

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Wellington Luiz Santos Bonato

**APLICAÇÃO DE METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DE
ÍNDICE DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DE REDE DE
DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Santa Maria, RS, Brasil

2024

Wellington Luiz Santos Bonato

**APLICAÇÃO DE METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DE ÍNDICE DE
COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Adriano Peres de Moraes.

Santa Maria, RS

2024

Bonato, Wellington Luiz Santos
APLICAÇÃO DE METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DE ÍNDICE
DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO
COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA / Wellington Luiz Santos Bonato.
2024.
88 p.; 30 cm

Orientador: Adriano Peres de Moraes
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2024

1. Redes de Distribuição de Energia Elétrica 2. Geração
Distribuída 3. Proteção 4. Índice de Coordenação e
Seletividade I. de Moraes, Adriano Peres II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

Declaro, WELLINGTON LUIZ SANTOS BONATO, para os devidos fins e sob as penas da lei, que a pesquisa constante neste trabalho de conclusão de curso (Dissertação) foi por mim elaborada e que as informações necessárias objeto de consulta em literatura e outras fontes estão devidamente referenciadas. Declaro, ainda, que este trabalho ou parte dele não foi apresentado anteriormente para obtenção de qualquer outro grau acadêmico, estando ciente de que a inveracidade da presente declaração poderá resultar na anulação da titulação pela Universidade, entre outras consequências legais.

Wellington Luiz Santos Bonato

**APLICAÇÃO DE METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DE ÍNDICE DE
COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Dissertação de Mestrado apresentada
ao Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, da Universidade
Federal de Santa Maria (UFSM), com
requisito parcial para obtenção do grau
de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 06 de março de 2024:

Adriano Peres de Moraes, Dr. (UFSM)
(Orientador)

Ghedy Cardoso Junior, Dr. (UFSM)

Eduardo Machado dos Santos, Dr. (UNIPAMPA)

Santa Maria, RS
2024

AGRADECIMENTOS

À Deus por ter iluminado meu caminho e tornado este sonho uma realidade.

À minha família por proporcionar todo o amparo, o carinho, a dedicação e o suporte necessários.

Aos meus colegas, amigos e todas as pessoas que contribuíram nesta jornada.

Ao Prof. Adriano, pela orientação e conhecimento partilhados e pelo tempo dispendido no desenvolvimento deste trabalho.

A Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), pela qualidade do ensino e pela oportunidade.

RESUMO

APLICAÇÃO DE METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DE ÍNDICE DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

AUTOR: Wellington Luiz Santos Bonato
ORIENTADOR: Prof. Dr. Adriano Peres de Morais

Nos últimos anos, a disseminação da geração distribuída (GD) nos sistemas de distribuição de energia tem aumentado consideravelmente. No entanto, os esquemas de proteção originalmente projetados para operar com fluxo unidirecional de energia podem ser negativamente afetados pela presença de GD, prejudicando os seus índices de coordenação e seletividade. O presente trabalho tem por objetivo desenvolver a generalização de um método de quantificação denominado índice CORSEL, a fim de possibilitar a avaliação do impacto da geração distribuída na rede de energia. A metodologia desenvolvida teve sua modelagem realizada por meio do software MATLAB® e a ferramenta Simulink®. Foram analisados um caso base e dez cenários para uma mesma topologia da rede: um caso sem contabilizar a presença de GD e os demais cenários com injeção de corrente por GD em pontos específicos do sistema. Os resultados obtidos demonstraram que a ocorrência de fluxo reverso de energia afeta o sistema teste a ponto de depreciar o seu nível de coordenação e seletividade global original afetando, principalmente, o par de dispositivos religador e elo fusível. Os cenários mais prejudiciais foram aqueles em que a fonte GD foi alocada a jusante do religador. Ademais, o método utilizado também se propõe a ser uma ferramenta de determinação do ponto ótimo de alocação da fonte GD no sistema original, através do comportamento do índice CORSEL global do sistema. Por fim, são discutidos os demais impactos da ocorrência de fluxo bidirecional de corrente em um sistema de distribuição e são propostas alternativas para a atenuação do problema.

Palavras-chave: Coordenação. Seletividade. CORSEL. Sistema de Distribuição. Geração Distribuída.

ABSTRACT

APPLICATION OF METHODOLOGY FOR DETERMINATION OF COORDINATION AND SELECTIVITY INDEX OF DISTRIBUTION NETWORK WITH DISTRIBUTED GENERATION

AUTHOR: Wellington Luiz Santos Bonato
ADVISOR: Prof. Dr. Adriano Peres de Morais

In recent years, the proliferation of distributed generation (DG) in distribution systems has increased significantly. However, protection schemes originally designed to operate with unidirectional energy flow can be negatively affected by the presence of DG, compromising coordination and selectivity indices. This study aims to develop a generalization of a quantification method called the CORSEL index to assess the impact of distributed generation on the power grid. The methodology was developed using the MATLAB® software and Simulink® tool. A baseline case and ten scenarios were analyzed for the same network topology: one without accounting for DG presence and the remaining scenarios with DG injection at specific points in the system. The results showed that the occurrence of reverse power flow affects the test system, depreciating its original global coordination and selectivity levels, particularly impacting the relay-fuse pair. The most detrimental scenarios were those where the DG source was allocated downstream of the recloser. Furthermore, the method is also proposed to be a tool for determining the optimal allocation point of the DG source in the original system, based on the behavior of the system's global CORSEL index. Finally, other impacts of bidirectional current flow in a distribution system are discussed, along with proposed alternatives to mitigate the issue.

Keywords: Coordination. Selectivity. CORSEL. Distribution Network. Distributed Generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Funcionamento do Religador	29
Figura 2 – Zonas de proteção do disjuntor	33
Figura 3 – Possibilidades de coordenação entre religador e elo fusível.....	39
Figura 4 – Possibilidades de seletividade entre religador e elo fusível	40
Figura 5 – Fechamento do transformador de acoplamento.....	49
Figura 6 – Sistema de distribuição utilizado no estudo de caso	51
Figura 7 – Conexão entre a fonte GD e o transformador de acoplamento.....	52
Figura 8 – Legenda das cores das células das tabelas.....	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Correntes máximas para obter a seletividade entre elos fusíveis ..	32
Tabela 2 – Níveis de coordenação entre religador e elo fusível.....	38
Tabela 3 – Níveis de seletividade entre religador e elo fusível.....	40
Tabela 4 – Listagem de cenários propostos.....	53
Tabela 5 – Resultados do índice CORSEL para o ajuste 1.....	55
Tabela 6 – Resultados do índice CORSEL para o ajuste 2.....	56
Tabela 7 – Resultados do índice CORSEL para o ajuste 3.....	57
Tabela 8 – Resultados do índice CORSEL para o ajuste 4.....	58
Tabela 9 – Resultados do índice CORSEL para o ajuste 5.....	59
Tabela 10 – Síntese dos índices CORSEL globais	60
Tabela 11 – Análise dos índices CORSEL globais.....	61
Tabela 12 – Resultados do índice CORSEL para o cenário 1.....	62
Tabela 13 – Resultados do índice CORSEL para o cenário 2.....	63
Tabela 14 – Resultados do índice CORSEL para o cenário 3.....	65
Tabela 15 – Resultados do índice CORSEL para o cenário 4.....	66
Tabela 16 – Resultados do índice CORSEL para o cenário 5.....	67
Tabela 17 – Resultados do índice CORSEL para o cenário 6.....	68
Tabela 18 – Resultados do índice CORSEL para o cenário 7.....	70
Tabela 19 – Resultados do índice CORSEL para o cenário 8.....	71
Tabela 20 – Resultados do índice CORSEL para o cenário 9.....	72
Tabela 21 – Resultados do índice CORSEL para o cenário 10.....	74
Tabela 22 – Considerações comuns aos Cenários	75
Tabela 23 – Média de redução do índice CORSEL global.....	76

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CORSEL	(índice de) coordenação e seletividade
D	Relé de sobrecorrente e disjuntor de média tensão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
F	Elo fusível
FV	Sistemas fotovoltaicos
GD	Geração Distribuída
MF	Tempo mínimo de fusão
MI	Tempo máximo de interrupção
PCI	Índice de coordenação da proteção
PMI	Índice de descoordenação da proteção
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
R	Religador
SEP	Sistema elétrico de potência

LISTA DE SÍMBOLOS

$I_{cc_{max}}$	Nível máximo da corrente de curto-circuito
$I_{cc_{min}}$	Nível mínimo da corrente de curto-circuito
K_{local}	Índice CORSEL local para o par de dispositivos analisados
K_{global}	Índice CORSEL global para o sistema analisado
L_{sup}	Limite superior da intersecção das curvas de coordenação entre dois dispositivos de proteção
L_{inf}	Limite inferior da intersecção das curvas de coordenação entre dois dispositivos de proteção
m	Quantidade de pares de dispositivos presentes no sistema de distribuição analisado
n	Quantidade de tipos de falta considerados para a zona de proteção
p_c	Proporção da zona de proteção do dispositivo protetor em que existe coordenação
p_s	Proporção da zona de proteção do dispositivo protetor em que existe seletividade
Z_c	Impedância da zona de proteção do dispositivo protetor onde existe coordenação
Z_{inf}	Impedância do trecho em que a corrente de curto-circuito coincide com o limite inferior de coordenação
Z_{sup}	Impedância do trecho em que a corrente de curto-circuito coincide com o limite superior de coordenação
Z_s	Impedância da zona de proteção do dispositivo protetor onde existe seletividade
Z_t	Impedância total da zona de proteção do dispositivo protetor
λ	Taxa de falta permanente total para o trecho, considerando todos os tipos de falta
λ_{falta}	Taxa de falta permanente para um determinado tipo de falta
$\lambda_{3\emptyset}$	Taxa de falta permanente para curto-circuito trifásico
$\lambda_{2\emptyset-T}$	Taxa de falta permanente para curto-circuito bifásico-terra
$\lambda_{2\emptyset}$	Taxa de falta permanente para curto-circuito bifásico
$\lambda_{1\emptyset-T}$	Taxa de falta permanente para curto-circuito monofásico-terra

y	Taxa de falta temporária total para o trecho, considerando todos os tipos de falta
y_{falta}	Taxa de falta temporária para um determinado tipo de falta
$y_{3\emptyset}$	Taxa de falta temporária para curto-circuito trifásico
$y_{2\emptyset-T}$	Taxa de falta temporária para curto-circuito bifásico-terra
$y_{2\emptyset}$	Taxa de falta temporária para curto-circuito bifásico
$y_{1\emptyset-T}$	Taxa de falta temporária para curto-circuito monofásico-terra

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	15
1.2	MOTIVAÇÃO	16
1.3	OBJETIVOS	18
1.4	ESTADO DA ARTE	18
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO	23
2	PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO	25
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	25
2.2	DEFINIÇÕES E ASPECTOS TÉCNICOS CORRELATOS	25
2.2.1	Coordenação e Seletividade	25
2.2.2	Zonas de Proteção e Proteções Principal e Retaguarda	26
2.2.3	Faltas em Sistemas de Distribuição	27
2.3	DISPOSITIVOS UTILIZADOS	28
2.3.1	Chave e elo fusível	28
2.3.2	Religador	29
2.3.3	Relé secundário e Disjuntor	30
2.4	COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE ENTRE DISPOSITIVOS	31
2.4.1	Seletividade – Elo fusível x Elo fusível	31
2.4.2	Coordenação e Seletividade – Religador x Elo fusível	32
2.4.3	Seletividade – Relé x Elo fusível	33
2.4.3	Seletividade – Religador x Religador	33
2.4.3	Seletividade – Relé x Religador	34
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	34
3	APRESENTAÇÃO DA METODOLOGIA UTILIZADA	36
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	36
3.2	DESCRIÇÃO DO MÉTODO	36
3.2.1	Par de dispositivos: Religador x Elo fusível	38
3.2.1.1	Coordenação	38
3.2.1.2	Seletividade	39
3.2.1.3	Índice CORSEL local	40
3.2.2	Par de dispositivos: Elo fusível x Elo fusível	42
3.2.2.1	Seletividade	42

3.2.3	Par de dispositivos: Relé x Elo fusível.....	42
3.2.3.1	Seletividade.....	42
3.2.4	Par de dispositivos: Relé x Religador.....	42
3.2.4.1	Seletividade.....	42
3.2.5	Par de dispositivos: Religador x Religador.....	43
3.2.5.1	Coordenação.....	43
3.2.6	Determinação do Índice CORSEL global.....	43
3.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	43
4	GENERALIZAÇÃO DO ÍNDICE CORSEL.....	45
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	45
4.2	TEORIA DOS GRAFOS.....	45
4.3	CURTO-CIRCUITO E FLUXO DE POTÊNCIA.....	46
4.4	CONEXÃO DA GD COM A REDE.....	48
4.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	49
5	ESTUDO DE CASO.....	50
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	50
5.2	DESCRIÇÃO DO SISTEMA UTILIZADO.....	50
5.3	PARAMETRIZAÇÃO DOS DISPOSITIVOS.....	52
5.4	RESULTADOS.....	54
5.4.1	Cenário 1.....	61
5.4.2	Cenário 2.....	63
5.4.3	Cenário 3.....	64
5.4.4	Cenário 4.....	65
5.4.5	Cenário 5.....	67
5.4.6	Cenário 6.....	68
5.4.7	Cenário 7.....	69
5.4.8	Cenário 8.....	70
5.4.9	Cenário 9.....	72
5.4.10	Cenário 10.....	73
5.4.11	Considerações Comuns aos Cenários.....	74
5.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	75
6	CONCLUSÕES.....	78
6.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	79
	REFERÊNCIAS.....	81

APÊNDICE A – ESPECIFICAÇÕES DO SISTEMA.....	84
APÊNDICE B – ESPECIFICAÇÕES DO SISTEMA.....	86
APÊNDICE C – TAXAS DE FALTA.....	88

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Em conjunto com os sistemas de geração e transmissão, o sistema de distribuição de energia elétrica é a parte constituinte do sistema elétrico de potência (SEP) responsável por entregar a energia para os consumidores finais localizados tanto nos grandes centros de consumo urbano, quanto em zonas rurais de baixa densidade populacional (PINTO, 2014).

Os sistemas de distribuição convencionais tratavam os consumidores finais como elementos passivos no processo de utilização da rede elétrica, ou seja, existia apenas injeção de fluxo de potência por partes dos agentes concessionários e permissionárias de energia, os quais – tendo este ponto em consideração – projetavam os sistemas de proteção das redes elétricas de modo a garantir a coordenação e a seletividade entre os dispositivos contidos em sua infraestrutura, pressupondo o fluxo unidirecional de circulação de potência da fonte geradora para os consumidores.

Com a publicação da Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – houve uma quebra de paradigma: o consumidor passou a poder gerar a sua própria energia consumida, além de poder fornecer – ou melhor injetar – o excedente da potência gerada para a rede de distribuição local. Desta feita, surgiram os sistemas de créditos de compensação de energia e de microgeração e a minigeração a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada para os consumidores finais, independentemente de serem pessoas físicas ou jurídicas (ANEEL, 2012).

A conexão de geradores distribuídos em redes de distribuição existentes levanta certos questionamentos sobre a possibilidade de manutenção da estabilidade e confiabilidade do sistema. Estes geradores podem ser do tipo síncrono, assíncrono ou mesmo de corrente-contínua (como é o caso das fontes solares fotovoltaicas) conectados através de inversores de frequência. Estas características afetam o modo que se dará o intercâmbio energético entre a rede e o consumidor e devem ser levadas em consideração no momento da elaboração da filosofia de proteção empregada ao sistema de distribuição (FERREIRA, 2013).

Ademais, adicionalmente às preocupações quanto a confiabilidade e a estabilidade da rede de distribuição, somam-se a elas os aspectos relativos à qualidade do fornecimento de energia, a segurança do sistema, a atuação coordenada e seletiva na extinção de faltas, a sensibilidade das proteções ajustadas, assim como os indicadores de continuidade de energia (BLACKBURN, 2006). Logo, um projeto de proteção de redes de distribuição deve abranger todas estas nuances e, atualmente, considerar a influência da geração distribuída na metodologia utilizada.

O tipo de rede de distribuição de energia mais comumente empregado no país, atualmente, possui o esquema radial e a topologia construtiva aérea, em que um alimentador abastece um ou mais de um ramal da rede, aos quais os consumidores estão conectados. Do trajeto que parte da subestação, de onde se origina o alimentador, até as unidades consumidores, as quais recebem energia dos ramais de distribuição, existem dispositivos de proteção empregados com a finalidade de garantir que as proteções do circuito atuem de maneira tempestiva, isto se deve porquanto uma falta no ramal faz com que os consumidores dispostos a jusante tenham o suprimento de energia interrompido – situação não totalmente incomum visto que o nível de exposição de uma rede elétrica área a agentes externos potencializa as circunstâncias que originam contingências no sistema elétrico (FERRI, 2021; PINTO, 2014).

Em suma, por consequência da dinâmica que deve ser analisada com a alteração topológica virtual da rede elétrica devido à introdução de geração distribuída – passando a ter um fluxo bidirecional de energia –, faz-se sobremaneira importante a contribuição que metodologias de avaliação dos parâmetros de coordenação e seletividade possam ter no atual contexto em que se observam altos níveis de penetração de geração distribuída em redes de distribuição, com proteção originalmente desenvolvida para atuar de maneira convencional – fluxo unidirecional de potência.

1.2 MOTIVAÇÃO

A crescente penetração da geração distribuída (GD) na rede elétrica brasileira, conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para o ano de 2022, é um indicativo claro da necessidade de avaliar quantitativamente

a coordenação e a seletividade do sistema de distribuição. A autoprodução de eletricidade que corresponde a cerca de 18,6% do total de energia elétrica produzida no país, sendo 73,7 TWh consumidos localmente e 52,3 TWh injetados na rede, exige uma atenção especial para garantir a eficiência e a confiabilidade da rede (EPE, 2023).

Indo de encontro a estas constatações, dados da ANEEL também relativos ao ano de 2022, indicam que o sistema de micro e minigeração distribuída de energia atingiu a produção de cerca de 18,4 TWh, com capacidade instalada de mais de 17 GW, distribuídas em 1,6 milhão de unidades consumidoras. Aumento substancial se for considerado o ano base de 2021, que apresentava apenas 866 mil unidades consumidoras e potência instalada de 9,2 GW (ANEEL, 2022).

Diante deste cenário, é fundamental a implementação de um método de avaliação quantitativa do desempenho dos parâmetros de coordenação e seletividade de proteção de redes de distribuição de energia elétrica com presença de GD. Tal método pode auxiliar os encarregados na expansão e manutenção da rede a tomar decisões informadas, assim como a compreender como a GD afeta a coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção a fim de planejar o crescimento sustentável da rede.

