

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ÁLVARO BAMPI

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE
SISTEMAS DE PROTEÇÃO DE REDES
DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA**

Porto Alegre
2023

ÁLVARO BAMPI

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE
SISTEMAS DE PROTEÇÃO DE REDES
DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.
Área de concentração: Energia

ORIENTADOR: Profa. Dra. Mariana Resener

Porto Alegre
2023

ÁLVARO BAMPI

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE
SISTEMAS DE PROTEÇÃO DE REDES
DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Profa. Dra. Mariana Resener, UFRGS

Doutora pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul –
Porto Alegre, Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Brasil

Prof. Dr. Gustavo Marchesan, UFSM

Doutor pela Universidade Federal de Santa Maria – Brasil

Prof. Dr. Paulo Ricardo da Silva Pereira, Unisinos

Doutor pela Universidade Federal de Santa Maria – Brasil

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Jeferson Vieira Flores

Porto Alegre, Setembro de 2023.

AGRADECIMENTOS

Inicialmente, agradeço em especial a minha esposa, Mayara Bampi de Matos, pelo apoio incondicional e compreensão nas minhas escolhas. Pelo entendimento e suporte nos momentos mais desafiadores e difíceis você esteve ao meu lado, dando o total suporte para que esta conquista fosse possível. Sou muito grato por ter você ao meu lado. Esta conquista é nossa!

Agradeço imensamente meus pais, Itacir e Carmen, por proporcionar e ensinar de forma correta, ética e digna o valor do estudo e trabalho e os valores mais importantes na vida honestidade, vontade e superação. Por estarem sempre ao meu lado, dando apoio e suporte sempre acreditando e passando confiança nas minhas decisões e escolhas.

Quero agradecer especialmente à minha orientadora professora doutora Mariana Resener pelo trabalho em conjunto e pela amizade e parceria que criamos ao longo deste trabalho. Não pensava que poderia cursar um mestrado e ter acesso a todo o conhecimento que a universidade proporcionou. Agradeço os ensinamentos passados em conjunto com demais professores ao longo destes 3 anos. Mariana, agradeço imensamente todo o apoio, confiança, paciência e por ter me auxiliado tornar este sonho em realidade!

Muito obrigado UFRGS, por ter possibilitado e ter aberto as portas durante meu período de 3 anos e por propiciar o acesso a professores sensacionais e uma qualidade de ensino que é exemplo em todo o país. Sentimento de orgulho por fazer parte desta instituição.

RESUMO

A inserção de recursos energéticos distribuídos (REDs) está modificando a topologia tradicional de sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE). A conexão de geradores distribuídos (GDs) pode ocasionar problemas de proteção significativos para as distribuidoras de energia elétrica, como perda da seletividade da proteção e deterioração da sensibilidade dos dispositivos de proteção (DPs). Embora a estrutura de condutores seja capaz de fornecer energia em qualquer direção, as instalações de proteção e controle na distribuição foram baseadas no fornecimento de energia elétrica em uma direção: da subestação ao consumidor. O presente trabalho propõe-se a contribuir na identificação dos desafios impostos aos sistemas de proteção tradicionais quando GDs operam de forma intermitente e acrescido à flexibilidade operativa do SDEE e discutir possíveis soluções que possam ser implementadas para superar estes desafios. Este trabalho propõe uma metodologia para análise da deterioração da sensibilidade e seletividade em diferentes DPs para diferentes níveis de penetração e localização das GDs. Propõe-se a utilização do índice de deterioração de sensibilidade de corrente (SDI) para demonstrar as mudanças nos níveis de corrente de curto-circuito antes e após a integração das GDs. Com isso, são identificados os possíveis pontos de revisão de ajustes da proteção e o limite de inserção de GDs que possa levar à não eliminação de curto-circuitos pela proteção do alimentador (AL). A metodologia foi testada em três estudos de caso envolvendo dados de alimentadores de distribuição na região Sul do Brasil, em condição normal de operação e sob manobra na rede. As simulações foram realizadas utilizando o *software* ASPEN Oneliner. Nesse contexto, os resultados apresentados neste trabalho contribuem para entendimento dos impactos das GDs em redes de distribuição, podendo ser utilizado como insumo na avaliação de manobras que envolvam sistemas com GDs, alertando quanto aos riscos operacionais e comprometimento dos critérios de proteção em razão dos impactos nas correntes de curto-circuito. Ao compreender esses impactos, as distribuidoras podem tomar medidas adequadas para garantir que a conexão de GDs não prejudique a operação do sistema sob o ponto de vista da proteção.

Palavras-chave: Sistema de proteção, rede de distribuição, proteção de sobrecorrente, recursos energéticos distribuídos.

ABSTRACT

The integration of distributed energy resources (DERs) is changing the traditional topology of electrical energy distribution systems (EEDS). The connection of distributed generators (DGs) can result in challenges for electric utilities, such as loss of protection selectivity and deterioration of the sensitivity of protection devices (PDs). Although the conductor structure is capable of supplying energy in any direction, the protection and control installations in distribution were based on supplying electrical energy in one direction: from the substation to the consumer. This work aims to contribute to identifying the challenges imposed on traditional protection systems when DGs operate intermittently and in addition to the SDEE's operational flexibility and discuss possible solutions that can be implemented to overcome these challenges. This work proposes a methodology for analyzing the deterioration of sensitivity and selectivity in different DPs for different levels of penetration and location of the DGs. It is proposed to use the current sensitivity deterioration index (SDI) to demonstrate changes in short-circuit current levels before and after the integration of DGs. With this, possible sensitivity, selectivity and protection coordination problems are identified, as well as the threshold of DG integratoin that could lead to faults not being cleared by the feeder protection. The methodology was tested in three case studies involving data from distribution feeders in southern Brazil, under normal operating conditions and under grid maneuver. The simulations were performed using the ASPEN Oneliner *software*. In this context, the results presented in this work contribute to understanding the impacts of DGs on distribution networks, and can be used as input in the evaluation of maneuvers involving systems with DGs, warning about operational risks and compromise of protection criteria due to impacts in short-circuit currents. By understanding these impacts, distributors can take appropriate measures to ensure that the connection of DGs does not harm system operation from a protection perspective.

Keywords: Protection systems, distribution network, overcurrent protection, distributed energy resources.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 –	Religamento com três tentativas.	28
Figura 2 –	Oscilografia de religamento com curva rápida.	28
Figura 3 –	Diagrama funcional de proteção de sobrecorrente.	29
Figura 4 –	Comparação entre dois sistemas: com e sem coordenação seletiva. . .	34
Figura 5 –	Diagrama da metodologia.	37
Figura 6 –	Rede de distribuição sob curto-circuito.	38
Figura 7 –	Diagrama Simplificado do caminho das correntes para um curto-circuito entre a SE e a GD.	42
Figura 8 –	Diagrama simplificado do caminho das correntes para um curto-circuito no fim do AL.	43
Figura 9 –	Curvas de coordenação entre RL e Fusível.	44
Figura 10 –	Quantidade de inserção de GDs na região.	48
Figura 11 –	Diagrama dos alimentadores.	49
Figura 12 –	Corrente reativa de saída do inversor durante distúrbios de tensão. . .	52
Figura 13 –	Coordenograma de proteção dos relés dos ALs 01 e 02.	54
Figura 14 –	Coordenograma dos ajustes de proteção do RL01.	55
Figura 15 –	Coordenograma dos ajustes de proteção do RL02.	56
Figura 16 –	Diagrama unifilar do Alimentador 01.	58
Figura 17 –	SDI para Curto-circuito Trifásico sem impedância - Estudo de Caso 1.	58
Figura 18 –	SDI para Curto-circuito Bifásico sem impedância - Estudo de Caso 1.	59
Figura 19 –	SDI para Curto-circuito Monofásico sem impedância - Estudo de Caso 1.	59
Figura 20 –	Diagrama Unifilar com caminho das correntes de curto-circuito - Estudo de Caso 1.	60
Figura 21 –	Coordenograma do AL01 e RL01 sem GD - Estudo de Caso 1.	61
Figura 22 –	Coordenograma do AL01 e RL01 com 100% de GD - Estudo de Caso 1.	61
Figura 23 –	Contribuição de corrente de curto-circuito bifásica da GD em relação AL01 e RL01 sem impedância - Estudo de Caso 1.	62
Figura 24 –	Coordenogramas do RL01 e FUs com e sem GD - Estudo de Caso 1. . .	64
Figura 25 –	ITC religador-fusível com e sem GD - Estudo de Caso 1.	65
Figura 26 –	SDI de proteção RL01 e FUs - Estudo de Caso 1.	65
Figura 27 –	Diagrama Unifilar com caminho das correntes de curto-circuito - Estudo de Caso 1.	66
Figura 28 –	Coordenograma entre FU11 e FU12 com GD - Estudo de Caso 1. . .	67
Figura 29 –	Relação de corrente de curto-circuito e ITC entre as FUs 11 e 12. . .	68
Figura 30 –	SDI para Curto-circuito Monofásico com Impedância - Estudo de Caso 1.	69

Figura 31 – Contribuição de corrente de curto-circuito da GD em em relação AL01 e RL01 com impedância - Estudo de Caso 1.	69
Figura 32 – Diagrama unifilar do Alimentador 02.	70
Figura 33 – SDI para Curto-circuito Trifásico - Estudo de Caso 2.	70
Figura 34 – SDI para Curto-circuito Bifásico - Estudo de Caso 2.	71
Figura 35 – SDI para Curto-circuito Monofásico - Estudo de Caso 2.	71
Figura 36 – Diagrama Unifilar com caminho das correntes de curto-circuito - Estudo de Caso 2.	72
Figura 37 – Coordenograma da proteções do AL02 sem GD.	73
Figura 38 – Coordenograma da proteções do AL02 com inserção de GD acima de 75%.	74
Figura 39 – Contribuição de corrente de CC da GD em diferentes níveis de penetração - Estudo de Caso 2.	74
Figura 40 – Coordenograma da proteções do RL02 e FUs com e sem GD - Estudo de Caso 2.	76
Figura 41 – Variação no ITC do RL02 para diferentes níveis de penetração de GD - Estudo de Caso 2.	77
Figura 42 – SDI da proteção RL02 e FUs - Estudo de Caso 2.	77
Figura 43 – Diagrama Unifilar com caminho das correntes de curto-circuito - Estudo de Caso 2.	78
Figura 44 – Coordenograma entre FU23 e FU24 com GD - Estudo de Caso	79
Figura 45 – Relação de corrente de curto-circuito e ITC entre as FUs 15 e 16. - Estudo de Caso 2.	79
Figura 46 – SDI para curto-circuito Monofásico com impedância - Estudo de Caso 2.	80
Figura 47 – Contribuição de corrente de curto-circuito da GD em diferentes níveis de penetração com impedância- Estudo de Caso 2.	81
Figura 48 – Alimentador em manobra de contingência com GDs.	82
Figura 49 – SDI para Curto-circuito Trifásico sem Impedância- Estudo de Caso 3.	82
Figura 50 – SDI para Curto-circuito Bifásico sem Impedância- Estudo de Caso 3.	83
Figura 51 – SDI para Curto-circuito Monofásico sem Impedância- Estudo de Caso 3.	83
Figura 52 – Coordenograma da proteções do AL01 e RL01 sem GDs - Estudo de Caso 3.	85
Figura 53 – Coordenograma da proteções do AL01 e RL01 com GDs - Estudo de Caso 3.	85
Figura 54 – Coordenograma das proteções do AL01 e RL02 sem GD - Estudo de Caso 3.	86
Figura 55 – Coordenograma das proteções do AL01 e RL02 com GD - Estudo de Caso 3.	86
Figura 56 – Coordenograma entre RL01 e FU11 com e sem GD - Estudo de Caso 3.	88
Figura 57 – Coordenograma entre RL02 e FU21 com e sem GD - Estudo de Caso 3.	89
Figura 58 – Variação no ITC do RL-01 para diferentes níveis de penetração de GD - Estudo de Caso 3.	90
Figura 59 – Variação no ITC do RL-02 para diferentes níveis de penetração de GD - Estudo de Caso 3.	91
Figura 60 – SDI da proteção RL01, RL02 e FUs.	91
Figura 61 – Diagrama Unifilar Chaves fusíveis analisadas - Estudo de Caso 3.	92

Figura 62 – Coordenograma entre FUs nó 8 com e sem GD - Estudo de Caso 3. . .	93
Figura 63 – Coordenograma entre FUs nó 22 com e sem GD - Estudo de Caso 3. .	93
Figura 64 – Relação de corrente de CC e ITC entre as FUs 7 e 8.	94
Figura 65 – Relação de corrente de CC e ITC entre as FUs 21 e 22.	94
Figura 66 – SDI para Curto-circuito Monofásico com impedância - Estudo de Caso 3.	95
Figura 67 – Contribuição de CC da GD em relação AL01 e RL01 com impedância - Estudo de Caso 3.	96
Figura 68 – Contribuição de CC da GD em relação AL01 e RL02 com impedância - Estudo de Caso 3.	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Resumo da revisão bibliográfica.	20
Tabela 2 –	Tabela de conjunto mínimos das funcionalidades de proteção.	40
Tabela 3 –	Valores para curva característica IEC e IEEE.	41
Tabela 4 –	Correntes máximas para seletividade entre elos tipo K e H.	45
Tabela 5 –	Correntes máximas para seletividade entre elos tipo K.	46
Tabela 6 –	Dados das linhas do AL01.	50
Tabela 7 –	Dados das linhas do AL02.	50
Tabela 8 –	Dados das cargas.	51
Tabela 9 –	Dados do gerador.	51
Tabela 10 –	Dados do transformador.	52
Tabela 11 –	Dispositivos de proteção dos alimentadores.	54
Tabela 12 –	Valores de Inserção de GD no AL.	58
Tabela 13 –	Correntes de curto-circuito com 100% e sem GD - Estudo de caso 1.	60
Tabela 14 –	ITC alimentador-religador sem e com GD - Estudo de Caso 1.	63
Tabela 15 –	ITC religador-fusível com e sem GD - Estudo de Caso 1.	64
Tabela 16 –	Correntes de curto-circuito com 100% e sem GD - Estudo de caso 2.	72
Tabela 17 –	ITC alimentador-religador sem e com GD - Estudo de Caso 2.	75
Tabela 18 –	ITC religador-fusível com e sem GD - Estudo de Caso 2.	76
Tabela 19 –	Correntes de curto-circuito com 100% e sem GD para AL01 e RL01 - Estudo de caso 3.	84
Tabela 20 –	Correntes de curto-circuito com 100% e sem GD para o AL01 e RL02 - Estudo de caso 3.	84
Tabela 21 –	ITC alimentador-religador sem e com GD - Estudo de Caso 3.	87
Tabela 22 –	ITC religador-fusível com e sem GD - Estudo de Caso 3.	90

LISTA DE ABREVIATURAS

AL	Alimentador
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	American National Standards Institute
BT	Baixa Tensão
CB	Disjuntor - <i>Circuit Breaker</i>
CC	Curto-Circuito
CCT	Curva de Corrente Temporal - <i>time current curve</i>
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
DER	<i>Distributed Energy Resources</i>
DJ	Disjuntor Principal
DP	Dispositivo de Proteção
EOL	Central Geradora Eólica
FU	Chave Fusível
F27	Função de proteção de subtensão
F50	Função de proteção de instantâneo de corrente
F51	Função de proteção temporizado de corrente
F59	Função de proteção de sobretensão
F79	Função de religamento
GD	Geração Distribuída - <i>Distributed Generation</i>
GF	Geração Fotovoltaica
GS	Gerador Síncrono
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
ITC	Intervalo de Tempo de Coordenação
LCF	Limitadores de Corrente de Falha

MT	Média Tensão
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
pu	por unidade
RE	Relé
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
RGE	Rio Grande Energia
RL	Religador
SA	Recozimento Simulado- <i>Simmulated Annealing</i>
SD	Sistemas de distribuição
SE	Subestação
SDEE	Sistemas de distribuição de energia elétrica
SDI	Deterioração de sensibilidade de corrente
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TC	Transformador de corrente
TMF	Tempo mínimo de fusão do fusível
TP	Transformador de potencial
UFV	Central Geradora Fotovoltaica
UTE	Usina Termelétrica

LISTA DE SÍMBOLOS

E_{TH}	fonte de tensão do equivalente de Thévenin [V]
S_{nom}	Potência nominal [MVA]
DT	Multiplicador de tempo ou Dial [s]
E_{FD}	Tensão de campo [pu]
I_{cc}	Corrente de curto-circuito [A]
M_I	Múltiplo da corrente de acionamento
$I_{cc,DJ}$	Corrente de curto-circuito do disjuntor [A]
I_{GD}	Corrente da Geração Distribuída [A]
K	Crescimento de carga
$T_{relé}$	Tempo de acionamento do relé de proteção
I_{nom}	Corrente nominal [A]
I_{ccmin}	Corrente de curto-circuito mínima [A]
$I_{cc\ 1\phi-min}$	Corrente de curto-circuito mínimo para um curto fase-terra [A]
$I_{Npickup}$	Corrente de ajuste do relé de neutro [A]
SDI	Deterioração de sensibilidade de corrente [%]
I_{cc}^{GD}	Corrente de curto-circuito com Geração Distribuída [A]
I_{cc}^{SemGD}	Corrente de curto-circuito sem Geração Distribuída [A]
ITC	Intervalo de Tempo de Coordenação
$I_{cc,AL}$	Corrente de curto-circuito vista pelo relé
$I_{cc,SE}$	Contribuição da corrente de curto-circuito vindo da SE
$I_{cc,RL}$	Corrente de curto-circuito vista pelo Religador
$I_{cc,FU}$	Corrente de curto-circuito vista pela Fusível
S_{TF}	Potência nominal do transformador [VA]
P_{inst}	Potência instalada [W]
V_{nom}	Tensão nominal [V]
Z_A	Impedância acumulada no ponto A [Ω]

Z_B	Impedância acumulada no ponto B [Ω]
$Z_{composto}$	Soma das impedâncias [Ω]
Z_{cc}	Impedância de curto-circuito [Ω]
Z_{GD}	Impedância de curto-circuito Geração Distribuída [Ω]
Z_{TH}	Impedância equivalente de thevenin [Ω]

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Trabalhos Correlatos	17
1.2	Objetivos	20
1.3	Organização dos capítulos	21
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	23
2.1	Sistema de Proteção	23
2.1.1	Disjuntor	24
2.1.2	Relés	25
2.1.3	Religadores	26
2.1.4	Proteção de Sobrecorrente	28
2.1.5	Proteção de Subtensão e Sobretensão	30
2.1.6	Chave fusível	30
2.2	Coordenação e Seletividade da Proteção	32
2.3	Sensibilidade da Proteção	33
3	METODOLOGIA	36
3.1	Avaliação da Sensibilidade do Dispositivo de Proteção	37
3.2	Sistema de Proteção	39
3.2.1	Impactos em Relés e Religadores com a Conexão de GDs	41
3.2.2	Coordenação entre Religadores e Chave Fusível	42
3.2.3	Seletividade Fusível e Fusível	45
3.3	Especificação dos Eventos	46
4	ESTUDO DE CASO	48
4.1	Dados do Sistema	48
4.2	Dados Fluxo de Carga	49
4.3	Modelo do Gerador Síncrono	51
4.4	Modelo da Geração Solar Fotovoltaica	52
4.5	Sistema de Proteção dos Alimentadores	53
4.5.1	Proteção dos Alimentadores	53
4.5.2	Religadores	54
4.5.3	Chaves Fusíveis	56
5	ANÁLISE DOS RESULTADOS	57
5.1	Estudo de Caso 1	57
5.1.1	Análise da Proteção entre AL01 e RL01	60
5.1.2	Análise da Proteção entre o RL01 e Fusíveis para o AL01	63

5.1.3	Análise da Proteção entre Chaves Fusíveis	66
5.1.4	Curto-circuitos com impedância de 40 Ω	68
5.2	Estudo de Caso 2	69
5.2.1	Análise da Proteção entre AL02 e RL02	72
5.2.2	Análise da Proteção entre RL02 e Fusíveis para o AL02	75
5.2.3	Análise da Proteção entre Chaves Fusíveis	77
5.2.4	Curto-circuitos com Impedância de 40 Ω	80
5.3	Estudo de Caso 3	81
5.3.1	Análise das Proteções entre AL01 e RLs 01 e 02	84
5.3.2	Análise da Proteção entre RLs 01, 02 e Fusíveis	88
5.3.3	Análise da Proteção entre Chaves Fusíveis	91
5.3.4	Curto-circuitos com Impedância de 40 Ω	95
6	CONCLUSÃO	97
6.1	Propostas para Trabalhos Futuros	98
	REFERÊNCIAS	101
	APÊNDICE A TABELA ANSI	107

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos de potência (SEP) podem ser divididos em geração, transmissão e distribuição. Na etapa de geração, diferentes fontes podem ser utilizadas, a exemplo de recursos renováveis (por exemplo, energia solar, eólica, hidrelétrica) ou não renováveis (como carvão, gás natural, petróleo). Os sistemas de transmissão conectam as usinas geradoras aos centros de carga, através de linhas de transmissão de extra e ultra tensão que percorrem longas distâncias. A maior parte dos consumidores finais está conectada aos sistemas de distribuição, sendo as companhias distribuidoras são responsáveis por fornecer a energia elétrica às residências, empresas e outros tipos de consumidores. A distribuição ocorre por meio de redes de distribuição de média e baixa tensão, que são instaladas nas áreas urbanas e rurais.

Por muitos anos, o setor elétrico operou principalmente sob o modelo de geração centralizada, no qual grandes centrais de produção de energia elétrica, como usinas termelétricas e ou hidrelétricas, eram responsáveis por gerar a eletricidade. A energia elétrica era então transmitida por longas distâncias por intermédio de linhas de subtransmissão para alcançar os centros de carga, onde os consumidores estavam localizados. Nesse modelo tradicional utilizado na subtransmissão e distribuição, o fluxo de energia era predominantemente unidirecional, com a eletricidade fluindo das centrais geradoras para os consumidores finais. Os consumidores desempenhavam um papel passivo, limitando-se ao consumo da energia elétrica fornecida pelas companhias distribuidoras.

O crescente número de recursos de energia distribuídos (REDs) está desafiando a operação e o planejamento do sistema de distribuição (MARCHESAN *et al.*, 2021). Os REDs incluem tecnologias de geração distribuída (GD), sistemas de armazenamento de energia, veículos elétricos e cargas controláveis conectadas a sistemas de distribuição locais (CASTRO; GOUVÊA; MOSZKOWICZ, 2019). Com os REDs, os consumidores passam não só a consumir, mas também a produzir e armazenar energia, potencialmente levando a fluxos bidirecionais de potência em um sistema que não foi originalmente projetado para isso. Os desafios que surgem dessa topologia incluem sobrecarga nos ativos de rede (transformadores, isoladores, cabos, etc), problemas de tensão (FORCE, 2017)

e operação inadequada de sistemas de proteção (CONTI, 2009; YOUSAF; MUTTAQI; SUTANTO, 2021).

Uma solução possível para lidar com os desafios técnicos é impor limites firmes às exportações de RED ou reduzir a potência ativa, desperdiçando energia renovável ou limitando os níveis de penetração dos REDs (GIVISIEZ; PETROU; OCHOA, 2020). Essas abordagens podem ignorar a potencial flexibilidade que os REDs podem oferecer para suporte à rede, as quais podem resultar na redução de custos e minimização de perdas. Dessa forma, nos últimos anos, pesquisadores têm buscado encontrar soluções para superar essas barreiras e facilitar a integração dos REDs.

A proteção dos sistemas de distribuição é tradicionalmente baseada no monitoramento das correntes na subestação e na instalação de religadores e fusíveis nos ramais laterais (BLACKBURN; DOMIN, 2015). Com a proliferação de REDs, desafios relacionados à deterioração da sensibilidade da função de sobrecorrente existente têm sido relatados na literatura técnica (NORSHAHRANI *et al.*, 2017; YOUSAF; MUTTAQI; SUTANTO, 2022). Além disso, a coordenação religador-fusível ou fusível-fusível também pode ser afetada pela integração de REDs. Para superar esses desafios, novos esquemas de proteção foram propostos (YOUSAF; MUTTAQI; SUTANTO, 2021; ZHENG *et al.*, 2018; HE; RONG; LIU, 2020), mas escalabilidade e testes em sistemas de distribuição reais com diferentes tipos de REDs e topologias de rede ainda precisam ser investigados.

Nesse contexto, um sistema de proteção eficaz que possa lidar com a complexidade e dinâmica do sistema trazidas pelos REDs é essencial para garantir a confiabilidade nos sistemas de energia e para a integração bem-sucedida de energia renovável no sistema de distribuição. O crescimento do número de REDs inseridos no sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) faz com que as distribuidoras necessitem realizar estudos e avaliações para garantir que esses recursos sejam integrados de forma segura e confiável, mantendo os padrões mínimos de operação, qualidade, confiabilidade e segurança.

O crescimento no número de REDs tem imposto desafios ao gerenciamento e operação do sistema elétrico. Novas estratégias de planejamento, operação e controle estão sendo desenvolvidas para lidar com a natureza intermitente e descentralizada dos REDs. Isso inclui o desenvolvimento de sistemas avançados de monitoramento, controle e proteção, bem como a implementação de tecnologias de comunicação e gerenciamento de dados para permitir uma integração eficiente destes recursos ao sistema elétrico (BASAK *et al.*, 2012).

1.1 Trabalhos Correlatos

Embora uma GD de pequena capacidade individualmente possa ter um impacto limitado na rede de distribuição, a soma das contribuições de várias unidades pequenas ou de algumas unidades grandes pode resultar em alterações significativas no nível de

curto-circuito total do sistema. Essas alterações podem causar descoordenações entre os dispositivos de proteção existentes na rede de distribuição. Quando as correntes de curto-circuito são afetadas pelas contribuições das unidades de geração distribuída, os dispositivos de proteção podem não operar de maneira coordenada, resultando em desligamentos indevidos ou falhas em desligar equipamentos sob curtos-circuitos (PAPASPI-LIOTOPOULOS *et al.*, 2017).

Um dos impactos que as GDs podem trazer para a rede de distribuição é o aumento dos danos aos condutores da rede durante um curto-circuito, devido ao aumento do tempo de atuação do sistema de proteção (VIJITHA; SELVAN; RAJA, 2015). Em sistemas de distribuição convencionais, as proteções são projetadas para detectar e isolar rapidamente curtos-circuitos, a fim de minimizar os danos e garantir a segurança do sistema. No entanto, com a presença de GD, o tempo de atuação do sistema de proteção pode ser afetado devido às características específicas da unidade geradora e à perda de coordenação dos dispositivos de proteção.

Diversos estudos publicados na literatura têm identificado os impactos da conexão de geradores síncronos distribuídos nos sistemas de proteção. Vários aspectos das proteções do sistema de distribuição são analisados, como as proteções de distância, direcionalidade das proteções, seletividade, coordenação, religamento automático e mudança no nível de curto-circuito. Esses impactos podem causar atrasos ou a não atuação dos DPs (BARAN; EI-MARKABY, 2006; KOUMBA; CHÉRITI; DOUMBIA, 2015; TRUJILLO, 2017).

A abordagem proposta por Mitra, Vallem e Singh (2016) usa a metaheurística recozimento simulado (do inglês *Simulated Annealing*) para determinar a máxima inserção de GD permitida e a localização de diferentes tecnologias de GD para atingir os critérios de confiabilidade estipulados. O método é demonstrado em um sistema de teste padrão, e a aplicação do método como uma ferramenta de planejamento é ilustrada por meio de dois estudos de caso envolvendo a expansão ótima de um sistema de distribuição existente em uma microrrede, e a avaliação do impacto do projeto na estratégia de implantação.

A conexão de GDs pode trazer degradação da confiabilidade do sistema de proteção devido à descoordenação religador-fusível. Para evitar essa degradação da confiabilidade, Chaitusaney e Yokoyama (2008) propuseram um método para encontrar o valor limite da capacidade da GD, além do qual a coordenação religador-fusível é perdida. Equações matemáticas para dispositivos de proteção são usadas para definir as configurações de proteção e calcular o valor limite.

Na mesma linha, Girgis e Brahma (2001) analisou os efeitos da coordenação entre relés, religadores e chaves fusíveis principalmente em condições de fluxo reverso. Já em (NIMPITIWAN *et al.*, 2005), foram avaliados os limites com e sem restrição de GD e os impactos em relação ao custo operacional no SDEE, porém GDs conectadas através de conversores não foram abordadas. Já em (KOUMBA; CHÉRITI; DOUMBIA, 2015), a

coordenação dos dispositivos de proteção no SDEE com GDs utilizando fontes renováveis foi avaliada.

A influência do tipo GD afeta diretamente os níveis de curto-circuito. Em geral, as GDs conectadas via conversores eletrônicos de potência, como é o caso das instalações fotovoltaicas, não causam um aumento significativo nas correntes de curto-circuito. Os conversores eletrônicos de potência, presentes em sistemas de geração fotovoltaica e eólica, são equipados com controladores que regulam a potência e a corrente de saída desses geradores. Esses controladores são projetados para evitar altas correntes e limitar a injeção de corrente no sistema em caso de curto-circuito ou eventos anormais (KLING, 2007; GEIDL, 2005; RODRIGUES, 2021). A contribuição das GDs quando da ocorrência de curto-circuito depende do tipo de controle implementado nos conversores de potência. Pode-se ter diferentes estratégias de controle, como controle de tensão ou controle de corrente (MAHAT *et al.*, 2011).

As GDs conectadas através de conversores apresentam uma resposta dinâmica diferente das fontes de geração síncronas. A geração síncrona, como usinas térmicas a vapor ou hidrelétricas, possuem inércia eletromecânica devido à sua conexão direta com o sistema elétrico. Essa inércia permite que essas máquinas contribuam com uma quantidade significativa de corrente durante um curto-circuito.

Diversos trabalhos investigaram os impactos na proteção quando da conexão de GDs através de conversores. Em (BARAN; EI-MARKABY, 2006), foi proposto um método de análise de corrente de curto-circuito considerando GDs com inversores, onde foram simulados curtos-circuitos balanceados e desbalanceados. Em (WHEELER; ELSAMAHY; FARIED, 2018), um esquema para mitigar os efeitos da GD na infraestrutura de proteção de fusíveis-religadores existentes em redes de distribuição radiais foi proposto. Em (TRUJILLO, 2017), foram abordadas as características das correntes de curto-circuito de GDs síncronas, de indução, fotovoltaicas e gerador de indução duplamente alimentado, fornecendo modelos simplificados para considerar a contribuição nas correntes de CC. O trabalho considerou gerador de indução duplamente alimentado.

Makhzani *et al.* (2017) investigaram a operação de um relé de proteção de sobrecorrente em um sistema de distribuição. O trabalho investigou o comportamento do elemento de proteção de sobrecorrente instantânea de um relé usando um simulador tempo-real por meio de testes *hardware-in-the-loop*. Foi demonstrada a dessensibilização do relé na proteção de um alimentador de distribuição quando vários níveis de GDs foram inseridos SDEE.

Wang *et al.* (2021) estudaram os impactos de um alto nível de penetração de GD solar fotovoltaica em um alimentador de distribuição de 56 barras sob curto-circuito. As respostas ao curto-circuito do sistema de potência tanto no modo de controle de seguimento da rede do inversor fotovoltaico quanto no modo de controle de formação de rede

foram discutidas. O perfil da corrente de curto-circuito foi analisado em vários cenários, incluindo curtos-circuitos trifásicos e monofásicos, e em diferentes localizações dos PVs.

De acordo com Shih *et al.* (2017), o relé direcional de sobrecorrente também sofre degradação de desempenho na presença de GD. Neste trabalho é proposta a mitigação do impacto da GD na coordenação do relé direcional de sobrecorrente empregando o esquema de proteção adaptativa que utiliza uma metaheurística (algoritmo de evolução diferencial). Os impactos da GD antes e depois da aplicação do método são apresentados com base no sistema interconectado de 6 barras e IEEE 14 barras.

Recentemente, Yousaf, Muttaqi e Sutanto (2021) apresentaram uma metodologia para manter a seletividade de proteção entre diferentes DPs para evitar falsos alarmes e operação incorreta quando GDs estão conectadas à rede de distribuição. Ainda, este trabalho avaliou a deterioração da sensibilidade de dispositivos de sobrecorrente quando um número significativo de GDs é conectado.

A Tabela 1 apresenta a classificação dos trabalhos revisados conforme o tipo de geração distribuída utilizada e curto-circuito analisados.

Tabela 1 – Resumo da revisão bibliográfica.

Referência	Geração Distribuída ¹		Tipos de Curtos ²		
	GS	GF	3Ø	2Ø	1Ø
GIRGIS; BRAHMA, 2001	✓		✓		✓
NIMPITIWAN et al., 2005		✓	✓		✓
BARAN; EL-MARKABY, 2006	✓		✓	✓	✓
KOUMBA; CHÉRITI; DOUMBIA, 2015	✓		✓		
TRUJILLO, 2017	✓	✓	✓	✓	✓
SHIH et al., 2017		✓	✓	✓	✓
WHEELER; ELSAMAHY; FARIED, 2018		✓	✓		✓
YOUSAF; MUTTAQI; SUTANTO, 2021	✓	✓	✓		✓
WANG et al., 2021		✓			
RODRIGUES, 2021	✓	✓	✓		✓
Esta dissertação	✓	✓	✓	✓	✓

¹ Geração Síncrona (GS) e Geração Fotovoltaica (GF).

² Curtos trifásicos, bifásicos e fase-terra.

1.2 Objetivos

Este trabalho apresenta uma metodologia para investigar os impactos da conexão de GDs no desempenho da proteção dos dispositivos de proteção (DPs) de sobrecorrente. A partir da metodologia proposta, podem ser identificadas limitações e riscos impostos aos sistemas de proteção quando da integração em larga escala de GDs. Ainda, a metodolo-

gia tem potencial de aplicação em estudos de conexão de GDs onde se busca garantir a integridade da rede e minimizar os riscos no sistema de proteção em diferentes cenários operacionais.

Dentro do contexto descrito, o objetivo deste trabalho é contribuir nos seguintes aspectos:

- Avaliar a sensibilidade e seletividade do sistema de proteção: utilizando uma ferramenta de simulação, o objetivo é avaliar o SDEE e como se comporta o sistema de proteção diante da presença de GDs;
- Propor índices de avaliação da deterioração da sensibilidade da proteção: com base nos resultados obtidos nas simulações, serão propostos índices que permitam avaliar e quantificar a deterioração da sensibilidade da proteção do alimentador em sistemas com GDs;
- Analisar possíveis alterações no sistema de proteção existente: com base nos resultados obtidos a partir das simulações e na avaliação dos dispositivos de proteção, serão realizadas análises das possíveis alterações necessárias no sistema de proteção existente;
- Analisar alimentador com manobras temporárias: será avaliado a flexibilidade operativa da rede através de simulação se é possível manter os ajustes de proteção com inserção de GDs no SDEE.

Essas contribuições têm como objetivo melhorar o entendimento e a capacidade de avaliação do sistema de proteção em redes de distribuição com a presença de REDs. Isso permite tomar medidas adequadas para garantir a sensibilidade, seletividade e confiabilidade do sistema de proteção diante das alterações introduzidas pela inserção de GDs.

1.3 Organização dos capítulos

Este trabalho está organizado conforme segue:

- Capítulo 2 - Fundamentação Teórica: Este capítulo apresenta definições importantes sobre os equipamentos de proteção utilizados em sistemas elétricos de potência. São abordadas suas funções, coordenação, seletividade e sensibilidade da proteção na rede de distribuição;
- Capítulo 3 - Metodologia: Neste capítulo, é detalhada a metodologia utilizada para analisar a sensibilidade, coordenação e seletividade do sistema de proteção da distribuição. São descritos os procedimentos desde a modelagem da rede de distribuição

com a inserção de GD e os critérios utilizados para a avaliação;

- Capítulo 4 - Estudo de Caso: Este capítulo apresenta os dados dos alimentadores utilizados no trabalho. Também são apresentadas informações sobre a modelagem da rede de distribuição no *software ASPEN Oneliner*, incluindo a representação do sistema de proteção. Além disso, são descritos os testes de validação realizados no sistema;
- Capítulo 5 - Análise dos Resultados: Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos a partir das simulações. Esses resultados são analisados com base em definição dos critérios e limites operacionais estabelecidos, permitindo uma avaliação mais aprofundada do sistema de proteção;
- Capítulo 6 - Conclusão: O último capítulo do trabalho apresenta as considerações finais. São destacadas as principais contribuições do trabalho e são fornecidas sugestões para trabalhos futuros, visando a continuidade das pesquisas na área.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O sistema de proteção desempenha um papel fundamental na garantia da segurança e confiabilidade do sistema elétrico de potência (SEP). Ele é responsável por detectar e desconectar rapidamente o sistema ou partes dele quando ocorrem curtos-circuitos ou falhas em equipamentos que possam comprometer a operação segura do sistema (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

A atuação rápida das proteções é essencial para minimizar os riscos à população, evitando choques elétricos ou situações perigosas causadas por falhas no sistema. Além disso, as proteções também visam proteger os equipamentos e componentes do SEP, prevenindo danos causados por condições anormais de operação, como sobrecargas, sobretensões e curtos-circuitos. Dessa forma, as proteções têm a função de garantir a estabilidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica, mas também interrompendo rapidamente o fluxo de energia em situações de risco. A sua atuação eficiente contribui para a redução de acidentes, integridade dos equipamentos e a minimização de prejuízos causados por falhas no sistema elétrico de distribuição.

