indispensável para prevenir possíveis alterações das características térmicas relacionadas aos aquecimentos e resfriamentos sucessivos dos elos fusíveis que ocorrem num ciclo de operações de um religador. Portanto, o fator K depende do tempo de religamento e do número de operações na curva rápida. Os valores de K são apresentados na Tabela 2.5.

Tabela 2.5 - Valores de K associados ao número de operações rápidas do religador (GIGUER, 1998).

Tempos de Religamentos (ciclos)	Uma Operação Rápida		Duas Operações Rápidas	
	Máximo	Média	Máximo	Média
25 – 30	1,3	1,2	2,0	1,8
60	1,3	1,2	1,5	1,35
90	1,3	1,2	1,5	1,35
120	1,3	1,2	1,5	1,35

Entre as concessionárias de energia elétrica não há um consenso sobre um padrão para a quantidade de operações rápidas do religador. Na CEMIG, adota-se uma operação rápida para redes trifásicas em zonas urbanas sem cargas de alta sensibilidade e zonas rurais. Para redes monofásicas urbanas ou rurais são adotadas duas operações rápidas.

A coordenação entre o religador e o elo fusível deverá ser verificada para o valor de curto-circuito fase-terra mínimo do trecho protegido pelos dois dispositivos. Sempre que a coordenação for conseguida para defeitos fase-terra, será garantido que, para os defeitos entre fases, haverá, pelo menos, seletividade, podendo ocorrer também a coordenação para os dois tipos de defeitos.

Para defeitos com correntes maiores que I_{min} e menores que $I_{máx}$ haverá coordenação. Para correntes menores que I_{min} não haverá nem coordenação nem seletividade uma vez que o religador deverá completar a sua sequência de operação antes da queima do fusível. Já para as correntes maiores que $I_{máx}$ haverá somente seletividade, isto é, o elo fusível queimará antes que o religador possa realizar a sua operação rápida; podendo ocorrer, ainda, a queima do elo fusível enquanto o religador realiza a sua primeira operação rápida.

Sempre que possível deve-se escolher a sequência de operação que permita ao religador realizar duas operações rápidas, seguidas de duas operações temporizadas. Isto fará com que se evite um número maior de queimas de elos fusíveis durante faltas transitórias. As Figuras 2.15 e 2.16 apresentam respectivamente o diagrama unifilar e as curvas de verificação gráfica de seletividade e coordenação entre religador e elo fusível.

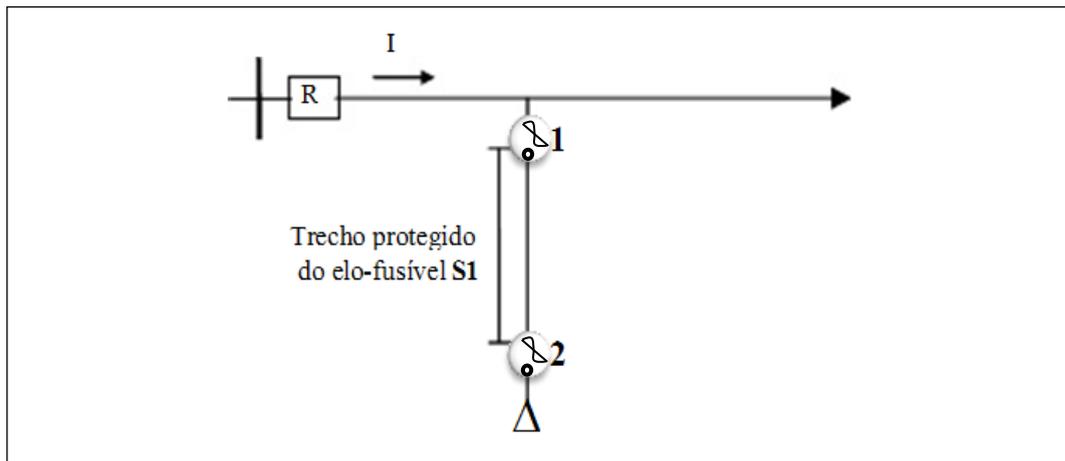


Figura 2.15 – Religador na saída do alimentador e elo fusível do lado carga (CPFL, 2003).

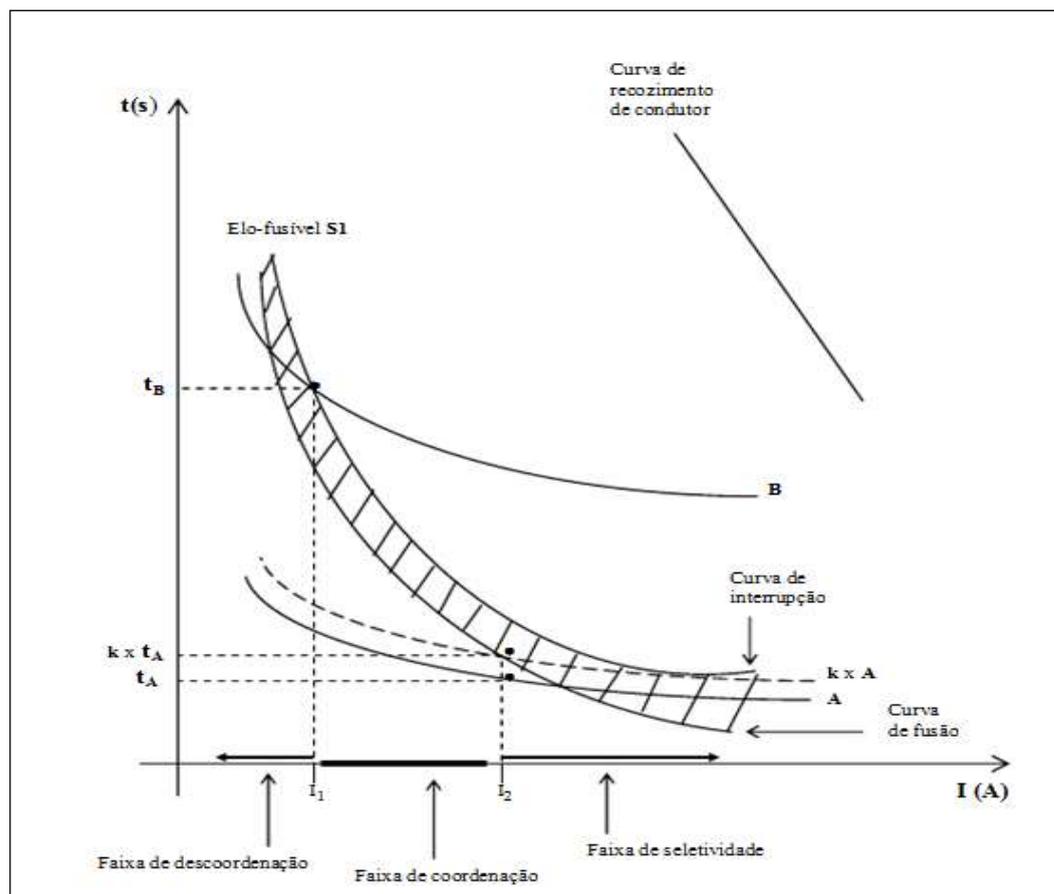


Figura 2.16 – Coordenograma: Religador x Elo Fusível (CPFL, 2003).

Preferencialmente, adota-se a filosofia coordenada para os religadores instalados ao longo de um alimentador. Porém devido a um conjunto de fatores relacionados a sensibilidade de cargas (tais como indústrias, hospitais, etc.), perímetros urbanos e topologia da rede (subterrâneas ou isoladas) impedem a aplicação de curvas rápidas. Nestes casos adota-se a filosofia seletiva (somente curvas lentas), geralmente nos religadores de saída das subestações e religadores de rede. Nos alimentadores denominados mistos (que alimentam cargas urbanas

e rurais) normalmente utiliza-se a filosofia de proteção combinada, mesclando entre os religadores a filosofia coordenada e seletiva.

Para qualquer das técnicas citadas, coordenação ou seletividade, as curvas do equipamento protegido, multiplicada por 0,9, devem ser 12 ciclos (200 ms) mais lentas que as curvas do equipamento protetor, multiplicada por 1,1. Além disso, os "pick-ups" do equipamento protetor devem ser iguais ou menores que os "pick-ups" do equipamento protegido.

A Figura 2.17 apresenta o diagrama unifilar mostrando o religador de SE e religador de rede. Neste exemplo, recomenda-se que o religador R1 está parametrizado apenas com curvas lentas (normalmente 3 ou 4 aberturas – 3L ou 4L), ou seja, seletivo em relação as proteções a jusante e R2 seja parametrizado com curvas rápidas e lentas (uma ou duas curvas rápidas e as demais lentas – 1R+3L ou 2R+2L) coordenados com as proteções a jusante.

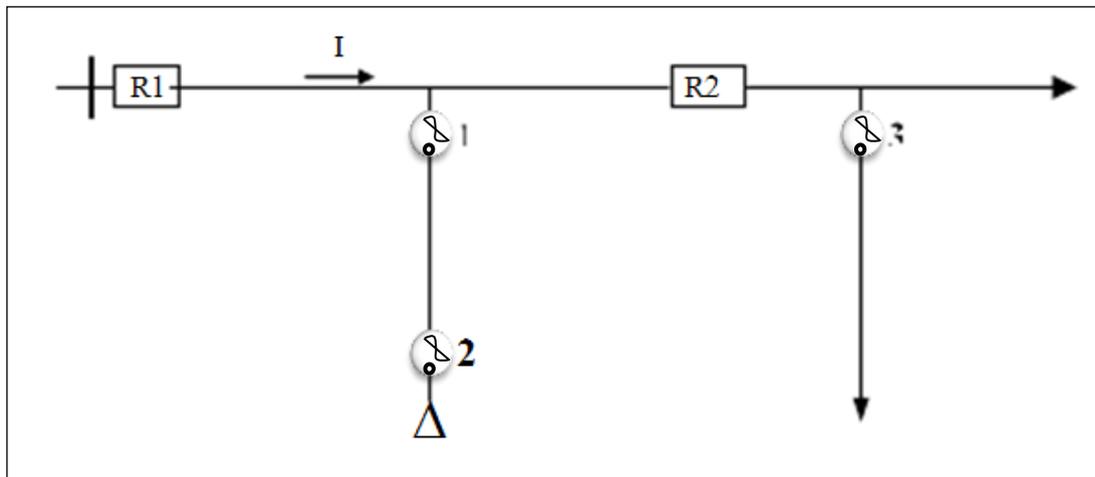


Figura 2.17 – Religadores na saída do alimentador, na SE e no tronco, com elos fusíveis a jusante (CPFL, 2003).

2.6.4. Seccionalizadores

O seccionalizador é um equipamento de proteção que foi projetado para operar em conjunto com um religador ou um disjuntor associado a um relé de religamento. Trata-se de uma chave contendo isolamento a óleo, vácuo ou à gás SF₆, para tipos de redes monofásicas ou trifásicas com capacidade de efetuar fechamento e abertura em carga.

Atualmente, os modelos trifásicos não são mais utilizados, em função da redução do custo de um religador trifásico e suas multifunções, não compensando o uso deste dispositivo. Entretanto, os modelos monofásicos eletrônicos são amplamente utilizados em redes rurais, com grande eficácia se instalados após religadores ajustados para operação com um ou duas curvas rápidas.

O seccionizador não é capaz de interromper correntes de curto-circuito, embora possa interromper correntes até a sua capacidade nominal. O seccionizador pode ser fechado mesmo em condições de curto-circuito.

Os seccionizadores são classificados conforme o número de fases e tipo de controle:

- Quanto ao número de fases:
 - Monofásicos: Tipos GH (atualmente em desuso) e Cartucho ou Autolink, conforme mostrado na Figura 2.18.



Figura 2.18 – Seccionizador Monofásico (CEMIG, 2007).

- Trifásicos: GN3, GN3E, GN3EB e GN3VE (algumas concessionárias ainda possuem estes modelos instalados na rede) conforme mostrado na Figura 2.19.



Figura 2.19 – Seccionizador Trifásico GN3EB (CEMIG, 2007).

- Quanto ao tipo de controle:
 - Controle Hidráulico: GN3 e GH
 - Controle Eletrônico: GN3E, GN3EB e GN3VE. O tipo Cartucho ou Autolink pode ser considerado como controle eletrônico.

O princípio de funcionamento do seccionizador, após ajustado previamente, inicia sua atuação quando ao circular uma corrente de curto-circuito, o seccionizador é sensibilizado e se prepara para contar. Esta corrente também sensibilizará o equipamento de retaguarda (relogador), que abrirá o circuito. O seccionizador notará a abertura do equipamento de retaguarda devido à queda da corrente para valores abaixo do seu valor de disparo e contará a operação. Após o tempo determinado, o equipamento de retaguarda fechará o circuito. Se o defeito persistir, o processo se repetirá até que o seccionizador acumule a quantidade de contagem ajustada. Então, durante o tempo em que o equipamento de retaguarda estiver aberto, o seccionizador abrirá os seus contatos principais. Quando o equipamento de retaguarda religar, o trecho com defeito estará isolado e o resto da rede será restabelecido normalmente.

A Figura 2.20 apresenta a sequência de operações de um seccionizador.

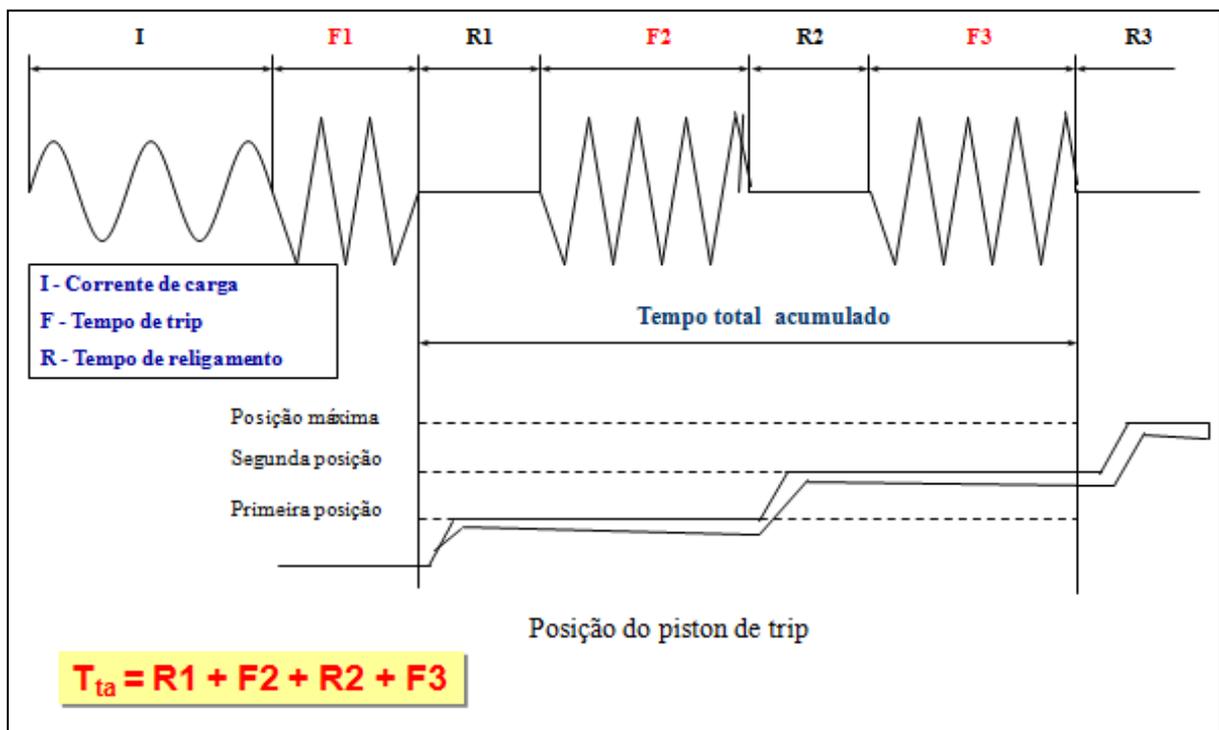


Figura 2.20 – Sequência de abertura de um seccionizador (CEMIG, 2007).

Alguns acessórios devem ser instalados nos seccionizadores para aumentar a flexibilidade e confiabilidade da sua aplicação. Em resumo, estes acessórios controlam a contagem de operações nos seccionizadores.

- Acessório com restritor por tensão: Só permitem que os seccionizadores façam contagem de interrupções quando não existir tensão do lado da fonte. Empregado em seccionizadores hidráulicos.

- Acessório com restritor de correntes de *inrush*: São acessórios empregados para evitar a contagem indevida de interrupções por efeitos das correntes de *inrush*. Disponíveis para os seccionadores eletrônicos.
- Tempo de memória: É o tempo máximo que o seccionador consegue armazenar as contagens anteriores. Nos modelos hidráulicos permitem até 60 segundos, dependendo da temperatura do óleo. Nos modelos eletrônicos o tempo é fixo para alguns fabricantes (30 e 60s) e variável para outros (30, 45, 60 e 90s).

2.6.5. Trip Saver

O Trip Saver é um novo equipamento de proteção, utilizado em ramais monofásicos, cuja principal função é eliminar defeitos transitórios de maneira muito rápida, preservando a continuidade de fornecimento das cargas a montante. Possui características similares a um religador monofásico com curva rápida ou um seccionador Autolink, porém sua eficiência está na atuação ultrarrápida da primeira abertura, de modo a eliminar uma falta transitória e evitar a queima desnecessária de elos fusíveis a montante.

Este equipamento possui um sistema eletrônico operacional de abertura com um tempo de religamento de 5 segundos. A primeira operação de abertura (rápida) é realizada entre 1,5 a 2 ciclos e a segunda abertura (lenta) possui as características da curva de um elo fusível tipo 50K ou 100K.

O Trip Saver pode ser instalado em redes de classe nominal de tensão entre 15 e 25 kV, com capacidade máxima de interrupção simétrica de até 4,0 kA, aplicável somente a circuitos monofásicos com neutro ligado a terra.

As principais vantagens de seu emprego estão na grande variedade de curvas, controle microprocessado sem uso de bateria, sequência de operações reconfiguráveis, proteção *anti-inrush* e baixo custo se comparável a religadores ou seccionador Autolink. A Figura 2.21 apresenta o Trip Saver da S&C.



Figura 2.21 – Trip Saver (S&C Electric Company, 2016).

2.7. Políticas de Religamentos Automáticos em Redes de Distribuição

Conforme apresentado na seção anterior, os disjuntores associados a um relé de religamento e religadores são equipamentos capazes de realizar religamentos automáticos de forma a eliminar as faltas transitórias permitindo restabelecer a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

As filosofias de proteção atuais, coordenadas e seletivas, são definidas conforme as características de tipo de rede (redes urbanas e rurais) e sensibilidade das cargas a jusante, cujos religamentos possam acarretar transtornos em plantas industriais ou hospitais.

Portanto, a sequência de operação e quantidade de religamentos devem observar estas condições, utilizando curvas rápidas (coordenação) e curvas lentas (seletividade), de acordo com o tipo de equipamento a ser utilizado, limitado em até 4 aberturas e 3 fechamentos.

Outro objetivo a ser alcançado através da filosofia de religamentos automáticos é minimizar os indicadores de continuidade (FEC e DEC) e aumentar a qualidade de fornecimento de energia visando manter as concessões por parte das distribuidoras conforme as regras atuais estabelecidas pela ANEEL.

As sequências de operações mais comuns são:

- Uma rápida e três lentas (1R + 3L);
- Duas rápidas e duas lentas (2R + 2L);



- Três rápidas e uma lenta (3R + 1L);
- Todas rápidas (4R);
- Todas lentas (4L).

Quanto aos tempos de religamento, conhecido também como “tempo morto”, intervalo compreendido entre a operação de abertura e em seguida fechamento dos contatos, não há consenso entre as empresas de distribuição de energia no Brasil.

É importante ressaltar que, em locais com maior densidade populacional, é maior o risco em potencial de acidentes envolvendo a rede elétrica, exigindo do sistema elétrico alternativas de operação que propiciem eliminação de defeitos de maneira a que pessoas e animais não sejam atingidos, bem como sejam minimizados os prejuízos materiais decorrentes desse acidente. Esses aspectos estão relacionados não só com os equipamentos e a filosofia de proteção utilizada, mas também com as características do sistema elétrico e recursos operativos disponíveis.

Na CEMIG alguns estudos revelaram que 70% dos defeitos transitórios são eliminados no primeiro religamento automático, 10% no segundo e outros 10% no terceiro. Em outra pesquisa realizada dos religamentos automáticos satisfatórios no sistema de distribuição da CEMIG, no período entre janeiro a dezembro de 2011, 90,25% dos defeitos foram eliminados no primeiro religamento automático, 8,55% no segundo e 1,21% no terceiro.

Os tempos de religamento praticados pela CEMIG são:

- 10 segundos após a primeira abertura;
- 20 segundos após a segunda abertura;
- 20 segundos após a terceira abertura.

Portanto, pode-se concluir que, a atuação de um determinado equipamento de proteção, que contenha uma sequência de 4 aberturas e 3 tentativas de fechamento (ciclo completo de religamentos automáticos) levará pouco mais de 50 segundos, na hipótese de ocorrência de curto permanente. O tempo citado corresponde a soma dos tempos de atuação dos elementos de sobrecorrente de fase ou terra, aos tempos de religamento.

2.8. Considerações Finais

Para a manutenção da concessão de fornecimento de energia elétrica por parte das distribuidoras, diante de um cenário mais competitivo e a importância de cumprimento dos indicadores coletivos e individuais de continuidade e confiabilidade, mais do que nunca se

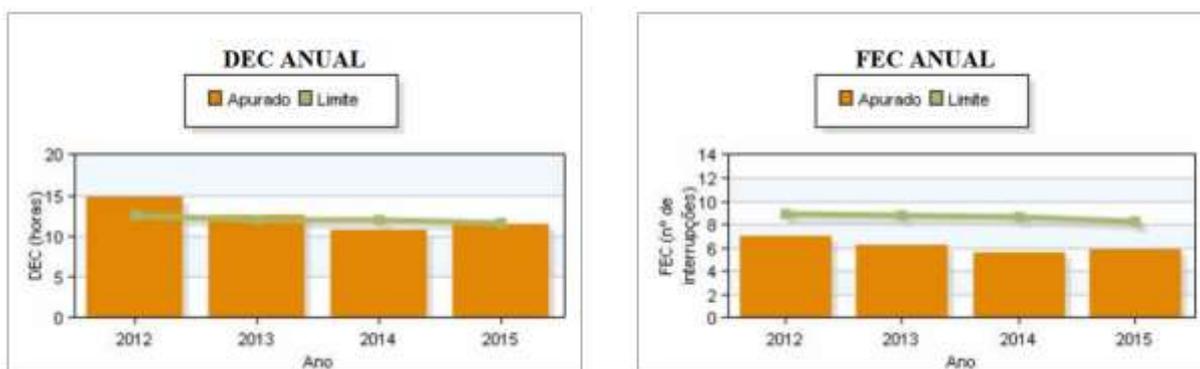
torna relevante para as empresas reduzir os tempos de atendimento, custos operacionais, manutenção corretiva em seus equipamentos e ainda proporcionar aumento de faturamento e maximização de lucro para acionistas. Portanto, o sistema de proteção da rede de distribuição tem papel importante neste contexto, contribuindo diretamente para melhoria destes resultados operacionais, aliado a boas políticas de religamentos automáticos.

As políticas de religamento utilizadas pelas empresas estão compatíveis com a definição da Aneel, que considera interrupção permanente somente quando a duração do evento for superior a 180 segundos (3 minutos). Neste cenário, as distribuidoras estão direcionando esforços em seus programas de investimento na instalação de religadores automatizados, com a capacidade de serem controlados remotamente, associados aos seus programas de manutenção preventiva das redes.

No final de 2009, a CEMIG contava com 2.211 religadores (monofásicos e trifásicos) instalados nas redes de distribuição. Com um extenso programa de investimento neste setor, atualmente a empresa conta com 6.566 religadores trifásicos e 4.126 religadores monofásicos, totalizando 10.856 religadores instalados na MT.

A melhoria dos indicadores de continuidade (DEC e FEC) nos últimos anos vem sendo reflexo destes investimentos no setor de proteção, bem como a aplicação de recursos em obras de expansão do sistema, renovação de ativos depreciados, substituição de equipamentos obsoletos e manutenção preventiva (substituição de cruzetas, limpeza de faixas e podas de árvores). O gráfico 2.1 apresenta os resultados operacionais dos últimos anos, disponível em <http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>.

Gráfico 2.1 – Indicadores de continuidade da CEMIG (ANEEL, 2016).



Um bom sistema de proteção visa também auxiliar na redução dos tempos médios de atendimento aos consumidores nas ocorrências emergenciais, com a instalação de religadores em pontos estratégicos da rede, selecionando e isolando trechos defeituosos e ainda com políticas de religamentos automáticos capazes de eliminar defeitos transitórios. Com isto,

busca-se a redução de custos operacionais com deslocamentos desnecessários das equipes para trechos em que as proteções atuem corretamente.

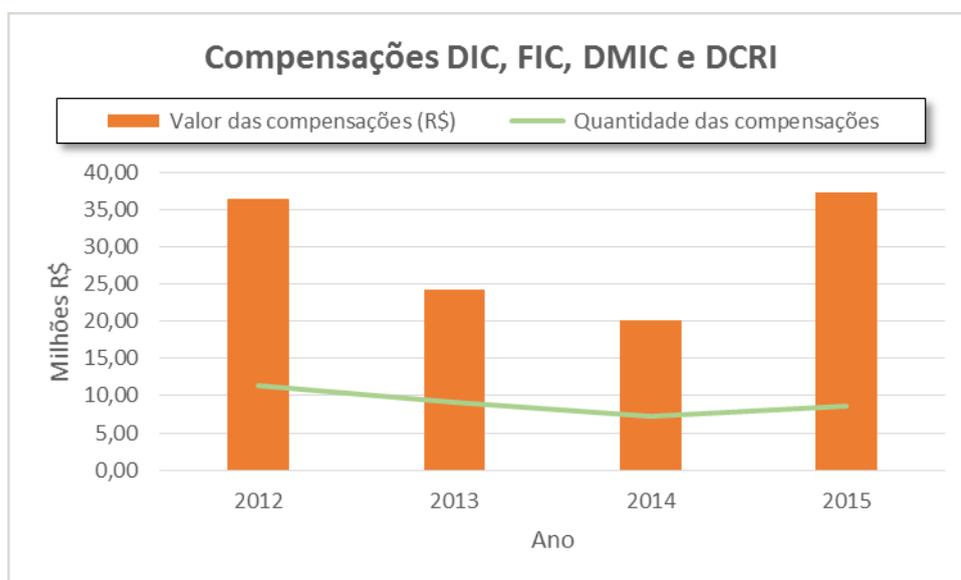
Conforme estabelecido no Módulo 8 do PRODIST, os tempos médios de atendimento são contabilizados em minutos e apurados mensalmente pelas distribuidoras para cada conjunto de unidades consumidoras. Estes indicadores são estratificados em:

- Tempo Médio de Preparação (TMP);
- Tempo Médio de Deslocamento (TMD);
- Tempo Médio de Execução (TME);
- Número de Ocorrências Emergenciais (NUMOCORR);
- Número de Ocorrências Emergenciais com Interrupção de Energia Elétrica (NIE).

As distribuidoras devem compensar financeiramente os seus consumidores por descumprimento dos limites estabelecidos pela ANEEL para os indicadores de continuidade individuais (DIC, FIC, DMIC e DCRI). Os investimentos em religadores e as práticas de religamentos automáticos, em consonância com os outros segmentos de expansão e manutenção das redes, proporciona melhoria destes indicadores, bem como a redução de custos operacionais e maximização de lucros da empresa.

O gráfico 2.2 apresenta as compensações pagas pela CEMIG nos últimos anos, devido a violações dos indicadores individuais, disponível em <http://www.aneel.gov.br/indicadores-de-compensacao-de-continuidade>.

Gráfico 2.2 – Indicadores individuais de continuidade da CEMIG (ANEEL, 2016).





No próximo capítulo será apresentado o sistema de proteção de redes de distribuição com a integração de geração distribuída, a legislação em vigor, implicações e exigências pertinentes a concessionária de energia elétrica e ao acessante produtor no sistema de distribuição de média tensão.



3.FUNDAMENTOS TEÓRICOS DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

3.1. Considerações Iniciais

Nesta seção apresenta-se como o modelo regulatório para inserção de geração distribuída se consolidou no Brasil, as principais normas em vigor e suas implicações e exigências pertinentes a concessionária de energia elétrica e ao acessante produtor no sistema de distribuição de média tensão.

As principais fontes renováveis são apresentadas, os tipos de geração síncrona e não-síncrona, o sistema de proteção em um alimentador de distribuição contendo o acessante e principais funções proteções exigidas pela concessionária para a conexão de geração distribuída a rede distribuição.

Discorrem-se ainda, sobre a política de religamentos automáticos utilizados nestes alimentadores, bem como os impactos esperados sobre o fluxo de potência, níveis de curto-circuito e a capacidade nominal de equipamentos.

3.2. Normatização Brasileira para inserção de Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição

O modelo regulatório para a inserção de geração distribuída no sistema de distribuição, incentivados pela alta concorrência e valorização do produto serão apresentados nesta seção. Para compreender o padrão atualmente adotado, faz-se necessário dissertar sobre o modelo do setor elétrico nacional inaugurado através da Lei 9.427/96 com a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica, a ANEEL, bem como as regras, tarifas e estrutura de mercado.

Esta legislação permitiu a entrada de um novo agente de acesso ao sistema, a figura do produtor independente de energia, assegurando livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição. A partir de então, o modelo do setor elétrico estimulou a competição e concorrência, principalmente no âmbito da geração, e em consequência o desenvolvimento de tecnologias mais eficientes, confiáveis em níveis de potência inferiores aos padrões explorados até então.

Paralelamente, o Ministério de Minas e Energia criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA [disponível em: <<http://www.>



mme.gov.br]) com objetivo de alavancar a participação das fontes renováveis de energia na matriz energética brasileira, com aumento da competitividade industrial no mercado, avanços tecnológicos e benefícios técnicos, ambientais e socioeconômicos em projetos de geração que utilizem fontes limpas e sustentáveis.

A partir do ano de 2004, com a promulgação da Lei 10.848/2004, a geração distribuída foi incluída como fontes de geração de energia comercializáveis em instalações ligadas no SIN e com o Decreto 5.163/2005 foi regulamentado a comercialização da energia elétrica, oriunda de geração distribuída, em níveis de tensão de distribuição.

Com a primeira versão aprovada pela ANEEL, a Resolução Normativa nº 345/2008, atualmente revisada através da Resolução Normativa nº 517/2012, instituiu o PRODIST Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, que estabelece as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, ao sistema de distribuição, não abrangendo as Demais Instalações de Transmissão – DIT, e define os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se tanto aos novos acessantes bem como aqueles já existentes no sistema.

De acordo com a Resolução Normativa nº 394/2009 da ANEEL, uma PCH é toda usina hidrelétrica de pequeno porte cuja capacidade instalada seja superior a 1 MW e inferior a 30 MW. Além disso, a área do reservatório deve ser inferior a 3 km².

Uma PCH típica normalmente opera a fio d'água, isto é, o reservatório não permite a regularização do fluxo d'água. Com isso, em ocasiões de estiagem a vazão disponível pode ser menor que a capacidade das turbinas, causando ociosidade. Em outras situações, as vazões são maiores que a capacidade das turbinas, permitindo a passagem da água pelo vertedor. Por esse motivo, o custo da energia elétrica produzida pelas PCHs é maior que o de uma usina hidrelétrica de grande porte, onde o reservatório pode ser operado de forma a diminuir a ociosidade ou os desperdícios de água. Entretanto as PCHs são instalações que resultam em menores impactos ambientais e se prestam à geração descentralizada.

Atualmente os principais tipos de geração de energia elétrica no Brasil são através de:

- CGH - Central Geradora Hidrelétrica (de 100 kW à 1 MW de potência instalada)
- CGU - Central Geradora Undi-Elétrica
- EOL - Central Geradora Eolielétrica
- PCH - Pequena Central Hidrelétrica

- SOL - Central Geradora Solar Fotovoltaica
- UHE - Usina Hidrelétrica de Energia
- UTE - Usina Termelétrica de Energia
- UTN - Usina Termonuclear

Os procedimentos de acesso estão detalhados no PRODIST Módulo 3 que consistem nas várias etapas necessárias para a obtenção de acesso ao sistema de distribuição. Aplicam-se tanto a novos acessantes quanto à alteração do MUSD já contratado. Para a viabilização do acesso ao sistema elétrico é necessário o cumprimento das etapas de consulta, informação, solicitação e parecer de acesso.

Essas etapas são apresentadas de forma sucinta na Figura 3.1.

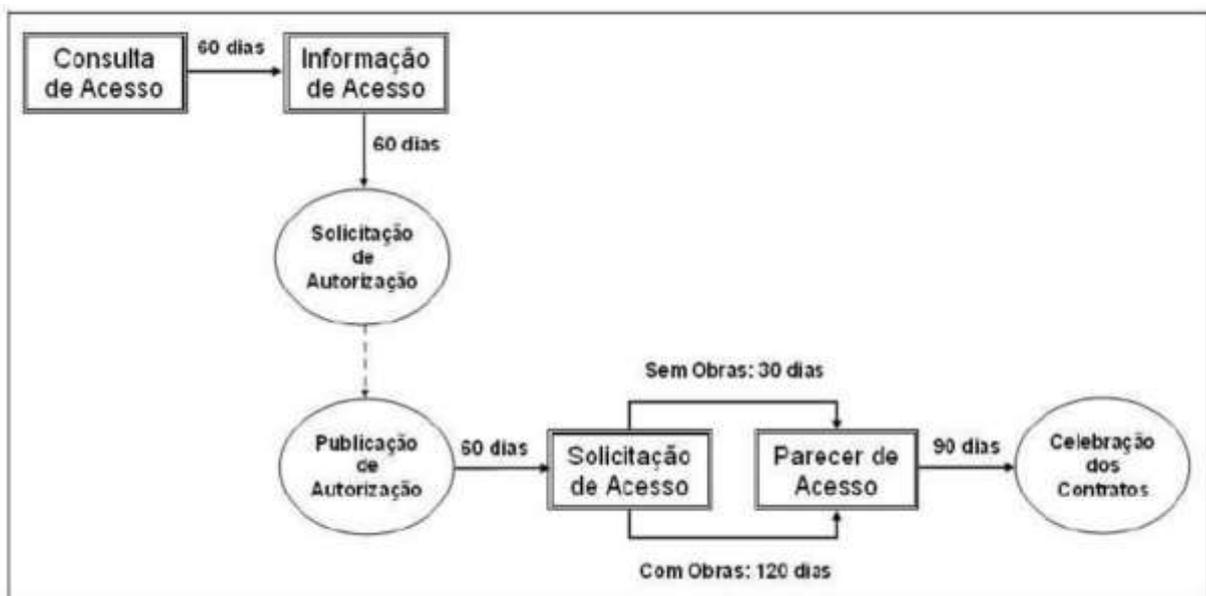


Figura 3.2 – Etapas de Acesso de Centrais Geradoras ao Sistema de Distribuição (CEMIG, 2011).

3.3. Formas de conexão da geração distribuída à rede de distribuição.

Conforme preconiza o PRODIST Módulo 3 – ANEEL, para que uma geração distribuída seja conectada a um sistema de distribuição operado por uma concessionária ou permissionária, a elaboração da informação de acesso e posterior confecção do parecer de acesso é o documento que formaliza a intenção e execução da ligação.

Devido às particularidades de cada empresa distribuidora de energia elétrica, a forma de conexão ao sistema, definido no parecer de acesso, deve contemplar o menor custo global



de investimentos, incluindo as instalações de conexão de responsabilidade do acessante, possíveis reforços na rede existente e custos com perdas elétricas. Também são critérios exigidos no estudo de ligação de um acessante outros critérios técnicos como: quantidade de acessantes por alimentador/subestação, qualidade de energia e variação de tensão, e finalmente, regime de operação da geração distribuída.

Apesar de existir formas e estudos de conexão em tensões de distribuição acima de 34,5 kV, limitadas às tensões de Subtransmissão em até 230 kV, apresentam-se neste documento modelos atuais e mais utilizados em Média Tensão (MT), dentro das faixas usuais 13,8; 22 e 34,5 kV.

A conexão do acessante a distribuidora pode ser realizada em um alimentador de distribuição exclusivo, onde o ponto de conexão é realizado dentro da subestação de distribuição da concessionária, através de um *bay* exclusivo no barramento.

Esta forma de conexão se aplica a alguns tipos de GD síncronas (CGHs, PCHs, UTEs) cujos valores de potência injetada ao sistema elétrico possam causar distúrbios de tensão e/ou carregamento de outros alimentadores ligados à subestação.

As conexões de geradores não síncronos à concessionária de distribuição, preferencialmente, devem ser ligadas através de um alimentador exclusivo, em virtude das variações de operação bem características destes tipos de fontes (EOL e SOL).

Podem-se citar como principais vantagens da conexão em um alimentador exclusivo: o sistema de proteção diferenciado, maior confiabilidade e segurança, baixo impacto aos demais clientes ligados ao barramento. Entretanto, possuem algumas desvantagens, tais como: maior custo de investimento global, possíveis limitações de espaço físico da subestação e necessidade de construção de subestação exclusiva para o acessante.

A conexão da GD a distribuidora também pode ser realizada através de um alimentador de distribuição existente, onde o ponto de conexão é realizado próximo ao acessante, compartilhado com as demais cargas da concessionária. Este modelo é aplicado a maior parte das ligações de GD síncronas (CGHs, PCHs, UTEs) cujos valores de potência injetada ao sistema elétrico normalmente não interferem nos valores nominais de tensão e/ou carregamento no alimentador de distribuição.

Para as gerações não-síncronas (EOL e SOL), a recomendação principal é para que estas não sejam ligadas em alimentadores compartilhados com as demais cargas, devido a característica intermitente da potência gerada.

Os aerogeradores com velocidade constante utilizam geradores assíncronos ou de indução com grande vantagem na sua construção mais simplificada e ausência de dispositivos



de sincronismo. Possuem altas correntes de partidas que são suavizadas através de tiristores e apresentam alta demanda por potência reativa.

Os aerogeradores com velocidade variável podem ser acoplados a geradores síncronos ou assíncronos cuja conexão ao sistema elétrico é realizada através de uma conversora eletrônica de frequência, formada por um conjunto retificador/inversor (tipo “*full converter*”).

Com a utilização de geradores síncronos, a tensão produzida é retificada e o controle de frequência na saída, dependendo da rotação, varia em função da rotação da turbina eólica.

A conexão de geradores assíncronos ou de indução tipo rotor de gaiola pode ser feita diretamente ao sistema de distribuição, porém a legislação brasileira não permite este tipo de conexão visto que este tipo de gerador não se comporta como uma fonte de corrente ideal. Nestes casos, são utilizados os geradores de indução tipo dupla alimentação, cuja resposta é o rápido decaimento do valor de corrente durante o curto-circuito para o valor da corrente em regime.

Os modelos de geradores eólicos apresentados podem causar impacto nos sistemas de proteção das redes de distribuição, mesmo apresentando baixos valores de contribuição de corrente de curto-circuito.

As principais vantagens da ligação da GD em um alimentador existente são: menor custo de investimento global, possibilidade de redução da capacidade de condução de corrente no alimentador nas proximidades da conexão da GD, postergação de investimentos na rede por parte da concessionária e ainda a possibilidade de atendimento a cargas do mercado cativo de forma compartilhada ou ilhada (este modelo ainda não possui regras claras estabelecidas pela ANEEL).