Para os projetistas, a existência de uma ferramenta que avalie automaticamente alterações dos índices de proteção da rede com presença de GD pode servir para identificar situações em que a injeção de corrente pelos consumidores finais possa depreciar a coordenação e seletividade de um par de dispositivos ou do sistema como um todo. Isso permite o reconhecimento antecipado de problemas, evitando desligamentos e falhas no fornecimento de energia.

Ademais, a sobredita ferramenta pode ter o condão de propiciar agilidade e conferir melhor eficiência na busca da melhor solução, tornando o processo mais prático, economizando tempo e recursos na fase de projeto.

Em resumo, diante do crescimento expressivo da geração distribuída no Brasil, a implementação de um método quantitativo para avaliar a coordenação e seletividade dos sistemas de proteção em redes de distribuição se torna essencial. Essa abordagem não apenas garante a confiabilidade da rede elétrica, mas também contribui para a eficiência operacional e a satisfação dos

consumidores finais. Portanto, investir nesse método é fundamental para o setor elétrico brasileiro enfrentar os desafios e aproveitar os benefícios da geração distribuída de maneira segura e eficaz.

1.3 OBJETIVOS

A presente dissertação tem como objetivo principal realizar a generalização de um método que estabelece um índice de avaliação quantitativa dos parâmetros de coordenação e seletividade da proteção de sobrecorrente de um sistema de distribuição de energia elétrica, a fim de possibilitar a sua aplicação em redes que contenham a presença de fonte de geração distribuída.

Os objetivos específicos deste trabalho são os seguintes:

- Realizar uma revisão bibliográfica dos termos pertinentes à consecução do presente trabalho;
- Proceder a modelagem matemática dos componentes de uma rede de distribuição por meio da teoria dos grafos;
- Produzir um banco de dados relativos às magnitudes das correntes de curto-circuito e do fluxo de potência em uma rede de distribuição com a presença de geração distribuída, a ser utilizado nos cálculos do índice proposto;
- Integrar as informações do banco de dados ao algoritmo do índice proposto;
- Calcular o índice para cenários em que a geração distribuída é inserida em pontos específicos de um sistema de distribuição convencional;
- Discutir o impacto da geração distribuída nos parâmetros de coordenação e seletividade da rede, tanto localmente – considerando os pares de dispositivos de proteção – quanto globalmente, considerando o sistema como um todo.

1.4 ESTADO DA ARTE

Inúmeros são os trabalhos contidos na literatura que versam sobre os impactos da geração distribuída na rede de distribuição e em seus esquemas de

proteção. Estes estudos se concentram, basicamente, na tentativa de estimar os desafios e os benefícios que a geração de energia próxima aos centros de consumo pode trazer, tanto para os consumidores finais, quanto para as concessionárias de energia.

Por outro lado, a avaliação da coordenação e da seletividade dos esquemas de proteção contidos em sistemas de distribuição que apresentam algum grau de penetração de geração distribuída ainda é tema pendente e aberto a contribuições.

A presente seção traz uma revisão bibliográfica dos assuntos anteriormente versados, com a finalidade de elucidar e consubstanciar o tema que se pretende abranger pelo presente trabalho.

No que tange o primeiro tópico, Balamurugan, Srinivisan e Reindl (2011) realizaram estudos relativos aos impactos da GD na rede elétrica. Neles, constaram que um aumento no nível de penetração tem um impacto positivo nas perdas e no perfil de tensão do sistema. Quanto às perdas, isso decorre do fato de que há uma diminuição do fluxo de energia da central geradora para as cargas por meio de vários ramos, o que proporciona a redução do carregamento das redes e se traduz em redução no investimento em sua expansão e renovação, os quais podem ser utilizados em outras áreas mais sensíveis das redes elétricas. Também se ativeram ao fato de que a efetiva localização dos sistemas de geração distribuída desempenha um papel significativo nesse cenário, já que nós específicos da rede podem ser identificados como pontos críticos.

Do mesmo modo, Lucchese et al. (2018) evidenciou os ganhos energéticos em perdas e nos níveis de tensão. Todavia, notou-se que a inserção de geração distribuída modifica o perfil do fluxo de potência da rede, alterando o perfil de carregamento dos condutores, situação que – devido às características de intermitência de certas fontes renováveis, como a fotovoltaica – podem resultar em problemas como fluxo reverso de energia, comutação frequente de TAP de transformadores reguladores de tensão e uma possível redução na qualidade da energia elétrica entregue.

De outro modo, Moraes (2020) evidenciou o efeito da geração distribuída no fator de potência do sistema, para os casos em que existe grande magnitude de potência injetada na rede, a depender do momento do dia e do pico de geração da fonte renovável utilizada, a ocorrência de fluxo reverso de potência

em conjunto com as características energéticas de suprimento da carga, pode contribuir para a depreciação do fator de potência do sistema, podendo gerar multas pelo consumo excessivo de reativos, além de trazer desafios na coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção de sobrecorrente.

Quanto ao tópico relacionado à proteção de sistemas de distribuição com presença de geração distribuída, Matos (2015) alerta para a possibilidade de que a injeção de corrente por consumidores na rede elétrica possa afetar diretamente a operação dos relés de proteção de sobrecorrente, subtensão e distância, o que pode levar a atuações indevidas ou, em casos graves, à não atuação para defeitos dentro de sua região de abrangência. Isto se deve ao fato de que, originalmente, os SEP's são projetados e operados com base em fluxos de potência radiais, o que representa um desafio adicional com o aumento do nível de penetração da geração distribuída nas redes existentes (GD).

Para garantir que novos geradores distribuídos não afetem negativamente a proteção do sistema elétrico, é necessário realizar estudos sobre os impactos da GD antes de conectar novos geradores ao sistema, revisar os esquemas de proteção existentes, ajustar parâmetros de dimensionamento da proteção e a sua filosofia empregada na sua consecução ou até mesmo substituir equipamentos obsoletos por outros modelos mais adequados à presença da GD.

Indo de encontro ao estudo realizado por Matos (2015), tem-se a pesquisa feita por Kamel et al. (2013), que complementa o assunto e conclui que, para solucionar os problemas de mudanças no fluxo de potência, deve-se aplicar uma metodologia de proteção direcional, abandonando os modelos de cálculos que consideram os sistemas convencionais, em que o fluxo da corrente é da geração centralizada em grandes unidades termo hidráulicas para os centros de consumo.

Ainda segundo o autor, uma alternativa para contornar estas situações seria a possibilidade, uma vez que as normas técnicas exigem que a GD seja desconectada rapidamente em caso de defeito no sistema elétrico – para evitar que o defeito continue sendo alimentado –, da criação de microrredes, as quais continuariam em funcionamento apenas com o suprimento das fontes de GD, enquanto o restante do sistema de distribuição estaria desenergizado, em razão de uma falta, por exemplo.

Quanto à contribuição dos geradores distribuídos na magnitude das correntes de falta do sistema de distribuição, os autores Walt, Bansal e Naidoo (2018) observaram que os geradores distribuídos são caracterizados por apresentar correntes de falta menores que duas vezes a sua corrente nominal. Destarte, pode não ser sempre possível detectar falhas apenas com a detecção convencional de sobrecorrente. Diretrizes de conexão à rede ditam que quando a tensão dos geradores cai para menos da metade de sua tensão nominal, deve haver a desconexão da fonte em até 200 ms; todavia, durante este tempo, a fonte de GD ainda continua fornecendo corrente de falta para a rede, a ponto de que – caso os níveis de penetração da geração distribuída forem suficientemente altos – poderá ocorrer a perda da coordenação e desligamentos desnecessários. Logo, os autores constataram que a introdução da GD afeta, principalmente, a coordenação entre o par de dispositivos religador e elo fusível, em decorrência da injeção adicional de corrente de falta no sistema de energia durante a ocorrência de curtos-circuitos.

Quanto ao terceiro conteúdo, a saber, a avaliação da coordenação e da seletividade dos esquemas de proteção contidos em sistemas de distribuição, apresenta-se a seguir as principais pesquisas pertinentes. No estudo proposto por Pholborisut et al. (2011), foi introduzido um método para avaliar o impacto da geração distribuída na coordenação da proteção. Esse método se propõe a determinar o índice de descoordenação da proteção (PMI), que estabelece a probabilidade de que a coordenação não aconteça, assim como permite estimar a máxima capacidade de potência injetada pela fonte de GD para que a coordenação seja mantida. Com base nos resultados obtidos, observa-se que uma capacidade maior de GD pode resultar em um valor de PMI mais elevado.

Ademais, observou-se que um sistema de distribuição que possui a fonte de GD instalada a montante do religador apresenta um índice PMI menor em comparação com um sistema com GD instalada a jusante do sobredito equipamento. Isto se deve, segundo as conclusões aventadas, pela corrente de retorno, ou seja, pelo aparecimento de fluxo bidirecional de corrente, do ponto de vista do equipamento protetor – neste caso, o religador. Outrossim, a capacidade máxima que pode ser injetada pela fonte de GD a montante do religador pode ser maior do que aquela que pode ser localizada a jusante do

religador, mantida as mesmas condições de funcionamento de uma rede de distribuição.

De outro modo, avaliando por seu turno a coordenação do sistema, Zeineldin et al. (2013) conduziu uma investigação que desenvolveu o conceito denominado PCI (Índice de Coordenação da Proteção), o qual tem por objetivo mensurar o impacto da inserção da GD em sistemas de distribuição em malha – protegidos por relés de sobrecorrente direcionais e, também, se propõe a determinar o ponto ótimo de implantação da GD na rede, a fim de preservar a integridade da coordenação entre os equipamentos presentes na infraestrutura de proteção do sistema de distribuição.

O desenvolvimento da metodologia passa pela elaboração de um problema de otimização não linear, que determina o PCI ao calcular de forma ideal as variações no nível máximo de penetração de GD com alterações no intervalo de tempo de coordenação da proteção. Ainda, considerando a sua utilidade no auxílio da avaliação de como a coordenação é afetada pela presença de GD, é possível identificar as necessidades de modificação dos relés devido à integração com GD. Outrossim, os resultados demonstraram que a instalação de GD em determinado local pode aumentar ou diminuir o valor do PCI em outros locais.

Estendendo a hipótese levantada por Zeineldin et al. (2013), Huchel et al. (2017) desenvolve uma generalização do método que obtém o PCI, a fim de considerar o estabelecimento de múltiplas unidades de GD em um sistema de distribuição através do emprego de limitadores de corrente de curto-circuito (FCL).

Partindo de uma premissa que busca preservar a integridade dos elos fusíveis e incrementar os parâmetros de continuidade de energia, sem a necessidade de alterações substanciais na topologia da rede, é proposto por Fani et al. (2018) uma estratégia para prevenir a descoordenação entre o par de dispositivos religador e elo fusível, quando houver alto nível de penetração de sistemas fotovoltaicos (FV) nas redes de distribuição. Primeiramente, com base na variação da corrente de falta no início do alimentador, um algoritmo de comunicação livre realiza a estimação do local da falta. Em seguida, por meio de um módulo de controle auxiliar, as contribuições de corrente de falta dos sistemas FV são reduzidas. Dado que os parâmetros são medidos localmente

em cada nível de penetração, a metodologia proposta não requer uma comunicação adaptativa às variações na penetração. Destarte, é possível manter a coordenação do segmento da rede elétrica, sem a necessidade de alterações nas configurações de proteção convencionais.

No que tange o assunto correlato à otimização do índice de coordenação de proteção (PCI), Dadfar e Gandomkar (2021) trazem uma nova abordagem. Desta vez, o método PCI é expandido para a implementação em sistemas de distribuição interconectados, com alta penetração de GD, e que utilizam relés de sobrecorrentes bidirecionais com configuração dupla (dual-setting), os quais podem atuar em ambas as direções do fluxo de potência. Para isso, são ajustadas as características das curvas de tempo x corrente dos relés e utilizados algoritmos genéticos para a modelagem do problema, a qual é realizada como um problema de programação não linear.

Por fim, a abordagem realizada por Ferri (2021) traz uma inovação no sentido de realizar a determinação quantitativa dos parâmetros de coordenação e seletividade de uma rede de distribuição radial de energia elétrica (índice CORSEL). O método busca trazer uma alternativa às tradicionais análises das curvas de tempo x corrente utilizadas em projetos de proteção de redes ao desenvolver um algoritmo que determina o índice CORSEL de maneira automatizada, obtendo-se ganho de produtividade e eficiência nas análises correlatas.

A metodologia desenvolvida toma em conta as taxas de faltas temporárias e permanentes – permitindo a análise dos parâmetros com base no histórico de contingências da rede –, os níveis de curto-circuito dos pontos de interesse do sistema e emprega uma perspectiva que correlaciona a porcentagem de impedância da rede no ponto de falta com o total da impedância do trecho analisado, a fim de obter o índice CORSEL, o qual pode ser utilizado para realizar avaliações tanto em nível local (entre pares de dispositivos de proteção avaliados) quanto em nível global (para toda a rede).

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho compreende seis capítulos, além das referências e dos apêndices. O capítulo introdutório contextualiza o tema, apresenta a motivação

para o estudo, os objetivos da pesquisa e uma revisão bibliográfica sobre proteção de sistemas de distribuição de energia elétrica com geração distribuída.

No segundo capítulo, abordam-se os aspectos teóricos da proteção de sobrecorrente em redes de distribuição, incluindo definições de coordenação, seletividade, zonas de proteção e tipos de faltas, além da apresentação dos principais dispositivos utilizados para a proteção das redes.

O capítulo 3 descreve a metodologia para calcular o índice CORSEL em redes de distribuição, incluindo o processo de quantificação e os procedimentos de cálculo para os índices locais e globais em pares de dispositivos de proteção.

Por sua vez, o capítulo 4 busca descrever o processo de generalização do índice CORSEL apresentado no capítulo 3 para a sua aplicação em redes de distribuição com presença de geração distribuída. Aspectos relativos à teoria dos grafos, obtenção de magnitudes de correntes de curto-circuito e fluxo de potência são utilizados para consubstanciar a aplicação proposta.

No que tange o capítulo 5, tem-se a demonstração dos resultados da quantificação dos parâmetros de coordenação e seletividade de uma rede de distribuição com a presença de geração distribuída por meio da determinação dos índices CORSEL locais e globais generalizados – os quais foram obtidos pela realização de testes em um sistema com a presença de GD em pontos específicos.

Por fim, o capítulo 6 discorre sobre as conclusões alcançadas ao longo do presente trabalho e busca sumarizar os principais resultados e *insights* obtidos. Ademais, são apresentadas sugestões para direções futuras de pesquisa, relacionados aos procedimentos de quantificação dos parâmetros de coordenação e seletividade da proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição de energia.

2 PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O presente capítulo tem por objetivo apresentar os conceitos utilizados em proteção de redes de distribuição de energia elétrica. Inicialmente, são elucidados os temas relativos à coordenação, seletividade, zonas de proteção e classificação dos dispositivos quanto a sua característica de proteção – se principal ou de retaguarda.

Ademais, são analisados os dispositivos mais comumente utilizados em sistemas de distribuição de energia – tais como: chave e elo fusível, religador e relé de sobrecorrente e disjuntor de média tensão –, abordando os seus princípios de funcionamento, critérios de dimensionamento e classificações usuais na literatura técnica.

Por fim, são exploradas as especificações técnicas desenvolvidas pelas concessionárias de energia para que a seletividade e a coordenação dos pares de dispositivos de proteção sejam asseguradas. Para os pares de dispositivos elo fusível x elo fusível, relé x elo fusível, relé x religador, as técnicas e os ajustes da seletividade serão demonstrados, para o par religador x religador serão demonstrados para a coordenação, enquanto que para o par religador x elo fusível serão demonstradas para a coordenação e a seletividade.

2.2 DEFINIÇÕES E ASPECTOS TÉCNICOS CORRELATOS

2.2.1 Coordenação e Seletividade

No contexto de proteção de redes de distribuição de energia, o termo coordenação refere-se à disposição estratégica de dois equipamentos em série, de modo a agirem de acordo com uma sequência de atuação pré-estabelecida (CPFL, 2016). Por exemplo, com relação a um par de proteção disposto em um ramal de distribuição, a coordenação garante a eficácia na eliminação de faltas temporárias, quando estas ocorrem (FERRI, 2021).

Em termos práticos, a proteção coordenada é projetada de forma a eliminar faltas transitórias por meio do religamento automático do dispositivo de

proteção de retaguarda e a eliminar faltas permanentes por meio da operação do dispositivo mais próximo do ponto de falta (CEMIG, 2017). Este processo visa não apenas garantir a continuidade do fornecimento de energia, mas também manter a integridade do sistema elétrico, minimizando interrupções e perturbações.

Por sua vez, o conceito de seletividade representa a capacidade do equipamento de proteção mais próximo da falta atuar antecipadamente em relação ao equipamento de proteção de retaguarda, independentemente de a falha ser transitória ou permanente. Esse conceito busca assegurar que o dispositivo mais próximo da falha seja o primeiro a entrar em ação, permitindo o desligamento de uma porção mínima da rede elétrica em casos de faltas permanentes (CPFL, 2016; FERRI, 2021).

2.2.2 Zonas de Proteção e Proteções Principal e Retaguarda

A zona de proteção corresponde a um trecho da rede elétrica protegido por um ou mais de um dispositivo de proteção. É delimitada em função do menor nível de sobrecorrente que o dispositivo de proteção pode detectar, por exemplo, a menor corrente de curto-circuito fase-terra do trecho analisado (CPFL, 2016; FERRI, 2021).

Na proteção de sistemas elétricos, é comum adotar a sobreposição de zonas de proteção. Essa prática tem como objetivo aumentar a confiabilidade do sistema, proporcionando uma camada adicional de proteção em caso de contingências. Além disso, busca eliminar as áreas desprotegidas, evitando que existam regiões na rede elétrica que não estejam cobertas pelos dispositivos de proteção designados para essa finalidade (FERRI, 2021).

Nesse contexto, as ações executadas nas zonas de proteções são realizadas por dispositivos de proteção, os quais podem ser classificados de duas maneiras: dispositivo protetor, também conhecido como proteção principal; e, dispositivo protegido, também denominado proteção de retaguarda.

O dispositivo protetor é o primeiro equipamento localizado a montante da falta em um determinado trecho do ramal da rede de distribuição, tendo como ponto de origem o tronco alimentador da subestação. Sua função primordial é a

de assegurar a proteção da porção da rede elétrica onde a falta ocorre (CEMIG, 2017).

Por sua vez, o dispositivo protegido está localizado a montante do dispositivo protetor, tendo como ponto de origem o barramento da subestação. Sua atuação se faz necessária no caso de falha ou omissão do dispositivo protetor, garantindo a sobreposição das zonas de proteção (CEMIG, 2017).