Este capítulo aborda os conceitos relacionados à sensibilidade, coordenação, seletividade e tipos de equipamentos utilizados para a proteção do SDEE, fornecendo um embasamento teórico para o desenvolvimento da metodologia e análise dos alimentadores estudados nos capítulos seguintes. Essa fundamentação teórica auxilia na compreensão dos princípios e as considerações necessárias para a análise e projeto de sistemas de proteção em sistemas de distribuição com geradores síncronos e geradores fotovoltaicos.

2.1 Sistema de Proteção

O sistema de proteção em um sistema elétrico de distribuição é composto por diversos elementos, como disjuntores, relés, religadores e fusíveis. Cada um desses componentes desempenha um papel importante na detecção e isolamento de curto-circuito no sistema elétrico, garantindo a segurança da rede, dos equipamentos, população e animais. Para garantir um bom funcionamento do sistema de proteção na distribuição de energia, é importante observar as seguintes considerações:

- (a) **Coordenação de proteção:** é essencial realizar uma coordenação adequada entre os dispositivos de proteção, como religadores, fusíveis e relés. O 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, permitindo o restabelecimento automático para curtos temporários e seletividade para curtos-circuitos permanentes (COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS, 2017).
- (b) **Seletividade:** a seletividade é fundamental para garantir que somente o dispositivo mais próximo do curto-circuito atue, isolando-a de forma seletiva. Isso evita desligamentos desnecessários e permite uma rápida localização e reparo da falha. A correta coordenação dos dispositivos de proteção é essencial para alcançar a seletividade adequada (COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ, 2016).
- (c) **Sensibilidade:** os dispositivos de proteção devem ser sensíveis o suficiente para detectar e responder curtos-circuitos no sistema elétrico. Eles devem ser capazes de atuar rapidamente para interromper a corrente de curto-circuito, proteger os equipamentos contra danos e não operar para condições indevidas. A sensibilidade correta dos dispositivos de proteção é essencial para uma resposta eficaz e segura.
- (d) **Proteção contra sobrecorrente:** a proteção contra sobrecorrente é fundamental para evitar danos causados por correntes excessivas. Os dispositivos de proteção devem ser capazes de detectar e interromper correntes de curto-circuito e sobrecargas para proteger os equipamentos e as linhas de distribuição. Isso envolve a seleção adequada de religadores, fusíveis, disjuntores e relés de sobrecorrente.
- (e) **Confiabilidade:** a confiabilidade adequada do sistema de proteção é essencial para evitar desligamentos indesejados, minimizar o tempo de interrupção do fornecimento de energia, proteger os equipamentos elétricos contra danos e garantir a segurança operacional e da população.

2.1.1 Disjuntor

Os disjuntores são dispositivos fundamentais em um sistema elétrico, onde são responsáveis por conduzir e interromper correntes elétricas sob diferentes condições de operação. Em condições normais de operação, os disjuntores atuam como um interruptor fechado, permitindo que a corrente elétrica flua pelo circuito sem interrupção. Isso é necessário para o fornecimento contínuo de energia aos dispositivos e equipamentos conectados ao sistema elétrico distribuído.

Em situações anormais ou de emergência, como curtos-circuitos ou sobrecargas, os disjuntores atuam para interromper a corrente elétrica de forma rápida e segura. Eles possuem mecanismos internos, como bobinas e molas, que permitem a abertura do circuito quando detectam uma condição anormal recebendo um sinal do relé. As principais

características que devem ser levadas em conta na especificação e escolha de um disjuntor são (MAMEDE FILHO., 2005; GIGUER., 1988; ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2006):

- Capacidade de ruptura: é a capacidade do disjuntor de interromper a corrente elétrica de forma segura e eficiente, sem causar danos aos contatos. Essa capacidade é determinada pelo nível de curto-circuito atual e futuro do sistema elétrico;
- Tensão nominal: é a tensão de referência para o projeto e construção do disjuntor. É importante garantir que o disjuntor seja adequado para a tensão máxima de operação do sistema, a fim de evitar falhas ou danos ao equipamento;
- Intensidade da corrente nominal: é o valor da corrente que o disjuntor pode suportar continuamente sem causar superaquecimento. Essa corrente é determinada com base nas características do circuito e dos dispositivos conectados a ele;
- Capacidade de fechamento: refere-se à capacidade do disjuntor de fechar o circuito de forma segura e controlada. É a corrente máxima que o disjuntor pode suportar no momento da manobra de fechamento do circuito;
- Contatos: os contatos são partes responsáveis por conduzir a corrente elétrica e interrompê-la quando necessário. A seção dos contatos é dimensionada de acordo com a intensidade da corrente nominal, garantindo que eles sejam capazes de conduzir a corrente de forma segura e eficiente.

2.1.2 Relés

Os relés destacam-se como componentes essenciais no sistema de proteção de energia, sendo amplamente utilizados em subestações. Eles monitoram constantemente as grandezas elétricas, como corrente, tensão e frequência, e comparam esses valores com as configurações pré-determinadas. Quando ocorre uma anomalia ou falha que esteja fora dos limites aceitáveis, os relés operam enviando um sinal de disparo para os disjuntores, desligando a parte afetada do sistema elétrico.

Ao longo dos anos, os relés de proteção passaram por um processo contínuo de evolução tecnológica. Inicialmente, surgiram os relés eletromecânicos, que eram compostos por bobinas e discos de indução. Esses relés eram capazes de detectar variações de corrente, tensão e outros parâmetros elétricos e, a partir dessas detecções, acionavam seus contatos para proteger o sistema elétrico. Com o avanço da eletrônica, os relés evoluíram para sua forma digital. Os relés digitais são equipados com microprocessadores e componentes eletrônicos avançados, o que permite uma maior flexibilidade e precisão em suas diversas funções de proteção no mesmo equipamento.

Apesar das diferenças tecnológicas, a essência do funcionamento dos relés de proteção permanece a mesma. Cada relé possui características técnicas específicas que o definem e o capacitam a desempenhar suas funções de proteção nos esquemas de proteção (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011). Para o funcionamento do relé de proteção, são recebidas as informações de corrente e tensão provenientes de equipamentos de medição, como transformadores de corrente (TCs) e transformadores de potencial (TPs), instalados no sistema elétrico. Esses equipamentos de medição fornecem ao relé os sinais necessários para que ele possa monitorar as grandezas elétricas e tomar decisões de proteção adequadas.

O relé processa os dados de corrente e tensão recebidos e os compara com os valores de referência estabelecidos para as diferentes funções de proteção. Ao verificar que determinada função de proteção foi sensibilizada e que o distúrbio ocorreu dentro da zona de proteção atribuída ao relé, ele emite um sinal de comando de *trip* (abertura) para o disjuntor correspondente. Essa ação de *trip* desencadeia a desconexão do circuito protegido pelo disjuntor, interrompendo a corrente elétrica e isolando o trecho defeituoso.

A tabela ANSI, criada pelo *American National Standards Institute*, é uma referência importante para a padronização dos códigos das funções de proteção no sistema elétrico de potência. Essa tabela utiliza números sequenciais e letras para identificar e categorizar as diferentes proteções existentes. A Tabela ANSI pode ser consultada no Apêndice A.

2.1.3 Religadores

Os religadores são dispositivos utilizados na rede de distribuição que têm a função de detectar e isolar falhas temporárias, como curtos-circuitos momentâneos ou sobrecargas. Eles atuam de forma automática, tentando restabelecer a alimentação após uma série de pequenas interrupções e religamentos antes de disparar o sinal de abertura definitiva caso o curto-circuito persista. Os religadores contribuem para melhorar a confiabilidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

Os religadores automáticos são equipamentos de proteção contra sobrecorrente que desempenham a função de interromper a corrente elétrica de um circuito de forma repetitiva, por meio de operações de abertura e fechamento (MAMEDE FILHO., 2005). Esses dispositivos são utilizados principalmente em sistemas de distribuição de energia elétrica, onde são responsáveis por detectar curtos-circuitos temporários ou transitórios, como curtos-circuitos momentâneos ou sobrecargas momentâneas, e tentar restabelecer o fornecimento de energia automaticamente.

Os religadores automáticos possuem vantagens em relação às chaves fusíveis devido à forma como eles respondem a falhas no sistema elétrico. Após a atuação da chave fusível, é necessário realizar uma troca manual do elo fusível danificado para restaurar o fornecimento de energia elétrica. Isso pode resultar em interrupções prolongadas do sistema. Por outro lado, os religadores automáticos possuem a capacidade de realizar o

religamento automático após uma falha temporária. Após detectar uma falha, o religador abre o circuito para isolar a falha e, em seguida, fecha novamente o circuito após um curto período de tempo, tentando restabelecer o fornecimento de energia. Se a falha for transitória, o religador pode ser capaz de restaurar o fornecimento de energia sem a necessidade de intervenção manual.

A capacidade de religamento automático dos religadores ajuda a reduzir a duração das interrupções no sistema elétrico, uma vez que muitos curto-circuitos são transitórios e podem ser resolvidos automaticamente. Isso resulta em uma melhoria na disponibilidade e confiabilidade do fornecimento de energia. Dessa forma, as concessionárias de energia elétrica têm buscado cada vez mais a utilização de religadores automáticos em substituição às chaves fusíveis. Isso contribui para a redução do tempo de interrupção do sistema e para um restabelecimento mais rápido do fornecimento de energia após falhas temporárias.

Os religadores microprocessados têm recursos e funções de proteção mais avançados em comparação aos modelos antigos com acionamento hidráulicos ou eletrônicos. Além das funções básicas de proteção contra sobrecorrente, eles podem oferecer recursos como gravação de registros de operações, oscilografias e monitoramento das características da rede elétrica. Esses recursos permitem que engenheiros de proteção, bem como equipes de operação, manutenção e planejamento do sistema elétrico, tenham acesso a informações detalhadas sobre o desempenho da rede (RODRIGUES, 2021).

Os religadores possuem a capacidade de realizar uma sequência de religamentos em caso de curto-circuito temporário, com a possibilidade de utilizar curvas de operação diferentes para cada religamento. Essa estratégia é adotada para evitar que o fusível seja queimado desnecessariamente em caso de faltas transitórias. Geralmente, na primeira operação da sequência, é utilizada uma curva de operação rápida, com um tempo de operação curto. Isso permite que o religador atue rapidamente em caso de curto-circuito temporário, tentando restabelecer o fornecimento de energia sem a necessidade de intervenção manual. Essa estratégia de utilizar curvas de operação diferentes ao longo da sequência de religamentos é conhecida como *fuse saving* (salva fusível). Ela contribui para evitar que o fusível seja queimado por falhas transitórias, preservando-o para falhas permanentes que exigem intervenção manual (RODRIGUES, 2021).

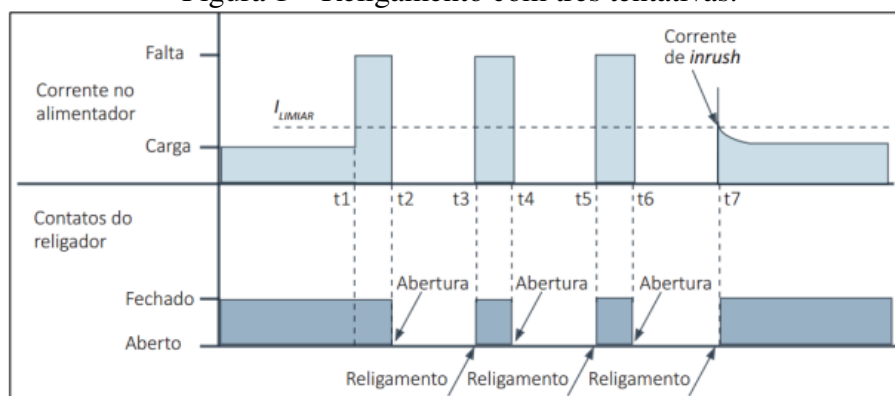
Nas operações de religamento, é comum utilizar uma curva de operação mais lenta, com um tempo de operação mais longo. Isso ocorre porque curto-circuitos temporários são mais propensos a serem resolvidos após um breve intervalo de tempo. Dessa forma, ao utilizar uma curva de operação mais lenta nas operações subsequentes, o religador proporciona mais tempo para seletividade e não provocar a queima de fusíveis antes de atuar novamente (RODRIGUES, 2021).

As curvas rápidas e lentas podem ser combinadas em diferentes sequências de operações em um religador de quatro ou mais operações. Essas combinações podem variar

de acordo com a estratégia adotada pela concessionária e as necessidades específicas do sistema elétrico. Algumas das possíveis combinações são: três rápidas e uma lenta; uma rápida e três lentas; duas rápidas e duas lentas; todas rápidas e todas lentas. Essas são apenas algumas das possíveis combinações de sequências de operações usando curvas rápidas e lentas em um religador de quatro operações(RODRIGUES, 2021).

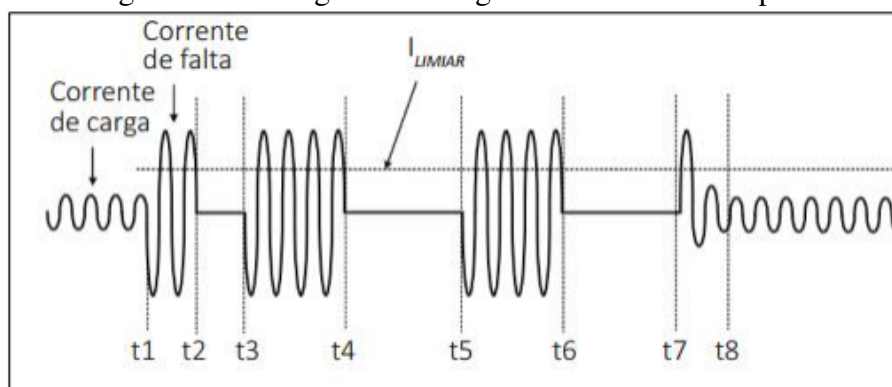
Na Figura 1 é possível observar a sequência de operação considerando defeito transitório e com religamento bem sucedido na terceira tentativa para uma configuração com apenas curvas lentas. A Figura 2 ilustra a oscilografia de religamento com curva rápida, onde é utilizado um tempo mais curto na primeira tentativa de religamento comparado às demais tentativas (MORAIS, 2021).

Figura 1 – Religamento com três tentativas.



Fonte: FRAZÃO, 2019.

Figura 2 – Oscilografia de religamento com curva rápida.

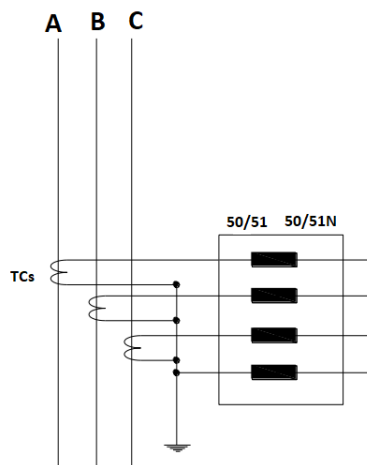


Fonte: FRAZÃO, 2019.

2.1.4 Proteção de Sobrecorrente

A função de proteção de sobrecorrente (ANSI 50/51) detecta correntes excessivas em um circuito e atua para interromper o fluxo de corrente quando necessário. Pode ser aplicada tanto para proteção de curto-circuito (proteção de sobrecorrente instantânea - F50) como para proteção de sobrecarga e curto-circuito (proteção de sobrecorrente temporizada- F51) (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

Figura 3 – Diagrama funcional de proteção de sobrecorrente.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

As sobrecorrentes são eventos comuns e representam um dos principais desafios para a segurança e vida útil dos componentes elétricos nos sistemas elétricos. Sobrecorrentes podem ser causadas por sobrecargas, que são correntes acima da capacidade nominal dos equipamentos, ou por curtos-circuitos, que são distúrbios que resultam em uma corrente de alto valor circulando no sistema (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

O princípio de funcionamento de sobrecorrente é simples. Quando a corrente medida em um sistema elétrico excede um valor pré-ajustado, o relé é acionado para proteger o elemento protegido. A atuação do relé de sobrecorrente é baseada na relação entre tempo e corrente. Essa relação é utilizada para determinar o tempo necessário para que o relé atue e mande um comando de acionamento para que o disjuntor desligue o circuito em situações de sobrecorrente. A Figura 3 detalha o diagrama funcional das proteções 50/51.

Na função de sobrecorrente temporizada (51), é definida uma corrente de partida, também conhecida como corrente de *pickup*. Essa corrente de *pickup* é o valor mínimo de corrente necessário para sensibilizar o relé e iniciar o processo de temporização. Além disso, a curva de atuação do relé está relacionada a um tempo de atuação correspondente ao valor de corrente medido pelo transformador de corrente (TC) ou sensor de corrente. Os fabricantes de relés geralmente fornecem manuais que incluem curvas de atuação com os tempos correspondentes em relação a múltiplos da corrente de *pickup* (MORAIS, 2021).

Essas informações são apresentadas em um gráfico chamado coordenograma. O coordenograma é plotado em uma escala logarítmica, o que permite uma representação mais clara e compacta das diferentes curvas de atuação em relação aos múltiplos da corrente de *pickup*. As curvas características na norma IEC (*International Electrotechnical Commission*) em relação ao tempo de atuação e a inclinação podem ser visualizadas em (MORAIS, 2021).

Na função 50, é definido um valor de corrente de *pickup*, que é o valor mínimo necessário para ativar a proteção instantânea. Assim, sempre que a corrente medida ultrapassar

esse valor de *pickup*, o relé será acionado instantaneamente para proteger o elemento protegido. Nessa função, não há uma variação no tempo de atuação com base na magnitude da corrente medida. O relé é projetado para responder imediatamente assim que a corrente medida exceder o valor de *pickup*.

2.1.5 Proteção de Subtensão e Sobretensão

A proteção de subtensão, também conhecida como função 27, é projetada para atuar em eventos em que a tensão do sistema elétrico seja inferior a um limite estabelecido como a faixa adequada de operação. O afundamento de tensão, ou queda de tensão, pode ocorrer por várias razões, incluindo a partida de cargas pesadas, a perda de bancos de capacitores, a comutação incorreta de TAPs em transformadores, curtos-circuitos ou outros eventos que afetem a qualidade da tensão.

A proteção de subtensão (função 27) é essencial para evitar danos a equipamentos, como motores e geradores sensíveis e que possam ser prejudicados por uma tensão abaixo do limite de operação adequado. Além disso, a detecção e a resposta rápida a eventos de subtensão também são importantes para manter a estabilidade e a confiabilidade do sistema elétrico como um todo.

A proteção de sobretensão, também conhecida como função 59, é projetada para proteger um determinado elemento contra tensões elevadas no sistema elétrico. A proteção de sobretensão atua quando a tensão medida no secundário dos TPs excede o valor ajustado previamente. Esse valor ajustado é definido como um limite máximo de tensão para o funcionamento seguro do elemento protegido.

Sobretensões no SEP podem ser originadas por diferentes causas, como descargas atmosféricas, chaveamentos (como a abertura ou fechamento de disjuntores) e curtos-circuitos. Essas situações podem resultar em picos de tensão que podem ser prejudiciais para os equipamentos e elementos do sistema. Na função 59, quando detectada uma tensão acima do valor ajustado, a proteção atua conforme o tempo estabelecido. Essa atuação pode incluir o desligamento do elemento protegido, a ativação de alarmes ou outras ações de proteção, dependendo da configuração específica projetada.

2.1.6 Chave fusível

As chaves fusíveis são dispositivos de proteção amplamente utilizados em sistemas de distribuição de energia elétrica, tanto em zonas urbanas quanto em áreas rurais. As chaves fusíveis são compostas por um elo fusível que é projetado para se romper quando a corrente elétrica excede um valor pré-determinado (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011). Essa atuação ocorre de forma rápida e eficiente, interrompendo o fluxo de corrente e protegendo a rede elétrica contra sobrecargas e curtos-circuitos.

Uma das vantagens das chaves fusíveis é o seu baixo custo em relação a outros dispositivos de proteção, como os disjuntores e os religadores. Isso torna as chaves fusíveis

uma opção econômica para as concessionárias para a proteção de sistemas de distribuição, especialmente em áreas rurais, urbanas ou em redes elétricas menos complexas.

É importante destacar que as chaves fusíveis têm algumas limitações. Elas exigem a substituição manual do elo fusível após uma atuação, o que pode resultar em um tempo de interrupção mais longo para o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Além disso, as chaves fusíveis simples não possuem a capacidade de religamento automático. O que pode ser utilizado como um equipamento econômico para as distribuidoras são as chaves fusíveis repetidoras que possuem religamento automático.

Os elos fusíveis são projetados e classificados com base na relação entre tempo e corrente. Os tipos de elos fusíveis disponíveis usualmente aplicados são (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, Dezembro, 1989; MORAIS, 2021):

- Tipo H: esses fusíveis são conhecidos como fusíveis de alto surto e possuem um tempo de atuação lento. Eles são frequentemente utilizados para a proteção de transformadores de distribuição, que exigem um tempo de atuação maior para lidar com altos picos de corrente durante a partida ou falhas;
- Tipo K: os fusíveis do tipo K apresentam um tempo de atuação mais rápido em comparação com os fusíveis do tipo H. Eles são amplamente aplicados em ramais de alimentadores de distribuição, em transformadores acima de 13,8 kV e proteção de banco de capacitores, onde é necessário um tempo de atuação mais rápido para proteger o sistema contra falhas;
- Tipo T: os fusíveis do tipo T têm um tempo de atuação lento. Eles são usados em aplicações específicas, onde é necessário um tempo de atuação mais longo, como em alguns circuitos de proteção de distribuição.

Segundo Mamede Filho e Mamede (2011), é recomendado que a capacidade do elo fusível seja igual ou superior a 150% da corrente máxima de carga prevista em um projeto de instalação da chave fusível. Essa relação entre a corrente nominal do elo fusível e a corrente máxima de carga é importante para garantir a proteção adequada do sistema elétrico.

Um critério importante a ser considerado na seleção de elos fusíveis é a segurança em relação à corrente de curto-circuito fase-terra mínima no final do trecho protegido pelo fusível. Ao analisar a segurança, é comum realizar o cálculo da corrente de curto-circuito fase-terra mínima considerando uma impedância de curto-circuito específica de 40 ohms como impedância de curto-circuito (DAGENHART, 1999). A corrente nominal do elo I_e pode ser determinada através da expressão:

$$K \cdot I_{nom} \leq I_e \leq \frac{1}{4} \cdot I_{cc\ 1\phi-min}, \quad (1)$$

onde I_{nom} é a corrente nominal do trecho, $\frac{1}{4}$ é o fator de segurança, $I_{cc\ 1\phi-min}$ é a corrente de curto-circuito mínimo no final do trecho protegido para um curto-circuito fase-terra. K é o fator de crescimento de carga.

2.2 Coordenação e Seletividade da Proteção

Sabendo da importância da proteção dentro de um sistema elétrico, onde existem uma grande quantidade de dispositivos de proteção dentro de um mesmo alimentador, tem o objetivo de diminuir a área afetada por um determinado curto-circuito. Para se ter uma correta aplicabilidade desses dispositivos há dependência das características físicas dos mesmos, como, a capacidade de interrupção, comunicação, tempo de atuação. Outro item fundamental são os ajustes desses equipamentos, que tem a função de eliminar curto-circuitos e minimizar danos a rede de distribuição (IEEE, 2001).

A seletividade refere-se a sensibilidade do nível de corrente para sua atuação. Para garantir a seletividade, é necessário estabelecer um intervalo de atuação entre as curvas de operação dos equipamentos de proteção, de modo que, em caso de defeito na rede de distribuição, apenas o equipamento mais próximo do defeito atue, isolando o trecho afetado. Isso ajuda a reduzir o tempo de interrupção do fornecimento de energia, limitar os danos causados pela falha e facilitar a identificação da causa raiz do problema (BOASKI *et al.*, 2018).

Os ajustes dos DPs se relacionam com a sensibilidade ao nível de corrente e a sequência de operação desses dispositivos. Para realizar estes ajustes no sistema de distribuição, devem ser observados fatores como: corrente de carga, níveis de curtos-circuitos mínimos e máximos, tipos de dispositivos, ajustes desses DP, restrições operacionais, entre outros. Devido a complexidade da rede de distribuição sendo que muitos dos DPs estão em serie, de modo que com a operação indevida de um equipamento, ocorre a desenergização de consumidores, os quais não deveriam ter sido afetados por esse curto-circuito, influenciando diretamente os indicadores de continuidade da distribuidora (COMASSETTO *et al.*, 2008).

Ao aplicar a filosofia de proteção seletiva, é necessário analisar e ajustar as curvas de operação dos equipamentos de proteção, como disjuntores, religadores ou fusíveis, de acordo com as características do sistema elétrico e os requisitos de seletividade. Isso envolve a coordenação dos tempos de atuação e as correntes de disparo dos equipamentos de proteção, de modo que haja uma sequência lógica e eficiente de atuação em caso de falha (LINO *et al.*, 2007).

Para o bom desempenho da proteção no SDE inicialmente é necessário sensibilizar os DPs frente a níveis de corrente que estes devem atuar ou não. No entanto, deve ser observada a sequência de operação desses equipamentos. Existem três níveis principais de atuação: proteção principal, proteção de retaguarda e proteção auxiliar. Cada um

desses níveis desempenha funções específicas na detecção e resposta a anormalidades no sistema elétrico (LINO *et al.*, 2007; BOASKI *et al.*, 2018):

- **Proteção principal:** é o primeiro nível de atuação em caso de ocorrência de um curto-circuito dentro da zona protegida. É responsável por identificar e isolar o defeito de maneira rápida e eficiente, minimizando o impacto no sistema elétrico;
- **Proteção de retaguarda:** atua quando ocorre um curto-circuito na proteção principal. Se a proteção principal falhar em detectar ou isolar um curto-circuito, a proteção de retaguarda entra em ação para realizar a detecção e ação corretiva.
- **Proteção auxiliar:** desempenha funções complementares à proteção principal e de retaguarda. Ela inclui dispositivos responsáveis por sinalizar alarmes, enviar sinais de aviso, temporizar ações ou fornecer funções de supervisão. Essa proteção auxiliar pode incluir relés de supervisão, dispositivos de comunicação e sistemas de controle.

A coordenação entre esses três níveis é essencial para garantir um funcionamento eficiente e seguro do sistema de proteção. A sequência pré-definida de atuação dos equipamentos de proteção permite que o curto-circuito seja detectado e isolado na ordem correta, evitando interrupções desnecessárias no sistema elétrico e minimizando os danos causados por falhas (LINO *et al.*, 2007).

Em um sistema sem coordenação seletiva, a falta de um dispositivo capaz de eliminar um curto-circuito antes que outros dispositivos sejam abertos pode levar à interrupção do fornecimento para cargas não afetadas pela anomalia. Quando ocorre um curto-circuito em um sistema elétrico, é desejável que apenas o dispositivo de proteção mais próximo do ponto em que houve o curto-circuito atue para isolar o trecho afetado (COTOSCK, 2007).

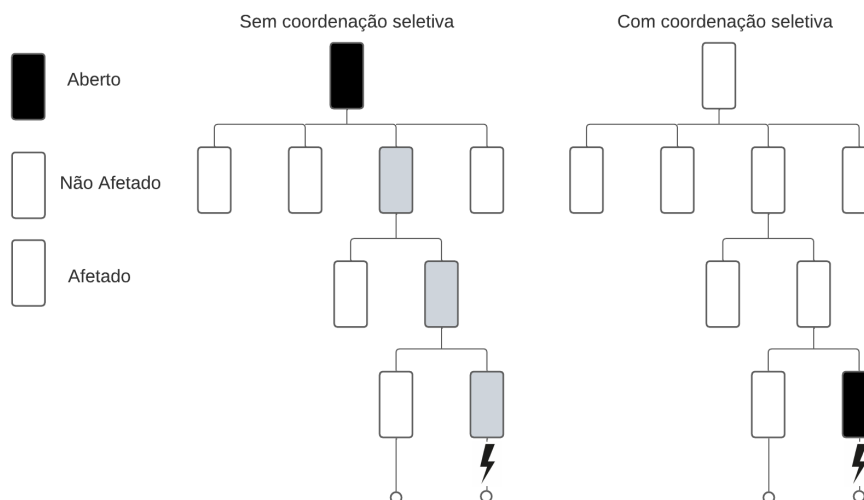
A Figura 4 apresenta o mesmo sistema com duas condições: uma com sistema sem coordenação seletiva e o outro com coordenação seletiva.

A análise e configuração adequadas dos tempos de atuação, correntes de disparo e curvas de operação dos dispositivos de proteção são essenciais para alcançar uma coordenação seletiva eficiente. Isso pode ser feito por meio de estudos de coordenação, simulações computacionais e ajustes adequados nos dispositivos de proteção. Ainda, a coordenação seletiva é uma prática importante para garantir um fornecimento de energia confiável e minimizar as interrupções desnecessárias em um sistema elétrico. É uma parte fundamental do projeto e operação dos sistemas de proteção, especialmente em redes elétricas complexas e com cargas críticas.

2.3 Sensibilidade da Proteção

A sensibilidade da proteção nas redes de distribuição de energia é um aspecto fundamental para garantir a detecção precisa e rápida de falhas e ações de proteção adequadas.

Figura 4 – Comparação entre dois sistemas: com e sem coordenação seletiva.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A sensibilidade refere-se à capacidade do sistema de proteção de responder de forma precisa e eficiente a uma condição anormal, como um curto-circuito ou uma sobrecorrente, e tomar a ação necessária para isolar o defeito (WALLING *et al.*, 2008).

À medida que a penetração de REDs aumenta em um alimentador de distribuição, a contribuição dos REDs para as correntes de curto-circuito pode tornar mais difícil para os relés convencionais dos alimentadores detectarem. A proteção de alimentadores de distribuição é tradicionalmente baseada na função de sobrecorrente. Os dispositivos são configurados para detectar uma certa corrente mínima de curto-circuito, que normalmente inclui as extremidades do alimentador com alguma margem. À medida que mais REDs são instalados no alimentador, a confiabilidade desse sistema pode ficar comprometida e partes do alimentador podem ficar descobertos pelo sistema de proteção existente. Geralmente a solução é adicionar outro equipamento (por exemplo, um religador de linha) no circuito para estender a zona de proteção (WALLING *et al.*, 2008; TRUJILLO, 2017).

A conexão de GDs em alimentadores de distribuição pode resultar em fluxo de potência bidirecional em um sistema que não foi originalmente projetado para isso. Possíveis consequências para o sistema de proteção são disparos falsos, sub/sobrealcance dos relés e perda de coordenação entre os relés primário e de backup e a falta de sensibilidade em determinados pontos da rede de distribuição. Várias soluções foram propostas para mitigar o impacto da penetração da GD nas redes de subtransmissão e distribuição, como:

- desconexão das GDs imediatamente após a detecção de curto-circuito;
- limitação da capacidade instalada das GDs;
- modificação do sistema de proteção com instalação de mais religadores para seccionalização da rede;

- instalação de limitadores de corrente de curto-circuito (LCF) para preservar/restaurar as configurações originais do relé;
- controle de corrente de curto por circuito de descarga de campo baseado em chave de estado sólido para GDs síncronas (YAZDANPANAHI; XU; LI, 2014).

Embora esses métodos possam mitigar adequadamente os impactos negativos da penetração de GDs no desempenho dos relés de proteção, eles também sofrem várias limitações. Desconectar grandes GDs imediatamente após a detecção da falta pode levar a quedas de tensão, pois a contribuição da potência reativa das GDs será eliminada. Além disso, a maioria dos curtos-circuitos são temporários, portanto, a desconexão das GDs não é economicamente interessante. Além disso, problemas de estabilidade podem ocorrer se houver alta penetração de GDs na rede (SHIH *et al.*, 2017).

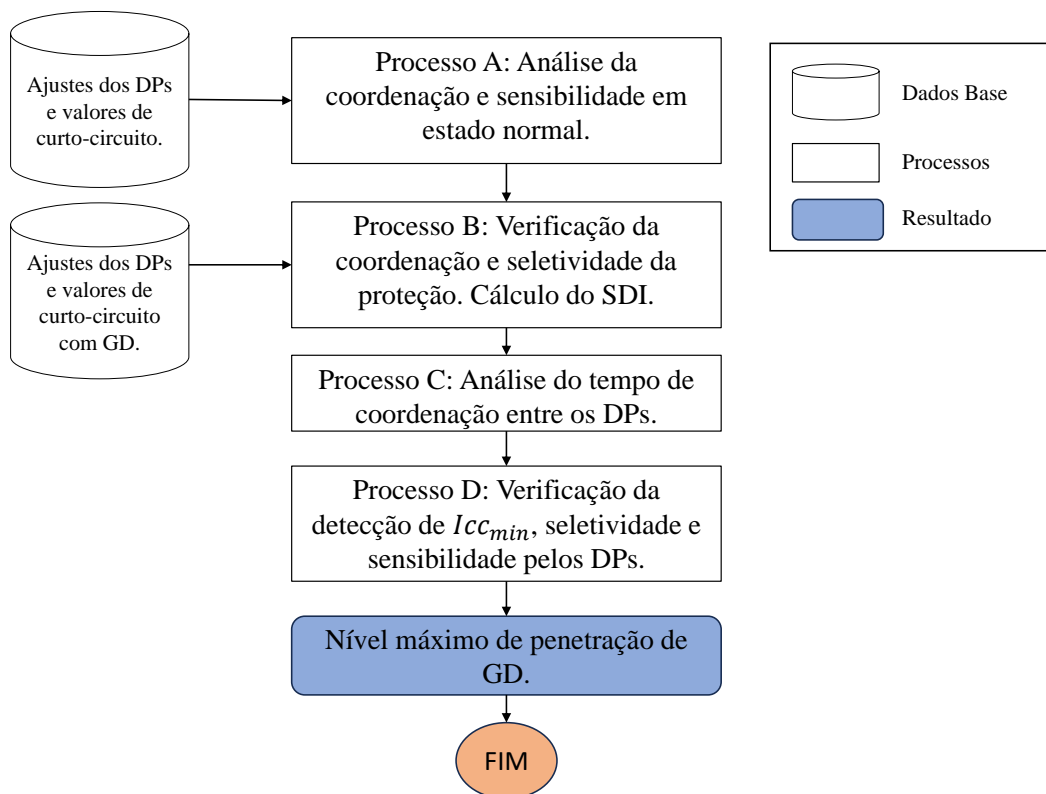
3 METODOLOGIA

A metodologia adotada neste trabalho envolve (a) o projeto do sistema de proteção do alimentador levando em consideração relés, religadores e fusíveis, (b) a análise das correntes de curto-circuito e da sensibilidade do sistema de proteção frente a diferentes tipos de curtos-circuitos e cenários de inserção de GDs, e (c) a avaliação do limite de penetração de GDs que compromete a confiabilidade do sistema de proteção existente. A Figura 5 apresenta o diagrama ilustrativo da metodologia proposta neste trabalho. Os seguintes processos são utilizados:

- (i) Processo A: tem como objetivo utilizar as informações da rede de distribuição e os ajustes de proteção existentes e verificar os critérios de proteção: coordenação, seletividade e sensibilidade em situação normal de operação;
- (ii) Processo B: considerando o sistema com GD, verifica a coordenação e seletividade da proteção e calcula o SDI;
- (iii) Processo C: é realizada a análise dos tempos de coordenação entre os DPs considerando a variação da inserção de GD;
- (iv) Processo D: onde são salvas as informações obtidas dos critérios de proteção e avaliado se os DPs podem detectar a $I_{cc_{min}}$ e se há seletividade;
- (v) Resultado: é obtido o nível máximo de penetração de GD que não compromete a confiabilidade do sistema de proteção do alimentador em regime normal de operação e manobra de contingência.

As seções seguintes detalham o equacionamento utilizado na avaliação da sensibilidade dos DPs, os critérios considerados para garantir um bom funcionamento do sistema de proteção, e os aspectos considerados na especificação dos eventos analisados.

Figura 5 – Diagrama da metodologia.



Fonte: Elaborado pelo autor

3.1 Avaliação da Sensibilidade do Dispositivo de Proteção

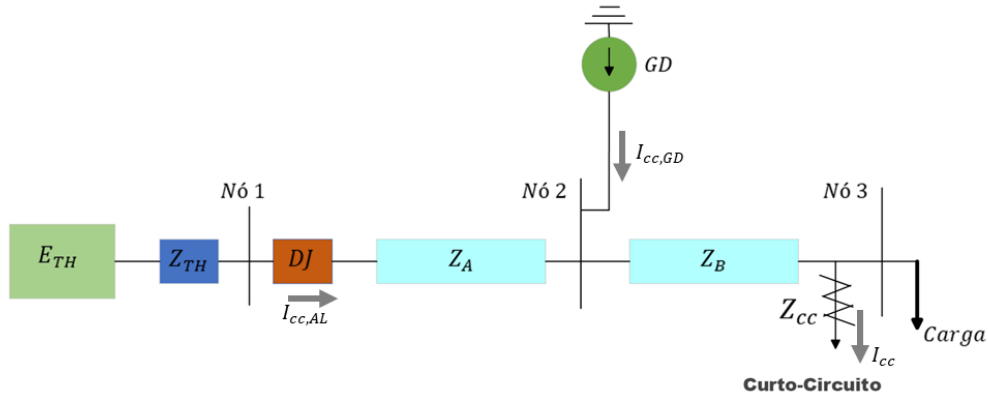
A degradação da sensibilidade do relé de sobrecorrente no alimentador principal devido à conexão de GDs pode causar sérios riscos à proteção. A redução significativa na corrente de curto-circuito detectada por esses dispositivos pode atrasar substancialmente o tempo de operação da proteção ou levar à não atuação, o que traz riscos para a rede de distribuição, população e animais.

Inicialmente foi realizado um teste que consiste em aplicar uma simulação com curto-circuito em um SD simplificado. A partir deste teste, foram observados a resposta e o comportamento da proteção do do relé do alimentador com um curto-circuito no final da rede de distribuição e próximo à subestação (SE).