Entre as principais desvantagens do modelo compartilhado de conexão, podem-se citar: aplicação de esquemas de proteção mais complexos na média tensão, alteração do comportamento da sensibilidade e tempos de atuações das proteções existentes, variações de tensão em pontos do alimentador em função da potência injetada pela GD.

3.4. Sistema de proteção de um alimentador de distribuição com geração distribuída.

Conforme já citado, o PRODIST Módulo 3 – ANEEL determina que as concessionárias de energia elétrica apliquem no parecer de acesso o critério do menor custo global de investimentos para definir a melhor forma de conexão da GD na rede de distribuição. A forma de conexão do acessante à rede pode ser realizada de duas formas:

ligação através de um alimentador exclusivo diretamente no barramento de uma subestação ou em um alimentador existente compartilhando a rede de distribuição com as demais cargas de MT e BT.

A conexão de um acessante a um alimentador exclusivo, conectado diretamente ao barramento de MT de uma subestação, proporciona maior confiabilidade, continuidade e segurança para o sistema elétrico visto que as proteções são aplicadas de forma dedicada e exclusiva. Entretanto, esta configuração é restritiva por requerer maiores investimentos e disponibilidade de espaço físico na subestação que irá receber a conexão, diante da necessidade de instalação de uma nova saída de um alimentador exclusivo.

A conexão da GD ao barramento de uma subestação através de um alimentador exclusivo requer a instalação de um religador ou disjuntor na saída do circuito, onde se determina o ponto de conexão. Este alimentador exclusivo percorre toda sua extensão, sem qualquer interferência com outros circuitos, até a unidade geradora onde deve existir um outro religador ou disjuntor. Este esquema é semelhante a uma linha de transmissão. A figura 3.2 apresenta esta configuração.

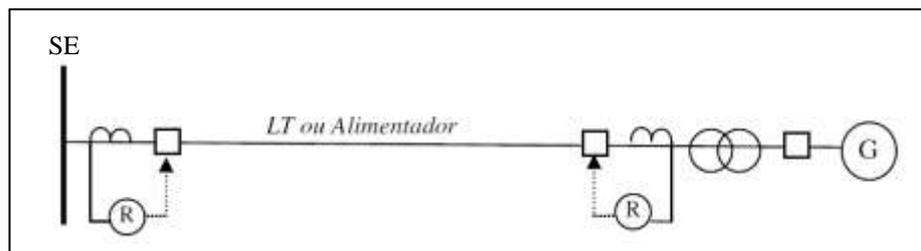


Figura 3.4 – Conexão da GD através de alimentador exclusivo utilizando disjuntor no terminal da concessionária e no terminal do acessante (LUIZ, 2012).

A conexão de um acessante através de alimentadores existentes, compartilhando a rede de distribuição com as demais cargas de MT e BT, é a forma economicamente mais viável e amplamente utilizada pelas distribuidoras. Diante disso, os esquemas de proteção se tornam mais complexos em virtude das características operacionais das gerações durante a presença de curto-circuito, interferindo na sensibilidade, alcance e tempo de atuação das proteções da rede de distribuição e do acessante.

A conexão da GD em de um alimentador existente requer a instalação de um religador no ponto de conexão entre a rede e o acessante. A Figura 3.3 apresenta um exemplo desta configuração.

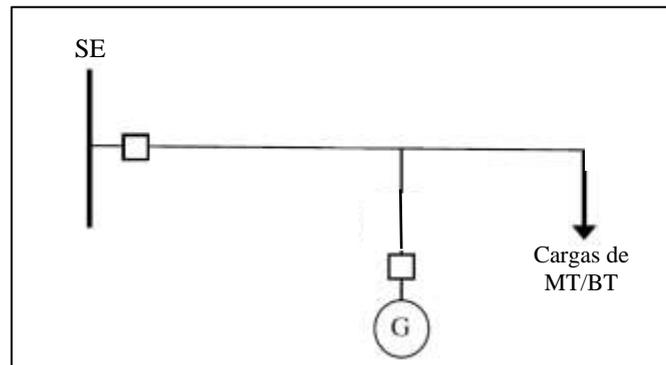


Figura 3.4 – Conexão da GD através de alimentador existente com religador instalado no ponto de conexão do acessante (LUIZ, 2012).

Este tipo de conexão apresenta um grande desafio para as distribuidoras em virtude da complexidade de esquemas de proteção envolvidos e os impactos operacionais gerados no sistema elétrico. Para o acessante, este tipo de configuração também apresenta maiores impactos quanto ao aumento de desligamentos transitórios ou permanentes na rede da concessionária, causando perdas de produção e de receita.

3.5. Política de religamentos automáticos no sistema de distribuição com geração síncrona e não síncrona.

Conforme apresentado na seção 2.7, os religamentos automáticos são recursos técnicos utilizados pelas concessionárias de energia elétrica visando obter sucesso em torno de 80% no restabelecimento do fornecimento de energia diante de faltas temporárias na rede de distribuição.

Diante da nova realidade do sistema, com a inserção de novas fontes de energia nos alimentadores de distribuição, as políticas de religamentos automáticos devem ser revistas, pois a conexão da GD pode alterar o desempenho e a aplicabilidade deste procedimento, trazendo consequências para as distribuidoras e seus indicadores de continuidade e confiabilidade.

As principais concessionárias de energia do país adotam procedimentos similares em quanto à prática de religamentos de seus equipamentos de proteção instalados ao longo de um alimentador, havendo, contudo, diferenças quanto a valores dos tempos de fechamento e a quantidade de religamentos automáticos. Outros aspectos também são avaliados como efeitos sobre as cargas a jusante e topologia de redes (aéreas, subterrâneas, urbanas ou rurais).

Entretanto, na presença de uma GD conectada a um alimentador, o religador do ponto de conexão entre a concessionária e o acessante não deve ter a função de religamento



habilitado. Há riscos com a segurança de terceiros, população e trabalhadores da distribuidora, em virtude de haver o risco de a fonte externa contribuir para alimentar o curto-circuito, impedindo a eliminação do arco elétrico, ou ainda, apresentar variações de tensão a clientes ligados nas proximidades da conexão, na grande maioria dos casos, sobretensões.

Independentemente do tipo de geração (síncrona ou não-síncrona), o acessante deve possuir em suas proteções internas relés que atuem de forma rápida que promovam a desconexão com o sistema elétrico na presença de uma falta.

Atualmente, alguns acessantes têm motivados grupos de estudos em parceria com as concessionárias de energia elétrica, na busca de alguma aplicação técnica que seja viável sem prejuízos as partes, visando permitir religamento automático no religador do ponto de conexão. O principal objetivo desta aplicação é evitar paradas desnecessárias de produção de energia, por conta de faltas transitórias inerentes ao sistema de distribuição.

Para efetivação deste procedimento na prática, o religador do ponto de conexão deve ser dotado de funções ou relés que façam a verificação de sincronismo e presença de tensão tanto do lado da concessionaria quanto o lado da geração (com supervisão de barra viva / linha viva, barra viva / linha morta, barra morta / linha viva e barra morta / linha morta). Contudo, ainda não há consenso entre concessionarias, acessantes e a legislação de forma a permitir este procedimento, justamente por conta dos riscos já citados.

3.6. Impactos da GD nos níveis de curto-circuito e fluxo de potência.

As redes de distribuição, em sua forma original, possuem configuração radial com fluxo de potência unidirecional no sentido da fonte primária alimentando as cargas a jusante. Nesta configuração, os equipamentos de proteção instalados ao longo do alimentador são dimensionados seguindo a direcionalidade de fluxo e de correntes de curto-circuito calculados previamente.

Com a presença das GDs, conforme apresentado no estado da arte, as fontes externas conectadas em alimentadores de distribuição podem causar efeitos indesejáveis na coordenação da proteção e alterar a capacidade de atuação de elementos de proteção ajustados numa configuração radial e unidirecional (CHEUNG, 2009).

A partir da conexão das GDs em paralelo com as redes, surgem fluxos de potências bidirecionais que podem ocasionar atuação indevida de relés de proteção de sobrecorrente, sem direcionalidade. Adicionalmente, podem ocorrer sobretensões em vários pontos do alimentador, prejudicando o funcionamento dos reguladores de tensão instalados.



Com relação aos níveis de curto-circuito, quando a GD estiver conectada ao alimentador, durante a ocorrência de uma falta as GDs podem contribuir para corrente de defeito, podendo ocorrer atuação indevida ou até mesmo uma não atuação das proteções (NAIEM, 2011). Outros impactos relacionados à GD conectada ao sistema são o surgimento de pontos cegos diminuindo o alcance das proteções.

Durante uma falta temporária, os religamentos automáticos podem ter seu funcionamento alterado no momento da abertura dos contatos, pois a fonte externa poderá tentar manter o curto-circuito alimentado, originando outra abertura do religador ainda dentro de um mesmo ciclo de religamentos automáticos, causando falha de operação. Neste momento de defeitos transitórios, podem surgir gradientes de tensão com deslocamento de fase na tensão da GD gerando distúrbios capazes de danificar diversos equipamentos.

Outro importante impacto é a perda de coordenação entre religadores e fusíveis e religadores x religadores, onde a presença da GD pode alterar a sensibilidade ajustada nestes equipamentos.

Em circuitos com proteção seletiva, a modificação do valor da corrente de defeito pode reduzir os tempos de atuação fazendo os elementos atuarem de forma simultânea, causando problemas operacionais para localizar o real ponto de falta.

Cabe ressaltar que o incremento no nível de curto-circuito dependerá do tipo de máquina que compõe a unidade de GD. Para geradores síncronos, a contribuição dependerá da tensão pré-falta, das reatâncias subtransitória e transitória da máquina, e das características da excitatriz.

Já geradores de indução contribuem para faltas enquanto permanecem girando em função da tensão residual no alimentador. Para estes geradores a contribuição dura apenas alguns ciclos e é determinada pela divisão da tensão pré-falta pela reatância transitória da máquina. Mesmo que a duração da contribuição da GD seja de apenas alguns ciclos, esse tempo pode ser suficiente para fundir o fusível e provocar descoordenação com os disjuntores/religadores a montante (SALESSE, 2006).

A Figura 3.4 mostra um exemplo do aumento do nível de curto-circuito em função da contribuição da GD.

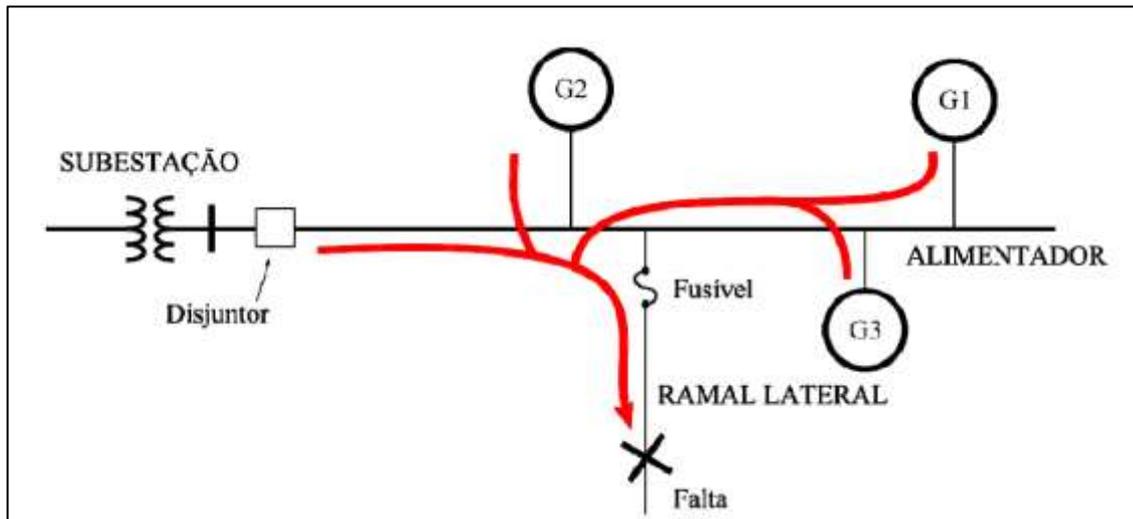


Figura 3.4 – Aumento do nível de curto-circuito em função das contribuições da GD (LUIZ, 2012).

De acordo com (TLEIS, 2007), as respostas dinâmicas dos geradores síncronos possuem características operacionais diferentes dos geradores conectados via inversor, devido ao fato dos geradores fotovoltaicos não possuírem circuitos magnéticos e massa rotativa. Diante disso, torna-se importante realizar estudos de curto-circuito para verificar a relação X/R das fontes. Como a reatância série presente na geração fotovoltaica possui um filtro de alta frequência, a relação X/R pode assumir valores na faixa de 0,02 a 0,05.

Nos estudos de viabilidade de acesso ao sistema elétrico, realizados pelas concessionárias de energia, as empresas têm adotado que a contribuição para corrente de curto-circuito dos geradores fotovoltaicos é da ordem de duas vezes maior que a corrente nominal dos inversores, visando atender as normas vigentes (IEEE 1547 e UL 1741). Tais normas citam que as correntes máximas de contribuições das fontes fotovoltaicas durante um curto-circuito podem variar de 133% a 521% da corrente nominal no primeiro ciclo. A duração da contribuição pode ocorrer num intervalo de tempo entre 5,1 a 8,2 ciclos (FERREIRA, 2016).

Os inversores são dispositivos com sistemas de controle dotados de eletrônica de potência que permitem o monitorar a contribuição de correntes, através de malhas internas e externas garantindo o limite de corrente de operação destes inversores (FERREIRA, 2016).

Os inversores contribuem somente com corrente de sequência positiva, mesmo para faltas desequilibradas, pois possuem um limite máximo de corrente de contribuição. Sendo assim, durante uma falta, estes equipamentos se comportam como fontes de corrente de sequência positiva, diferentemente dos geradores síncronos, representados por fontes de tensão.

A geração fotovoltaica, conectada ao sistema de distribuição através de inversores, contribuem com valores de correntes de curto-circuito bem menores se comparada à geração síncrona, entretanto esta contribuição pode se tornar relevante caso tenha-se um aumento expressivo do número de geradores fotovoltaicos na rede, mesmo num curto intervalo de tempo.

Por fim, pode-se concluir que a contribuição dos geradores para a corrente de curto-circuito poderá ser mais significativa se a conexão for mais próxima à área urbana, devido às características de baixas impedâncias, quando comparadas com áreas rurais.

3.7. Principais funções de proteção exigidas pelas concessionárias para conexão de geração distribuída.

Os sistemas de proteção do acessante e da concessionária de energia elétrica devem atender aos requisitos e dimensionamentos conforme o PRODIST módulo 3, de modo que seja assegurada o bom desempenho do sistema elétrico mantendo a qualidade do produto tanto em condições de regime permanente como em regime transitório.

Devido às particularidades e metodologias de cada empresa, as distribuidoras possuem normas técnicas próprias para o tratamento da conexão de acessantes ao sistema elétrico. Estas normas têm basicamente o objetivo de detalhar quais as exigências e obrigações de ambas as partes durante o processo de solicitação e parecer de acesso.

Observa-se que há exigências comuns entre as distribuidoras quanto a utilização de relés digitais multifunção, de fabricantes homologados e com reconhecimento de mercado, de forma a atender aos requisitos de suas normas técnicas e ao PRODIST módulo 3.

Conforme apresentado por (LUIZ, 2012), a parametrização dos relés de proteção, bem como a elaboração dos estudos e a formatação da solicitação de acesso são de responsabilidade do acessante, ficando a cargo da concessionária analisar, sugerir melhorias, definir o ponto de conexão e aprovar o pedido de acesso. O ponto de conexão fica determinado como sendo a fronteira entre a distribuidora e o acessante, conforme apresentado na Figura 3.5.

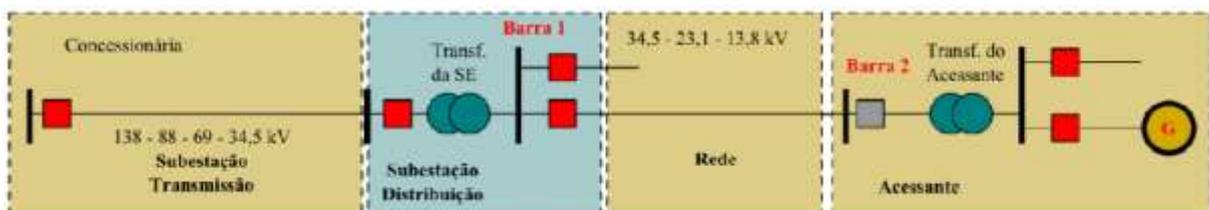


Figura 3.5 – Esquema de conexão da GD com a distribuidora (LUIZ, 2012).

Conforme já citado, a conexão do acessante a distribuidora pode ser realizada em um alimentador de distribuição de uso exclusivo, onde o ponto de conexão é realizado dentro da subestação da concessionária, através de um *bay* exclusivo no barramento ou em um ponto qualquer localizado na MT, ao longo do alimentador. Esta definição é feita após os estudos de solicitação e emissão do parecer de acesso, juntamente com as alternativas técnicas e econômicas para viabilizar o empreendimento.

Com relação às funções de proteção exigidas pelas concessionárias de energia, após uma pesquisa entre as principais empresas do setor, as principais funções de proteção que as distribuidoras normalmente exigem tanto nas instalações do acessante quanto as funções que devem ser parametrizadas no ponto de conexão (LUIZ, 2012).

Como os relés digitais dispõem de uma variedade de funções múltiplas, podem-se observar os requisitos relacionados à necessidade de redundância dos relés de proteção utilizados tanto no ponto de conexão quanto na planta do acessante.

Para permitir o funcionamento, monitoramento e controle remoto destas proteções, as distribuidoras também exigem, como parte do pacote de proteção, as funcionalidades de telecomunicações de alta velocidade e estabilidade de sinal. Estes podem possibilitar a utilização de esquemas de teleproteção, acesso remoto a informações do sistema, oscilografias e coleta de eventos para análise de perturbações.

A Tabela 3.1 apresenta as principais funções de proteção exigidas pelas concessionárias de energia elétrica nas instalações internas da GD.

Tabela 3.1 – Proteções exigidas pelas concessionárias nas instalações da GD (LUIZ, 2012).

Relé	Descrição	Função	Distribuidoras
21/21N	Relé de distância de fase e neutro	Proteção contra faltas fase-fase e fase-terra na distribuidora. Para a MT é opcional à função 51V.	Cemig
25	Relé de verificação de sincronismo	Permite paralelismo de circuitos quando ambos estiverem dentro de limites prefixados de tensão, frequência e ângulo de fase.	BC Hydro, Celesc, Coelba, CPFL, Elektro, Cemig, Copel.
27	Relé de Subtensão	Proteção do acessante e do sistema da distribuidora contra subtensões. Utilizada principalmente para assegurar que condições mínimas de atendimento a carga estão sendo observadas.	BC Hydro, Celesc, Copel, Cemig, CPFL, Elektro e Enersul.
32	Relé direcional de potência	Limita o fluxo de potência ativa, injetado ou consumido pelo Acessante, quando necessário.	Copel, CPFL, Cemig, Light, Copel, Elektro e Enersul.
46	Relé de sequência negativa	Proteção do gerador do acessante para correntes desequilibradas.	BC Hydro, Coelba, Copel, Celesc, Cemig e Elektro.
47	Relé de sequência de fase de tensão	Proteção do gerador do acessante contra tensões desequilibradas.	Cemig, Celesc e Elektro.



50BF	Relé contra defeito disjuntor	Proteção que transfere a atuação da proteção para outros disjuntores quando ocorre falha de abertura do disjuntor principal que recebeu um comando de trip da proteção.	BC Hydro e Copel.
50/50N	Relé sobrecorrente instantâneo	Proteção contra faltas fase-fase e fase-terra na distribuidora.	Cemig, Celesc, Copel, CPFL, Elektro e Enersul.
51/51N	Relé sobrecorrente temporizado		
51GS	Relé sobrecorrente sensível de terra	Proteção complementar às proteções de sobrecorrente de falta à terra.	Elektro
51V	Relé Sobrecorrente com restrição de tensão	Protege contra faltas fase-fase. Possibilita a compatibilização geração máxima e contribuição mínima para falta. Função opcional à 21/21N.	Cemig, Copel e Elektro.
59	Relé de sobretensão	Proteção contra sobretensões. Utilizada para assegurar condições mínimas de atendimento para carga.	BC Hydro, Copel, Cemig, CPFL e Elektro.
59N	Relé de desequilíbrio de tensão	Proteção de tensão de sequência zero para faltas à terra. Utilizada quando o transformador de conexão possui ligação em Delta do lado da concessionária.	Copel, Cemig, CPFL e Elektro.
60	Relé de desbalanço de tensão	Proteção a ser instalada no disjuntor da usina com a finalidade de evitar a abertura indevida da concessionária devido a faltas de fase no acessante.	Copel
67/67N	Relé de sobrecorrente direcional de fase	Proteção para faltas no acessante. Opera como retaguarda para faltas no transformador de acoplamento e no lado de baixa tensão do acessante. Esta função de proteção poderá ser utilizada para eliminar faltas na rede quando em substituição a função 51V.	Copel, Cemig, CPFL, Elektro e Enersul.
78	Relé de medição de ângulo de fase	Proteção que compara os ciclos elétricos indicando se existe ou não deslocamento de fase de tensão. Utilizado para identificar ilhamento.	Copel
81 (O/U)	Relé de frequência	Proteção contra o atendimento de cargas com níveis inadequados de frequência durante ilhamentos.	BC Hydro, Celesc, Coelba, Copel, Cemig, CPFL e Elektro.
81 (df/dt)	Relé de taxa de variação da frequência	Proteção utilizada para detecção de ilhamento, através da detecção de variações lentas de frequência em sistemas isolados, sendo a diferença entre potência ativa gerada e consumida é pequena.	Copel

A Tabela 3.2 mostra as funções de proteção a serem alocadas no ponto de conexão do acessante. A principal função dessas proteções é eliminar a contribuição do acessante para faltas na distribuidora.

Tabela 3.2 – Proteções exigidas pelas concessionárias no ponto de conexão da GD (LUIZ, 2012).

Relé	Descrição	Função	Distribuidoras
21/21N	Relé de distância de fase e neutro	Proteção contra faltas fase-fase e fase-terra na distribuidora. Para a MT é opcional à função 51V.	BC Hydro AT, Copel, Cemig, CPFL e Celesc.
25	Relé de verificação de sincronismo	Permite paralelismo de circuitos quando ambos estiverem dentro de limites prefixados de tensão, frequência e ângulo de fase.	BC Hydro, Celesc, Coelba, Eletropaulo Light, Cemig, Copel, Iberdrola, Enersul, IEEE Std 1547.
27	Relé de Subtensão	Proteção do acessante e do sistema da distribuidora contra subtensões. Utilizada principalmente para assegurar que condições mínimas de atendimento a carga estão sendo observadas.	BC Hydro, Celesc, Coelba, Copel, Cemig, CPFL, Elektro, Light, Eletropaulo, Iberdrola, IEEE Std 1547.
37	Relé de mínima corrente	Associada à função 46, visa detectar faltas com sequência negativa e redução da corrente.	Copel, IEEE Std 1547.
27G	Relé subtensão de neutro	Proteção para detecção de níveis de tensão no neutro inferior ao requerido.	IEEE Std 1547
32	Relé direcional de potência	Limita o fluxo de potência ativa, injetado ou consumido pelo acessante, quando necessário.	Celesc, Coelba, Eletropaulo, Cemig, Copel, Iberdrola.
46	Relé de seq. negativa	Proteção do gerador para correntes desequilibradas.	Cemig, Celesc, IEEE Std 1547.
47	Relé de seq. de fase de tensão	Proteção do gerador para operação durante desequilíbrios de tensões (opcional à 46).	Coelba, Eletropaulo, IEEE Std 1547 Cemig, Celesc, Light.
50BF	Relé contra falha disjuntor	Proteção para minimizar danos ao sistema e demais equipamentos durante uma falha de abertura do disjuntor que recebeu um comando de disparo da proteção.	BC Hydro AT, Copel.
50/50N	Relé sobrecorrente instantâneo	Proteção contra faltas fase-fase e fase-terra na distribuidora.	BC Hydro AT, Celesc, Coelba, Copel, CPFL, Elektro, Enersul, Iberdrola, IEEE Std 1547 e Light
51/51N	Relé sobrecorrente temporizado		
51GS	Relé sobrecorrente sensível de terra	Proteção complementar às proteções de sobrecorrente de falta à terra.	CPFL
51V	Relé sobrecorrente com restrição de tensão	Protege contra faltas fase-fase na distribuidora ou no acessante. Necessária quando há dificuldade em compatibilizar geração máxima e contribuição mínima para falta. Função opcional à 21/21N, sendo que deve haver pelo menos uma delas.	Coelba, Cemig, Copel, Light, IEEE Std 1547.
59	Relé de sobretensão	Proteção do acessante e da distribuidora contra sobretensões. Utilizada principalmente para assegurar que condições mínimas de atendimento a carga estão sendo observadas.	Celesc, Coelba, Copel, Eletropaulo, Iberdrola, Cemig, Light, IEEE Std 1547.
59N	Relé de desequilíbrio de tensão	Proteção de tensão de sequência zero para faltas à terra na rede da concessionária ou no acessante. Utilizada quando o transformador de conexão é ligado em Delta (conces.).	BC Hydro AT, Celesc, Coelba, Eletropaulo, Cemig, Light, CPFL, Elektro, Iberdrola, Copel, IEEE Std 1547.
64	Relé detector de terra	Proteção utilizada para detecção de faltas à terra através da verificação de sobretensão	Iberdrola



		de sequência zero. Opcional a função 59N.	
67/67N	Relé de sobrecorrente direcional	Proteção para faltas no acessante. Opera como retaguarda para faltas no transformador de acoplamento e no lado de baixa tensão do acessante. Esta função de proteção poderá ser utilizada para eliminar faltas na rede em substituição à função 51V.	BC Hydro AT, Celesc, Coelba, Copel, Cemig, CPFL, Eletropaulo, IEEE Std 1547, Light.
78	Relé de medição de ângulo de fase	Proteção que compara os ciclos elétricos indicando se existe ou não deslocamento de fase de tensão. Utilizado para identificar situações de ilhamento.	Copel, Celesc, Eletropaulo, Iberdrola.
81 (O/U)	Relé de frequência	Proteção contra o atendimento de cargas com níveis inadequados de frequência durante ilhamentos.	BC Hydro, Celesc, Coelba, Cemig, Copel, Light, Iberdrola, IEEE Std 1547.
87	Relé diferencial de linha	Proteção para linha de transmissão com menos de 10 km, que interliga o acessante ao sistema.	Copel, IEEE Std 1547.

Na CEMIG, os religadores instalados em alimentadores com GD são todos do tipo microprocessados, contendo relés digitais que possibilitam a inserção de quaisquer valores de sobrecorrente de fase e curvas padrões dos tipos ANSI e IEC, ambos de tempo inverso (funções 50/51). Na empresa, foi padronizada a utilização das curvas segundo a norma IEC (60255-1, 2009).

As proteções de terra na CEMIG são aplicadas conforme modelo europeu, com a utilização de curvas do tipo “Tempo Definido”, que se mostram muito eficazes na eliminação de faltas à terra, possibilitando um tempo de atuação eficaz na presença de defeitos transitórios. Isto representa um ganho de cerca de 80% de sucesso nos religamentos automáticos.

Vale ressaltar que o escopo deste trabalho irá abordar somente os defeitos ocasionados nas redes de distribuição da CEMIG, considerando a atuação dos elementos de sobrecorrente de fase e terra dos religadores existentes no alimentador e o no religador do ponto de conexão com as unidades geradoras. Portanto, não será objeto deste estudo verificar a atuação para defeitos nas instalações internas das GDs, bem como simular as proteções internas destas unidades e outras funções de proteção (relés 21, 67 ou 87).

3.8. Considerações Finais

Este capítulo apresentou alguns aspectos sobre o modelo regulatório para inserção de geração distribuída que se consolidou no Brasil, as principais normas em vigor e suas implicações e exigências pertinentes a concessionária de energia elétrica e ao acessante produtor no sistema de distribuição de média tensão.



Com base nos procedimentos para acesso ao sistema de distribuição preconizados pelo do PRODIST, Módulo 3, foram apresentadas várias etapas e regras para a obtenção e formalização do pedido de acesso até sua ligação em definitivo.

Em seguida, relatou-se sobre os esquemas de proteção e as políticas de religamentos automáticos em alimentadores com inserção de geração síncrona e não-síncrona, bem como as principais aplicações adotadas pelas concessionárias de energia elétrica. Também foram discutidos os principais impactos que a GD produz sobre o fluxo de potência e níveis de curto-circuito à luz da literatura existente.

Por fim, foram apresentadas as principais funções de proteção exigidas pelas concessionárias de energia para as instalações dos acessantes e do ponto de conexão entre a GD e a distribuidora.



4. ESTUDO DE CASO – CGH MONTE VERDE

4.1. Considerações Iniciais

O estudo de caso da conexão da CGH Monte Verde tem como objetivo apresentar seu impacto no sistema de proteção do alimentador JFAU 08, suprido pela Subestação Juiz de Fora 1 (SE JFAU). Para a modelagem do circuito foi utilizado dados reais extraídos da base de dados da CEMIG e com auxílio da ferramenta de simulação SINAPGrid® buscou-se identificar possíveis aumentos ou reduções dos tempos de atuação da proteção, perdas de seletividade e sensibilidade, atuações indevidas ou prováveis falhas de atuação de elementos de proteção instalados neste alimentador.

Por se tratar de uma GD do tipo hidráulica, deve ser levado em consideração nesta análise o tipo de sazonalidade, injeção de potência e os impactos no fluxo de potência, bem como a contribuição nas correntes de curto-circuito da rede de distribuição.

Os resultados das simulações serão apresentados através de coordenogramas de proteção, utilizando o software NiX®, comparando os valores de corrente com e sem a GD conectada ao sistema, com o objetivo de identificar os problemas e propor soluções visando mitigar estes impactos.

Sob o ponto de vista operacional, serão avaliadas as práticas de religamentos automáticos e suas implicações, de modo que seja explorado da melhor forma possível os benefícios da utilização desta função, sobretudo, visando manter a continuidade e qualidade no fornecimento de energia elétrica no sistema de distribuição, sem que haja prejuízos, tanto para consumidores quanto para os acessantes.

4.2. Dados físicos do alimentador JFAU 08

Para iniciar a modelagem do estudo de caso torna-se necessário conhecer os dados físicos do alimentador JFAU 08, suas características elétricas, dados de equipamentos instalados, filosofia de proteção adotada e as políticas de religamentos automáticos praticadas.

As principais características do alimentador JFAU 08 são apresentados na Tabela 4.1 e no diagrama correspondente na Figura 4.1 onde se pode verificar a localização dos principais equipamentos de proteção e em destaque a localização da CGH Monte Verde, onde está instalado o religador do ponto de conexão nº 312057. Em destaque, visualiza-se a sede municipal de Rio Preto, principal carga atendida pelo circuito localizada a jusante da usina.

Tabela 4.1 – Dados físicos do alimentador JFAU 08 (CEMIG, 2013).

Alim.	Extensão de Rede (km)			Clientes				Carga Instalada (MVA)	Distância Elétrica entre a CGH e a SE JFAU (km)
	Urbana	Rural	Total	Urbano	Primário	Rural	Total		
JFAU 08	31,54	667,63	699,18	4.123	2	1.479	5.604	17,83	43,12

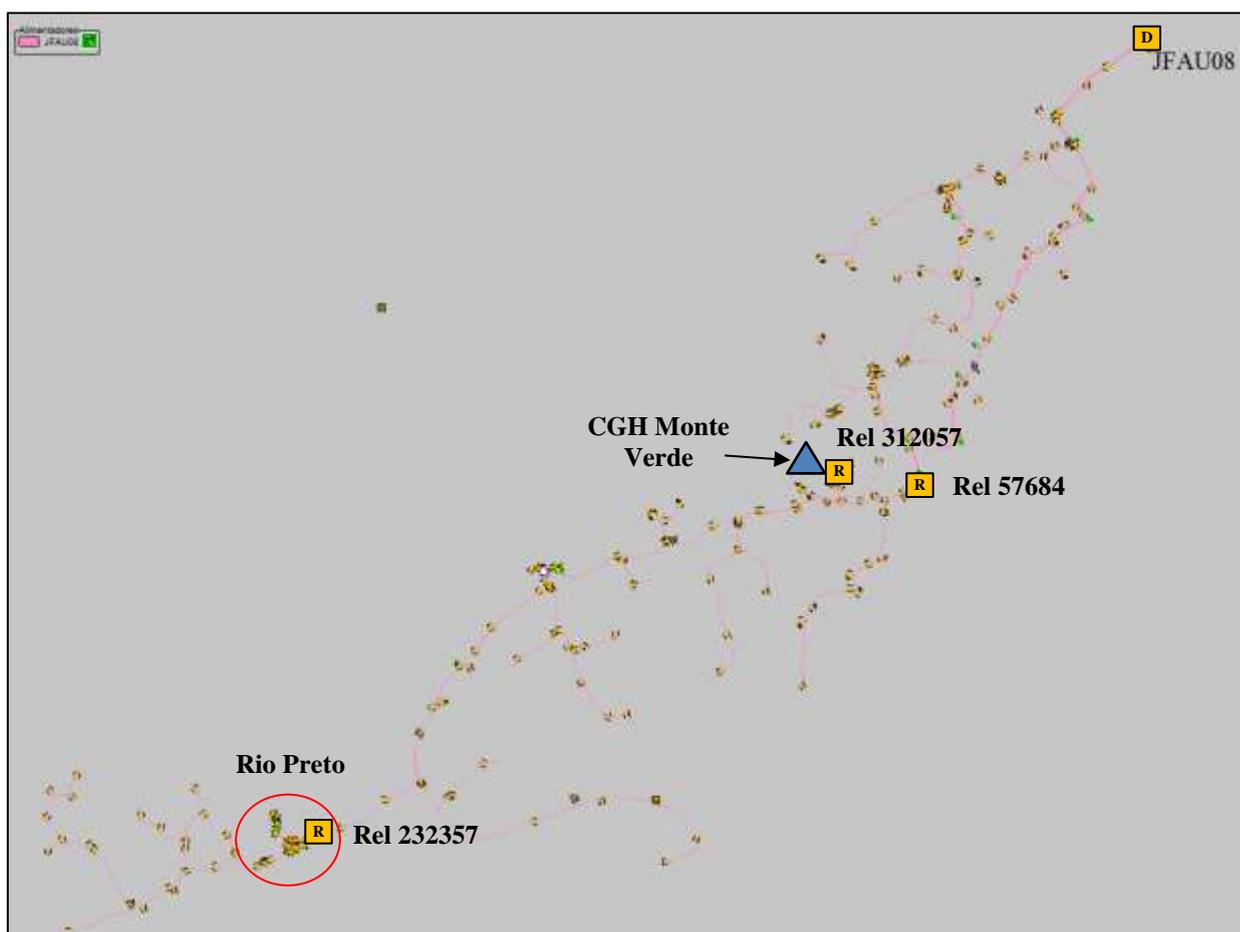


Figura 4.1 – Diagrama do alimentador JFAU 08 e a localização da CGH Monte Verde (CEMIG, 2013).

As medições de corrente apresentadas na Tabela 4.2 foram coletadas no disjuntor de saída do alimentador JFAU 08.

Tabela 4.2 – Dados de medição do alimentador JFAU 08 (CEMIG, 2013).

Alim.	Corrente Máxima (A)				Tensão (pu)
	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	
JFAU 08	46,77	50,88	37,40	12,04	1,03

Entretanto, a corrente de neutro não é medida por este equipamento. O cálculo foi feito pela soma fasorial da corrente das três fases considerando um defasamento de 120°, cujo resultado é acrescido de 20%, conforme a equação (4.1).

$$I_n = \left(\sqrt{\begin{matrix} \{I_a \cdot \cos(0^\circ) + I_b \cdot \cos(120^\circ) + I_c \cdot \cos(-120^\circ)\}^2 \\ + \\ \{I_a \cdot \sin(0^\circ) + I_b \cdot \sin(120^\circ) + I_c \cdot \sin(-120^\circ)\}^2 \end{matrix}} \right) \cdot 1,2 \quad (4.1)$$

A filosofia de proteção adotada neste alimentador é do tipo combinada, ou seja, possuem religadores instalados em alguns pontos com filosofia seletiva, normalmente circuitos localizados em zonas urbanas e outros religadores instalados em pontos cuja filosofia adotada é a coordenada, normalmente em circuitos rurais, visando preservar os elos fusíveis durante faltas transitórias.

A proteção de saída do alimentador JFAU 08 é realizada por um disjuntor Westinghouse, com extinção de arco à gás SF₆ e a proteção no ponto de conexão da CGH é realizada por um religador microprocessado com interruptor à vácuo disparado por um atuador magnético.

A Tabela 4.3 mostra os ajustes dos relés de fase e terra que dão comando de abertura no disjuntor de saída do alimentador JFAU 08. A Tabela 4.4 apresenta os ajustes de sobrecorrente de fase e terra parametrizados nos religadores instalados ao longo da rede de distribuição.

Tabela 4.3 – Dados dos relés de fase e terra do disjuntor SE JFAU 08

Capacidade de Interrupção Simétrica	Proteção de Fase Relé Eletromecânico GE Modelo – IAC 51				Proteção de Terra Relé Eletromecânico GE Modelo – IAC 53			
	Relação TC	Unid. Instantânea	Unid. Temporizada		Relação TC	Unid. Instantânea	Unid. Temporizada	
			Tap	Dial			Tap	Dial
22	400:5	Bloqueado	5	2	400:5	Bloqueado	3	5

Tabela 4.4 – Dados dos religadores instalados no alimentador JFAU 08

Religador	Corrente Nominal (A)	Cap. Interrupção (kA)	Proteção de Fase			Proteção de Terra		
			Pick-up (A)	Curva	Dial	Pick-up (A)	Curva	Tempo (s)
57684	630	12,5	140	IEC VI	0,10	40	TD	9,0
232357	630	12,5	70	IEC VI	0,10	30	TD	8,0
312057	630	12,5	44	IEC VI	0,18	25	TD	8,0

Com relação às políticas de religamentos automáticos, a Tabela 4.5 apresenta a filosofia de proteção adotada em cada equipamento, a sequência de operação e os tempos de religamentos implementados.

Tabela 4.5 – Religamentos automáticos dos equipamentos instalados no alimentador JFAU 08

Equipamento de Proteção	Nº Total de Aberturas	Filosofia de Proteção	Sequência de Operação	Tempos de Religamento (s)		
				1º	2º	3º
Disj. JFAU 08	3	Seletiva	3L	15	30	-
Rel. 57684	4	Seletiva	4L	10	20	20
Rel. 232357	4	Seletiva	4L	10	20	20
Rel. 312057	1	Não há	Não há	-	-	-

Com relação às cargas instaladas, este alimentador tem como característica predominante o atendimento a clientes da zona rural do município de Juiz de Fora, clientes urbanos de localidades como Torreões, a sede municipal de Rio Preto e seus clientes urbanos e também toda zona rural.

O alimentador JFAU 08 possui uma curva de carga tipicamente residencial e rural, com predominância de carga máxima ao longo do dia. No horário de ponta do sistema, entre 17 e 21 horas, a carga do alimentador cresce em função da demanda típica desta classe de consumidores.

A Figura 4.2 apresenta a curva de carga diária típica deste alimentador, com destaque para a faixa de horário entre as 18 e 21 horas quando se observa uma corrente máxima de 50A.