2.2.3 Faltas em Sistemas de Distribuição

As faltas em sistemas elétricos podem ser classificadas em dois tipos distintos, de acordo com sua duração: faltas temporárias ou transitórias e as faltas permanentes. As faltas temporárias são caracterizadas pela ocorrência de uma falta sustentada por um arco elétrico e são eliminadas com a atuação de um dispositivo de proteção, que realiza o desligamento seguido de um religamento temporizado. Suas causas mais comuns incluem: descargas atmosféricas, contatos monofásicos momentâneos entre condutores e/ou estruturas, abertura de arco elétrico ou comprometimento da isolação dielétrica de materiais (CEMIG, 2017; CPFL, 2016).

Dados estatísticos apontam que as faltas são responsáveis por cerca de 85% dos distúrbios em redes de distribuição, sendo a maioria de natureza transitória, ou seja, temporárias. Além disso, aproximadamente 78% das faltas envolvem a terra, manifestando-se como curtos-circuitos fase-terra (MAMEDE FILHO, 2011; SANTOS, 2019).

Por outro lado, as faltas permanentes são aquelas que não podem ser eliminadas pelo religamento automático do circuito e requerem intervenção externa para sua correção e o restabelecimento do fluxo de potência (CEMIG, 2017). É importante observar que, devido à dinâmica das ocorrências em uma rede elétrica, uma falta temporária pode eventualmente se tornar permanente, como no caso de um condutor partido ou uma árvore caída sobre a rede.

Uma maneira de quantificar os incidentes característicos de faltas no sistema de distribuição de energia elétrica é realizar a sua avaliação por um determinado período de tempo em função do comprimento do trecho de ramal, sendo expresso através da unidade faltas por quilômetro por ano $\left(\frac{faltas}{km} \cdot ano\right)$.

2.3 DISPOSITIVOS UTILIZADOS

2.3.1 Chave e elo fusível

As chaves e os elos fusíveis são dispositivos amplamente empregados na proteção de saída de ramais de redes de distribuição, tanto em áreas urbanas quanto rurais, devido à sua eficácia e custo acessível. O elemento ativo do componente é o elo fusível, disposto no interior do cartucho, cuja função precípua é a de interromper a passagem de corrente elétrica de falta pelo circuito, bem como evitar a formação de arco elétrico entre os terminais da chave fusível (CPFL, 2016; MAMEDE FILHO, 2021).

Os elos fusíveis atuam com base nas características das curvas de tempo x corrente, frequentemente encontradas em catálogos dos fabricantes. Nestes documentos, duas grandezas se destacam, são elas: o tempo mínimo de fusão (MF), que corresponde ao maior período que o elo fusível pode suportar sob uma condição de sobrecorrente sem sofrer danos; e o tempo máximo de interrupção (MI), que é o tempo total que a chave fusível leva para interromper completamente a passagem de corrente pelo circuito, incluindo a operação de abertura da chave e o tempo gasto na extinção do arco elétrico (CEMIG, 2017; FERRI, 2021).

Comercialmente, os elos fusíveis disponíveis são divididos, basicamente, de acordo com o tempo e a curva de atuação, sendo os tipos K e T utilizados para proteção de ramais de redes de distribuição e o tipo H utilizado na proteção de transformadores. Ademais, quanto as suas classes, podem ser preferenciais ou não preferenciais. Os da primeira classe devem ser utilizados em sistemas em que a seletividade é crítica e se necessita de uma resposta rápida para identificação e isolamento das faltas.

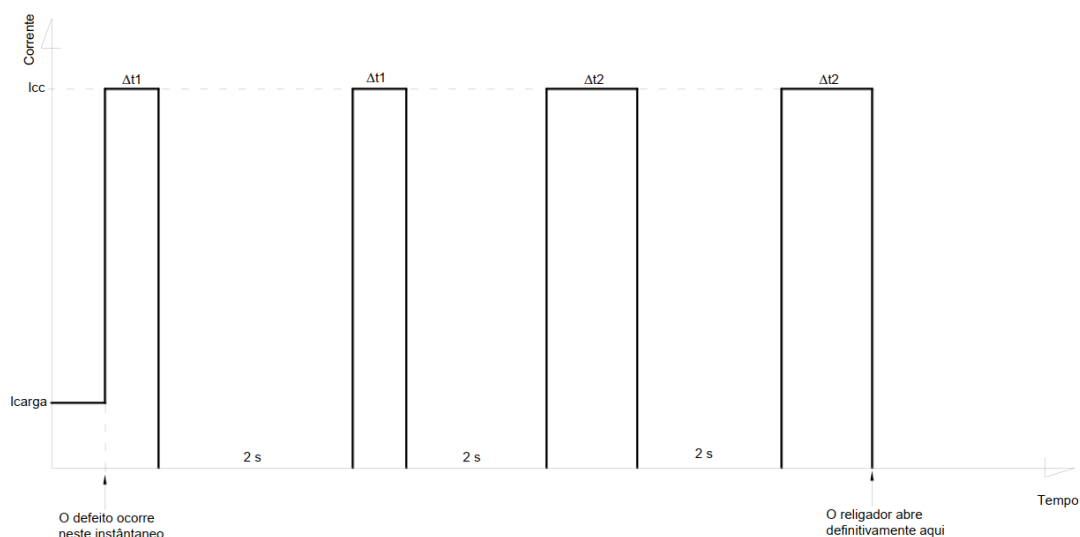
Quanto ao seu dimensionamento, esta tarefa deve levar em consideração que o elo fusível não deve fundir ou se danificar quando a corrente nominal está circulando pela rede de distribuição. Ademais, sua capacidade de interrupção deve ser superior a máxima corrente de circuito-circuito do trecho ao qual o dispositivo protegido está inserido, assim como tomar em conta as correntes mínimas de curto-circuito fase-terra e a corrente de inrush no momento da energização do sistema (CEMIG, 2017; FERRI, 2021).

2.3.2 Religador

Os religadores são dispositivos automáticos que possuem a função de evitar que faltas transitórias causem a queima dos elos fusíveis, garantindo a continuidade do fornecimento de energia elétrica. São amplamente utilizados em redes de distribuição, contribuindo para a melhora dos indicadores de continuidade de energia e da confiabilidade do sistema. Sua área de utilização pode ser em zonas urbanas ou rurais (CPFL, 2016; MAMEDE FILHO, 2011).

O funcionamento dos religadores é baseado em uma detecção de corrente de falta e operação de abertura e fechamento do circuito de acordo com uma curva característica de operação. Quando uma corrente de falta é detectada, o religador abre o circuito após um tempo especificado. Após a abertura, ele pode reenergizar o circuito, realizando o processo de abertura e fechamento conforme o número de operações ajustado em sua programação. Se a corrente de falta não estiver mais presente, o religador fecha o circuito. Caso contrário, ele permanece aberto, exigindo uma intervenção manual ou controle remoto para religamento (CPFL, 2016). Estes procedimentos podem ser melhor evidenciados na Figura 1.

Figura 1 – Funcionamento do Religador



Fonte: (CPFL, 2016).

Quanto ao seu dimensionamento em projetos de proteção de redes elétricas, os religadores digitais possuem uma ampla gama de escolha de curvas

padronizadas para os modos de funcionamento, conforme definido pela norma IEC 60.255, além das normas tradicionais Kyle. Seus ajustes são divididos em curvas rápidas e temporizadas para fase e neutro. Os ajustes de fase têm como referência a corrente nominal e a menor corrente de curto-circuito bifásica para o trecho protegido. Por sua vez, os ajustes de neutro se ocupam de critérios semelhantes, considerando a menor corrente de curto-circuito fase-terra e a uma parcela da corrente de desequilíbrio do sistema (FERRI, 2021).

2.3.3 Relé Secundário e Disjuntor

Os disjuntores são comandados por relés de sobrecorrente de fase e neutro com unidades temporizadas e instantâneas, sendo utilizados para proteger o tronco dos alimentadores que partem das saídas das subestações. Os relés atuais são em sua maioria digitais e possuem unidades temporizadas (função ANSI 51/51N) e instantâneas (função ANSI 50/50N), com curvas de tempo x corrente inversas, especificadas conforme, dentre outras, as seguintes normas: ANSI C37.90, IEC 60255-151 e IEEE Std C37.112-218 (CPFL, 2016; IEEE, 2018; MAMEDE FILHO, 2017).

Os disjuntores de potência são projetados para manobrar e proteger circuitos em média tensão, sendo capazes de interromper grandes potências de curto-circuito durante a ocorrência de um defeito. Entre os tipos mais conhecidos de disjuntores estão os disjuntores a grande volume de óleo, disjuntores a pequeno volume de óleo, disjuntores a vácuo e disjuntores isolados a hexafluoreto de enxofre (SF_6) (MAMEDE FILHO, 2017).

A atuação do disjuntor ocorre quando o relé detecta uma corrente de falta e aciona o disjuntor. Após um tempo especificado pela sua curva característica, o disjuntor abre seus contatos e desenergiza o sistema. É possível programar o relé de sobrecorrente para comandar as operações de abertura e fechamento sequenciais do disjuntor, semelhantes às do religador (CPFL, 2016).

O dimensionamento do relé de sobrecorrente envolve ajustes das unidades temporizadas e instantâneas para fase e neutro. Na unidade temporizada de fase, a corrente de pick-up deve ser maior que a corrente de carga, considerando um fator de aumento de carga para o horizonte de estudo. Já na unidade instantânea de fase, a corrente de pick-up deve operar para a

menor corrente de curto-circuito bifásico do trecho protegido, levando em consideração a corrente inrush (CPFL, 2016).

Uma boa prática para o ajuste da unidade instantânea do relé é considerar sua atuação na região da zona de proteção em que ele é o dispositivo principal, levando em conta a correlação inversamente proporcional existente entre a magnitude da corrente de falta e a distância entre a subestação e o ponto com defeito (CPFL, 2016; MAMEDE FILHO, 2017).

As unidades temporizada e instantânea de neutro possuem modelagens semelhantes às de fase, sensibilizando-se para correntes menores que a menor corrente de curto-circuito fase-terra mínima (considerando uma impedância de contato de 40 ohms), assim como atuando instantaneamente quando detectam uma corrente de curto-circuito fase-terra assimétrica (sem considerar a impedância de contato) maior que a corrente do ajuste do pick-up (CPFL, 2016; MAMEDE FILHO, 2017).

2.4 COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE ENTRE DISPOSITIVOS

2.4.1 Seletividade – Elo fusível x Elo fusível

O elo fusível protetor situado a jusante no esquema de proteção deve atuar em toda a faixa de correntes de falta de sua zona de proteção, garantindo que a intervenção ocorra dentro de um intervalo de tempo suficiente para evitar a fusão ou danos no elo fusível protegido, que está localizado a montante do esquema de proteção (CEMIG, 2017; FERRI, 2021).

Uma condição essencial para a correta operação do par de dispositivos é que o tempo máximo de interrupção (MI) do elo fusível protetor não deve ultrapassar 75% do tempo mínimo de fusão (MF) do elo fusível protegido. Destarte, a seletividade entre os elementos deve ter em conta a maior corrente de curto-circuito para o trecho protegido (no ponto de instalação do elo fusível protetor) e a menor corrente de curto circuito, i.e. fase-terra mínima, para o trecho protegido (CEMIG, 2017; FERRI, 2021).

Para alcançar a seletividade entre os elos fusíveis, é possível utilizar tabelas disponibilizadas pelas concessionárias de energia, como mostrado na Tabela 1. A ampliação da faixa de seletividade entre os elos fusíveis pode ser

alcançada ao se utilizar apenas elos preferenciais ou não-preferenciais em um esquema de proteção (CEMIG, 2017; FERRI, 2021).

Tabela 1 – Correntes máximas para obter a seletividade entre elos fusíveis

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

Fonte: CPFL (2016).

2.4.2 Coordenação e Seletividade – Religador x Elo fusível

Para garantir a coordenação e seletividade adequadas entre o religador e o elo fusível, é fundamental que o elo fusível não se funda durante as operações rápidas do religador destinadas a extinguir faltas temporárias. Neste cenário, considera-se que o religador seja o dispositivo protegido e o elo fusível o dispositivo protetor. O religador deve fornecer tempo suficiente para que o elo fusível possa abrir seus contatos (MI) e interromper por completo a passagem de corrente no circuito no caso de faltas permanentes (CEMIG, 2017; MAMEDE FILHO, 2011).

Para estabelecer as condições necessárias para assegurar essa coordenação e seletividade do par de dispositivos, dois critérios principais devem ser considerados (CEMIG, 2017; MAMEDE FILHO, 2011):

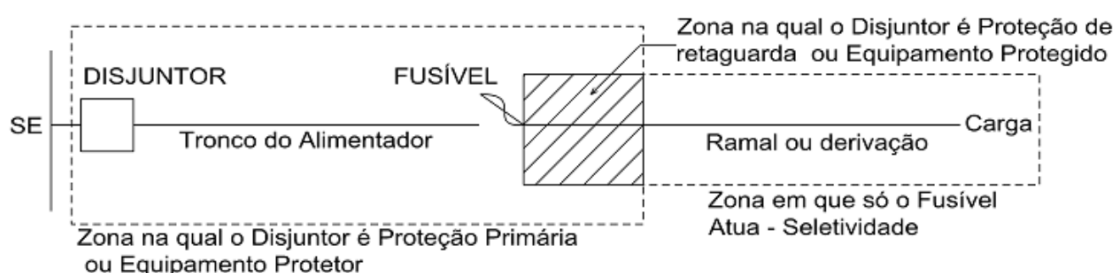
- O tempo mínimo de fusão (MF) do elo fusível deve ser maior do que o tempo de atuação do religador (curva rápida). Isso delimita a faixa de corrente máxima na qual a coordenação é garantida, uma vez que, acima desse valor, o elo fusível fundirá antes que o religador atue lentamente – tendo, neste caso, o par de dispositivos apenas garantido a seletividade do conjunto;
- O tempo total de interrupção (MI) do elo fusível deve ser menor do que o tempo mínimo de atuação do religador (curva temporizada). Isso determina o ponto de início da seletividade entre os dispositivos.

2.4.3 Seletividade – Relé x Elo fusível

A seletividade entre o relé e o elo fusível é um aspecto crítico na proteção elétrica. Para garantir uma seletividade adequada, deve ser cumprida a seguinte condição: para a faixa de corrente de falta considerada, é necessário que exista um intervalo mínimo de 200 ms entre o tempo máximo de fusão (MI) do elo fusível e o tempo de atuação temporizada do relé (CEMIG, 2017; CPFL, 2016).

É importante destacar que a unidade instantânea do relé deve ser configurada para atuar somente onde ele desempenha o papel de proteção principal (primária), como indicado na Figura 2. Na zona em que o disjuntor é proteção de retaguarda, deve-se utilizar a proteção temporizada, a fim de garantir a seletividade do par de dispositivos, quando da atuação do elo fusível (como proteção principal em seu trecho do ramal de distribuição) (CEMIG, 2017; CPFL, 2016).

Figura 2 – Zonas de proteção do disjuntor



Fonte: (CEMIG, 2017).

2.4.3 Coordenação – Religador x Religador

Para que a coordenação entre dois religadores seja obtida, deve-se atentar para a seguinte condição: para a faixa de corrente de falta considerada, é necessário que haja um intervalo mínimo de 200 ms entre as curvas lentas dos religadores. No entanto, é permitida a operação simultânea nas curvas rápidas dos religadores, quando necessário (CEMIG, 2017; CPFL, 2016).

É importante ressaltar que não pode ocorrer a atuação do dispositivo protegido na curva lenta para qualquer valor da corrente de falta que se apresente na zona de proteção mútua entre o dispositivo protetor e o dispositivo

protegido. Isso assegura que a coordenação entre os religadores seja eficiente, evitando que o dispositivo protegido atue indevidamente nas situações em que a proteção é responsabilidade do dispositivo protetor. Esta situação é análoga a apresentada na Figura 2, para o par de dispositivos relé x elo fusível (CEMIG, 2017; CPFL, 2016).

2.4.3 Seletividade – Relé x Religador

Para que a seletividade entre relé e religador seja obtida, deve-se atentar para a seguinte condição: dentro da faixa de corrente de falta considerada, é necessário que exista um intervalo mínimo de 200 ms entre as curvas temporizadas de fase/neutro do dispositivo protegido (relé) e as curvas do dispositivo protetor (religador) (CEMIG, 2017; CPFL, 2016).

É importante observar que as unidades instantâneas do relé devem ser ajustadas com base na máxima corrente de falta trifásica e fase-terra do trecho onde o disjuntor atua como proteção retaguarda. Esse ajuste deve ser configurado de forma a permitir que o religador possa realizar suas sequências de operação rápida e lenta antes que o relé possa comandar a abertura do disjuntor (CEMIG, 2017; CPFL, 2016).

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Tendo em vista a exposição apresentada no decorrer do presente capítulo, constata-se a correlação existente entre faltas temporárias e coordenação e faltas permanentes e seletividade – e, destas, com os indicadores de continuidade de energia de redes de distribuição.

O sucesso na parametrização da proteção de redes de distribuição, a fim de alcançar os melhores índices de coordenação e seletividade, passa pelo dimensionamento dos seus dispositivos de proteção, realizados com base nas suas características de curvas de tempo x corrente.

Por exemplo, uma proteção coordenada somente prevê a atuação do religador como dispositivo de retaguarda, caso o elo fusível não tenha êxito na eliminação da falta permanente. Este procedimento garante que a menor parcela a rede seja desenergizada, afetando o menor número de consumidores e

prevenindo que possíveis distúrbios causados por situações de contingência se propaguem para o restante da rede, afetando os níveis de qualidade de energia de uma maneira mais ampla e prejudicial para os seus usuários.

Outrossim, mostra-se imprescindível que o dimensionamento destas proteções seja realizado em zonas de proteção que não possuam pontos desprotegidos ou que afetem entre si seus aspectos de coordenação e seletividade, proporcionando atuações indesejadas da proteção.

Por outro lado, em que pese a presente seção ter apresentado as condições para alcançar a coordenação e a seletividade entre os dispositivos, salienta-se que cada concessionária possui regras detalhadas e específicas sobre a metodologia a ser empregada. Destarte, recomenda-se a consulta de seus manuais e normas técnicas, uma vez que o presente capítulo não tem por objetivo fornecer uma lista exaustiva delas.

3 APRESENTAÇÃO DA METODOLOGIA UTILIZADA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O presente capítulo tem por função apresentar a metodologia empregada na quantificação dos parâmetros de coordenação e seletividade da proteção de uma rede de distribuição convencional através do índice CORSEL.