A Figura 6 ilustra uma rede de distribuição composta por três nós, onde uma GD está conectada ao nó 2 e um curto-circuito ocorre no nó 3. A impedância equivalente do sistema ao qual o alimentador está conectada é representada por Z_{TH} , enquanto que as impedâncias dos trechos entre os nós 1-2 e 2-3 são definidas por Z_A e Z_B , respectivamente.

Na ausência de GD, a corrente de curto-circuito vista pelo disjuntor principal ($I_{cc,AL}$) para um curto-circuito trifásico no ponto F com impedância de curto-circuito de Z_{cc} e não considerando corrente de carga, é dada por:

Figura 6 – Rede de distribuição sob curto-circuito.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

$$I_{cc,AL} = \frac{E_{TH}}{Z_{TH} + Z_A + Z_B + Z_{cc}}, \quad (2)$$

onde E_{TH} representa a fonte de tensão do equivalente de Thevenin visto da subestação, e Z_{TH} representa a impedância equivalente de Thevenin vista da subestação.

Na presença de GD no nó 2, a corrente de curto-circuito vista pelo disjuntor pode ser calculada por:

$$I_{cc,AL} = \frac{E_{TH} - I_{cc,GD}(Z_B + Z_{cc})}{Z_{TH} + Z_A + Z_B + Z_{cc}}, \quad (3)$$

onde I_{GD} representa a contribuição de corrente da GD inserida no nó 2.

Definindo $Z_{composto}$ como a soma de todas as impedâncias do sistema sem GD, tem-se que:

$$Z_{composto} = Z_{TH} + Z_A + Z_B. \quad (4)$$

A partir de (3) e (4), a corrente de curto-circuito $I_{cc,AL}$ pode ser reescrita como:

$$I_{cc,AL} = \frac{1}{\left(\frac{Z_{composto}}{1+\gamma}\right) + Z_{cc}}, \quad (5)$$

onde:

$$\gamma = \frac{Z_{composto}}{Z_{GD}}. \quad (6)$$

A partir da análise do sistema apresentado na Figura 6, a corrente de curto-circuito vista pelo AL (réle) pode ser obtida para um curto-circuito no nó da GD conforme:

$$I_{cc,AL} = \frac{1}{Z_{composto} \left[1 + \left(\frac{Z_F}{Z_{composto}}\right) (1 + \gamma)\right]}. \quad (7)$$

Ainda, considerando o sistema da Figura 6 sem a presença de GD, a corrente vista pelo DJ pode ser obtida conforme segue:

$$I_{cc,AL} = \frac{1}{Z_{composto} \left(1 + \frac{Z_{cc}}{Z_{composto}}\right)}. \quad (8)$$

As expressões (7) e (8) podem ser usadas para encontrar as correntes de curto-circuito vistas pelo DJ com e sem GD (YOUSAF; MUTTAQI; SUTANTO, 2021).

O índice de deterioração de sensibilidade de corrente (*SDI*) mostra as mudanças no nível de corrente de curto-circuito antes e depois da integração da GD experimentada pelos DPs de sobrecorrente existentes. Esse índice auxilia na indicação de pontos de inserção de GDs e prováveis necessidades de revisão ou melhoria nos DPs para diferentes cenários e pode ser obtido através da seguinte equação:

$$SDI = \frac{I_{cc}^{Com GD}}{I_{cc}^{Sem GD}}, \quad (9)$$

onde:

$I_{cc}^{Com GD}$ é a corrente de curto-circuito vista por um DP na presença de GD;

$I_{cc}^{Sem GD}$ é a corrente de curto-circuito experimentada pelo mesmo DP antes da integração do GD para eventos de curtos-circuitos semelhantes.

3.2 Sistema de Proteção

O acesso de centrais geradoras em sistemas de distribuição segue as recomendações de procedimentos estabelecidos pelos órgãos reguladores, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no Brasil, e pelas distribuidoras de energia. Essas recomendações têm o objetivo de garantir a segurança, confiabilidade e eficiência do sistema elétrico. Na Tabela 2, são detalhadas as funções de proteção necessárias para conexão de geração no sistema de distribuição indicados pela Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL). A norma *GED 15.303 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica* estabelece as funções obrigatórias com base em sua potência instalada para novas instalações ou alteração de centrais geradoras existentes ao SDEE da concessionária.

No projeto do sistema de proteção para contemplar a inserção de centrais geradoras no SDEE, é de extrema importância um dispositivo de proteção que possua as funções de sobrecorrente de fase e de neutro. Essas proteções são essenciais para detectar e interromper correntes excessivas que possam ocorrer tanto nas proximidades da geração quanto na saída do alimentador.

Para calcular os ajustes de corrente e tempo de acionamento, são levados em consideração vários fatores, como o carregamento do alimentador, os condutores e sua capacidade

Tabela 2 – Tabela de conjunto mínimos das funcionalidades de proteção.

PROTEÇÃO	Código ANSI	Potência Instalada (P), em kW		
		$P \leq 75$	$75 < P \leq 500$	$500 < P \leq 5000$
Sub e Sobretensão	27/59	X	X	X
Sub e Sobrefrequência	81 U/O	X	X	X
Desequilíbrio de corrente	46	-	-	X
Desbalanço de tensão	47	-	-	X
Sobrecorrente direcional	67	-	X	X
Sobrecorrente c/ restrição de tensão	50V/51V	-	-	X
Sincronismo	25	X	X	X
Anti-ilhamento	-	X	X	X
Sobrecorrente	50/51	-	X	X
Sobrecorrente de neutro	50N/51N/51G	-	X	X
Sobretensão de neutro	59N	-	X	X
Direcional de potência	32	-	X	X
Medição de ângulo de fase	78	-	X	X
Taxa de variação de frequência	81 df/dt	-	X	X

nominal, a potência nominal das unidades geradoras, curva de danos de transformadores e capacidade das GDs. Esses cálculos ajudam a determinar os valores adequados para os ajustes dos relés e dispositivos de proteção, de forma a garantir a coordenação correta entre eles.

Os relés, que estão sendo implementados atualmente oferecem diversas curvas de operação, possibilitando ao projetista escolher o melhor critério para as necessidades encontradas na definição de ajustes de proteção. Para determinar o tempo de atuação do relé para a função de sobrecorrente são utilizados os valores base encontrados nas normas IEEE e IEC, detalhados nos documentos IEC-60.255 (IEC, 1991) e IEEE C37.112-1996 (IEEE, 1996). Dessa forma, o tempo de atuação pode ser determinado a partir de:

$$T_{relé} = DT \left[\frac{K}{(M_I)^\alpha - \beta} + L \right], \quad (10)$$

$$M_I = \frac{I_{cc}}{I_{pickup}}, \quad (11)$$

onde:

$T_{relé}$ tempo de atuação do relé;

DT multiplicador de tempo;

M_I múltiplas da corrente de acionamento;

I_{cc} corrente de curto-circuito [A];

I_{pickup} corrente de acionamento [A];

$\beta = 1$ para aplicação nas curvas citadas na Tabela;

K, L, α = coeficientes da equação;

Para aplicação e os valores base das normas para os coeficientes K, L, α são representados na Tabela 3 e que detalham as curvas características que são definidas em projeto.

Tabela 3 – Valores para curva característica IEC e IEEE.

Norma	Tipo de Curva	K	α	L
IEC	Extremamente Inversa	80	2	0
	Muito Inversa	13,5	1	0
	Normalmente Inversa	0,14	0,02	0
IEEE	Extremamente Inversa	282	2	1,217
	Muito Inversa	196,1	2	4,91
	Moderadamente Inversa	0,515	0,02	1,14

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de (KINDERMANN, 2005).

A proteção de sobrecorrente de neutro é responsável por evitar a circulação de correntes de curto-circuito fase-terra ao longo do alimentador. A correta configuração para esta função é crucial para garantir a segurança do sistema elétrico, proteger a população e animais, bem como preservar o patrimônio público e privado. De acordo com Kindermann (2005), pode-se adotar um ajuste de 10% a 45% da corrente nominal do sistema para a proteção de sobrecorrente de neutro, conforme:

$$(10\% \text{ a } 45\%) \cdot I_{nom} \leq I_{Npickup} \leq \frac{I_{cc}}{a}, \quad (12)$$

onde:

I_{nom} corrente nominal [A];

$I_{Npickup}$ corrente de ajuste do relé de neutro [A];

I_{cc} corrente de curto-circuito fase-terra no final do ramal [A];

a equivalente à 1,1 se o relé for digital e 1,5 caso o relé for eletromecânico.

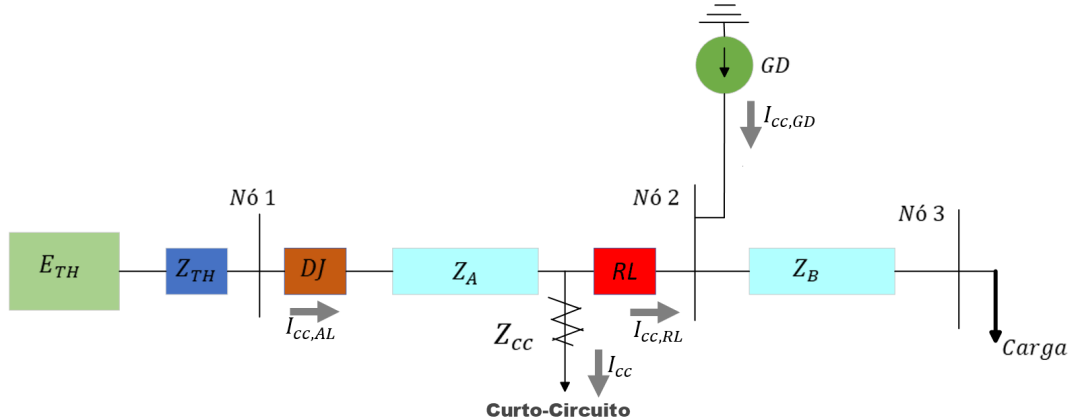
O intervalo de tempo de coordenação (ITC) entre os relés de sobrecorrente primário (t_i) e de backup (t_j) pode ser expresso por (13) o valor adotado de variação de faixa de 0,2 a 0,8 s, conforme mencionado em IEEE Std 242-1986 (SINGH; PANIGRAHI; ABHYANKAR, 2013):

$$ITC = t_j - t_i. \quad (13)$$

3.2.1 Impactos em Relés e Religadores com a Conexão de GDs

A Figura 7 apresenta o diagrama de um alimentador, com um relé no início do mesmo e RLs intermediários com função de proteção habilitada.

Figura 7 – Diagrama Simplificado do caminho das correntes para um curto-circuito entre a SE e a GD.



Fonte: Elaborado pelo autor

Considerando o sistema sem GDs, tem-se que:

$$I_{cc,AL} = I_{cc}, \quad (14)$$

$$I_{cc,RL} = 0, \quad (15)$$

onde $I_{cc,AL}$ é a corrente de curto-circuito vista pelo relé do alimentador, I_{cc} é a corrente de curto-circuito e $I_{cc,RL}$ é a corrente de curto-circuito vista pelo religador.

Para o sistema com GD, as correntes vistas pelo relé do alimentador e religador são dadas por:

$$I_{cc,AL} = I_{cc} - I_{cc,GD}, \quad (16)$$

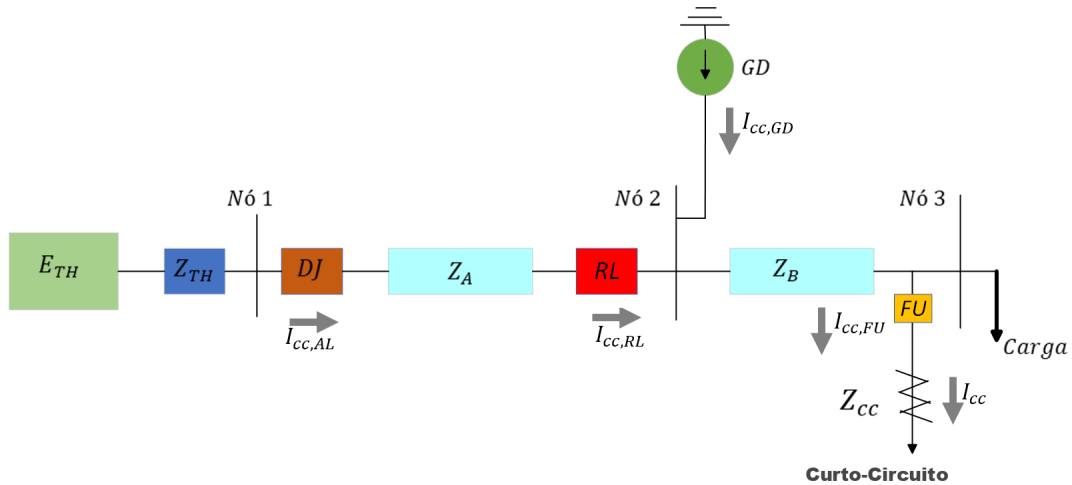
$$I_{cc,RL} = -I_{cc,GD}. \quad (17)$$

Considerando a presença de GD, a corrente de curto-circuito vista pelo religador passará a ter contribuição de uma nova corrente conforme pode ser observado em (17) e na Figura 7. Dessa forma, pode-se ter impactos nos tempos de atuação esperados para estes equipamentos.

3.2.2 Coordenação entre Religadores e Chave Fusível

A coordenação entre um RL e chave fusível é extrema importância para o sistema de distribuição, assim diminuindo os impactos dos curtos-circuitos temporários. Uma vez que a maior parte das curtos são de natureza temporária, uma coordenação apropriada entre esses DPs evitará situações de interrupção permanente para defeitos momentâneos (CHAITUSANEY; YOKOYAMA, 2008; NIKOLAIDIS; PAPANIKOLAOU; SAFI-GIANNI, 2016) e redução no tempo de clientes interrompidos. A possibilidade de perda de coordenação entre RL e chave fusível é comparativamente alta em comparação com

Figura 8 – Diagrama simplificado do caminho das correntes para um curto-circuito no fim do AL.



Fonte: Elaborado pelo autor

outros DPs, pois esses DPs possuem uma estreita faixa de coordenação e seletividade. A operação rápida e lenta do RL pode ser representada pelas seguintes equações:

$$t_{\text{escolhido}(i)} = DT_{\text{escolhido}} \cdot \left[\frac{A}{\left(\frac{I_{cc}}{I_{pickup}} \right)_i^n - 1} + B \right], \quad (18)$$

onde:

$DT_{\text{escolhido}}$ pode ser considerado para cálculo de equação de curva rápida ou lenta e são usados para especificar tempo;

A, B e n constantes para a rede de disparo;

I_{cc} corrente de curto-circuito fase-terra no final do trecho [A];

I_{pickup} corrente de acionamento [A].

Para uma situação com uma GD a jusante do RL conforme a Figura 8, a corrente de curto-circuito sinalizada para o RL e pela chave fusível será diferente, apresentando assim um risco maior de descoordenação entre os DPs.

Essa situação pode ser representada matematicamente para o caso sem GD como:

$$I_{cc, FU} = I_{cc, AL}, \quad (19)$$

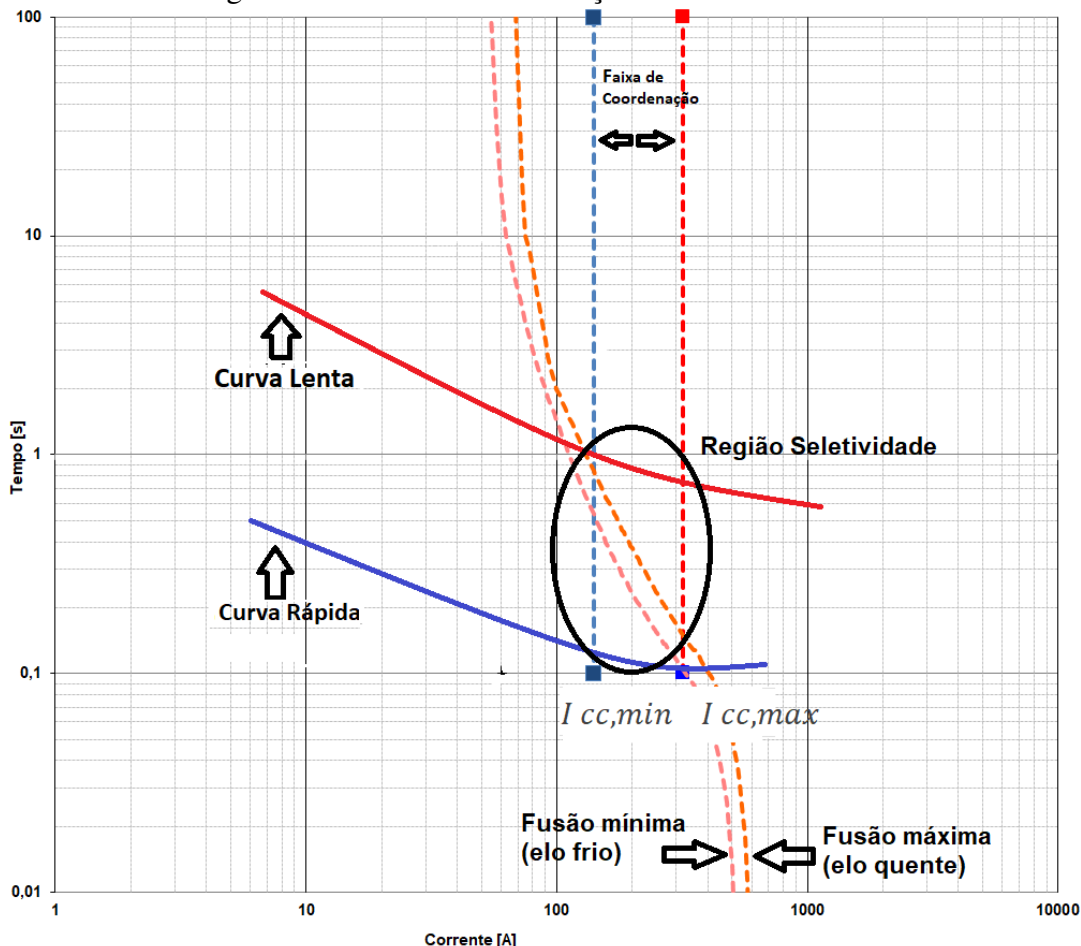
e com GD:

$$I_{cc, FU} = I_{cc, AL} + I_{cc, GD}, \quad (20)$$

$$I_{cc, RL} = I_{cc, AL}. \quad (21)$$

A coordenação religador-fusível existe para I_{cc} entre $I_{cc,min}$ e $I_{cc,max}$ conforme especificado na Figura 9. O disparo indevido pode ocorrer se o valor de I_{cc} for menor que $I_{cc,min}$ e ocasionar o bloqueio do religador antes do fusível operar. Por outro lado, se I_{cc} for maior que $I_{cc,max}$ o fusível vai operar antes da curva rápida do religador.

Figura 9 – Curvas de coordenação entre RL e Fusível.



Fonte: Elaborado pelo autor

A curva de corrente temporal (CCT) que define a característica de um fusível. Mais especificamente, a característica do fusível é definida por 2 curvas, a fusão mínima (elo frio) e a depuração total (elo quente) (BURKE, 2017).

A curva de fusão mínima é desenvolvida por teste elétrico. A magnitude da corrente e o tempo que o fusível levou para derreter são registrados e plotados. Neste ponto, uma curva é desenhada através desses pontos representando uma curva de fusão "média" e a partir dessa curva, 10% é subtraído e a curva resultante é chamada de curva de "derretimento mínimo" (BURKE, 2017).

O fusível, no entanto, tem um tempo de arco associado a ele. O tempo de arco é o tempo que o fusível leva para interromper o circuito após o fusível derreter e também é obtido por teste. Os tempos de arco, que são registrados em diferentes magnitudes de corrente, são adicionados ao tempo de "fusão máxima" (110% do tempo médio de fusão).

A curva resultante é chamada de curva de "fusão total". As duas curvas (ver Figura 9), fusão mínima e fusão total, são os extremos das características do fusível (BURKE, 2017).

3.2.3 Seletividade Fusível e Fusível

A seletividade entre chaves fusíveis é de extrema importância principalmente em ramais laterais e de grande extensão de rede de média tensão. Quando chaves fusíveis em série são instaladas, elas estão sujeitas a coordenação entre fusível-fusível, ou seja, 75% do tempo mínimo de fusão (TMF) do fusível a montante deve ser maior que o tempo total do fusível a jusante (RUSCHEL; ASHLEY, 1989). Isso garantirá que haverá seletividade da proteção em um curto-circuito a jusante para minimizar a interrupção do fornecimento de energia. Porém, quando o valor da corrente de curto-circuito aumenta, pode ocorrer a perda de seletividade e a atuação indevida da chave fusível a montante no mesmo ramal, causando um tempo maior de restabelecimento de energia e um número maior de clientes interrompidos.

Com base na NBR7282 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2011), se o tempo de interrupção do elo fusível protetor (o que está instalado mais longe da subestação e que deverá queimar em caso de defeito) for no máximo 75% do tempo mínimo de fusão do elo protegido (aquele mais próximo da subestação e que não deverá queimar) a seletividade entre os elos fusíveis em série será garantida (COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ, 2016).

A Tabela 4 mostra as correntes máximas para seletividade entre os elos H e K e a Tabela 5 mostra a mesma informação entre elos do tipo K, considerando os fusíveis utilizados pela CPFL e obedecendo-se o critério da NBR 7282 (COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ, 2016).

Tabela 4 – Correntes máximas para seletividade entre elos tipo K e H.

Elo fusível protetor	Elo fusível protegido					
	6K	10K	15K	25K	40K	65K
0,5H	60	100	200	400	700	1000
1H	30	100	200	400	700	1000
2H	15	60	200	400	700	1000
3H	10	80	200	400	700	1000
5H	10	80	200	400	700	1000

Tabela 5 – Correntes máximas para seletividade entre elos tipo K.

Elo fusível protetor	Elo fusível protegido				
	10K	15K	25K	40K	65K
6K	70	190	340	600	1100
10K	-	130	320	570	1000
15K	-	-	230	520	1000
25K	-	-	-	310	880
40K	-	-	-	-	520

3.3 Especificação dos Eventos

A avaliação do comportamento do sistema de proteção do alimentador avalia a simulação de cenários com defeitos permanentes com base em vários aspectos. Esses aspectos são importantes para compreender o impacto das conexões de GD no sistema de distribuição e garantir a adequada coordenação e seletividade das proteções. Os aspectos considerados são os seguintes:

- (i) Inserção de GD no sistema: variar o nível de penetração de GDs e sua localização no alimentador para avaliar o impacto dessas conexões nas proteções do alimentador;
- (ii) Localização do curto-circuito: é importante simular curtos-circuitos em diferentes pontos do alimentador para compreender como as proteções respondem e garantir uma proteção efetiva em toda a extensão do alimentador;
- (iii) Tipos de de curto-circuitos: devem ser analisados defeitos em regime permanente para curtos trifásicos, bifásicos e fase-terra;
- (iv) Coordenação e seletividade: avaliar o comportamento das proteções é essencial quando ocorre a inserção de novas GDs no sistema de distribuição. É importante garantir que as proteções atuem de forma coordenada e seletiva, mesmo em condições de alta inserção de geração;
- (v) Religadores em sistemas de distribuição: podem auxiliar na delimitação de localização da de curtos-circuitos em alimentadores extensos aumentando a confiabilidade do sistema de proteção, porém podem sofrer impactos na coordenação e seletividade com as proteções a montante em casos com alta inserção de geração;
- (vi) Contingência ou manobras na rede: manobras devido a situações de emergência ou necessidade de remanejamento de cargas podem resultar na transferência de trechos com GD. É importante avaliar sistema de proteção considerando a nova topologia da rede, bem como a necessidade de retirar as GDs de operação antes da reconfiguração.

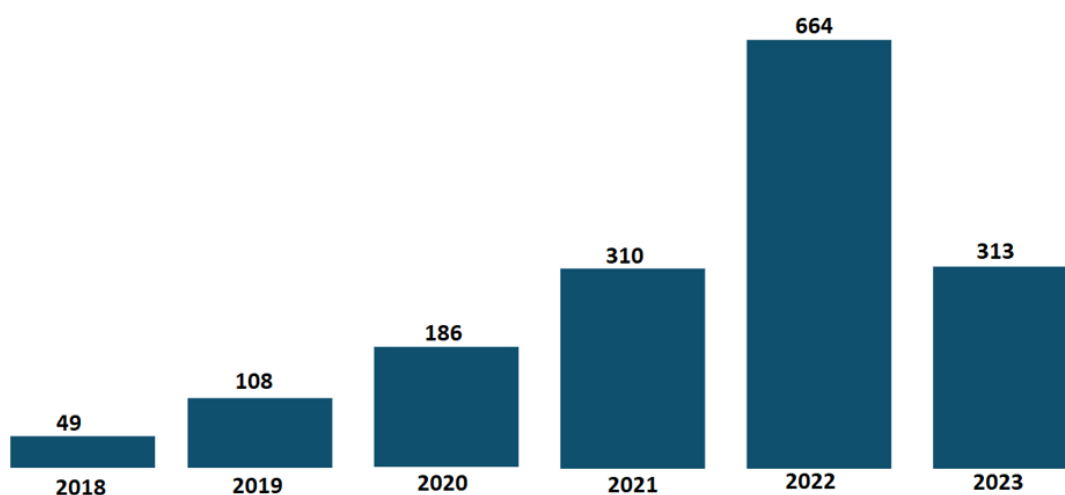
Através da simulação desses cenários, é possível identificar os impactos no sistema de proteção. Dessa forma, é possível indicar a necessidade de novos ajustes para garantir a correta operação do sistema de proteção, a coordenação adequada entre os dispositivos, a sensibilidade entre os DPs e a segurança do sistema elétrico.

4 ESTUDO DE CASO

Estudos de coordenação, seletividade e sensibilidade de proteção em sistemas elétricos de potência consideram e utilizam, normalmente, resultados de simulações computacionais, devido à complexidade dos modelos utilizados. Neste trabalho, o *software ASPEN Onliner* foi utilizado nas simulações. Os modelos e parâmetros utilizados são apresentados nas seções 4.1 e 4.2.

Com o objetivo de demonstrar o potencial de aplicação da metodologia desenvolvida neste trabalho, dados de dois alimentadores de distribuição reais localizados na região da fronteira do Rio Grande do Sul foram utilizados nos casos analisados. Essa região foi escolhida por apresentar crescimento acentuado no número de conexões de GDs fotovoltaicas e com geração distribuída, conforme mostra a Figura 10.

Figura 10 – Quantidade de inserção de GDs na região.



Fonte: Elaborado pelo autor.

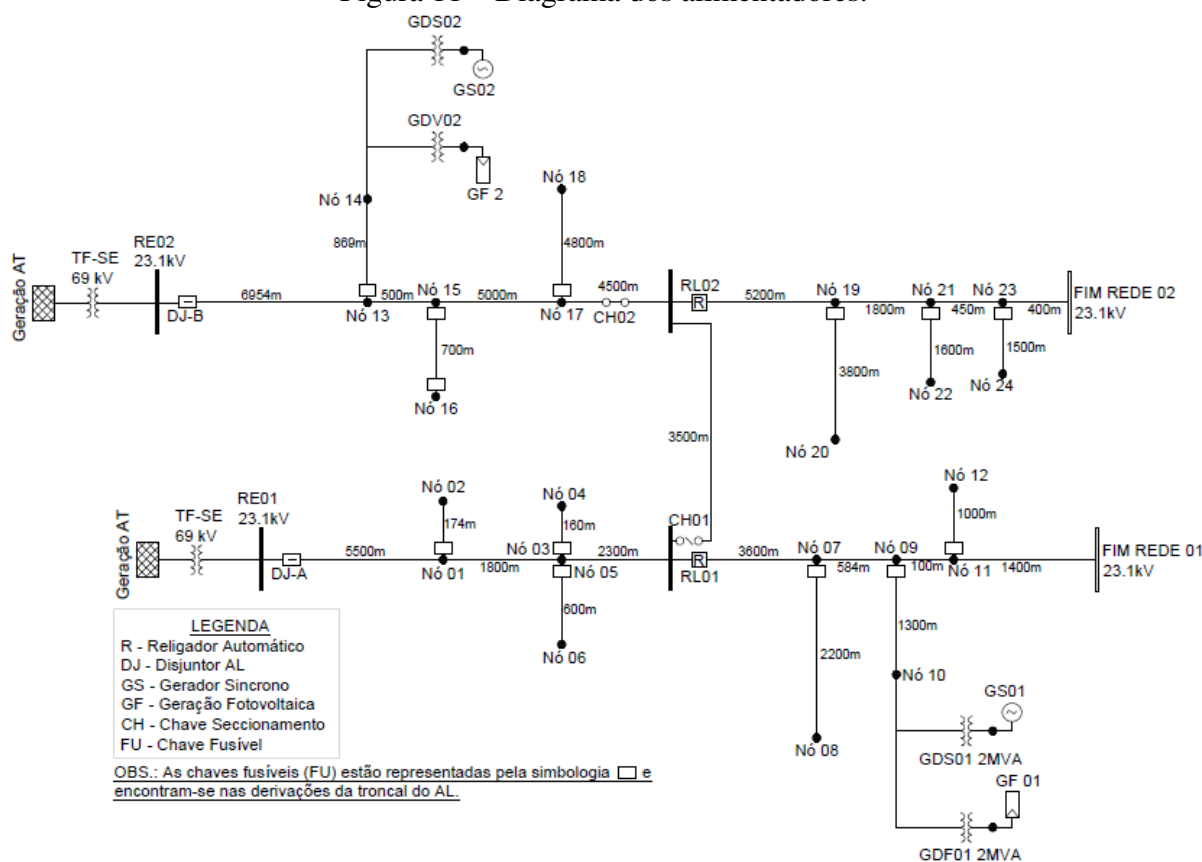
4.1 Dados do Sistema

O alimentador de distribuição é conectado ao sistema de subtransmissão em 69 kV através de um transformador de três enrolamentos de 69/23,1/13,8 kV conectado em Y/Y/ Δ . Os alimentadores (AL01 e AL02) estão conectados na mesma linha de subs-

transmissão e operam em 23,1 kV com uma carga nominal de aproximadamente 1 MVA e 3 MVA, respectivamente, atendendo a um total de 5 mil consumidores das classes residencial, comercial, industrial e rural.

Ainda, o AL01 possui uma extensão total de rede de 21 km e o AL02 possui 35 km. A Figura 11 ilustra os alimentadores utilizados no estudo de caso. Para ambos ALs, foram considerados uma planta de geração solar fotovoltaica (GDF01 e GDF02) e um gerador síncrono (GDS01 e GDS02) conectados ao nó 10 do AL1 e ao nó 14 do AL2.

Figura 11 – Diagrama dos alimentadores.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2 Dados Fluxo de Carga

Os parâmetros das linhas são descritos na Tabela 6 para o AL01 e na Tabela 7 para o AL02. Por fim, os dados de carga são apresentados na Tabela 8.

Os dados do transformador da SE que alimenta os dois ALs são (base de 10 MVA):

- Sequência Zero: $Z_{ps0} = j0,5816$ pu, $Z_{pt0} = j0,86392$ pu e $Z_{st0} = j0,25512$ pu;
- Sequência Positiva: $Z_{ps} = j0,656$ pu, $Z_{pt} = j0,656$ pu e $Z_{st} = j0,656$ pu;

Tabela 6 – Dados das linhas do AL01.

Nó De	Nó Para	R (pu/km)	X (pu/km)	B (Mvar)	Distância (km)
LT	AL01	0,16850	0,41979	0	42
AL01	1	0,71202	0,53422	0	5,5
1	2	0,03425	0,01708	0	0,174
1	3	0,13981	0,1049	0	1,08
3	4	0,03149	0,01571	0	0,16
5	6	0,11810	0,05891	0	0,6
5	RL01	0,29775	0,2234	0	2,3
RL01	7	0,46605	0,34967	0	3,6
7	8	0,09841	0,04909	0	0,5
7	9	0,03284	0,04604	0	0,58
9	10	0,15943	0,07953	0	0,81
9	11	0,04586	0,0643	0	0,5
11	12	0,04527	0,02258	0	0,23
11	FIM REDE01	0,18124	0,13598	0	1,4
10	GDS01	0,14967	0,04873	0	0,5
10	GDF01	0,14967	0,04873	0	0,5

Tabela 7 – Dados das linhas do AL02.

Nó De	Nó Para	R (pu/km)	X (pu/km)	B (Mvar)	Distância (km)
LT	AL02	0,1685	0,41979	0	42
AL02	13	0,90025	0,67545	0	6,95
13	14	0,26013	0,0847	0	0,869
13	15	0,06473	0,04857	0	0,5
15	16	0,20954	0,06823	0	0,7
15	17	0,64729	0,48565	0	5
17	18	1,43682	0,46785	0	4,8
17	RL02	0,58256	0,43709	0	4,5
RL02	19	1,55656	0,50683	0	5,2
19	20	1,08878	0,35322	0	3,8
19	21	0,23302	0,17484	0	1,8
21	22	0,45843	0,14872	0	1,6
21	23	0,05826	0,04371	0	0,45
23	24	0,42978	0,13943	0	1,5
23	FIM REDE02	0,11974	0,03899	0	0,4
14	GDS02	0,14967	0,04873	0	0,5
14	GDF02	0,14967	0,04873	0	0,5

Tabela 8 – Dados das cargas.

Nó	P(MW)	Q(Mvar)
AL01	3,06	1,02
1	0,381	0,107
3	0,240	0,051
5	0,275	0,057
RL01	0,734	0,210
7	0,320	0,102
9	0,370	0,103
11	0,472	0,165
AL02	1,14	0,15
13	0,023	0,004
15	0,015	0,004
17	0,130	0,011
RL02	0,734	0,131
19	0,162	0,001
21	0,020	0,004
23	0,029	0,002

4.3 Modelo do Gerador Síncrono

Dois geradores síncronos com potência nominal de 1 MVA operando na tensão de 0,380 V foram considerados nas simulações. Eles estão interligados ao SD de 23,1 kV através de um transformador Δ/Y . Para representar as GDs, foram considerados parâmetros elétricos de um gerador existente e em operação no sistema da distribuidora (0,38 kV e 1 MVA), apresentados na Tabela 9 na base do gerador.

Tabela 9 – Dados do gerador.

	Impedância [pu]
Subtransiente	$j0,20$
Transiente	$j0,30$
Síncrona	$j1,04$
Sequência negativa	$j0,20$
Sequência zero	$j0,08$

O transformador de acoplamento foi modelado com parâmetros obtidos a partir dos requisitos descritos em transformadores para redes aéreas de distribuição. A ligação do transformador é delta no lado de média tensão (MT) e estrela aterrado no lado de baixa tensão (BT). A Tabela 10 traz os dados da placa do transformador, onde R, X, R0 e X0 representam, respectivamente, a resistência e reatância de sequência positiva que é igual para sequência negativa e a resistência e reatância de sequência zero. Ainda, Zg1 representa a impedância de neutro.

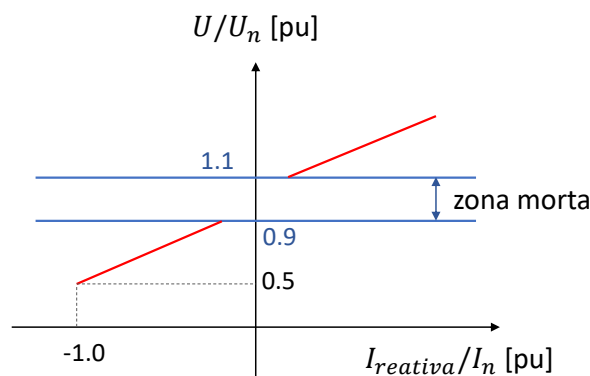
Tabela 10 – Dados do transformador.

Tipo	Delta / Y aterrado
Tensão lado BT	0,38 kV
Tensão lado MT	23,00 kV
R	0,00
X	0,05
R0	0,00
X0	0,05
Zg1	0,00

4.4 Modelo da Geração Solar Fotovoltaica

Fontes conectadas através de conversores são modeladas no *ASPEN Oneliner* a partir de um modelo de fonte de corrente controlada por tensão, sem contribuição de corrente de sequência zero (ASPEN ONELINER, 2020). O controle de corrente reativa pode ser aplicado para ambas as correntes de sequências positiva e negativa, a partir do ajuste da declividade (IEEE, 2020). A injeção de corrente reativa é proporcional ao desvio da tensão com relação a 1 pu, para valores fora da zona morta conforme ilustra a Figura 12. Ainda, o modelo permite informar valores de tensão mínimo e máximo a partir dos quais a fonte conectada através de conversor é retirada de operação.

Figura 12 – Corrente reativa de saída do inversor durante distúrbios de tensão.



Fonte: Adaptado de (IEEE, 2020).

A norma (IEEE1547, 2020) estabelece critérios e requisitos para a conexão de recursos energéticos distribuídos aos sistemas elétricos, incluindo requisitos de suportabilidade sob faltas na rede. Ao operar em tensões fora da faixa de regime permanente, o inversor deve ser capaz de se manter conectado por determinados tempos mínimos especificados na norma, sendo que o tempo de operação varia conforme a tensão no ponto de conexão. Um estudo comparativo mostrando a evolução das normas referentes à conexão de sistemas fotovoltaicos à rede pode ser encontrado em (KEMMERICH; FIGUEIRA; MICHELS, 2020).

Neste trabalho, foi considerado um inversor trifásico de 2 MVA, com limite de corrente de 1,1 pu quando a tensão de sequência positiva é maior do que 0,6 pu. O controle de corrente reativa foi ajustado com declividades de 2,0 e 0 para as correntes de sequência positiva e negativa, respectivamente. Foi considerado que a geração solar fotovoltaica é retirada de operação quando a tensão no ponto de conexão estiver fora de uma faixa pré-definida. O limite máximo de tensão foi ajustado em 1,1 pu, enquanto que o limite mínimo foi de 0,88 pu.