O conhecimento prévio das correntes de cargas torna-se extremamente relevante para ajustar os valores de correntes de atuação dos equipamentos de proteção instalados, associado ao atendimento em regime normal ou em contingência.



Figura 4.2 – Curva de carga típica diária do alimentador JFAU 08 (CEMIG, 2013).

4.3. A conexão da CGH Monte Verde no alimentador JFAU 08

Para realizar a modelagem completa do alimentador JFAU 08, faz-se necessário conhecer os dados elétricos do acessante visando permitir sua representação fiel das características físicas da geração, bem como os dados dos transformadores de potência e o ponto exato de conexão da GD junto ao alimentador.

A CGH Monte Verde está localizada no município de Juiz de Fora – MG, na zona rural próximo a localidade de Torreões, cuja distância elétrica entre a CGH Monte Verde e a barra de 22 kV da SE JFAU é de 43,12 km.

As principais características da CGH Monte Verde são:

- Potência instalada (MVA): 1,4;
- Potência gerada (MW): 1,0;
- Potência injetada no sistema elétrico (MW): 1,0.

As principais características dos geradores e transformador são apresentadas nas Tabelas 4.6 e 4.7.

Tabela 4.6 – Dados dos geradores da CGH Monte Verde (CEMIG, 2013).

Gerador	Potência Nominal (MVA)	Potência Gerada (MW)	Fator de Potência	Tensão Nominal (kV)	Tensão Máxima (pu)	Tensão Mínima (pu)
G1	0,70	0,50	0,90	0,48	1,05	0,95
G2	0,70	0,50	0,90	0,48	1,05	0,95

Tabela 4.7 – Dados do transformador de conexão da CGH Monte Verde (CEMIG, 2013).

Transformador	Potência Nominal (MVA)	Reatância (%)	Tensão Primário (kV)	Tensão Secundário (kV)
T1	1,5	6,0	0,48	22,0

Este transformador possui ligação delta no lado primário (tensão de 0,48 kV) e ligação estrela solidamente aterrada no lado secundário (tensão de 22 kV). A conexão do neutro do gerador e do transformador estão conectados diretamente à terra. O esquema de aterramento solidamente à terra é considerado eficiente nos casos em que a corrente de curto-circuito fase-terra seja menor ou igual a 60% da corrente de curto-circuito trifásica.

Pela característica de geração hidráulica, a fio d'água sem reservatório, a injeção de potência no sistema é variável durante os períodos seco e úmido ao longo do ano, ou seja, a geração depende exclusivamente da vazão fluvial, influenciada diretamente pelos períodos de sazonalidade. Portanto, torna-se importante conhecer os valores médios de potência injetada para que se obtenha o fluxo de corrente no alimentador. Conforme dados informados pelo acessante, a geração anual média, considerando os períodos úmidos e secos, gira em torno de 0,657 MW.

Entretanto, para a modelagem e simulação os dados de geração podem ser obtidos através do perfil de geração injetada no sistema, a qualquer tempo, através das medições de corrente coletadas no religador do ponto de conexão 312057, conforme Figura 4.3.



Figura 4.3 – Curva típica de geração da CGH Monte Verde (CEMIG, 2013).

A Tabela 4.8 apresenta os valores de curto-circuito simétricos calculados na barra de 22 kV da SE e no ponto de conexão da CGH Monte Verde, considerando a resistência de falta de 40Ω para cálculo das correntes de curto-circuito fase-terra mínimo e as impedâncias calculadas em PU na base 100 MVA:

- $Z_0: 0,0181 + j 0,7314;$
- $Z_1: 0,0107 + j 0,7666.$

Tabela 4.8 – Níveis de curto-circuito do alimentador JFAU 08 (CEMIG, 2013).

Subestação JFAU			Ponto de Conexão da CGH		
Curto-Circuito	Corrente (A)	α	Curto-Circuito	Corrente (A)	α
Trifásico	3.423	-89,20	Trifásico	418,6	-49,30
Fase – Fase	2.964	-89,20	Fase – Fase	362,5	-49,30
Fase – Terra máx.	3.476	-89,00	Fase – Terra máx.	274,9	-52,92
Fase – Terra mín.	315,7	-5,21	Fase – Terra mín.	164,5	-28,51

Por fim, a Figura 4.4 apresenta o diagrama unifilar do alimentador JFAU 08 contendo as impedâncias dos condutores entre a SE JFAU e a CGH Monte Verde.

Estes valores de impedâncias são de extrema importância para a realização dos cálculos de curto-circuito ao longo de todo o alimentador.

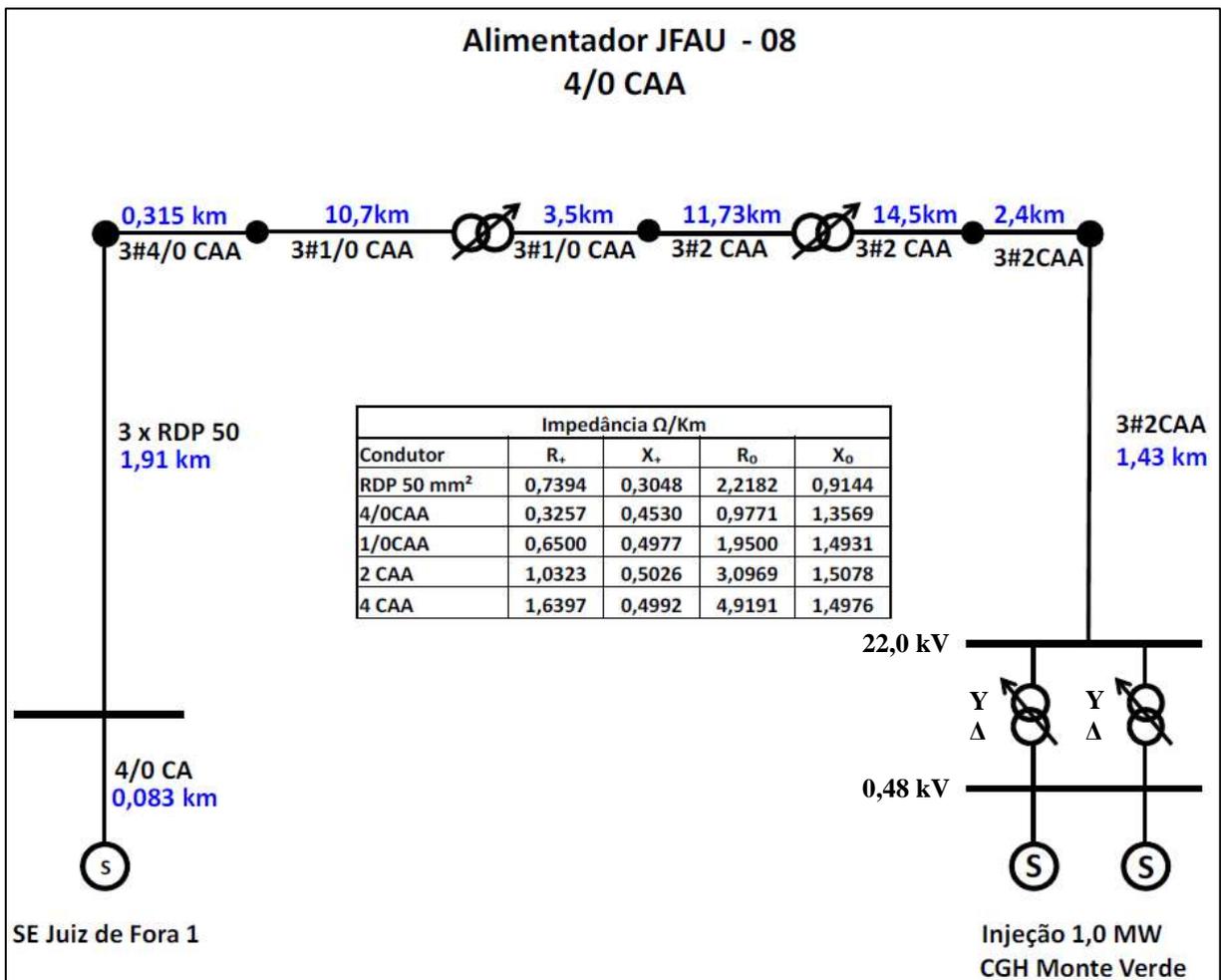


Figura 4.4 – Diagrama Unifilar do alimentador JFAU 08 entre a SE e a CGH Monte Verde (CEMIG, 2013).

4.4. Modelagem e simulações do alimentador JFAU 08 e CGH Monte Verde

A modelagem e a obtenção dos resultados das simulações deste estudo de caso serão realizadas com o auxílio do software SINAPGrid®, onde os dados reais do alimentador poderão ser confrontados com e sem a presença da GD e ainda avaliados os impactos na proteção através da representação gráfica dos coordenogramas de proteção.

A Figura 4.5 apresenta o diagrama unifilar do alimentador contendo os principais religadores instalados e as indicações dos pontos de faltas que serão simuladas.

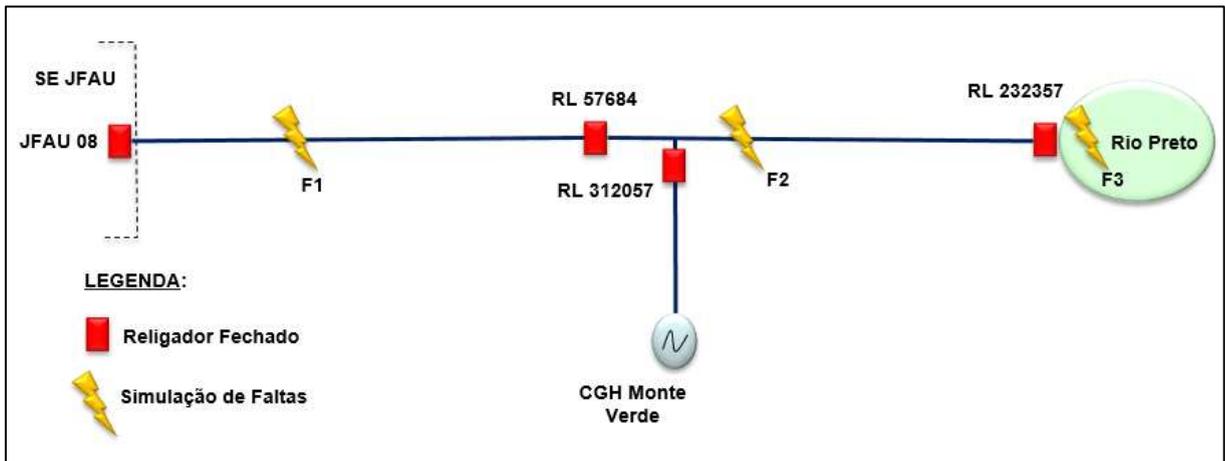


Figura 4.5 – Diagrama unifilar do alimentador JFAU 08 e seus religadores (CEMIG, 2013).

As faltas F1, F2 e F3 foram determinadas a partir de intercorrências operacionais na rede, onde a GD possa ter oferecido contribuições diretas ou indiretas para a atuação indevida ou falha de atuação de um ou mais equipamentos de proteção instalados no alimentador. Estes pontos de faltas serão objetos do estudo, simulando curtos-circuitos trifásicos e fase-terra, considerando o alimentador sem a conexão da GD e posteriormente com a inserção da GD.

A falta F1 localiza-se no tronco do alimentador entre a SE JFAU e o religador 57684, a falta F2 está localizada após os religadores 57684 e 312057 e a falta F3 é simulada no final do alimentador, após o último religador de rede 232357.

A Tabela 4.9 apresenta algumas interrupções acidentais ocorridas no alimentador JFAU 08, no período de 2013 à 2016, que propiciaram a escolha dos pontos de faltas a serem simuladas neste trabalho.

Tabela 4.9 – Interrupções acidentais no alimentador JFAU 08

Data	Equip. Operado	Simulação da Falta	Causa Apurada	Duração (min)	Clientes Atingidos	Cliente x Hora Interrompido
09/03/2013	Disj. JFAU 08	F1	Isolador quebrado por descarga atmosférica	140	3.105	2.924
23/01/2015	Rel. 57684	F2	Condutores partidos após temporal	1367	3.038	12.541
17/01/2014	Rel. 312057	F3	Causa Indeterminada	89	2.866	4.251

4.4.1. Simulação do alimentador JFAU 08 sem conexão da CGH Monte Verde

A Tabela 4.10 apresenta os valores de correntes de curto-circuito trifásico e monofásico simulados sem a presença da GD para os pontos indicados e os tempos de atuação das proteções de fase e terra.

Tabela 4.10 – Valores de curto-circuito para as faltas aplicadas no alimentador JFAU 08 sem a presença da GD.

Falta Aplicada	Equipamentos em Operação	Icc (Trifásico)		Tempo de Atuação da Proteção de Fase		Icc (Fase-Terra)		Tempo de Atuação da Proteção de Terra	
		Mín. (A)	Máx. (A)	Tempo Mín. (s)	Tempo Máx. (s)	Mín. (A)	Máx. (A)	Tempo Mín. (s)	Tempo Máx. (s)
F1	Disj. JFAU 08	1.285	1.483	1,50	2,00	255	962	1,50	7,00
F2	Disj. JFAU 08	318	367	-	-	149	247	-	-
	Rel.57684	318	367	0,90	1,20	149	247	2,00	9,00
F3	Disj. JFAU 08	150	174	-	-	91	118	-	-
	Rel. 57684	150	174	5,00	12,00	91	118	9,00	9,00
	Rel. 232357	150	174	0,90	1,15	91	118	2,40	4,10

A Figura 4.6 apresenta o coordenograma de proteção de fase contendo as curvas do relé de fase do disjuntor SE JFAU 08 e dos religadores 57684 e 232357 considerando as faltas em F1, F2 e F3.

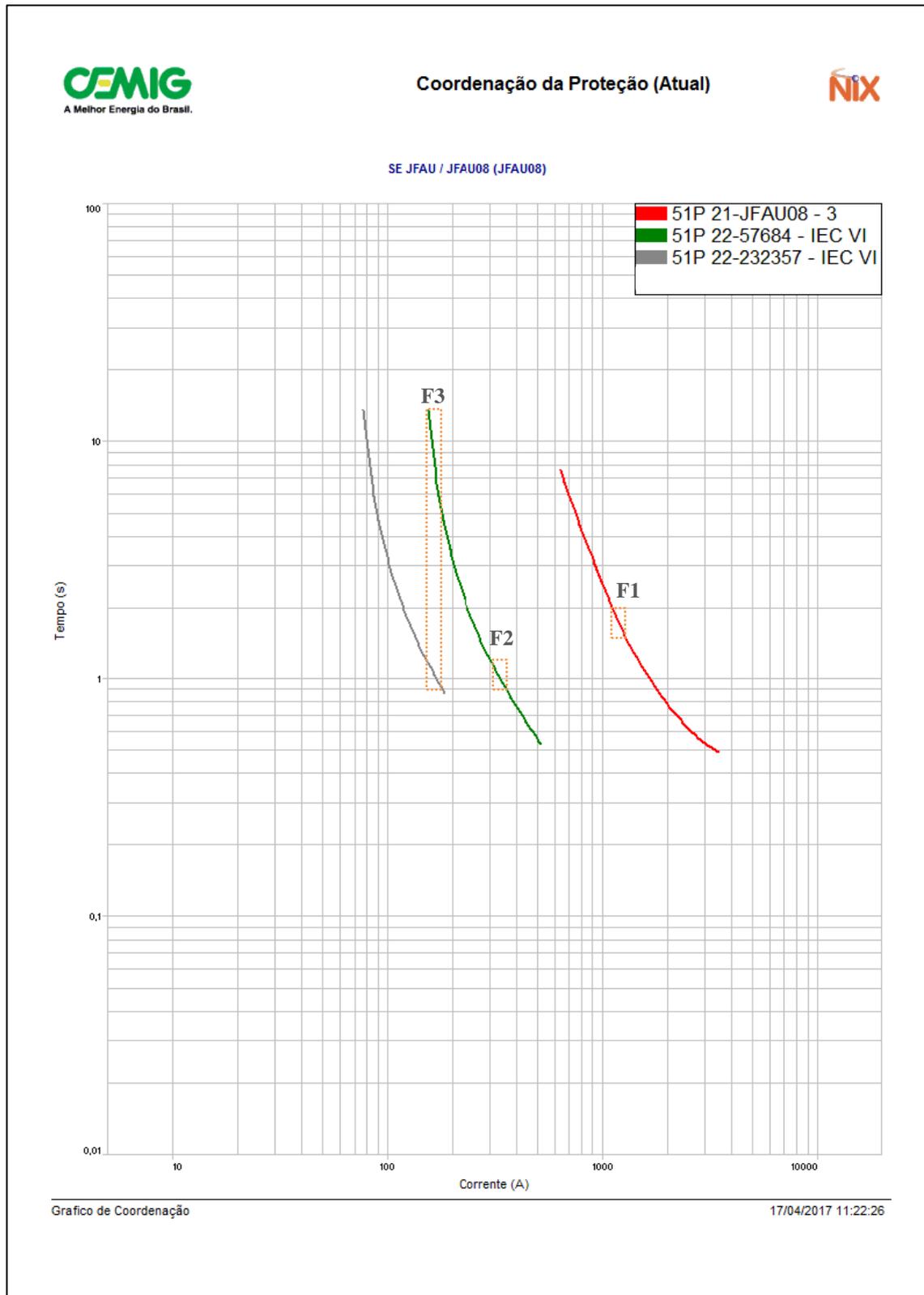


Figura 4.6 – Coordenograma de proteção de fase para as faltas F1, F2 e F3.

Conforme coordenograma, para a falta F1 considera-se que ocorre a atuação correta do relé 51 do disjuntor SE JFAU 08 num intervalo de tempo entre 1,5s e 2,0s. Os religadores



57684 e 232357 não serão sensibilizados devido ao fato da falta F1 estar localizada a montante.

Para a falta F2, não há sensibilização da proteção 51 do disjuntor SE JFAU 08. Somente o religador 57684 será sensibilizado, atuando num intervalo de tempo entre 0,90s e 1,20s. O religador 232357 não será sensibilizado.

Para a falta F3, não há sensibilização da proteção 51 do disjuntor SE JFAU 08 devido aos baixos valores de curto-circuito, entretanto há sensibilização da proteção de fase dos religadores 57684 e 232357. De acordo com os ajustes implementados espera-se que os tempos de atuação do religador 57684 opere entre 5s e 12s e os tempos de atuação do religador 232357 entre 0,9s e 1,15s.

De forma semelhante, a Figura 4.7 apresenta o coordenograma de proteção de terra contendo os ajustes do relé de neutro (51N) do disjuntor SE JFAU 08 e as proteções de terra dos religadores 57684 e 232357 para faltas em F1, F2 e F3. Observa-se pelo coordenograma que a curva tracejada com linha contínua refere-se a atuação do relé de terra e a linha em pontilhado a atuação de relé de fase para eliminar as faltas envolvendo fase-terra.

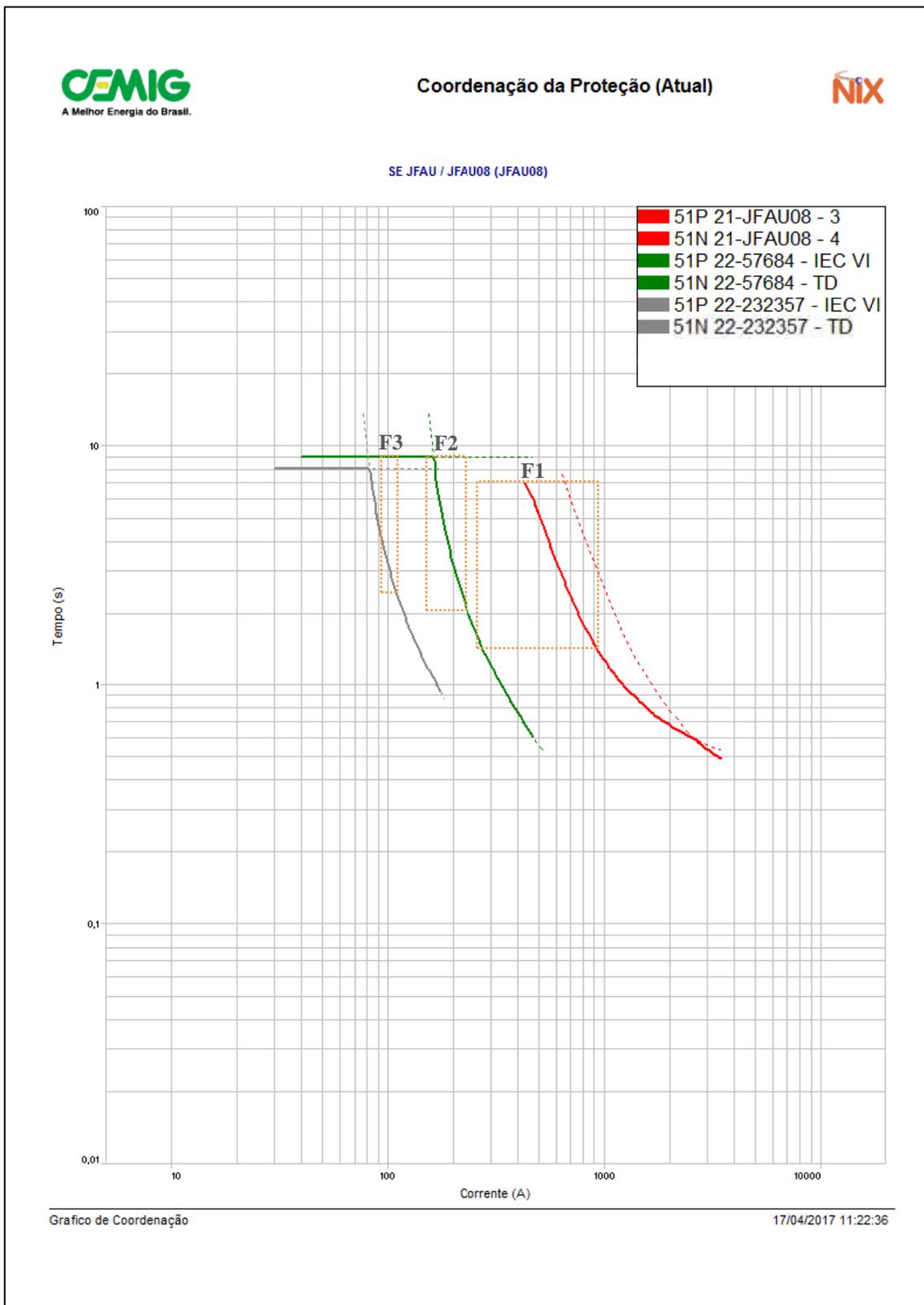


Figura 4.7 – Coordenograma de proteção de terra para as faltas F1, F2 e F3.

Conforme pode ser observado no coordenograma, para a falta à terra F1 há atuação da proteção de terra (51N) do disjuntor SE JFAU 08 num intervalo de tempo entre 1,5s e 7,0s. O religador 57684 não será sensibilizado em virtude de a falta estar localizada a montante.

Conforme esperado, o religador 232357 também não será sensibilizado para a falta em questão.

Para a falta F2 não há possibilidade de atuação da proteção do relé 51N do disjuntor SE JFAU 08, pois somente o religador 57684 será sensibilizado, atuando num intervalo de tempo entre 2,0s e 9,0s. Não haverá atuação do religador 232357 em virtude de a falta estar localizada a montante de sua posição.

Para a falta F3, não há possibilidade de atuação da proteção 51N do disjuntor SE JFAU 08 devido aos baixos valores de curto-circuito. Haverá sensibilização da proteção de terra dos religadores 57684 e 232357. De acordo com os ajustes implementados espera-se tempo de atuação do religador 57684 em 9,0s e do religador 232357 entre 2,4s e 4,1s.

4.4.2. Simulação do alimentador JFAU 08 com conexão da CGH Monte Verde

A Tabela 4.11 apresenta valores das correntes de curto-circuito trifásico simulados em F1, F2 e F3 considerando a contribuição da GD conectada ao alimentador JFAU 08 e os tempos de atuação da proteção de fase.

Tabela 4.11 – Curto-circuito trifásico para as faltas aplicadas no alimentador JFAU 08 com a presença da GD.

Falta Aplicada	Equipamentos em Operação	Icc Trifásico (contribuição da SE JFAU)		Icc Trifásico (contribuição da GD)		Tempo de Atuação da Proteção de Fase	
		Mín. (A)	Máx. (A)	Mín. (A)	Máx. (A)	Tempo Mín. (s)	Tempo Máx. (s)
F1	Disj. JFAU 08	1.285	1.483	-	-	1,20	1,90
	Rel. 57684	-	-	267	308	1,00	1,70
	Rel. 312057	-	-	267	308	0,40	0,50
F2	Disj. JFAU 08	318	367	-	-	-	-
	Rel. 57684	318	367	-	-	0,90	1,00
	Rel. 312057	-	-	254	293	0,45	0,55
F3	Disj. JFAU 08	150	174	-	-	-	-
	Rel. 57684	150	174	-	-	5,00	12,0
	Rel. 312057	-	-	156	180	0,80	1,00
	Rel. 232357	150	174	156	180	0,90 (*)	1,20 (*)

(*) Tempos de atuação considerando as correntes de contribuição total (GD + SE JFAU).

A Figura 4.8 apresenta o coordenograma de proteção de fase contendo as curvas do relé de fase do disjuntor SE JFAU 08 e dos religadores 57684, 312057 e 232357 considerando as faltas em F1, F2 e F3.

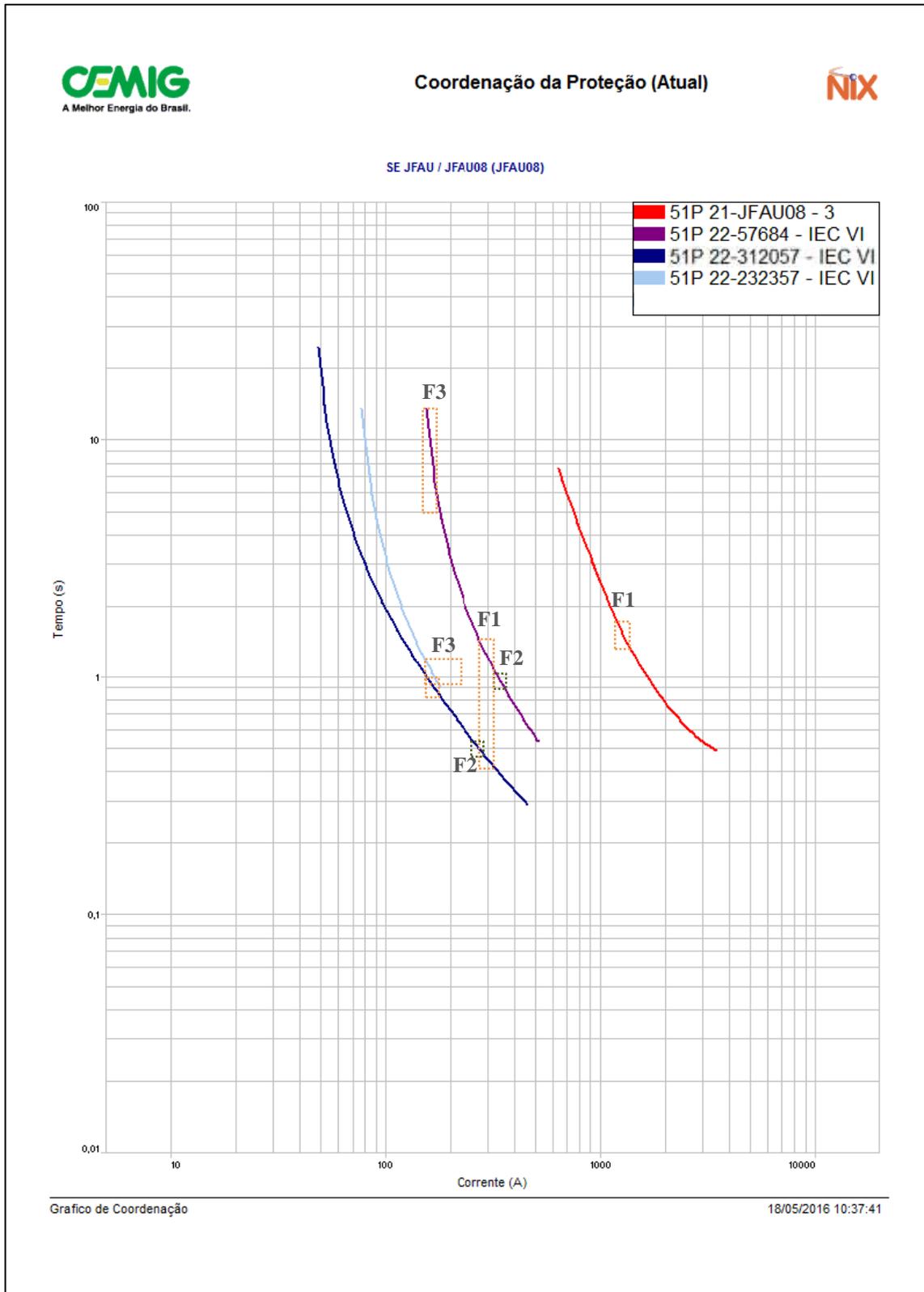


Figura 4.8 – Coordenograma de proteção de fase para as faltas F1, F2 e F3.

Para a falta F1 considera-se a atuação correta do relé 51 do disjuntor SE JFAU 08 num intervalo de tempo entre 1,2s e 1,9s. Entretanto, há possibilidade de atuação indevida do religador 57684 num intervalo de tempo entre 1,0s e 1,7s e também do religador 312057 entre 0,40s e 0,50s, devido a inversão da corrente de curto-circuito vista por estes religadores. O religador 232357 não será sensibilizado devido a sua localização a jusante da falta F1.

Para a falta F2 não há sensibilização da proteção do relé 51 do disjuntor SE JFAU 08 devido aos baixos valores de curto-circuito. Há sensibilização da proteção de fase do religador 57684 com tempos de atuação entre 0,9s e 1,0s e do religador 312057 com tempos entre 0,45s e 0,55s. O religador 232357 não será sensibilizado devido a sua localização a jusante da falta F2.

Para a falta F3, não há sensibilização da proteção 51 do disjuntor SE JFAU 08 devido aos baixos valores de curto-circuito, entretanto há sensibilização da proteção de fase do religador 57684 com tempos de atuação entre 5s e 12s, do religador 312057 com tempos entre 0,8s e 1,0s e do religador 232357 com tempos entre 0,9s e 1,2s.

A Tabela 4.12 apresenta os valores de correntes de curto-circuito fase-terra simulados em F1, F2 e F3 considerando a contribuição da GD conectada ao alimentador JFAU 08 e os tempos de atuação da proteção.

Tabela 4.12 – Curto-circuito fase-terra para as faltas aplicadas no alimentador JFAU 08 com a presença da GD.

Falta Aplicada	Equipamentos em Operação	Icc Fase-Terra (contribuição da SE JFAU)		Icc Fase-Terra (contribuição da GD)		Tempo de Atuação da Proteção de Terra	
		Mín. (A)	Máx. (A)	Mín. (A)	Máx. (A)	Mín. (A)	Máx. (A)
F1	Disj. JFAU 08	255	962	-	-	1,40	7,00
	Rel.57684	-	-	205	324	1,00	3,00
	Rel. 312057	-	-	205	324	0,40	0,70
F2	Disj. JFAU 08	149	247	-	-	-	-
	Rel.57684	149	247	-	-	1,80	9,00
	Rel. 312057	-	-	190	296	0,45	0,80
F3	Disj. JFAU 08	91	118	-	-	-	-
	Rel.57684	91	118	-	-	9,00	9,00
	Rel. 312057	-	-	114	152	1,20	1,70
	Rel. 232357	91	118	114	152	1,0 (*)	4,5 (*)

(*) Tempos de atuação considerando as correntes de contribuição total (GD + SE JFAU).

A Figura 4.9 apresenta o coordenograma de proteção de terra contendo os ajustes do relé de neutro (51N) do disjuntor SE JFAU 08 e as proteções de terra dos religadores 57684, 312057 e 232357. No coordenograma, as linhas contínuas representam a proteção de terra e as linhas pontilhadas a proteção de fase.

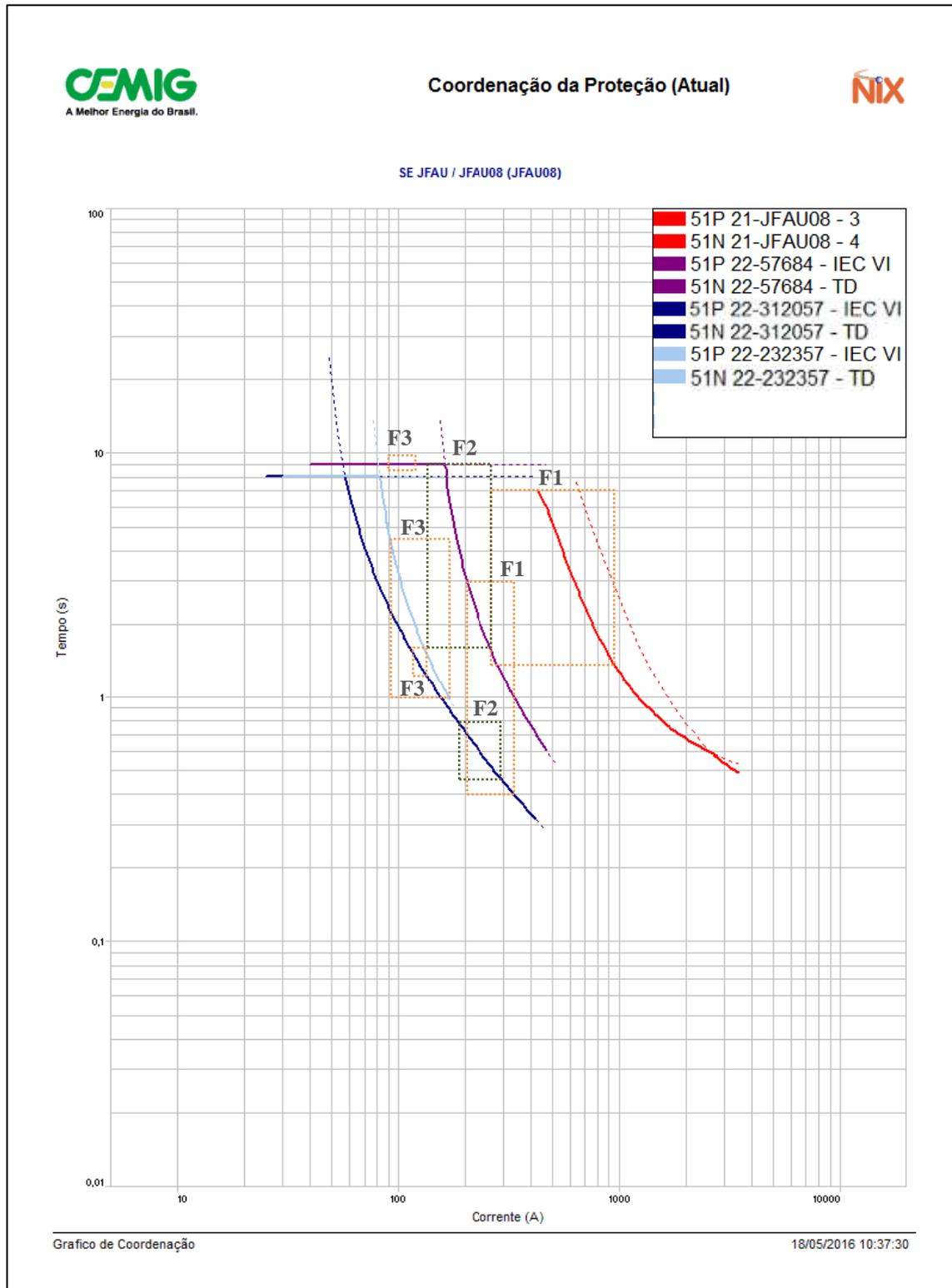


Figura 4.9 – Coordenograma de proteção de terra para as faltas F1, F2 e F3.



Para a falta F1 percebe-se a sensibilização do relé 51N do disjuntor SE JFAU 08 com tempos de atuação entre 1,4s e 7,0s, do religador 57684 entre 1s e 3s e do religador 312057 entre 0,40s e 0,7s. Observa-se que há grandes possibilidades de atuação indevida da proteção em virtude dos ajustes adotados e da inversão da corrente de curto circuito vista pelos religadores 57684 e 312057.

Para a falta F2 não há sensibilização da proteção 51N do disjuntor SE JFAU 08. No religador 57684 há sensibilização da proteção de terra num intervalo de tempo entre 1,8s e 9,0s e no religador 312057 entre 0,45s e 0,8s, havendo grandes possibilidades de atuação indevida da proteção. Não há sensibilização da proteção de terra do religador 232357 devido ao fato da localização da falta F2 ser a montante, de forma semelhante ao que ocorre em F1.

Para a falta F3, não há sensibilização da proteção 51N do disjuntor SE JFAU 08 devido aos baixos valores de curto-circuito, entretanto há sensibilização da proteção de terra do religador 57684 em 9,0s, do religador 312057 entre 1,2s e 1,7s e do religador 232357 entre 1s e 4,5s. Portanto, há grande possibilidade de perda de seletividade entre os religadores 312057 e 232357.

4.5. Impactos na proteção após a conexão da CGH Monte Verde

A conexão da CGH Monte Verde instalada no alimentador JFAU 08, apesar do baixo valor de potência injetada na rede, trouxe problemas relacionados a perda de seletividade, atuações indevidas do religador 312057 instalado no ponto de conexão da GD e falha de atuação da proteção do religador 57684.

A ocorrência do dia 09/03/2013 (ver Tabela 4.9) resultou na operação do relé de neutro do disjuntor JFAU 08 e não houve sensibilização dos religadores 57684 e 312057, ou seja, a atuação foi considerada correta sob o ponto de vista do local da falta F1. Entretanto, pode-se verificar que existe a possibilidade de atuação indevida destes religadores caso os valores de curto-circuito fase-terra levem a proteção atuar entre 0,35s e 1,8s. Para faltas trifásicas percebe-se que não há problemas com atuações indevidas do sistema de proteção.

A ocorrência do dia 25/01/2015 (ver Tabela 4.9) ocorreu a operação indevida dos religadores 57684 e 312057. Constatou-se que durante uma tempestade ocorreram rompimentos de cabos condutores em uma derivação de rede supervisionada por chave fusível com elo 25T, na região onde foi simulada a falta F2.

A atuação indevida destes religadores se deveu a perda de seletividade entre as proteções para curto-circuito fase-terra, onde o elemento fusível não operou, vindo a causar o bloqueio indevido dos religadores. Conforme visto na simulação F2, as faltas envolvendo fase



ou fase-terra, de acordo com os ajustes implementados, não há perda de seletividade entre os religadores. Entretanto, pode ter ocorrido uma falta de alta impedância cujos valores de corrente não foram suficientes para o elo fusível se fundir, causando a atuação dos religadores a montante.

Nas oscilografias coletadas evidenciou-se que o religador 312057 foi a bloqueio direto, afinal não possui religamento automático e em seguida ocorreu o bloqueio do religador 57684 após completar seu ciclo de religamento automático.

A ocorrência do dia 17/01/2014 (ver Tabela 4.9) ocorreu a operação indevida do religador 312057 vindo a bloqueio sem causa identificada, porém, diante dos resultados das simulações percebe-se que para os pontos de faltas F1, F2 e F3 este equipamento pode perder a seletividade com os religadores instalados na rede.

4.6. Soluções e melhorias propostas para mitigar os problemas encontrados

Conforme já discutido, costumeiramente, os religadores e relés de proteção das redes de distribuição são ajustados e parametrizados somente as funções 50/51 e 50N/51N.