Diz-se rede convencional aquela que atua com as proteções dimensionadas para um fluxo unidirecional de corrente, partindo do tronco do alimentador que tem origem na subestação até os ramais do trecho de distribuição, onde ocorre o consumo de potência ativa e reativa.

A seção 3.2 descreve o método de avaliação, começando com a análise dos pares de dispositivos (índice CORSEL local) e, em seguida, abordando a avaliação global do sistema (índice CORSEL global).

3.2 DESCRIÇÃO DO MÉTODO

A metodologia proposta por Ferri (2021) para a determinação de um índice que avalia quantitativamente o nível de coordenação e seletividade (índice CORSEL) da proteção de uma rede de distribuição de energia elétrica baseia-se na razão entre a impedância da zona de proteção em que o dispositivo protetor está coordenado e/ou seletivo com o dispositivo protegido e a impedância total da zona de proteção considerada, conforme pode ser evidenciado pelas equações (1) e (2):

$$p_c = \frac{Z_c}{Z_t} \quad (1)$$

$$p_s = \frac{Z_s}{Z_t} \quad (2)$$

Onde:

p_c é a proporção da zona de proteção do dispositivo protetor em que existe coordenação;

Z_c é a impedância da zona de proteção do dispositivo protetor onde existe coordenação;

Z_t é a impedância total da zona de proteção do dispositivo protetor;

p_s é a proporção da zona de proteção do dispositivo protetor em que existe seletividade;

Z_s é a impedância da zona de proteção do dispositivo protetor onde existe seletividade.

Para cada par de dispositivos são determinados p_c e p_s . Os quais, por sua vez, são calculados para cada tipo de falta (curto-circuito trifásico, bifásico, bifásico-terra, monofásico-terra e monofásico-terra mínimo), consideradas em suas modalidades de falta temporária e falta permanente. A inovação do método reside na dispensa da utilização das curvas de tempo x corrente para a quantificação das grandezas de coordenação e seletividade de uma rede elétrica.

Entretanto, no funcionamento interno do algoritmo que determina o índice CORSEL, os princípios de interpretação das curvas de tempo x corrente são utilizados no modelo de cálculo da seguinte maneira: uma correção entre a impedância do trecho protegido pelo dispositivo protetor e protegido e o nível de curto-circuito da falta é estabelecida; a partir dela, são comparadas a intersecção entre os limites superiores (L_{sup}) e inferiores (L_{inf}) da faixa de coordenação e/ou seletividade dos dispositivos – conforme regras apresentadas na seção 2.4 – e os níveis das correntes de curto-circuito máximo ($I_{cc_{max}}$), no ponto de instalação do dispositivo protetor, e mínimo ($I_{cc_{min}}$), no final de sua zona de proteção. Esta comparação permite determinar os valores das variáveis Z_c e Z_s e, conseqüentemente, obter p_c e p_s , ou seja, os índices CORSEL locais.

Ademais, os índices CORSEL locais podem ser definidos para cada par de dispositivos de proteção contidos no sistema de distribuição a ser analisado. As seções subsequentes se ocuparão de sua apresentação, bem como da metodologia empregada a fim de obter o índice CORSEL global da rede.

3.2.1 Par de dispositivos: Religador x Elo fusível

3.2.1.1 Coordenação

Para o par de dispositivos religador e elo fusível, quando se considera a determinação da variável Z_c e, conseqüentemente, da parcela de coordenação do índice CORSEL local, tem-se cinco casos que variam conforme o nível de coordenação dos equipamentos, os quais são apresentados na Tabela 2. A representação gráfica dos cinco casos apresentados na Tabela 2 pode ser observada na Figura 3.

Tabela 2 – Níveis de coordenação entre religador e elo fusível

Caso	Nível de Coordenação	Descrição	Método de Cálculo
1	Total	$L_{sup} > ICC_{max}$ e $L_{inf} < ICC_{min}$	$Z_c = Z_t$
2	Parcial, não inferior	$L_{inf} > ICC_{min}$	$Z_c = Z_{inf}$
3	Parcial, não superior	$L_{sup} < ICC_{max}$	$Z_c = Z_t - Z_{sup}$
4	Parcial, entre os limites	$L_{sup} < ICC_{max}$ e $L_{inf} > ICC_{min}$	$Z_c = Z_{inf} - Z_{sup}$
5	Nula	$L_{inf} > ICC_{max}$ e $L_{sup} < ICC_{min}$	$Z_c = 0$

Fonte: Autor, adaptado de Ferri (2021).

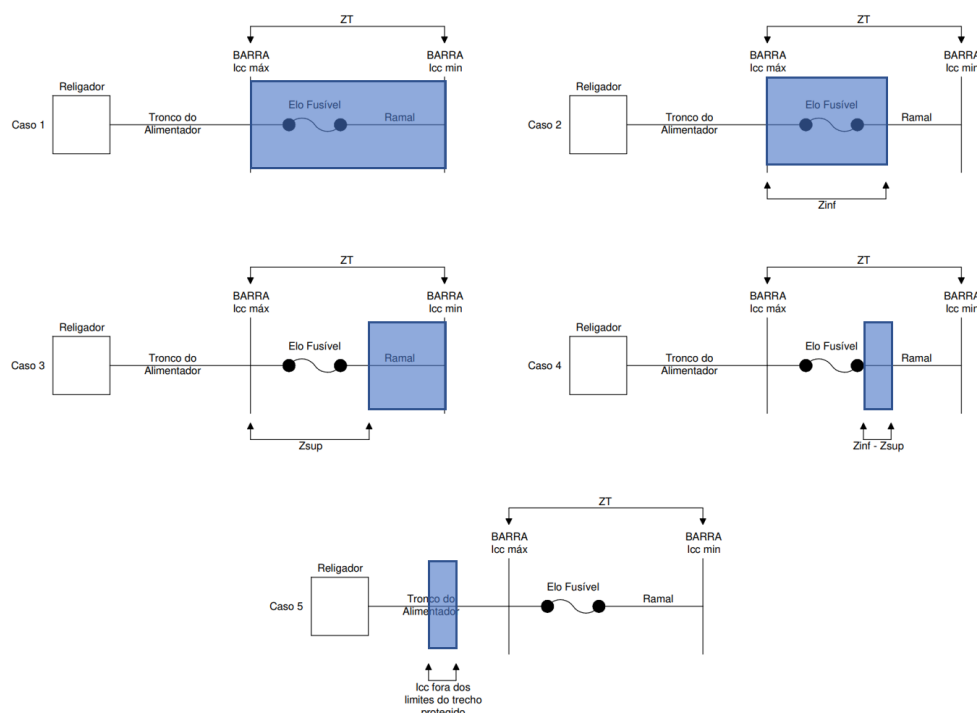
O caso 1 representa uma situação em que existe coordenação total entre o religador e o elo fusível, ou seja, todas as faixas de corrente de curto-circuito existentes no trecho protegido estão contidas dentro dos limites de proteção dos sobreditos dispositivos. Por outro lado, o caso 5 possui um contexto diametralmente oposto, em que não existe coordenação entre o par de dispositivos, tendo as faixas de curto-circuito dispostas fora dos limites de proteção especificados.

Os casos 2, 3 e 4 são situações intermediárias. No caso 2, a corrente mínima atinge valores menores que o limite inferior de coordenação do par de proteção. De outra maneira, significa dizer que no início do trecho considerado existe coordenação, todavia, conforme a distância do ramal vai aumentando (junto com a sua impedância) a corrente de curto-circuito diminui e a perda da

sensibilidade da proteção entre os dispositivos faz com que a sua coordenação seja reduzida.

O caso 3 apresenta uma situação complementar ao do caso 2, em que no início do trecho não há coordenação e, conforme as correntes de curto-circuito vão diminuindo, a coordenação é obtida entre os dispositivos. Por fim, no caso 4, a coordenação só é obtida em um trecho intermediário do ramal.

Figura 3 – Possibilidades de coordenação entre religador e elo fusível



Fonte: Autor, adaptado de Ferri (2021).

3.2.1.2 Seletividade

Para o par de dispositivos religador e elo fusível, quando se considera a determinação da variável Z_s e, conseqüentemente, da parcela de seletividade do índice CORSEL local, tem-se três casos que variam conforme o nível de seletividade dos equipamentos, os quais são apresentados na Tabela 3. A representação gráfica dos três casos apresentados na Tabela 3 pode ser observada na Figura 4.

O caso 1 representa uma situação em que existe seletividade total entre o religador e o elo fusível, ou seja, todas as faixas de corrente de curto-circuito existentes no trecho protegido estão contidas dentro dos limites de proteção dos

sobreditos dispositivos. Isto é obtido se as correntes de curto-circuito forem maiores que o limite inferior de seletividade entre os dispositivos. De outro modo, o caso 3 apresenta a situação oposta, quando a magnitude das correntes de curto-circuito está abaixo dos limites de proteção especificados.

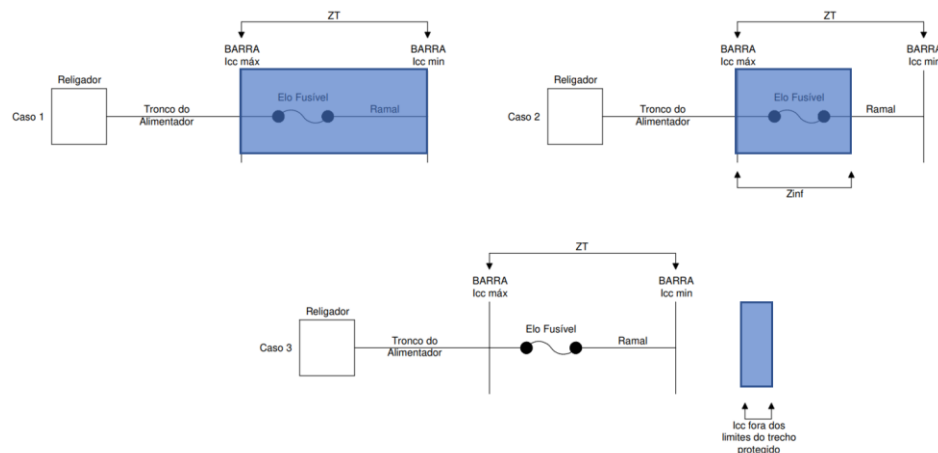
O caso 2 apresenta uma situação análoga a apresentada na subseção anterior, também para o caso 2, referente aos parâmetros da coordenação entre os dispositivos considerados.

Tabela 3 – Níveis de seletividade entre religador e elo fusível

Caso	Nível de Seletividade	Descrição	Método de Cálculo
1	Total	$L_{inf} < I_{cc_{min}}$	$Z_s = Z_t$
2	Parcial	$L_{inf} > I_{cc_{min}}$ e $L_{inf} < I_{cc_{max}}$	$Z_s = Z_{inf}$
3	Nula	$L_{inf} > I_{cc_{max}}$	$Z_s = 0$

Fonte: Autor, adaptado de Ferri (2021).

Figura 4 – Possibilidades de seletividade entre religador e elo fusível



Fonte: Autor, adaptado de Ferri (2021).

3.2.1.3 Índice CORSEL local

Conforme a exposição supramencionada, a determinação do índice CORSEL local para o par de dispositivos religador x elo fusível deve considerar tanto o parâmetro de coordenação, quanto o de seletividade, sendo calculado através da equação (3):

$$K_{local} = \frac{\sum_1^n (p_s \cdot \lambda_{falta}) + \sum_1^n (p_c \cdot \gamma_{falta})}{\sum_1^m (\lambda + \gamma)} \quad (3)$$

Onde:

K_{local} é o índice CORSEL local para o par de dispositivos analisados;

n é a quantidade de tipos de falta considerados para a zona de proteção;

λ é a taxa de falta permanente total para o trecho, considerando todos os tipos de falta;

λ_{falta} é a taxa de falta permanente para um determinado tipo de falta;

γ é a taxa de falta temporária total para o trecho, considerando todos os tipos de falta;

γ_{falta} é a taxa de falta temporária para um determinado tipo de falta;

m é a quantidade de pares de dispositivos presentes no sistema de distribuição analisado.

Por meio da equação (3), realiza-se a estratificação de faltas pela classificação entre faltas transitórias ou temporárias e permanentes. O procedimento de cálculo representa matematicamente a correlação existente entre a coordenação e as faltas temporárias e entre a seletividade e as faltas permanentes, destacando as características mais relevantes, quanto aos eventos que originam contingências no trecho analisado. Outrossim, a equação (3) permite priorizar um tipo de curto-circuito com base no histórico de faltas da rede, afetando diretamente o índice CORSEL local.

Observação1: para os demais pares de dispositivos de proteção considerados no presente método, análises análogas as anteriormente apresentadas podem ser feitas. A metodologia completa pode ser consultada em Ferri (2021). Portanto, as seções subsequentes apresentarão diretamente o método de cálculo de forma sumarizada.

Observação2: a presente metodologia considera que os trechos de proteção possuem o mesmo grau de importância, ou seja, a fim de terminar o índice CORSEL global para o sistema (ver item 3.2.6) é realizada a soma simples dos

índices CORSEL locais, não uma soma ponderada. Perfazendo, assim, uma delimitação ao estudo proposto.

3.2.2 Par de dispositivos: Elo fusível x Elo fusível

3.2.2.1 Seletividade

Para o par de dispositivos elo fusível x elo fusível considera-se somente a existência do parâmetro de seletividade, uma vez que estes dispositivos são empregados na extinção de corrente de faltas permanentes e não possuem sistemas de religamento automático. Corolário desta característica, expressa-se matematicamente a aglutinação das taxas de falta sem discriminar pelo seu tipo, sejam temporárias ou permanentes. Destarte, o índice CORSEL local pode ser determinado através da equação (4):

$$K_{local} = \frac{\sum_1^n p_s \cdot (\lambda_{falta} + y_{falta})}{\sum_1^m (\lambda + y)} \quad (4)$$

3.2.3 Par de dispositivos: Relé x Elo fusível

3.2.3.1 Seletividade

Para o par de dispositivos relé x elo fusível considera-se somente a existência do parâmetro de seletividade, assim como aplica-se o exposto na seção 3.2.2. Desta maneira, o índice CORSEL local pode ser determinado consoante a equação (4) apresentada anteriormente.

3.2.4 Par de dispositivos: Relé x Religador

3.2.4.1 Seletividade

Para o par de dispositivos relé x religador considera-se somente a existência do parâmetro de seletividade, uma vez que o religador deve realizar toda a sua sequência de operação, até a extinção da falta ou o seu bloqueio,

para que o relé possa atuar no trecho em que os dispositivos estão presentes. Desta maneira, o índice CORSEL local pode ser determinado consoante a equação (4) apresentada anteriormente.

3.2.5 Par de dispositivos: Religador x Religador

3.2.5.1 Coordenação

Para o par de dispositivos religador x religador considera-se somente a existência do parâmetro de coordenação e aplica-se, no que couber, as disposições da seção 3.2.4. Assim sendo, o índice CORSEL local pode ser determinado consoante a equação (5).

$$K_{local} = \frac{\sum_1^n p_c \cdot (\lambda_{falta} + y_{falta})}{\sum_1^m (\lambda + y)} \quad (5)$$

3.2.6 Determinação do Índice CORSEL global

À vista do exposto com relação aos procedimentos de cálculo e determinação dos índices CORSEL locais relativos aos pares de dispositivos presentes em uma rede de distribuição de energia, pode determinar o índice CORSEL global de toda a rede, conforme estabelecido pela equação (6)

$$K_{global} = \sum_1^m K_{local} \quad (6)$$

Onde:

K_{global} é o índice CORSEL global para o sistema analisado.

3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

No presente capítulo, a metodologia utilizada para calcular os índices CORSEL locais e globais em uma rede de distribuição de energia foi detalhada.

Enfoque especial foi dado ao par de dispositivos religador x elo fusível devido à necessidade de considerar os parâmetros de coordenação e seletividade para o cálculo do seu índice CORSEL local. Para os demais pares de dispositivos, foi apresentada uma descrição simplificada, levando em consideração apenas a atuação seletiva ou coordenada.

As equações empregadas para desenvolver o índice permitiram a segmentação das taxas de falhas com base em seu tipo e no tipo de falta. Isso possibilitou a atribuição de pesos diferentes e a ênfase em tipos de contingências que mais frequentemente afetam uma rede de distribuição, com base em seu histórico de falhas.

Observação1: para os subcapítulos 3.2.3, 3.2.4 e 3.2.5, foi considerado apenas a característica de seletividade para os pares de dispositivos mencionados, simplificando a análise proposta. No entanto, é possível que haja também coordenação para esses pares de dispositivos, desde que as funções ANSI 50 e 79 sejam conjugadas no tronco do alimentador da subestação.

4 GENERALIZAÇÃO DO ÍNDICE CORSEL

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Conforme exposto na seção 1.3, o presente trabalho tem por objetivo a determinação do índice CORSEL em um sistema de distribuição de energia que contenha geração distribuída. Diante disso e tendo como pressuposto a metodologia apresentada no capítulo 3, realizaram-se estudos com a finalidade de generalizar o método anteriormente exposto, ou seja, aumentar a sua abrangência e permitir a sua implementação em uma maior gama de redes de energia.

Para a consecução deste trabalho, foram realizados estudos relativos aos seguintes assuntos: modelagem matemática e topológica dos dispositivos que compõe um sistema de distribuição de energia por meio da teoria dos grafos; produção de um banco de dados composto pela determinação das correntes de curto-circuito e do fluxo de potência do sistema, considerando a presença de fontes de geração distribuída no arranjo energético, observadas as normas para a conexão de produtores de energia em redes de distribuição de média tensão. As seções subsequentes se ocuparão de expor os estudos supramencionados.

4.2 TEORIA DOS GRAFOS

Segundo Murthy (2007), qualquer situação que envolva objetos discretizados pode ser representada através de um grafo. Logo, em sistemas elétricos de potência (SEP), a teoria dos grafos pode ser empregada na predição do comportamento de uma rede em análise.

Os grafos podem representar uma rede elétrica através de nós (barras de interesse do sistema) e arestas (ramais das redes de distribuição) de modo que a topologia de rede seja de fácil visualização, na identificação de pontos críticos, interconexões e redundâncias (MURTHY, 2007).

O uso da análise de grafos é fundamental para identificar os nós críticos na rede de distribuição de energia elétrica. Nesse contexto, esses nós críticos se referem aos pontos do sistema que podem ser impactados pela introdução de

fontes de geração distribuída (GD), levando à perda de coordenação ou seletividade entre os dispositivos de proteção.

Além disso, essa análise auxilia na detecção de áreas com sobrecarga, fluxo de energia reversa e na identificação dos dispositivos mais próximos dessas situações de descoordenação. Quando necessário, essas informações podem ser usadas para realizar ajustes nos parâmetros de proteção desses dispositivos (MURTHY, 2007).