4.5 Sistema de Proteção dos Alimentadores

No sistema de proteção dos alimentadores, foram considerados relés, religadores e chaves fusíveis. Estes dispositivos tem como seu principal objetivo proteger a rede contra perturbações de corrente que possam prejudicar o SDEE. Através dos critérios definidos na metodologia foram avaliadas as proteções dos DPs instalados na rede de distribuição para cada AL em condições normais de operação e em contingência. Na Figura 11 são demonstrados onde estão instalados os DPs dos dois alimentadores e as chaves de seccionamento para realização de manobra de contingência.

Para o sistema de proteção foi considerado o modelo de relé existente e instalado na SE da distribuidora conforme Tabela 11. Este relé possui funções de proteção de sobrecorrente de fase e de neutro direcional, além de funções adicionais. Os detalhes das funções e parâmetros adotados para os dispositivos de proteção neste trabalho são detalhados nas seções 4.5.1 e 4.5.2.

4.5.1 Proteção dos Alimentadores

Os relés (AL01 e AL02) possuem função de sobrecorrente de fase (F50/F51) e sobrecorrente de neutro (F50N/F51N). Ainda, ambos possuem a função de religamento (F79) habilitada. Essas proteções são importantes em sistemas elétricos para evitar danos causados por sobrecorrentes ou situações de curto-circuito em fases e neutro. A função de religamento (F79) permite que o relé tente reenergizar o circuito automaticamente, após a ocorrência de um curto-circuito ou interrupção. Dessa forma, pode-se reduzir o tempo de indisponibilidade do sistema elétrico, uma vez que o religamento automático pode restabelecer a energia sem intervenção manual.

Considerando que o condutor na saída ao AL tem corrente nominal de 302 A, foi ajustada a função de sobrecorrente em 216 A para AL01 e AL02. Foi escolhida uma curva extremamente inversa (IEC) e o dial de 0,5 s. Salienta-se que a carga máxima esperada na saída dos alimentadores AL01 e AL02 é de 68 A e 97 A, respectivamente, não sendo consideradas as GDs na rede de distribuição. Já a função de sobrecorrente de neutro foi ajustada considerando uma corrente de neutro de 70 A, com curva muito inversa (IEC) e

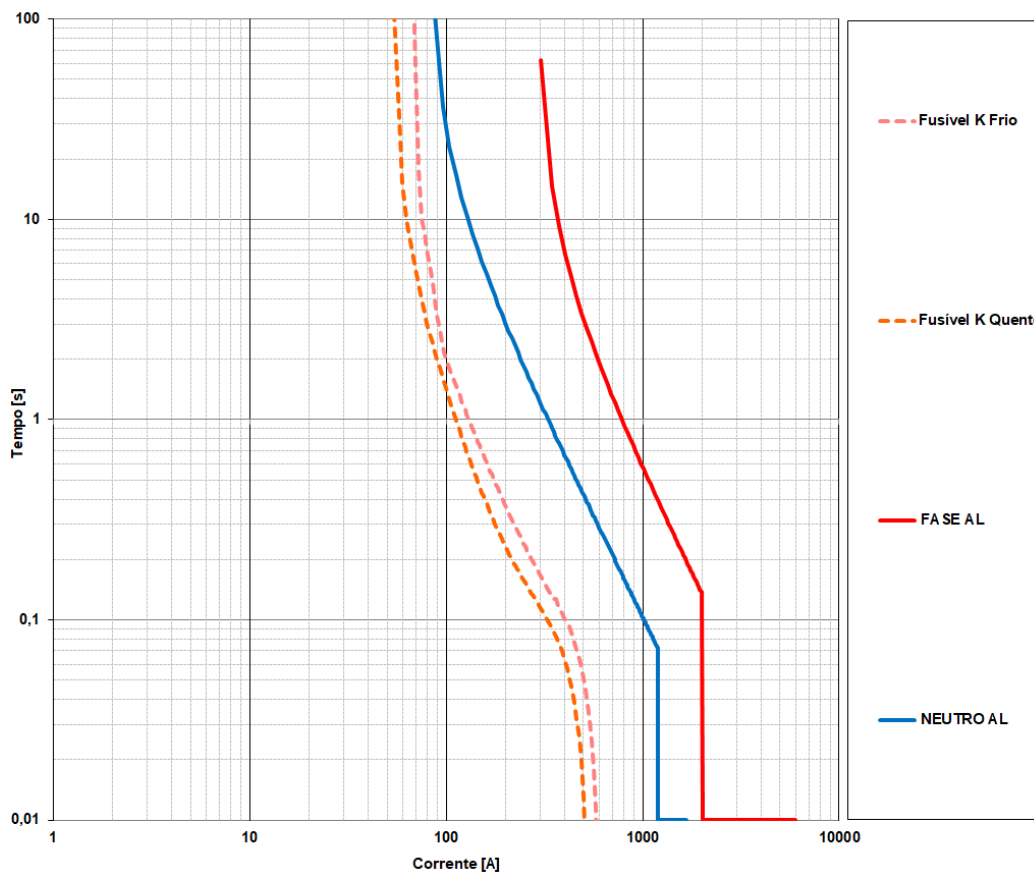
Tabela 11 – Dispositivos de proteção dos alimentadores.

Identificação	Modelo	Funções	TC Pri. [A]	TC Sec. [A]	TP Pri. [V]	TP Sec. [V]
Relé 01	SEL 751	50/51	600	5	-	-
Relé 01	SEL 751	50N/51N	600	5	23.100	150
Relé 02	SEL 751	50/51	600	5	-	-
Relé 02	SEL 751	50N/51N	600	5	23.100	150

dial de 0,8 s. Ainda, a função de religamento foi habilitada para duas operações, com o primeiro religamento após 5 s e o segundo religamento após 30 s.

A Figura 13 apresenta o coordenograma dos ajustes de proteção definidos para os relés dos ALs. Os modelos, funções e dados de transformadores de corrente (TC) e de potencial (TP) são apresentados na Tabela 11.

Figura 13 – Coordenograma de proteção dos relés dos ALs 01 e 02.



Fonte: Elaborado pelo autor.

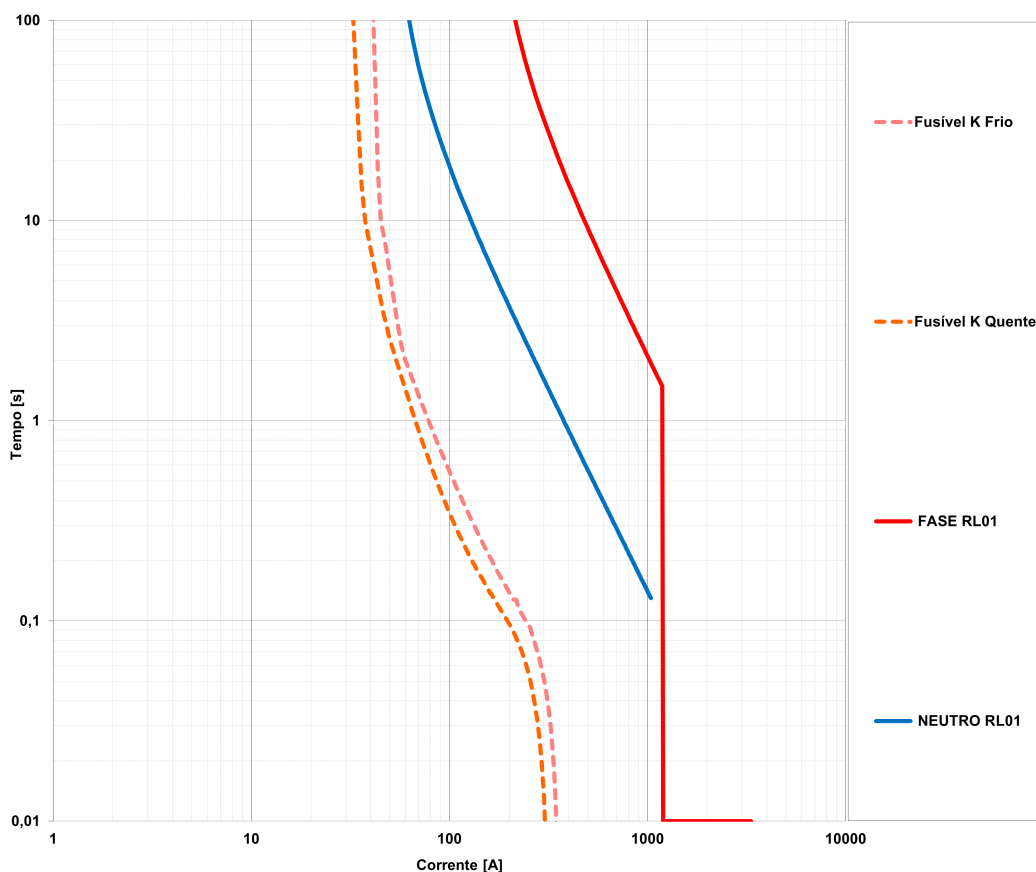
4.5.2 Religadores

Em cada alimentador foi considerado um religador (RL01 e RL02), com função de proteção de sobrecorrente de fase e de neutro habilitadas. Assim, para curtos-circuitos a jusante dos nós RL01 e RL02 é esperado que os dispositivos desconectem antecedendo uma possível abertura de todo o alimentador.

No RL01, foi escolhido um ajuste de corrente de 160 A, com um dial de 1,0s e considerando uma curva de característica extremamente inversa (EI) e ajuste de instantâneo de fase em 1200 A. Ainda, foi considerada a configuração de religamento com uma operação (duas repetições) com intervalo de tempo em 5 s. Assim, após sua primeira tentativa de religamento, o equipamento de proteção entrará em configuração de bloqueio, ficando neste estado por 5 s, impossibilitando sua atuação. Finalizado este tempo, é reiniciada a operação do religador.

Para a corrente de ajuste de neutro no RL01 foi escolhido um valor de 50 A, com dial de 0,7 s, curva EIa (IEC) e ajuste de instantâneo de neutro de 1200 A. Para a função de neutro também foi considerado religamento com uma operação e tempo de atuação de 5 s. O coordenograma dos ajustes de fase e neutro do RL01 são apresentados na Figura 14, e a seletividade com elo 15K.

Figura 14 – Coordenograma dos ajustes de proteção do RL01.

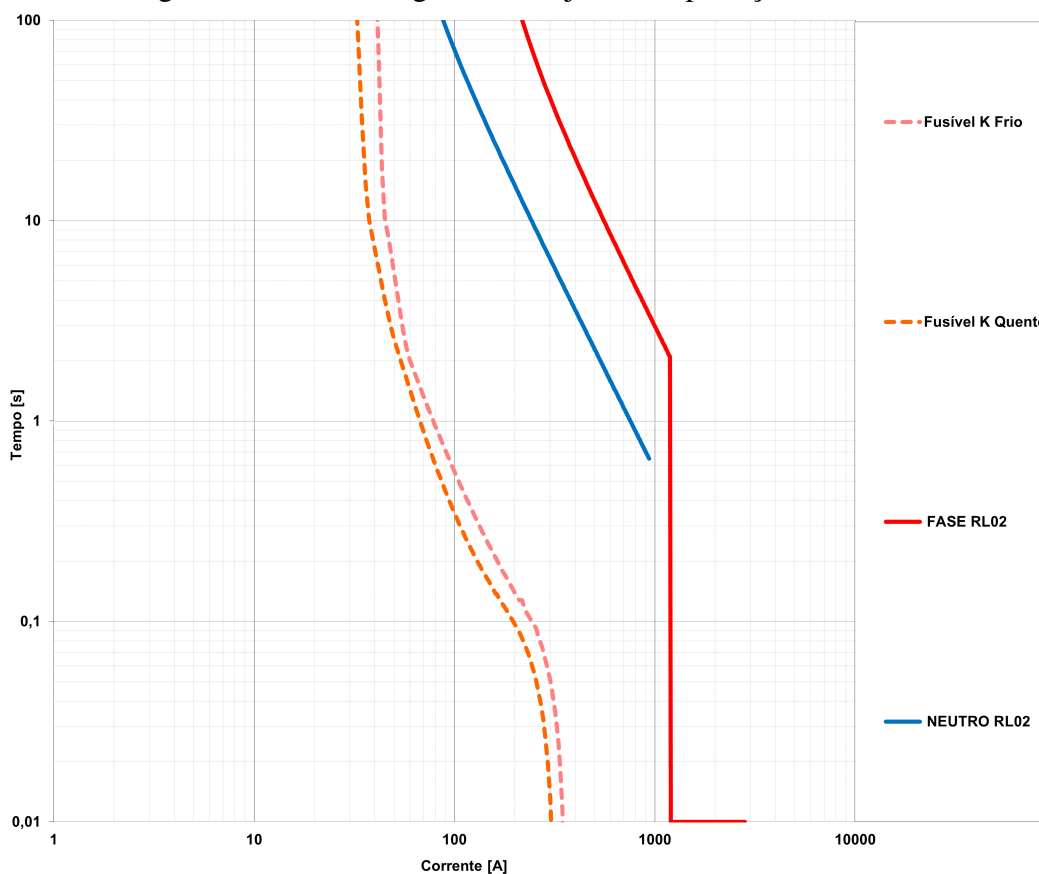


Fonte: Elaborado pelo autor.

No RL02, foi escolhido um ajuste de corrente de 135 A, com dial de 1,5 s, curva EI (IEC) e ajuste de instantâneo de fase em 1200 A. Neste religador, foi também habilitado o religamento com duas operações, em 5 s e 30 s. Dessa forma, após a segunda tentativa de religamento, o equipamento de proteção entrará em configuração de bloqueio, impossibilitando sua atuação.

Para a corrente de ajuste de neutro no RL02 foi escolhido um valor de 45 A, com dial de 3,0 s, uma curva EI e ajuste de instantâneo de neutro de 1200 A. O religamento com duas operações foi habilitado, sendo o tempo de atuação igual ao de fase. O coordenograma dos ajustes de fase e neutro do RL02 são apresentados na Figura 15, e a seletividade com elo de 15K.

Figura 15 – Coordenograma dos ajustes de proteção do RL02.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.5.3 Chaves Fusíveis

Os alimentadores possuem chaves fusíveis nos ramais, os quais foram escolhidos conforme detalhado nas seções 3.2.2 e 3.2.3. As chaves fusíveis a jusante do relé do alimentador até os RLs são elos de 25K. Já as chaves fusíveis nos ramais a jusante dos religadores são elos de 15K. Os elos foram escolhidos com base na análise do alimentador sem a presença de GDs.

5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos a partir das simulações dos dois alimentadores em diferentes cenários de inserção de GD. Foram definidos três estudos de caso:

- Estudo de Caso 1: alimentador AL01, com GDs conectados ao nó 10;
- Estudo de Caso 2: alimentador AL02, com GDs conectados ao nó 14;
- Estudo de Caso 3: alimentadores AL01 e AL02 manobrados, com GDs aos nós 10 e 24.

As simulações foram realizadas utilizando o *software ASPEN Oneliner*. Diferentes locais e tipos de curto-circuito, bem como diferentes níveis de penetração de GD foram analisados, a fim de observar os impactos na deterioração da sensibilidade de corrente e coordenação e seletividade da proteção.

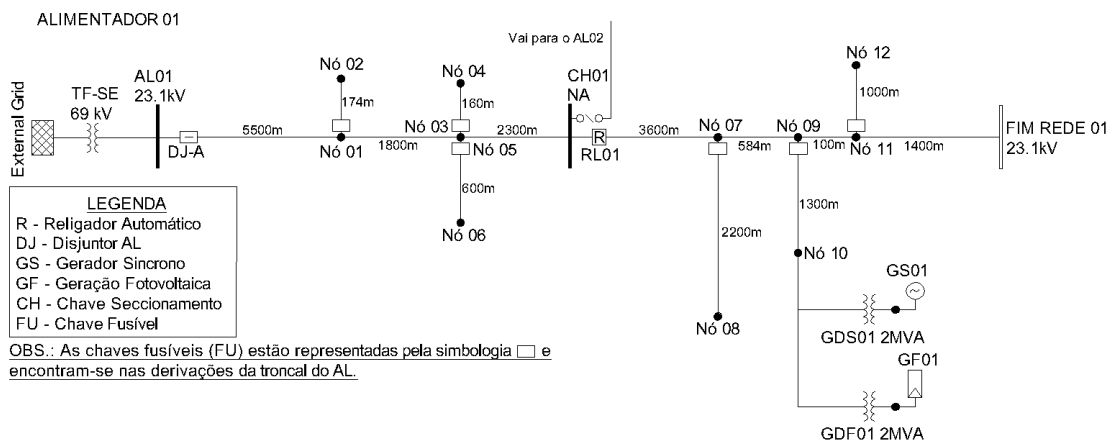
5.1 Estudo de Caso 1

No estudo de caso 1, uma GD síncrona e uma GD fotovoltaica foram conectadas ao nó 10 em um trecho de rede a 15 km da subestação, conforme mostra a Figura 16. Curtos-circuito do tipo trifásico, bifásico e fase-terra foram aplicados a diversos nós do alimentador, de forma a avaliar o desempenho do sistema de proteção. Os níveis de penetração das GDs foram alterados conforme os valores da Tabela 12, calculados com base na potência instalada.

As figuras 17 a 19 mostram os valores do índice de deterioração de sensibilidade de corrente, obtido através da equação (9), para curto-circuito trifásico, bifásico e monofásico (sem impedância), respectivamente. A GDF01 não teve contribuição nos valores de corrente de curto-circuito, pois a tensão no ponto de conexão foi inferior a 0,88 pu, assim retirando de operação a geração fotovoltaica.

A partir das figuras 17 a 19, pode-se observar que a variação das correntes de curto-circuito aumentam conforme o nível de penetração de GDs cresce. Com o aumento do nível de penetração, em alguns casos, há uma variação de corrente de curto-circuito próximo

Figura 16 – Diagrama unifilar do Alimentador 01.

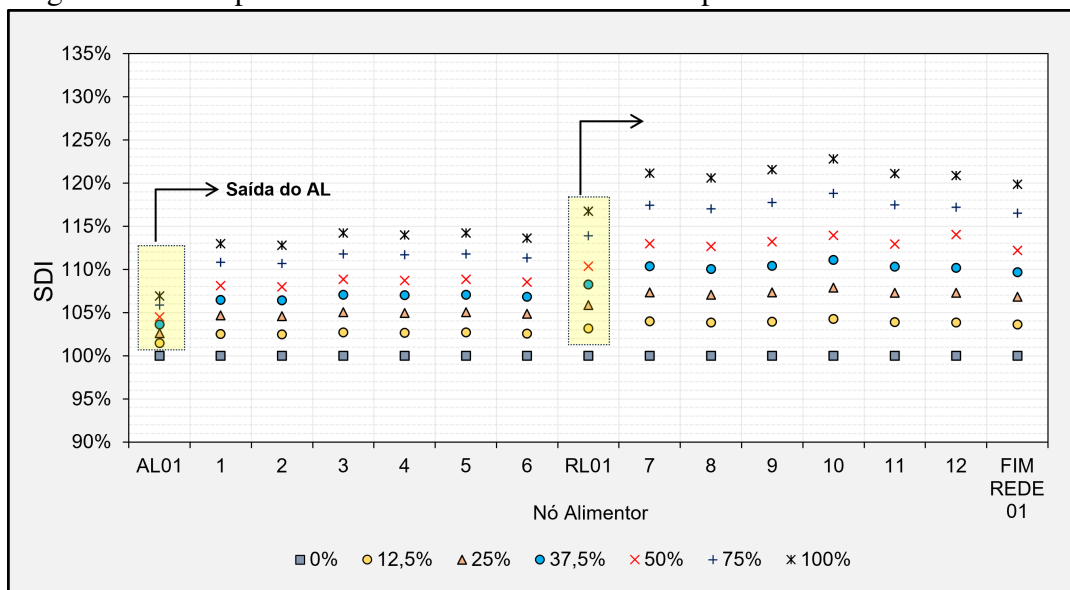


Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 12 – Valores de Inserção de GD no AL.

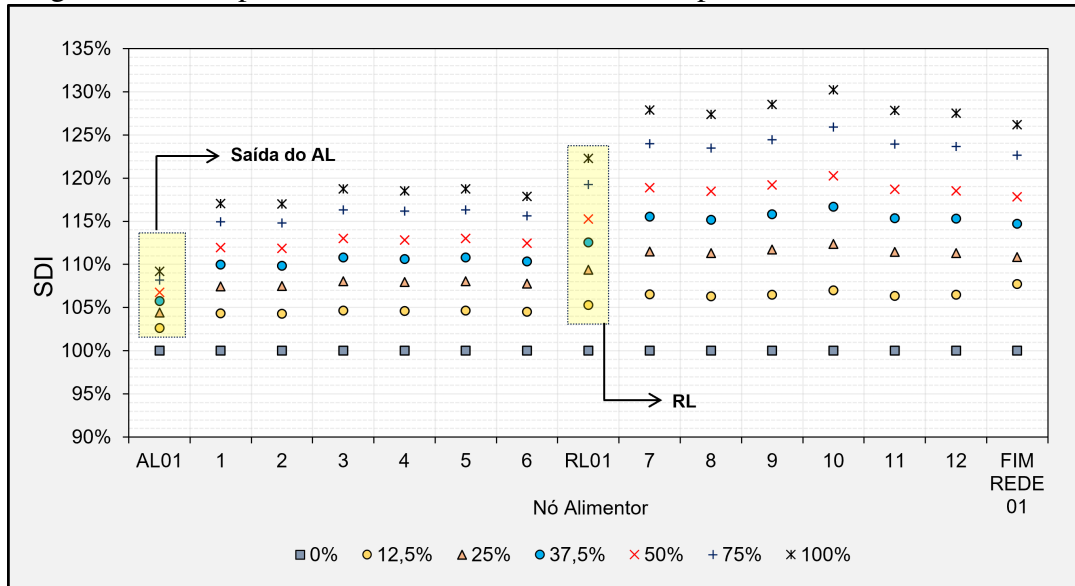
Penetração de GD (%)	Potência (MVA)
12	0,25
25	0,50
37	0,75
50	1,00
75	1,50
100	2,00

Figura 17 – SDI para Curto-circuito Trifásico sem impedância - Estudo de Caso 1.



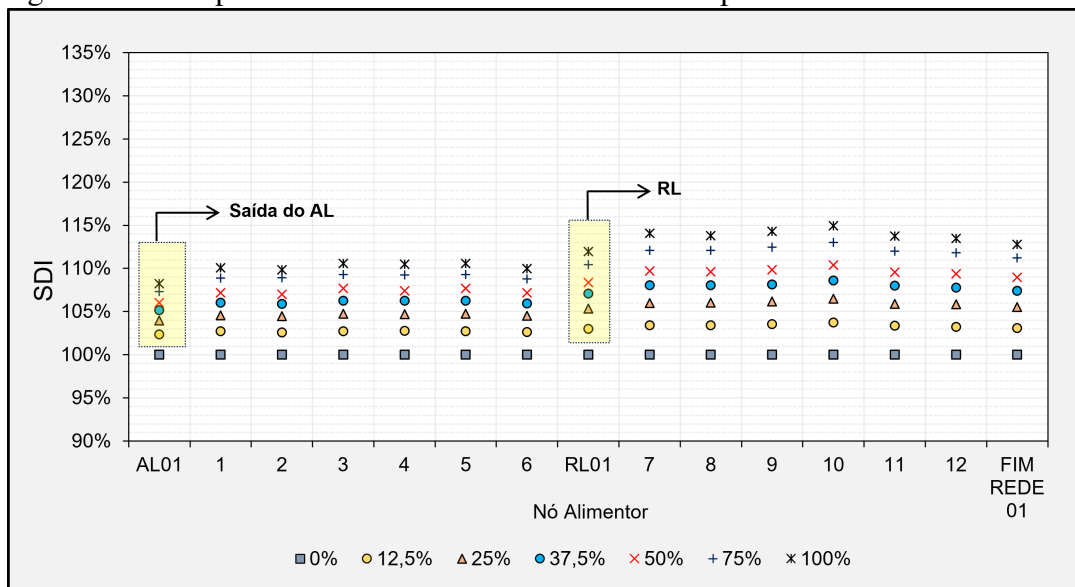
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 18 – SDI para Curto-circuito Bifásico sem impedância - Estudo de Caso 1.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 19 – SDI para Curto-circuito Monofásico sem impedância - Estudo de Caso 1.



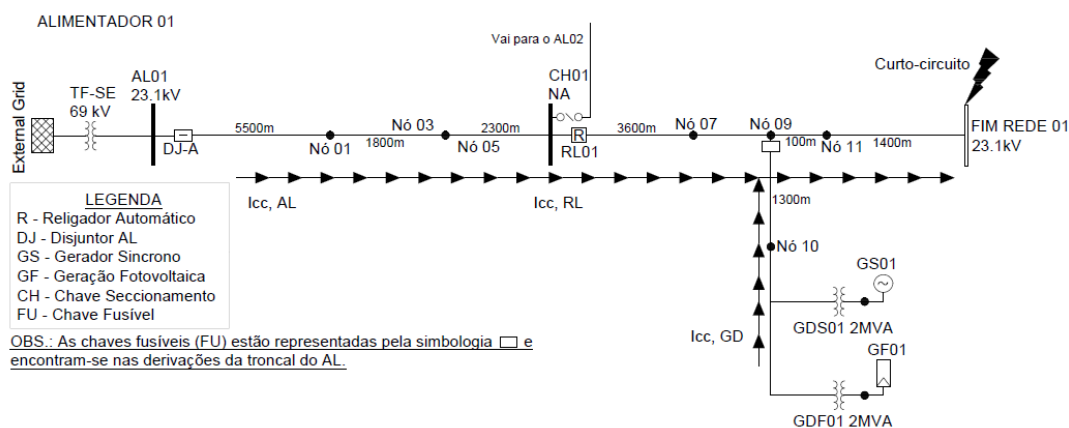
Fonte: Elaborado pelo autor

aos 130%. Esta variação nas correntes de curto-circuito destaca onde estão os possíveis pontos críticos após a inserção das GDs. É possível verificar que os nós mais próximos das GDs são os que mais sofrem variação do SDI, assim sendo um indicativo de possível necessidade de alteração da proteção entre os DPs.

5.1.1 Análise da Proteção entre AL01 e RL01

Para uma análise com curto-circuito em FIM REDE 01 e observando a contribuição da GD neste mesmo ponto, conforme mostra a Figura 20, a contribuição da GD em relação ao nó FIM REDE01 terá um aumento de cerca de 24%, ou seja, de 0,720 kA para 0,893 kA. Isso poderá ocasionar descoordenação entre RL01 e chaves fusíveis devido ao aumento de inserção de GD.

Figura 20 – Diagrama Unifilar com caminho das correntes de curto-circuito - Estudo de Caso 1.



Fonte: Elaborado pelo autor

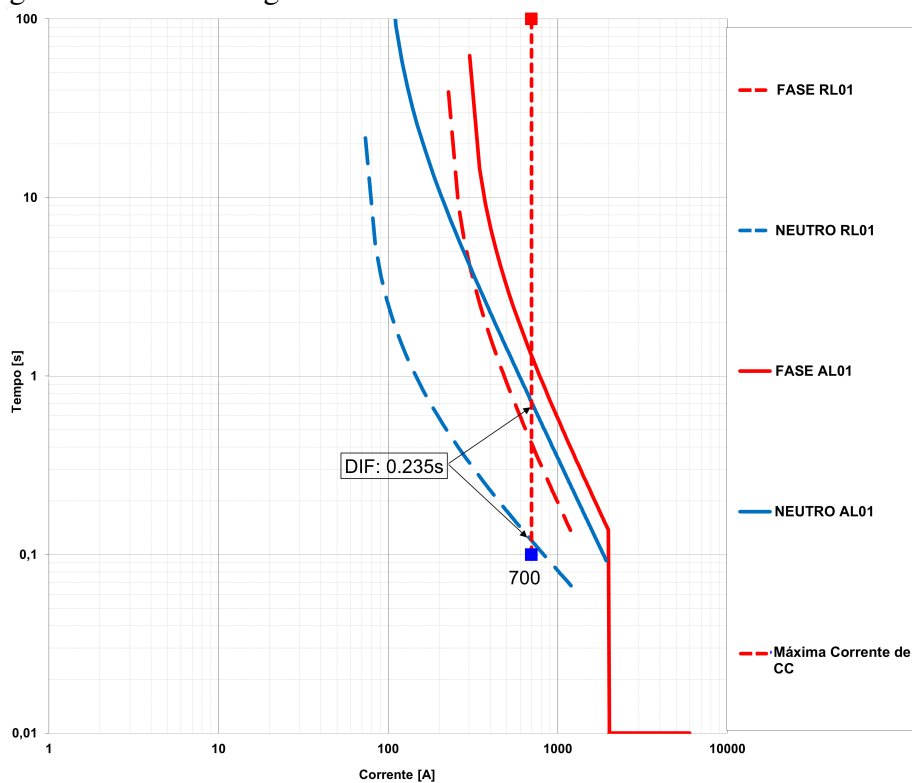
A Tabela 13 apresenta os resultados dos valores de curto-circuito monofásico, bifásico e trifásico com e sem GD. Em relação à proteção entre AL01 e RL01, pode-se afirmar que haverá melhora em sua seletividade, uma vez que os valores de corrente de curto-circuito vindas do AL ($I_{cc,AL}$) diminuiram, assim melhorando sua seletividade em relação ao RL01.

Tabela 13 – Correntes de curto-circuito com 100% e sem GD - Estudo de caso 1.

Tipo de curto-circuito	$I_{cc,AL}$		$I_{cc,RL}$		$I_{cc,GD}$		FIM REDE 01	
	Sem GD	100% GD	Sem GD	100%	Sem GD	100%	Sem GD	100%
Monofásico	674	579	674	579	0	95	674	769
Bifásico	700	547	700	547	0	287	700	854
Trifásico	745	730	745	730	0	163	745	893

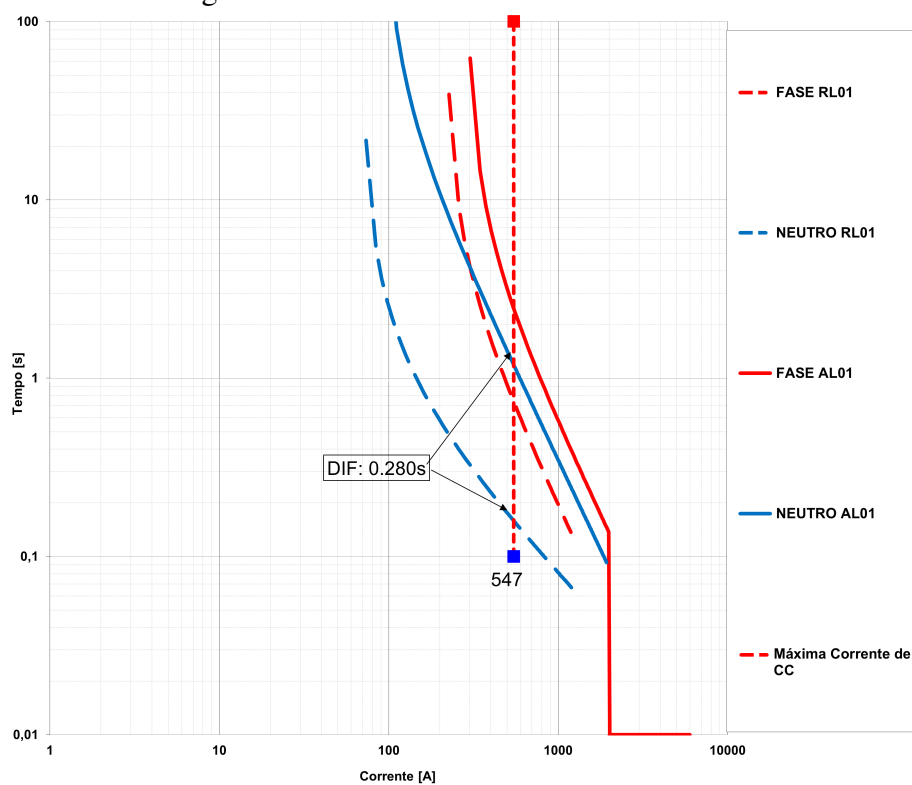
As figuras 21 e 22 apresentam os coordenogramas para o sistema sem GDs e com 100% de penetração de GDs, respectivamente. Pode-se observar a melhoria nos tempos de coordenação e seletividade entre os DPs.

Figura 21 – Coordenograma do AL01 e RL01 sem GD - Estudo de Caso 1.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 22 – Coordenograma do AL01 e RL01 com 100% de GD - Estudo de Caso 1.



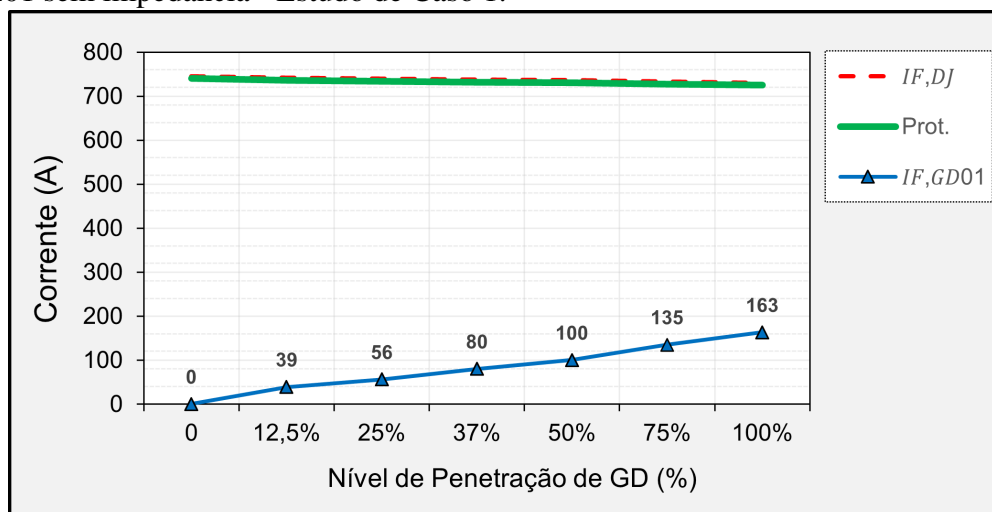
Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 23 mostra os valores de corrente de curto-circuito vista pelo relé do alimentador AL01 (DJ-A) na ocorrência de curto-circuito em FIM REDE01 (Figura 20) e a contribuição de corrente a partir da GD (GDS01) para diferentes níveis de penetração de GD. Em vermelho, apresenta-se os valores de corrente de curto-circuito vistas pelo relé do alimentador (IF,DJ). Em verde, são mostrados os valores de corrente de curto-circuito que permitem a operação da proteção do alimentador (Prot.). Por fim, em azul apresenta-se a contribuição de corrente de curto-circuito pela GD01, identificada por IF,GD01.

A partir da Figura 23, pode-se observar que o aumento da capacidade instalada de GD leva a uma pequena redução na corrente de curto-circuito vista pelo AL01, devido à GDS01 estar conectada no final do AL. Dessa forma, o RL que está a montante da GD também sofrerá uma redução em seus valores de corrente de curto-circuito, assim melhorando a confiabilidade do sistema de proteção da distribuição.

A diferença entre as correntes de curto-circuito com e sem GD pode ser obtida pelas equações (7) e (8), auxiliando na estimativa do impacto geral da deterioração da corrente de curto-circuito nos DPs. A deterioração da corrente de curto-circuito ocorre quando há alterações nos valores, o que pode impactar a sensibilidade e a seletividade dos DPs.

Figura 23 – Contribuição de corrente de curto-circuito bifásica da GD em relação AL01 e RL01 sem impedância - Estudo de Caso 1.



Fonte: Elaborado pelo autor

A partir da Figura 23 e dos coordenogramas das figuras 21 e 22, pode-se verificar que o aumento da penetração de GD afeta positivamente a seletividade da proteção do relé AL01 com o RL01 melhorando a confiabilidade dos DPs.

Utilizando as equações (14)-(15) para o alimentador sem GD, e as equações (16)-(17) para o alimentador com a presença de GD, pode-se obter os valores de Intervalo de Tempo de Coordenação (ITC). A Tabela 14 apresenta os resultados de ITC obtidos para o AL01, onde pode-se verificar que a seletividade da proteção entre os diferentes DPs é mantida devido aos valores de ITC serem superiores a 0,2 s. Se o valor de ITC fosse menor que

0,2 s, significaria que a proteção de retaguarda iniciou seu trip antes da eliminação do curto-circuito pelo DP primário.

Tabela 14 – ITC alimentador-religador sem e com GD - Estudo de Caso 1.