Os problemas relacionados a perda de seletividade, falha de atuação e atuação indevida dos equipamentos instalados no alimentador JFAU 08 foram os mais significativos e de maior impacto tanto para a distribuidora quanto para o acessante, e, principalmente para os consumidores.

Na sequência apresentam-se algumas propostas e soluções visando reduzir ou eliminar os efeitos colaterais produzidos no alimentador devido a conexão da GD, cujas simulações apresentadas proporcionaram uma melhor percepção dos problemas envolvidos.

Para os problemas relacionados à perda de seletividade entre os religadores 57684 e 312057, a solução encontrada foi a utilização das funções de sobrecorrente direcionais (função 67/67N) polarizados por tensão e corrente e ângulo máximo de torque em 45°. Desta forma, mesmo que haja circulação de corrente de curto-circuito em ambos os sentidos da rede, pode-se pré-ajustar a função 67 para ser sensibilizada em um determinado sentido, preservando o outro sentido e mantendo a seletividade com os demais elementos de proteção.

A proteção direcional utiliza as componentes de sequência para fornecer a tensão polarizante e a corrente operacional para o cálculo do ângulo operacional associado com a proteção direcional. O elemento direcional de sobrecorrente de fase usa tensão de sequência positiva com tensão polarizante e corrente de sequência positiva como corrente operacional.

Já os elementos direcionais de sobrecorrente para a terra usam tensão de sequência zero como tensão polarizante e corrente de sequência zero como corrente operacional.

A Figura 4.10 apresenta o diagrama operacional do elemento direcional.

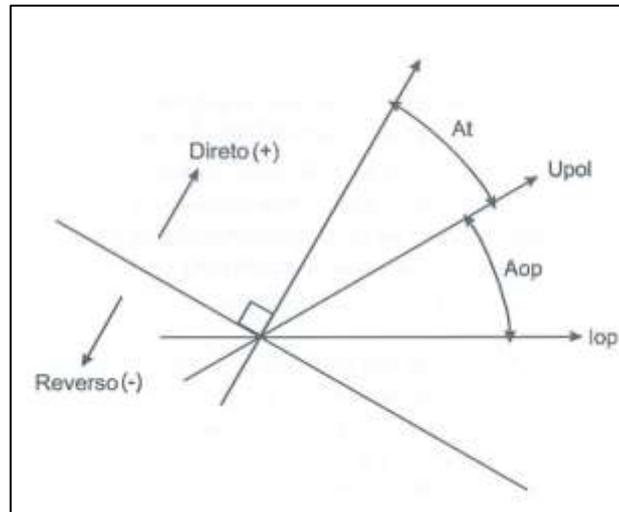


Figura 4.10 – Diagrama operacional do elemento direcional (NOJA, 2010).

Onde:

U_{pol} é a tensão polarizante

I_{op} é a corrente operacional

A_{op} é o ângulo de fase entre U_{pol} e I_{op}

A_t é o ângulo de torque pré-estabelecido

Portanto, a proposta adotada foi ajustar e programar a função 67/67N somente no religador 312057 do ponto de conexão da GD com o alimentador JFAU 08, pré-determinando o sentido de sensibilização direta para o lado da usina, preservando o lado da rede de distribuição. Caso a falta seja para o lado reverso, o elemento direcional bloqueia os elementos habilitados para a proteção direta, evitando atuação indevida da proteção.

Conforme discutido por (BRAHMA, 2002), dependendo da injeção de potência pela GD num alimentador, os dispositivos de proteção podem sensibilizar-se para a mesma corrente de falta, seja uma falta a jusante ou a montante, comprometendo a coordenação.

Conforme apresentado, a perda de seletividade e sensibilidade provoca atuações indevidas das proteções. A simulação da falta F2 associada a ocorrência dos bloqueios dos religadores 57684 e 312957 evidenciou tais problemas envolvendo os ajustes de proteção e os elos fusíveis instalados na rede de distribuição.

Para estes casos, faz-se necessário a elaboração de um estudo completo de proteção do alimentador, verificando a possibilidade de utilizar concomitantemente elos fusíveis preferenciais e não-preferenciais, podendo ou não combinar os tipos K e T.



A seletividade entre elos fusíveis e a diversidade destes elementos em um mesmo alimentador diminuem as chances de perda de coordenação da proteção, apesar do inconveniente aumento do controle extremamente rígido do uso correto destes elos em seus locais previamente definidos pelo estudo.

As Figuras 4.11 e 4.12 apresentam, respectivamente, os coordenogramas de proteção de terra, combinando elos fusíveis preferenciais e não-preferenciais, K e T, onde mantiveram-se os ajustes dos religadores 57684 e 312057 e os elos fusíveis instalados em derivações foram modificados.

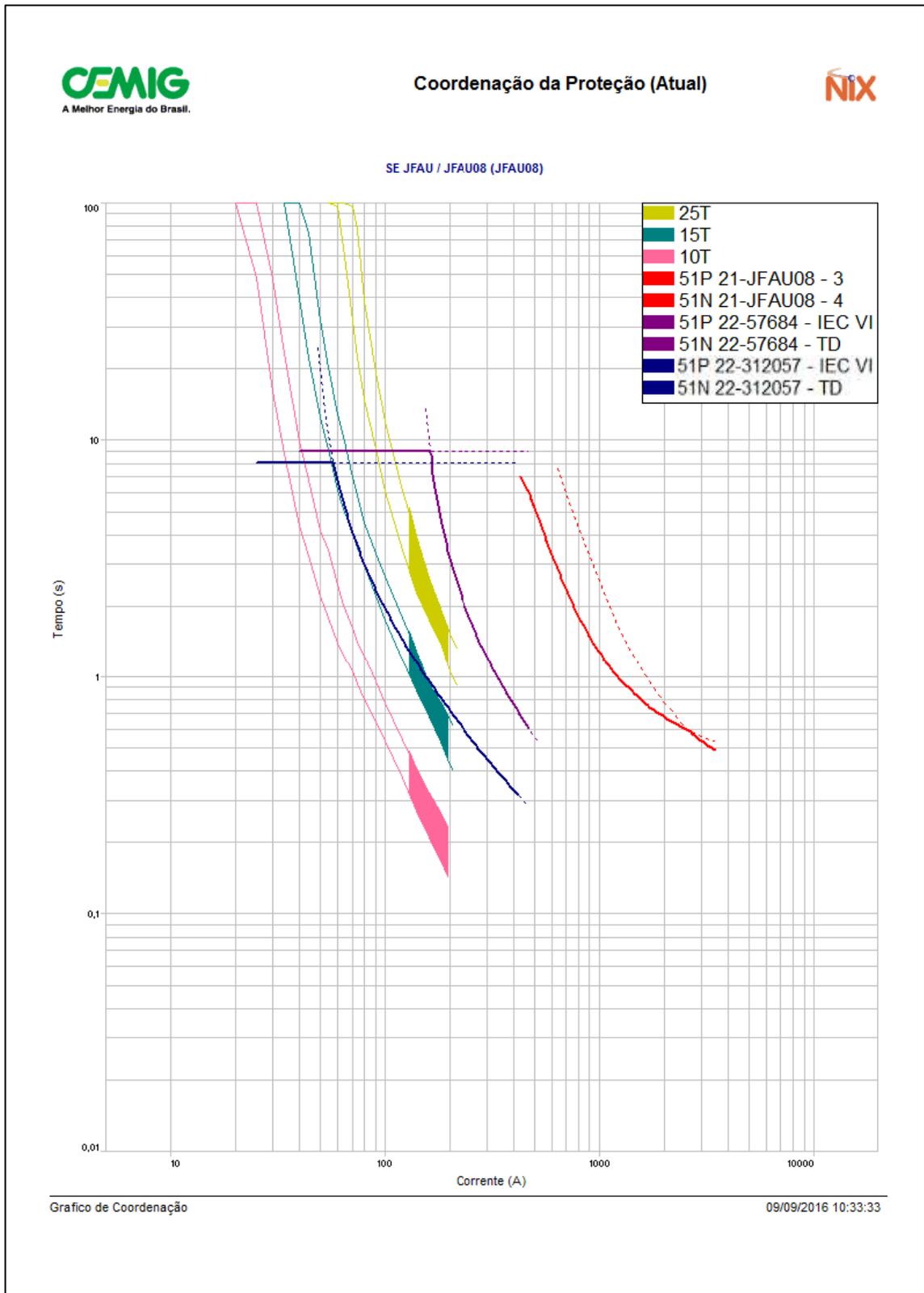


Figura 4.11 – Coordenograma de proteção de terra. Elos preferenciais tipo T.

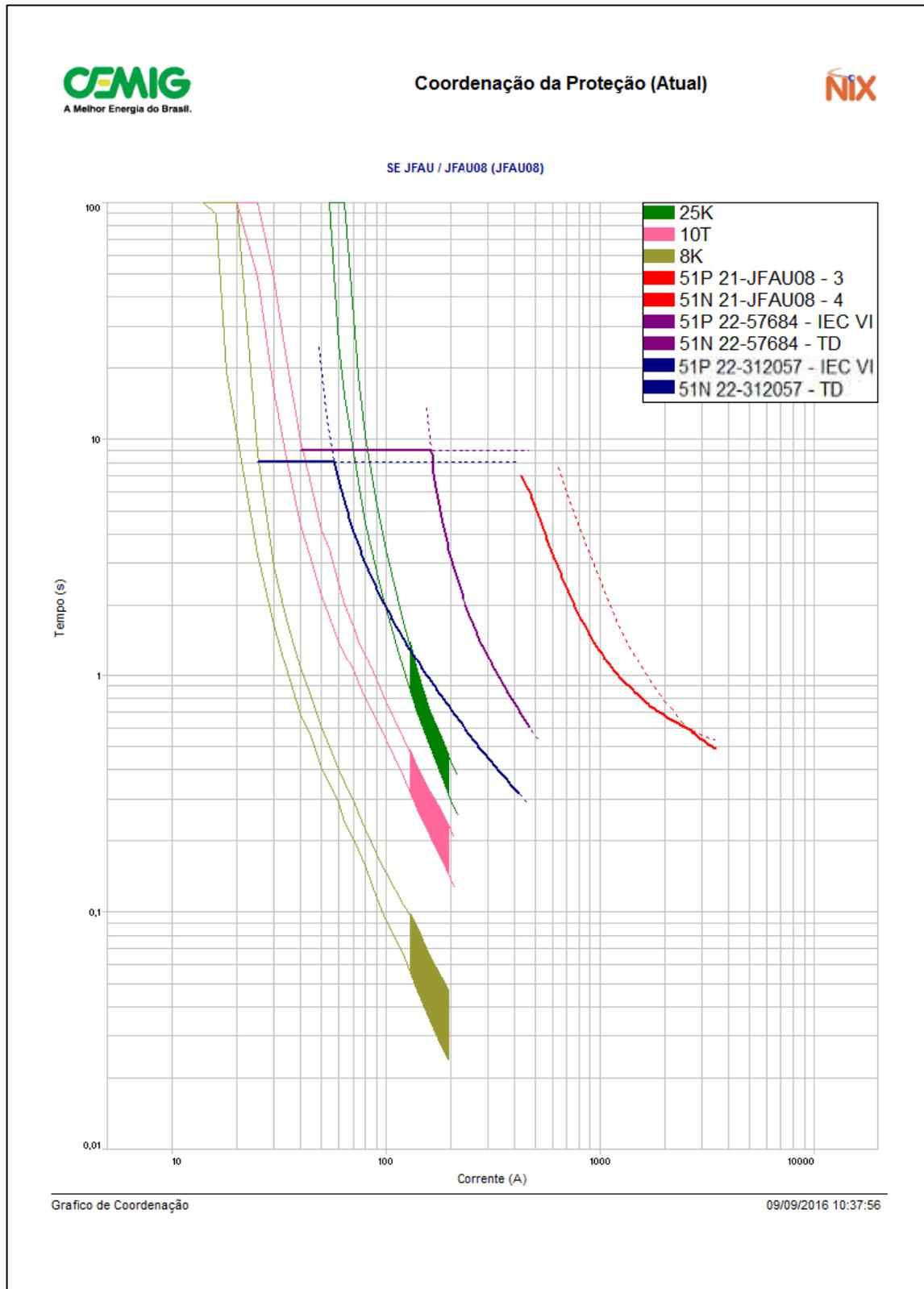


Figura 4.12 – Coordenograma de proteção de terra. Elos preferenciais e não-preferenciais tipo K e T.

Por fim, avaliou-se a possibilidade de alterações nas políticas de religamento automático em circuito com presenças de GD conectadas à rede de distribuição.



Em alimentadores de distribuição submetidos à conexão de geradores síncronos de acessantes independentes, torna-se premente a preocupação com o aumento da segurança (pessoas, materiais, animais, entre outros) e são necessárias precauções a respeito dos riscos iminentes.

A GD deve, portanto, ter proteções em suas instalações internas que proporcionem a desconexão do sistema sempre que houver algum distúrbio na rede, visando preservar a integridade de suas instalações bem como evitar riscos para terceiros ou para a rede da concessionária.

Entretanto, as faltas transitórias em redes de distribuição são responsáveis pelas maiores quantidades de interrupções no fornecimento de energia e a utilização do religamento automático é um artifício que beneficia a continuidade deste fornecimento eliminando tais faltas.

Neste estudo de caso, diante das considerações levantadas, o quesito segurança foi o principal motivador para não se implementar religamento automático no equipamento do ponto de conexão (religador 312057), mantendo os seus ajustes de proteção suficientemente rápidos de modo que não prejudiquem os ciclos de religamentos automáticos do demais religadores da rede previamente instalados.

4.7. Considerações Finais

O estudo de caso apresentado neste capítulo teve um papel extremamente importante para este trabalho, no que tange observar com clareza os resultados simulados e os impactos da CGH Monte Verde sobre o alimentador JFAU 08.

A apresentação do alimentador, juntamente com seus dados básicos, modelados no software SINAPGrid®, proporcionaram a realização de simulações de faltas em locais supostamente relacionados as ocorrências reais neste alimentador e forneceram valiosos subsídios para as análises e conclusões.

As simulações das faltas levaram em consideração o tipo de GD conectada, a potência média injetada, baseado na sazonalidade comum a este tipo de gerador e a contribuição desta fonte nos valores de curto-circuito.

O objetivo do estudo deste caso foi alcançado pois as observações produzidas e os impactos gerados no alimentador após a conexão da GD ficaram claramente evidenciados e comprovados na prática por interrupções acidentais ocorridas no sistema.

Diante das considerações, as propostas de melhorias e alterações de ajustes e funções implementadas em religadores e substituição de elos fusíveis em derivações da rede puderam



ser analisadas visando evitar a perda de seletividade e sensibilidade, proteger equipamentos para evitar falhas de atuação e evitar operações indevidas.

Quanto às práticas adotadas sobre os religamentos automáticos, mantiveram-se as condições iniciais, privilegiando a segurança de pessoas, animais, bens materiais e outros, salvaguardando as instalações internas da GD com a desconexão em casos de falhas na rede de distribuição ou em sua rede interna.



5. ESTUDO DE CASO – PCH ILHÉUS E LAVRAS

5.1. Considerações Iniciais

O estudo de caso da conexão das PCHs Ilhéus e Lavras têm como objetivo apresentar os impactos no sistema de proteção do alimentador BCAD 209, suprido pela Subestação Barbacena 2 (SE BCAD). Para realizar a modelagem do circuito foram utilizados dados reais extraídos da base de dados da CEMIG e com auxílio da ferramenta de simulação SINAPGrid® buscou-se identificar possíveis aumentos ou reduções dos tempos de atuação da proteção, perdas de seletividade e sensibilidade, atuações indevidas ou prováveis falhas de atuação de elementos de proteção instalados neste alimentador.

Similar ao estudo realizado no capítulo anterior, esta GD é do tipo hidráulica, contendo cinco geradores síncronos e as análises apresentadas levarão em conta o tipo de sazonalidade, a injeção de potência e seu impacto no fluxo de potência da rede de distribuição, evidenciando a sua contribuição nas correntes de curto-circuito deste alimentador.

Como forma de apresentação dos resultados, as simulações serão mostradas através de coordenogramas de proteção, utilizando o software NiX®, inicialmente comparando os valores de corrente sem a GD conectada ao sistema, e posteriormente com a GD conectada, com o objetivo de identificar os problemas, além de propor possíveis soluções.

Sob o ponto de vista operacional, serão avaliadas as práticas de religamentos automáticos e suas implicações, de modo que sejam explorados da melhor forma possível os benefícios da utilização desta função visando manter a continuidade e qualidade no fornecimento de energia elétrica no sistema de distribuição, sem que haja prejuízos, tanto para consumidores quanto para os acessantes.

Pelas características das cargas presentes neste alimentador e em função da potência injetada e sazonalidade, o estudo indica a possibilidade de ilhamento intencional desta GD como forma de auxiliar a distribuidora em casos de contingenciamento operacional.

5.2. Dados físicos do alimentador BCAD 209

Para a modelagem do estudo de caso torna-se necessário conhecer os dados físicos do alimentador BCAD 209, suas características elétricas, dados de equipamentos instalados, filosofia de proteção adotada e as políticas de religamentos automáticos praticadas.

As principais características do alimentador BCAD 209 estão apresentadas na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Dados físicos do alimentador BCAD 209 (CEMIG, 2011).

Alim.	Extensão de Rede (km)			Clientes				Carga Instalada (MVA)	Distância Elétrica entre a PCH e a SE BCAD (km)
	Urbana	Rural	Total	Urbano	Primário	Rural	Total		
BCAD 209	44,89	757,16	802,09	4.240	7	1.616	5.863	26,72	22,13

A Figura 5.1 apresenta o diagrama unifilar do alimentador BCAD 209, contendo a simbologia dos principais equipamentos de proteção, e em destaque a localização da PCH Ilhéus e Lavras, o religador do ponto de conexão nº 220232 e os municípios de Ibertioga e Santa Rita do Ibitipoca, principais cargas alimentadas, localizados a jusante da usina.

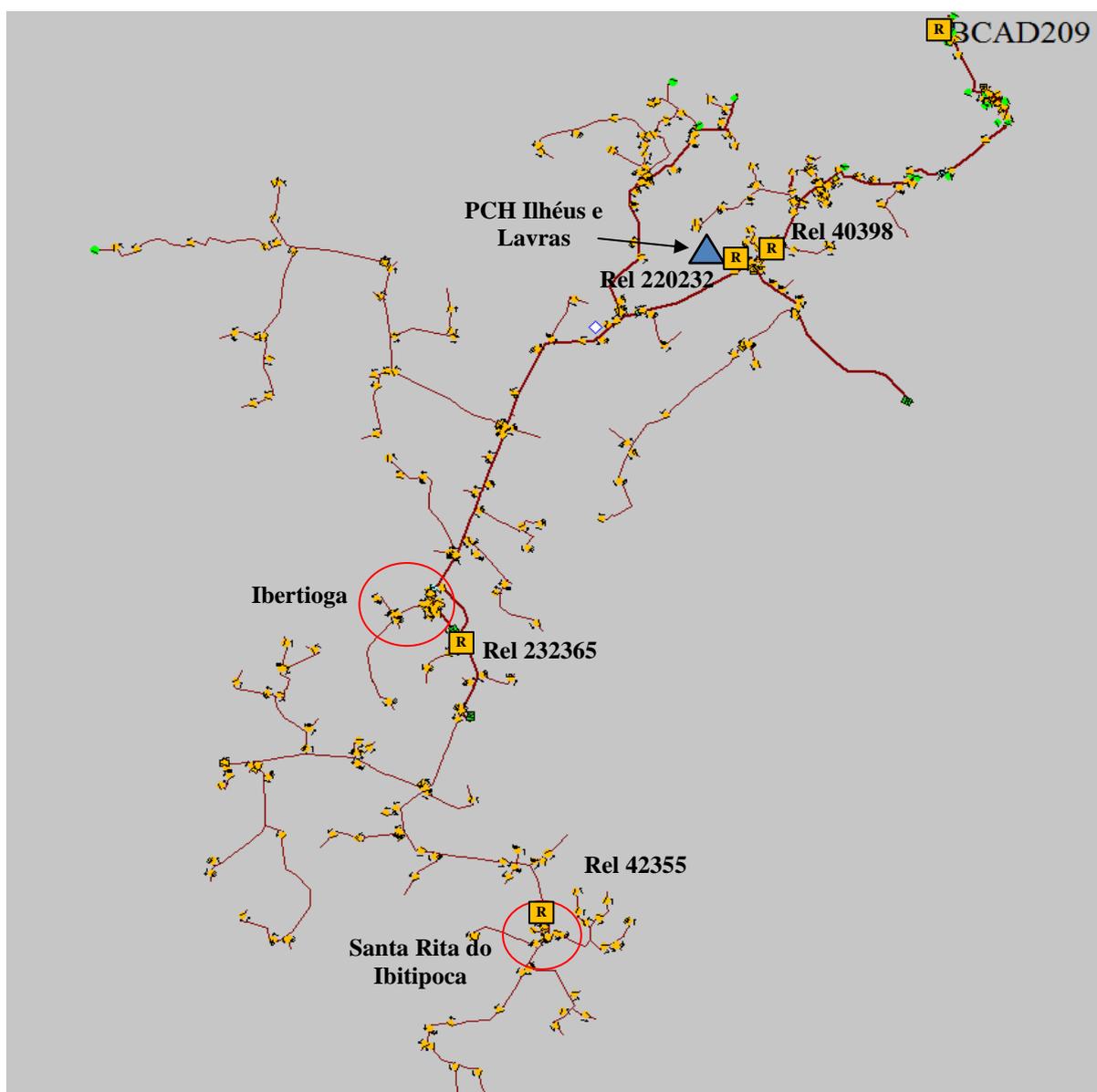


Figura 5.1 – Representação do alimentador BCAD 209 e a localização da PCH Ilhéus e Lavras (CEMIG, 2011).

As medições de corrente apresentadas na Tabela 5.2 foram coletadas no religador de saída do alimentador BCAD 209.

Tabela 5.2 – Dados de medição do alimentador BCAD 209 (CEMIG, 2011).

Alim.	Corrente Máxima (A)				Tensão (pu)
	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	
BCAD 209	145	150	130	20,78	1,04

A filosofia de proteção adotada neste alimentador é do tipo combinada, ou seja, possuem religadores instalados em pontos com filosofia seletiva, normalmente circuitos localizados em zonas urbanas e outros religadores instalados em pontos cuja filosofia adotada é a coordenada, normalmente em circuitos rurais, visando preservar os elos fusíveis durante faltas transitórias.

A proteção de saída do alimentador BCAD 209 é realizada por um religador de comando hidráulico fabricado por McGraw Edison tipo W, com extinção de arco à óleo mineral e a proteção no ponto de conexão da PCH é realizada por um religador microprocessado com interruptor à vácuo disparado por um atuador magnético.

A Tabela 5.3 mostra os ajustes dos relés de fase e terra que dão comando de abertura no disjuntor de saída do alimentador BCAD 209. A Tabela 5.4 apresenta os ajustes de sobrecorrente de fase e terra parametrizados nos religadores instalados ao longo da rede de distribuição identificadas na Figura 5.1.

Tabela 5.3 – Dados de proteção de fase e terra do religador SE BCAD 209.

Capacidade de Interrupção Simétrica	Proteção de Fase Religador Mc Graw Edison Modelo Tipo W				Proteção de Terra Religador Mc Graw Edison Modelo Tipo W			
	Máx. (kA)	Relação TC	Bobina Série (A)	Corrente de Disparo (A)	Curva	Sensor de Terra (A)	Curva	Tempo Morto (s)
10,0	1000:1	225	450	3B	70	3(8)	12,0	90,0

Tabela 5.4 – Dados dos religadores instalados no alimentador BCAD 209.

Religador	Corrente Nominal (A)	Cap. Interrupção (kA)	Proteção de Fase			Proteção de Terra		
			Pick-up (A)	Curva	Dial	Pick-up (A)	Curva	Tempo (s)
40398	630	12,5	300	ANSI EI	1,0	60	TD	9,0
232365	630	12,5	100	ANSI EI	1,0	40	TD	4,0
42355	400	6,0	50	1A 3C	-	20	1(2) 3(6)	-
220232	630	12,5	175	IEC VI	0,10	50	TD	8,7

Com relação às políticas de religamentos automáticos, a Tabela 5.5 apresenta a filosofia de proteção adotada em cada equipamento, a sequência de operação e os tempos de religamentos implementados.

Tabela 5.5 – Religamentos automáticos dos equipamentos instalados no alimentador BCAD 209.

Equipamento de Proteção	Nº Total de Aberturas	Filosofia de Proteção	Sequência de Operação	Tempos de Religamento (s)		
				1º	2º	3º
Rel. BCAD 209	3	Seletiva	3L	15	30	-
Rel. 40398	4	Seletiva	4L	10	20	20
Rel. 232365	4	Seletiva	4L	10	20	20
Rel. 42355	4	Coordenada	1R + 3L	10	20	20
Rel. 220232	1	Não há	Não há	-	-	-

Com relação às cargas instaladas, este alimentador tem como característica peculiar o atendimento a um grande consumidor industrial, localizado próximo a subestação BCAD, com grande influência no estudo de fluxo de potência, visto que há sazonalidade de consumo nos períodos de ponta e fora de ponta.

Os demais clientes ligados neste alimentador estão localizados na zona rural do município de Barbacena, mas com relevância ao atendimento de duas sedes municipais: Ibertioga e Santa Rita do Ibitipoca, bem como suas localidades e povoados urbanos e toda zona rural destes municípios.

O alimentador BCAD 209 possui uma curva de carga atípica, com presença deste grande consumidor industrial e o restante são cargas residenciais e rurais, com predominância de carga máxima ao longo do dia. No horário de ponta do sistema, entre 17 e 21 horas a carga

do alimentador decresce em função da demanda contratada da indústria neste horário possuir tarifação horo-sazonal.

A Figura 5.2 apresenta uma curva de carga diária típica deste alimentador, com destaque para a faixa de horário entre as 15 e 18 horas quando se observa uma corrente de 145A. Esta informação torna-se relevante para ajustar as correntes de atuação dos religadores, associado ao atendimento em regime normal ou em contingência.

O conhecimento prévio das correntes de cargas torna-se extremamente relevante para se poder ajustar os valores de correntes de atuação dos equipamentos de proteção instalados.



Figura 5.2 – Curva de carga típica diária do alimentador BCAD 209 (CEMIG, 2011).

5.3. A conexão da PCH Ilhéus e Lavras no alimentador BCAD 209

Os dados elétricos do acessante visam realizar uma representação fiel das características principais da geração, dos transformadores de potência e do ponto exato de conexão da GD junto ao alimentador.

As PCHs Ilhéus e Lavras estão instaladas na localidade rural de Campolide, cuja distância elétrica entre a PCH Ilhéus e a barra de 13,8 kV da SE Barbacena 2 é de 22,13 km. Estas pequenas usinas são interligadas por uma rede particular na tensão de 25 kV e conectadas ao sistema de distribuição da CEMIG na subestação da PCH Ilhéus.

As principais características das PCH são:

- PCH Ilhéus
 - Potência instalada (MVA): 3,20;
 - Potência gerada (MW): 2,56;

- 4 unidades geradoras: G1, G2, G3 e G4.
- PCH Lavras
 - Potência instalada (MVA): 1,50;
 - Potência gerada (MW): 0,90;
 - 1 unidade geradora: G1.

As principais características dos geradores e transformador são apresentadas nas Tabelas 5.6 e 5.7.

Tabela 5.6 – Dados dos geradores da PCH Ilhéus (CEMIG, 2011).

Gerador	Potência Nominal (MVA)	Potência Gerada (MW)	Fator de Potência	Tensão Nominal (kV)	Tensão Máxima (pu)	Tensão Mínima (pu)
G1=G2	0,75	0,60	0,80	2,20	1,05	0,95
G3=G4	0,85	0,68	0,80	2,20	1,05	0,95

Tabela 5.7 – Dados do gerador da PCH Lavras (CEMIG, 2011).

Gerador	Potência Nominal (MVA)	Potência Gerada (MW)	Fator de Potência	Tensão Nominal (kV)	Tensão Máxima (pu)	Tensão Mínima (pu)
G1	1,50	0,90	0,60	2,30	1,05	0,95

A energia gerada pelas usinas é concentrada em um único transformador, localizado na SE da PCH Ilhéus, cujos valores nominais são apresentados na Tabela 5.8.

Tabela 5.8 - Dados do transformador de conexão da PCH Ilhéus (CEMIG, 2011).

Transformador	Potência Nominal (MVA)	Reatância (%)	Tensão Primário (kV)	Tensão Secundário (kV)
T1	4,5	6,0	25,0	13,8

Este transformador possui ligação delta no lado primário (tensão de 25 kV) e ligação estrela solidamente aterrada no lado secundário (tensão de 13,8 kV).

As usinas possuem um grande diferencial em sua constituição física que, apesar de ser gerações do tipo a fio d'água, há um pequeno reservatório que mantém durante os períodos seco e úmido uma vazão quase constante ao longo do ano, ou seja, a geração não depende exclusivamente da vazão fluvial. Portanto, pode-se simular os valores de potência injetada média de modo a se obter as contribuições dos valores de curto-circuito no alimentador.

Conforme dados informados pelo acessante, a geração anual média gira em torno de 2,30 MW, considerando os períodos úmidos e secos.

Para melhor ilustrar, os dados de geração injetados na rede podem ser obtidos através do perfil de carga no sistema, através das medições de corrente coletadas no religador do ponto de conexão 220232, conforme Figura 5.3.

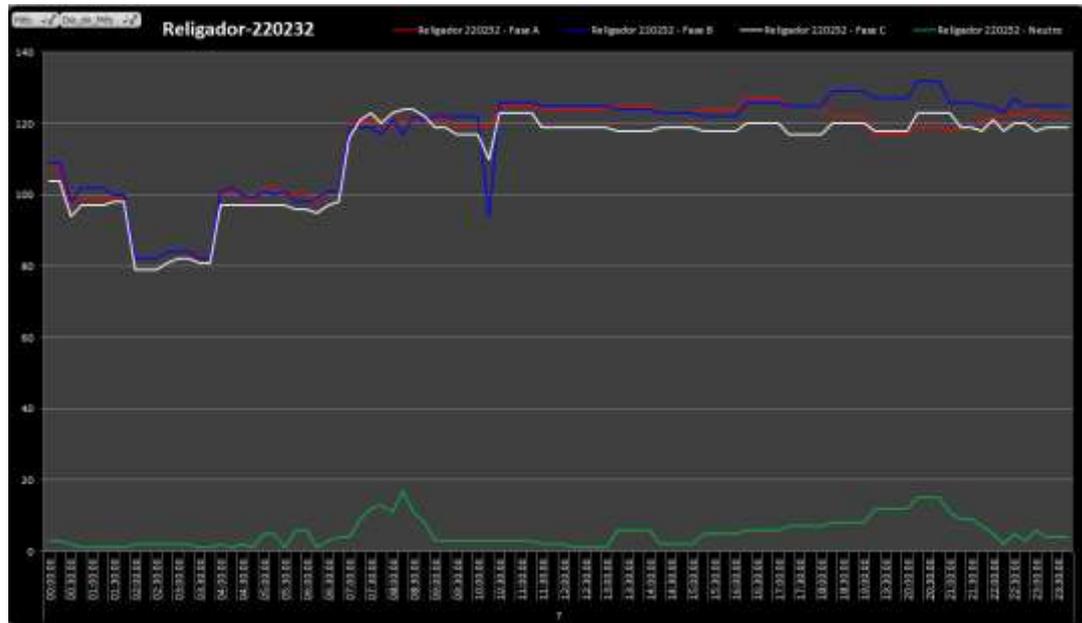


Figura 5.3 – Curva típica de geração da PCH Ilhéus e Lavras (CEMIG, 2011).

A Tabela 5.9 apresenta os valores de curto-circuito simétricos calculados na barra de 13,8 kV da SE BCAD e no ponto de conexão da PCH Ilhéus e Lavras, considerando a resistência de falta de 40Ω e as impedâncias calculadas em PU na base 100 MVA.

- $Z_0: 0,0168 + j 1,6635$;
- $Z_1: 0,0122 + j 0,8735$.

Tabela 5.9 – Níveis de curto-circuito do alimentador BCAD 209 (CEMIG, 2013).

Subestação BCAD			Ponto de Conexão da PCH		
Curto-Circuito	Corrente (A)	α	Curto-Circuito	Corrente (A)	α
Trifásico	4.789	-89,20	Trifásico	596,4	-58,23
Fase – Fase	4.147	-89,20	Fase – Fase	516,5	-58,23
Fase – Terra máx.	4.788	-89,10	Fase – Terra máx.	375,4	-59,24
Fase – Terra mín.	198,9	-2,38	Fase – Terra mín.	147,5	-19,73

Por fim, a Figura 5.4 apresenta o diagrama unifilar de impedâncias do alimentador BCAD 209, que são de extrema importância para os cálculos de curto-circuito ao longo de todo o alimentador.

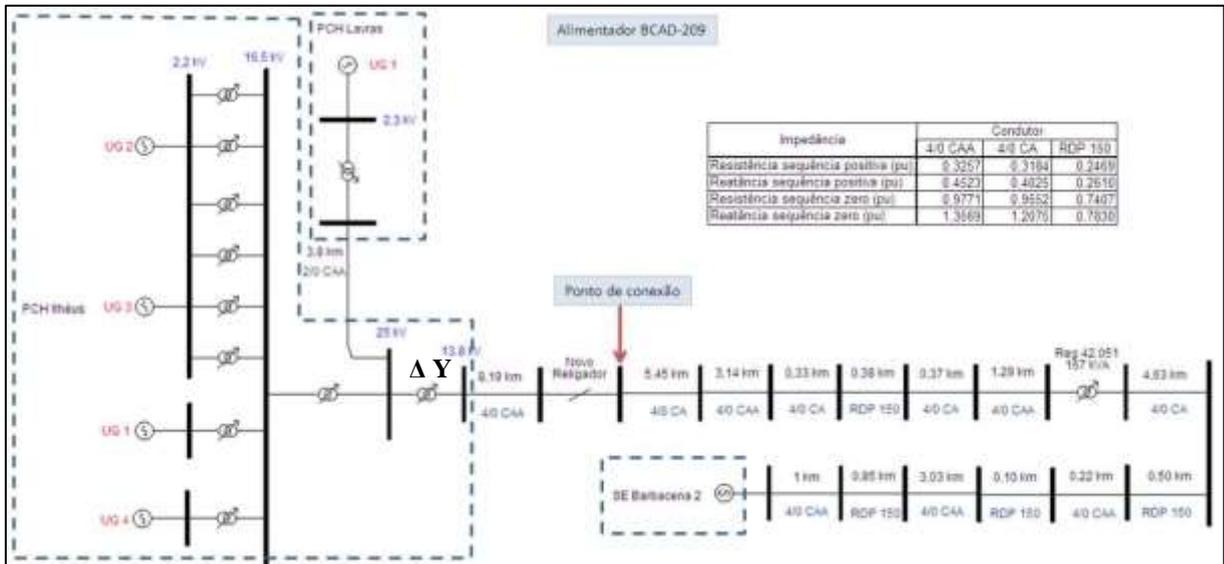


Figura 5.4 – Diagrama Unifilar do alimentador BCAD 209 entre a SE e a PCH Ilhéus e Lavras (CEMIG, 2011).

5.4. Modelagem e simulações do alimentador BCAD 209 e PCH Ilhéus e Lavras

As modelagens e simulações deste estudo de caso foram realizadas no software SINAPGrid®.

Os resultados são apresentados sob a forma de coordenogramas de proteção sem e com a GD conectada ao alimentador BCAD 209.

A Figura 5.5 apresenta o diagrama unifilar do alimentador contendo os principais religadores instalados e as indicações dos pontos de faltas que serão simuladas.

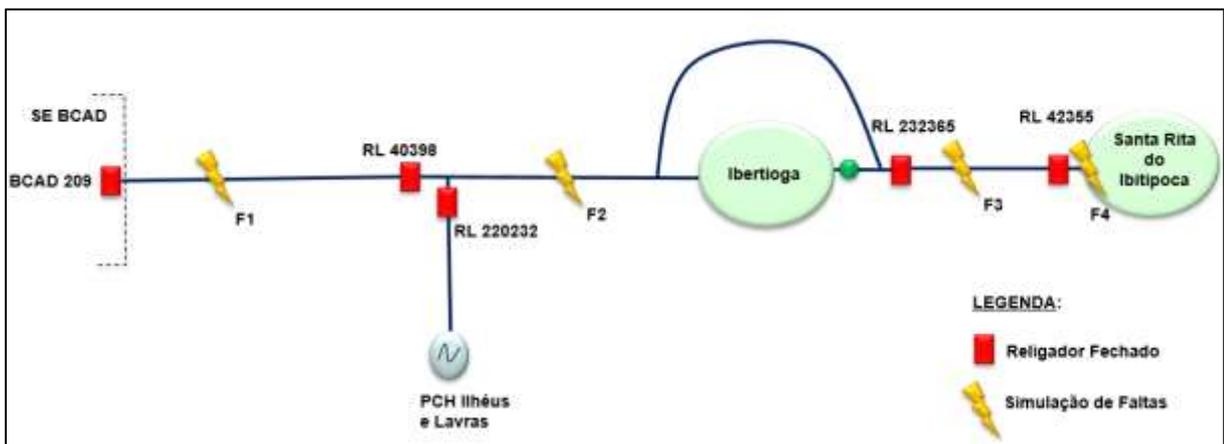


Figura 5.5 – Diagrama unifilar do alimentador BCAD 209 e seus religadores (CEMIG, 2011).



As faltas F1, F2, F3 e F4 foram escolhidas em pontos da rede onde a atuação indevida ou falha de atuação de um ou mais equipamentos de proteção instalados no alimentador possam ter relação com a presença da GD.

Serão simulados curtos-circuitos trifásicos e monofásicos envolvendo a terra, considerando o alimentador operando sem a conexão da GD e, posteriormente, com a inserção da GD.

A Tabela 5.10 apresenta interrupções acidentais provocadas pela atuação de dispositivos de proteção do alimentador BCAD 209, no período de 2013 à 2016, que motivaram a escolha dos pontos de faltas.

Tabela 5.10 – Interrupções acidentais no alimentador BCAD 209.

Data	Equip. Operado	Simulação da Falta	Causa Apurada	Duração (min)	Clientes Atingidos	Cliente x Hora Interrompido
25/04/2012	Rel. BCAD 209	F1	Cruzeta quebrada	168	2.697	7.552
30/12/2012	Rel. 40398	F2	Condutores partidos após temporal	1.015	3.471	7.017
16/03/2013	Rel. 220232	F3	Causa Indeterminada	1.026	3.545	11.032
20/02/2016	Rel. 42355	F4	Condutores partidos	371	3.968	18.776

5.4.1. Simulação do alimentador BCAD 209 sem conexão da PCH Ilhéus e Lavras

A Tabela 5.11 apresenta os valores de curto assim como os tempos de atuação das proteções de fase e terra sensibilizados.

Tabela 5.11 – Valores de curto-circuito para as faltas aplicadas no alimentador BCAD209 sem a presença da GD.