Além disso, dentro do contexto de análise de grafos, é importante compreender o conceito de subgrafo, que representa uma parte ou um conjunto de elementos contidos em um grafo maior. Um subgrafo pode ser usado para representar, por exemplo, um par de dispositivos de proteção em uma rede de distribuição. Para que isso seja possível, é necessário que haja uma conexão (aresta) entre esses dois nós no grafo, indicando a presença de uma rede de distribuição conectando esses dispositivos de proteção (MURTHY, 2007).

A partir desse caminho representado no grafo, é possível aplicar algoritmos de corte mínimo para determinar a impedância total desse trecho até o ponto de falta, identificar os dispositivos localizados a jusante ou a montante da falta e incorporar elementos adicionais, como fontes de geração distribuída, conforme necessário (MURTHY, 2007).

Destarte, para o presente trabalho, utilizou-se a metodologia desenvolvida por FERRI (2021) que emprega a teoria dos grafos para a modelagem topológica da rede.

4.3 CURTO-CIRCUITO E FLUXO DE POTÊNCIA

Os métodos convencionais empregados na determinação das magnitudes das correntes de curto-circuito e do fluxo de potência do sistema são amplamente abordados pela literatura. Quanto ao fluxo de potência, Kersting (2002) e Murthy (2007) apresentaram métodos iterativos aplicados a redes de distribuição radiais compostos por um ramo principal, de onde provém a (única) fonte de energia para o sistema, e diversos ramos laterais; a resolução se baseia em encontrar a impedância do caminho de falta e, por meio das especificações dos componentes do sistema, encontrar a solução para as correntes e tensões de interesse.

Ainda no que diz respeito a análise de fluxo de potência, os conceitos de classificação das barras dos sistemas elétricos são fundamentais para a modelagem dos dispositivos de proteção existentes. Destarte, as barras podem ser de três tipos (MURTHY, 2007; KERSTING, 2002):

- Barra de carga (PQ): possuem as grandezas de potência ativa e reativa conhecidas e devem ser encontradas a tensão e o ângulo de fase; pode-se utilizar esta classificação para os centros de consumo do sistema;
- Barra de tensão controlada (PV): possuem as grandezas de potência ativa e módulo de tensão conhecidas e devem ser encontradas a potência reativa e o ângulo de fase; pode-se realizar a modelagem matemática de geradores ou compensadores síncronos, uma vez que possibilita a manutenção da tensão em valores especificados;
- Barra de referência (slack ou $V\theta$): possuem as grandezas de tensão e ângulo de fase conhecidas e devem ser encontradas a potência ativa e reativa; esta barra fornece a referência angular do sistema e fica encarregada de suprir a potência ativa e reativa demandada pelas cargas e pelas perdas do sistema.

Mamede Filho (2017) e Kindermann (1997), quanto à corrente de curto-circuito, apresentam uma modelagem do problema análoga a anteriormente descrita, segundo o método de encontrar as magnitudes de interesse por meio das impedâncias do sistema; e, da mesma forma, consideram que existe apenas uma fonte de injeção de corrente no circuito.

Não obstante a utilização dos conceitos anteriormente apresentados no processo de desenvolvimento do algoritmo que generalizou o índice CORSEL, faz-se necessário o emprego de metodologias mais robustas a fim de considerar o fluxo bidirecional de potência e os impactos nos níveis de curto-circuito que a introdução de fontes de geração distribuída possa ocasionar na rede. Estas metodologias foram apresentadas por diversos autores, incluindo Sheng, Liu e Cheng (2013), Cortés-Carmona, Veja e Cortés-Olivares (2018) e Farag et al. (2011). Outrossim, o entendimento destes métodos faz-se uma condição necessária no momento da utilização de softwares automatizados de cálculo, a fim de elucidar as etapas do processo e os resultados obtidos.

4.4 CONEXÃO DA GD COM A REDE

As diretrizes do PRODIST, módulo 3 (2021) – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – prescrevem que as unidades geradoras de microgeração ou minigeração distribuída com potência instalada acima de 500 kW devem ser separadas da rede de distribuição por meio de transformador de acoplamento galvânico (ANEEL, 2021).

Independentemente da forma de como se dará esta conexão, o transformador de acoplamento e os demais elementos pertencentes à infraestrutura elétrica da unidade consumidora devem ser estimados pelo critério de mínimo custo global, levando em consideração as necessidades específicas do consumidor (CEMIG, 2022).

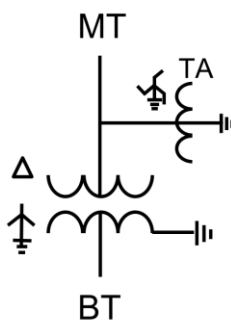
Adicionalmente, a fim de garantir a segurança e o funcionamento adequado da rede elétrica da concessionária, para alimentadores com tensão nominal de 13,8 kV, o limite de potência máxima injetada por alimentador é de 7 MW.

Quanto à filosofia de proteção a ser adotada, deve-se garantir que o esquema de proteção da unidade consumidora que contenha microgeração ou minigeração distribuída elimine – o mais rapidamente possível – a contribuição de sua planta para todos os tipos de faltas na rede de interligação com o sistema da concessionária, além de desconectar seu sistema de geração no caso de perda do sistema da concessionária (sistema anti-ilhamento).

Esta filosofia deve se materializar na condição da instalação, conforme já mencionado, de um transformador de acoplamento com enrolamento do lado da média tensão do tipo delta e com enrolamento do lado baixa tensão do tipo estrela aterrada, consoante apresentado na Figura 5.

Outrossim, para geração distribuída acima de 300 kW o consumidor deve fornecer uma referência de terra no lado da concessionária para evitar sobretensões nas fases sãs após a ocorrência de curto-circuito fase-terra e abertura do terminal da concessionária. Isso é alcançado por meio de transformadores de aterramento do tipo zig-zag.

Figura 5 – Fechamento do transformador de acoplamento



Fonte: (CEMIG, 2022).

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foram delineados os passos realizados para a adaptação do método CORSEL, tornando-o aplicável em redes de distribuição que incorporam geração distribuída (GD).

Para alcançar esse objetivo, recorreu-se a conhecimentos fundamentais da teoria dos grafos, os quais permitiram modelar matematicamente os componentes de uma rede de distribuição. Paralelamente, empregaram-se métodos alternativos e computacionais para determinar as magnitudes de curto-circuito e fluxo de potência em redes com GD, com especial atenção às normas técnicas necessárias para a instalação adequada da GD nas barras do sistema de distribuição.

Como resultado, foi estabelecido um banco de dados abrangente que incorpora essas informações. Estes conhecimentos se tornaram dados de entrada no algoritmo que calcula o índice CORSEL original, permitindo uma avaliação mais precisa da coordenação e seletividade em sistemas de distribuição que integram geração distribuída.

5 ESTUDO DE CASO

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo aborda a aplicabilidade da generalização do índice CORSEL em sistemas de distribuição de energia com injeção de corrente por fontes de geração distribuída. A modelagem matemática da rede, dos dispositivos de proteção, a obtenção de valores de correntes de curto-circuito e fluxo de potência nos pontos relevantes, bem como a execução do algoritmo para calcular o índice CORSEL estendido na presença de GD, foram realizados utilizando o software Matlab® e sua plataforma de simulação gráfica Simulink®.

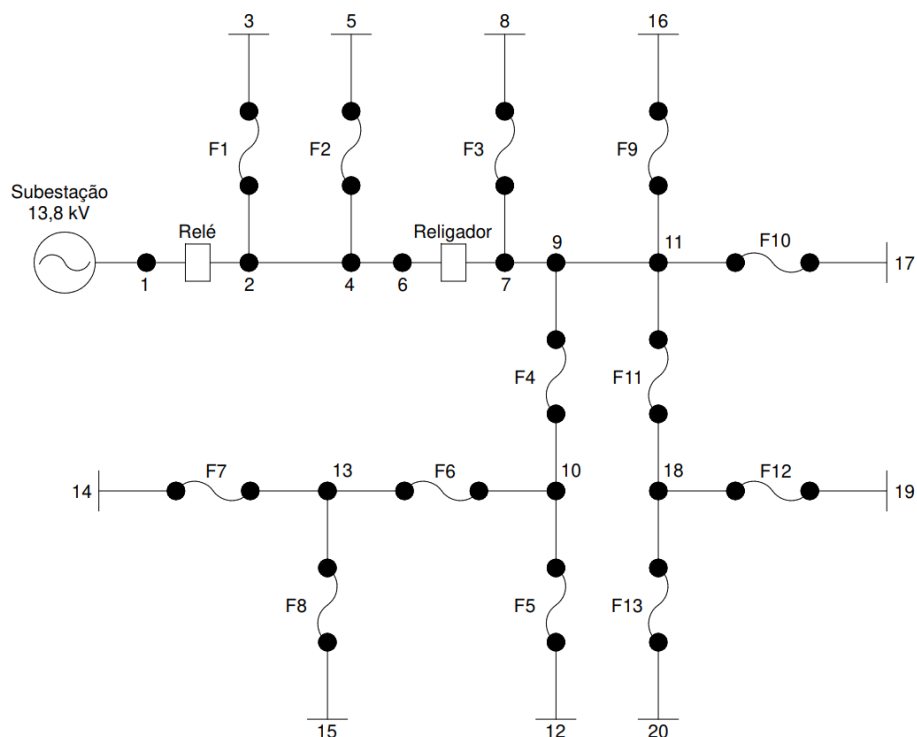
O algoritmo foi implementado em uma rede de distribuição em um cenário base – sem a presença de GD – e dez cenários teste, com a inserção de GD em pontos específicos do sistema. Ademais, cada um dos cenários propostos tem cinco ajustes para os equipamentos de proteção contidos na rede. Após o cálculo do índice CORSEL são apresentados e discutidos os resultados concernentes aos parâmetros de coordenação e seletividade para cada um dos cenários.

5.2 DESCRIÇÃO DO SISTEMA UTILIZADO

A implementação do algoritmo foi realizada em uma rede de distribuição com tensão nominal de 13,8 kV. O sistema possui um tronco alimentador protegido por um relé de sobrecorrente e um disjuntor de média tensão (D) na saída da subestação, assim como um religador (R). Os ramais da rede são protegidos por treze elos fusíveis (F). O diagrama unifilar da rede é apresentado na Figura 6. As barras terminais 3, 5, 8, 12, 14, 15, 16, 17, 19 e 20 representam os pontos de consumo do sistema.

A modelagem do sistema de distribuição e dos seus dispositivos de proteção foi elaborada por meio da teoria dos grafos. Os cálculos do fluxo de potência e curto-circuito foram realizados através do software Matlab®. Quanto ao curto-circuito fase terra-mínimo, foi realizado com uma impedância de falta de 40 ohm, os demais tipos de curto-circuito foram executados sem impedância de contato.

Figura 6 – Sistema de distribuição utilizado no estudo de caso

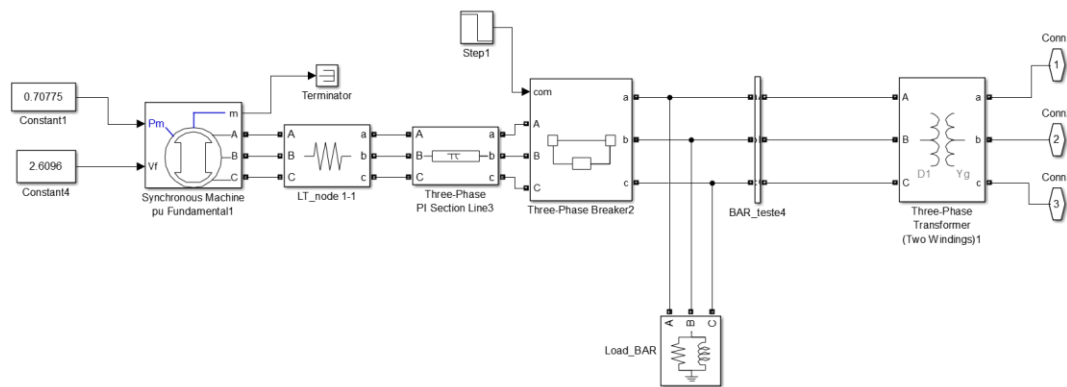


Fonte: Autor, adaptado de Ferri (2021).

A fonte de geração distribuída utilizada no presente estudo de caso trata-se de um gerador síncrono clássico, com tensão nominal de 13,8 kV, potência nominal de 1,0 MVA, frequência de 60 Hz e geração de potência ativa de 700 kVA. Sua modelagem matemática foi realizada como uma barra PQ com injeção de corrente na rede, o que equivale a um elemento PV com carga negativa (BALAMURUGAN, SRINIVISAN e REINDL, 2011).

A interconexão entre a fonte de geração distribuída e a rede de distribuição foi estabelecida por meio de um transformador de acoplamento, o qual possuía dois enrolamentos, tendo configuração delta no lado da fonte GD e estrela aterrada do lado da rede de distribuição. Ademais, a relação de transformador é 1:1 e o deslocamento angular configurado foi de 30°. O modelo esquemático formado pela fonte de geração distribuída e o transformador de acoplamento é demonstrado na Figura 7.

Figura 7 – Conexão entre a fonte GD e o transformador de acoplamento



Fonte: Autor, adaptado de Ferri (2021).

Optou-se pode realizar esta parametrização para o transformador porquanto o seu tipo de fechamento possui impacto na componente de sequência zero da corrente de falta, confinando-as dentro da configuração delta, não permitindo que esta parcela fosse transferida para a rede de distribuição. Desta forma, em consonância com as normas técnicas pertinentes, previu-se a obtenção de valores de magnitude de curto-circuito mais precisos e acurados dentro dos princípios físicos envolvidos (CEMIG, 2022).

Ainda, considerando o exposto, previu-se que a proteção da fonte de GD atuasse em 200 ms após a detecção de uma falta, seja na própria fonte GD, seja em algum ponto do sistema de distribuição, a fim de que os valores de curto-circuito e fluxo de potência do sistema fossem obtidos.

Demais aspectos relevantes pertinentes às especificações do sistema utilizado podem ser encontrados no Apêndice A.

5.3 PARAMETRIZAÇÃO DOS DISPOSITIVOS

As parametrizações aplicadas neste estudo de caso englobam os ajustes dos dispositivos de proteção, a definição dos cenários de carga a serem avaliados e a consideração das taxas de ocorrência de faltas no sistema de distribuição.

Foram testados cinco ajustes dos parâmetros de proteção dos dispositivos, os quais incluíam as especificações para os elos fusíveis, o religador e o relé de sobrecorrente. Os elos fusíveis utilizados são do tipo K

preferenciais e possuem as curvas empregadas pelo fabricante S&C Positrol. As curvas do religador foram modeladas conforme as equações do fabricante ABB, a fim de determinar as correntes de pick-up para as curvas lentas e rápidas de fase e neutro. No ajuste 5 as curvas rápidas das unidades de fase e neutro foram desativadas. Os ajustes do relé de sobrecorrente possuem curva do tipo inversa e uma relação do transformador de corrente de 200:5 foi utilizada (FERRI, 2021). O detalhamento destes ajustes é apresentado no Apêndice B.

No que tange aos cenários a serem testados, considerou-se um cenário base – sem a presença de GD – e dez cenários teste, com a inserção de GD em pontos específicos do sistema, conforme demonstrado na Tabela 4. Para cada barra terminal de carga, foi implementado um cenário teste que simula a injeção de corrente naquele ponto.

Tabela 4 – Listagem de cenários propostos

Cenários	Descrição	Barras	Potência (kVA)
1	Inserção de fonte de geração distribuída – Máquina síncrona	3	1000
2		5	1000
3		8	1000
4		12	1000
5		14	1000
6		15	1000
7		16	1000
8		17	1000
9		19	1000
10		20	1000

Fonte: Autor.

Por fim, com relação as taxas de falta para o sistema de distribuição, conforme apresentado na seção 2.2.3, foi realizada uma estratificação entre os tipos de falta temporária e permanente, assim como para os tipos de falta (curto-circuito trifásico, bifásico, bifásico-terra, monofásico-terra e monofásico-terra mínimo), a fim de que os seus valores fossem aplicados na metodologia de determinação do índice CORSEL conforme exposto no capítulo 3. As magnitudes das sobreditas taxas de falta podem ser consultas no Apêndice C.




5.4 RESULTADOS

Esta seção tem como objetivo apresentar e discutir os resultados das simulações realizadas no sistema de distribuição, conforme descrito na seção 5.2. O foco é obter os índices CORSEL locais e globais para diferentes ajustes.

Nas Tabelas 5 a 9, estão detalhados os resultados para cada tipo de ajuste dos parâmetros dos dispositivos de proteção, conforme apresentado nas Tabelas B.1, B.2 e B.3 do Anexo B. Essa representação possibilita uma visão abrangente da influência dos ajustes utilizados, possibilitando a interpretação das mudanças e reconfigurações na rede elétrica.

As cores nas células das tabelas indicam a comparação entre o cenário proposto e o caso base, seguindo a legenda apresentada na Figura 8.

Figura 8 – Legenda das cores das células das tabelas

Cor	Legenda
	Índice CORSEL local/global não se alterou.
	Índice CORSEL local/global apresentou decremento.
	Índice CORSEL local/global apresentou incremento.

Fonte: Autor.

Os resultados obtidos para os cenários simulados com as proteções parametrizadas no ajuste 1 são apresentados na Tabela 5. As considerações sobre estes resultados serão descritas conforme segue:

- Os pares de proteção F6-F7, F11-F13, R-F6, R-F9, R-F10, R-F11 apresentaram decremento do índice CORSEL local para todos os cenários propostos, em comparação com o caso base;
- O par de elos fusíveis F11-F13 e F6-F7, instalados a jusante do religador (R), tem seu índice CORSEL local reduzido; situação também observada para o par R-F3;
- Tantos nos cenários em que geração distribuída é instalada a montante, quanto a jusante do religador (R), observa-se que o índice CORSEL local entre D-R teve seu valor reduzido, em comparação com o caso base.