Local dos Curtos-Circuitos	ITC (segundos) Sem GD			ITC (segundos) Com GD		
	Trifásico	Bifásico	Monofásico	Trifásico	Bifásico	Monofásico
1	0,431	0,398	0,467	0,498	0,433	0,501
5	0,409	0,375	0,424	0,467	0,410	0,491
RL01	0,441	0,387	0,416	0,513	0,410	0,492
FIM REDE02	0,260	0,235	0,219	0,380	0,280	0,267

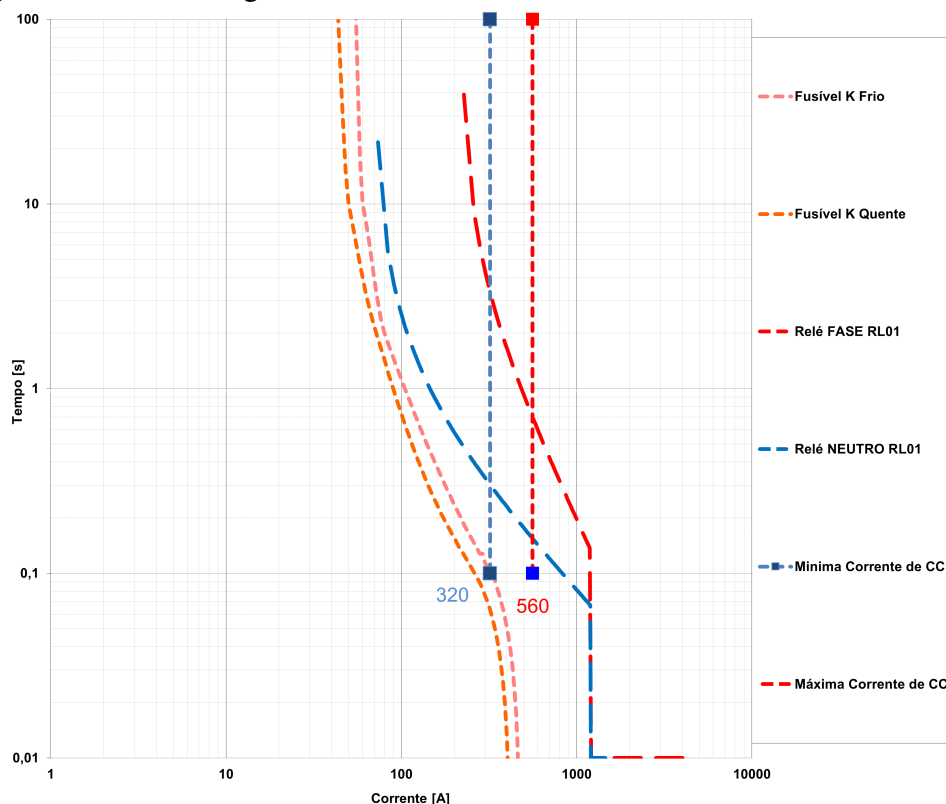
A partir dos resultados apresentados, pode-se concluir que haverá melhora na seletividade entre o AL01 e RL01 quando a GD estiver localizada após estes dois DPs. Conforme mostram as figuras 21 e 22, a seletividade da proteção entre os diferentes DPs são mantidas e seus tempos de ITC são maiores.

5.1.2 Análise da Proteção entre o RL01 e Fusíveis para o AL01

A seletividade entre religador e fusível também foi analisada a partir do ITC. A Tabela 15 apresenta os resultados de ITC para curtos trifásicos, bifásicos e monofásicos, considerando o sistema sem GD e com penetração de GDs. Nesta tabela, a primeira coluna indica o nó onde foram aplicadas os curto-circuitos, a fim de avaliar a seletividade entre o RL01 e as chaves fusíveis F7, F9 e F11, na qual verifica-se que a seletividade entre os dispositivos em relação ao RL01 melhora devido a presença de GD.

Em relação à proteção entre RL01 e FUs a jusante, os resultados mostram que haverá melhora de seletividade devido aos valores de corrente de curto-circuito no RL01 diminuírem em relação as chaves fusíveis com a inserção da GDs. Conforme pode ser observado nos coordenogramas apresentados na Figura 24 para o sistema sem GDs e com 100% de penetração de GDs. Na Figura 24, os valores mínimos de corrente de curto-circuito ocorrem para o sistema com GD (pontilhado azul) e máximos para o sistema sem GD (pontilhado vermelho).

Figura 24 – Coordenogramas do RL01 e FUs com e sem GD - Estudo de Caso 1.



Fonte: Elaborado pelo autor

Analisando os coordenogramas mostrados na Figura 24, observa-se que O RL01 melhora a sua seletividade em relação com as FUs a jusante em uma situação de curto-circuito nos ramais das chaves fusíveis. Tal situação com aumento de corrente de curto-circuito nas chaves fusíveis e uma diminuição de corrente de curto-circuito do RL01 seria prejudicial em situação de salva fusível, pois o elo poderia queimar antes da curva rápida do RL.

O RL01 perderá a seletividade com as chaves fusíveis a jusante em situações de curto-circuito nos ramais das chaves fusíveis. É possível verificar através da Tabela 15 que há uma redução de aproximadamente 0,5 s quando comparados os ITCs do sistema sem GD e com 100% de penetração de GD.

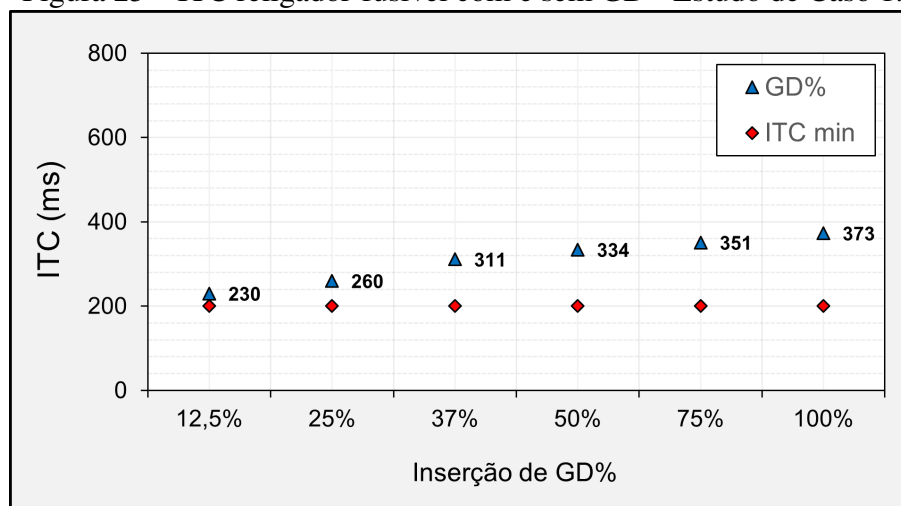
Tabela 15 – ITC religador-fusível com e sem GD - Estudo de Caso 1.

Nó	Local CC	ITC (Segundos) Sem GD			ITC (Segundos) Com GD		
		Trifásico	Bifásico	Monofásico	Trifásico	Bifásico	Monofásico
7	2200m	0,421	0,328	0,331	0,485	0,368	0,373
9	1300m	0,373	0,295	0,211	0,403	0,351	0,279
11	1000m	0,375	0,264	0,215	0,405	0,302	0,267

A Figura 25 apresenta a variação do ITC para diferentes níveis de penetração de GD, considerando curtos-circuitos do tipo monofásico, bifásico e trifásico. Pode-se observar

que, conforme o aumento de inserção de GD, há maiores chances de perda de seletividade da proteção. Ainda, há riscos de disparo do RL01, principalmente quando a localização da GD estiver à jusante do religador e mais próxima do ponto de conexão da GD. Para uma penetração de GD de 37% ou mais, existe o risco de perda de seletividade entre religador-fusível.

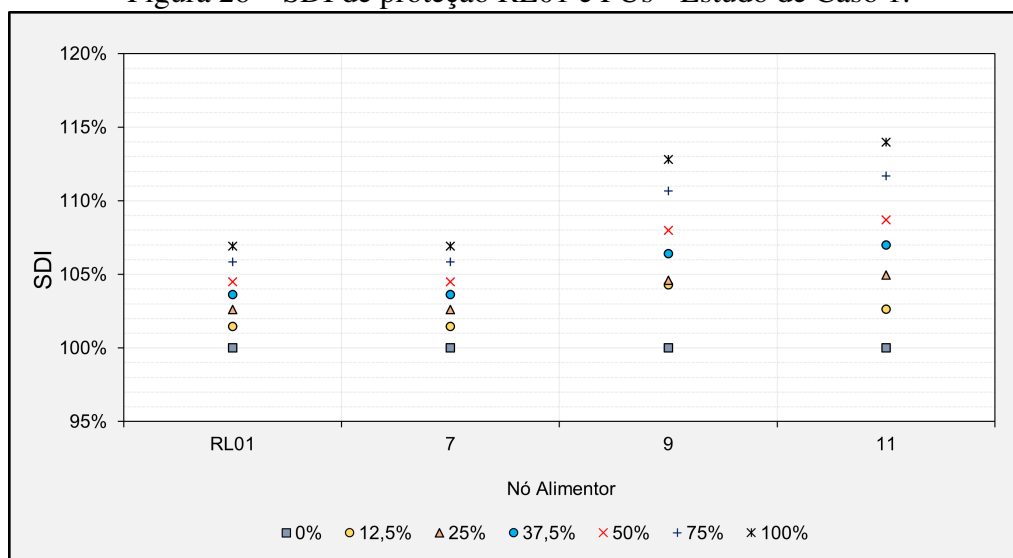
Figura 25 – ITC religador-fusível com e sem GD - Estudo de Caso 1.



Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 26 apresenta os valores de SDI entre o RL01 e as chaves fusíveis a jusante do RL. Com o aumento do nível de penetração da GD no nó 10, a variação das correntes de curto-circuitos são maiores no nó onde há a conexão da GD. Ainda, observando a variação do SDI através do religador e fusível, observa-se que os valores de SDI são maiores nas fusíveis do que em relação ao RL01.

Figura 26 – SDI de proteção RL01 e FUs - Estudo de Caso 1.



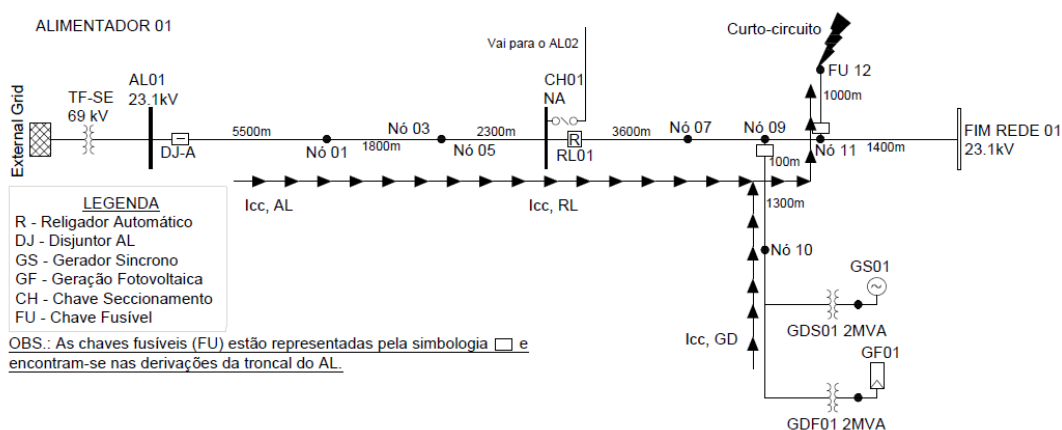
Fonte: Elaborado pelo autor

A partir dos resultados apresentados, pode-se concluir que a seletividade religador-fusível melhora para situações com inserção de GD.

5.1.3 Análise da Proteção entre Chaves Fusíveis

As chaves fusíveis fusíveis F11 e F12 estão instaladas em série nas laterais dos nós 11-12, conforme mostra a Figura 27. A inserção de GD no nó 10 resulta em correntes de curto-circuito adicionais passando por esses DPs, levando à falta de seletividade. Ainda, ambos fusíveis começarão a ter sua abertura para uma falha a jusante de F12, o que pode causar uma interrupção no fornecimento de toda a lateral. Tal situação é extremamente desfavorável em termos de qualidade do serviço.

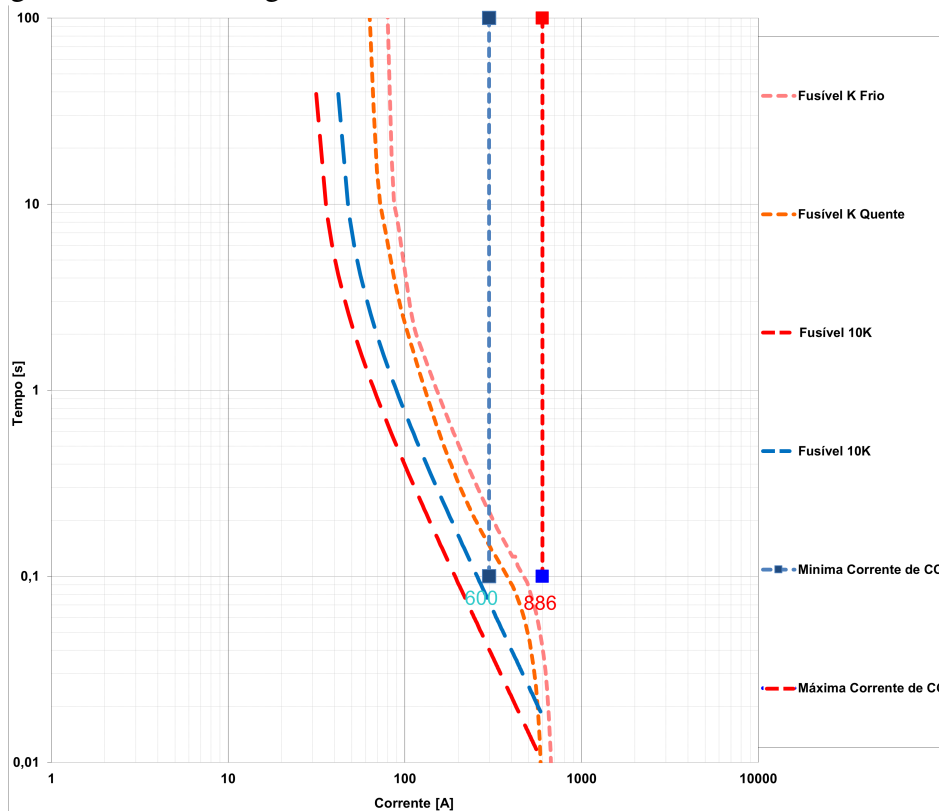
Figura 27 – Diagrama Unifilar com caminho das correntes de curto-circuito - Estudo de Caso 1.



Fonte: Elaborado pelo autor

A mudança nos locais ou tipos de curto-circuito com um nível de penetração GD mais alto pode levar à atuação indevida de DPs, ocasionando a interrupção no fornecimento para consumidores que poderiam permanecer energizados. Com a inserção de 100% de GD, os valores de corrente de curto-circuito no nó 12 resultaram em aproximadamente 0,900 kA. Dessa forma, conforme mostra a Tabela 5 e o coordenograma da Figura 28, não haverá seletividade entre os elos 15K e 10K, pois o limite é de 0,300 kA. Os valores mínimos de corrente de curto-circuito são sem GD (pontilhado azul) e máximos são com GD (pontilhado vermelho).

Figura 28 – Coordenograma entre FU11 e FU12 com GD - Estudo de Caso 1.

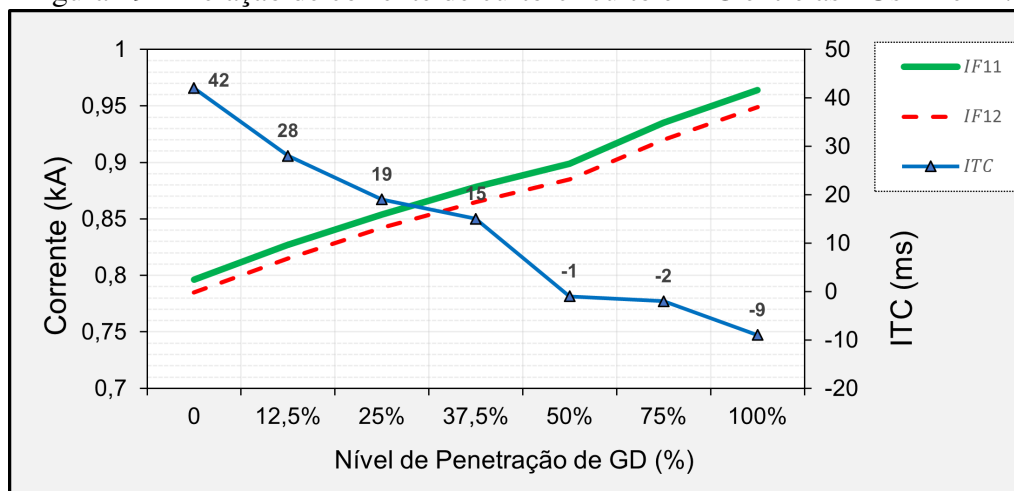


Fonte: Elaborado pelo autor

A localização da GD tem uma influência significativa na proteção entre fusíveis-fusíveis, pois o aumento de correntes de curto-circuito podem ocasionar a perda de seletividade entre elas. Para a análise do AL01, pode ser observado que a localização da GD no nó 10 possui um impacto maior entre as FUs próximas da GD do que as FUs que estão instaladas nos nós mais distantes da GD e próximas do início do AL01.

Com base nos resultados das simulações, pode-se observar que a seletividade entre os fusíveis em série foi perdida para as chaves fusíveis próximas à GD. Para analisar os impactos do nível de penetração da GD na seletividade dos fusíveis em série, as proteções dos ramais próximos a GDS01 foram analisadas. Com o aumento do nível de penetração da GD, a corrente de curto-circuito através dos fusíveis em série mudará significativamente, conforme mostra a Figura 29. Pode-se observar que os valores de corrente aumentam para o nó 11 (IF11, em verde) e nó 12 (IF12, em vermelho) e o ITC (em azul) entre elas diminui até ocorrer a perda da seletividade com GD acima de 12,5%.

Figura 29 – Relação de corrente de curto-circuito e ITC entre as FUs 11 e 12.



Fonte: Elaborado pelo autor

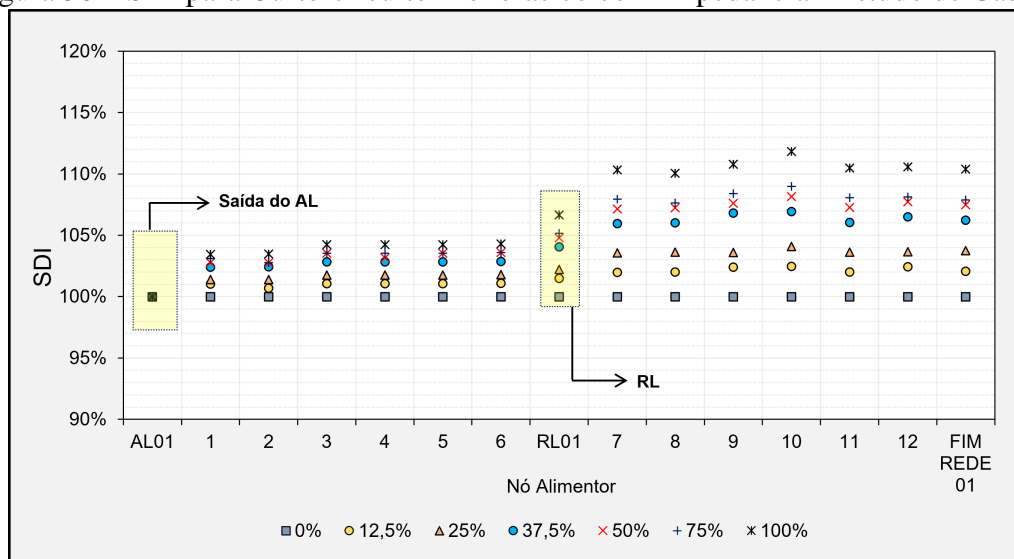
A seletividade entre os fusíveis em série pode ser restaurada pela atualização dos tamanhos dos fusíveis. No entanto, esta situação leva à necessidade de revisão dos ajustes de proteção do RL01 ou à necessidade de retirada das chaves fusíveis nos nós 11-12 para garantir a confiabilidade da proteção.

5.1.4 Curtos-circuitos com impedância de 40Ω

A Figura 30 mostra os valores do índice de deterioração de sensibilidade de corrente, obtido através da equação (9), para curtos-circuitos fase-terra com impedância 40Ω . Pode-se observar que as correntes de curto-circuito aumentam conforme o nível de penetração de GDs cresce, principalmente na região mais próxima das GDs. Ainda, a GF01 se manteve em operação, uma vez que a tensão no ponto de conexão foi superior a $0,88 \text{ pu}$, contribuindo para a corrente de curto-circuito.

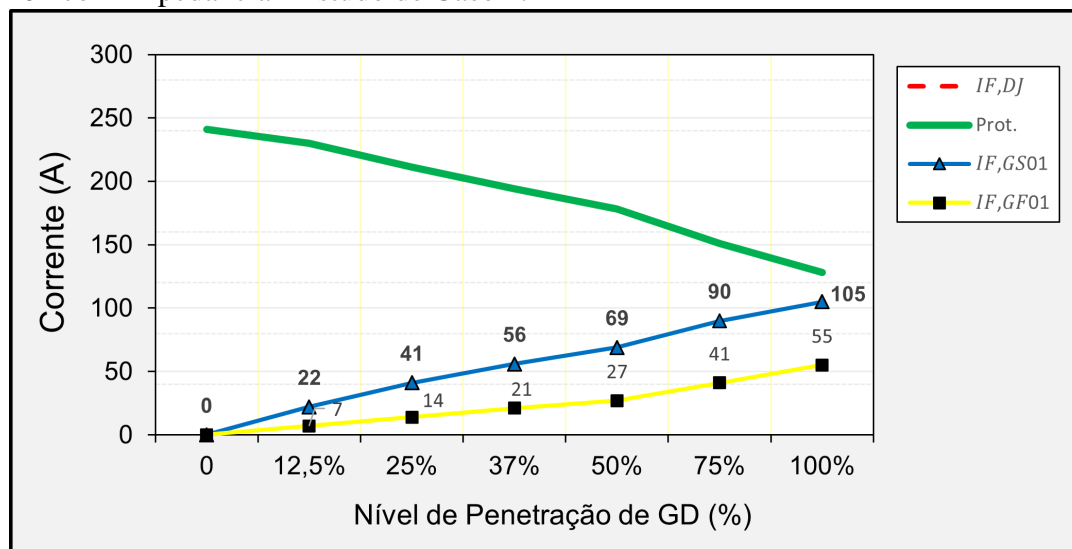
A Figura 31 mostra a corrente de curto-circuito vista pelo relé do alimentador (“IF,DJ”, em vermelho), e as contribuições de corrente de curto-circuito das GDs síncrona (“IF,GS01”, em azul) e fotovoltaica (“IF,GF01”, em amarelo). A partir da Figura 31, pode-se verificar que o aumento da penetração das GDs afeta os valores de corrente de curto-circuito no AL01. É importante destacar que, apesar de não haver perda da seletividade e sensibilidade da proteção (“Prot.”, em verde), a contribuição de corrente de curto-circuito da GDF01 foi de 55 A . Dependendo do sistema e do número de GDs, a confiabilidade do sistema de proteção pode ficar comprometida.

Figura 30 – SDI para Curto-circuito Monofásico com Impedância - Estudo de Caso 1.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 31 – Contribuição de corrente de curto-circuito da GD em relação AL01 e RL01 com impedância - Estudo de Caso 1.

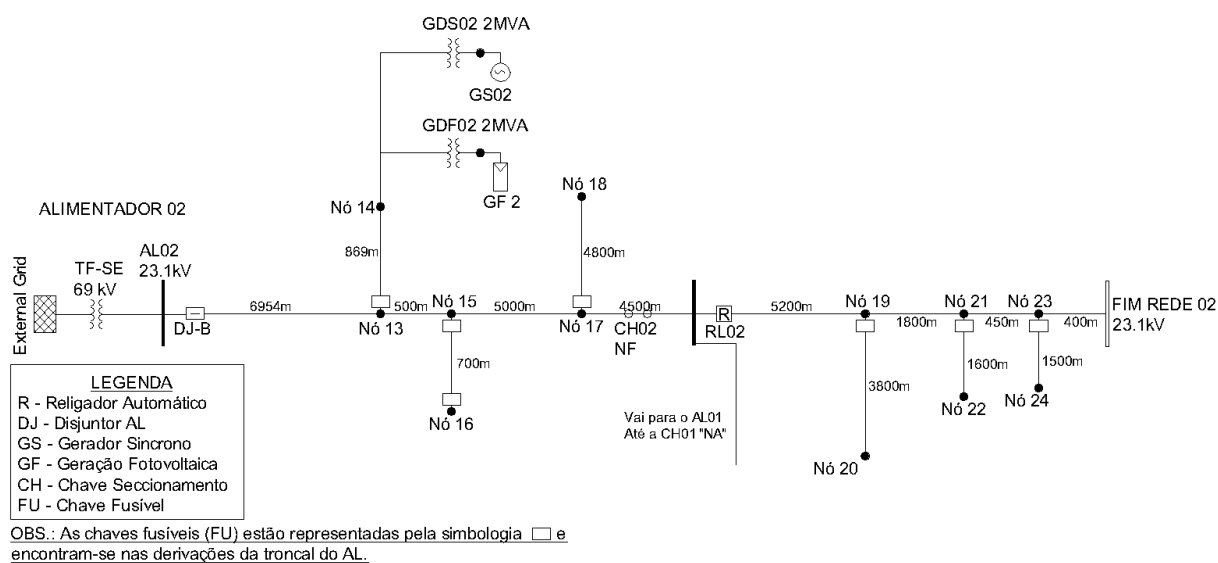


Fonte: Elaborado pelo autor

5.2 Estudo de Caso 2

O estudo de caso do AL02 considera a inserção de GDs em um trecho de rede a 8 km da subestação conforme mostra a Figura 32. Curtos-circuitos do tipo trifásico, bifásico e fase-terra foram aplicados a diversos nós do alimentador. Uma GD síncrona e uma GD fotovoltaica foram conectadas ao nó 14, tendo sua potência instalada modificada para analisar o desempenho do sistema de proteção frente a diferentes níveis de penetração de GD. Os níveis considerados podem ser visualizados na Tabela 12.

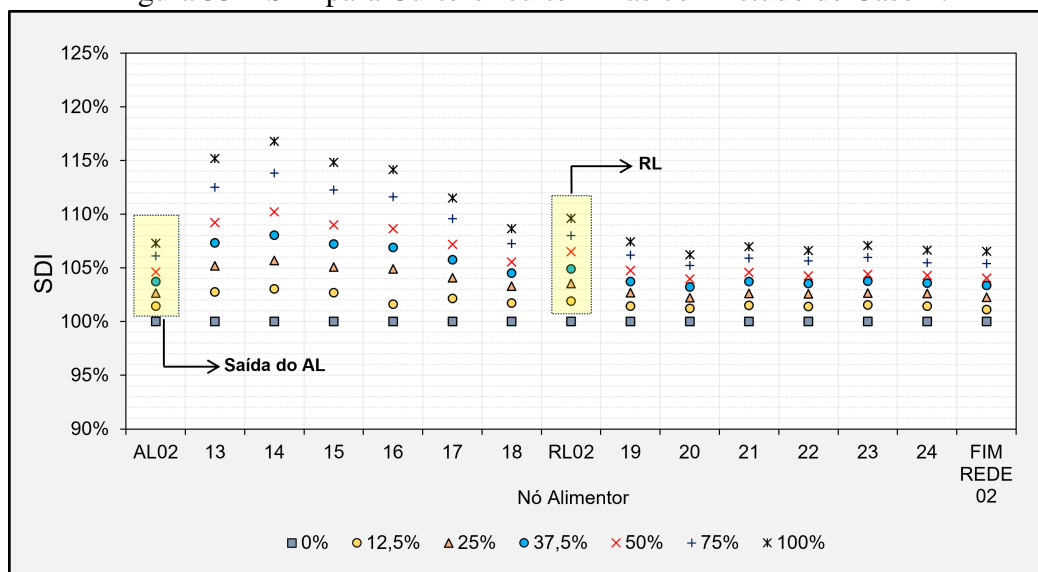
Figura 32 – Diagrama unifilar do Alimentador 02.



Fonte: Elaborado pelo autor

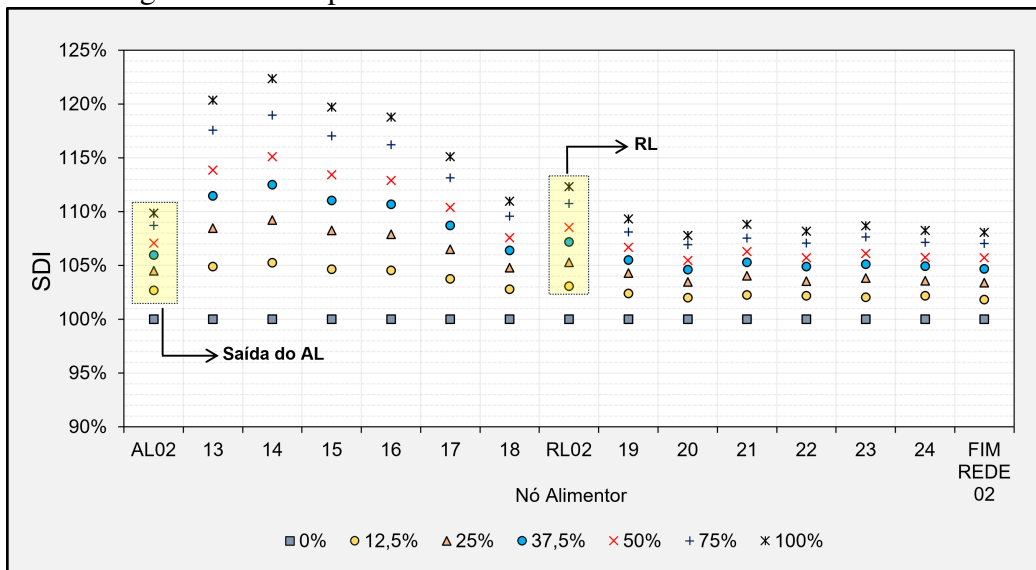
As figuras 33 a 35 mostram os valores de SDI obtidos através da equação (9) para curto-circuito trifásico, bifásico e monofásico (sem impedância), respectivamente. A GDF02 não teve contribuição nos valores de corrente de curto-circuito, pois a tensão no ponto de conexão foi inferior a 0,88 pu, assim retirando de operação a geração fotovoltaica.

Figura 33 – SDI para Curto-circuito Trifásico - Estudo de Caso 2.



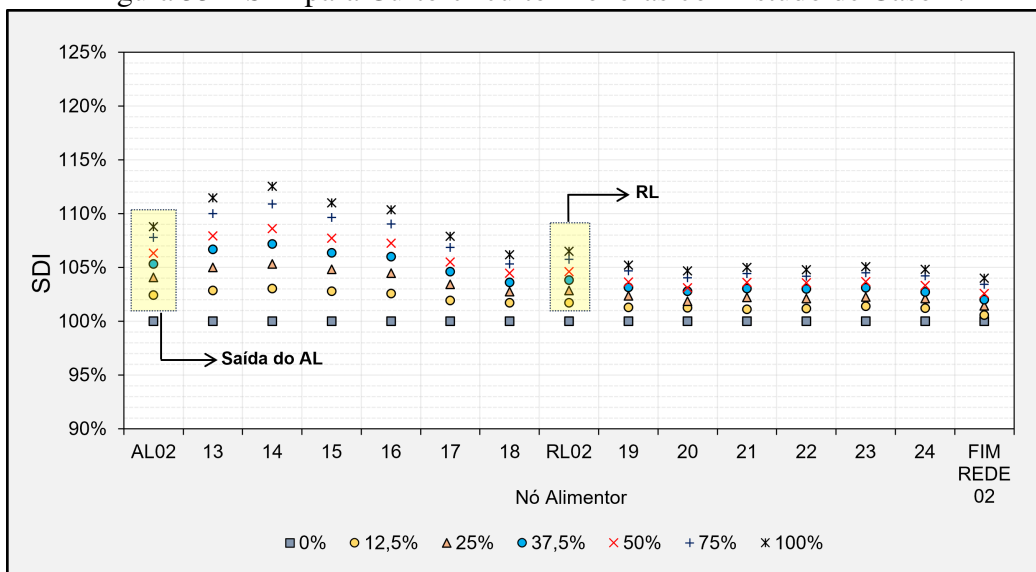
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 34 – SDI para Curto-circuito Bifásico - Estudo de Caso 2.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 35 – SDI para Curto-circuito Monofásico - Estudo de Caso 2.



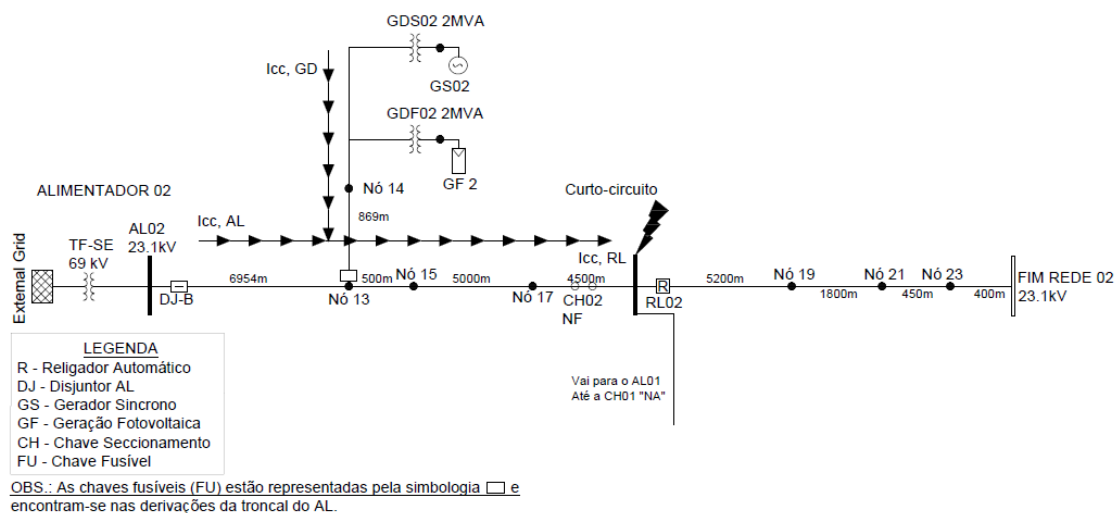
Fonte: Elaborado pelo autor

A partir das figuras 33 a 35, pode-se observar que a variação das correntes de curto-circuito aumentam conforme o nível de penetração de GDs cresce. Com o aumento do nível de penetração, em alguns casos, há um aumento de variação de corrente de curto-circuito próximo a 120% comparado com o sistema sem GD. É possível verificar, ainda, que os nós mais próximos das GDs são os que mais sofrem variação do SDI, assim sendo um indicativo de análise da proteção entre os DPs. Tal aumento de inserção de GD na rede de distribuição pode atrasar a operação dos DPs a montante.

5.2.1 Análise da Proteção entre AL02 e RL02

A análise da proteção entre AL02 e RL02 foi realizada considerando a ocorrência de curto-circuito próximo ao nó do religador e observando a contribuição de corrente da GD neste mesmo ponto. A Figura 36 ilustra o nó onde foi aplicado o curto-circuito e as correntes resultantes. O aumento de inserção de GD na rede de distribuição pode atrasar a operação dos DPs a montante, podendo resultar em disparos indesejados ou ainda a perda da sensibilidade do AL02. No nível de penetração de GD de 75%, com um curto-circuito próximo ao nó do RL02 (ver Figura 36), poderá haver perda da sensibilidade da proteção entre AL02 e RL02 devido à contribuição de corrente da GD entre os DPs. Dessa forma, é recomendável revisar os ajustes de proteção do relé AL02 para garantir a sensibilidade de proteção.

Figura 36 – Diagrama Unifilar com caminho das correntes de curto-circuito - Estudo de Caso 2.



Fonte: Elaborado pelo autor

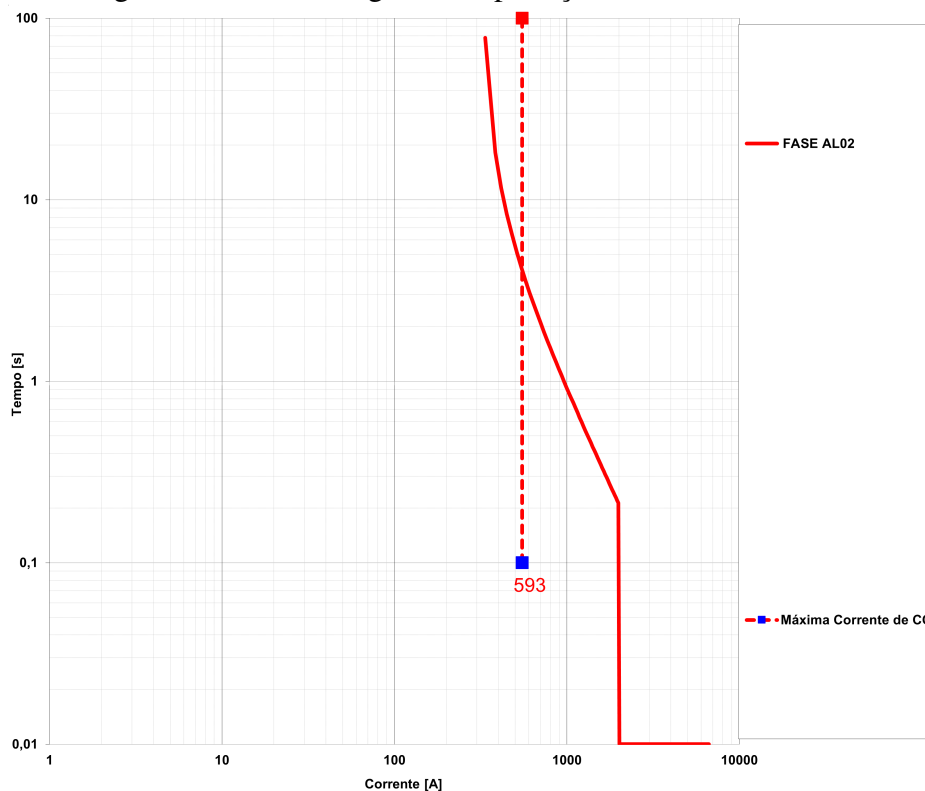
A Tabela 16 apresenta as correntes de curto-circuito no sistema sem GDs e com 100% de penetração de GDs. A partir dos valores apresentados, verifica-se que ocorre uma diminuição nas correntes de curto-circuito vistas pelo AL02 com a inserção das GDs.