Falta Aplicada	Equipamentos em Operação	Icc (Fase-Fase)		Tempo de Atuação da Proteção de Fase		Icc (Fase-Terra)		Tempo de Atuação da Proteção de Terra	
		Mín. (A)	Máx. (A)	Tempo Mín. (s)	Tempo Máx. (s)	Mín. (A)	Máx. (A)	Tempo Mín. (s)	Tempo Máx. (s)
F1	Rel. BCAD209	914	1.056	1,20	1,65	168	664	2,70	10,0
F2	Rel. BCAD209	278	321	-	-	104	188	10,0	10,0
	Rel. 40398	278	321	22,0	30,0	104	188	9,00	9,00
F3	Rel. BCAD209	154	178	-	-	71	103	10,0	10,0
	Rel. 40398	154	178	-	-	71	103	9,00	9,00
	Rel. 232365	154	178	3,8	5,0	71	103	4,00	4,00
F4	Rel. BCAD209	80	99	-	-	49	64	-	-
	Rel. 40398	80	99	-	-	49	64	9,00	9,00
	Rel. 232365	80	99	-	-	49	64	4,00	4,00
	Rel. 42355	80	99	0,18 1,80	0,22 2,90	49	64	0,50 8,00	0,60 10,0

A Figura 5.6 apresenta o coordenograma de proteção de fase do religador da SE BCAD 209 e dos religadores de rede 40398, 232365 e 42355 considerando as faltas aplicadas em F1, F2, F3 e F4.

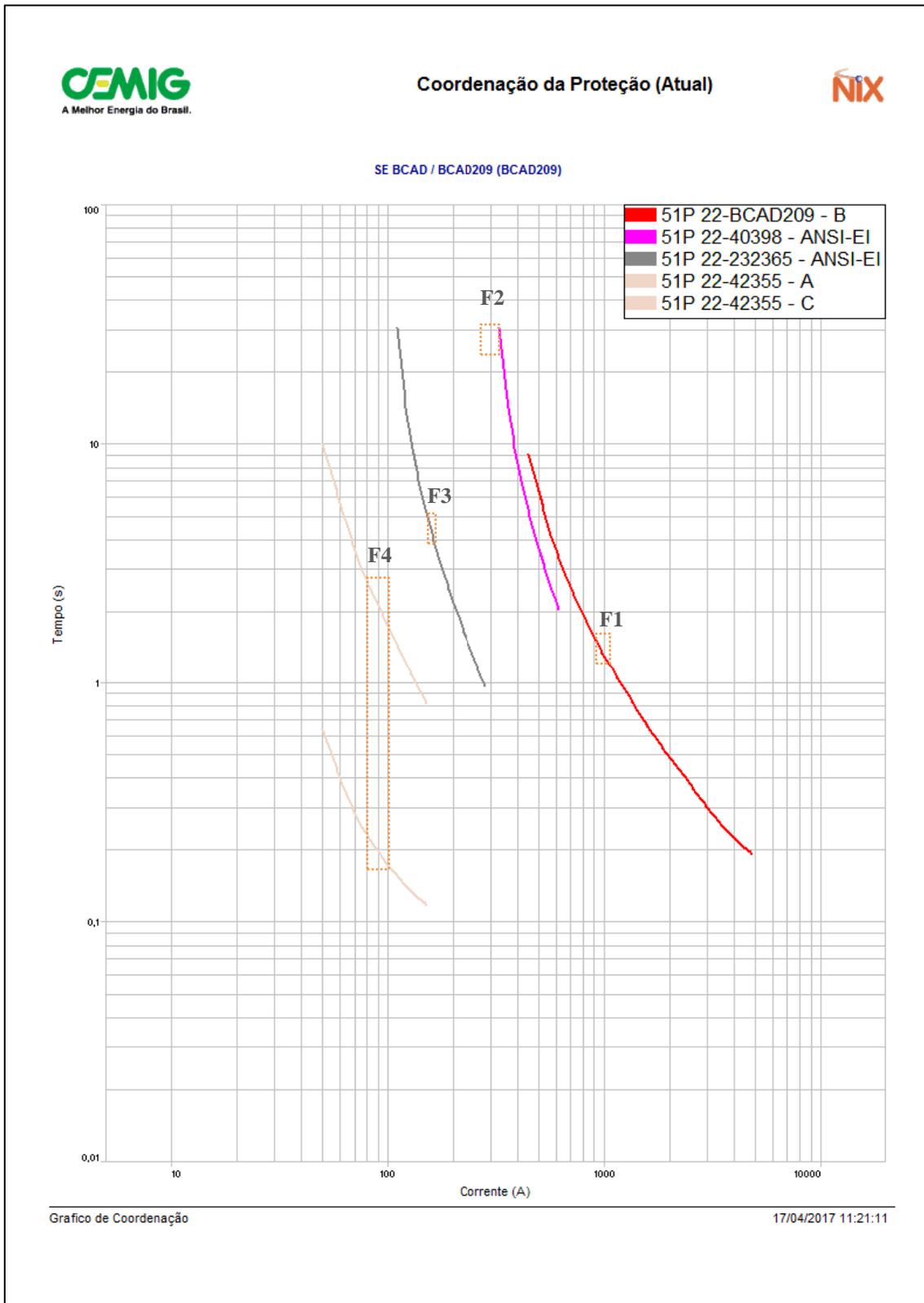


Figura 5.6 – Coordenograma de proteção de fase para as faltas F1, F2, F3 e F4.

Conforme coordenograma, para a falta F1 espera-se atuação correta da proteção de fase do religador SE BCAD 209 num intervalo de tempo entre 1,2s e 1,65s. Os relatores 40398, 232365 e 42355 não serão sensibilizados devido a falta F1 estar localizada a montante.



Para a falta F2, não há sensibilização da proteção de fase do religador SE BCAD 209. Como os valores de curto-circuito são extremamente baixos, somente o religador 40398 será sensibilizado, porém atuando num intervalo de tempo muito alto, entre 22s e 30s. Os religadores 232365 e 42355 não são sensibilizados devido à localização a montante da falta F2, conforme esperado.

Para a falta F3, não há sensibilização da proteção de fase dos religadores SE BCAD 209 e 40398. Somente o religador 232365 será sensibilizado, atuando num intervalo de tempo entre 4,0s e 5,0s.

Por fim, na simulação da falta F4, não ocorre sensibilidade dos religadores SE BCAD 209, 40398, 232365 devido aos baixos valores de curto-circuito a medida que se avança o ponto de falta no sentido do final do circuito. O religador 42355, mais próximo da falta F4, tem sua atuação num intervalo de tempo entre 0,18 e 0,22 na primeira abertura pela curva rápida e 1,8s e 2,9s nas demais aberturas pela curva lenta.

A Figura 5.7 apresenta o coordenograma de proteção de terra dos religadores SE BCAD 209, 40398, 232365 e 42355.

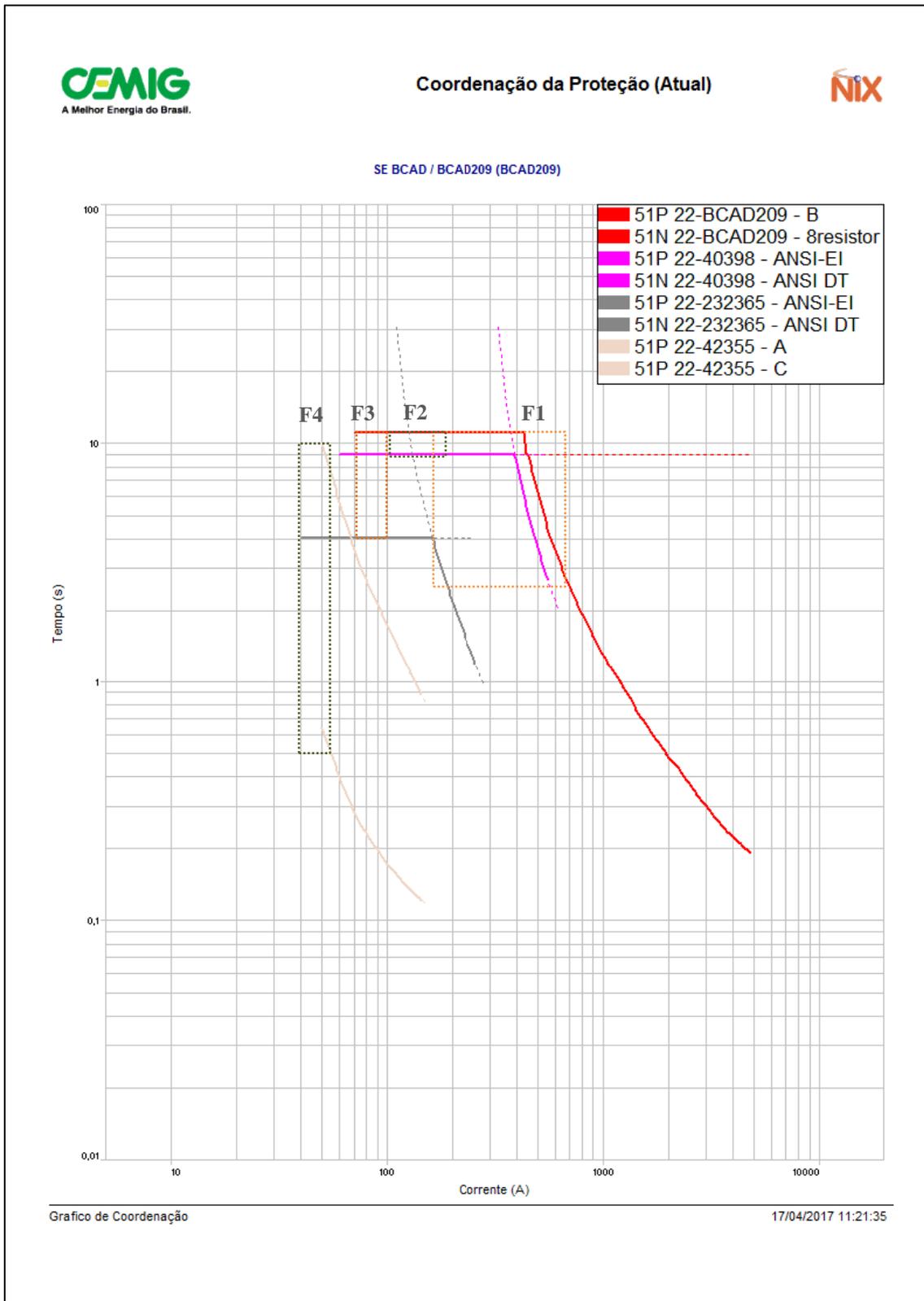


Figura 5.7 – Coordenograma de proteção de terra para as faltas F1, F2, F3 e F4.

Para a falta F1 a atuação da proteção de terra do religador SE BCAD 209 ocorre intervalo de tempo entre 2,7s e 10,0s. Os demais religadores não serão sensibilizados para a condição operacional sem GD.



Para a falta F2, há sensibilização da proteção de terra do religador da SE BCAD 209 e a sua atuação ocorrerá somente em 10,0s, devido aos baixos valores de curto-circuito. Como a falta se localiza no trecho supervisionado pelo religador 40398, seus ajustes resultam no tempo máximo de atuação de 9,0s. Os religadores 232365 e 42355 não são sensibilizados devido à localização a montante da falta F2, conforme esperado.

Para a falta F3, há sensibilização da proteção de terra dos religadores SE BCAD 209 e 40398 com tempos de atuação de 10,0s e 9,0s, respectivamente. A falta F3 fará com que o religador 232365 seja sensibilizado, atuando em 4,0s conforme seu ajuste de tempo definido.

Por fim, na simulação da falta F4, não há sensibilização da proteção de terra do religador da SE BCAD 209. Em contrapartida, haverá sensibilização da proteção de terra dos religadores 40398 em 9,0s e 232365 em 4,0s. Como a falta F4 está na região supervisionada pelo religador 42355, sua atuação ocorre num intervalo de tempo entre 0,5 e 0,25 na primeira abertura pela curva rápida e entre 8,0s e 10,0s nas demais aberturas pela curva lenta.

5.4.2. Simulação do alimentador BCAD 209 com conexão da PCH Ilhéus e Lavras

A modelagem do alimentador BCAD 209 considerando a conexão da PCH Ilhéus e Lavras considera a potência média injetada de 2,3 MW, conforme os valores das correntes coletados no religador de conexão 220232.

A faltas envolvendo fase (curto-circuito trifásico) e fase e neutro (curto circuito monofásico-terra) foram simuladas nos mesmos pontos F1, F2, F3 e F4 indicados anteriormente, para que se possa estabelecer uma comparação de resultados e avaliar os impactos produzidos no sistema de proteção do alimentador BCAD 209 sem e com a GD.

A Tabela 5.12 apresenta os valores de correntes de curto-circuito trifásico simulados considerando as correntes de contribuição da GD conectada ao alimentador BCAD 209 e os tempos de atuação da proteção de fase.

Tabela 5.12 – Curto-circuito trifásico para as faltas aplicadas no alimentador BCAD209 com a presença da GD.

Falta Aplicada	Equipamentos em Operação	Icc Trifásico (contribuição da SE BCAD)		Icc Trifásico (contribuição da GD)		Tempo de Atuação da Proteção de Fase	
		Mín. (A)	Máx. (A)	Mín. (A)	Máx. (A)	Mín. (A)	Máx. (A)
F1	Rel. BCAD209	914	1.056	-	-	1,20	1,50
	Rel. 40398	-	-	496	573	2,50	4,00
	Rel. 220232	-	-	496	573	0,60	0,80
F2	Rel. BCAD209	278	321	-	-	-	-
	Rel. 40398	278	321	-	-	28,0	30,0
	Rel. 220232	-	-	350	406	1,00	1,30
F3	Rel. BCAD209	154	178	-	-	-	-
	Rel. 40398	154	178	-	-	-	-
	Rel. 220232	-	-	170	196	11,0	12,0
	Reli. 232365	154	178	170	196	2,00 (*)	7,00 (*)
F4	Rel. BCAD209	80	99	-	-	-	-
	Rel. 40398	80	99	-	-	-	-
	Rel. 220232	-	-	89	102	-	-
	Reli. 232365	80	99	89	102	-	-
	Reli. 42355	80	99	89	102	0,17 (*) 2,80 (*)	0,20 (*) 5,00 (*)

(*) Tempos de atuação considerando as correntes de contribuição total (GD + SE BCAD).

A Figura 5.8 apresenta o coordenograma de proteção de fase do religador da SE BCAD 209 e dos religadores de rede 40398, 220232, 232365 e 42355 considerando a ocorrência de faltas em F1, F2, F3 e F4.

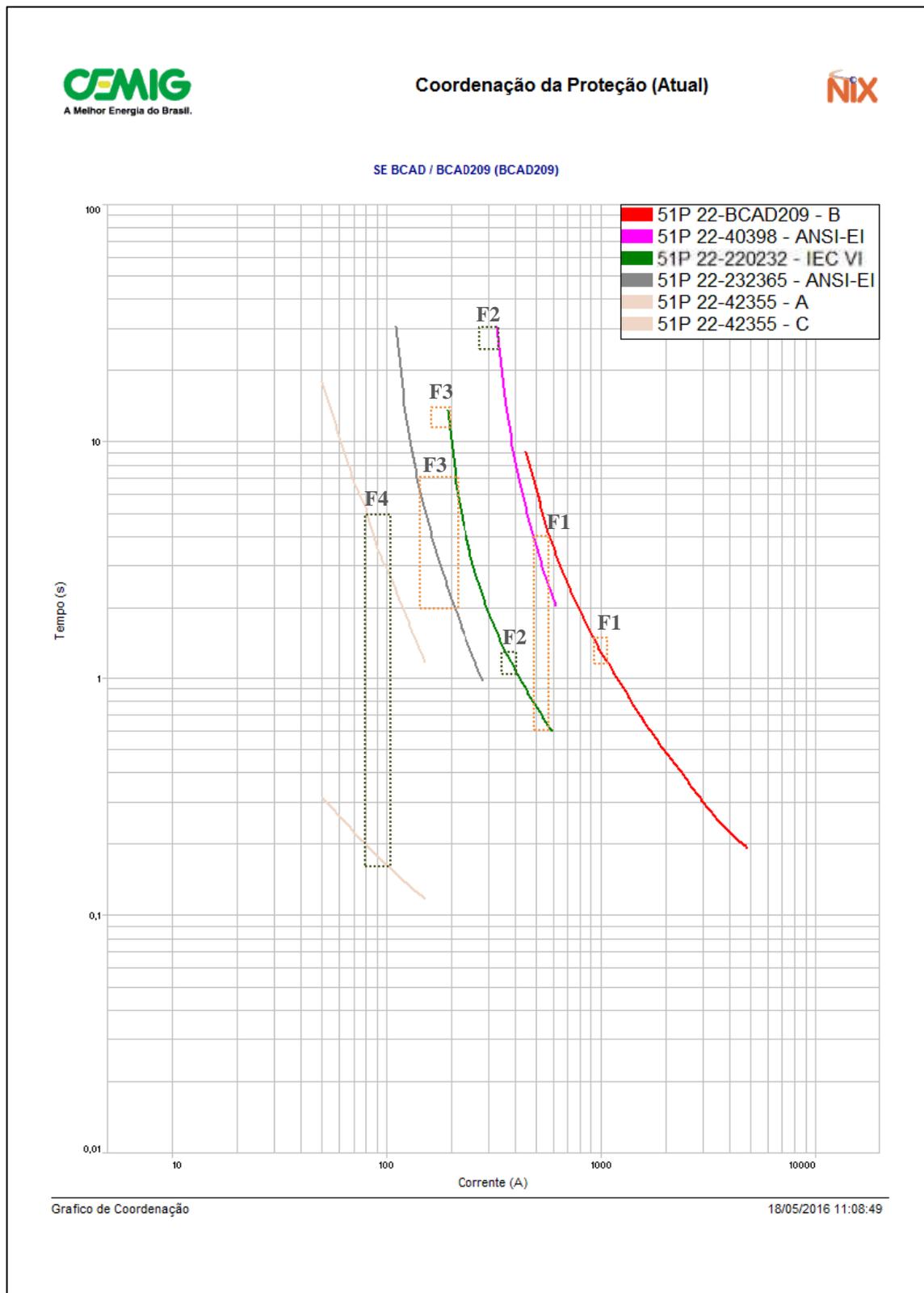


Figura 5.8 – Coordenograma de proteção de fase para as faltas F1, F2, F3 e F4.

Conforme coordenograma, para a falta F1 espera-se atuação correta da proteção de fase do religador SE BCAD 209 num intervalo de tempo entre 1,2s e 1,5s. Com a GD conectada ao sistema, observa-se que há grande possibilidade de atuação indevida da proteção em virtude dos ajustes adotados e da inversão da corrente de curto-circuito vista pelos



religadores 40398 e 220232. O religador 40398 será sensibilizado atuando num intervalo de tempo entre 2,5s e 4,0s e o religador 220232 entre 0,6s e 0,8s. Os demais religadores 232365 e 42355 não serão sensibilizados devido ao fato de falta F1 estar localizada a montante.

Para a falta F2 não haverá sensibilização da proteção de fase do religador SE BCAD 209. O religador 40398 será sensibilizado atuando num intervalo de tempo muito elevado, entre 28s e 30s. O religador do ponto de conexão 220232 atua em um tempo menor entre 1,0s e 1,3s.

Para a falta F3, não há sensibilização da proteção de fase dos religadores SE BCAD 209 e 40398. O religador 220232 será sensibilizado, atuando num intervalo de tempo entre 11s e 12s e o religador 232365 atua num intervalo de tempo entre 2,0s e 7,0s. O religador 42355 não será sensibilizado devido ao fato de a falta ser a montante.

Por fim, na simulação da falta F4, mesmo com a GD conectada e os valores de curto-circuito amplificados em comparação a simulação anterior, percebe-se que não ocorre sensibilização dos religadores SE BCAD 209, 40398, 220232 e 232365. O religador 42355, mais próximo da falta F4, tem sua atuação num intervalo de tempo entre 0,17s e 0,20s na primeira abertura pela curva rápida e 2,8s e 5,0s nas demais aberturas pela curva lenta.

Em comparação ao modelo simulado sem a GD, em todas as condições para faltas envolvendo curto-circuito trifásico, houve um aumento dos valores de curto e diminuição nos tempos de atuação dos equipamentos de proteção.

A Tabela 5.13 apresenta os valores de correntes de curto-circuito fase-terra calculados considerando as correntes de contribuição da GD conectada ao alimentador BCAD 209 e os tempos de atuação da proteção de terra.

Tabela 5.13 – Curto-circuito fase-terra para as faltas aplicadas no alimentador BCAD209 com a presença da GD.

Falta Aplicada	Equipamentos em Operação	Icc Fase-Terra (contribuição da SE BCAD)		Icc Fase-Terra (contribuição da GD)		Tempo de Atuação da Proteção de Terra	
		Mín. (A)	Máx. (A)	Mín. (A)	Máx. (A)	Mín. (A)	Máx. (A)
F1	Rel. BCAD209	168	664	-	-	3,00	10,0
	Rel. 40398	-	-	161	489	4,50	9,00
	Rel. 220232	-	-	161	489	0,90	8,70
F2	Rel. BCAD209	104	188	-	-	10,0	10,0
	Rel. 40398	104	188	-	-	9,00	9,00
	Rel. 220232	-	-	131	312	1,80	8,70
F3	Rel. BCAD209	71	103	-	-	10,0	10,0
	Rel. 40398	71	103	-	-	9,00	9,00
	Rel. 220232	-	-	84	134	8,70	8,70
	Rel. 232365	71	103	84	134	4,00 (*)	4,00 (*)
F4	Rel. BCAD209	49	64	-	-	-	-
	Rel. 40398	49	64	-	-	9,00	9,00
	Rel. 220232	-	-	56	75	8,70	8,70
	Rel. 232365	49	64	56	75	4,00 (*)	4,00 (*)
	Rel. 42355	49	64	56	75	0,20 (*) 3,00 (*)	0,25 (*) 3,00 (*)

(*) Tempos de atuação considerando as correntes de contribuição total (GD + SE BCAD).

A Figura 5.9 apresenta o coordenograma de proteção de terra dos religadores SE BCAD 209, 40398, 220232, 232365 e 42355 levando em conta a simulação de faltas em F1, F2, F3 e F4.

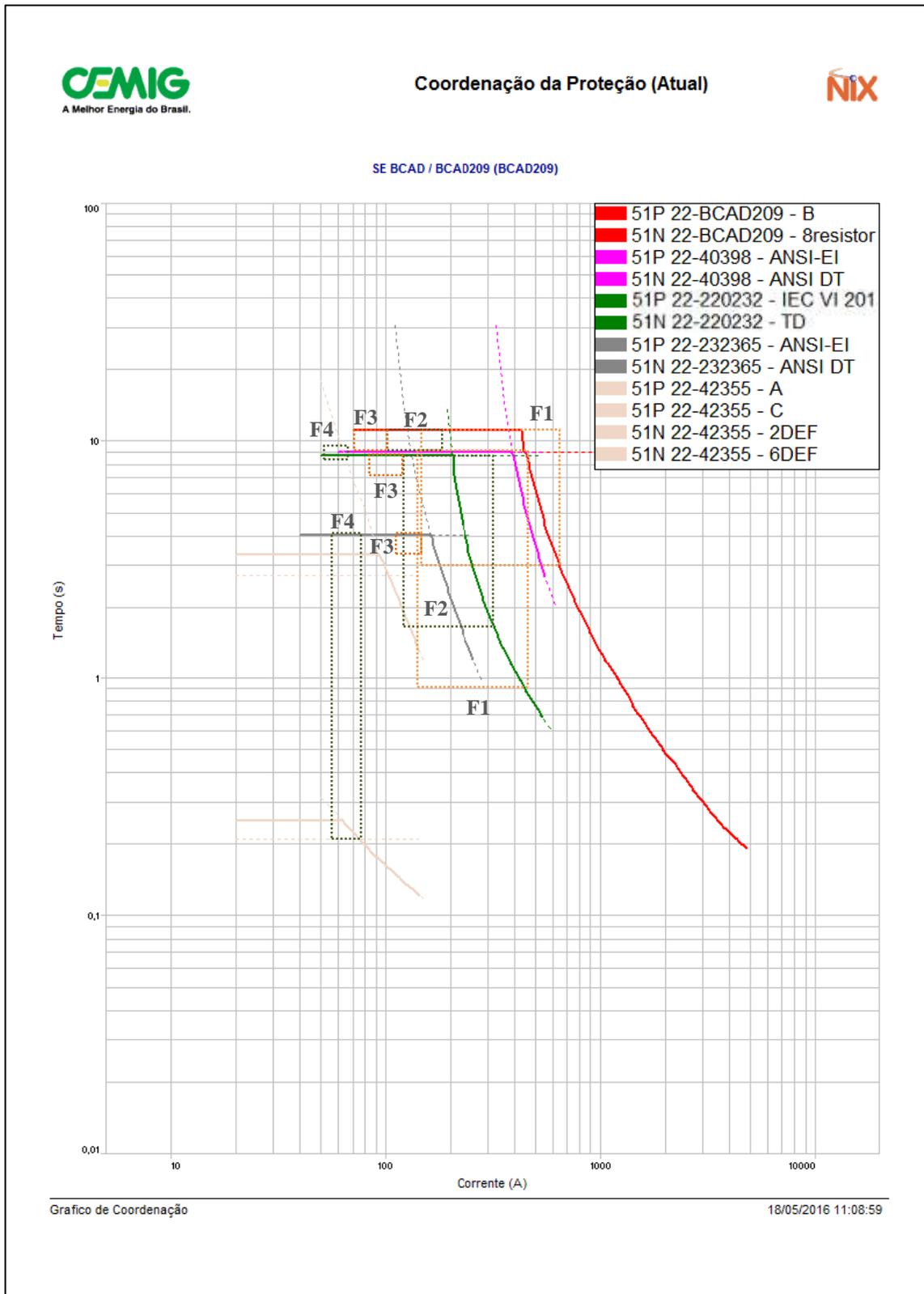


Figura 5.9 – Coordenograma de proteção de terra para as faltas F1, F2, F3 e F4.

As ocorrências de faltas para a terra são as mais comuns e as mais problemáticas sob o ponto de vista de defeitos de alta impedância e sensibilização das proteções de terra, ainda mais quando se trata de um alimentador extremamente extenso, com cargas desequilibradas e uma GD conectada em paralelo.



Para a falta F1 percebe-se grande amplitude entre os valores máximos e mínimos de corrente de curto-circuito, pelo fato da GD estar conectada à rede de distribuição. Neste caso, a proteção de terra do religador SE BCAD 209 sensibiliza-se num intervalo de tempo entre 3,0s e 10,0s. Observa-se, portanto, que há grande possibilidade de atuação indevida da proteção em virtude dos religadores 40398 e 220232. Neste caso, os religadores 40398 e 220232 também serem sensibilizados pela corrente de falta reversa, podendo atuar num intervalo de tempo entre 4,5, 9, 0,9 e 8,7s, respectivamente.

Para a falta F2, haverá sensibilização da proteção de terra do religador SE BCAD 209 que atuará em tempo máximo ajustado de 10,0s. O religador 40398, que também será sensibilizado, atuará num tempo máximo de 9,0s. O religador 220232 pode ser sensibilizado e atuar em um intervalo de tempo entre 1,8s e 8,7s.

Para a falta F3, as proteções de terra dos religadores SE BCAD 209, 40398, 220232 e 232365 poderão atuar em tempo máximo conforme seus ajustes, respectivamente em 10, 9, 8,7 e 4s. O religador 42355 não será sensibilizado, pois a falta está a montante de sua localização.

Por fim, na simulação da falta F4, não há sensibilidade da proteção de terra do religador SE BCAD 209, percebe-se que há sensibilidade da proteção de terra dos religadores 40398, 220232 e 232365 que poderão atuar em tempo máximo conforme seus ajustes, respectivamente em 9, 8,7 e 4s. O religador 42355, localizado mais próximo da falta F4, tem sua atuação num intervalo de tempo entre 0,20s e 0,25s na primeira abertura pela curva rápida e 3,0s nas demais aberturas pela curva lenta.

Assim como verificado para as faltas trifásicas, em todas as condições para faltas envolvendo curto-circuito fase-terra, houve aumento dos valores das correntes de defeito e diminuição nos tempos de atuação dos equipamentos de proteção.

5.5. Impactos na proteção após a conexão da PCH Ilhéus e Lavras

A conexão das PCHs Ilhéus e Lavras instaladas no alimentador BCAD 209 representa um valor de potência injetada consideravelmente estável e capaz de alimentar boa parte dos clientes atendidos pelo circuito, tanto que nos estudos de fluxo de carga realizadas na empresa, pode-se perceber a possibilidade de reversão de fluxo em diversos patamares de cargas e horários.



Diante disso, os impactos deste acessante acarretam para o sistema de distribuição um potencial bem maior de problemas na rede, se comparados ao caso anterior apresentado no Capítulo 4, com injeção de baixo valor de potência.

Os problemas operacionais ocorridos na prática relacionam-se com a perda de seletividade, principalmente nas regiões próximas onde a GD encontra-se conectada, atuações indevidas dos religadores 40398 e 220232 instalado no ponto de conexão da GD e falha de atuação da proteção do religador 232365.

A ocorrência do dia 25/04/2012 (ver Tabela 5.10) teve como causa apurada a queda de uma cruzeta de madeira deteriorada em uma estrutura localizada nas proximidades do ponto de falta da simulação F1. O equipamento operado foi o religador da SE BCAD 209 eliminando o defeito após ir a bloqueio. Entretanto, identificou-se que o religador 40398 fez uma abertura e fechou satisfatoriamente e ainda houve abertura do religador 220232.

Conforme resultados da simulação da falta F1, existe a possibilidade de atuação indevida destes religadores para curto-circuito fase-terra, ou operação conjunta durante a mesma falta, visto que há contribuição de duas fontes para o mesmo curto-circuito. Para faltas envolvendo a proteção de fase, percebe-se que não há problemas desta natureza.

Na ocorrência do dia 30/12/2012 (ver Tabela 5.10) houve atuação indevida dos religadores 40398 e 220232. Durante uma tempestade ocorreram rompimentos de cabos condutores em uma estrutura localizada no tronco deste circuito, nas proximidades onde foi simulada a falta F2. Durante esta ocorrência, houve o desarme do religador 220232 antes do bloqueio do religador 40398. Pelos resultados das simulações, conclui-se que a entrada da GD, e considerando eventos similares, resulta em desligamento do religador 220232 num tempo bem mais rápido que o religador de rede 40398.

Nas oscilografias coletadas evidenciou-se que o religador 220232 foi a bloqueio direto, afinal não possui religamento automático habilitado, em seguida ocorreu o bloqueio do religador 40398 após completar seu ciclo de religamento.

A ocorrência do dia 16/03/2013 (ver Tabela 5.10) ocorreu operação indevida do religador 220232 vindo a bloqueio sem causa identificada, podendo estar relacionada a provável curto-circuito transitório na rede, que se auto extinguiu. Com os resultados das simulações, percebe-se que para os pontos de faltas F1, F2, F3 e F4 o religador 220232 perde a seletividade com os religadores instalados na rede. Após esta ocorrência, a rede foi inspecionada e religada satisfatoriamente, sem identificação da causa física do problema. Entretanto houve sérios prejuízos aos clientes e a concessionária devido a interrupção do fornecimento de energia elétrica durante o evento.



Por fim, a ocorrência do dia 20/02/2016 (ver Tabela 5.10) foi causada por rompimento de cabos condutores após uma queda de árvore sobre a rede de MT. Como consequência houve o bloqueio do religador 42355, mas sem maiores consequências para os demais equipamentos instalados a montante.

Os estudos e simulações realizados mostraram que dentre os impactos produzidos pela inserção da GD neste alimentador foi o aumento nos valores de curto-circuito. A entrada da GD favorece para que não haja trechos descobertos pelas proteções no alimentador, devido a grande extensão deste circuito.

5.6. Soluções e melhorias propostas para mitigar os problemas encontrados

Os problemas relacionados a perda de seletividade, falha de atuação e atuação indevida dos equipamentos instalados no alimentador BCAD 209 são os mais significativos e de maior impacto tanto para a distribuidora, quanto para o acessante e principalmente para os consumidores.

Nesta seção apresentam-se propostas de soluções visando reduzir ou eliminar tais efeitos colaterais produzidos no alimentador pela conexão da GD, cujas simulações apresentadas proporcionaram uma melhor percepção destes problemas.

Para os problemas relacionados à perda de seletividade entre os religadores 40398 e 220232, a solução proposta foi a utilização das funções de sobrecorrente direcionais (função 67/67N) polarizados por tensão e corrente e ângulo máximo de torque em 45°.

A proposta efetivada foi ajustar a função 67/67N somente no religador 220232 no ponto de conexão da GD com o alimentador BCAD 209, com o sentido de sensibilização direta para o lado da usina. Caso a falta seja para o lado reverso (rede CEMIG), o elemento direcional bloqueia, evitando atuação indevida da proteção.

Com relação as falhas de operação de elos fusíveis, recomenda-se um estudo de proteção completo do alimentador, considerando a conexão da GD e as alterações nos valores de curto-circuito. O estudo de caso do capítulo anterior abordou esta questão propondo a instalação de elos fusíveis preferenciais e não-preferenciais, com resultados satisfatórios.

Um dos grandes problemas verificados neste estudo de caso tem relação com as faltas monofásicas para a terra, pois como visto nas simulações F3 e F4, apesar da GD estar conectada, os valores de curto-circuito nos trechos mais distantes do alimentador ainda são considerados muito baixos.



5.7. Considerações Finais

O estudo de caso apresentado neste capítulo obteve êxito na comprovação dos resultados sobre os impactos na rede de distribuição e ainda pode-se comparar com os resultados simulados e os impactos produzidos por outra GD do tipo hidráulica, mas com valor de injeção de potência bem inferior a PCH Ilhéus e Lavras.

O alimentador BCAD 209 possui características bem distintas, se comparadas ao caso anterior, pois trata-se de um circuito extremamente extenso, com área rural abrangente e uma grande carga industrial sazonal.

As simulações das faltas, baseadas em pontos isolados do circuito, permitiu-se verificar e comprovar que, mesmo com um valor de potência injetada considerada alta, nos trechos finais do alimentador os valores de curto-circuito se alteraram muito pouco, mas que de certo modo provou ser benéfico, diante aos baixos valores que se apuraram antes da conexão da GD.

Algumas ocorrências tiveram correlação com as simulações produzidas de modo que se pode verificar que as soluções implementadas e novas funções de proteção ajustadas em equipamentos de rede e no acessante proporcionaram mais garantia de sensibilidade e seletividade entre as curvas de proteção.

Diante das inúmeras derivações monofásicas do alimentador, as faltas monofásicas para a terra foram exploradas e tratadas de forma exclusiva neste estudo visando elucidar dúvidas sobre a alimentação das correntes de falta pela GD, visto o fato inerente ao tipo da ligação do transformador do acessante ser Delta-Estrela aterrado, conforme exigido pela concessionária.

Por outro lado, a firmeza de produção energética desta PCH provou ser capaz de alimentar parte das cargas deste alimentador, sob o ponto de vista da análise do modo de ilhamento intencional, estudo este comprovado através de artigo derivado deste trabalho.

Quanto às práticas adotadas sobre os religamentos automáticos, para este estudo de caso, mantendo-se salvaguardada as condições de segurança a pessoas, animais, bens materiais e outros, o uso desta funcionalidade pode ser benéfico com a implementação de ajustes independentes a ambos os lados do religador, visto a grande exposição a defeitos transitórios deste alimentador. Para a correta utilização desta função faz-se necessário a correta instalação do religador do ponto de conexão conforme apresentado.



6. ESTUDO DE CASO – PCT BIOGÁS

6.1. Considerações Iniciais

O estudo de caso da conexão da PCT Biogás também tem o objetivo de verificar o seu impacto no sistema de proteção do alimentador JFAU 09, suprido pela Subestação Juiz de Fora 1 (SE JFAU). Para realizar a modelagem do circuito foram utilizados dados reais extraídos da base de dados da CEMIG e utilizando o software SINAPGrid® buscou-se identificar os prováveis aumentos ou reduções dos tempos de atuação dos equipamentos envolvidos, perdas de seletividade e sensibilidade, atuações indevidas ou prováveis falhas de atuação de elementos de proteção instalados neste alimentador.

Diferentemente dos estudos anteriores, esta GD é do tipo térmica à gás, composta por três geradores síncronos e as análises apresentadas levarão em conta a injeção de potência e os impactos no fluxo de potência, além da contribuição nas correntes de curto-circuito deste alimentador.

Visando manter a mesma sequência das apresentações anteriores, os resultados das simulações serão realizados através de coordenogramas de proteção, utilizando o software NiX®, inicialmente comparando os valores de corrente sem a GD conectada ao sistema, e posteriormente com a GD conectada, com o objetivo de identificar eventuais problemas e propor soluções.

As práticas de religamentos automáticos serão comentadas e avaliadas sua viabilidade de utilização juntamente com os religadores da distribuidora, de modo que sejam explorados da melhor forma possível os benefícios da utilização desta função.

Pelas características das cargas presentes neste alimentador e em função da potência injetada ser constante, o estudo indica a possibilidade de ilhamento intencional do ponto de vista da proteção como forma de auxiliar a distribuidora em casos de contingenciamento operacional.

6.2. Dados físicos do alimentador JFAU 09

Os dados físicos do alimentador JFAU 09, extraídos da base de dados da CEMIG, permite conhecer suas características elétricas, os dados dos equipamentos de proteção instalados, a filosofia de proteção adotada, bem como as políticas de religamentos automáticos praticadas.

As principais características do alimentador JFAU 09 são apresentadas na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Dados físicos do alimentador JFAU 09 (CEMIG, 2013).

Alim.	Extensão de Rede (km)			Clientes				Carga Instalada (MVA)	Distância Elétrica entre a PCT e a SE JFAU (km)
	Urbana	Rural	Total	Urbano	Primário	Rural	Total		
JFAU 09	46,87	98,72	145,70	5.536	37	296	5.869	46,13	5.491

A Figura 6.1 apresenta o diagrama unifilar do alimentador JFAU 09, apresentando os principais equipamentos de proteção. Em destaque observa-se a localização da PCT Biogás e seu religador no ponto de conexão nº 316609. Visualiza-se também o Distrito Industrial de Juiz de Fora, principal carga do alimentador e localizada a montante da usina.