Tabela 5 – Resultados do índice CORSEL para o ajuste 1

Pares	Índice local										
	Caso base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6	Cenário 7	Cenário 8	Cenário 9	Cenário 10
D-F1	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553
D-F2	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456
D-R	0,1177	0,0912	0,0912	0,1174	0,1174	0,1174	0,1174	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177
F4-F5	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272
F4-F6	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689
F6-F7	0,0558	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0554	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319
F6-F8	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351
F11-F12	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723
F11-F13	0,0174	0,0135	0,0135	0,0135	0,0135	0,0135	0,0135	0,0135	0,0135	0,0135	0,0135
R-F3	0,0336	0,0335	0,0308	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336
R-F4	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196
R-F5	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176
R-F6	0,0510	0,0444	0,0444	0,0444	0,0444	0,0444	0,0444	0,0444	0,0444	0,0444	0,0444
R-F7	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385
R-F8	0,0087	0,0087	0,0087	0,0087	0,0087	0,0087	0,0087	0,0087	0,0087	0,0087	0,0087
R-F9	0,0254	0,0252	0,0252	0,0252	0,0252	0,0252	0,0252	0,0137	0,0252	0,0252	0,0252
R-F10	0,0562	0,0547	0,0547	0,0547	0,0547	0,0547	0,0547	0,0547	0,0251	0,0547	0,0547
R-F11	0,0268	0,0247	0,0247	0,0247	0,0247	0,0247	0,0247	0,0247	0,0247	0,0247	0,0247
R-F12	0,0145	0,0145	0,0145	0,0145	0,0145	0,0145	0,0145	0,0145	0,0145	0,0145	0,0145
R-F13	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196
Índice global	0,8069	0,7421	0,7394	0,7684	0,7684	0,7918	0,7684	0,7572	0,7390	0,7686	0,7686

Fonte: Autor.

Os resultados obtidos para os cenários simulados com as proteções parametrizadas no ajuste 2 são apresentados na Tabela 6. As considerações sobre estes resultados serão descritas conforme segue:

- Os pares de proteção F6-F7, F6-F8, R-F6, R-F9, R-F10, R-F11, R-F12 e R-F13 apresentaram decremento do índice CORSEL local para todos os cenários propostos, em comparação com o caso base;
- O par de elos fusíveis F6-F7 e F6-F8 instalados a jusante do Religador, tem seu índice CORSEL local reduzido; situação também observada para o par R-F3;
- Tantos nos cenários em que geração distribuída é instalada a montante, quanto a jusante do religador (R), observa-se que o índice CORSEL local entre D-R teve seu valor reduzido, em comparação com o caso base.

Tabela 6 – Resultados do índice CORSEL para o ajuste 2

Pares	Índice local										
	Caso base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6	Cenário 7	Cenário 8	Cenário 9	Cenário 10
D-F1	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553
D-F2	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456
D-R	0,1177	0,0912	0,0912	0,1174	0,1174	0,1174	0,1174	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177
F4-F5	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272
F4-F6	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689
F6-F7	0,0599	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0554	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319
F6-F8	0,0299	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185
F11-F12	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723
F11-F13	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319
R-F3	0,0336	0,0335	0,0308	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336
R-F4	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196
R-F5	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176
R-F6	0,0510	0,0444	0,0444	0,0444	0,0444	0,0444	0,0444	0,0444	0,0444	0,0444	0,0444
R-F7	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385
R-F8	0,0225	0,0225	0,0225	0,0225	0,0225	0,0225	0,0225	0,0225	0,0225	0,0225	0,0225
R-F9	0,0254	0,0252	0,0252	0,0252	0,0252	0,0252	0,0252	0,0137	0,0252	0,0252	0,0252
R-F10	0,0562	0,0547	0,0547	0,0547	0,0547	0,0547	0,0547	0,0547	0,0251	0,0547	0,0547
R-F11	0,0375	0,0369	0,0369	0,0369	0,0369	0,0369	0,0369	0,0369	0,0369	0,0175	0,0175
R-F12	0,0549	0,0428	0,0428	0,0428	0,0428	0,0428	0,0428	0,0428	0,0428	0,0548	0,0428
R-F13	0,0235	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196
Índice global	0,8890	0,7983	0,7956	0,8246	0,8246	0,8480	0,8246	0,8134	0,7952	0,8174	0,8054

Fonte: Autor.

Os resultados obtidos para os cenários simulados com as proteções parametrizadas no ajuste 3 são apresentados na Tabela 7. As considerações sobre estes resultados serão descritas conforme segue:

- Os pares de proteção F6-F7, F6-F8 e majoritariamente os pares entre religador x elo fusível apresentaram decremento do índice CORSEL local para todos os cenários propostos, em comparação com o caso base;
- O par de elos fusíveis F6-F7 e F6-F8, instalados a jusante do Religador, tem seu índice CORSEL local reduzido;
- Somente nos cenários (1 e 2) em que a geração distribuída é instalada a montante do religador (R) é que se observa que o índice CORSEL local entre D-R teve seu valor reduzido, em comparação com o caso base.

Tabela 7 – Resultados do índice CORSEL para o ajuste 3

Pares	Índice local										
	Caso base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6	Cenário 7	Cenário 8	Cenário 9	Cenário 10
D-F1	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553
D-F2	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456
D-R	0,1177	0,1174	0,1174	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177
F4-F5	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272
F4-F6	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689
F6-F7	0,0559	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0554	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319
F6-F8	0,0299	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185	0,0185
F11-F12	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723
F11-F13	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319
R-F3	0,0350	0,0291	0,0291	0,0178	0,0349	0,0349	0,0349	0,0349	0,0349	0,0349	0,0349
R-F4	0,0210	0,0185	0,0185	0,0185	0,0121	0,0121	0,0121	0,0210	0,0210	0,0210	0,0210
R-F5	0,0263	0,0176	0,0176	0,0176	0,0262	0,0221	0,0221	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176
R-F6	0,0662	0,0559	0,0559	0,0444	0,0559	0,0661	0,0661	0,0444	0,0444	0,0444	0,0444
R-F7	0,0495	0,0495	0,0495	0,0494	0,0494	0,0495	0,0494	0,0494	0,0494	0,0494	0,0494
R-F8	0,0285	0,0285	0,0285	0,0284	0,0225	0,0284	0,0285	0,0225	0,0284	0,0284	0,0284
R-F9	0,0268	0,0238	0,0238	0,0238	0,0238	0,0238	0,0238	0,0151	0,0268	0,0268	0,0268
R-F10	0,0570	0,0569	0,0470	0,0470	0,0470	0,0470	0,0470	0,0569	0,0259	0,0569	0,0569
R-F11	0,0383	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0382	0,0382	0,0183	0,0183
R-F12	0,0694	0,0692	0,0634	0,0634	0,0634	0,0634	0,0634	0,0514	0,0634	0,0694	0,0692
R-F13	0,0299	0,0277	0,0235	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0298	0,0299
Índice global	0,9525	0,8774	0,8575	0,8309	0,8560	0,8916	0,8681	0,8404	0,8389	0,8661	0,8660

Fonte: Autor.

Os resultados obtidos para os cenários simulados com as proteções parametrizadas no ajuste 4 são apresentados na Tabela 8. As considerações sobre estes resultados serão descritas conforme segue:

- Majoritariamente os pares entre religador x elo fusível apresentaram decremento do índice CORSEL local para todos os cenários propostos, em comparação com o caso base;
- O par de elos fusíveis F11-F12, instalados a jusante do Religador, apresentou incremento no índice CORSEL local na maioria dos cenários, em comparação com o caso base;
- Para os cenários 5 e 6 observa-se decremento do índice CORSEL local entre o par F4-F6, em comparação com o caso base;

- Somente nos cenários (1 e 2) em que a geração distribuída é instalada a montante do religador (R) é que se observa que o índice CORSEL local entre D-R teve seu valor reduzido, em comparação com o caso base.

Tabela 8 – Resultados do índice CORSEL para o ajuste 4

Pares	Índice local										
	Caso base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6	Cenário 7	Cenário 8	Cenário 9	Cenário 10
D-F1	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553
D-F2	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456
D-R	0,1177	0,1174	0,1174	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177
F4-F5	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0130	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272
F4-F6	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0327	0,0327	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689
F6-F7	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651
F6-F8	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351
F11-F12	0,0568	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0370	0,0568
F11-F13	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0185
R-F3	0,0350	0,0291	0,0291	0,0178	0,0349	0,0349	0,0349	0,0349	0,0349	0,0349	0,0349
R-F4	0,0121	0,0096	0,0096	0,0096	0,0121	0,0121	0,0121	0,0121	0,0121	0,0121	0,0121
R-F5	0,0272	0,0227	0,0227	0,0227	0,0130	0,0272	0,0272	0,0227	0,0227	0,0227	0,0227
R-F6	0,0689	0,0687	0,0687	0,0572	0,0687	0,0327	0,0327	0,0572	0,0572	0,0572	0,0572
R-F7	0,0625	0,0624	0,0573	0,0572	0,0572	0,0625	0,0623	0,0572	0,0572	0,0572	0,0572
R-F8	0,0337	0,0311	0,0311	0,0310	0,0252	0,0336	0,0337	0,0252	0,0310	0,0310	0,0310
R-F9	0,0268	0,0238	0,0238	0,0238	0,0238	0,0238	0,0238	0,0151	0,0268	0,0268	0,0268
R-F10	0,0570	0,0569	0,0470	0,0470	0,0470	0,0470	0,0470	0,0569	0,0259	0,0569	0,0569
R-F11	0,0183	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0182	0,0182	0,0183	0,0183
R-F12	0,0723	0,0722	0,0722	0,0722	0,0722	0,0722	0,0722	0,0602	0,0722	0,0370	0,0722
R-F13	0,0319	0,0319	0,0319	0,0281	0,0281	0,0281	0,0281	0,0281	0,0281	0,0319	0,0275
Índice global	0,9494	0,9389	0,9240	0,8974	0,8989	0,8688	0,8687	0,9069	0,9054	0,8697	0,9069

Fonte: Autor.

Os resultados obtidos para os cenários simulados com as proteções parametrizadas no ajuste 5 são apresentados na Tabela 9. As considerações sobre estes resultados serão descritas conforme segue:

- A maioria dos pares de dispositivos apresentou índice CORSEL local estável, em relação ao caso base;
- O par de elos fusíveis F11-F12, instalados a jusante do Religador, apresentou incremento no índice CORSEL local na maioria dos cenários, em comparação com o caso base;

- Para os cenários 5 e 6 observa-se decremento do índice CORSEL local entre o par F4-F6, em comparação com o caso base;
- Somente nos cenários (1 e 2) em que a geração distribuída é instalada a montante do religador (R) é que se observa que o índice CORSEL local entre D-R teve seu valor reduzido, em comparação com o caso base.

Tabela 9 – Resultados do índice CORSEL para o ajuste 5

Pares	Índice local										
	Caso base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6	Cenário 7	Cenário 8	Cenário 9	Cenário 10
D-F1	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553
D-F2	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456
D-R	0,1177	0,1174	0,1174	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177
F4-F5	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0130	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272
F4-F6	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0327	0,0327	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689
F6-F7	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651
F6-F8	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351
F11-F12	0,0568	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0370	0,0568
F11-F13	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0185
R-F3	0,0071	0,0071	0,0071	0,0071	0,0071	0,0071	0,0071	0,0071	0,0071	0,0071	0,0071
R-F4	0,0071	0,0071	0,0071	0,0071	0,0071	0,0071	0,0071	0,0071	0,0071	0,0071	0,0071
R-F5	0,0069	0,0069	0,0069	0,0069	0,0069	0,0069	0,0069	0,0069	0,0069	0,0069	0,0069
R-F6	0,0173	0,0173	0,0173	0,0173	0,0173	0,0173	0,0173	0,0173	0,0173	0,0173	0,0173
R-F7	0,0130	0,0130	0,0130	0,0130	0,0130	0,0130	0,0130	0,0130	0,0130	0,0130	0,0130
R-F8	0,0087	0,0087	0,0087	0,0087	0,0087	0,0087	0,0087	0,0087	0,0087	0,0087	0,0087
R-F9	0,0098	0,0098	0,0098	0,0098	0,0098	0,0098	0,0098	0,0098	0,0098	0,0098	0,0098
R-F10	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148	0,0148
R-F11	0,0097	0,0097	0,0097	0,0097	0,0097	0,0097	0,0097	0,0097	0,0097	0,0097	0,0097
R-F12	0,0145	0,0145	0,0145	0,0145	0,0145	0,0145	0,0145	0,0145	0,0145	0,0145	0,0145
R-F13	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106	0,0106
Índice global	0,6231	0,6383	0,6383	0,6386	0,6244	0,6024	0,6024	0,6386	0,6386	0,6033	0,6096

Fonte: Autor.

A Tabela 10 sumariza os valores encontrados para o índice CORSEL global e permite analisar quais cenários e ajustes afetam com maior intensidade os parâmetros de coordenação e seletividade da rede. Percebe-se que na grande maioria dos casos, a inserção de fonte de geração distribuída na rede de distribuição resultou em diminuição do índice CORSEL global (88% dos casos).

Em apenas 12% dos casos e apenas com o Ajuste 5 foi possível observar um aumento do índice.

Se considerarmos o ajuste nº4 para o caso base, podemos estimar o ponto ótimo de instalação da GD como um todo no sistema de distribuição original; destarte, constata-se que o cenário 1 é o mais adequado (índice CORSEL 0,9389), com a injeção de corrente na barra de carga nº3, a montante do religador.

Para os ajustes 1, 2 e 3 do caso base, o melhor cenário para a instalação da GD na rede seria o nº5, com injeção de corrente na barra 14 da rede, a jusante do religador, entretanto, ressalta-se que o índice CORSEL global destes cenários ainda são inferiores ao melhor caso para o ajuste nº4. Desta maneira, o estudo de alocação de fonte geradora distribuída deve ser realizado considerando, concomitantemente, o melhor cenário para o ajuste que melhor torna o sistema coordenado e seletivo entre os seus dispositivos de proteção.

O ajuste 5, embora em alguns casos tenha apresentado incremento no índice CORSEL global, apresenta os menores valores para esta grandeza, logo não configuram os melhores ajustes para as proteções do sistema de distribuição analisado.

Tabela 10 – Síntese dos índices CORSEL globais

Cenários analisados	Índice CORSEL global				
	Ajuste 1	Ajuste 2	Ajuste 3	Ajuste 4	Ajuste 5
Caso Base	0,8069	0,8890	0,9525	0,9494	0,6231
Cenário 1	0,7421	0,7983	0,8774	0,9389	0,6383
Cenário 2	0,7394	0,7956	0,8575	0,9240	0,6383
Cenário 3	0,7684	0,8246	0,8309	0,8974	0,6386
Cenário 4	0,7684	0,8246	0,8560	0,8989	0,6244
Cenário 5	0,7918	0,8480	0,8916	0,8688	0,6024
Cenário 6	0,7684	0,8246	0,8681	0,8687	0,6024
Cenário 7	0,7572	0,8134	0,8404	0,9069	0,6386
Cenário 8	0,7390	0,7952	0,8389	0,9054	0,6386
Cenário 9	0,7686	0,8174	0,8661	0,8697	0,6033
Cenário 10	0,7686	0,8054	0,8660	0,9069	0,6096

Fonte: Autor.

Por sua vez, a tabela 11 traz uma análise sobre os índices CORSEL globais de uma maneira mais aprofundada. O ajuste mais robusto, ou seja, aquele menos sensível à inserção de GD na rede foi o nº1, o qual apresentou

um decréscimo médio pra os cenários considerados de 5,66%, em relação com o caso base. Entretanto, o ajuste mais robusto considerado individualmente foi o nº4, porquanto para o cenário 1 obteve-se um decréscimo de apenas 1,10% em comparação ao caso base.

Por outro lado, como ajuste mais sensível a injeção de corrente pela inserção de GD tem-se o nº3, tanto globalmente (-9,78%), quanto individualmente (considerado -12,76%, para o cenário nº3).

Tabela 11 – Análise dos índices CORSEL globais

Ajustes	Comparação dos cenários propostos com o caso base		
	" + " = incremento " - " = decréscimo		
	Melhor cenário	Pior cenário	Média dos cenários
1	5 (-1,87%)	8 (-8,41%)	-5,66%
2	5 (-4,61%)	8 (-10,55%)	-8,36%
3	5 (-6,39%)	3 (-12,76%)	-9,78%
4	1 (-1,10%)	8 (-8,49%)	-5,35%
5	3, 7 e 8 (+2,43%)	5 e 6 (-3,32%)	-0,05%

Fonte: Autor.

Nas seções subsequentes, contendo as Tabelas 12 a 21, os valores do índice CORSEL são apresentados por meio da estratificação entre os cenários propostos, os quais são comparados com o caso base para cada um dos 5 ajustes parametrizados. Esta representação tem por finalidade trazer uma visão abrangente do comportamento dos pares de proteção analisados – e, conseqüentemente, do índice CORSEL local – quando do evento da injeção de corrente pela fonte de geração distribuída no sistema de distribuição original.

5.4.1 Cenário 1

Os resultados obtidos para o cenário 1 simulado com as proteções parametrizadas para os cinco ajustes dos dispositivos de proteção são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 – Resultados do índice CORSEL para o cenário 1

Pares de Proteção	Índice local									
	Ajuste 1		Ajuste 2		Ajuste 3		Ajuste 4		Ajuste 5	
	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto
D-F1	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553
D-F2	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456
D-R	0,1177	0,0912	0,1177	0,0912	0,1177	0,1174	0,1177	0,1174	0,1177	0,1174
F4-F5	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272
F4-F6	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689
F6-F7	0,0558	0,0319	0,0599	0,0319	0,0559	0,0319	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651
F6-F8	0,0351	0,0351	0,0299	0,0185	0,0299	0,0185	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351
F11-F12	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0568	0,0723	0,0568	0,0723
F11-F13	0,0174	0,0135	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319
R-F3	0,0336	0,0335	0,0336	0,0335	0,0350	0,0291	0,0350	0,0291	0,0071	0,0071
R-F4	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0210	0,0185	0,0121	0,0096	0,0071	0,0071
R-F5	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0263	0,0176	0,0272	0,0227	0,0069	0,0069
R-F6	0,0510	0,0444	0,0510	0,0444	0,0662	0,0559	0,0689	0,0687	0,0173	0,0173
R-F7	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0495	0,0495	0,0625	0,0624	0,0130	0,0130
R-F8	0,0087	0,0087	0,0225	0,0225	0,0285	0,0285	0,0337	0,0311	0,0087	0,0087
R-F9	0,0254	0,0252	0,0254	0,0252	0,0268	0,0238	0,0268	0,0238	0,0098	0,0098
R-F10	0,0562	0,0547	0,0562	0,0547	0,0570	0,0569	0,0570	0,0569	0,0148	0,0148
R-F11	0,0268	0,0247	0,0375	0,0369	0,0383	0,0319	0,0183	0,0118	0,0097	0,0097
R-F12	0,0145	0,0145	0,0549	0,0428	0,0694	0,0692	0,0723	0,0722	0,0145	0,0145
R-F13	0,0196	0,0196	0,0235	0,0196	0,0299	0,0277	0,0319	0,0319	0,0106	0,0106
Índice global	0,8069	0,7421	0,8890	0,7983	0,9525	0,8774	0,9494	0,9389	0,6231	0,6383

Fonte: Autor.