Tabela 16 – Correntes de curto-circuito com 100% e sem GD - Estudo de caso 2.

Tipo de curto-circuito	$I_{cc,AL}$		$I_{cc,RL}$		$I_{cc,GD}$		FIM REDE 02	
	Sem GD	100% GD	Sem GD	100%	Sem GD	100%	Sem GD	100%
Monofásico	569	523	0	0	0	95	0	0
Bifásico	593	480	0	0	0	287	0	0
Trifásico	675	604	0	0	0	163	0	0

Os coordenogramas para o sistema sem GDs e com 75% de penetração de GDs são apresentados nas figuras 37 e 38, respectivamente, onde se pode observar a perda da

Figura 37 – Coordenograma da proteções do AL02 sem GD.



Fonte: Elaborado pelo autor

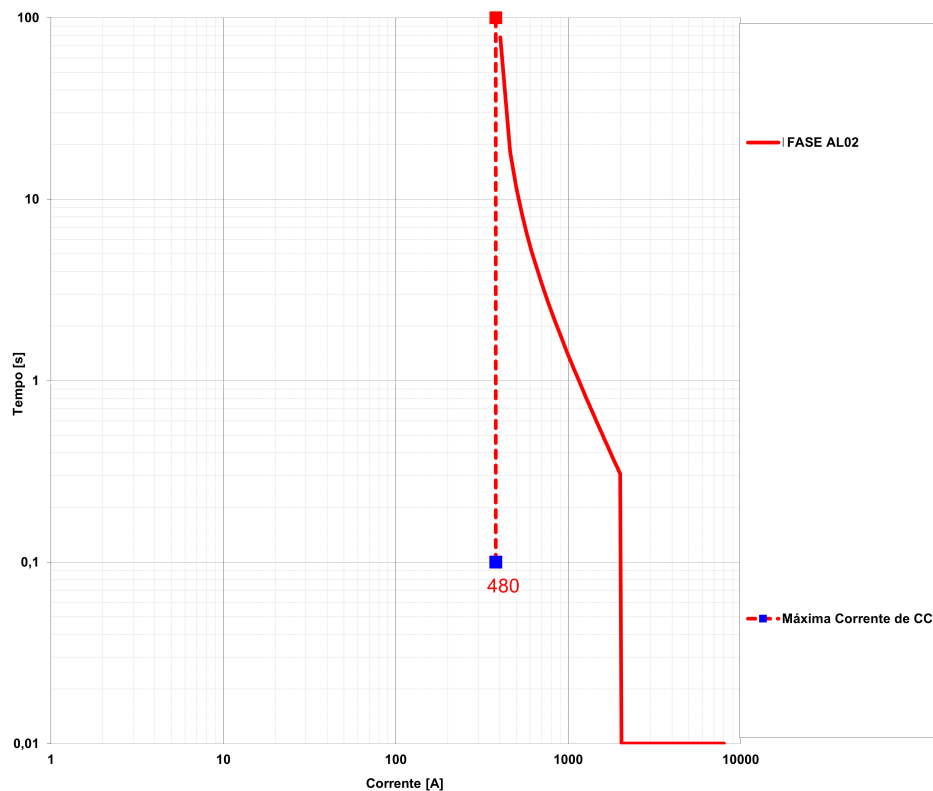
sensibilidade. Consequentemente, a proteção do AL02 poderá não atuar para defeitos na rede de distribuição entre AL02 e RL02, trazendo riscos para a operação do sistema. Sem a sensibilidade de proteção no AL02, para defeitos na rede de distribuição entre AL02 e RL02, o AL02 poderá permanecer energizado comprometendo a confiabilidade do sistema de proteção.

A Figura 39 mostra os valores de corrente de curto-circuito vista pelo relé do alimentador AL02 (DJ-B) e a contribuição de corrente a partir da GD (GDS02) para diferentes níveis de penetração de GD. Pode-se observar que o aumento da capacidade instalada de GD leva a uma redução na corrente de curto-circuito vista pelo AL02 conforme resultados apresentados na Tabela 16. Dessa forma, é recomendável revisar os ajustes de proteção do AL02 ou RL02 para garantir sensibilidade da proteção.

A extensão dessa diferença entre as correntes de curto-circuito podem ser obtidas pelas equações (7) e (8), auxiliando na estimativa do impacto geral da deterioração da corrente de curto-circuito nos DPs.

A Figura 39 apresenta a contribuição da corrente de curto-circuito pela GD para diferentes níveis de penetração. Em vermelho, apresenta-se os valores de corrente de curto-circuito vistas pelo relé do alimentador (IF,DJ). Em verde, são mostrados os valores de corrente de curto-circuito que permitem a operação da proteção do alimentador (Prot.).

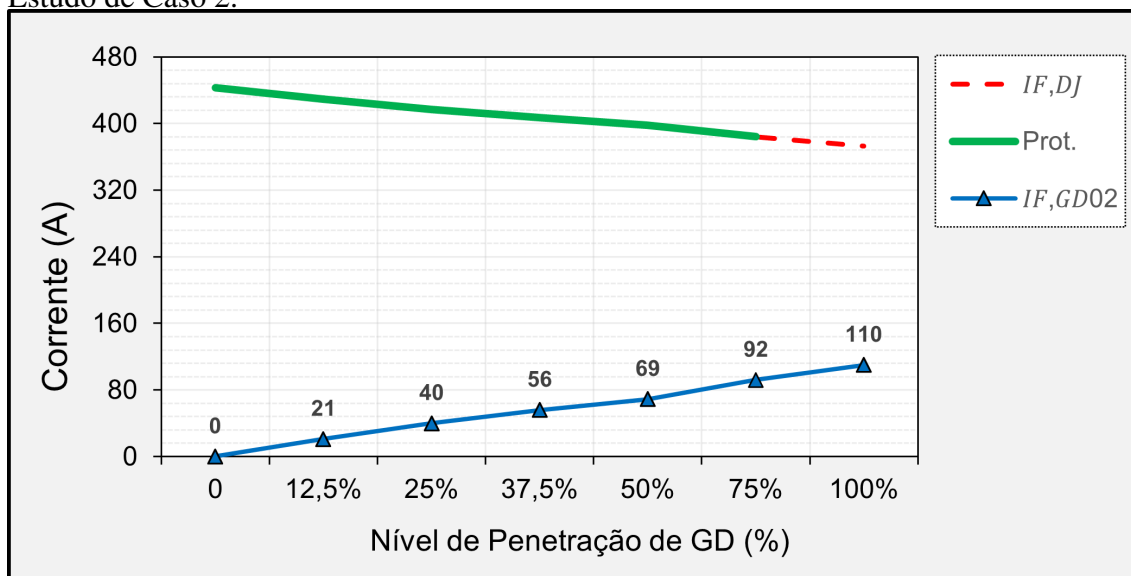
Figura 38 – Coordenograma da proteções do AL02 com inserção de GD acima de 75%.



Fonte: Elaborado pelo autor

Por fim, em azul apresenta-se a contribuição de corrente de curto-circuito pela GD02, identificada por IF,GD02.

Figura 39 – Contribuição de corrente de CC da GD em diferentes níveis de penetração - Estudo de Caso 2.



Fonte: Elaborado pelo autor

A partir da Figura 39 e dos coordenogramas das figuras 37 e 38, pode-se verificar que o aumento da penetração de GD afeta a sensibilidade do relé AL02 com o RL02. Ainda, quando o nível de penetração de GD atinge 1,5 MVA (75%), ocorre perda da sensibilidade, na qual a proteção do AL02 poderá não enxergar uma situação de curto-circuito. Tal situação traz riscos à operação do sistema, desligamento indevido interrompendo o fornecimento para uma maior quantidade de clientes, bem como riscos à população.

Utilizando as equações (14)-(15) e (16)-(17), obtém-se os valores de ITC apresentados na Tabela 17.

Tabela 17 – ITC alimentador-religador sem e com GD - Estudo de Caso 2.

Local dos Curtos-Circuitos	ITC (segundos) Sem GD			ITC (segundos) Com GD		
	Trifásico	Bifásico	Monofásico	Trifásico	Bifásico	Monofásico
15	0,083	0,066	0,111	0,083	0,066	0,111
17	0,070	0,054	0,092	0,07	0,054	0,092
RL02	0,071	0,054	0,094	0,071	0,054	0,094
FIM REDE02	0,059	0,046	0,079	0,059	0,046	0,079

Os níveis de penetração de GD podem representar um risco grave para a seletividade de proteção entre DPs, conforme mostrado na 17, que mesmo com valores positivos ficou abaixo de 0,2 s. Pode-se observar que pode haver a perda da seletividade entre AL, RL e chaves fusíveis nos ramais citados. Em um nível de penetração de GD mais alto, a seletividade original da proteção entre os DPs pode se tornar ineficaz, causando o disparo indevido da proteção.

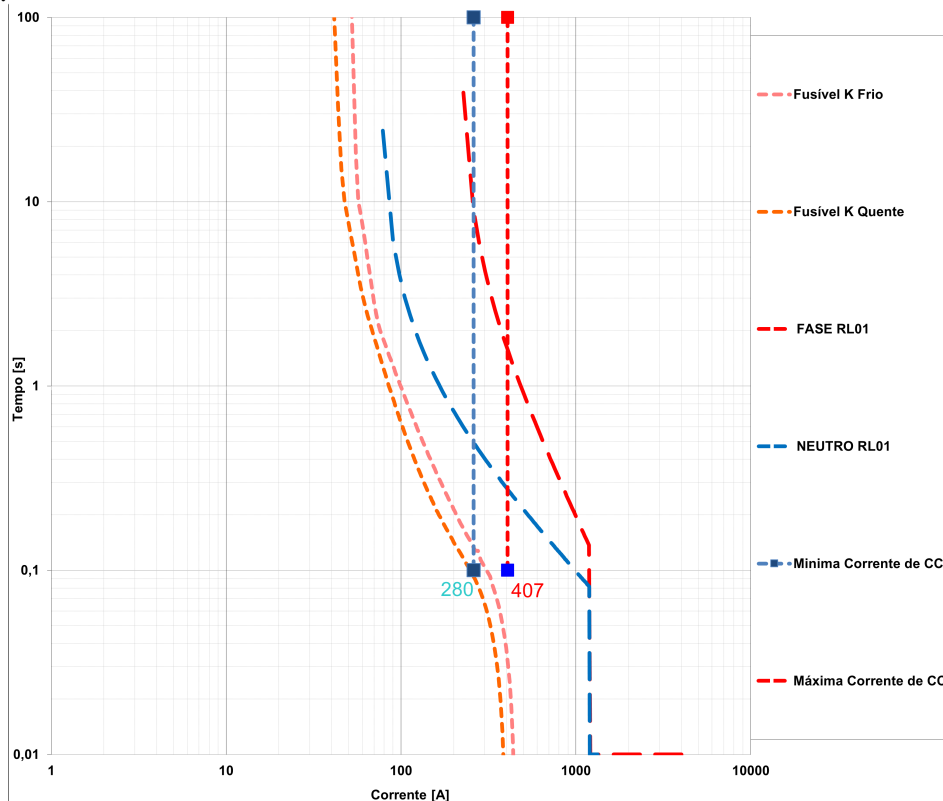
Com base nesses resultados, pode-se concluir que poderá não ter disparo da proteção entre o AL02 e RL02 quando a GD estiver localizada entre estes dois DPs. Para uma penetração de GD acima de 1,5 MVA (75%), ocorre a perda da sensibilidade, conforme mostram as figuras 37 e 38.

5.2.2 Análise da Proteção entre RL02 e Fusíveis para o AL02

A seletividade entre religador e chaves fusíveis também foi analisada através do ITC. A Tabela 18 apresenta os resultados de ITC para curtos-circuitos trifásico, bifásico e monofásico, considerando o sistema sem GD e com 100% de penetração de GDs. Estes resultados foram utilizados para avaliar a seletividade entre o RL02 e as chaves fusíveis F19, F21 e F23. Observa-se que há seletividade entre os dispositivos na presença de GD.

Em relação à proteção entre RL02 e FUs a jusante, haverá seletividade mesmo com aumento nos valores de corrente de curto-circuito devido à inserção de GD,. No entanto, é importante notar que houve uma diminuição significativa nos tempos de seletividade conforme mostra o coordenograma para o sistema sem GDs e com 100% de penetração de GDs apresentado na Figura 40. Os valores mínimos de corrente de curto-circuito são sem GD (pontilhado azul) e máximos são com GD (pontilhado vermelho).

Figura 40 – Coordenograma da proteções do RL02 e FUs com e sem GD - Estudo de Caso 2.



Fonte: Elaborado pelo autor

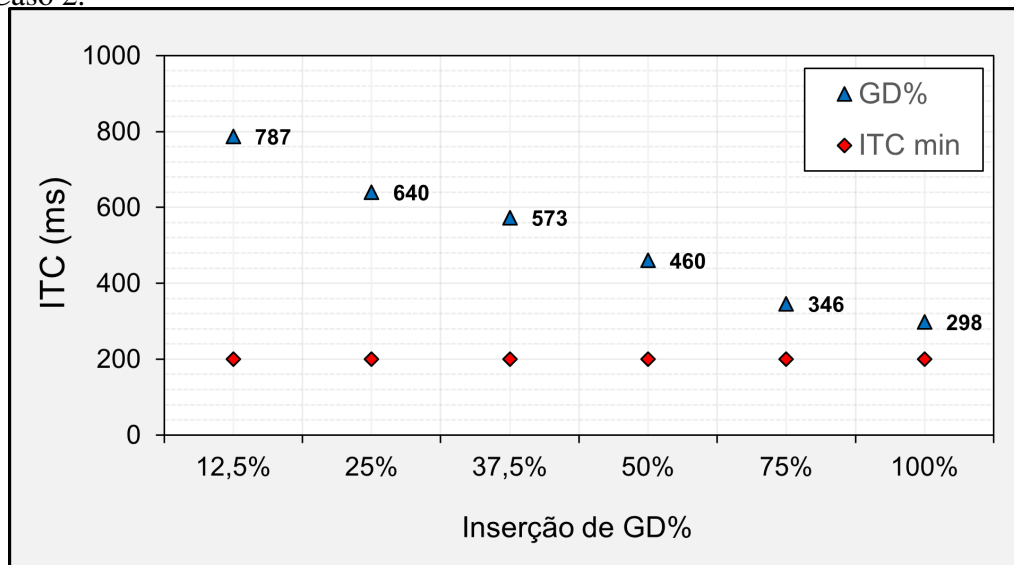
O RL02 manterá seletividade com as chaves fusíveis a jusante em situações de curto-circuito nos ramais das chaves fusíveis. Entretanto, é possível verificar através da Tabela 18 que há uma redução de aproximadamente 0,4 s quando comparados os ITCs do sistema sem GD e com 100% de penetração de GD.

Tabela 18 – ITC religador-fusível com e sem GD - Estudo de Caso 2.

Nó	Local do CC	ITC (Segundos) Sem GD			ITC (Segundos) Com GD		
		Trifásico	Bifásico	Monofásico	Trifásico	Bifásico	Monofásico
19	3800m	0,988	0,878	0,860	0,480	0,402	0,398
21	1600m	0,907	0,811	0,801	0,443	0,365	0,320
23	1500m	0,894	0,799	0,787	0,417	0,340	0,298

A Figura 41 apresenta a variação do ITC para diferentes níveis de penetração de GD, considerando curtos-circuitos do tipo monofásico, bifásico e trifásico. Pode-se observar que, conforme o aumento da inserção de GD, há maiores chances de perda de seletividade da proteção.

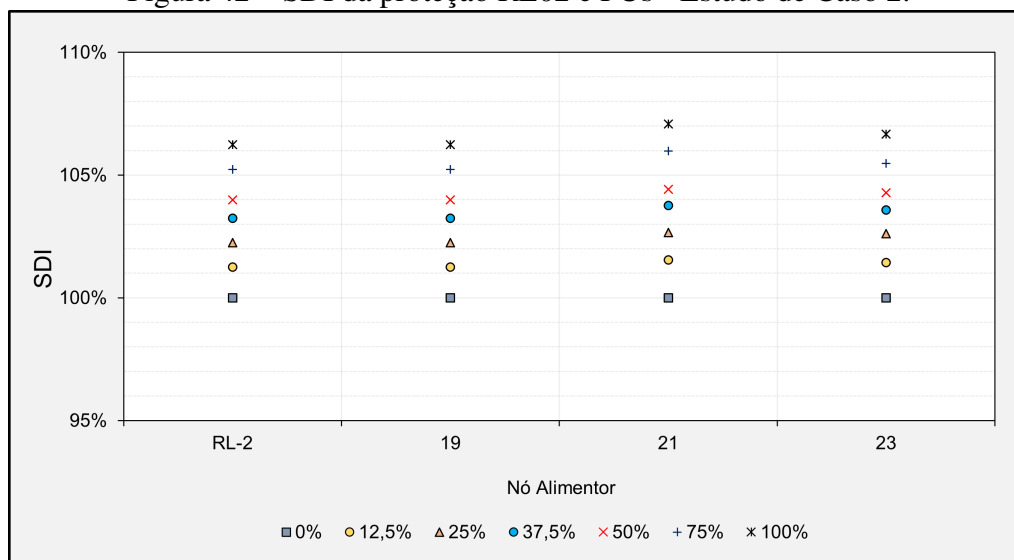
Figura 41 – Variação no ITC do RL02 para diferentes níveis de penetração de GD - Estudo de Caso 2.



Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 42 apresenta os valores de SDI entre o RL02 e as chaves fusíveis à jusante do RL. Pode-se observar que, com o aumento do nível de penetração da GD no nó 14, a variação das correntes de curto-circuitos são maiores no nó onde há a conexão da GD.

Figura 42 – SDI da proteção RL02 e FUs - Estudo de Caso 2.



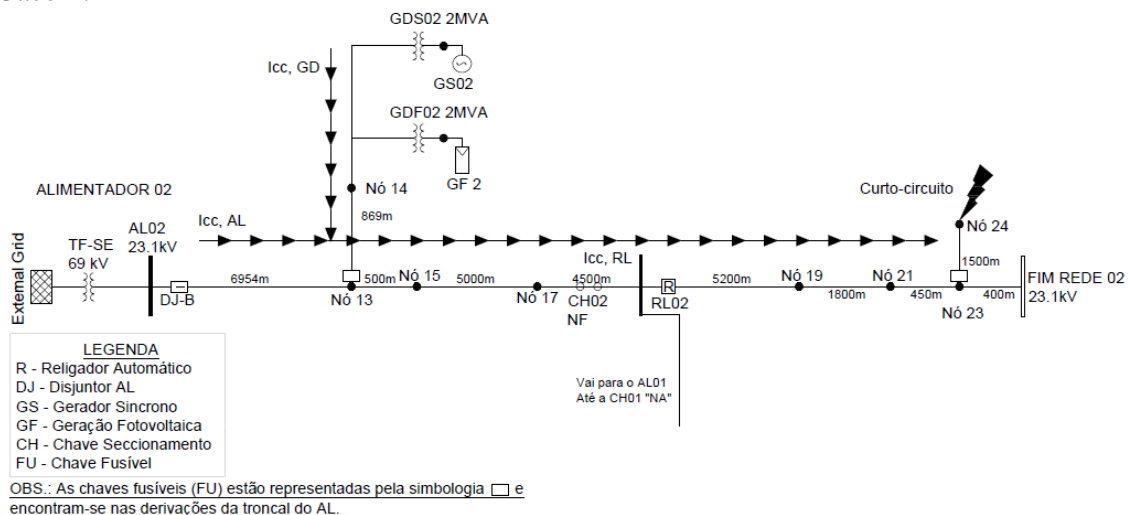
Fonte: Elaborado pelo autor

5.2.3 Análise da Proteção entre Chaves Fusíveis

As chaves fusíveis F23 e F24 estão instaladas em série nas laterais dos nós 23-24, conforme mostra a Figura 43. A conexão de GD no nó 14 resulta em correntes de curto-circuitos adicionais passando por esses DPs, levando à falta de seletividade. Ainda, ambos

fusíveis começarão a ter sua abertura para uma falha a jusante de F23, o que pode causar uma interrupção no fornecimento de toda a lateral do ramal.

Figura 43 – Diagrama Unifilar com caminho das correntes de curto-circuito - Estudo de Caso 2.



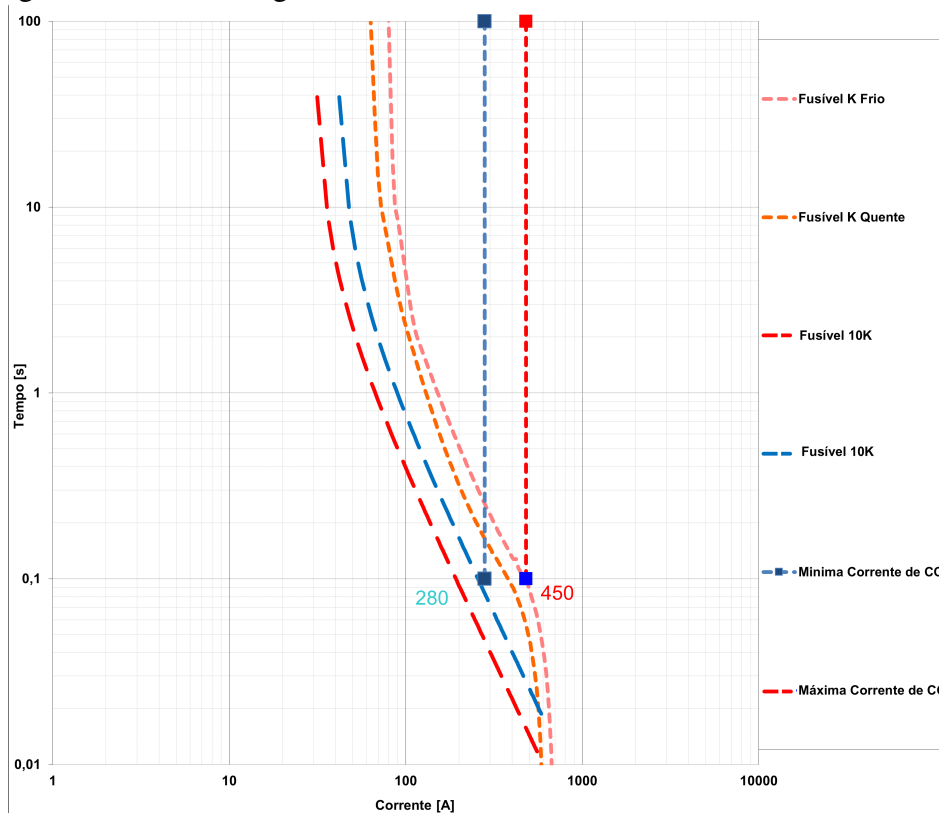
Fonte: Elaborado pelo autor

Com a inserção de 100% de GD, os valores de corrente de curto-circuito no fim do nó 12 resultaram em aproximadamente 0,450 kA. Dessa forma, conforme mostra a Tabela 5 e o coordenograma da Figura 44, não haverá seletividade entre os elos 15K e 10K, pois o limite é de 0,300 kA. Na Figura 44 são também apresentadas as correntes mínima (280 A, sem GD no sistema) e máxima (450 A, com GD).

A localização da GD tem uma influência significativa na proteção entre fusíveis-fusíveis, pois o aumento de correntes de curto-circuito ocasionam a perda da seletividade entre elas. Os resultados mostram que a localização da GD no nó 14 teve um impacto relevante mesmo nas FUs mais distantes da GD que foram o caso das FUs nos nós 23-24 em que houve a perda da seletividade.

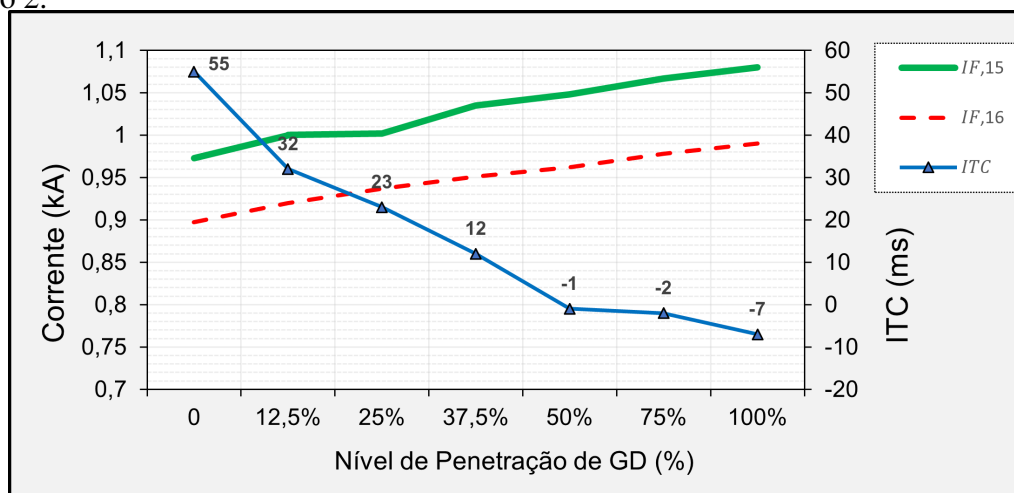
Com base nos resultados das simulações, pode-se observar que a seletividade entre os fusíveis em série foi perdida para as chaves fusíveis próximas à GD. Para analisar os impactos do nível de penetração da GD na seletividade dos fusíveis em série, as proteções dos ramais próximos a GDS01 foram analisadas. Com o aumento do nível de penetração da GD, a corrente de curto-circuito através dos fusíveis em série muda significativamente, conforme mostra a Figura 45. Pode-se observar que os valores de corrente aumentam para o nó 15 (“IF11”, em verde) e nó 16 (“IF12”, em vermelho) e o ITC (em azul) entre elas diminui até ocorrer a perda da seletividade com GD acima de 25%.

Figura 44 – Coordenograma entre FU23 e FU24 com GD - Estudo de Caso .



Fonte: Elaborado pelo autor

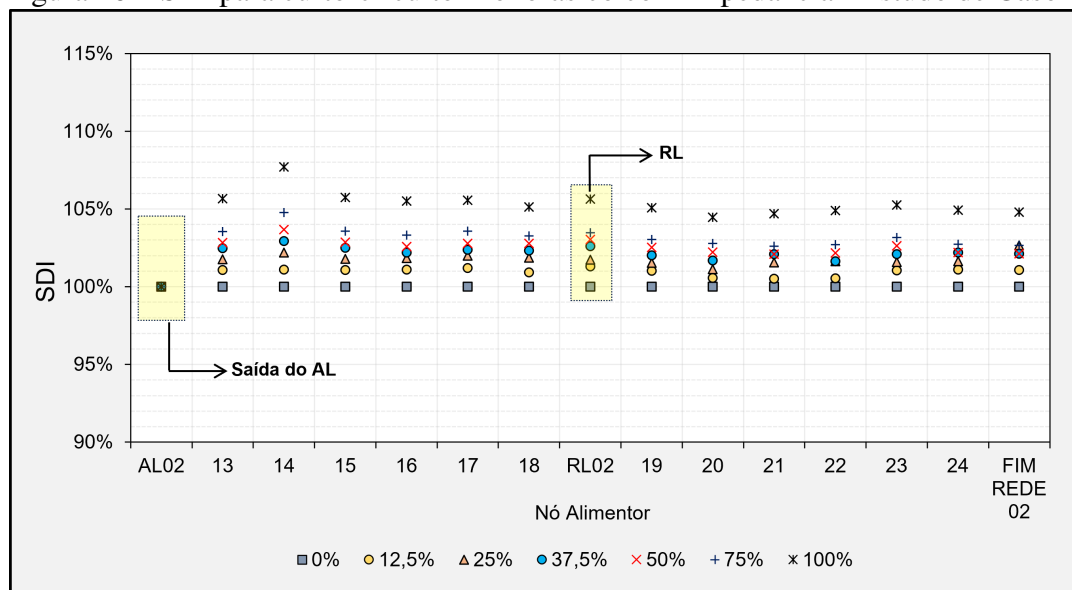
Figura 45 – Relação de corrente de curto-circuito e ITC entre as FUs 15 e 16. - Estudo de Caso 2.



Fonte: Elaborado pelo autor

A seletividade entre os fusíveis em série pode ser restaurada pela atualização dos tamanhos dos fusíveis para as chaves fusíveis antes do RL02. Já para as FUs a jusante do RL02, há necessidade de revisão dos ajustes de proteção do RL02 ou a necessidade de retirada das chaves fusíveis nos nós 23-24 para garantir a confiabilidade da proteção.

Figura 46 – SDI para curto-circuito Monofásico com impedância - Estudo de Caso 2.



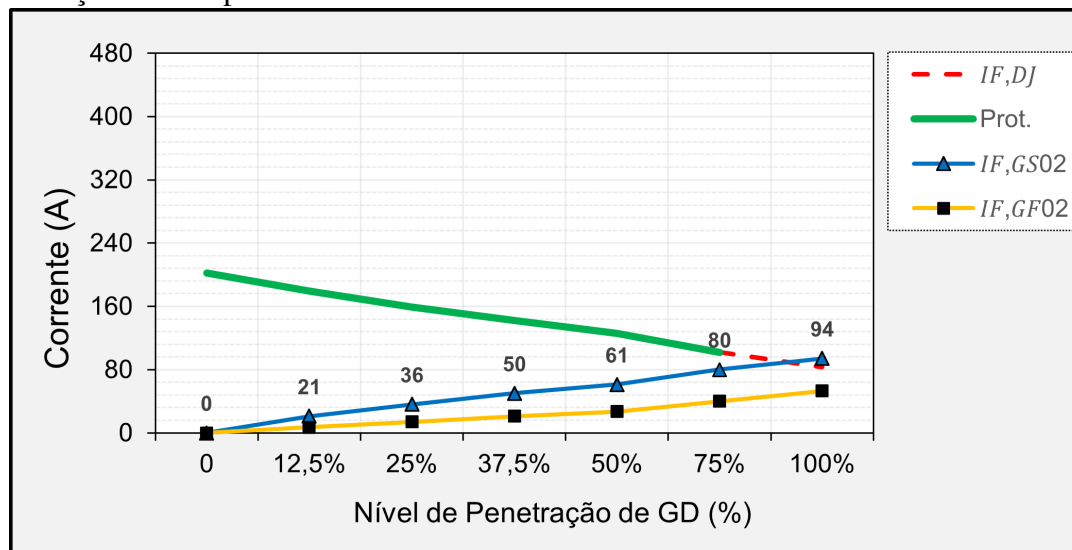
Fonte: Elaborado pelo autor

5.2.4 Curtos-circuitos com Impedância de 40 Ω

Os valores do índice de deterioração de sensibilidade de corrente, obtidos através da equação (9), para curto-circuito monofásico (com impedância de 40 Ω), são apresentados na Figura 46. Pode-se observar que as correntes de curto-circuito aumentam conforme o nível de penetração de GDs cresce, principalmente em nós mais próximos das GDs, onde a distância da SE é maior. A geração solar se manteve em operação, contribuindo para a corrente de curto-circuito. Com o aumento do nível de penetração, em alguns casos, há um aumento de corrente de curto-circuito próximo aos 110%.

A contribuição de corrente de curto-circuito vinda da GDF02 pode ser visualizada na Figura 47 para diferentes níveis de penetração, pode-se verificar que o aumento da penetração das GDs síncrona (“IF,GS02”, em azul) e fotovoltaica (“IF,GF02”, em amarelo) afeta a sensibilidade da proteção (“Prot.”, em verde) do AL02 (“IF,DJ”, em vermelho) com o RL02. Ainda, quando o nível de penetração de GD atinge 1,5 MVA (75%), ocorre perda da sensibilidade, na qual a proteção do AL02 poderá não enxergar uma situação de curto-circuito, acarretando em riscos ao sistema e à população.

Figura 47 – Contribuição de corrente de curto-circuito da GD em diferentes níveis de penetração com impedância- Estudo de Caso 2.



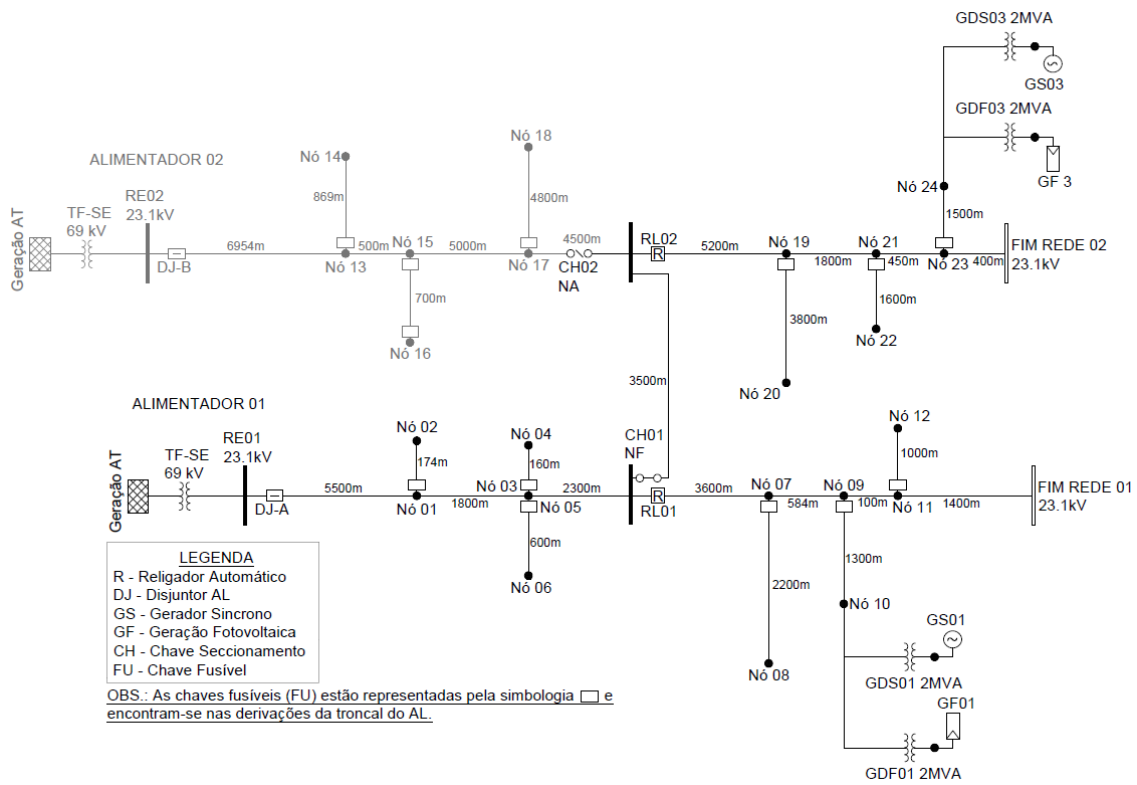
Fonte: Elaborado pelo autor

5.3 Estudo de Caso 3

Neste estudo de caso, foi simulada a transferência de carga entre os alimentadores AL01 e AL02 a fim de avaliar o sistema de proteção para a rede modificada. Foram simulados curtos-circuitos em todos os nós do alimentador, variando a potência instalada de GD. Ainda, as GDs foram conectadas no final da rede de distribuição próximas aos nós FIM REDE01 e FIM REDE02. A Figura 48 ilustra os alimentadores após a transferência de carga a partir da abertura de chave de seccionamento no nó 17, retirando de operação o trecho entre o AL02 até o RL02. Dessa forma, parte da carga inicialmente no AL02 passou a ser atendida pelo AL01.

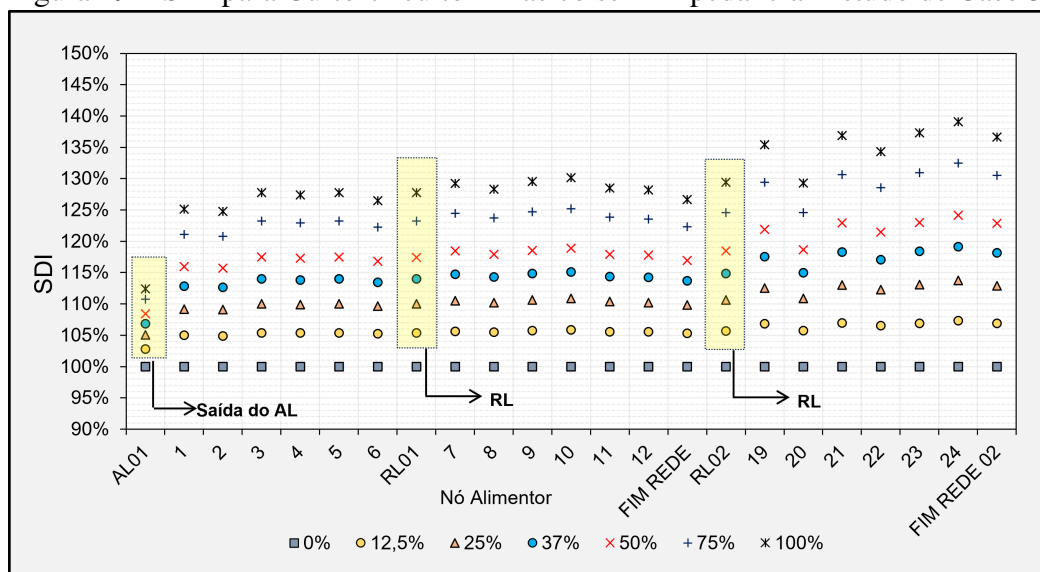
Foram consideradas GDs síncrona e fotovoltaica nos nós 10 e 24, conforme mostra a Figura 48. Os níveis de penetração de GDs considerados são os mesmos apresentados na Tabela 12. As figuras 49, 50 e 51 mostram os valores de SDI obtidos através da equação (9) para curto-circuito trifásico, bifásico e monofásico (sem impedância), respectivamente.