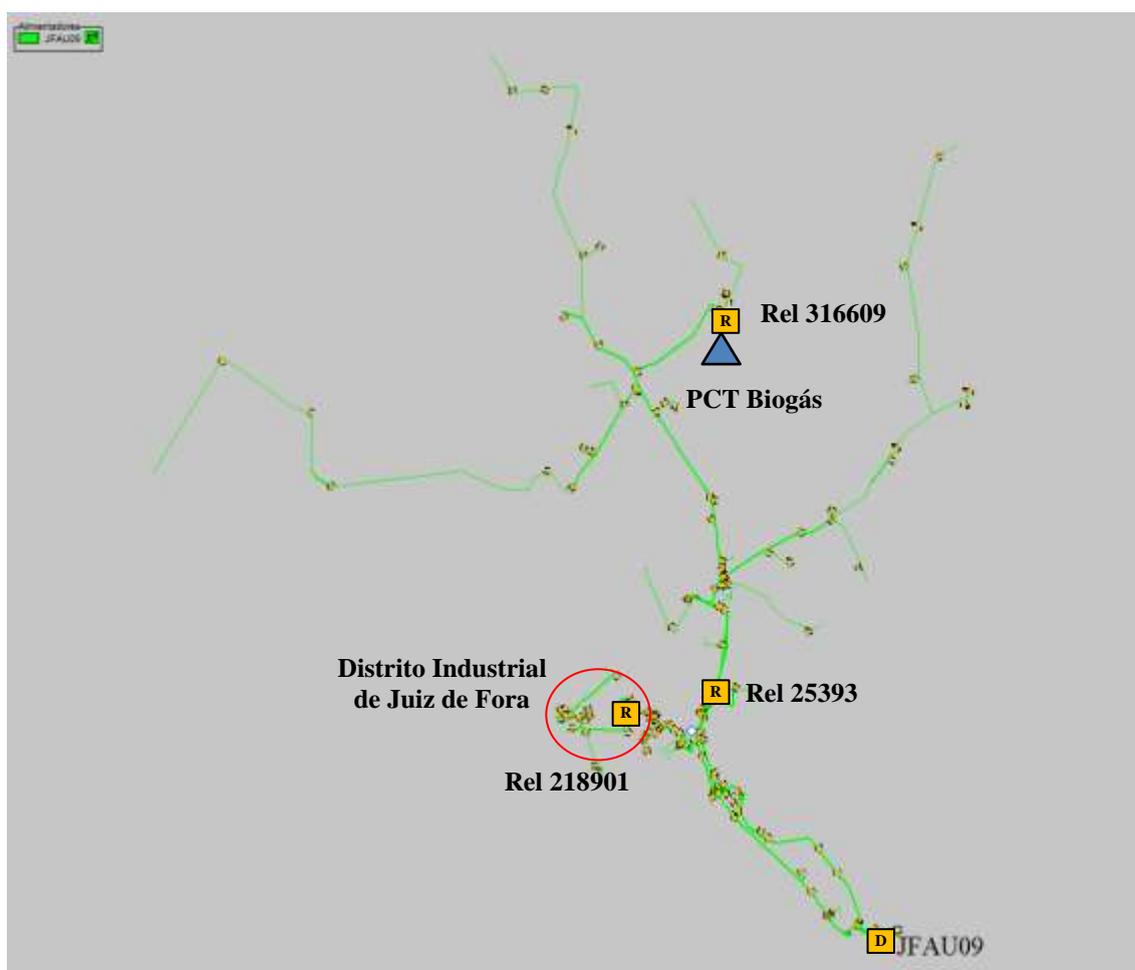


Figura 6.1 – Representação do alimentador JFAU 09 e a localização da PCT Biogás (CEMIG, 2013).

As medições de corrente apresentadas na Tabela 6.2 foram coletadas no disjuntor de saída do alimentador JFAU 09.

Tabela 6.2 – Dados de medição do alimentador JFAU 09 (CEMIG, 2013).

Alim.	Corrente Máxima (A)				Tensão (pu)
	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	
JFAU 09	116,7	118,7	120,5	3,95	1,04

Por se tratar de um alimentador que atende basicamente áreas urbanas e industriais, a filosofia de proteção adotada neste alimentador é do tipo seletivo. Os religadores instalados na rede de distribuição são ajustados de forma a permitir que o dispositivo de proteção mais próximo da falta deverá operar primeiro para qualquer tipo de defeito a jusante, seja transitória ou permanente.

A proteção de saída do alimentador JFAU 09 é realizada por um disjuntor Westinghouse, com extinção de arco à gás SF₆ e a proteção no ponto de conexão da PCT é realizada por um religador microprocessado com interruptor à vácuo disparado por um atuador magnético.

A Tabela 6.3 mostra os ajustes dos relés de fase e terra do disjuntor do alimentador JFAU 09. A Tabela 6.4 apresenta os ajustes de sobrecorrente de fase e terra parametrizados nos religadores instalados ao longo da rede de distribuição.

Tabela 6.3 – Dados de proteção de fase e terra do disjuntor SE JFAU 09.

Capacidade de Interrupção Simétrica	Proteção de Fase Relé Eletromecânico GE Modelo – IAC 51				Proteção de Terra Relé Eletromecânico GE Modelo – IAC 53			
	Máx. (kA)	Relação TC	Unid. Instantânea	Unid. Temporizada	Relação TC	Unid. Instantânea	Unid. Temporizada	
Tap				Dial			Tap	Dial
22	400:5	Bloqueado	5	2	400:5	Bloqueado	3	5

Tabela 6.4 – Dados dos religadores instalados no alimentador JFAU 09.

Religador	Corrente Nominal (A)	Cap. Interrupção (kA)	Proteção de Fase			Proteção de Terra		
			Pick-up (A)	Curva	Dial	Pick-up (A)	Curva	Tempo (s)
218901	630	12,5	150	IEC VI	0,10	30	TD	7,0
23593	630	12,5	220	IEC VI	0,16	50	TD	8,5
316609	630	12,5	150	IEC I	0,25	22	TD	8,0

A Tabela 6.5 apresenta a filosofia de proteção adotada em cada equipamento, a sequência de operação e os tempos de religamentos implementados.

Tabela 6.5 – Religamentos automáticos dos equipamentos instalados no alimentador JFAU 09.

Equipamento de Proteção	Nº Total de Aberturas	Filosofia de Proteção	Sequência de Operação	Tempos de Religamento (s)		
				1º	2º	3º
Disj. JFAU 09	3	Seletiva	3L	15	30	-
Rel. 218901	3	Seletiva	3L	10	20	-
Rel. 23593	3	Seletiva	3L	10	20	-
Rel. 316609	1	Não há	Não há	-	-	-

O perfil de cargas instaladas neste alimentador tem como característica uma curva de carga tipicamente comercial e industrial, com predominância de carga máxima ao longo do dia. No horário de ponta do sistema, entre 17 e 21 horas, a carga do alimentador decresce em função da demanda contratada das indústrias neste horário possuir tarifação horo-sazonal.

A Figura 6.2 apresenta a curva de carga diária típica deste alimentador, com destaque para a faixa de horário entre as 8 e 11 horas da manhã quando se observa uma corrente de 120A.

O conhecimento prévio das correntes de cargas torna-se extremamente relevante para ajustar os valores de correntes de atuação dos equipamentos de proteção instalados, associado ao atendimento em regime normal ou em contingência.



Figura 6.2 – Curva de carga típica diária do alimentador JFAU 09 (CEMIG, 2013).

6.3. A conexão da PCT Biogás no alimentador JFAU 09

Um aterro de resíduos sólidos pode ser considerado como um reator biológico onde as principais entradas são os resíduos e a água, e as principais saídas são os gases e o chorume. O gás de aterro é composto por vários gases, alguns presentes em grandes quantidades como o metano e o dióxido de carbono e outros. Estes são poluentes que contribuem expressivamente para o aumento do efeito estufa.

O aproveitamento energético do biogás produzido nestes locais pode ser revertido na forma de vapor, combustível para caldeiras e fogões, combustíveis veiculares e gasodutos. Transformá-lo em eletricidade o torna, portanto, uma fonte limpa e renovável de geração de energia elétrica.

A Figura 6.3 apresenta um esquema típico de funcionamento de uma central de biogás em aterros sanitários com objetivo de produzir eletricidade.



Figura 6.3 – Funcionamento de uma central de biogás para geração de energia elétrica (CREA-SC, 2017).

A PCT Biogás está no município de Juiz de Fora – MG, na zona rural próximo a localidade de Dias Tavares, cuja distância elétrica entre a GD e a barra de 22 kV da SE JFAU é de 12,84 km.

As principais características da PCT são:

- Potência instalada (MVA): 5,28;
- Potência gerada (MW): 4,28;
- Potência injetada no sistema elétrico (MW): 4,16.

As principais características dos geradores e transformador da PCT Biogás são apresentadas nas Tabelas 6.6 e 6.7.

Tabela 6.6 – Dados dos geradores da PCT Biogás (CEMIG, 2013).

Gerador	Potência Nominal (MVA)	Potência Gerada (MW)	Fator de Potência	Tensão Nominal (kV)	Tensão Máxima (pu)	Tensão Mínima (pu)
G1	1,76	1,426	1,00	0,48	1,10	0,90
G2	1,76	1,426	1,00	0,48	1,10	0,90
G3	1,76	1,426	1,00	0,48	1,10	0,90

Tabela 6.7 - Dados do transformador de conexão da PCT Biogás (CEMIG, 2013).

Transformador	Potência Nominal (MVA)	Reatância (%)	Tensão Primário (kV)	Tensão Secundário (kV)
T1	2,0	4,50	0,48	22
T2	2,0	4,50	0,48	22
T3	2,0	4,50	0,48	22

Os três transformadores possuem ligação delta no lado primário (tensão de 0,48 kV) e ligação estrela solidamente aterrada no lado secundário (tensão de 22 kV).

As usinas térmicas deste tipo utilizam a queima do gás metano produzidas pelo chorume do depósito de lixo urbano, garantindo uma produção de energia firme durante 24 horas por dia. Outra grande vantagem é a pouca necessidade de espaço físico para implantação das unidades geradoras que são compactas e instaladas em contêineres individuais, favorecendo a manutenção e futuras ampliações.

Os dados de geração injetados na rede podem ser obtidos através dos gráficos de corrente por fase, amostradas no religador do ponto de conexão 316609, conforme Figura 6.4.

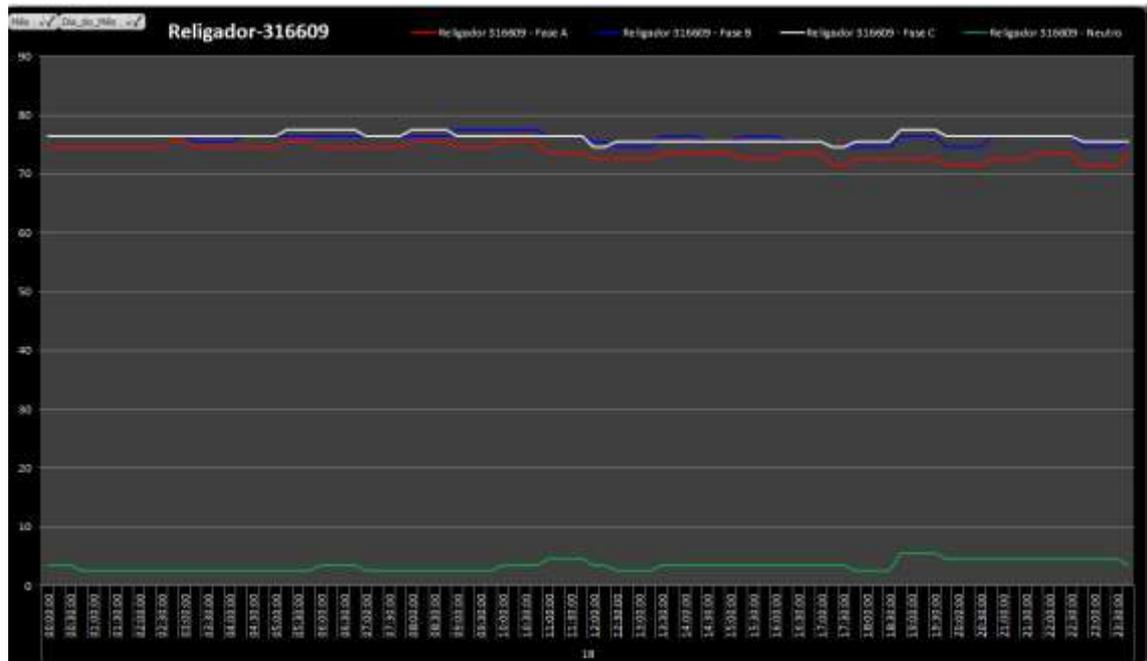


Figura 6.4 – Curva típica de geração da PCT Biogás (CEMIG, 2013).

Os valores de curto-circuito simétricos nas barras de 22 kV da SE e no ponto de conexão da PCT Biogás estão apresentados na Tabela 6.8, considerando a resistência de falta de 40Ω e as impedâncias calculadas em PU na base 100 MVA.

- $Z_0: 0,0593 +j 0,7750$;
- $Z_1: 0,0244 +j 0,7811$.

Tabela 6.8 – Níveis de curto-circuito do alimentador JFAU 09 (CEMIG, 2013).

Subestação JFAU			Ponto de Conexão da PCT		
Curto-Circuito	Corrente (A)	α	Curto-Circuito	Corrente (A)	α
Trifásico	3.358	-88,21	Trifásico	1.256	-65,27
Fase – Fase	2.908	-88,21	Fase – Fase	1.087	-65,27
Fase – Terra máx.	3.364	-87,35	Fase – Terra máx.	876,3	-62,71
Fase – Terra mín.	314,7	-5,36	Fase – Terra mín.	262,5	-15,44

Por fim, a Figura 6.5 apresenta o diagrama unifilar de impedâncias do alimentador JFAU 09, que são de extrema importância para os cálculos de curto-circuito ao longo de todo o alimentador.

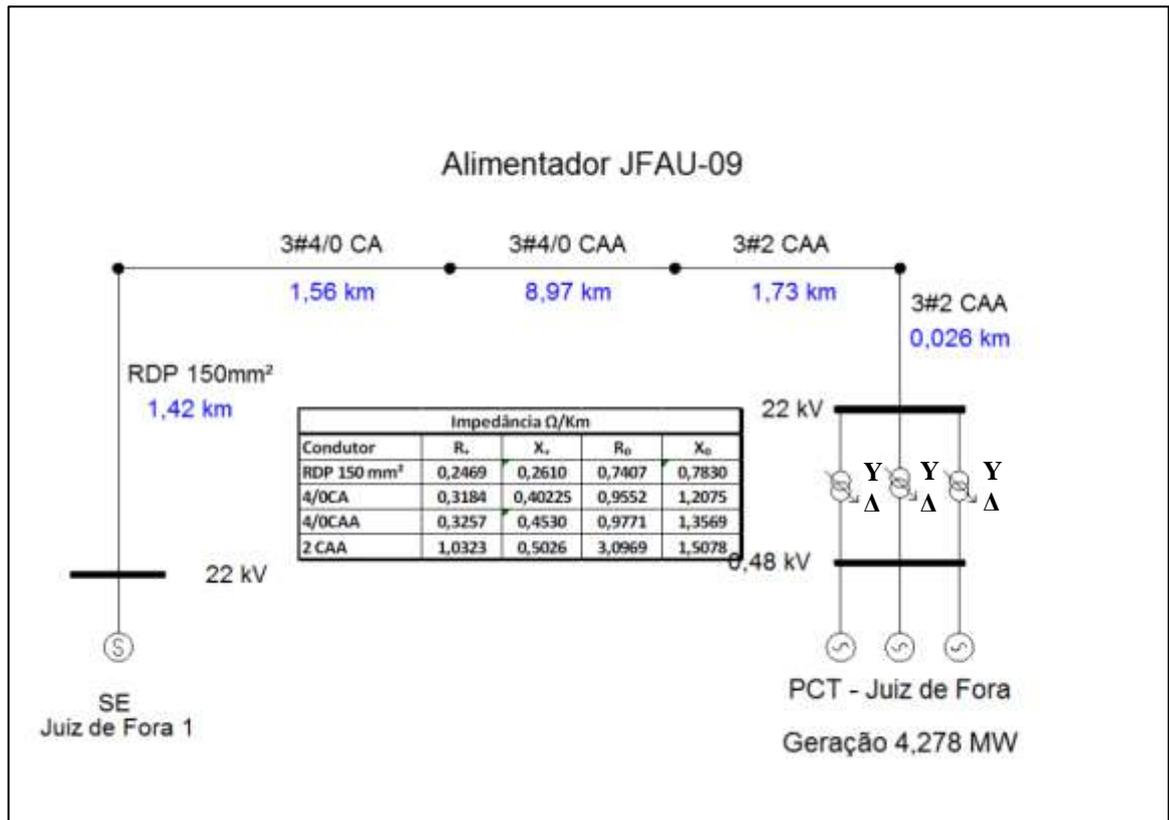


Figura 6.5 – Diagrama Unifilar do alimentador JFAU 09 entre a SE e a PCT Biogás (CEMIG, 2013).

6.4. Modelagem e simulações do alimentador JFAU 09 e PCT Biogás

De forma análoga aos estudos de caso anteriores, as modelagens foram realizadas no software SINAPGrid®.

Os resultados são avaliados a partir dos coordenogramas de proteção para as condições operativas sem e com a GD conectada à rede de distribuição.

A Figura 6.6 apresenta o diagrama unifilar do alimentador contendo os principais religadores instalados e as indicações dos pontos onde as faltas serão simuladas.

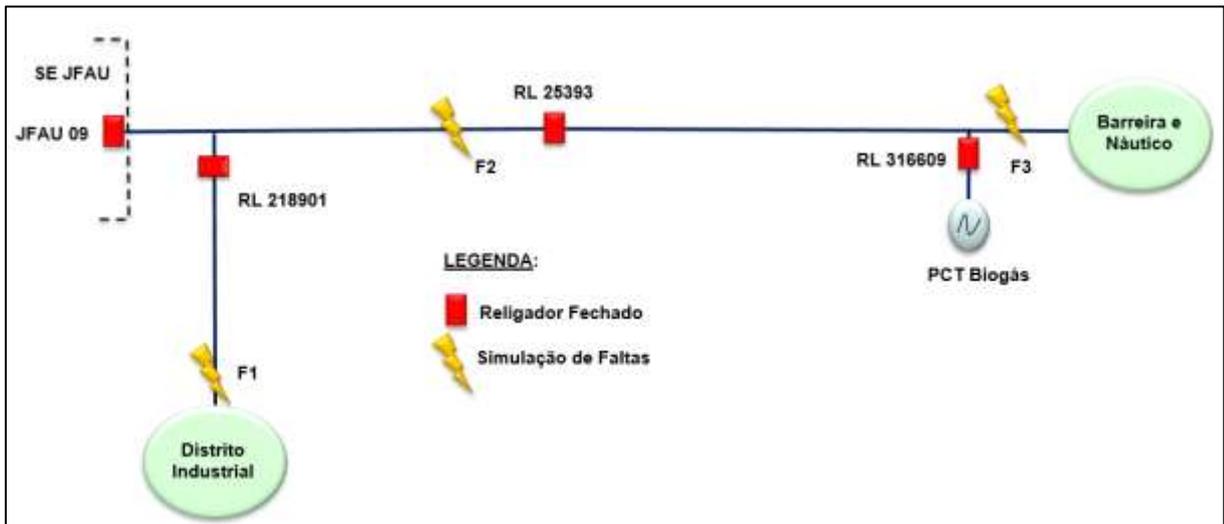


Figura 6.6 – Diagrama unifilar do alimentador JFAU 09 e seus religadores (CEMIG, 2013).

As faltas F1, F2 e F3 foram definidas com o objetivo de realizar comparações com ocorrências operacionais reais, para que se possa verificar se a GD tenha contribuído para a atuação indevida ou falha de atuação de um ou mais equipamentos de proteção instalados no alimentador. Serão simulados curtos-circuitos trifásicos e monofásicos, envolvendo a terra, considerando o alimentador sem e com a conexão da GD.

A Tabela 6.9 apresenta algumas interrupções acidentais ocorridas no alimentador JFAU 09, no período de 2013 à 2015, que balizaram a escolha dos pontos de faltas a serem simulados.

Tabela 6.9 – Interrupções acidentais no alimentador JFAU 09.

Data	Equip. Operado	Simulação da Falta	Causa Apurada	Duração (min)	Clientes Atingidos	Cliente x Hora Interrompido
16/08/2013	Rel. 218901	F1	Causa Indeterminada	160	1.777	4.739
09/09/2013	Disj. JFAU 09	F2	Condutores partidos após queda de árvore	175	2.126	4.540
24/09/2013	Rel. 23593	F2	Condutores partidos após temporal	534	2.141	4.642
30/09/2014	Rel. 23593	F3	Condutores partidos após temporal	279	2.225	3.872
20/12/2014	Rel. 316609	F3	Chave fusível quebrada	50	2.264	1.887

6.4.1. Simulação do alimentador JFAU 09 sem conexão da PCT Biogás

A Tabela 6.10 apresenta os valores de correntes de curto-circuito trifásico e monofásico simulados nos pontos indicados e os tempos de atuação da proteção das respectivas proteções.

Tabela 6.10 – Valores de curto-circuito para as faltas aplicadas no alimentador JFAU 09 sem a presença da GD.

Falta Aplicada	Equipamentos em Operação	Icc (Trifásico)		Tempo de Atuação da Proteção de Fase		Icc (Fase-Terra)		Tempo de Atuação da Proteção de Terra	
		Mín. (A)	Máx. (A)	Tempo Mín. (s)	Tempo Máx. (s)	Mín. (A)	Máx. (A)	Tempo Mín. (s)	Tempo Máx. (s)
F1	Disj. JFAU 09	1.311	1.560	0,90	1,00	284	1.208	1,00	20,0
	Rel. 218901	1.311	1.560	0,19	0,21	284	1.208	0,20	1,70
F2	Disj. JFAU 09	1.660	1.916	0,80	0,90	287	1.488	0,90	20,0
F3	Disj. JFAU 09	466	538	-	-	189	415	10,0	20,0
	Rel. 23593	466	538	1,80	2,00	189	415	2,50	8,50

A Figura 6.7 apresenta o coordenograma de proteção de fase contendo as curvas do relé de fase do disjuntor SE JFAU 09 e dos religadores 218901 e 23593 considerando a aplicação de faltas em F1, F2 e F3.

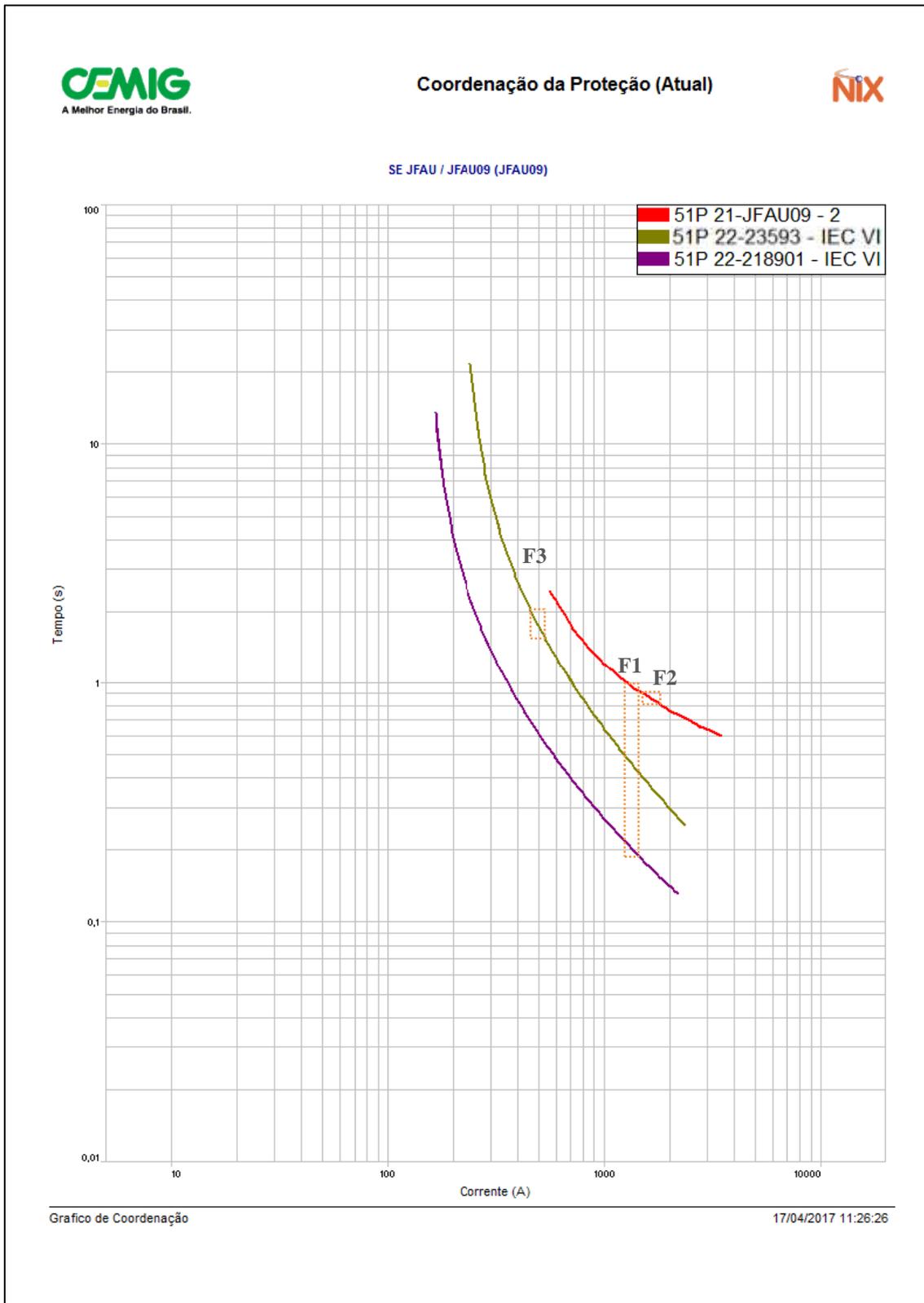


Figura 6.7 – Coordenograma de proteção de fase para as faltas F1, F2 e F3.

Conforme coordenograma, para a falta F1 espera-se a atuação da proteção de fase do disjuntor SE JFAU 09 num intervalo de tempo entre 0,9s e 1,0s. No entanto, o religador 218901 sensibiliza-se mais rápido num intervalo entre 0,19s e 0,21s, por estar localizado mais



próximo ao defeito. O religador 23593 não será sensibilizado devido ao fato da falta F1 estar localizada a montante do mesmo.

Para a falta F2, há sensibilização somente do relé 51 do disjuntor SE JFAU 09 com previsão de atuação num intervalo entre 0,8s e 0,9s. Os demais religadores (218901 e 23593) não deverão ser sensibilizados.

Para a falta F3, não há sensibilização da proteção 51 do disjuntor SE JFAU 09 devido ao reduzido valor da corrente de curto-circuito. Em contrapartida, haverá sensibilização da proteção de fase do religador 23593 com os tempos de atuação esperados entre 1,8s e 2,0s. O religador 218901 não será sensibilizado devido a falta F3 estar fora de sua zona de proteção.

A Figura 6.8 apresenta o coordenograma de proteção de terra contendo os ajustes do relé de neutro (51N) do disjuntor SE JFAU 09 e as proteções de terra dos religadores 23593 e 218901.

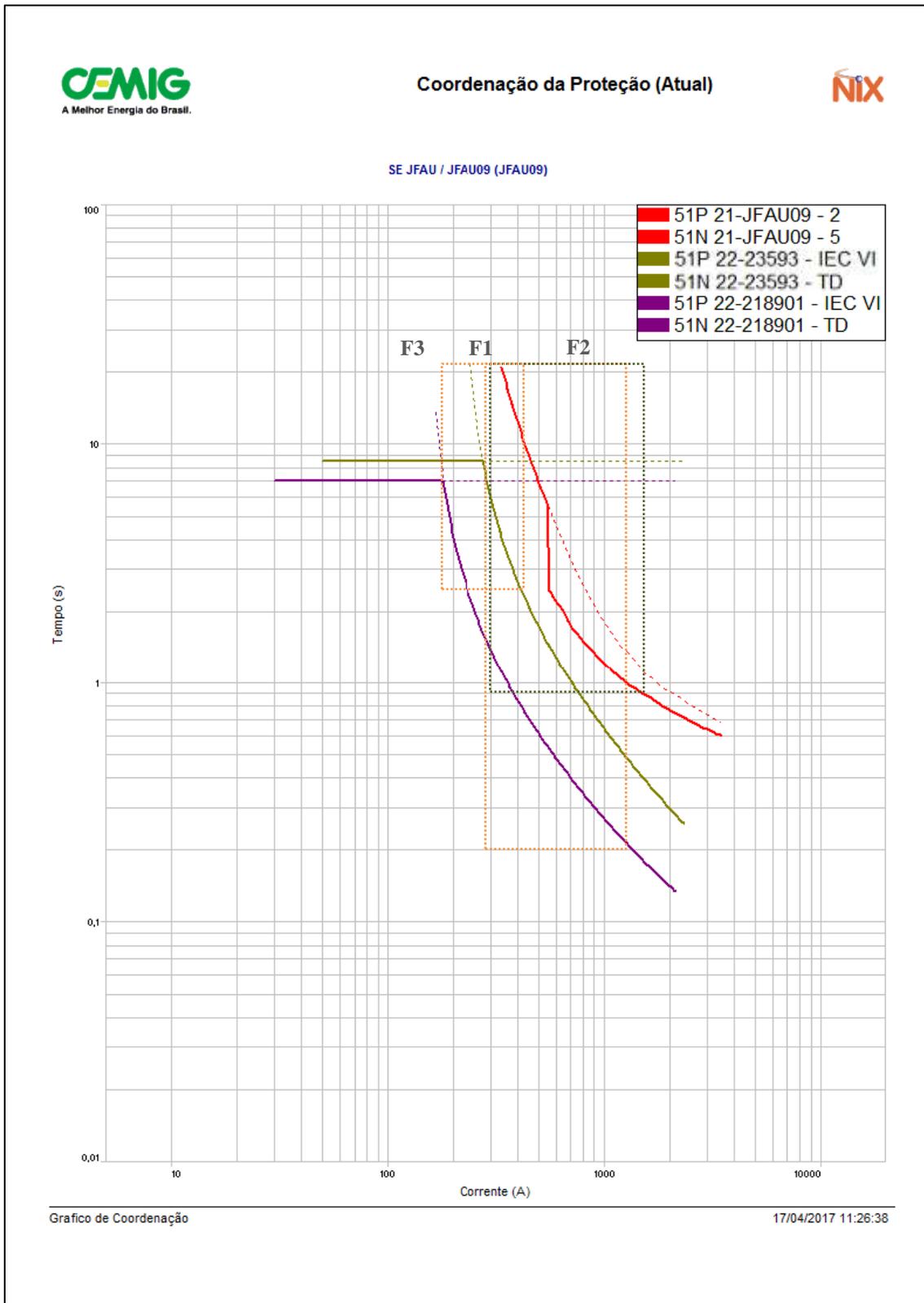


Figura 6.8 – Coordenograma de proteção de terra para as faltas F1, F2 e F3.

Conforme esperado, para a falta à terra F1 haverá atuação da proteção de terra do relé 51N do disjuntor SE JFAU 09 num intervalo de tempo entre 1,0s e 20s. O religador 218901

atuará mais rápido num intervalo de tempo entre 0,2s e 1,70s por estar mais próximo ao local da falta. O religador 23593 não será sensibilizado para a falta em questão.

Para a falta F2 ocorrerá atuação somente do relé 51N do disjuntor SE JFAU 09, num intervalo de tempo entre 0,9s e 20s. Os religadores 23593 e 218901 não serão sensibilizados.

Para a falta F3, há sensibilização da proteção de terra do relé associado ao disjuntor SE JFAU 09 num intervalo de tempo entre 10s e 20s. O religador 23593 operará num intervalo de tempo inferior, entre 2,5s e 8,5s, por estar mais próximo ao local da falta.

6.4.2. Simulação do alimentador JFAU 09 com conexão da PCT Biogás

A Tabela 6.11 apresenta os valores de correntes de curto-circuito trifásico simulados em F1, F2 e F3 considerando as correntes de contribuição da GD conectada ao alimentador JFAU 09, além dos tempos de atuação da proteção de fase.

Tabela 6.11 – Curto-circuito trifásico para as faltas aplicadas no alimentador JFAU 09 com a presença da GD.

Falta Aplicada	Equipamentos em Operação	Icc Trifásico (contribuição da SE JFAU)		Icc Trifásico (contribuição da GD)		Tempo de Atuação da Proteção de Fase	
		Mín. (A)	Máx. (A)	Mín. (A)	Máx. (A)	Tempo Mín. (s)	Tempo Máx. (s)
F1	Disj. JFAU 09	1.311	1.560	-	-	0,90	1,00
	Rel. 218901	1.311	1.560	-	-	0,15 (*)	0,18 (*)
	Rel. 23593	-	-	523	604	1,30	1,40
	Rel. 316609	-	-	523	604	1,30	1,50
F2	Disj. JFAU 09	1.660	1.916	-	-	0,80	0,90
	Rel. 23593	-	-	716	827	0,85	1,00
	Rel. 316609	-	-	716	827	1,10	1,15
F3	Disj. JFAU 09	466	538	-	-	-	-
	Rel. 23593	466	538	-	-	1,80	2,00
	Rel. 316609	-	-	420	483	1,70	1,80

(*) Tempos de atuação considerando as correntes de contribuição total (GD + SE JFAU).

A Figura 6.9 apresenta o coordenograma de proteção de fase contendo as curvas do relé de fase do disjuntor SE JFAU 09 e dos religadores 23593, 218901 e 316609.

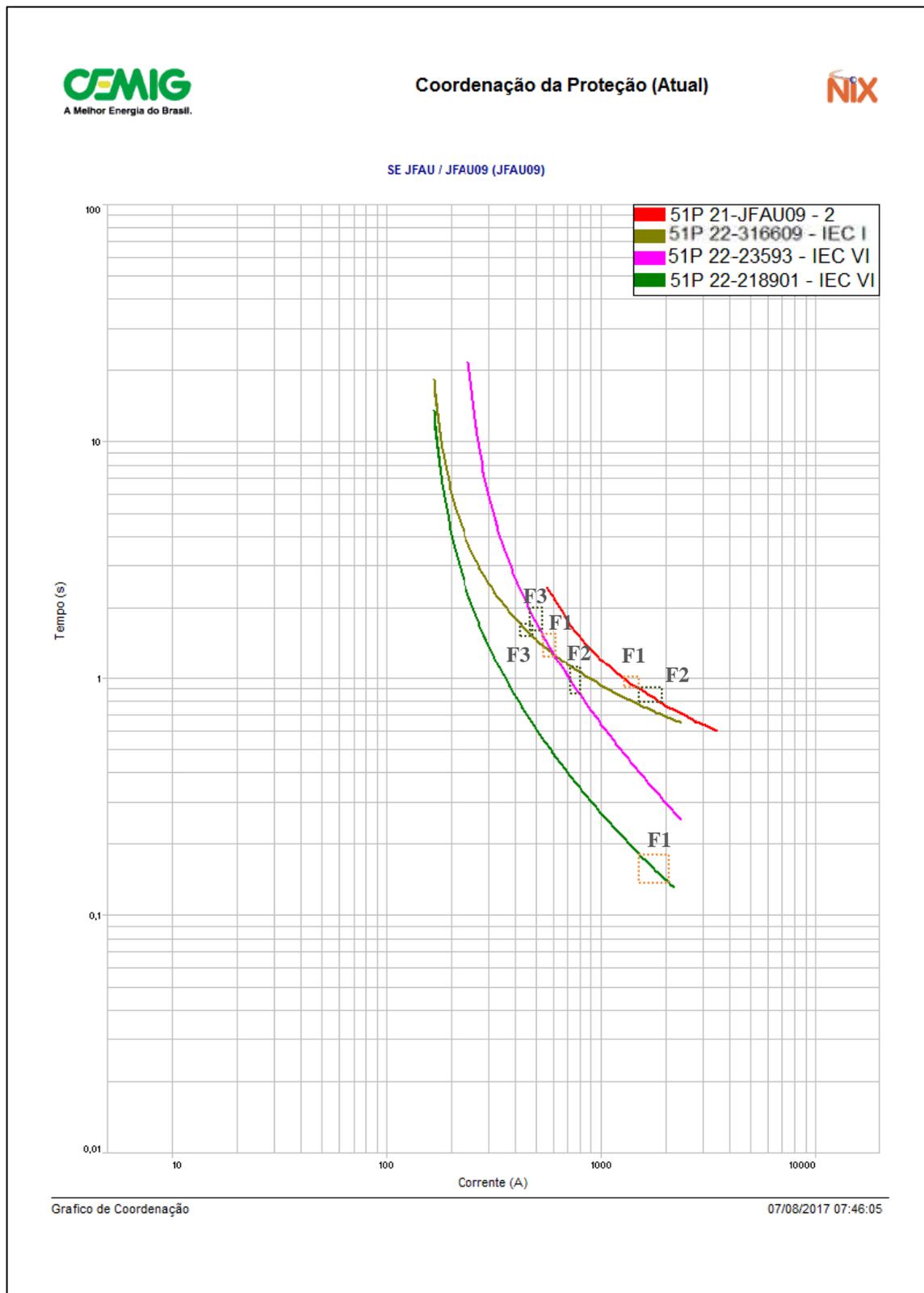


Figura 6.9 – Coordenograma de proteção de fase para as faltas F1, F2 e F3.

Analisando os resultados através do coordenograma, observa-se que todos os equipamentos de proteção serão sensibilizados para a falta em F1. Para o relé 51 do disjuntor SE JFAU 09 espera-se que a atuação ocorra num intervalo de tempo entre 0,9s e 1,0s. O

religador 23593 poderá atuar de forma reversa, operando num intervalo de tempo entre 1,3s e 1,4s. Da mesma forma, o religador 316609 que pode operar num intervalo de tempo entre 1,3s e 1,5s. O religador 218901, localizado mais próximo ao local da falta atua em tempo inferior aos demais, conforme esperado, num intervalo entre 0,15s e 0,19s.

Para a falta F2, excetuando-se o religador 218901, todos os demais equipamentos de proteção serão sensibilizados. O relé 51 do disjuntor SE JFAU 09 atuará num intervalo de tempo entre 0,8s e 0,9s. O religador 23593 poderá atuar de forma reversa num tempo compreendido entre 0,85s e 1,0s. Da mesma forma, o religador 316609 que pode ser sensibilizado e operar entre 1,1s e 1,15s.

Para a falta F3, não há sensibilização do relé 51 do disjuntor SE JFAU 09. O religador 23593 irá atuar com tempos entre 1,8s e 2,0s e o religador 316609 entre 1,7s e 1,8s. Portanto, podem operar de forma simultânea indicando perda de seletividade.

A Tabela 6.12 apresenta os valores de curto-circuito fase-terra simuladas em F1, F2 e F3 bem como os tempos de atuação da proteção de terra correspondentes.

Tabela 6.12 – Curto-circuito fase-terra para as faltas aplicadas no alimentador JFAU 09 com a presença da GD.

Falta Aplicada	Equipamentos em Operação	Icc Fase-Terra (contribuição da SE JFAU)		Icc Fase-Terra (contribuição da GD)		Tempo de Atuação da Proteção de Terra	
		Mín. (A)	Máx. (A)	Mín. (A)	Máx. (A)	Tempo Mín. (s)	Tempo Máx. (s)
F1	Disj. JFAU 09	284	1.208	-	-	1,00	20,0
	Rel. 218901	284	1.208	-	-	0,19 (*)	1,80 (*)
	Reli. 23593	-	-	227	486	1,90	8,50
	Rel. 316609	-	-	227	486	1,60	5,00
F2	Disj. JFAU 09	287	1.488	-	-	0,90	20,0
	Reli. 23593	-	-	273	777	0,90	8,50
	Rel. 316609	-	-	273	777	1,10	3,00
F3	Disj. JFAU 09	189	415	-	-	11,0	20,0
	Reli. 23593	189	415	-	-	2,80	8,50
	Rel. 316609	-	-	194	401	1,80	8,00

(*) Tempos de atuação considerando as correntes de contribuição total (GD + SE JFAU).

A Figura 6.10 apresenta o coordenograma de proteção de terra retratando os ajustes do relé de neutro do disjuntor SE JFAU 09 e as proteções de terra dos religadores 23593, 218901 e 316609.