As considerações sobre estes resultados serão descritas conforme segue:

- A inserção da GD se deu na barra de carga 3, a montante do religador;
- O índice CORSEL local para o par de dispositivos mais próximos à inserção da GD (D-F1) permaneceu estável para todos os ajustes;
- Em especial, os elos a jusante do religador tiveram o índice CORSEL local diminuído; as maiores magnitudes da depreciação ocorreram no ajuste 3, com os pares R-F3, R-F4, R-F5, R-F6, R-F9, R-F10, R-F11, R-F12 e R-F13;
- O índice CORSEL local entre o par D-R (proteção do tronco alimentador proveniente da subestação) apresentou diminuição em todos os ajustes;
- O pior decremento do índice CORSEL global para o cenário 1 foi o ajuste 2 (decremento de 10,2% em relação ao caso base), a menor perda foi

para o ajuste 4 (1,10%), enquanto o ajuste 5 apresentou incremento (2,45%).

5.4.2 Cenário 2

Os resultados obtidos para o cenário 2 simulado com as proteções parametrizadas para os cinco ajustes dos dispositivos de proteção são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Resultados do índice CORSEL para o cenário 2

Pares de Proteção	Índice local									
	Ajuste 1		Ajuste 2		Ajuste 3		Ajuste 4		Ajuste 5	
	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto
D-F1	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553
D-F2	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456
D-R	0,1177	0,0912	0,1177	0,0912	0,1177	0,1174	0,1177	0,1174	0,1177	0,1174
F4-F5	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272
F4-F6	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689
F6-F7	0,0558	0,0319	0,0599	0,0319	0,0559	0,0319	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651
F6-F8	0,0351	0,0351	0,0299	0,0185	0,0299	0,0185	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351
F11-F12	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0568	0,0723	0,0568	0,0723
F11-F13	0,0174	0,0135	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319
R-F3	0,0336	0,0308	0,0336	0,0308	0,0350	0,0291	0,0350	0,0291	0,0071	0,0071
R-F4	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0210	0,0185	0,0121	0,0096	0,0071	0,0071
R-F5	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0263	0,0176	0,0272	0,0227	0,0069	0,0069
R-F6	0,0510	0,0444	0,0510	0,0444	0,0662	0,0559	0,0689	0,0687	0,0173	0,0173
R-F7	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0495	0,0495	0,0625	0,0573	0,0130	0,0130
R-F8	0,0087	0,0087	0,0225	0,0225	0,0285	0,0285	0,0337	0,0311	0,0087	0,0087
R-F9	0,0254	0,0252	0,0254	0,0252	0,0268	0,0238	0,0268	0,0238	0,0098	0,0098
R-F10	0,0562	0,0547	0,0562	0,0547	0,0570	0,0470	0,0570	0,0470	0,0148	0,0148
R-F11	0,0268	0,0247	0,0375	0,0369	0,0383	0,0319	0,0183	0,0118	0,0097	0,0097
R-F12	0,0145	0,0145	0,0549	0,0428	0,0694	0,0634	0,0723	0,0722	0,0145	0,0145
R-F13	0,0196	0,0196	0,0235	0,0196	0,0299	0,0235	0,0319	0,0319	0,0106	0,0106
Índice global	0,8069	0,7394	0,8890	0,7956	0,9525	0,8575	0,9494	0,9240	0,6231	0,6383

Fonte: Autor.

As considerações sobre estes resultados serão descritas conforme segue:

- A inserção da GD se deu na barra de carga 5, a montante do religador;

- O índice CORSEL local para o par de dispositivos mais próximos à inserção da GD (D-F2) permaneceu estável para todos os ajustes;
- Os elos a jusante do religador tiveram o índice CORSEL local diminuído; as maiores magnitudes da depreciação ocorreram no ajuste 4, com os pares R-F3, R-F4, R-F5, R-F6, R-F7, R-F8, R-F9, R-F10, R-F11 e R-F12;
- O índice CORSEL local entre o par D-R (proteção do tronco alimentador proveniente da subestação) apresentou diminuição em todos os ajustes;
- O pior decremento do índice CORSEL global para o cenário 2 foi o ajuste 2 (decremento de 10,5% em relação ao caso base), a menor perda foi para o ajuste 4 (2,67%), enquanto o ajuste 5 apresentou incremento (2,45%).

5.4.3 Cenário 3

Os resultados obtidos para o cenário 3 simulado com as proteções parametrizadas para os cinco ajustes dos dispositivos de proteção são apresentados na Tabela 14. As considerações sobre estes resultados serão descritas conforme segue:

- A inserção da GD se deu na barra de carga 8, a jusante do religador;
- O índice CORSEL local para o par de dispositivos mais próximos à inserção da GD (R-F3) permaneceu estável para os ajustes 1, 2 e 5 e apresentou diminuição para os cenários 3 e 4; situação análoga ocorreu para o par disposto no outro ramal (R-F4);
- Os elos a jusante do religador tiveram o índice CORSEL local diminuído; as maiores magnitudes da depreciação ocorreram nos ajustes 3 e 4, e afetaram todos os pares de religador x elo fusível; nos ajustes 1 e 2 os pares R-F3, R-F4, R-F5, R-F7 e R-F8 apresentaram estabilidade;
- O pior decremento do índice CORSEL global para o cenário 3 foi o ajuste 3 (decremento de 12,76% em relação ao caso base), a menor perda foi para o ajuste 1 (4,77%), enquanto o ajuste 5 apresentou incremento (2,45%).

Tabela 14 – Resultados do índice CORSEL para o cenário 3

Pares de Proteção	Índice local									
	Ajuste 1		Ajuste 2		Ajuste 3		Ajuste 4		Ajuste 5	
	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto
D-F1	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553
D-F2	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456
D-R	0,1177	0,1174	0,1177	0,1174	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177
F4-F5	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272
F4-F6	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689
F6-F7	0,0558	0,0319	0,0599	0,0319	0,0559	0,0319	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651
F6-F8	0,0351	0,0351	0,0299	0,0185	0,0299	0,0185	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351
F11-F12	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0568	0,0723	0,0568	0,0723
F11-F13	0,0174	0,0135	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319
R-F3	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0350	0,0178	0,0350	0,0178	0,0071	0,0071
R-F4	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0210	0,0185	0,0121	0,0096	0,0071	0,0071
R-F5	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0263	0,0176	0,0272	0,0227	0,0069	0,0069
R-F6	0,0510	0,0444	0,0510	0,0444	0,0662	0,0444	0,0689	0,0572	0,0173	0,0173
R-F7	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0495	0,0494	0,0625	0,0572	0,0130	0,0130
R-F8	0,0087	0,0087	0,0225	0,0225	0,0285	0,0284	0,0337	0,0310	0,0087	0,0087
R-F9	0,0254	0,0252	0,0254	0,0252	0,0268	0,0238	0,0268	0,0238	0,0098	0,0098
R-F10	0,0562	0,0547	0,0562	0,0547	0,0570	0,0470	0,0570	0,0470	0,0148	0,0148
R-F11	0,0268	0,0247	0,0375	0,0369	0,0383	0,0319	0,0183	0,0118	0,0097	0,0097
R-F12	0,0145	0,0145	0,0549	0,0428	0,0694	0,0634	0,0723	0,0722	0,0145	0,0145
R-F13	0,0196	0,0196	0,0235	0,0196	0,0299	0,0196	0,0319	0,0281	0,0106	0,0106
Índice global	0,8069	0,7684	0,8890	0,8246	0,9525	0,8309	0,9494	0,8974	0,6231	0,6386

Fonte: Autor.

5.4.4 Cenário 4

Os resultados obtidos para o cenário 4 simulado com as proteções parametrizadas para os cinco ajustes dos dispositivos de proteção são apresentados na Tabela 15. As considerações sobre estes resultados serão descritas conforme segue:

- A inserção da GD se deu na barra de carga 12, a jusante do religador;
- O índice CORSEL local para o par de dispositivos mais próximos à inserção da GD (F4-F5) permaneceu estável para todos os ajustes, exceto no ajuste 4, no qual apresentou diminuição; situação análoga pode ser observada para o par de dispositivos imediatamente a montante (R-F4), os quais apresentaram diminuição apenas para o ajuste nº3;

- Os elos a jusante do religador tiveram o índice CORSEL local diminuído; as maiores magnitudes da depreciação ocorreram nos ajustes 3 e 4, e afetaram todos os pares de religador x elo fusível; no ajuste 1 os pares R-F3, R-F4, R-F5, R-F7, R-F8, R-F12 e R-F13 apresentaram estabilidade; no ajuste 2 notou-se situação análoga, com exceção para os pares R-F12 e R-F13 que apresentam diminuição;
- O pior decremento do índice CORSEL global para o cenário 4 foi o ajuste 3 (decremento de 10,13% em relação ao caso base), a menor perda foi para o ajuste 1 (4,77%), enquanto o ajuste 5 permaneceu praticamente estável, com incremento (0,21%).

Tabela 15 – Resultados do índice CORSEL para o cenário 4

Pares de Proteção	Índice local									
	Ajuste 1		Ajuste 2		Ajuste 3		Ajuste 4		Ajuste 5	
	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto
D-F1	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553
D-F2	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456
D-R	0,1177	0,1174	0,1177	0,1174	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177
F4-F5	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0130	0,0272	0,0130
F4-F6	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689
F6-F7	0,0558	0,0319	0,0599	0,0319	0,0559	0,0319	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651
F6-F8	0,0351	0,0351	0,0299	0,0185	0,0299	0,0185	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351
F11-F12	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0568	0,0723	0,0568	0,0723
F11-F13	0,0174	0,0135	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319
R-F3	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0350	0,0349	0,0350	0,0349	0,0071	0,0071
R-F4	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0210	0,0121	0,0121	0,0121	0,0071	0,0071
R-F5	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0263	0,0262	0,0272	0,0130	0,0069	0,0069
R-F6	0,0510	0,0444	0,0510	0,0444	0,0662	0,0559	0,0689	0,0687	0,0173	0,0173
R-F7	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0495	0,0494	0,0625	0,0572	0,0130	0,0130
R-F8	0,0087	0,0087	0,0225	0,0225	0,0285	0,0225	0,0337	0,0252	0,0087	0,0087
R-F9	0,0254	0,0252	0,0254	0,0252	0,0268	0,0238	0,0268	0,0238	0,0098	0,0098
R-F10	0,0562	0,0547	0,0562	0,0547	0,0570	0,0470	0,0570	0,0470	0,0148	0,0148
R-F11	0,0268	0,0247	0,0375	0,0369	0,0383	0,0319	0,0183	0,0118	0,0097	0,0097
R-F12	0,0145	0,0145	0,0549	0,0428	0,0694	0,0634	0,0723	0,0722	0,0145	0,0145
R-F13	0,0196	0,0196	0,0235	0,0196	0,0299	0,0196	0,0319	0,0281	0,0106	0,0106
Índice global	0,8069	0,7684	0,8890	0,8246	0,9525	0,8560	0,9494	0,8989	0,6231	0,6244

Fonte: Autor.

5.4.5 Cenário 5

Os resultados obtidos para o cenário 5 simulado com as proteções parametrizadas para os cinco ajustes dos dispositivos de proteção são apresentados na Tabela 16.

Tabela 16 – Resultados do índice CORSEL para o cenário 5

Pares de Proteção	Índice local									
	Ajuste 1		Ajuste 2		Ajuste 3		Ajuste 4		Ajuste 5	
	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto
D-F1	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553
D-F2	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456
D-R	0,1177	0,1174	0,1177	0,1174	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177
F4-F5	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272
F4-F6	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0327	0,0689	0,0327
F6-F7	0,0558	0,0554	0,0599	0,0554	0,0559	0,0554	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651
F6-F8	0,0351	0,0351	0,0299	0,0185	0,0299	0,0185	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351
F11-F12	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0568	0,0723	0,0568	0,0723
F11-F13	0,0174	0,0135	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319
R-F3	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0350	0,0349	0,0350	0,0349	0,0071	0,0071
R-F4	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0210	0,0121	0,0121	0,0121	0,0071	0,0071
R-F5	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0263	0,0221	0,0272	0,0272	0,0069	0,0069
R-F6	0,0510	0,0444	0,0510	0,0444	0,0662	0,0661	0,0689	0,0327	0,0173	0,0173
R-F7	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0495	0,0495	0,0625	0,0625	0,0130	0,0130
R-F8	0,0087	0,0087	0,0225	0,0225	0,0285	0,0284	0,0337	0,0336	0,0087	0,0087
R-F9	0,0254	0,0252	0,0254	0,0252	0,0268	0,0238	0,0268	0,0238	0,0098	0,0098
R-F10	0,0562	0,0547	0,0562	0,0547	0,0570	0,0470	0,0570	0,0470	0,0148	0,0148
R-F11	0,0268	0,0247	0,0375	0,0369	0,0383	0,0319	0,0183	0,0118	0,0097	0,0097
R-F12	0,0145	0,0145	0,0549	0,0428	0,0694	0,0634	0,0723	0,0722	0,0145	0,0145
R-F13	0,0196	0,0196	0,0235	0,0196	0,0299	0,0196	0,0319	0,0281	0,0106	0,0106
Índice global	0,8069	0,7918	0,8890	0,8480	0,9525	0,8916	0,9494	0,8688	0,6231	0,6024

Fonte: Autor.

As considerações sobre estes resultados serão descritas conforme segue:

- A inserção da GD se deu na barra de carga 14, a jusante do religador;
- O índice CORSEL local para o par de dispositivos mais próximos à inserção da GD (F6-F7) apresentou diminuição para os ajustes 1, 2 e 3;
- O par F4-F6, imediatamente a montante do elo fusível F7 apresentou diminuição no índice CORSEL local para os ajustes 4 e 5;

- Os elos à jusante do religador tiveram o índice CORSEL local diminuído; as maiores magnitudes da depreciação ocorreram nos ajustes 3 e 4, e afetaram todos os pares de religador x elo fusível, exceto o par R-F7, o qual se manteve estável para todos os ajustes;
- O pior decremento do índice CORSEL global para o cenário 5 foi o ajuste 4 (decremento de 8,48% em relação ao caso base), a menor perda foi para o ajuste 1 (1,86%) e nenhum ajuste apresentou incremento.

5.4.6 Cenário 6

Os resultados obtidos para o cenário 6 são apresentados na Tabela 17.

Tabela 17 – Resultados do índice CORSEL para o cenário 6

Pares de Proteção	Índice local									
	Ajuste 1		Ajuste 2		Ajuste 3		Ajuste 4		Ajuste 5	
	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto
D-F1	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553
D-F2	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456
D-R	0,1177	0,1174	0,1177	0,1174	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177
F4-F5	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272
F4-F6	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0327	0,0689	0,0327
F6-F7	0,0558	0,0319	0,0599	0,0319	0,0559	0,0319	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651
F6-F8	0,0351	0,0351	0,0299	0,0185	0,0299	0,0185	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351
F11-F12	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0568	0,0723	0,0568	0,0723
F11-F13	0,0174	0,0135	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319
R-F3	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0350	0,0349	0,0350	0,0349	0,0071	0,0071
R-F4	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0210	0,0121	0,0121	0,0121	0,0071	0,0071
R-F5	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0263	0,0221	0,0272	0,0272	0,0069	0,0069
R-F6	0,0510	0,0444	0,0510	0,0444	0,0662	0,0661	0,0689	0,0327	0,0173	0,0173
R-F7	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0495	0,0494	0,0625	0,0623	0,0130	0,0130
R-F8	0,0087	0,0087	0,0225	0,0225	0,0285	0,0285	0,0337	0,0337	0,0087	0,0087
R-F9	0,0254	0,0252	0,0254	0,0252	0,0268	0,0238	0,0268	0,0238	0,0098	0,0098
R-F10	0,0562	0,0547	0,0562	0,0547	0,0570	0,0470	0,0570	0,0470	0,0148	0,0148
R-F11	0,0268	0,0247	0,0375	0,0369	0,0383	0,0319	0,0183	0,0118	0,0097	0,0097
R-F12	0,0145	0,0145	0,0549	0,0428	0,0694	0,0634	0,0723	0,0722	0,0145	0,0145
R-F13	0,0196	0,0196	0,0235	0,0196	0,0299	0,0196	0,0319	0,0281	0,0106	0,0106
Índice global	0,8069	0,7684	0,8890	0,8246	0,9525	0,8681	0,9494	0,8687	0,6231	0,6024

Fonte: Autor.

As considerações sobre estes resultados serão descritas conforme segue:

- A inserção da GD se deu na barra de carga 15, a jusante do religador;
- O índice CORSEL local para o par de dispositivos mais próximos à inserção da GD (F6-F8) apresentou diminuição para os ajustes 2 e 3;
- O par F4-F6, imediatamente a montante do elo fusível F8 apresentou diminuição no índice CORSEL local para os ajustes 4 e 5;
- Os elos a jusante do religador tiveram o índice CORSEL local diminuído; as maiores magnitudes da depreciação ocorreram nos ajustes 3 e 4, e afetaram todos os pares de religador x elo fusível, exceto o par R-F8, o qual se manteve estável para todos os ajustes;
- O pior decremento do índice CORSEL global para o cenário 6 foi o ajuste 4 (decremento de 8,86% em relação ao caso base), a menor perda foi para o ajuste 5 (3,31%) e nenhum ajuste apresentou incremento.

5.4.7 Cenário 7

Os resultados obtidos para o cenário 7 simulado com as proteções parametrizadas para os cinco ajustes dos dispositivos de proteção são apresentados na Tabela 18. As considerações sobre estes resultados serão descritas conforme segue:

- A inserção da GD se deu na barra de carga 16, a jusante do religador;
- O índice CORSEL local para o par de dispositivos mais próximos à inserção da GD (R-F9) apresentou diminuição para os todos os ajustes, exceto o ajuste 5;
- Os pares R-F3 e R-F4, imediatamente a montante do elo fusível F9 apresentaram estabilidade quanto ao índice CORSEL local, entretanto para o par R-F3, nos ajustes 3 e 4, houve decremento;
- Os elos a jusante do religador tiveram o índice CORSEL local diminuído; as maiores magnitudes da depreciação ocorreram nos ajustes 3 e 4, e afetaram todos os pares de religador x elo fusível, exceto o par R-F4, o qual se manteve estável para todos os ajustes;
- O pior decremento do índice CORSEL global para o cenário 7 foi o ajuste 3 (decremento de 11,76% em relação ao caso base), a menor perda foi

para o ajuste 4 (4,47%), enquanto o ajuste 5 apresentou incremento (2,45%).