Figura 48 – Alimentador em manobra de contingência com GDs.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 49 – SDI para Curto-circuito Trifásico sem Impedância- Estudo de Caso 3.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 50 – SDI para Curto-circuito Bifásico sem Impedância- Estudo de Caso 3.

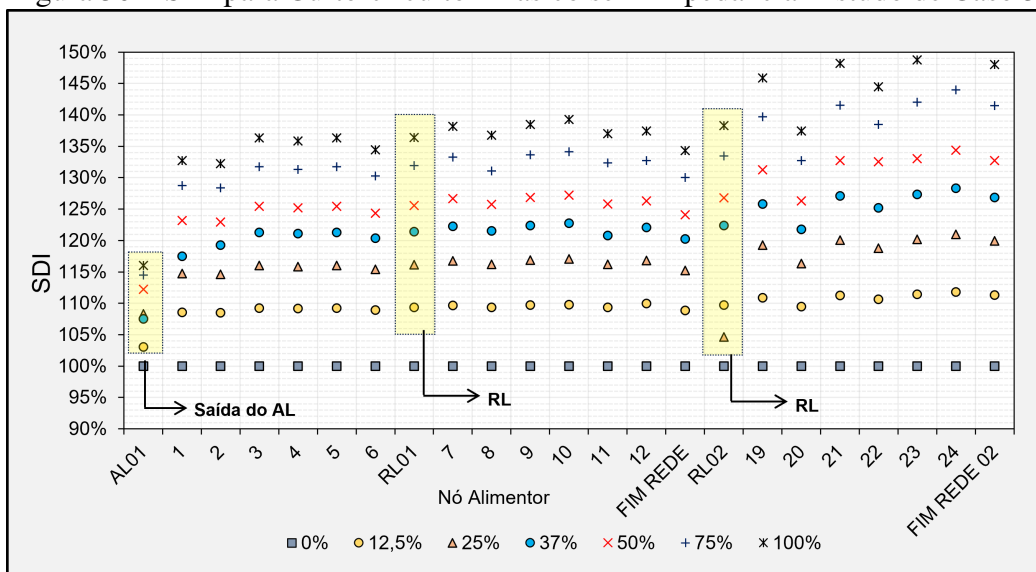
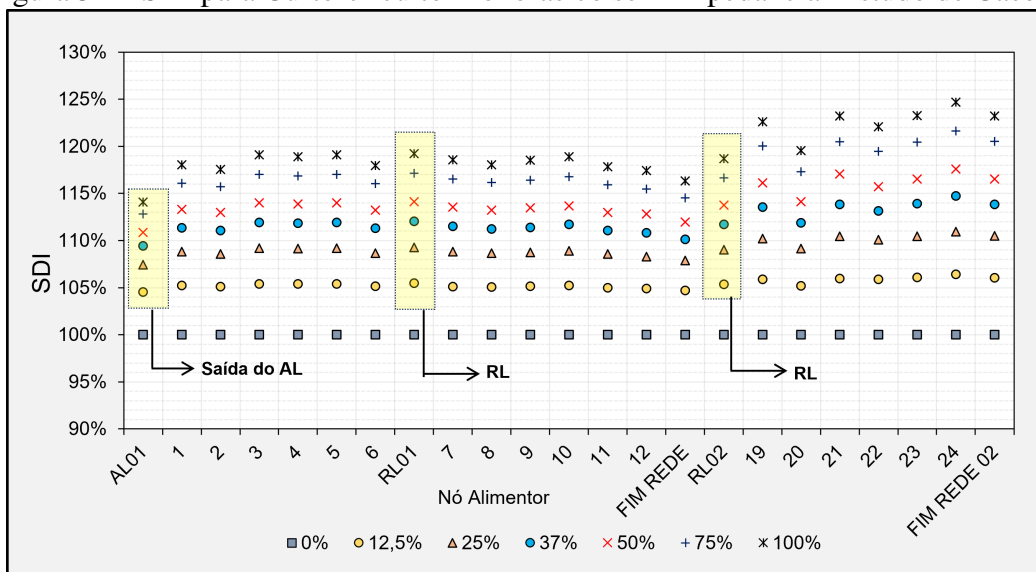


Figura 51 – SDI para Curto-circuito Monofásico sem Impedância- Estudo de Caso 3.



A partir das figuras 49 a 51, pode-se observar que a variação das correntes de curto-circuito aumentam conforme o nível de penetração de GDs cresce. Com o aumento do nível de penetração, em alguns casos, a variação da corrente de curto-circuito chega próximo a 150% comparado com o sistema sem GD. Ainda, nos casos analisados, as gerações fotovoltaicas (GDF01 e GDF03) foram retiradas de operação e não tiveram contribuição nos valores de corrente de curto-circuito, pois a tensão no ponto de conexão foi inferior a 0,88 pu.

5.3.1 Análise das Proteções entre AL01 e RLs 01 e 02

A Tabela 19 apresenta as correntes de curto-circuito para o sistema sem GD e com 100% de penetração GD, onde $I_{cc,GD}$ representa a soma das correntes de curto-circuito das GDs 01 e 03.. No nível de penetração de GD de 100%, com um curto-circuito no nó FIM REDE01, há cerca de 9% de redução na corrente de curto-circuito vista pelo relé do AL01, que passa de 0,833 kA para 0,761 kA.

Tabela 19 – Correntes de curto-circuito com 100% e sem GD para AL01 e RL01 - Estudo de caso 3.

Tipo de curto-circuito	$I_{cc,AL}$		$I_{cc,RL01}$		$I_{cc,GD}$		FIM REDE 01	
	Sem GD	100% GD	Sem GD	100%	Sem GD	100%	Sem GD	100%
Monofásico	701	661	701	850	0	130	701	831
Bifásico	722	545	722	742	0	477	545	1022
Trifásico	833	761	833	927	0	278	833	1111

A partir da Tabela 19, verifica-se que há um aumento nas correntes de curto-circuito próximo às GDs e uma diminuição da contribuição de corrente vinda do AL01 para um curto-circuito no nó FIM REDE01. Mesmo com a diminuição da contribuição de corrente no AL01, a sensibilidade é mantida em caso de uma falha de operação do RL01.

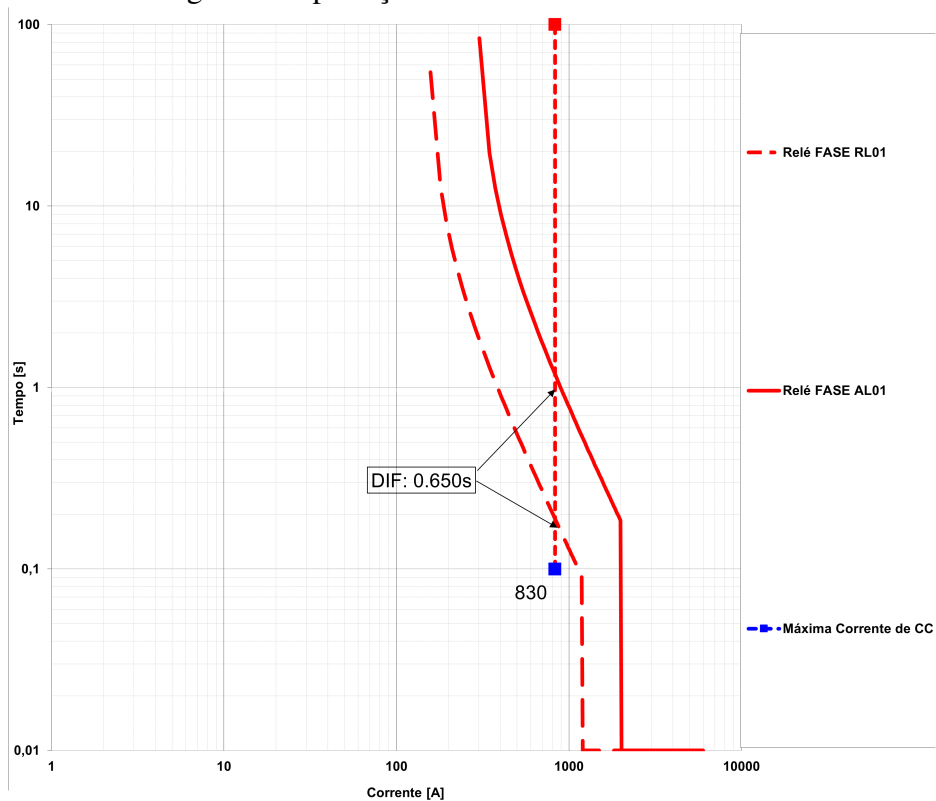
Em relação à proteção entre AL01 e RL01, pode-se verificar que ocorre a melhoria na seletividade devido à contribuição de corrente de curto-circuito vinda do GD02 ($I_{cc,GD03}$). As figuras 52 e 53 apresentam os coordenogramas para o sistema sem GDs e com 100% de penetração de GDs, onde se pode observar a melhoria nos tempos de coordenação e seletividade entre os DPs.

A Tabela 20 apresenta as correntes de curto-circuito para o AL01 e RL02, onde $I_{cc,GD}$ é a soma das correntes de curto-circuito das GDs 01 e 03. Analisando as proteções entre AL01 e RL02, considerando o curto-circuito em FIM REDE02 com nível de penetração de GD de 100%, observa-se cerca de 19% de redução na contribuição da corrente de curto-circuito para o AL01, ou seja, de 0,551 KA para 0,410 kA.

Tabela 20 – Correntes de curto-circuito com 100% e sem GD para o AL01 e RL02 - Estudo de caso 3.

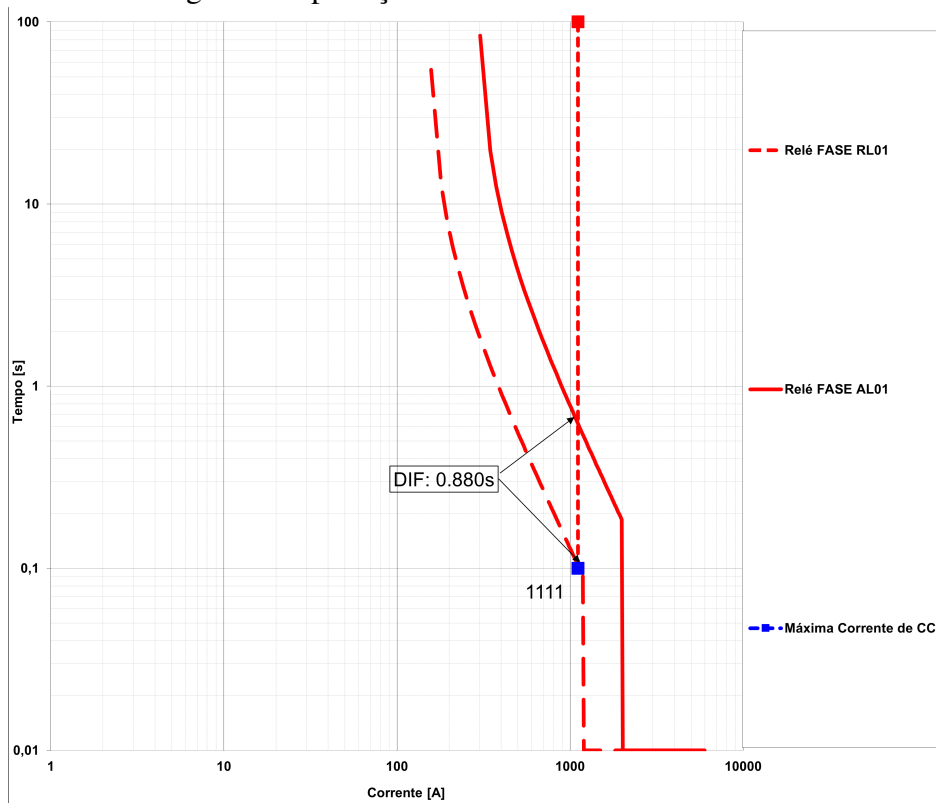
Tipo de curto-circuito	$I_{cc,AL}$		$I_{cc,RL02}$		$I_{cc,GD}$		FIM REDE 02	
	Sem GD	100% GD	Sem GD	100%	Sem GD	100%	Sem GD	100%
Monofásico	501	380	501	562	0	121	501	622
Bifásico	478	301	478	490	0	340	478	710
Trifásico	551	410	551	609	0	344	551	772

Figura 52 – Coordenograma da proteções do AL01 e RL01 sem GDs - Estudo de Caso 3.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 53 – Coordenograma da proteções do AL01 e RL01 com GDs - Estudo de Caso 3.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 54 – Coordenograma das proteções do AL01 e RL02 sem GD - Estudo de Caso 3.

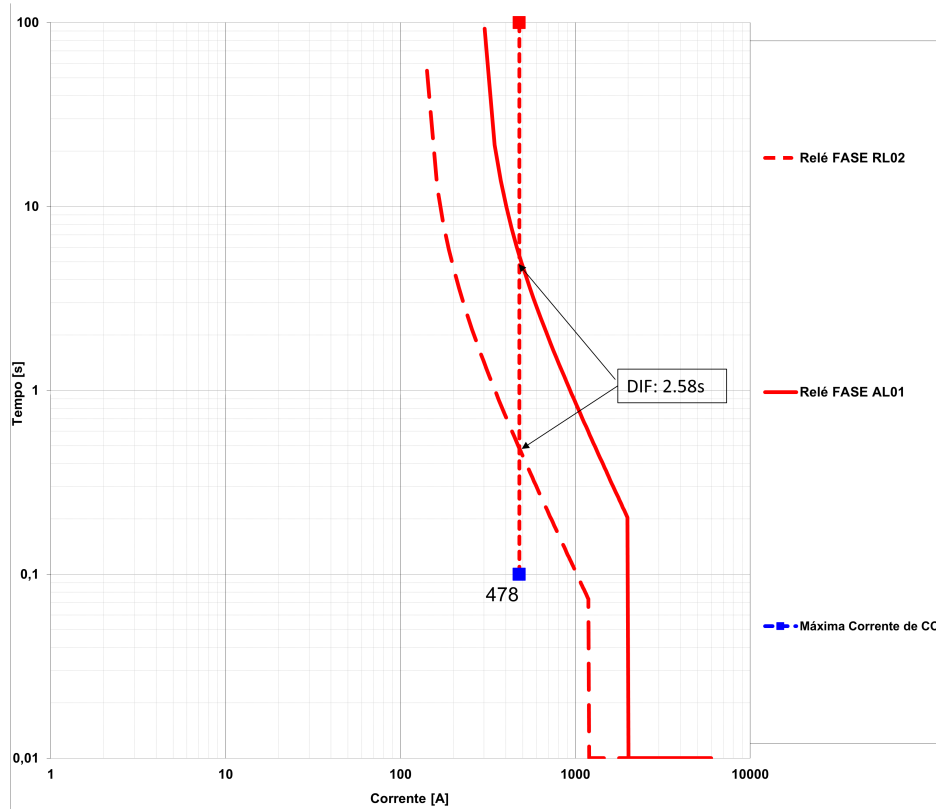
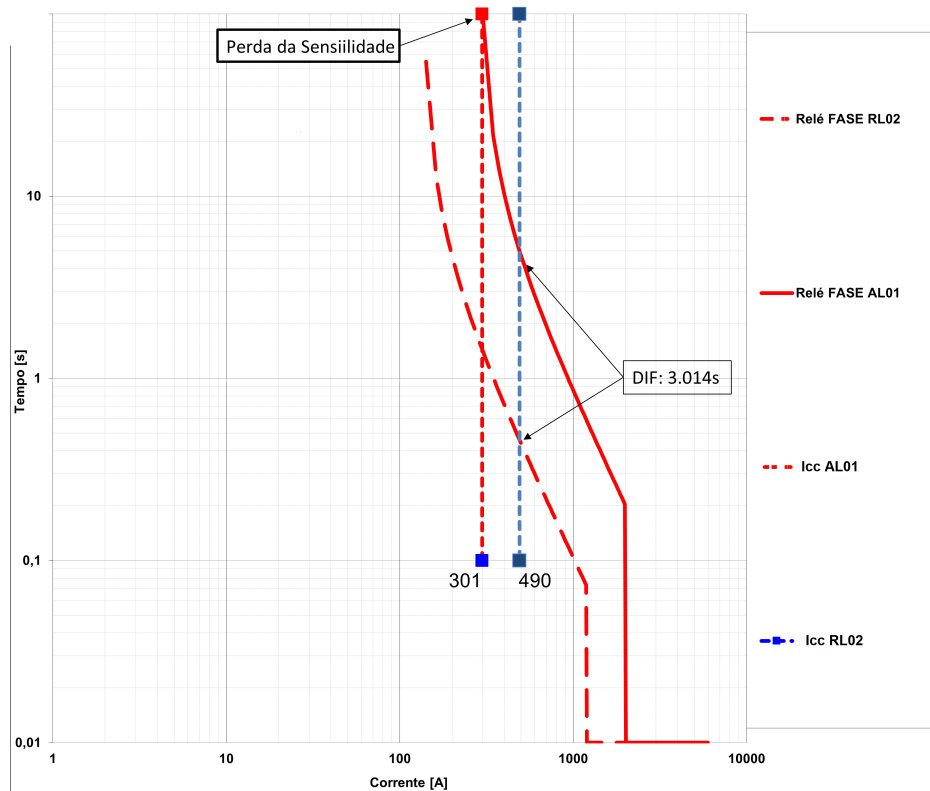


Figura 55 – Coordenograma das proteções do AL01 e RL02 com GD - Estudo de Caso 3.



Os coordenogramas para o sistema sem GDs e com 100% de penetração de GDs são apresentados nas figuras 54 e 55, respectivamente, onde se verifica a perda da sensibilidade em caso de falha no RL02. Neste caso, proteção do AL01 poderá não atuar para defeitos na rede de distribuição entre RL02 e o final da rede, prejudicando a confiabilidade da proteção para este alimentador.

Ainda, observa-se melhoria na seletividade entre AL01 e RL02 devido à contribuição da GD01 para a corrente de curto-circuito, aumentando os tempos entre AL01 e RL02 melhorando a seletividade entre os DPs.

Observando os resultados obtidos em relação às proteções do AL01 com o RL01, pode-se observar que as mesmas operam normalmente com até 100% de inserção de GD. Em relação às proteções entre AL01 e RL02, as mesmas operam normalmente com até 100% de inserção de GD sem sofrer impactos na proteção mesmo em situação de manobra. Uma observação em relação ao AL01 e RL02 com 100% de GD é que, em caso de falha de operação ou não funcionamento do religador, a proteção do AL01 não terá sensibilidade até o FIM REDE02.

Considerando a localização da GDS01 no nó 10 e da GDS02 no nó 24, no final do AL (ver Figura 48, haverá uma melhora na seletividade entre AL01 e RLs 01 e 02. No entanto, com a contribuição de corrente curto-circuito das GDs, a proteção do AL01 poderá perder a sensibilidade até o final da rede em caso de falha de operação dos RLs, colocando em risco a confiabilidade do sistema.

A partir das equações (14)-(15) e (16)-(17), foram obtidos os valores de ITC apresentados na Tabela 21. Com a conexão das GDs, as correntes de curto-circuito vistas pelos diferentes DPs foram alteradas, resultando na melhor seletividade entre o RL01 e AL01 com GD conforme mostram os coordenogramas das figuras 52 e 53.

Entre AL01 e RL02 também há melhora na seletividade. No entanto, conforme mostram as figuras 54 e 55, em caso de falha de operação no RL02 a proteção de retaguarda (AL01) poderá não enxergar um curto-circuito próximo ao FIM REDE02.

A Tabela 21 mostra os valores de ITC entre AL01 e os DPs a jusante com e sem GD. Os resultados mostram como os níveis de penetração de GD alteram consideravelmente os tempos de seletividade entre os DPs,

Tabela 21 – ITC alimentador-religador sem e com GD - Estudo de Caso 3.

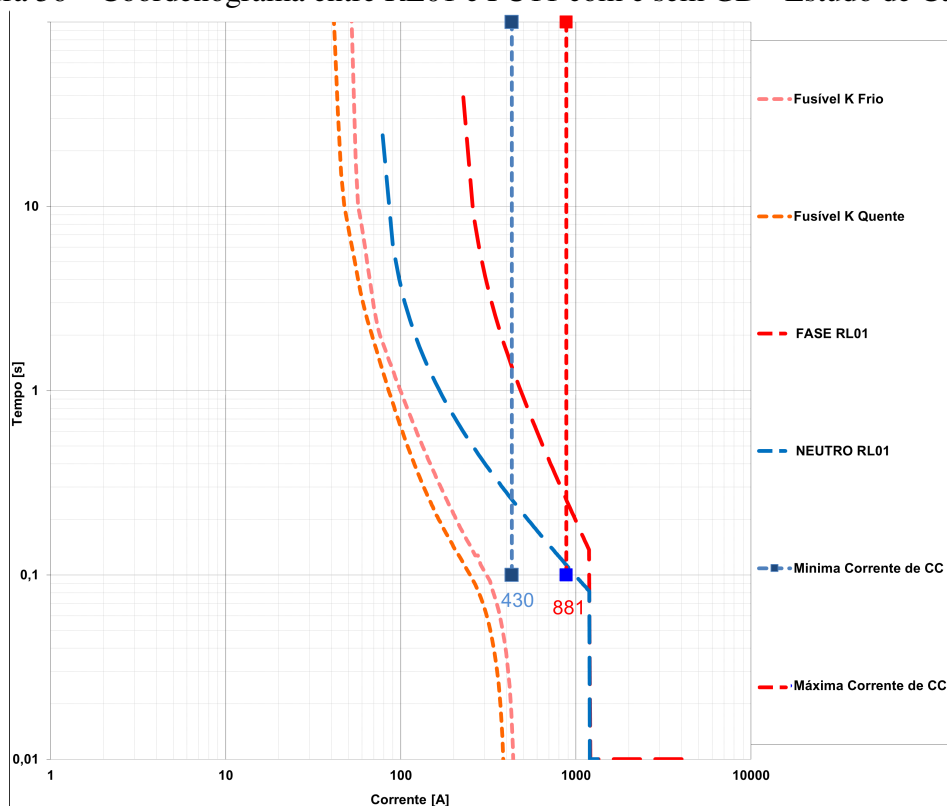
Local dos Curtos-Circuitos	ITC (segundos) Sem GD			ITC (segundos) Com GD		
	Trifásico	Bifásico	Monofásico	Trifásico	Bifásico	Monofásico
RL01	0,43	0,39	0,42	0,55	0,48	0,50
RL02	2,89	2,37	2,42	3,19	2,58	2,76
FIM REDE01	0,74	0,71	0,73	0,88	0,82	0,85
FIM REDE02	4,96	4,88	4,91	5,20	5,01	5,11

5.3.2 Análise da Proteção entre RLs 01, 02 e Fusíveis

A Tabela 22 apresenta os resultados de ITC para curtos-circuitos trifásico, bifásico e monofásico, considerando o sistema sem GD e com 75% de penetração de GDs. Estes resultados foram utilizados para avaliar a seletividade entre o RL01 e as chaves fusíveis F7, F9 e F11 e RL02 e as chaves fusíveis F19, F21 e F23. Verifica-se que a seletividade entre os dispositivos deixa de existir na presença de GD.

Analisando a proteção entre RL01 e FUs a jusante, verifica-se a perda de seletividade devido aos valores de corrente de curto-circuito aumentarem. Diferente do estudo de caso 1, nesta situação de manobra haverá a contribuição da GD03 influenciando no aumento dos valores de corrente de curto-circuito no RL01. Tal situação pode ser visualizada a partir do coordenograma para o sistema sem GDs e com GDs no RL01, apresentado na Figura 56. O coordenograma detalha a seletividade entre RL01 e a FU no nó 11, onde foi realizado um curto-circuito no início do ramal da FU11 e avaliado os valores de corrente de curto-circuito vistas pelo RL01. Os valores informados no coordenograma, como valores mínimos de corrente de curto-circuito representam a corrente sem GD (pontilhado azul) e máxima corrente de curto-circuito com GD (pontilhado vermelho).

Figura 56 – Coordenograma entre RL01 e FU11 com e sem GD - Estudo de Caso 3.

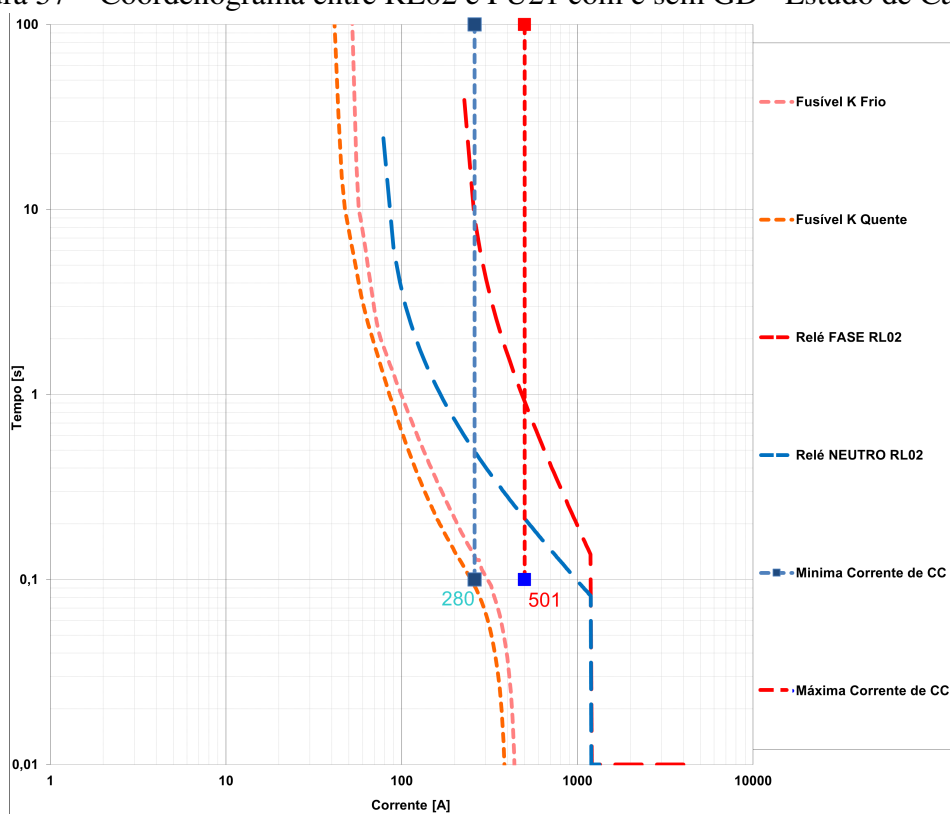


Fonte: Elaborado pelo autor

Para a análise entre RL02 e as FUs a jusante, houve a perda da seletividade devido os valores de corrente de curto-circuito aumentarem nas FUs e nos RLs, por causa das loca-

lizações das GDs contribuírem em suas correntes. Pode ser verificado o coordenograma para o sistema sem GDs e com penetração de GDs no RL02 com a FU no nó 21, mostrado na Figura 57. O coordenograma detalha a seletividade entre RL02 e a FU no nó 21, onde foi realizado um curto-circuito no início do ramal da FU21 e avaliados os valores de corrente de curto-circuito vistas pelo RL02. Os valores detalhados no coordenograma, como valores mínimos de corrente de curto-circuito representam a corrente sem GD (pontilhado azul) e máxima corrente de curto-circuito com GD (pontilhado vermelho).

Figura 57 – Coordenograma entre RL02 e FU21 com e sem GD - Estudo de Caso 3.



Fonte: Elaborado pelo autor

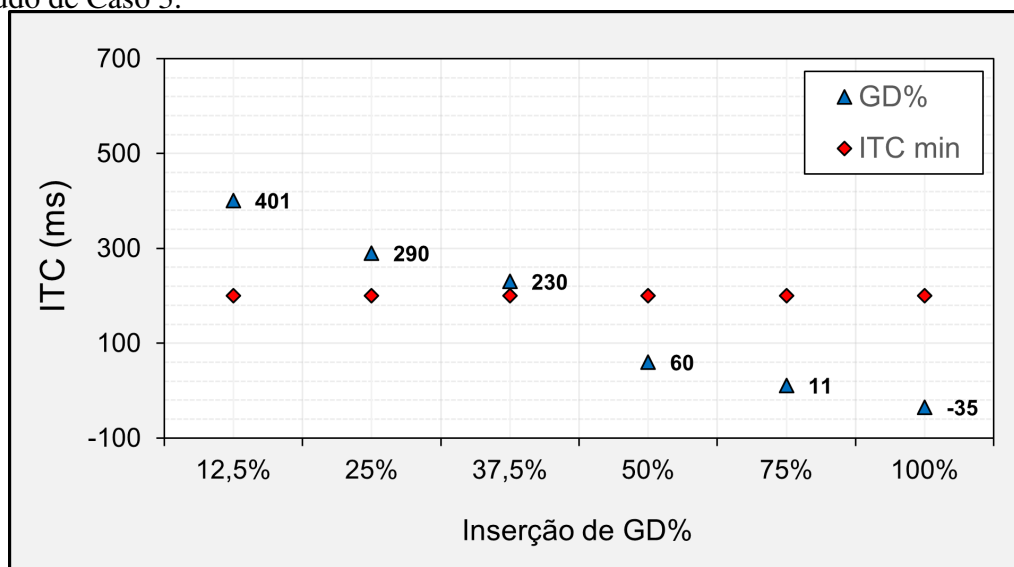
Os RLs 01 e 02 podem atuar antes ou em conjunto com as FUs a jusante, em uma situação de curto-circuito nos ramais das chaves fusíveis, ocasionando um número maior de clientes interrompidos e dificultando a localização do defeito pela equipe de campo. Essa situação é indesejável, uma vez que reduz a qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica.

Tabela 22 – ITC religador-fusível com e sem GD - Estudo de Caso 3.

Nó	Local do CC	ITC (Segundos) Sem GD			ITC (Segundos) Com GD		
		Trifásico	Bifásico	Monofásico	Trifásico	Bifásico	Monofásico
7	2200m	0,401	0,318	0,323	0,060	0,071	0,084
9	1300m	0,365	0,288	0,231	-0,014	-0,02	-0,011
11	1000m	0,387	0,295	0,246	-0,017	-0,019	-0,015
19	3800m	0,701	0,683	0,675	0,201	0,195	0,187
21	1600m	0,694	0,677	0,664	0,197	0,182	0,174
23	1500m	0,706	0,688	0,679	0,207	0,199	0,193

As figuras 58 e 59 apresentam a variação do ITC para diferentes níveis de penetração de GD, considerando curtos-circuitos do tipo monofásico, bifásico e trifásico obtidos da Tabela 22. Pode-se observar que, conforme o aumento de inserção de GD, há maiores chances de perda da seletividade da proteção. Ainda, há riscos de disparo dos RLs, antes das FUs encontradas a jusante devido ao aumento dos valores de corrente de curto-circuito. Para uma uma penetração de GD de 50% ou mais, existe o risco de perda de seletividade entre religador-fusíveis.

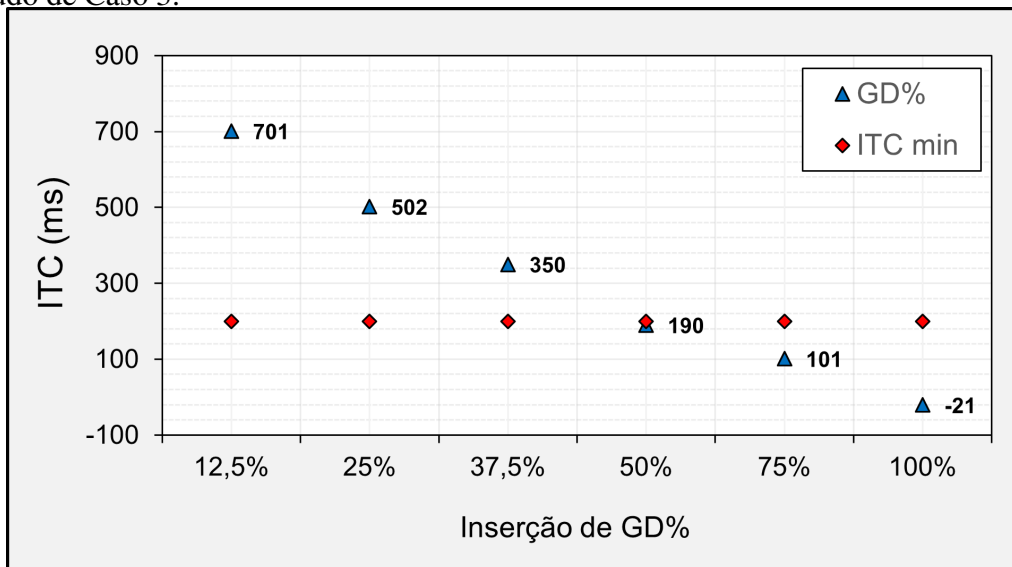
Figura 58 – Variação no ITC do RL-01 para diferentes níveis de penetração de GD - Estudo de Caso 3.



Fonte: Elaborado pelo autor

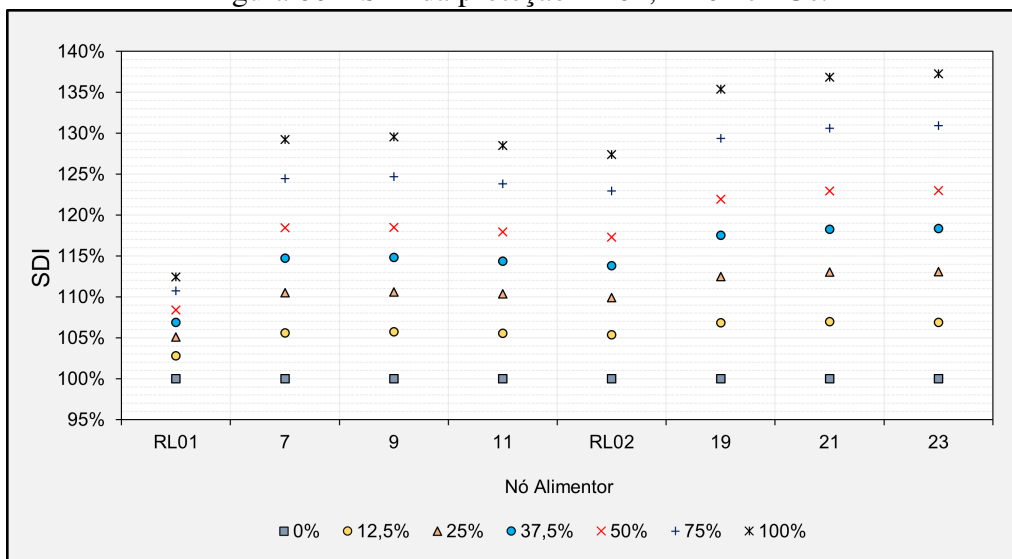
A Figura 60 apresenta os valores de SDI entre os religadores (RL01 e RL02) e as chaves fusíveis do nó 7 ao 23. Com o aumento do nível de penetração da GD, a corrente de curto-circuito no fusível lateral aumenta, conforme a equação (9). Observando a corrente de curto-circuito através do religador e fusível, a tendência é que ocorra a perda de seletividade entre os DPs.

Figura 59 – Variação no ITC do RL-02 para diferentes níveis de penetração de GD - Estudo de Caso 3.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 60 – SDI da proteção RL01, RL02 e FUs.



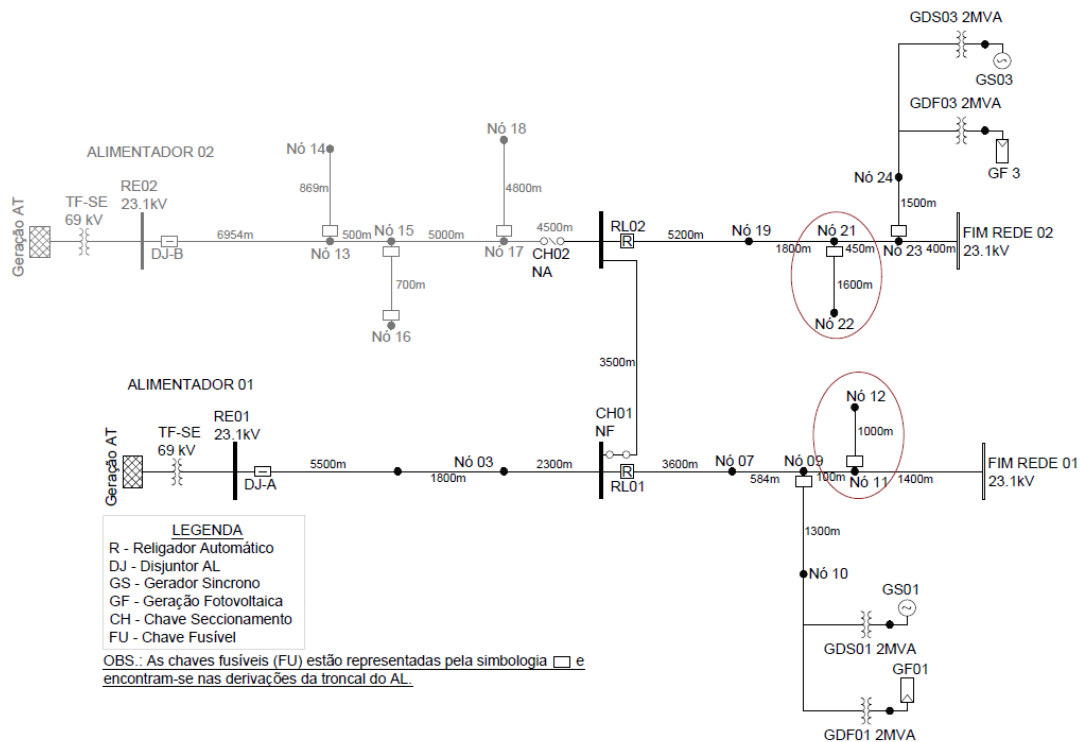
Fonte: Elaborado pelo autor

Pode-se concluir que a seletividade religador-fusível precisa ser revisada para situações com inserção de GD acima de 1 MVA (50%). Pode haver necessidade de alteração dos ajustes de proteção, troca de elo ou retirada de chaves fusíveis.