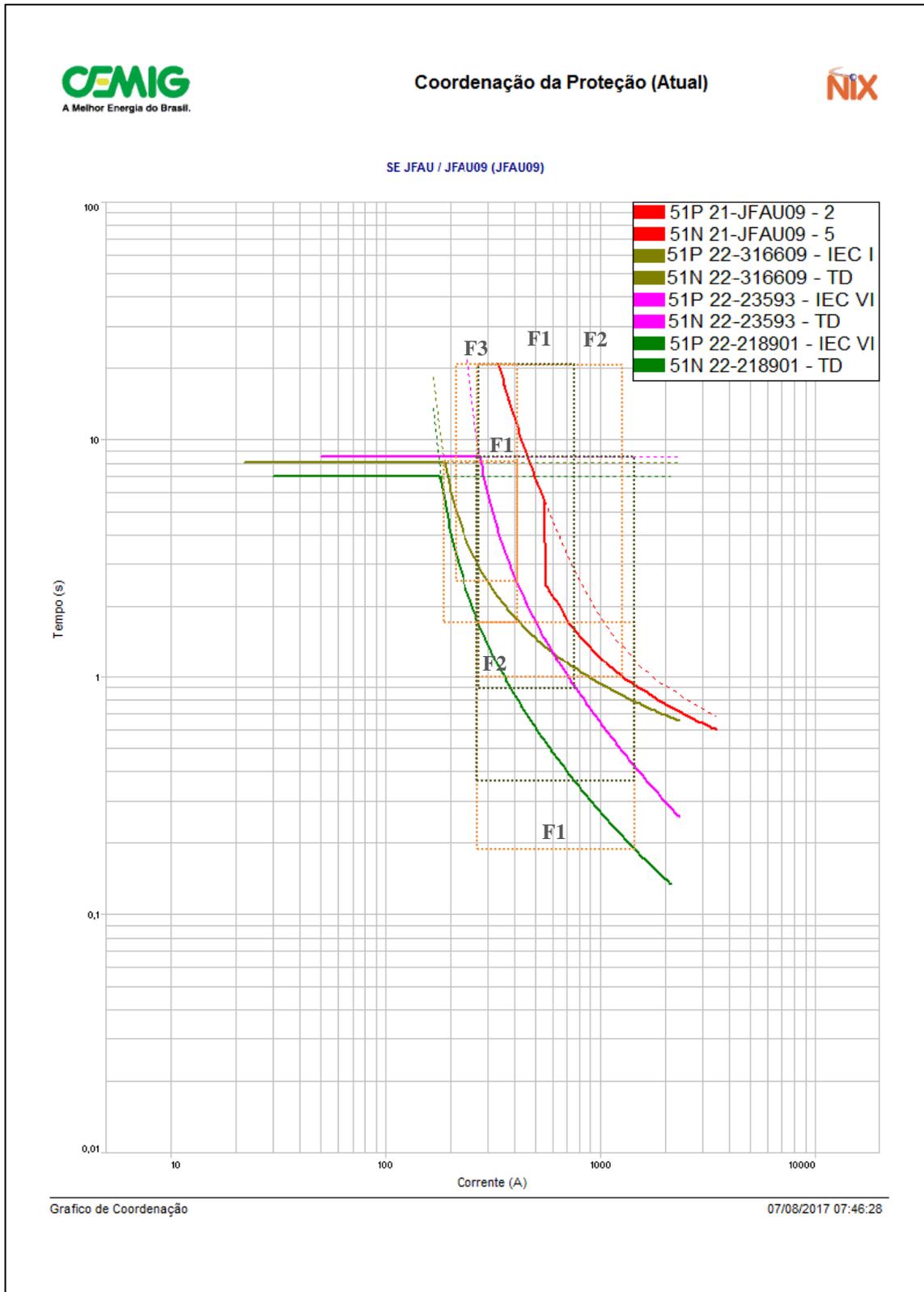


Figura 6.10 – Coordenograma de proteção de terra para as faltas F1, F2 e F3.



Analisando o coordenograma, percebe-se que há sensibilização de todos os dispositivos de proteção representados. Observa-se que há grandes possibilidades de perda de seletividade entre os religadores 316609 e 23593 e relé JFAU 09 e religador 316609 para falta em F1.

Para a falta em F2, também se constata a perda de seletividade como ocorre para curto em F1.

Para a falta F3, há sensibilização da proteção de terra do disjuntor SE JFAU 09 num intervalo de tempo entre 11s e 20s, do religador 23593 entre 2,8s e 8,5s e do religador 316609 entre 1,8s e 8s. Portanto, conclui-se que há grandes possibilidades de atuação simultânea dos religadores envolvidos.

6.5. Impactos na proteção após a conexão da PCT Biogás

A conexão da PCT Biogás no alimentador JFAU 09 é caracterizada pela injeção de potência na rede de contribuição considerada elevada. Os problemas ocorridos na prática estão relacionados a perda de seletividade, atuações indevidas do religador 316609 instalado no ponto de conexão da GD e falha de atuação da proteção do religador 23593.

Na ocorrência do dia 16/08/2013 (ver Tabela 6.9) houve o bloqueio do religador 218901. Porém, não houve sensibilização dos religadores 23593 e 316609. A atuação foi considerada correta tendo em vista do local da falta F1. Entretanto, a simulação apontou que existe a possibilidade de perda de seletividade para curtos para terra entre os religadores 316609 e 23593 e entre o relé JFAU 09 e religador 316609.

Na ocorrência do dia 09/09/2013 (ver Tabela 6.9) registrou-se a operação correta do relé do disjuntor da SE JFAU 09. Entretanto, a partir da análise do coordenograma, percebe-se que para faltas fase-terra com valores de corrente elevadas pode haver perda de seletividade entre os religadores 23593 e 316609.

Em outra interrupção de energia, registrada em 24/09/2013 (ver Tabela 6.9), próximo ao local da falta F2, houve o bloqueio indevido do religador 23593 após a atuação da proteção de terra. Após analisar as oscilografias do religador, foi identificada sua operação antes do disjuntor da SE JFAU 09, indicando claramente que sua atuação de modo reverso devido a contribuição da PCT Biogás. Nesta ocorrência, o religador 316609 também operou e foi a bloqueio.

Na interrupção do dia 30/09/2014 (ver Tabela 6.9), houve o bloqueio indevido dos religadores 23593 e 316609. Durante uma tempestade ocorreram rompimentos de cabos



condutores em uma derivação de rede protegida por chave fusível com elo 25T, na região onde foi simulada a falta F3. O religador 23593 fez as 3 aberturas previstas indo a bloqueio e o religador 316609 foi a bloqueio logo após a única abertura programada.

A atuação destes religadores ocorreu devido a perda de seletividade para curto-circuito fase-terra entre os religadores e o elemento fusível que não atuou. Este defeito pode estar relacionado com uma falta de alta impedância onde a corrente de falta não foi capaz de fundir o elo fusível, mas sensibilizou as proteções dos religadores instalados a montante.

Em 20/12/2014 (ver Tabela 6.9) houve o bloqueio indevido do religador 316609 após a quebra de uma chave fusível de um transformador de rede, também na região simulada em F3. Nesta ocorrência, o religador 23593 não efetuou nenhuma abertura, diferentemente da interrupção ocorrida em 30/09/2014, onde ocorreu operação simultânea destes equipamentos.

6.6. Soluções e melhorias propostas para mitigar os problemas encontrados

Costumeiramente, os religadores e relés de proteção instalados em redes de distribuição são ajustados somente as funções 50/51 e 50N/51N.

Os problemas relacionados a perda de seletividade, falha de atuação e atuação da proteção do alimentador JFAU 09 foram os mais significativos e de maior impacto tanto para a distribuidora, como para o acessante e, principalmente, para os consumidores.

Para os problemas relacionados à perda de seletividade entre as proteções associados aos religadores 23593 e 316609, a solução encontrada foi semelhante àquela a utilizada nos religadores de pontos de conexão com GD dos casos anteriores. Em outras palavras, foram habilitadas as funções de sobrecorrente direcionais (função 67/67N) polarizados por tensão e corrente e ângulo máximo de torque em 45°, coordenado com as proteções de sobrecorrente de fase e terra do religador 316609 instalado na PCT Biogás.

A simulação da falta F3 associada ao relato de ocorrência dos bloqueios dos religadores 23593 e 316609 evidenciou a perda de seletividade entre os religadores e os elos fusíveis instalados nos ramais laterais da rede de distribuição. Para estes casos, faz-se necessário a elaboração de um estudo completo de proteção do alimentador, verificando a possibilidade de utilizar a combinação de elos fusíveis preferenciais e não-preferenciais, podendo ou não combinar os tipos K e T.

A experiência operativa tem mostrado ser viável adotar esta solução, apesar da necessidade de realizar um controle extremamente rígido do uso correto destes elos em seus locais previamente definidos pelo estudo.

Devido a contribuição expressiva da PCT Biogás no aumento dos valores dos níveis de curto-circuito do alimentador JFAU 09, uma proposta a ser avaliada é a implementação de um sistema de proteção adaptativa, cuja função é realizar a alteração automática dos grupos de ajustes dos relés de sobrecorrente de fase e neutro, em função do número de geradores em operação. Atualmente, grande parte dos fabricantes de religadores microprocessados disponibilizam relés com no mínimo quatro grupos de ajustes de proteção (Grupos 1, 2, 3 ou 4), que podem atuar de forma independentemente.

Como a PCT opera com três contêineres independentes, há possibilidade de variação no fluxo de potência injetado em função da demanda de gás produzido pelo aterro sanitário. Diante disso, para garantir uma melhor seletividade entre os religadores de rede e da SE JFAU, tem-se optado por configurar mais de um grupo de ajuste, em função da configuração operacional da rede de distribuição.

A Figura 6.11 mostra a interface homem-máquina (IHM) onde pode-se configurar os ajustes e os diversos grupos de proteção.



Figura 6.11 – Cabine de controle de religador microprocessado (NOJA, 2017).

Para garantir atuação eficiente da proteção, a comunicação remota torna-se um diferencial para aplicação da proteção adaptativa, pois evita-se o deslocamento de equipes para mudança de funções no próprio religador, podendo ser feito a distância através de redes de comunicação.

A forma de comunicação mais comum é a utilização de sinais de rede de celular (GPRS ou 3G) onde pode-se conseguir efetividade de comandos a distância da ordem de 80 a 90%. No entanto, ressalta-se que tal desempenho depende exclusivamente da operadora e da estação rádio base (torre de celular) estarem em perfeitas condições de trabalho. Entretanto, a utilização do protocolo de comunicação IEC 61850 aplicado na proteção de sobrecorrente é uma tendência atual e crescente, pois padroniza a forma como as informações transitam entre diferentes equipamentos, trazendo uma série de vantagens aos sistemas elétricos de potência (SEPs), além de ser muito mais efetiva em comparação a tecnologia de transmissão de sinais via rede de celular.

Após a realização de estudos na empresa, foi considerando a implantação da proteção adaptativa no religador 316609.

A Tabela 6.13 apresenta os ajustes de proteção de fase e terra considerando a aplicação da proteção adaptativa com quatro grupos de ajustes independentes.

Tabela 6.13 – Ajustes de proteção de fase e terra do religador 316609.

Grupos de Ajuste	Fluxo Normal = Fluxo inverso									
	Fase					Terra				
	Pick-up	Sequência	Curva	Dial		Pick-up	Sequência	Curva	Tempo - segundos	
Grupo 1 (Principal) – Ajuste para geração média (dois geradores)	120	3L	IEC Inverso	Rápida	-	20	3L	TD	Rápida	-
				Lenta	0,23				Lenta	8,5
Grupo 2 – Ajuste para geração máxima (três geradores em atividade)	150	3L	IEC Inverso	Rápida	-	22	3L	TD	Rápida	-
				Lenta	0,23				Lenta	8,5
Grupo 3 – Ajuste considerando alteração de filosofia seletiva para coordenada	120	1R + 3L	IEC Inverso	Rápida	0,01	20	1R + 3L	TD	Rápida	0,3
				Lenta	0,23				Lenta	8,5
Grupo 4 – Ajuste com proteção dessensibilizada (manobras)	630	1L	IEC Inverso	Rápida	-	630	1L	TD	Rápida	-
				Lenta	0,23				Lenta	20

Com a implementação da proteção adaptativa, avaliou-se a possibilidade de alterações nas políticas de religamento automático após a conexão da GD à rede de distribuição.



Mesmo mantendo-se a preocupação com a segurança (pessoas, materiais, animais, entre outros) e as precauções a respeito dos riscos iminentes da implementação do religamento automático, conclui-se como sendo positivos os ganhos de eficiência e operacionalidade implementar a função de religamento também no religador do acessante.

As faltas transitórias em redes de distribuição são as principais responsáveis pelas interrupções no fornecimento de energia e a utilização do religamento automático é uma prática que promove melhorias nos indicadores de continuidade.

Neste estudo de caso, diante das considerações apresentadas, optou-se por implementar religamento automático no equipamento do ponto de conexão (religador 316609), em todos os grupos de ajustes.

6.7. Considerações Finais

O estudo de caso apresentado neste capítulo foi motivado pela entrada de uma central de biogás produzido por aterro sanitário e uma geração de energia elétrica praticamente constante durante 24 horas por dia.

A PCT Biogás tem um importante papel como forma alternativa para geração de energia limpa e sustentável aproveitando resíduos sólidos de aterros sanitários para a produção de energia elétrica.

Entretanto, conforme constatado, a conexão de uma GD interligada a um alimentador altera sensivelmente o funcionamento de alguns elementos de proteção do sistema.

A grande penetração de GDs em alimentadores de distribuição demanda, cada vez mais, a implementação de proteções de sobrecorrentes direcionais (função 67), amplamente utilizadas em sistemas de transmissão.

Como (LU, 2007) descreveu em seu artigo, o problema da coordenação causado pela presença de GD pode ser resolvido utilizando uma proteção de sobrecorrente inversa ou proteção direcional, sobretudo no religador instalado no ponto de conexão da GD com a rede. Porém, o desafio atual está em aplicar esta função para os religadores instalados ao longo do alimentador, que podem sofrer influências de fluxo reverso, com alteração dos valores de curto-circuito.

Nos religadores que dispõem desta função, como no caso da PCT Biogás, esta solução foi aplicada juntamente com a implementação da proteção adaptativa.

A utilização da proteção adaptativa em religadores de interface GD-distribuidora e religadores de rede também é uma alternativa a ser explorada, como opção de evitar a perda de seletividade, tornando o sistema de proteção mais eficaz.



A utilização de grupos de ajustes diferenciados em religadores já é uma prática entre as distribuidoras, porém ainda dependente da interface homem-máquina de forma intencional, não autônoma, além de ser totalmente dependente da forma de comunicação entre o operador e o equipamento. Esta solução foi aplicada na situação real, contemplando quatro grupos de ajustes de sobrecorrentes diferentes, de acordo com o número de geradores em operação. Esta mudança de paradigma possibilitou implementar alterações nas filosofias de proteção, com a utilização de proteções seletivas e coordenadas em grupos distintos de atuação, além das funções de sobrecorrentes direcionais.

As propostas de melhorias e alterações de ajustes e funções implementadas em religadores e substituição de elos fusíveis em derivações da rede puderam ser analisadas visando evitar a perda de seletividade, falhas de atuação e operações indevidas.

As práticas adotadas sobre os religamentos automáticos neste estudo de caso proporcionaram modificar os ajustes iniciais, parametrizando religamentos automáticos também no religador do ponto de conexão, conforme previstos em religadores de rede. Porém, foram mantidas as premissas de segurança à pessoas, animais, bens materiais e outros, salvaguardando as instalações internas da GD com a desconexão em casos de falhas na rede de distribuição ou em sua rede interna.

7. ESTUDO DE CASO – USF MINEIRÃO

7.1. Considerações Iniciais

O estudo de caso da conexão da USF Mineirão tem como objetivo avaliar o impacto que uma usina solar fotovoltaica de grande capacidade pode provocar ou não no sistema de proteção do alimentador BHMR 27, suprido pela Subestação BH Maracanã (SE BHMR), no município de Belo Horizonte.

Será verificado, através de coordenogramas plotados no software NiX®, se ocorrem eventuais aumentos ou reduções dos tempos de atuação da proteção, perdas de seletividade, atuações indevidas ou falhas de atuação de elementos de proteção instalados neste alimentador.

7.2. Dados físicos do alimentador BHMR 27

O fornecimento de energia para a região onde está instalada a USF Mineirão é realizado preferencialmente pelo alimentador BHMR 27, suprido pela Subestação Maracanã (SE BHMR) e em contingência, pelo alimentador BHPM 15, suprido pela SE Pampulha. Este alimentador é expresso (exclusivo), construído em rede subterrânea desde a SE BHMR até o ponto de conexão com a USF Mineirão.

Os dados físicos do alimentador BHMR 27, extraídos da base de dados da CEMIG, permite conhecer as características elétricas da rede, dados do sistema de proteção instalado, a filosofia de proteção adotada, assim como as políticas de religamentos automáticos implementadas.

As principais características do alimentador BHMR 27 são apresentadas na Tabela 7.1.

Tabela 7.1 – Dados físicos do alimentador BHMR 27 (CEMIG, 2013).

Alim.	Extensão de Rede (km)			Clientes				Carga Instalada (MVA)	Distância Elétrica entre a USF e a SE BHMR (km)
	Urbana	Rural	Total	Urbano	Primário	Rural	Total		
BHMR 27	5,57	-	5,57	-	1	-	1	1,50	5,57

A Figura 7.1 apresenta o diagrama unifilar do alimentador BHMR 27, a localização da USF Mineirão e seu religador do ponto de conexão nº 235001.

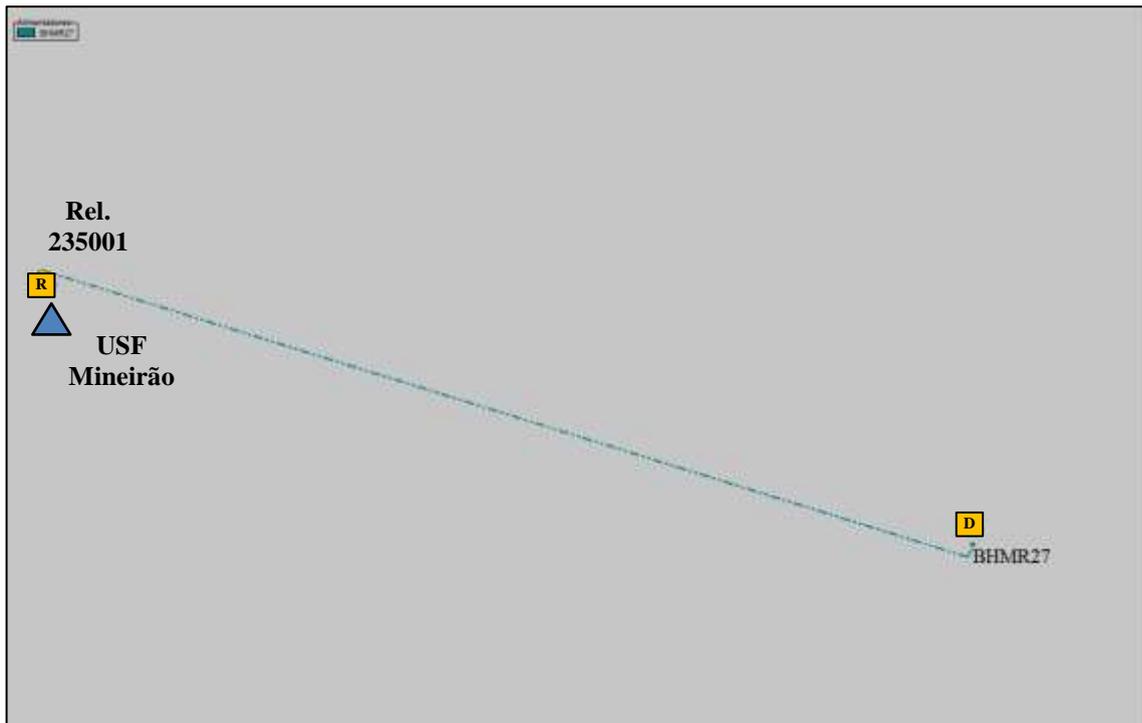


Figura 7.1 – Representação do alimentador BHMR 27 e a localização da USF Mineirão (CEMIG, 2013).

As medições de corrente apresentadas na Tabela 7.2 foram coletadas no disjuntor de saída do alimentador BHMR 27.

Tabela 7.2 – Dados de medição do alimentador BHMR 27 (CEMIG, 2013).

Alim.	Corrente Máxima (A)				Tensão (pu)
	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	
BHMR 27	25,2	24,6	24,1	1,14	1,04

A filosofia de proteção adotada neste alimentador é do tipo seletivo e sem religamentos em função de se tratar de um alimentador exclusivo e construído em rede subterrânea.

A proteção de saída do alimentador BHMR 27 é realizada por um disjuntor Westinghouse, com extinção de arco à gás SF₆ e a proteção no ponto de conexão da USF é realizada por um religador microprocessado com interruptor à vácuo disparado por um atuador magnético.

A Tabela 7.3 mostra os ajustes dos relés de fase e terra que dão comando de abertura no disjuntor de saída do alimentador BHMR 27. A Tabela 7.4 apresenta os ajustes de sobrecorrente de fase e terra parametrizados no religador instalado no ponto de conexão da USF Mineirão.

Tabela 7.3 – Dados de proteção de fase e terra do disjuntor SE BHMR 27.

Capacidade de Interrupção Simétrica	Proteção de Fase Relé Digital Multifunção SIEMENS Modelo – 7SJ531					Proteção de Terra Relé Digital Multifunção SIEMENS Modelo – 7SJ531				
	Máx. (kA)	Relação TC	Unid. Instantânea	Unid. Temporizada			Relação TC	Unid. Instantânea	Unid. Temporizada (*)	
			Curva	Tap	Dial			Curva	Tap	Dial
22	600:5	Bloqueado	IEC VI	5	0,29	600:5	Bloqueado	IEC VI	2,5	0,46

(*) A função ANSI 62 (relé temporizador) está habilitada em 16s.

Tabela 7.4 – Dados do religador instalado no alimentador BHMR 27.

Religador	Corrente Nominal (A)	Cap. Interrupção (kA)	Proteção de Fase			Proteção de Terra		
			Pick-up (A)	Curva	Dial	Pick-up (A)	Curva	Dial
235001	630	12,5	120	IEC EI	0,70	60	IEC EI	0,24

O alimentador BHMR 27 possui uma curva de carga tipicamente industrial, unicamente representada pelas cargas do Estádio Mineirão, com predominância de carga máxima medida na subestação no período noturno, visto que no período diurno a GD está em produção. Pode-se considerar como horário de ponta do sistema o intervalo entre 18 e 21 horas.

A Figura 7.2 apresenta a curva de carga diária típica deste alimentador, com destaque para a faixa de horário entre as 7 e 17 horas, quando se observa o decréscimo de corrente medida na subestação devido a entrada da geração fotovoltaica neste período. Esta informação torna-se relevante para ajustar as correntes de atuação dos religadores, associado ao atendimento em regime normal ou em contingência.

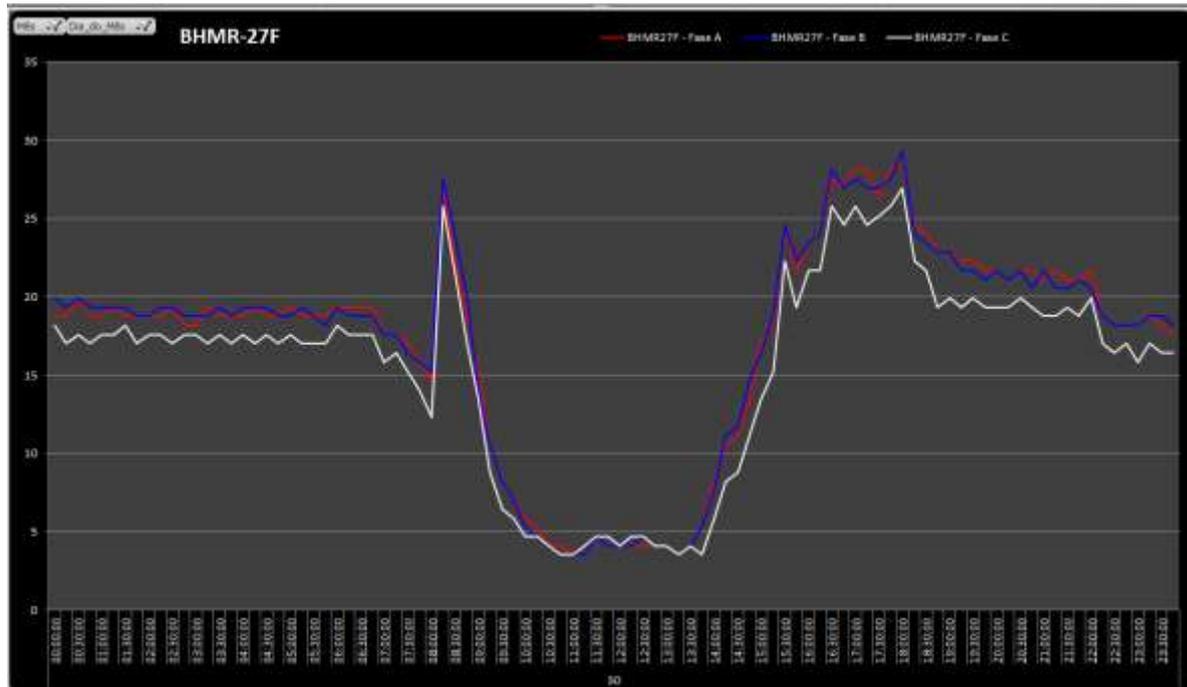


Figura 7.2 – Curva de carga típica diária do alimentador BHMR 27 (CEMIG, 2013).

Uma das principais características desta GD permite que quase toda energia elétrica gerada pela USF Mineirão seja injetada na rede de distribuição. Apenas 10% desta produção abastece o consumo interno do estádio, tornando-o único no país a gerar energia limpa e sustentável a partir de sua cobertura.

7.3. A conexão da USF Mineirão no alimentador BHMR 27

A USF Mineirão é constituída de 5.910 módulos fotovoltaicos de células de silício policristalino, com potência unitária de 240 Wp distribuídos ao longo da cobertura do estádio, com inclinação de 7° em todos os seus segmentos de modo a receber a máxima irradiância solar.

Os 88 inversores, com potência nominal de 15 kW, fazem a conversão da corrente contínua para corrente alternada e se conecta a dois transformadores elevadores interligados à rede de distribuição. Estes inversores são capazes de extrair a máxima potência que os geradores podem proporcionar ao longo do dia, através de um dispositivo denominado MPPT (*Maximum Power Point Tracking*).

A Figura 7.3 apresenta o esquema básico de funcionamento da USF Mineirão.



Figura 7.3 – Esquema de funcionamento da USF Mineirão (CEMIG, 2013).

A USF Mineirão (Estádio Governador Magalhães Pinto) está localizada no município de Belo Horizonte – MG, no bairro da Pampulha. O projeto da USF fez parte do programa de obras decorrentes da Copa do Mundo de Futebol em 2014, numa parceria entre a CEMIG e a concessionária Minas Arena para uso da cobertura do estádio.

Para permitir a representação fiel das características físicas desta geração, torna-se necessário conhecer os dados dos transformadores de potência e o ponto exato de conexão da GD junto ao alimentador.

As principais características da USF Mineirão são:

- Potência instalada (MVA): 1,42;
- Potência gerada (MWp): 1,32;
- Potência injetada no sistema elétrico (MWp): 1,32.

As principais características dos inversores e dos transformadores de acoplamento são apresentadas nas Tabelas 7.5 e 7.6.

Tabela 7.5 – Dados dos inversores da USF Mineirão (CEMIG, 2013).

Gerador	Potência Nominal (MVA)	Potência Gerada (MW)	Fator de Potência	Tensão Nominal (kV)	Tensão Máxima (pu)	Tensão Mínima (pu)
INV 1	0,71	0,66	1,00	0,276	1,18	0,86
INV 2	0,71	0,66	1,00	0,276	1,18	0,86

Tabela 7.6 - Dados dos transformadores de conexão da USF Mineirão (CEMIG, 2013).

Transformador	Potência Nominal (MVA)	Reatância (%)	Tensão Primário (kV)	Tensão Secundário (kV)
T1	0,75	6,00	0,276	13,8
T2	0,75	6,00	0,276	13,8

Os transformadores são do tipo trifásicos, secos, com enrolamentos encapsulados e isolamento para 15 kV. Conforme exigência da CEMIG, estes transformadores possuem conexão estrela aterrada, com neutro solidamente aterrado, no lado secundário (MT) e delta no lado primário (BT).

Os valores de curto-circuito simétricos nas barras de 13,8 kV da SE e no ponto de conexão da USF Mineirão estão apresentados na Tabela 7.7, considerando a resistência de falta de 40Ω e as impedâncias calculadas em PU na base 100 MVA:

- $Z_0: 0,0142 + j 0,8112;$
- $Z_1: 0,0152 + j 0,8713.$

Tabela 7.7 – Níveis de curto-circuito do alimentador BHMR 27 (CEMIG, 2013).

Subestação BHMR			Ponto de Conexão da USF		
Curto-Circuito	Corrente (A)	α	Curto-Circuito	Corrente (A)	α
Trifásico	4.801	-89,00	Trifásico	3.372	-76,28
Fase – Fase	4.157	-89,00	Fase – Fase	2.921	-76,28
Fase – Terra máx.	4.914	-89,00	Fase – Terra máx.	2.813	-71,17
Fase – Terra mín.	198,9	-2,32	Fase – Terra mín.	194,3	-3,75

Por fim, a Figura 7.4 apresenta o diagrama unifilar de impedâncias do alimentador BHMR 27, que são de extrema importância para os cálculos de curto-circuito ao longo de todo o alimentador.

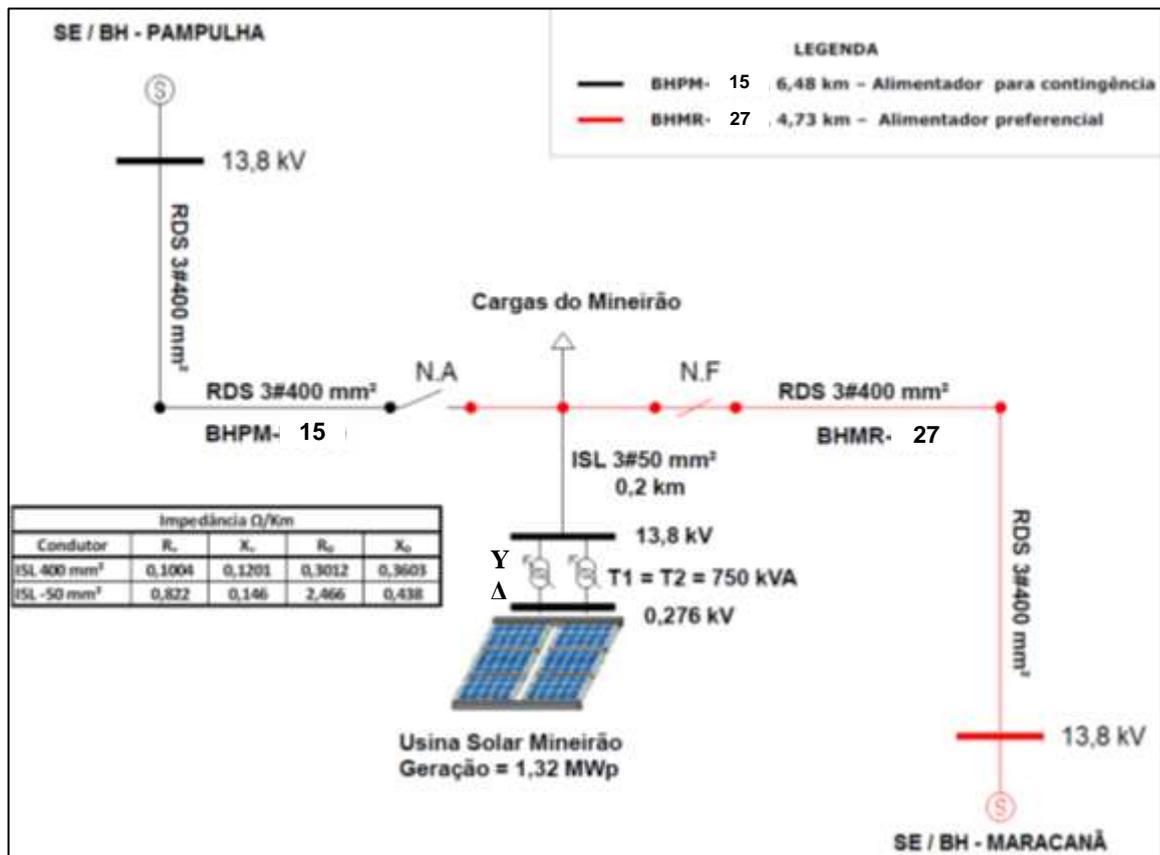


Figura 7.4 – Diagrama Unifilar do alimentador BHMR 27 entre a SE e a USF Mineirão (CEMIG, 2013).

7.4. Modelagem e simulações do alimentador BHMR 27 e USF Mineirão

A modelagem e a obtenção de resultados das simulações serão realizadas com o auxílio do software SINAPGrid®, considerando o alimentador com e sem a presença da GD. A avaliação do impacto da GD na proteção será representada através dos coordenogramas para melhor visualização.

A Figura 7.5 apresenta o diagrama unifilar do alimentador contendo o disjuntor da SE BHMR 27 e o religador 235001 do ponto de conexão da GD, além das indicações dos pontos onde as faltas serão simuladas no software SINAPGrid®.

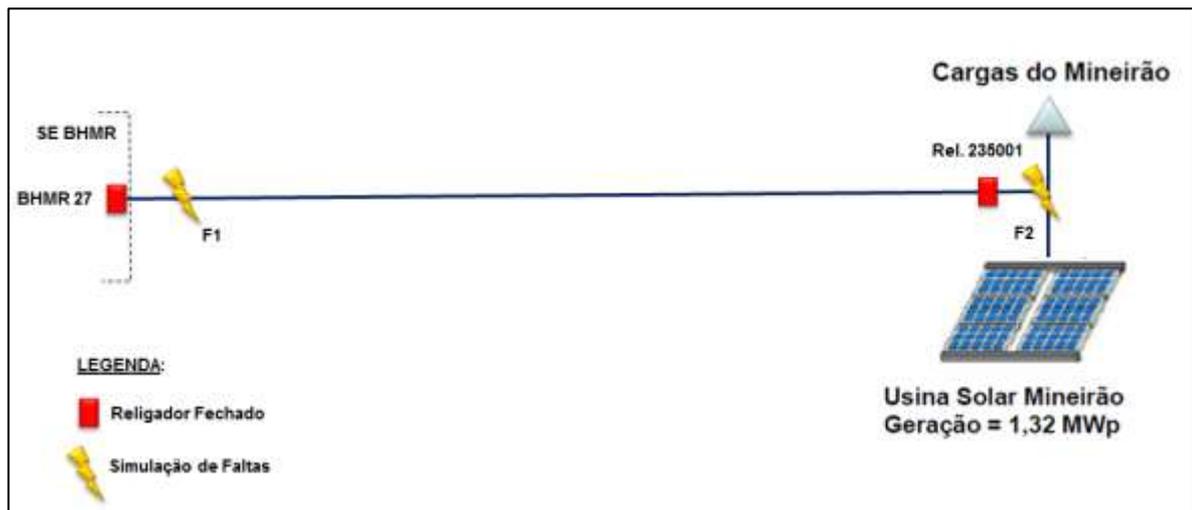


Figura 7.5 – Diagrama unifilar do alimentador BHMR 27 e o ponto de conexão (CEMIG, 2013).

As faltas F1 e F2 foram definidas com objetivo de simular defeitos próximos a SE BHMR e USF Mineirão, para posteriormente analisar os tempos de atuação dos dispositivos de proteção instalados.

Destaca-se que, desde a entrada em produção da USF Mineirão, não houve registros de interrupções ou falhas operacionais dos equipamentos de proteção instalados.

7.4.1. Simulação do alimentador BHMR 27 sem conexão da USF Mineirão

A Tabela 7.8 apresenta os valores de correntes de curto-circuito trifásico e monofásico simulados sem a presença da GD conectada ao alimentador.

Tabela 7.8 – Valores de curto-circuito para as faltas aplicadas no alimentador BHMR 27 sem a presença da GD.

Falta Aplicada	Equipamentos em Operação	Icc (Trifásico)		Tempo de Atuação da Proteção de Fase		Icc (Fase-Terra)		Tempo de Atuação da Proteção de Terra	
		Mín. (A)	Máx. (A)	Tempo Mín. (s)	Tempo Máx. (s)	Mín. (A)	Máx. (A)	Tempo Mín. (s)	Tempo Máx. (s)
F1	Disj. BHMR27	4.158	4.801	0,60	0,70	199	4.913	0,48	16,0
F2	Disj. BHMR27	2.929	3.382	0,0	1,05	194	2.822	0,80	16,0

A Figura 7.6 apresenta o coordenograma de proteção de fase do disjuntor SE BHMR 27, considerando as faltas em F1 e F2.

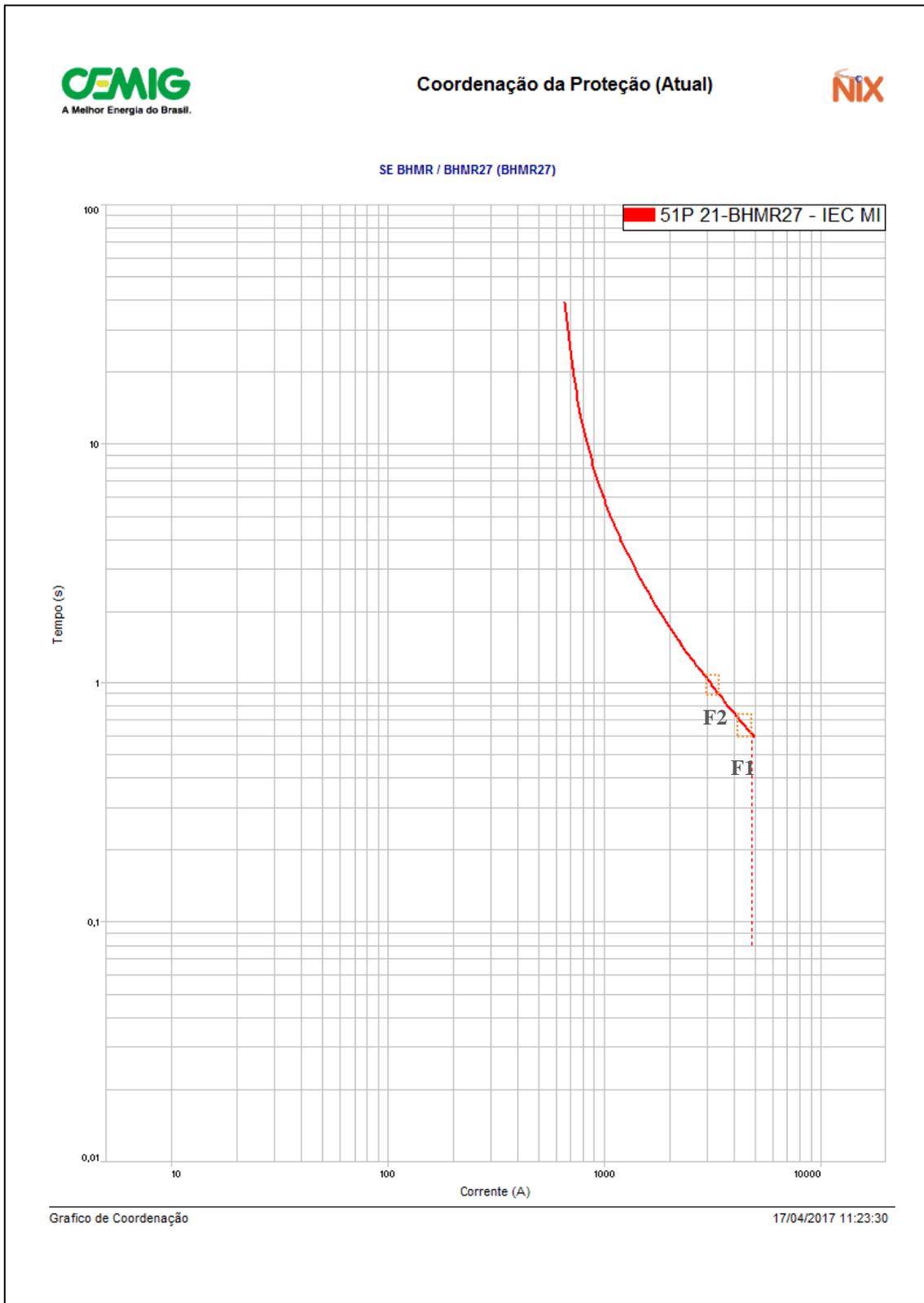


Figura 7.6 – Coordenograma de proteção de fase para as faltas F1 e F2.