5.3.3 Análise da Proteção entre Chaves Fusíveis

As chaves fusíveis fusíveis F7, F8, F21 e F22 estão instaladas em série nas laterais dos nós 7-8 e 21-22, conforme mostra a Figura 61. As conexões de GDs nos nós 10 e 24 resultam em 0,520 kA adicionais no nó 08 e 0,412 kA no nó 22 passando por esses DPs,

Figura 61 – Diagrama Unifilar Chaves fusíveis analisadas - Estudo de Caso 3.



Fonte: Elaborado pelo autor

levando à perda de seletividade. Ainda, ambos fusíveis começarão a ter sua abertura para uma falha a jusante de F08 e F22, o que pode causar uma interrupção no fornecimento de toda a lateral resultando em um número maior de clientes interrompidos.

A mudança nos locais ou tipos de curto-circuito com um nível de penetração GD mais alto pode levar à atuação indevida de DPs, ocasionando a interrupção no fornecimento para consumidores que poderiam permanecer energizados. Com a inserção de 100% de GD, os valores de corrente de curto-circuito no fim do nó 08 resultaram em aproximadamente 0,980 kA e no nó 22 resultaram em 0,787 kA. Dessa forma, conforme mostra a Tabela 5 e os coordenogramas das Figura 62 e 63, não haverá seletividade entre os elos 15K e 10K, pois o limite é de 0,300 kA. Os valores mínimos de corrente de curto-circuito são sem GD (pontilhado azul) e máximos são com GD (pontilhado vermelho).

Figura 62 – Coordenograma entre FUs nó 8 com e sem GD - Estudo de Caso 3.

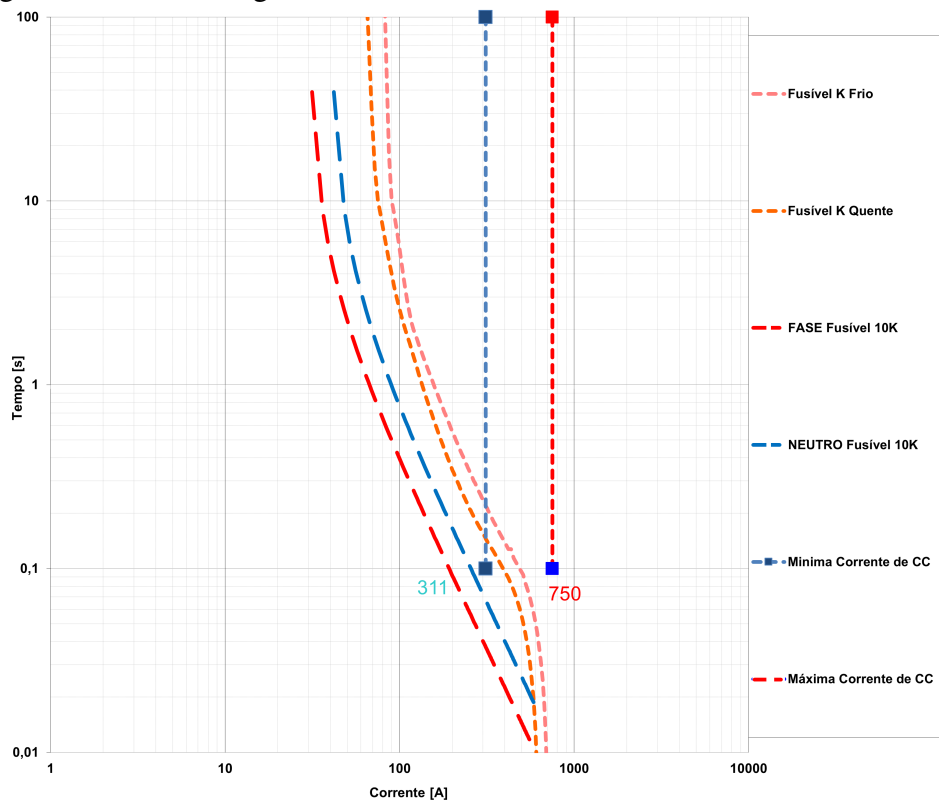
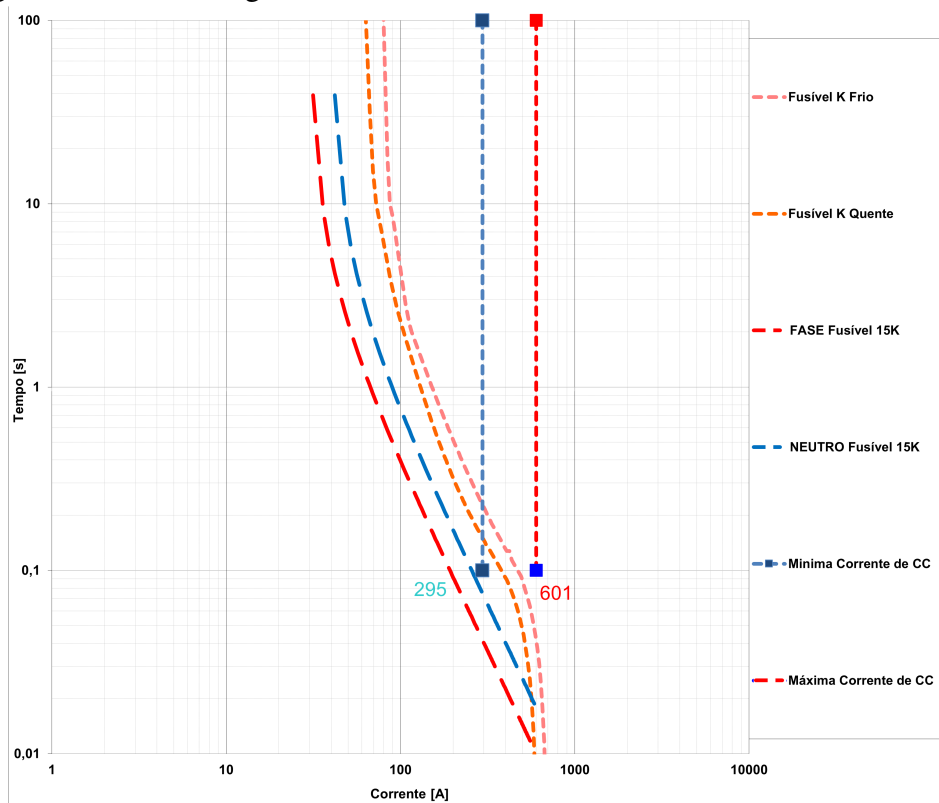


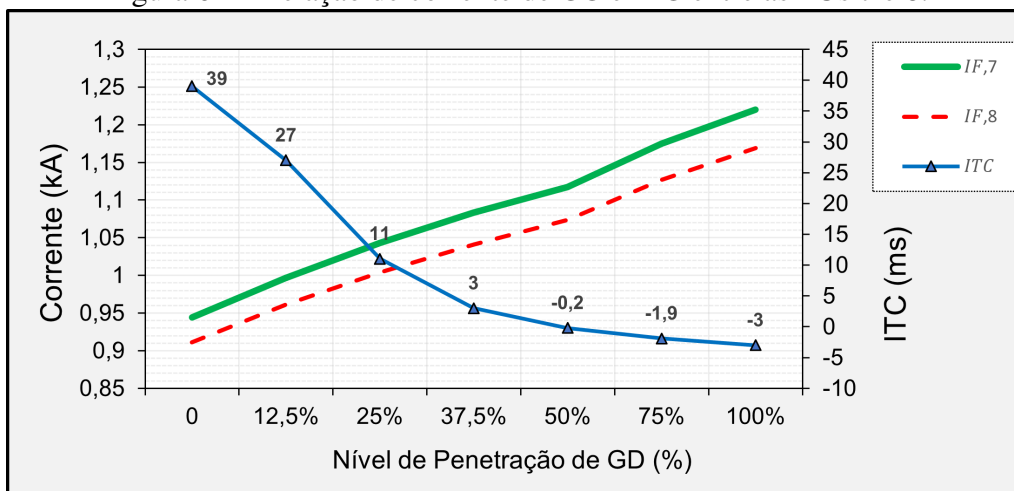
Figura 63 – Coordenograma entre FUs nó 22 com e sem GD - Estudo de Caso 3.



A localização da GD influencia a proteção entre fusíveis-fusíveis, pois o aumento de correntes de curto-circuito podem ocasionar a perda de seletividade entre elas. Para análise do AL em manobra, pode ser observado que as FUs próximas às GDs (nós 10 e 24) são mais impactadas do que as FUs mais distantes, localizadas no início do AL.

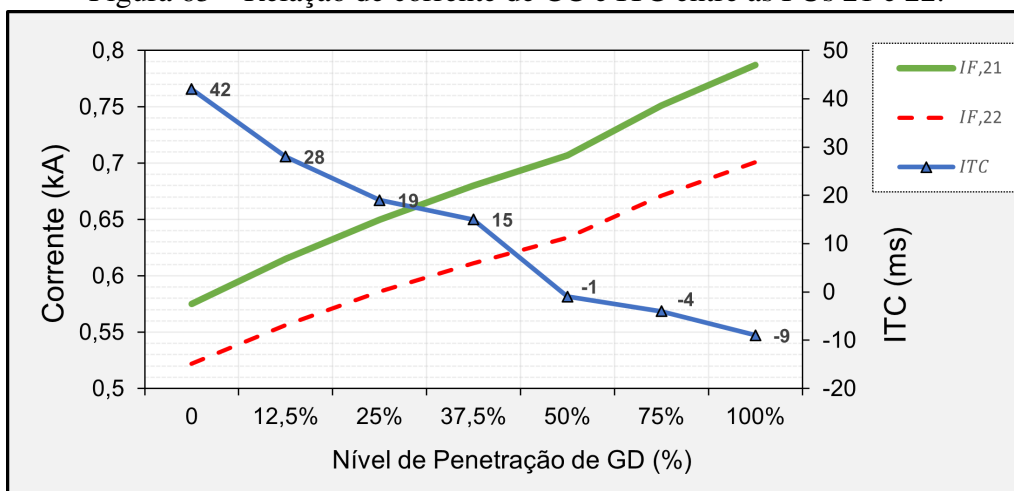
Com o aumento do nível de penetração de GD, a corrente de curto-circuito através dos fusíveis em série mudará significativamente conforme mostram as figuras 64 e 65. Com base nos resultados da simulação, pode-se observar que a seletividade mútua entre os fusíveis em série foi perdida, entre o nó 7 (“IF7”, em verde) e nó 8 (“IF8”, em vermelho) com 25% de inserção de GD, enquanto que entre o nó 21 (“IF21”, em verde) e nó 22 (“IF22”, em vermelho) a seletividade foi perdida com 30% e o ITC (em azul) entre elas diminuiu. A seletividade entre os fusíveis em série pode ser restaurada pela atualização dos tamanhos dos elos fusíveis.

Figura 64 – Relação de corrente de CC e ITC entre as FUs 7 e 8.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 65 – Relação de corrente de CC e ITC entre as FUs 21 e 22.

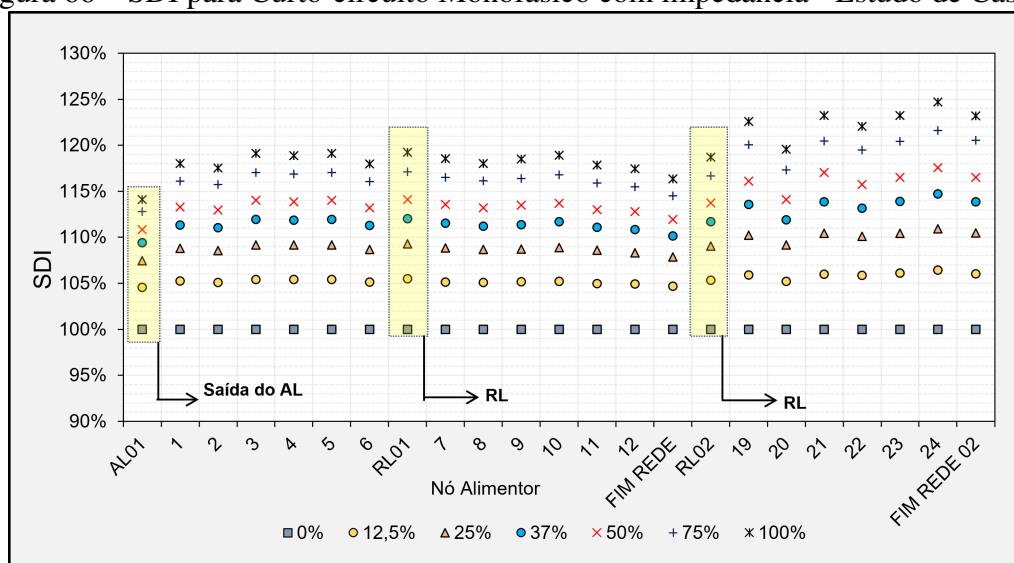


Fonte: Elaborado pelo autor

5.3.4 Curto-circuitos com Impedância de 40 Ω

A Figura 66 mostra os valores do SDI, para correntes de curto-circuito monofásica (com impedância 40Ω). Pode-se observar, que a variação das correntes de curto-circuito aumentam conforme o nível de penetração de GDs cresce, principalmente na região mais próxima das GDs. As GDs GF01 e GF03 permanecem em operação contribuindo para os valores de corrente de curto-circuito. Com o aumento do nível de penetração, em alguns casos, há um aumento do SDI próximo aos 125%.

Figura 66 – SDI para Curto-circuito Monofásico com impedância - Estudo de Caso 3.



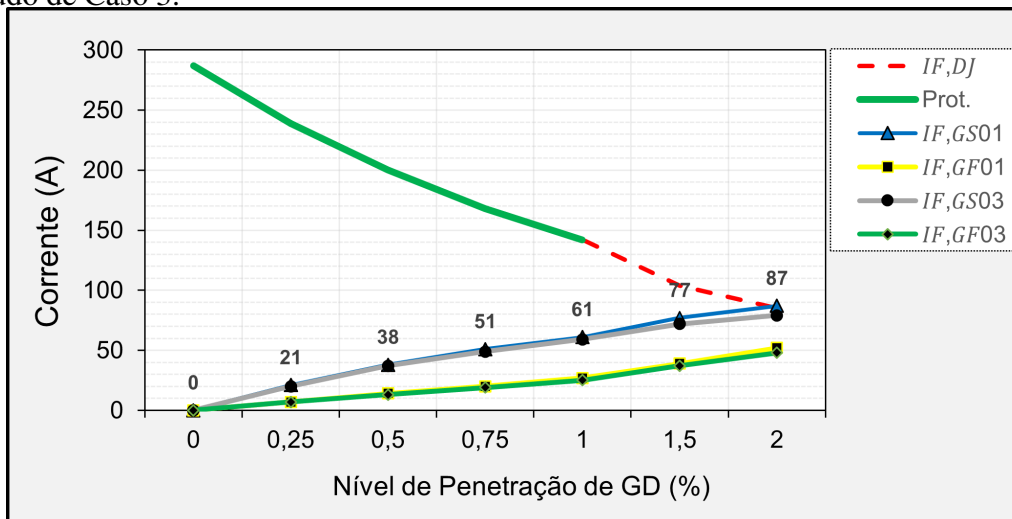
Fonte: Elaborado pelo autor

As figuras 67 e 68 mostram os valores de corrente de curto-circuito vista pelo relé do alimentador AL01 (IF,DJ) e a contribuição de corrente a partir das GDS (GDS01 e GDS02) e GDF (GDF01 e GDF02) para diferentes níveis de penetração de GD. Pode-se observar que com o aumento de inserção de GD leva a uma redução na corrente de curto-circuito vista pelo AL01. Dessa forma, é recomendável revisar os ajustes de proteção do AL01 para garantir a confiabilidade da proteção com os DPs.

Essa redução afeta significativamente a sensibilidade do relé AL01 (“IF, DJ”, em vermelho) em relação aos RLs 01 e 02. Quando o nível de penetração de GD atinge 1 MVA (50%) e 0,75 MVA (37%), ocorre perda da sensibilidade (“Prot.”, em verde) entre AL01 e RL01 e entre AL01 e RL02, respectivamente.

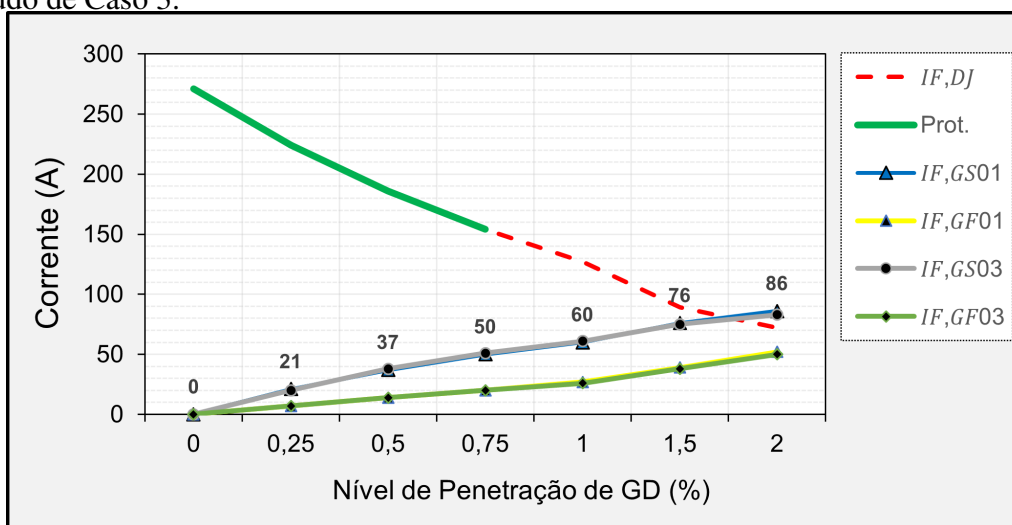
A análise apresentada auxilia na identificação da contribuição das correntes de curtos-circuitos das GDs síncronas (“IF,GS01”, em azul, e “IF,GS03”, em cinza) e as GDs fotovoltaicas (“IF,GF01”, em amarelo, e “IF,GF03”, em verde) em relação a corrente de curto-circuito vista pelo relé do AL01 (“IF,DJ”, em vermelho). Dessa forma, pode-se avaliar o limite de inserção de GDs no alimentador sem que se prejudique a confiabilidade do sistema de proteção.

Figura 67 – Contribuição de CC da GD em relação AL01 e RL01 com impedância - Estudo de Caso 3.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 68 – Contribuição de CC da GD em relação AL01 e RL02 com impedância - Estudo de Caso 3.



Fonte: Elaborado pelo autor

6 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma metodologia para análise dos impactos nos níveis de curto-circuito da rede e atendimento aos critérios de ajuste de proteção de redes de distribuição na presença de GDs. Foram avaliados os aspectos de sensibilidade (alcance) e seletividade da proteção de alimentadores a partir de diferentes níveis de penetração de GD e cenários de configuração do sistema.

A partir de simulações no software *ASPEN Oneliner* foram analisados três estudos de caso considerando alimentadores em sua topologia normal e em situação de manobra de rede, com a adição das GDs. Dessa forma, foi possível explorar os desafios impostos aos sistemas de proteção no que se refere à definição de ajustes que compreendam todos esses cenários.

As simulações realizadas demonstraram que o nível de penetração de GDs conectadas à rede pode influenciar significativamente no comportamento do sistema de proteção. No estudo de caso 1, em que as gerações foram instaladas depois do religador em análise, observou-se pequena redução na sensibilidade da proteção. Ainda, houve a melhoria de seletividade entre a proteção do alimentador e o religador, pois as correntes de curto-circuito resultaram menores depois do religador em comparação à situação original (sem a presença das GDs). Verificou-se que para esse cenário é importante a revisão da seletividade entre as chaves fusíveis instaladas a jusante do RL, pois as correntes vistas pelas fusíveis, dependendo do local do curto-circuito, são maiores que no equipamento à montante.

O segundo estudo de caso avaliou a instalação das GDs entre a proteção geral e o religador. Quanto ao critério de sensibilidade, observou-se que curtos-circuitos próximos ao religador resultaram na perda de alcance da proteção geral do alimentador, pois sua contribuição para o defeito reduz, necessitando, portanto, de revisão dos ajustes. Por outro lado, houve a melhoria de seletividade entre esses dois dispositivos, o que pode ser explicado pela maior corrente de curto vista pelo religador (sistema + GD) do que pelo disjuntor (proteção geral do alimentados). Conseqüentemente, o seu tempo de operação é mais rápido. Ainda tratando desse cenário, houve a redução da seletividade entre religador

e chaves fusíveis a jusante devido à elevação dos níveis de curto-circuito ao longo deste trecho, exigindo também a revisão dos ajustes.

No terceiro estudo de caso foi avaliada a situação de manobra entre alimentadores com GDs instaladas no final de suas respectivas redes. A manobra transferiu a parcela final de um circuito para o outro juntamente com a GD e foram avaliados os critérios de proteção de forma similar aos casos anteriores. Este cenário é parecido com o primeiro caso analisado, sendo que nesta simulação foi observado maior impacto na sensibilidade dos DPs, comprometendo este critério e requerendo revisão de ajustes do alimentador. Todavia, verificou-se que reduzindo a potência ou limitando a inserção das GDs de forma a não impactar significativamente as correntes de curto-circuito, o critério de sensibilidade poderia ser eventualmente atendido sem a necessidade de revisão dos ajustes. Em relação ao critério de seletividade, similar ao primeiro caso, houve melhoria (aumento) do tempo entre a proteção geral e o religador, mas também houve degradação da seletividade entre religador e fusíveis a jusante, necessitando de revisão.

Nesse contexto, entende-se que os resultados apresentados neste trabalho contribuem para entendimento dos impactos da conexão de GDs em redes de distribuição com relação à proteção convencional de sobrecorrente. Ao compreender esses impactos, as distribuidoras podem tomar medidas adequadas para garantir que a conexão de GDs não prejudique a operação do sistema sob o ponto de vista da proteção. Os resultados encontrados neste trabalho podem ser utilizados como insumo na avaliação de manobras que envolvam sistemas com GDs, alertando quanto aos riscos operacionais e comprometimento dos critérios de proteção em razão dos impactos nas correntes de curto-circuito.

Deve-se reconhecer que a expansão das GDs que operam de forma intermitente acrescida à natural flexibilidade operativa da rede, com múltiplos cenários de manobra possíveis, exigem uma reflexão por parte das distribuidoras de que apenas um ajuste de proteção de sobrecorrente, como sempre operaram as redes, dificilmente atenderá os critérios de proteção para todos os múltiplos cenários possíveis. Por fim, entende-se que os resultados e as análises apresentados neste trabalho fornecem informações relevantes sobre os desafios e as considerações técnicas envolvidas na inserção de GDs em redes de distribuição.

6.1 Propostas para Trabalhos Futuros

Com base nos resultados obtidos neste trabalho, os seguintes trabalhos futuros são sugeridos:

- Desenvolver ferramenta computacional para análise da sensibilidade, seletividade e coordenação nos DPs antes de liberar a inserção de GD na rede de distribuição). Esta ferramenta pode auxiliar as distribuidoras na tomada de decisão sobre a conexão de GDs;

- Considerar alimentadores desbalanceados e simulações em ferramentas de análise de transitórios como EMTP-RV;
- Avaliar o desempenho das proteções com um maior número de GDs em um AL e com variação de seus locais;
- Considerar outras fontes de geração como eólica e armazenamento de energia nas análises.

REFERÊNCIAS

- ASPEN ONELINER. **Converter-Iterfaced Resource Command**. USA, 2020.
- ABNT. **NBR-62271-100**: Equipamentos de Alta Tensão. Rio de Janeiro: [s.n.], 2006.
- ABNT. **NBR-7282**: Dispositivos Fusíveis de Alta Tensão-Dispositivos Tipo Expulsão—requisitos e metodos de ensaio. Rio de Janeiro: [s.n.], 2011.
- ABNT. **NBR-5359 (EB 123)**: Elos-fusíveis de Distribuição. Rio de Janeiro: [s.n.], Dezembro, 1989.
- BARAN, M.; EI-MARKABY, I. Fault analysis on distribution feeders with distributed generators. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2006. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2006. p.1757–1764.
- BASAK, P. *et al.* A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], p.5545–5556, 2012.
- BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective relaying**: principles and applications. [S.l.]: CRC press, 2015.
- BOASKI, M. A. F. *et al.* **Metodologia para coordenação e seletividade da proteção em sistemas de distribuição incluindo avaliação de confiabilidade**. Santa Maria, 2018.
- BURKE, J. J. **Power distribution engineering**: fundamentals and applications. [S.l.]: CRC Press, 2017.
- CASTRO, N. d.; GOUVÊA, A. R.; MOSZKOWICZ, M. Desafios das distribuidoras de energia elétrica frente à difusão dos recursos energéticos distribuídos. **Canal Energia**, [S.l.], p.1–5, 2019.
- CHAITUSANEY, S.; YOKOYAMA, A. Prevention of Reliability Degradation from Recloser–Fuse Miscoordination Due To Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v.23, n.4, p.2545–2554, 2008.

COMASSETTO, L. *et al.* Automatic coordination of protection devices in distribution system. **Electric power systems research**, [S.l.], v.78, n.7, p.1210–1216, 2008.

CEMIG. **Proteção de Sobrecorrentes do Sistema de Distribuição de Média Tensão**. Minas Gerais: [s.n.], 2017.

GED2912. **CPFL - Proteção de Redes Aéreas de Distribuição - Sobrecorrente**. São Paulo: [s.n.], 2016.

CONTI, S. Analysis of distribution network protection issues in presence of dispersed generation. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v.79, n.1, p.49–56, 2009.

COTOSCK, K. R. **Proteção de sistemas elétricos Uma Abordagem Técnico-pedagógica**. Belo Horizonte, 2007.

DAGENHART, J. The 40-ohm ground fault phenomenon. In: RURAL ELECTRIC POWER CONFERENCE (CAT. NO. 99CH36302), 1999. **Anais...** [S.l.: s.n.], 1999. p.C4/1–C4/3.

FORCE, D. Distributed energy resources: connection modeling and reliability considerations. , [S.l.], 2017.

GEIDL, M. Protection of power systems with distributed generation State of the art. , [S.l.], 2005.

GIGUER., S. **Proteção de sistemas de distribuição**. [S.l.]: SAGRA, 1988.

GIRGIS, A. C.; BRAHMA, S. Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system. In: INTERNATIONAL JOURNAL OF POWER AND ENERGY SYSTEMS, 2001. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2001. p.122–130.

GIVISIEZ, A. G.; PETROU, K.; OCHOA, L. F. A review on TSO-DSO coordination models and solution techniques. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v.189, p.106659, 2020.

HE, L.; RONG, S.; LIU, C. An Intelligent Overcurrent Protection Algorithm of Distribution Systems with Inverter based Distributed Energy Resources. In: IEEE ENERGY CONVERSION CONGRESS AND EXPOSITION (ECCE), 2020., 2020. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2020. p.2746–2751.

IEC. IEC Standard Characteristic Equations for Overcurrent Relays. **IEC 60.255**, [S.l.], 1991.

IEEE. IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays. **IEEE Std C37.112-1996**, [S.l.], p.1–20, 1996.

IEEE. IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book). **IEEE Std 242-2001**, [S.l.], p.1–710, 2001.

IEEE1547. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces—Amendment 1: to provide more flexibility for adoption of abnormal operating performance category iii. **IEEE Std 1547a-2020 (Amendment to IEEE Std 1547-2018)**, [S.l.], p.1–16, 2020.

IEEE. **PES-TR78 WG C24 Modification of Commercial Fault Calculation Programs for Wind Turbine Generators**. 2020.

KEMMERICH, P. C.; FIGUEIRA, H. H.; MICHELS, L. Evolução da normatização para a conexão à rede elétrica de sistemas fotovoltaicos no mundo: uma revisão. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR-CBENS, 2020. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2020.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Florianópolis - SC: UFSC - EEL - LABPLAN, 2005. 408 p. v.1.

KLING, E. J. C. J. M. A. M. W. L. Influence of protection on transient stability of medium voltage grids including distributed generation. **42nd International Universities Power Engineering Conference**, [S.l.], p.1054–1059, 2007.

KOUMBA, P. M.; CHÉRITI, A.; DOUMBIA, M. L. Impacts of distributed generation on the coordination of protective devices in distribution network. In: IEEE 28TH CANADIAN CONFERENCE ON ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING (CCECE), 2015. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2015. p.460–465.

LINO, M. A. B. *et al.* **Proteção da interconexão de um gerador distribuído com o sistema de distribuição de energia elétrica**. 2007. Tese (Doutorado em engenharia) — Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

MAHAT, P. *et al.* A Simple Adaptive Overcurrent Protection of Distribution Systems With Distributed Generation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [S.l.], v.2, n.3, p.428–437, 2011.

MAKHZANI, A. S. *et al.* Hardware-in-the-loop testing of protection relays in distribution feeders with high penetration of DGs. In: NORTH AMERICAN POWER SYMPOSIUM (NAPS), 2017., 2017. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2017. p.1–6.

MAMEDE FILHO., J. ao. **Manual de equipamentos elétricos**. [S.l.]: LTC, 2005.

- MAMEDE FILHO, J. ao; MAMEDE, D. R. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. Travessa do Ouvidor, 11, Rio de Janeiro, RJ: LTC, 2011. 618 p.
- MARCHESAN, G. *et al.* Distributed Synchronous generation ride-through enhancement by anti-islanding protection blocking. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v.196, p.107232, 2021.
- MITRA, J.; VALLEM, M. R.; SINGH, C. Optimal Deployment of Distributed Generation Using a Reliability Criterion. **IEEE Transactions on Industry Applications**, [S.l.], v.52, n.3, p.1989–1997, 2016.
- MORAIS, G. S. d. **Avaliação da proteção e estabilidade transitória de sistema de distribuição com recursos energéticos distribuídos**. 2021. 121 p. Dissertação (Mestrado em engenharia) — Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.
- NIKOLAIDIS, V. C.; PAPANIKOLAOU, E.; SAFIGIANNI, A. S. A Communication-Assisted Overcurrent Protection Scheme for Radial Distribution Systems With Distributed Generation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [S.l.], v.7, n.1, p.114–123, 2016.
- NIMPITIWAN, N. *et al.* Potential economic impact of fault currents contributed by distributed generation. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2005, 2005. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2005. p.678–683.
- NORSHAHRANI, M. *et al.* Progress on protection strategies to mitigate the impact of renewable distributed generation on distribution systems. **Energies**, [S.l.], v.10, n.11, p.1864, 2017.
- PAPASPILIOTOPOULOS, V. *et al.* Hardware-in-the-loop design and optimal setting of adaptive protection schemes for distribution systems with distributed generation. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2017., 2017. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2017. p.1–1.
- RODRIGUES, B. G. **Otimização da Proteção em Redes de Distribuição com Geração Distribuída**. 2021. 238 p. Tese (Doutorado em engenharia) — Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2021.
- RUSCHEL, W.; ASHLEY, A. Coordination of relays, reclosers, and sectionalizing fuses for overhead lines in the oil patch. **IEEE Transactions on Industry Applications**, [S.l.], v.25, n.6, p.1041–1048, 1989.

- SHIH, M. Y. *et al.* An Adaptive Overcurrent Coordination Scheme to Improve Relay Sensitivity and Overcome Drawbacks due to Distributed Generation in Smart Grids. **IEEE Transactions on Industry Applications**, [S.l.], v.53, n.6, p.5217–5228, 2017.
- SINGH, M.; PANIGRAHI, B.; ABHYANKAR, A. Optimal coordination of directional over-current relays using Teaching Learning-Based Optimization (TLBO) algorithm. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, [S.l.], v.50, p.33–41, 2013.
- TRUJILLO, K. R. B. **Modelos simplificados de geradores distribuídos para estudos de cálculo de curto-circuito**. 2017. 130 p. Dissertação (Mestrado em engenharia) — Faculdade de Engenharia elétrica e computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2017.
- VIJITHA, K.; SELVAN, M. P.; RAJA, P. Short circuit analysis and adaptive zonal protection of distribution system with distributed generators. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENERGY, POWER AND ENVIRONMENT: TOWARDS SUSTAINABLE GROWTH (ICEPE), 2015., 2015. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2015. p.1–6.
- WALLING, R. A. *et al.* Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v.23, n.3, p.1636–1644, 2008.
- WANG, B. *et al.* Fault Characteristics Analysis on 56-Bus Distribution System with Penetration of Utility-Scale PV Generation. In: IEEE WORKSHOP ON THE ELECTRONIC GRID (EGRID), 2021., 2021. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2021. p.01–08.
- WHEELER, K. A.; ELSAMAHY, M.; FARIED, S. O. A Novel Reclosing Scheme for Mitigation of Distributed Generation Effects on Overcurrent Protection. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v.33, n.2, p.981–991, 2018.
- YAZDANPANAHI, H.; XU, W.; LI, Y. W. A Novel Fault Current Control Scheme to Reduce Synchronous DG's Impact on Protection Coordination. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v.29, n.2, p.542–551, 2014.
- YOUSAF, M.; MUTTAQI, K. M.; SUTANTO, D. A Control Strategy to Mitigate the Sensitivity Deterioration of Overcurrent Protection in Distribution Networks With the Higher Concentration of the Synchronous and Inverter-Based DG Units. **IEEE Transactions on Industry Applications**, [S.l.], v.57, n.3, p.2298–2306, 2021.
- YOUSAF, M.; MUTTAQI, K. M.; SUTANTO, D. An Investigative Analysis of the Protection Performance of Unbalanced Distribution Networks With Higher Concentration of Distributed Energy Resources. **IEEE Transactions on Industry Applications**, [S.l.], v.58, n.2, p.1771–1782, 2022.

ZHENG, X. *et al.* A SVM-based setting of protection relays in distribution systems. In: IEEE TEXAS POWER AND ENERGY CONFERENCE (TPEC), 2018., 2018. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2018. p.1–6.

APÊNDICE A TABELA ANSI

Nº	Denominação	Nº	Denominação
1	Elemento Principal	50	Relé de sobrecorrente instantâneo
2	Relé de partida ou fechamento temporizado	51	Relé de sobrecorrente temporizado
3	Relé de verificação ou interbloqueio	52	Disjuntor de corrente alternada
4	Contator principal	53	Relé para excitatriz ou gerador CC
5	Dispositivo de interrupção	54	Dispositivo de acoplamento
6	Disjuntor de partida	55	Relé de fator de potência
7	Relé de taxa de variação	56	Relé de aplicação de campo
8	Dispositivo de desligamento da energia de controle	57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
9	Dispositivo de reversão	58	Relé de falha de retificação
10	Chave comutadora de sequência das unidades	59	Relé de sobretensão
11	Dispositivo multifunção	60	Relé de balanço de corrente ou tensão
12	Dispositivo de sobrevelocidade	61	Sensor de densidade
13	Dispositivo de rotação síncrona	62	Relé temporizador
14	Dispositivo de subvelocidade	63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade e/ou frequência	64	Relé detetor de terra
16	Dispositivo de comunicação de dados	65	Regulador
17	Chave de derivação ou descarga	66	Relé de supervisão do número de partidas
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração	67	Relé direcional de sobrecorrente
19	Contator de transição partida-marcha	68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
20	Válvula operada eletricamente	69	Dispositivo de controle permissivo
21	Relé de distância	70	Reostato
22	Disjuntor equalizador	71	Dispositivo de detecção de nível
23	Dispositivo de controle de temperatura	72	Disjuntor de corrente contínua
24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz	73	Contator de resistência de carga
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização	74	Relé de alarme
26	Dispositivo térmico do equipamento	75	Mecanismo de mudança de posição
27	Relé de subtensão	76	Relé de sobrecorrente CC
28	Detector de chama	77	Dispositivo de telemedição
29	Contator de isolamento	78	Relé de medição de ângulo de fase / proteção contra falta de sincronismo
30	Relé anunciador	79	Relé de religamento
31	Dispositivo de excitação	80	Chave de fluxo
32	Relé direcional de potência	81	Relé de frequência (sub ou sobre)
33	Chave de posicionamento	82	Relé de religamento de carga de CC
34	Dispositivo master de sequência	83	Relé de seleção / transferência automática
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores	84	Mecanismo de operação
36	Dispositivo de polaridade ou polarização	85	Relé receptor de sinal de telecomunicação (teleproteção)
37	Relé de subcorrente ou subpotência	86	Relé auxiliar de bloqueio
38	Dispositivo de proteção de mancal	87	Relé de proteção diferencial
39	Monitor de condições mecânicas	88	Motor auxiliar ou motor gerador
40	Relé de perda de excitação ou relé de perda de campo	89	Chave seccionadora
41	Disjuntor ou chave de campo	90	Dispositivo de regulação (regulador de tensão)
42	Disjuntor / chave de operação normal	91	Relé direcional de tensão
43	Dispositivo de transferência ou seleção manual	92	Relé direcional de tensão e potência
44	Relé de sequência de partida	93	Contator de variação de campo
45	Monitor de condições atmosféricas	94	Relé de desligamento
46	Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente	95	Usado para aplicações específicas
47	Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão	96	Relé auxiliar de bloqueio de barra
48	Relé de sequência incompleta / partida longa	97 à 99	Usado para aplicações específicas
49	Relé térmico		

Figura 69 – Tabela ANSI.