Para a falta F1, localizada na saída da SE BHMR, espera-se que a atuação da proteção de fase do relé do disjuntor SE JFAU 08 ocorra num intervalo de tempo entre 0,6s e 0,7s.

Para a falta em F2, há sensibilização da proteção de fase do disjuntor SE BHMR 27 e atuação subsequente num intervalo entre 0,9s e 1,05s.

A Figura 7.7 apresenta o coordenograma de proteção de terra do disjuntor SE BHMR 27 também considerando as faltas em F1 e F2.

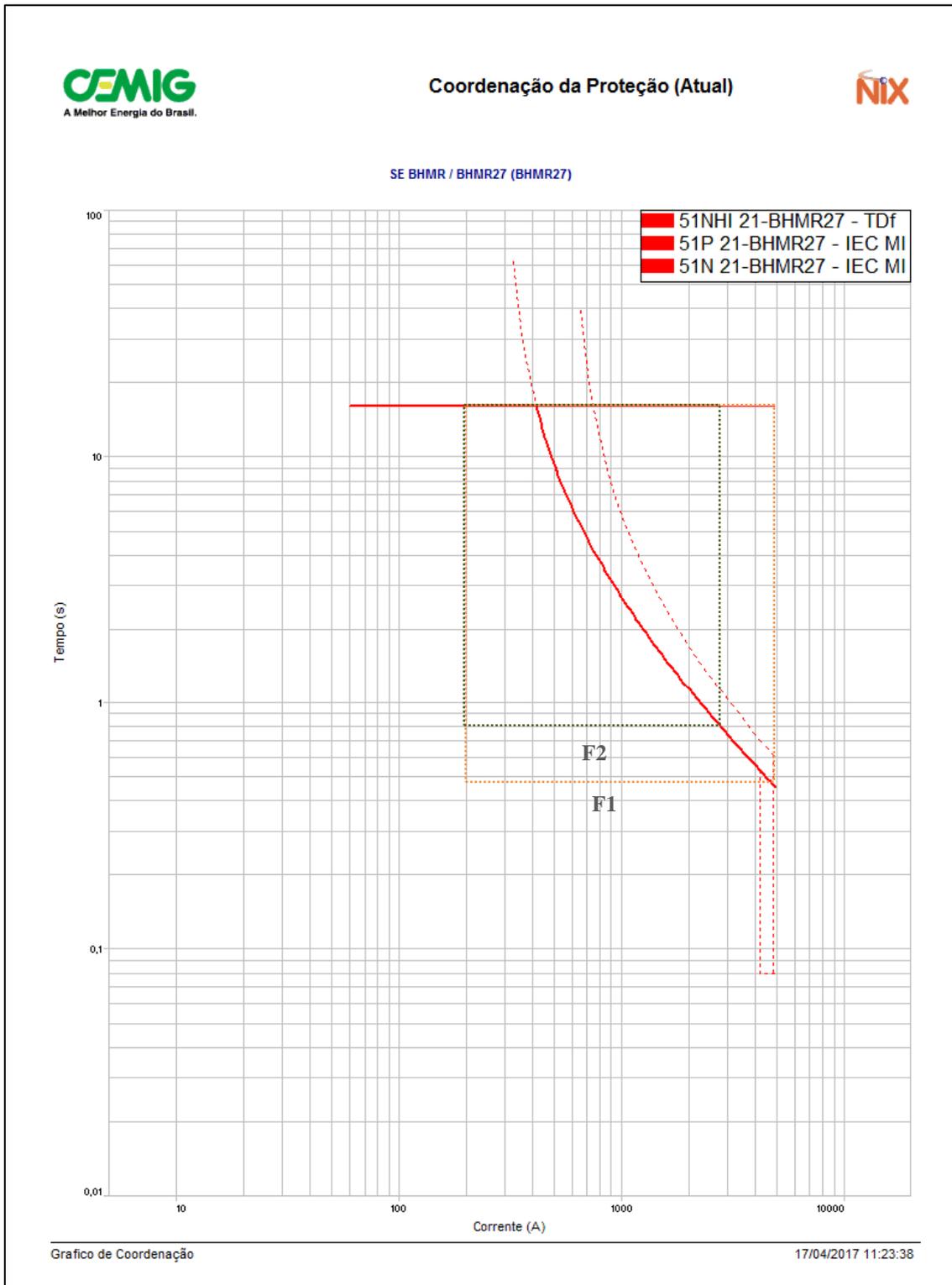


Figura 7.7 – Coordenograma de proteção de terra para as faltas F1 e F2.



Para a falta em F1 há sensibilização da proteção 51N do disjuntor SE BHMR 27 num intervalo de tempo entre 0,48s e 16,0s.

Para a falta em F2 também há atuação da proteção de terra do disjuntor SE BHMR 27 num intervalo de tempo entre 0,8s e 16,0s.

O tempo máximo de 16,0s para eliminação de um defeito fase-terra pode ser considerado alto, considerando a corrente de partida em 60A. Observa-se que a proteção de terra foi ajustada de forma similar a um alimentador de rede aérea, conforme padrões especificados na empresa. Entretanto, como se trata de alimentador exclusivamente subterrâneo, os defeitos fase-terra são menos comuns que em redes aéreas convencionais ou protegidas.

7.4.2. Simulação do alimentador BHMR 27 com conexão da USF Mineirão

Os sistemas fotovoltaicos são capazes de gerar energia elétrica através das chamadas células fotovoltaicas. As células fotovoltaicas são feitas de materiais capazes de transformar a radiação solar diretamente em energia elétrica através do chamado “efeito fotovoltaico”.

O processo de conversão da energia solar utiliza células fotovoltaicas feitas de silício ou outro material semicondutor. Quando a luz solar incide sobre uma célula fotovoltaica, os elétrons do material semicondutor são postos em movimento gerando eletricidade.

O comportamento dinâmico de painéis fotovoltaicos possui uma resposta diferente da geração síncrona, devido à inexistência de inércia eletromecânica. A interligação com o sistema de distribuição é realizada através de eletrônica de potência, onde o controle se faz através dos inversores que permitem o controle da contribuição de corrente da geração fotovoltaica.

O projeto de uma instalação fotovoltaica para ser conectada à rede de distribuição deve garantir a segurança de pessoas e não interferir na operação, equipamentos e demais sistemas ligados ao sistema de distribuição.

Nos estudos de casos apresentados nos capítulos anteriores, após a ocorrência do curto-circuito, o comportamento dos geradores síncronos varia devido ao efeito desmagnetizante do fluxo pela reação de armadura, provocando aumento da corrente. A contribuição de corrente destes geradores, nos primeiros instantes após a incidência de um curto-circuito, cujos valores estão associados às constantes de tempo subtransitória e transitória, não foram objetos deste estudo.



Geradores não-síncronos conectados à rede de distribuição, como a GD fotovoltaica, a presença de um controlador de ação rápida no inversor evita que a contribuição de corrente durante o curto-circuito se altera.

Os inversores trifásicos podem ser definidos como uma fonte de corrente de sequência positiva, que mesmo sob um evento como curto-circuito, seus controladores garantem que a geração seja desconectada rapidamente, evitando que haja contribuição para o sistema de distribuição.

Durante eventos transitórios, a resposta dos geradores fotovoltaicos depende destes controles, que podem ser por tensão ou corrente. A contribuição da falta pode ser elevada durante o período transitório, caso o controle seja feito por tensão constante (FERREIRA, 2016).

De acordo os resultados obtidos por (FERREIRA, 2016), é possível assumir que a contribuição de corrente de um gerador solar fotovoltaico pode ser limitada em 2 pu com duração de até 10 ciclos (167 ms), correspondendo a 2 vezes o valor da corrente nominal do inversor.

A USF Mineirão dispõe de elementos de proteção contra sobrecorrentes e sobretensões através de fusíveis eletrônicos incorporados aos inversores supervisionando o circuito de corrente contínua (CC).

As proteções dos inversores que supervisionam o circuito de corrente alternada (CA) utilizam interruptores diferenciais que desligam o circuito em caso de defeito. A sensibilidade destes interruptores varia de 30mA a 300 mA, de modo a garantir uma proteção altamente sensível.

Para a análise das faltas trifásicas e fase-terra nos pontos F1 e F2, considerou-se que a contribuição da USF Mineirão pode assumir valores entre 1,5 à 2 vezes o valor da corrente nominal dos inversores instalados (FERREIRA, 2016).

A Tabela 7.9 apresenta os valores de correntes de curto-circuito trifásico para as faltas simuladas em F1 e F2 e os tempos correspondentes de atuação da proteção de fase.



Tabela 7.9 – Curto-circuito trifásico para as faltas aplicadas no alimentador BHMR 27 com a presença da GD.

Falta Aplicada	Equipamentos em Operação	Icc Trifásico (contribuição da SE BHMR)		Icc Trifásico (contribuição da GD)		Tempo de Atuação da Proteção de Fase	
		Mín. (A)	Máx. (A)	Mín. (A)	Máx. (A)	Tempo Mín. (s)	Tempo Máx. (s)
F1	Disj. BHMR 27	4.158	4.801	(*)	(*)	0,60	0,70
F2	Disj. BHMR 27	2.929	3.382	-	-	0,90	1,05
	Rel. 235001	-	-	90	119	-	-

(*) Contribuição da USF Mineirão desprezada para efeito desta análise.

A Figura 7.8 apresenta o coordenograma de proteção de fase contendo as curvas do disjuntor SE BHMR 27 e do religador 235001 considerando as faltas em F1 e F2.

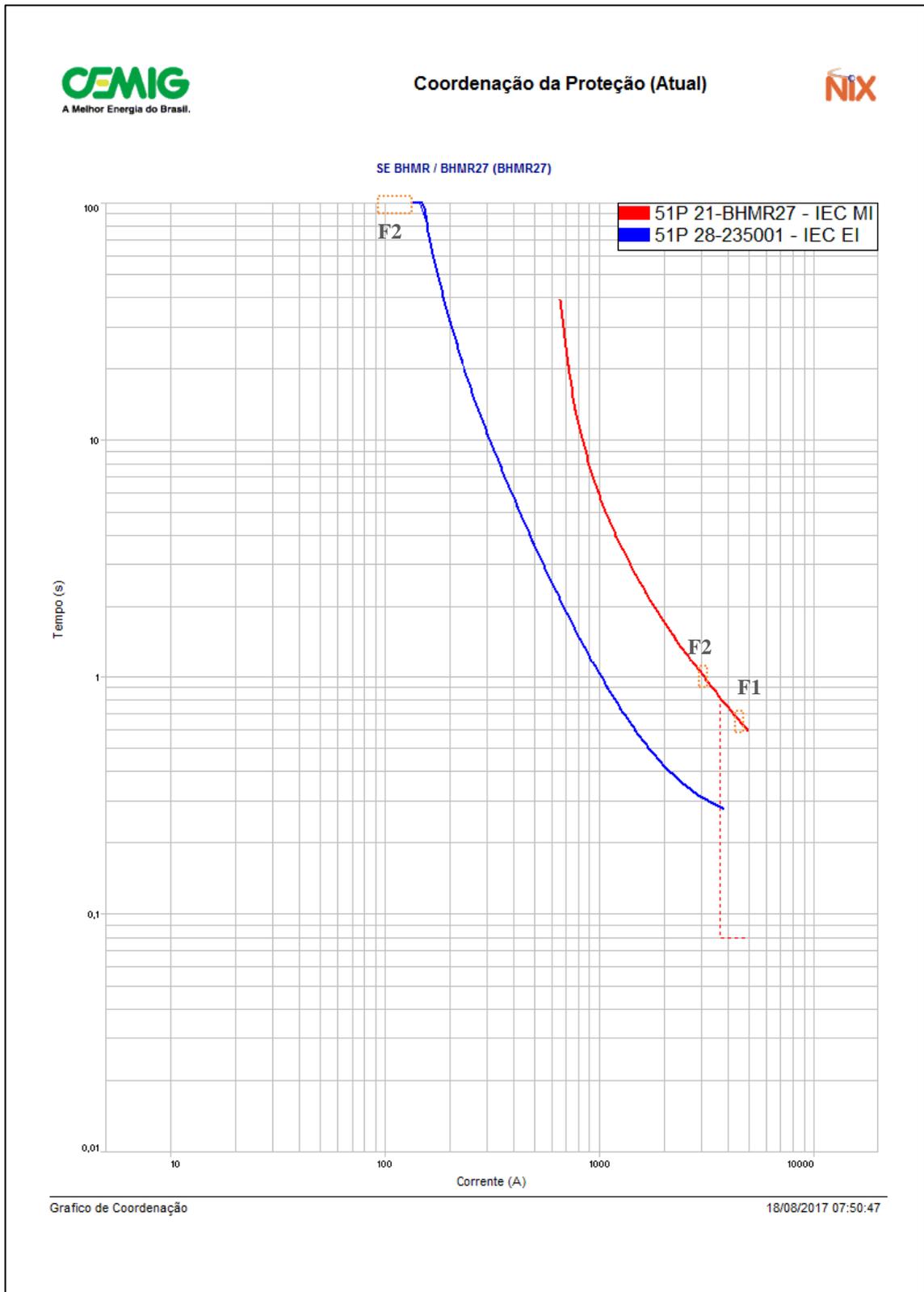


Figura 7.8 – Coordenograma de proteção de fase para as faltas F1 e F2.

Para a falta em F1, somente o relé de fase da SE BHMR 27 será sensibilizado e esperase a atuação num intervalo de tempo entre 0,6s e 0,7s.

Para a falta F2, o relé de fase da SE BHMR 27 será sensibilizado e espera-se a atuação da proteção entre 0,9s e 1,05s. O religador 235001 não será sensibilizado, visto que a contribuição máxima é de 119A e o pick-up de fase está ajustado em 120A.

A Tabela 7.10 apresenta os valores de correntes de curto-circuito fase-terra para as faltas simuladas em F1 e F2 e os tempos de atuação da proteção de terra.

Tabela 7.10 – Curto-circuito fase-terra para as faltas aplicadas no alimentador BHMR 27 com a presença da GD.

Falta Aplicada	Equipamentos em Operação	Icc Fase-Terra (contribuição da SE BHMR)		Icc Fase-Terra (contribuição da GD)		Tempo de Atuação da Proteção de Terra	
		Mín. (A)	Máx. (A)	Mín. (A)	Máx. (A)	Tempo Mín. (s)	Tempo Máx. (s)
F1	Disj. BHMR 27	199	4.913	(*)	(*)	0,48	16,0
F2	Disj. BHMR 27	194	2.822	-	-	0,80	16,0
	Rel. 235001	-	-	90	119	10,0	16,0

(*) Contribuição da USF Mineirão desprezada para efeito desta análise.

A Figura 7.9 apresenta o coordenograma de proteção de terra contendo os ajustes do relé de neutro (51N) do disjuntor SE BHMR 27 e do religador 235001 considerando as faltas em F1 e F2.

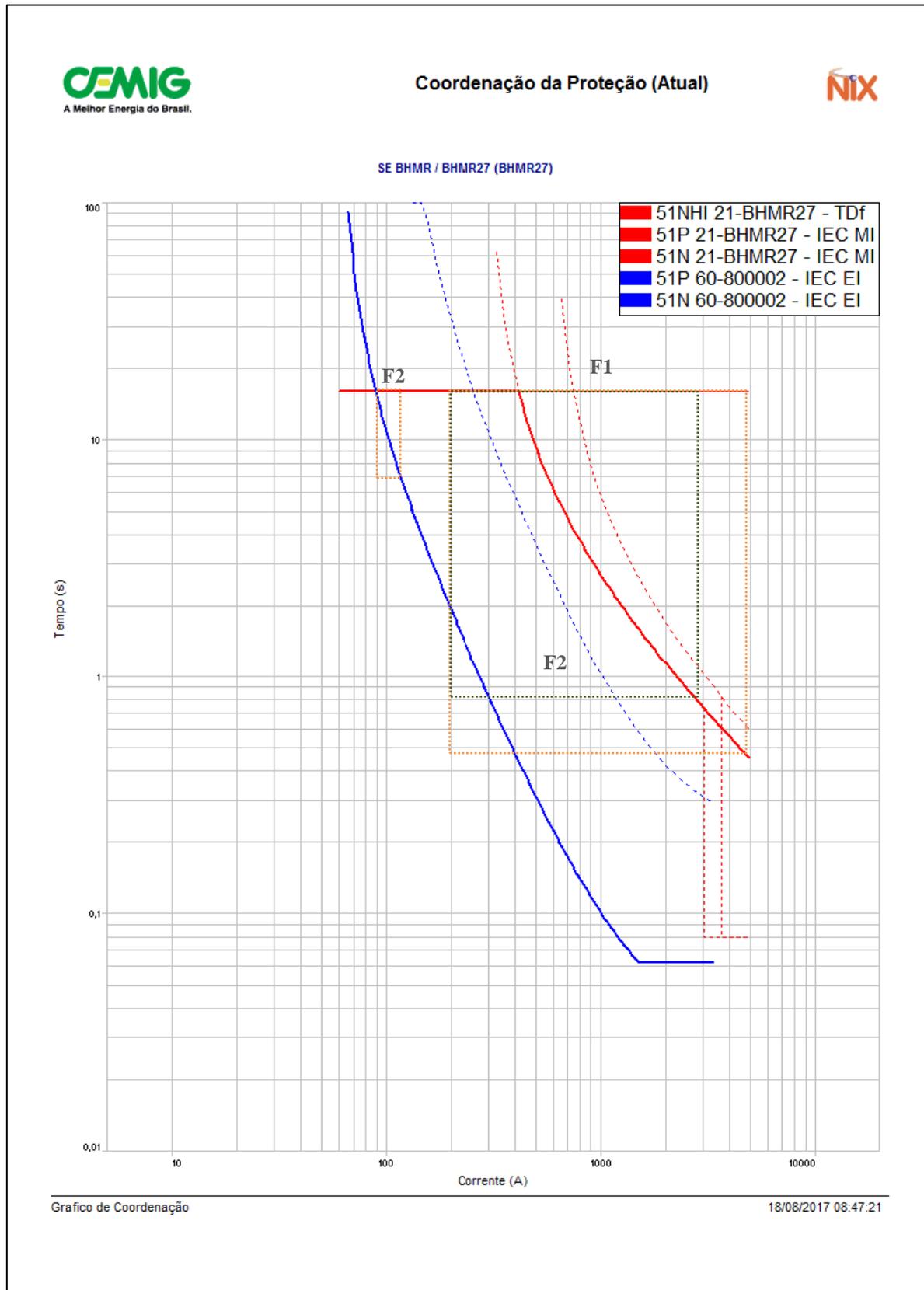


Figura 7.9 – Coordenograma de proteção de terra para as faltas F1 e F2.

No coordenograma apresentado para a falta em F1 percebe-se a sensibilização do relé 51N do disjuntor SE BHMR 27 com atuação esperada entre 0,48s e 16,0s. Poderá haver



sensibilização e consequente atuação da proteção de terra do religador 235001. Observa-se que a contribuição de corrente de curto-circuito pela GD pode atingir o valor de 119A, superior ao valor ajustado de 60A.

Para a falta em F2, o disjuntor BHMR 27 é sensibilizado podendo atuar num intervalo entre 0,8s e 16,0s. O religador 235001, localizado mais próximo da falta F2, espera-se a atuação da proteção entre 10s e 16s.

7.5. Impactos na proteção após a conexão da USF Mineirão

A conexão da USF Mineirão no alimentador BHMR 27, conforme apresentado, trata-se de um modelo de geração fotovoltaica diferenciado, construído sobre a cobertura de um estádio, com grande capacidade de injeção de potência na rede de distribuição.

De modo geral pode-se concluir que o impacto da USF Mineirão no sistema de proteção do alimentador não é significativo, visto que a contribuição da GD em caso de faltas na rede é rapidamente interrompida nos inversores.

Entretanto, há de se ressaltar que, havendo faltas fase-terra a montante do religador do ponto de conexão, a contribuição da GD poderá sensibilizar a proteção de terra causando a desconexão da USF Mineirão antes da atuação da proteção do alimentador BHMR 27.

Diante das características construtivas deste alimentador, descarta-se alterações nas práticas de religamentos automáticos por se tratar de circuito exclusivo e construído, em toda sua extensão por rede subterrânea. Independentemente da presença da GD, por questões de segurança e prevenção contra danos nos condutores isolados, a prática de religamento automático em RDS é expressamente proibida, diante da baixa incidência de faltas transitórias em circuitos subterrâneos.

7.6. Soluções e melhorias propostas para mitigar os problemas encontrados

O problema de proteção mais relevante que pode ocorrer no sistema de distribuição em caso de defeito na rede refere-se ao controle dos inversores, caso não interrompam rapidamente a injeção de corrente, permitindo a circulação de contribuições de corrente vinda dos painéis fotovoltaicos para a rede de distribuição.

Uma alternativa para evitar falhas no sistema de proteção caso ocorra inversão da corrente de falta é a aplicação de proteção de sobrecorrente direcional (67/67N) no religador do ponto de conexão.

Outro impacto está relacionado a possibilidade de ilhamento não-intencional.



Para evitar o ilhamento não-intencional, os inversores devem possuir um sistema de reconexão que monitora as condições operacionais da rede. Somente após a recomposição do sistema da distribuidora, associado a um tempo de espera subsequente é que o inversor poderá voltar a operar normalmente.

Para viabilizar a conexão da USF Mineirão visando minimizar tais impactos, definiu-se por construir um alimentador expresso em rede subterrânea, ligado direto ao barramento da subestação, sendo o estádio de futebol, a única carga presente no circuito.

Em caso de defeito na rede da CEMIG, seja com a abertura do disjuntor da SE BHMR ou do religador do ponto de conexão, o religamento da rede de distribuição somente é permitido após inspeção de todo o alimentador.

O restabelecimento do circuito somente é permitido após a abertura do religador da conexão e o religamento da GD após a recomposição da rede de distribuição.

7.7. Considerações Finais

A USF Mineirão tem um importante papel como forma alternativa para geração de energia limpa e sustentável aproveitando a cobertura do estádio de futebol, contribuindo de forma efetiva para o aumento de produção de energia renovável.

Os impactos de uma fonte fotovoltaica interligada a um alimentador podem ocorrer no sistema de distribuição se, em caso de defeito na rede, os inversores interromperem rapidamente a injeção de corrente de curto no sistema de distribuição, sobretudo para defeitos fase-terra.

Outros impactos estão relacionados a possibilidade de ilhamento não-intencional, bem como problemas relacionados à qualidade de energia.

A solução proposta neste caso é a habilitação da proteção direcional de sobrecorrente (67 e 67N) no religador de conexão. Destaca-se, no entanto, que a contribuição da USF Mineirão é reduzida quando comparada a corrente de curto-circuito total, podendo inclusive não ser suficiente para sensibilizar a proteção.

Por fim, os inversores devem possuir um sistema de reconexão que monitora as condições operacionais da rede visando evitar o ilhamento não-intencional. Após a recomposição do sistema da distribuidora, associado a um tempo de espera subsequente, estes inversores poderão voltar a operar normalmente.



8. CONCLUSÕES

8.1. Conclusões e Contribuições

A grande penetração da geração distribuída observada nos últimos anos e com incentivos governamentais cada vez mais fortes, a competitividade do mercado de energia otimizando os custos para investimentos desta natureza e ainda um grande apelo mundial para utilização de fontes de energia sustentáveis e renováveis tornam premente a ampliação e aprofundamento no debate sobre os impactos que as GD terão nas redes de distribuição.

Os impactos relacionados à proteção das redes de distribuição foram percebidos através das simulações que comprovaram as alterações nos valores de curtos-circuitos.

O desempenho pode ser afetado diante de perda de seletividade e sensibilidade das proteções instaladas, atuações indevidas e intempestivas de equipamentos de proteção, ou ainda falhas de atuação de proteção, que em casos extremos podem colocar em risco a segurança de pessoas, animais e equipamentos do sistema elétrico.

Os estudos de casos simulados demonstraram que o tipo de fonte de geração e a localização do ponto de conexão no sistema de distribuição podem resultar em impactos diferenciados. Dependendo do nível de potência injetada no alimentador, em alguns casos, poderá ocorrer reversão no fluxo de potência e causar prováveis falhas das proteções instaladas.

A forma de conexão do acessante em uma rede de distribuição tem impactos diferenciados, independentemente do tipo de geração (síncrona ou não-síncrona). Nos casos em que a GD está conectada em um alimentador exclusivo percebeu-se que o impacto no sistema de proteção restringe-se a dois elementos de proteção que devem atuar de forma seletiva, o equipamento instalado na saída da subestação e o do ponto de conexão. Este tipo de conexão não causa interferência aos consumidores da concessionária, entretanto o custo final para conexão da GD no alimentador se torna relevante.

No entanto, quando a GD está conectada em um alimentador existente, o impacto no sistema de proteção torna-se relevante dependendo da localização do ponto de conexão, da potência de geração a ser injetada e alteração dos níveis de curto-circuito. Neste caso, somente acessantes com geração síncrona podem se conectar na MT.

Outros aspectos a serem considerados referem-se ao tipo de GD (PCH, térmica à gás e solar fotovoltaica) quanto a sazonalidade, potência injetada e contribuição de corrente de curto-circuito em redes de distribuição.



As fontes de geração hidráulicas possuem uma característica própria relacionada à sazonalidade, ou seja, variação da produção de energia elétrica considerando as estações do ano (períodos úmidos e secos) ao longo do ano. O impacto na proteção do sistema elétrico podem se tornar mais significativos em períodos chuvosos, exceto em PCHs que possuem reservatório, como citado no capítulo 5 (PCH Ilhéus e Lavras).

A geração do tipo térmica à gás independe da sazonalidade, pois praticamente não há variação na produção de energia elétrica injetada no alimentador de distribuição. A contribuição no valor de corrente de curto-circuito pode ser considerada constante em todos os períodos do ano.

Quanto à geração fotovoltaica, o período de sazonalidade está diretamente ligado à irradiância solar e as estações do ano, com predominância de geração máxima em períodos secos. A contribuição de corrente de curto-circuito é pouco significativa considerando este aspecto.

As soluções propostas na literatura para minimizar os impactos no sistema de proteção de redes de distribuição corroboram com as medidas implementadas nos estudos de casos.

As instalações de religadores microprocessados na rede de distribuição e nos pontos de conexão das GDs proporcionam a aplicação destas soluções propostas, tais como: uso de funções direcionais de sobrecorrente (67/67N), a aplicação da proteção adaptativa, com grupos de ajustes diferenciados conforme a condição operacional da rede e a alteração nas práticas de religamentos automáticos nos religadores dos pontos de conexão de acessantes.

Uma constatação observada entre propostas citadas na literatura e aplicação prática minimizando o impacto no sistema de proteção refere-se ao uso de elos fusíveis preferenciais e não-preferenciais (podendo mesclar os tipos K e T) em derivações ao longo do alimentador. A variedade de utilização destes elementos proporciona grande benefício na aplicação das filosofias de proteção coordenada e seletiva, proporcionando melhor desempenho operativo do sistema elétrico.

As políticas de religamentos automáticos proporcionam um bem-estar a clientes, acessantes e concessionária, com atuação importante no que se refere a eliminação de defeitos transitórios em redes de distribuição.

No entanto, a aplicação de religamentos automáticos está associada ao tipo de rede de distribuição (convencional, protegida e subterrânea), independentemente se há presença ou não de GD conectada ao sistema.

Nos estudos de casos apresentados os religadores instalados na rede de distribuição possuem religamentos automáticos, mas os religadores dos pontos de conexão não possuem



tal função habilitada, por questões de segurança, visando preservar a integridade física das instalações do acessante.

Entretanto, a prática de se utilizar religamentos automáticos nos pontos de conexão pode ser viável tecnicamente, desde que os defeitos transitórios na rede interna do acessante sejam eliminados e, conseqüentemente, outras funções de desconexão sejam aplicadas, visando preservar a segurança de pessoas e do patrimônio.

Quanto às políticas de desconexão, tanto a geração síncrona quanto a não-síncrona, devem possuir em suas instalações internas ou nos religadores do ponto de conexão as funções anti-ilhamento, visando excluir-se do sistema elétrico após uma interrupção programada ou não.

Na geração fotovoltaica da USF Mineirão os inversores são dotados de proteção capaz de evitar o ilhamento intencional.

Por fim, pode-se concluir que este trabalho obteve êxito ao descrever os impactos no sistema de proteção em redes de distribuição. Os estudos de casos reais proporcionaram verificar algumas soluções e aplicação de funções de proteção, com significativas contribuições práticas, alterações de padrões internos e inserção de propostas para formatação das normas de conexão de acessantes ao sistema da concessionária.

8.2. Propostas para trabalhos futuros

Com o objetivo de dar continuidade ao trabalho, apresentam-se algumas propostas de desenvolvimentos futuros:

- Estudar o impacto transitório da geração distribuída (síncrona e não-síncrona) devido ao curto-circuito no sistema de proteção da rede de distribuição;
- Elaborar estudos de proteção em alimentadores com presença de GD que possuam a capacidade de operar em modo de ilhamento intencional. Discutir as questões relacionadas à qualidade de energia, ressarcimento à danos elétricos e as responsabilidades da concessionária e dos acessantes diante da legislação atual;
- Ampliar os estudos de estabilidade de tensão em alimentadores de redes com presença de GD instalada a jusante de reguladores de tensão em serie e com possibilidade de reversão de fluxo de potência;
- Estudar a influencia e impacto na proteção de painéis fotovoltaicos com penetração massiva instalados em redes de distribuição de BT.



8.3. Artigos publicados

Diretamente relacionado com o tema desta dissertação foi publicado o mesmo artigo em dois eventos (Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE e Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI) em 2014, e em uma revista nacional (O Setor Elétrico) em 2015.

BRAGA JR, M. F.; CARVALHO FILHO, J. M.; CARVALHO, K. M. B.; GONÇALVES, J. C. Impactos da Falta de Seletividade entre as Proteções de Média e Baixa Tensão em Transformadores de Distribuição Monofásicos Rurais. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE**, 2014.

BRAGA JR, M. F.; CARVALHO FILHO, J. M.; CARVALHO, K. M. B.; GONÇALVES, J. C. Impactos da Falta de Seletividade entre as Proteções de Média e Baixa Tensão em Transformadores de Distribuição Monofásicos Rurais. **Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI**, 2014.

BRAGA JR, M. F.; CARVALHO FILHO, J. M.; CARVALHO, K. M. B.; GONÇALVES, J. C. Impactos da Falta de Seletividade entre as Proteções de Média e Baixa Tensão em Transformadores de Distribuição Monofásicos Rurais. **Revista O Setor Elétrico / Atitude Editorial** – 2015; pág. 84-93. URL: https://issuu.com/revistaosetoreletrico/docs/ed-111_abril-2015



REFERÊNCIAS

ABNT NBR 7282:2011; **Dispositivos fusíveis de alta tensão - Dispositivos tipo expulsão: Requisitos e métodos de ensaio.**

AI, Qian; WANG, Xiaohong; HE, Xing. **“The impact of large-scale distributed generation on power grid and microgrids”**. Renewable Energy, v. 62, p. 417-423, 2014.

ASLINEZHAD, M. H.; SADEGHZADEH, S. M.; OLAMAEI, J. **“Over Current Relays Protective Coordination In Distribution Systems In Presence of Distributed Generation”**. International Journal On Technical And Physical Problems Of Engineering, v. 3, n. 7, p. 40-46, 2011.

BACELAR, Marianna Nogueira. **“Avaliação do Desempenho Estático e Dinâmico de uma Microrrede na Ocorrência de Ilhamentos Intencionais”**. 2013. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro.

BLACKBURN, J. Lewis. **“Protective Relaying, Principles and Practices”**. Copyright 1987 by Marcel Dekker, Inc.

BRAHMA, Sukumar M. et al. **“Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation”**. Power Delivery, IEEE Transactions on, v. 19, n. 1, p. 56-63, 2004.

BRAHMA, Sukumar M. et al. **“Microprocessor-based reclosing to coordinate fuse and recloser in a system with high penetration of distributed generation”**. In: Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE, 2002. p. 453-458.

C37.60-2012 - **IEEE/IEC High-voltage switchgear and controlgear - Part 111: Automatic circuit reclosers and fault interrupters for alternating current systems up to 38 kV.**

CAMINHA A. C.; **“Introdução a Proteção dos Sistemas Elétricos”**, Ed. Edgard Blucher Ltda, Junho 1977.

CEMIG DISTRIBUIÇÃO SA, **Instrução Técnica, IO-OM-OP-035a**, Dezembro 2007.



CEMIG DISTRIBUIÇÃO SA; **Informação de acesso estudo de conexão da PCH Ilhéus e da PCH Lavras ao sistema elétrico de média tensão da CEMIG D**; Novembro 2011.

CEMIG DISTRIBUIÇÃO SA; **Informação de acesso para conexão da CGH Monte Verde ao sistema elétrico de média tensão da CEMIG D**; Março 2013.

CEMIG DISTRIBUIÇÃO SA; **Informação de acesso para conexão da PCT Central de Biogás ao sistema elétrico de média tensão da CEMIG D**; Janeiro 2013.

CEMIG DISTRIBUIÇÃO SA; **Informação de acesso para conexão da Usina Solar Fotovoltaica Mineirão ao sistema elétrico de média tensão da CEMIG D**; Março 2013.

CEMIG DISTRIBUIÇÃO SA; Norma Técnica ND 5.1; **"Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária Rede de Distribuição Aérea - Edificações Individuais"** Maio 2013.

CHEUNG, Helen et al. **"Investigations of impacts of distributed generations on feeder protections"**. In: Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES'09. IEEE. IEEE, 2009. p. 1-7.

CPFL ENERGIA, Norma Técnica Distribuição 2912, versão 1.1. **"Proteção de Redes Aéreas de Distribuição – Sobrecorrente"**, Maio 2003.

DE BRITTO, Tales M. et al. **"Distributed generation impacts on the coordination of protection systems in distribution networks"**. In: Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2004 IEEE/PES. IEEE, 2004. p. 623-628.

FERREIRA, Dirceu José. **"Estudos dos Impactos da Contribuição de Geradores Fotovoltaicos na Proteção de Sobrecorrente dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica"**. 2016. Dissertação de Mestrado, UNICAMP.

GIGUER, S. **"Proteção de Sistemas de Distribuição"**. Porto Alegre-RS: Sagra, 1988.

GIRGIS, Adly; BRAHMA, Sukumar. **"Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system"**. In: Power Engineering, 2001. LESCOPE'01. 2001 Large Engineering Systems Conference on. IEEE, 2001. p. 115-119.

GUTIERRES, L. F., CARDOSO JR, G. H. E. N. D. Y., DE MORAIS, A. P., & CORRÊA, R. (2012). **"Revisão de Técnicas elaboradas de modo a evitar a perda da coordenação"**



seletividade entre Religadores e Elos Fusíveis de sistemas de distribuição quando da inserção de Geração Distribuída". XIX Congresso Brasileiro de Automática, CBA 2012.

IEC 60255-1:2009 **“Measuring relays and protection equipment - Part 1: Common requirements”**.

IEEE C37.2, 2008 C37.2-2008 - **IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations**.

JAVADIAN, S. A. M.; HAGHIFAM, M.-R. **“Protection of distribution networks in presence of DG using distribution automation system capabilities”**. In: Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE. IEEE, 2008. p. 1-6.

LELLYS, Denys; SILVEIRA, Giordane; ARAUJO, André Luiz; STEARN, Daniela.

“Geração Distribuída (Energia Eólica): Impacto sobre o sistema de proteção das redes de distribuição de energia elétrica”. XI STPC – Seminário Técnico de Proteção e Controle, 2012.

LIU, Zeng; LIU, Jinjun; ZHAO, Yalin. **“A unified control strategy for three-phase inverter in distributed generation”**. Power Electronics, IEEE Transactions on, v. 29, n. 3, p. 1176-1191, 2014.

LOPES, José Aderaldo; DE MELO FILHO, José Bione. **“Avaliação dos Impactos na Proteção dos Sistemas Elétricos de Distribuição de Energia da Conexão de Micro e Minigeradores, Considerando Geração Solar Fotovoltaica e os Conceitos de Redes Elétricas Inteligentes”**. Anais da Mostra de Extensão, Inovação e Pesquisa, v. 1, 2014.

LU, Yuping et al. **“A study on effect of dispersed generator capacity on power system protection”**. In: Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE. IEEE, 2007. p. 1-6.

LUIZ, Cicéli Martins. **“Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico”**. 2012. Dissertação de Mestrado, UFMG.



MAO, Yiming; MIU, Karen N. **“Switch placement to improve system reliability for radial distribution systems with distributed generation”**. Power Systems, IEEE Transactions on, v. 18, n. 4, p. 1346-1352, 2003.

MELLO, A. P. C. et al. **“Reconfiguração Automática de Redes de Distribuição com Geração Distribuída”**. 2014. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos SBSE 2014.

MENDONÇA, Lucas Paulis. **“Proposta de Sistema de Automação para Ilhamento Intencional de Redes de Distribuição com Geração Distribuída”**. 2014. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro.

NAIEM, A. F. et al. **“A classification technique for recloser-fuse coordination in distribution systems with distributed generation”**. Power Delivery, IEEE Transactions on, v. 27, n. 1, p. 176-185, 2012.

ND-5.31 – **“Requisitos para a Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da CEMIG – Conexão em Média Tensão”**, Julho 2011.

PRODIST ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**.

PROINFA – **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica**. [Online] <http://www.mme.gov.br/web/guest/acao-a-informacao/acoes-e-programas/programas/proinfa?inheritRedirect=true>

SALESSE, Antonio Vitor; MARQUES, Ronaldo Fernandes. **“Aspectos Relativos à Conexão de Geração Distribuída nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”**. International Congress on Electricity Distribution – CIDEL 2006 – Argentina.

SCHWEITZER III, E. O.; Scheer, G. W.; Feltis, M.W.; **“Uma Nova Abordagem sobre a Proteção da Distribuição”**; International Symposium on Distribution Automation and Demand Side Management, Fort Lauderdale, Florida USA 2006.

TAILOR, J. K.; OSMAN, A. H. **“Restoration of fuse-recloser coordination in distribution system with high DG penetration”**. In: Power and Energy Society General Meeting- Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE. IEEE, 2008. p. 1-8.



TANG, Yingying; AYYANAR, Raja. **“Verification of Protective Device Coordination in Distribution Systems with Photovoltaic Generation”**. 2014. *Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2014 IEEE 40th. IEEE, 2014. p. 2100-2105.*

TLEIS, Nasser. **“Power systems modelling and fault analysis: theory and practice”**. Newnes, 2007.

ZEINELDIN, Hatem H. et al. **“A protection coordination index for evaluating distributed generation impacts on protection for meshed distribution systems”**. Smart Grid, IEEE Transactions on, v. 4, n. 3, p. 1523-1532, 2013.

ZHAO, Yu et al. **“Mitigation of Distributed Generation Impact on Protective Devices in a Distribution Network by Superconducting Fault Current Limiter”**. Energy and Power Engineering, v. 5, n. 04, p. 258, 2013.