Tabela 18 – Resultados do índice CORSEL para o cenário 7

Pares de Proteção	Índice local									
	Ajuste 1		Ajuste 2		Ajuste 3		Ajuste 4		Ajuste 5	
	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto
D-F1	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553
D-F2	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456
D-R	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177
F4-F5	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272
F4-F6	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689
F6-F7	0,0558	0,0319	0,0599	0,0319	0,0559	0,0319	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651
F6-F8	0,0351	0,0351	0,0299	0,0185	0,0299	0,0185	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351
F11-F12	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0568	0,0723	0,0568	0,0723
F11-F13	0,0174	0,0135	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319
R-F3	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0350	0,0349	0,0350	0,0349	0,0071	0,0071
R-F4	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0210	0,0210	0,0121	0,0121	0,0071	0,0071
R-F5	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0263	0,0176	0,0272	0,0227	0,0069	0,0069
R-F6	0,0510	0,0444	0,0510	0,0444	0,0662	0,0444	0,0689	0,0572	0,0173	0,0173
R-F7	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0495	0,0494	0,0625	0,0572	0,0130	0,0130
R-F8	0,0087	0,0087	0,0225	0,0225	0,0285	0,0225	0,0337	0,0252	0,0087	0,0087
R-F9	0,0254	0,0137	0,0254	0,0137	0,0268	0,0151	0,0268	0,0151	0,0098	0,0098
R-F10	0,0562	0,0547	0,0562	0,0547	0,0570	0,0569	0,0570	0,0569	0,0148	0,0148
R-F11	0,0268	0,0247	0,0375	0,0369	0,0383	0,0382	0,0183	0,0182	0,0097	0,0097
R-F12	0,0145	0,0145	0,0549	0,0428	0,0694	0,0514	0,0723	0,0602	0,0145	0,0145
R-F13	0,0196	0,0196	0,0235	0,0196	0,0299	0,0196	0,0319	0,0281	0,0106	0,0106
Índice global	0,8069	0,7572	0,8890	0,8134	0,9525	0,8404	0,9494	0,9069	0,6231	0,6386

Fonte: Autor.

5.4.8 Cenário 8

Os resultados obtidos para o cenário 8 simulado com as proteções parametrizadas para os cinco ajustes dos dispositivos de proteção são apresentados na Tabela 19.

Tabela 19 – Resultados do índice CORSEL para o cenário 8

Pares de Proteção	Índice local									
	Ajuste 1		Ajuste 2		Ajuste 3		Ajuste 4		Ajuste 5	
	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto
D-F1	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553
D-F2	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456
D-R	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177
F4-F5	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272
F4-F6	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689
F6-F7	0,0558	0,0319	0,0599	0,0319	0,0559	0,0319	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651
F6-F8	0,0351	0,0351	0,0299	0,0185	0,0299	0,0185	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351
F11-F12	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0568	0,0723	0,0568	0,0723
F11-F13	0,0174	0,0135	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319
R-F3	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0350	0,0349	0,0350	0,0349	0,0071	0,0071
R-F4	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0210	0,0210	0,0121	0,0121	0,0071	0,0071
R-F5	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0263	0,0176	0,0272	0,0227	0,0069	0,0069
R-F6	0,0510	0,0444	0,0510	0,0444	0,0662	0,0444	0,0689	0,0572	0,0173	0,0173
R-F7	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0495	0,0494	0,0625	0,0572	0,0130	0,0130
R-F8	0,0087	0,0087	0,0225	0,0225	0,0285	0,0284	0,0337	0,0310	0,0087	0,0087
R-F9	0,0254	0,0252	0,0254	0,0252	0,0268	0,0268	0,0268	0,0268	0,0098	0,0098
R-F10	0,0562	0,0251	0,0562	0,0251	0,0570	0,0259	0,0570	0,0259	0,0148	0,0148
R-F11	0,0268	0,0247	0,0375	0,0369	0,0383	0,0382	0,0183	0,0182	0,0097	0,0097
R-F12	0,0145	0,0145	0,0549	0,0428	0,0694	0,0634	0,0723	0,0722	0,0145	0,0145
R-F13	0,0196	0,0196	0,0235	0,0196	0,0299	0,0196	0,0319	0,0281	0,0106	0,0106
Índice global	0,8069	0,7390	0,8890	0,7952	0,9525	0,8389	0,9494	0,9054	0,6231	0,6386

Fonte: Autor.

As considerações sobre estes resultados serão descritas conforme segue:

- A inserção da GD se deu na barra de carga 17, a jusante do religador;
- O índice CORSEL local para o par de dispositivos mais próximos à inserção da GD (R-F10) apresentou diminuição para os todos os ajustes, exceto o ajuste 5;
- Os pares R-F9 e R-F11, imediatamente a montante do elo fusível F10 apresentaram, em regra, diminuição do índice CORSEL local, entretanto, para o par R-F9 houve estabilidade para os ajustes 3, 4 e 5; e para o par R-F10 houve estabilidade para o ajuste 5;
- Os elos a jusante do religador tiveram o índice CORSEL local diminuído; as maiores magnitudes da depreciação ocorreram nos ajustes 3 e 4, e

afetaram todos os pares de religador x elo fusível, exceto o par R-F4, o qual se manteve estável para todos os ajustes;

- O pior decremento do índice CORSEL global para o cenário 8 foi o ajuste 3 (decremento de 11,91% em relação ao caso base), a menor perda foi para o ajuste 4 (4,62%), enquanto o ajuste 5 apresentou incremento (2,45%).

5.4.9 Cenário 9

Os resultados obtidos para o cenário 9 simulado com as proteções parametrizadas para os cinco ajustes dos dispositivos de proteção são apresentados na Tabela 20.

Tabela 20 – Resultados do índice CORSEL para o cenário 9

Pares de Proteção	Índice local									
	Ajuste 1		Ajuste 2		Ajuste 3		Ajuste 4		Ajuste 5	
	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto
D-F1	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553
D-F2	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456
D-R	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177
F4-F5	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272
F4-F6	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689
F6-F7	0,0558	0,0319	0,0599	0,0319	0,0559	0,0319	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651
F6-F8	0,0351	0,0351	0,0299	0,0185	0,0299	0,0185	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351
F11-F12	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0568	0,0370	0,0568	0,0370
F11-F13	0,0174	0,0135	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319
R-F3	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0350	0,0349	0,0350	0,0349	0,0071	0,0071
R-F4	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0210	0,0210	0,0121	0,0121	0,0071	0,0071
R-F5	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0263	0,0176	0,0272	0,0227	0,0069	0,0069
R-F6	0,0510	0,0444	0,0510	0,0444	0,0662	0,0444	0,0689	0,0572	0,0173	0,0173
R-F7	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0495	0,0494	0,0625	0,0572	0,0130	0,0130
R-F8	0,0087	0,0087	0,0225	0,0225	0,0285	0,0284	0,0337	0,0310	0,0087	0,0087
R-F9	0,0254	0,0252	0,0254	0,0252	0,0268	0,0268	0,0268	0,0268	0,0098	0,0098
R-F10	0,0562	0,0547	0,0562	0,0547	0,0570	0,0569	0,0570	0,0569	0,0148	0,0148
R-F11	0,0268	0,0247	0,0375	0,0175	0,0383	0,0183	0,0183	0,0183	0,0097	0,0097
R-F12	0,0145	0,0145	0,0549	0,0548	0,0694	0,0694	0,0723	0,0370	0,0145	0,0145
R-F13	0,0196	0,0196	0,0235	0,0196	0,0299	0,0298	0,0319	0,0319	0,0106	0,0106
Índice global	0,8069	0,7686	0,8890	0,8174	0,9525	0,8661	0,9494	0,8697	0,6231	0,6033

Fonte: Autor.

As considerações sobre estes resultados serão descritas conforme segue:

- A inserção da GD se deu na barra de carga 19, a jusante do religador;
- O índice CORSEL local para o par de dispositivos mais próximos à inserção da GD (F11-F12) apresentou diminuição para os ajustes 4 e 5;
- O par R-F11, imediatamente a montante do elo fusível F12 apresentou, em regra, diminuição do índice CORSEL local, exceto para os ajustes 4 e 5, em que houve estabilidade;
- Os elos a jusante do religador tiveram o índice CORSEL local diminuído; as maiores magnitudes da depreciação ocorreram nos ajustes 3 e 4, e afetaram todos os pares de religador x elo fusível, exceto o par R-F4, o qual se manteve estável para todos os ajustes;
- O pior decremento do índice CORSEL global para o cenário 9 foi o ajuste 3 (decremento de 9,07% em relação ao caso base), a menor perda foi para o ajuste 5 (3,17%) e nenhum ajuste apresentou incremento.

5.4.10 Cenário 10

Os resultados obtidos para o cenário 10 simulado com as proteções parametrizadas para os cinco ajustes dos dispositivos de proteção são apresentados na Tabela 21. As considerações sobre estes resultados serão descritas conforme segue:

- A inserção da GD se deu na barra de carga 20, a jusante do religador;
- O índice CORSEL local para o par de dispositivos mais próximos à inserção da GD (F11-F13) apresentou diminuição para os ajustes 1, 4 e 5 e estabilidade para os demais;
- O par R-F11, imediatamente a montante do elo fusível F12 apresentou, em regra, diminuição do índice CORSEL local, exceto para os ajustes 4 e 5, em que houve estabilidade;
- Os elos a jusante do religador tiveram o índice CORSEL local diminuído; as maiores magnitudes da depreciação ocorreram nos ajustes 3 e 4, e

afetaram todos os pares de religador x elo fusível, exceto o par R-F4, o qual se manteve estável para todos os ajustes;

- O pior decremento do índice CORSEL global para o cenário 10 foi o ajuste 2 (decremento de 9,40% em relação ao caso base), a menor perda foi para o ajuste 5 (2,15%) e nenhum ajuste apresentou incremento.

Tabela 21 – Resultados do índice CORSEL para o cenário 10

Pares de Proteção	Índice local									
	Ajuste 1		Ajuste 2		Ajuste 3		Ajuste 4		Ajuste 5	
	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto	Caso base	Cenário Proposto
D-F1	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553
D-F2	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456
D-R	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177	0,1177
F4-F5	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272
F4-F6	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689
F6-F7	0,0558	0,0319	0,0599	0,0319	0,0559	0,0319	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651
F6-F8	0,0351	0,0351	0,0299	0,0185	0,0299	0,0185	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351
F11-F12	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0568	0,0568	0,0568	0,0568
F11-F13	0,0174	0,0135	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0185	0,0319	0,0185
R-F3	0,0336	0,0336	0,0336	0,0336	0,0350	0,0349	0,0350	0,0349	0,0071	0,0071
R-F4	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0210	0,0210	0,0121	0,0121	0,0071	0,0071
R-F5	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0263	0,0176	0,0272	0,0227	0,0069	0,0069
R-F6	0,0510	0,0444	0,0510	0,0444	0,0662	0,0444	0,0689	0,0572	0,0173	0,0173
R-F7	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0495	0,0494	0,0625	0,0572	0,0130	0,0130
R-F8	0,0087	0,0087	0,0225	0,0225	0,0285	0,0284	0,0337	0,0310	0,0087	0,0087
R-F9	0,0254	0,0252	0,0254	0,0252	0,0268	0,0268	0,0268	0,0268	0,0098	0,0098
R-F10	0,0562	0,0547	0,0562	0,0547	0,0570	0,0569	0,0570	0,0569	0,0148	0,0148
R-F11	0,0268	0,0247	0,0375	0,0175	0,0383	0,0183	0,0183	0,0183	0,0097	0,0097
R-F12	0,0145	0,0145	0,0549	0,0428	0,0694	0,0692	0,0723	0,0722	0,0145	0,0145
R-F13	0,0196	0,0196	0,0235	0,0196	0,0299	0,0299	0,0319	0,0275	0,0106	0,0106
Índice global	0,8069	0,7686	0,8890	0,8054	0,9525	0,8660	0,9494	0,9069	0,6231	0,6096

Fonte: Autor.

5.4.11 Considerações Comuns aos Cenários

Nos cenários discutidos nas seções anteriores, foram identificadas situações recorrentes que afetaram o índice CORSEL local de certos pares de dispositivos de proteção. A Tabela 22 apresenta as considerações comuns observadas entre os cenários.

Tabela 22 – Considerações comuns aos Cenários

Cenários	Considerações comuns
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Para o índice CORSEL local entre o par de dispositivos F6-F7 e F6-F8 observou-se depreciação nos ajustes 1, 2 e 3
5, 6, 7, 8, 9, 10	Para o índice CORSEL local entre o par de dispositivos F11-F13 observou-se depreciação no ajuste 1
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8	Observou-se incremento do índice CORSEL local apenas para o ajuste 5, no par F11-F12
3, 4, 5, 6	O índice CORSEL local entre o par D-R (proteção do tronco alimentador proveniente da subestação) apresentou diminuição para os ajustes 1 e 2
7, 8, 9, 10	O índice CORSEL local entre o par D-R (proteção do tronco alimentador proveniente da subestação) apresentou estabilidade para todos os ajustes
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Para os ajustes 1 e 2, os pares R-F4, R-F5, R-F7, R-F8 permanecem majoritariamente estáveis quanto ao índice CORSEL local
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Para os ajustes 1 e 2, os pares F4-F5 e F4-F6 permanecem majoritariamente estáveis quanto ao índice CORSEL local
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	O índice CORSEL local entre os pares D-F1 e D-F2 apresentaram estabilidade para todos os ajustes

Fonte: Autor.

5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A presença seção se ocupa de trazer um apanhado geral dos resultados obtidos anteriormente. Para isso, serão considerados os índices CORSEL locais e globais para cada cenário simulado, em cada ajuste dos dispositivos de proteção contidos no sistema de distribuição teste.

Inicialmente, os resultados obtidos apontam para uma depreciação do índice CORSEL global, em todos os cenários considerados, independentemente da presença da GD se dar a montante ou a jusante do religador (R). Isto também pode ser observado localmente, uma vez que a proteção do tronco alimentador da subestação (índice CORSEL local entre o relé x religador também) teve seu valor reduzido em alguns cenários.

Cerca de 88% dos casos analisados seguiram esta conclusão; em apenas 12% dos casos foi possível perceber incremento do índice CORSEL global. O mesmo padrão foi observado para o índice CORSEL local para o par de

dispositivos relé x religador, embora tenha sido possível, por meios dos ajustes nos equipamentos de proteção, encontrar cenários em que esta diminuição não ocorreu ou não teve sua intensidade atenuada.

A partir do modelo de simulações empregadas, utilizando a metodologia proposta, também foi possível determinar o cenário mais adequado para a instalação da fonte GD (cenário nº 4, ajuste nº 1, índice CORSEL global 0,9389). Destarte, as comparações realizadas entre os cenários sugerem que o método proposto pode servir como uma valiosa ferramenta para determinar o ponto ótimo de inserção da fonte GD no sistema de distribuição, minimizando o impacto na coordenação e seletividade do sistema.

Outro ponto crucial da análise realizada foi a percepção de que, em média, a GD alocada a montante do religador (R) (cenários 1 e 2) apresentou melhores resultados no índice CORSEL global em comparação com a GD alocada a jusante (cenários 3 a 10). As porcentagens destas comparações são apresentadas na Tabela 23. Infere-se que a ocorrência deste fenômeno se deve ao impacto do fluxo reverso de corrente que a GD ocasiona na rede, quando da injeção de corrente por sua parte, afetando principalmente o índice CORSEL local entre o par de dispositivos religador x elo fusível.

Tabela 23 – Média de redução do índice CORSEL global

Cenários	Média de decremento do índice CORSEL global em relação ao caso base (%)				
	Ajuste 1	Ajuste 2	Ajuste 3	Ajuste 4	Ajuste 5
GD a montante do religador (1 e 2)	8,20	10,35	8,93	1,89	-2,44
GD a jusante do religador (3 a 10)	5,03	7,86	10,00	6,22	0,54

Fonte: Autor.

Essas observações estão alinhadas com um estudo realizado por Pholborisut et al. (2011), que propôs uma relação entre o índice de descoordenação da proteção (PMI) e a localização da fonte de geração distribuída (GD) (se a montante ou a jusante do religador). O estudo indicou que a instalação de GD a montante do religador resultou em melhores índices para

o PMI do que a alocação de GD a jusante do religador. Portanto, essas conclusões são consistentes com os resultados obtidos no presente trabalho.

Outra análise possível de ser realizada corresponde a robustez dos ajustes utilizados na parametrização dos dispositivos de proteção empregados no sistema de distribuição testado. O ajuste n°1 foi o menos sensível a injeção de corrente pela GD e o ajuste n°3 foi o mais sensível, apresentando maior decremento do índice CORSEL global, em comparação com o caso base. Portanto, o estudo da alocação da GD deve considerar, além da localização de sua instalação, o ajuste que melhor mantém a coordenação e a seletividade entre os dispositivos de proteção.

Com relação aos apontamentos relativos às variações do índice CORSEL local para cada um dos cenários, maiores detalhes podem ser encontrados nas Tabelas 12 a 22.

No que tange o ajuste n° 5 percebe-se uma queda acentuada nos índices CORSEL locais e globais, para todos os cenários considerados e para o caso base. Isto se deve a atuação do religador ser realizada apenas no modo seletivo de proteção, tendo os seus ajustes das curvas rápidas para as unidades de fase e neutro desativadas.

Por fim, cabe ressaltar que o histórico de faltas da rede desempenha papel fundamental na estimação do índice CORSEL e deve ser levado em consideração no momento de interpretação dos resultados, a fim de auxiliar os projetistas e tomadores de decisão a implementar o melhor projeto de proteção de sobrecorrente de redes de distribuição – alcançando os níveis de continuidade desejados, ao mesmo tempo em que atendam aos critérios de demanda e suprimento de carga existentes, conforme normas técnicas das concessionárias de energia locais (CEMIG, 2017; CPFL, 2016).

6 CONCLUSÕES

O presente trabalho se prestou a apresentar uma metodologia que generalizasse o índice de quantificação dos parâmetros de coordenação e seletividade (índice CORSEL) da proteção de sobrecorrente de um sistema de distribuição de energia elétrica com a finalidade de prever a existência de geração distribuída (GD).

Uma vez que os esquemas de proteção dos sistemas de distribuição com topologia radial são, majoritariamente, projetados para atuar prevendo o fluxo unidirecional de potência, a metodologia proposta buscou quantificar o impacto que a injeção de corrente pela alocação de fonte GD irá ocasionar nos índices CORSEL locais (entre pares de dispositivos) e global (de toda a rede).

Foram realizados testes entre um caso base (rede original, sem a presença de GD) e dez cenários que contavam com a presença de GD em pontos específicos do sistema.

Conforme os resultados obtidos, a ocorrência de fluxo reverso de potência, independentemente da posição de alocação da GD, traz depreciação do índice CORSEL global do sistema. O par de dispositivos religador x elo fusível foi o mais afetado, com a diminuição do índice CORSEL local, o que pode ocasionar problemas quanto a manutenção dos índices de continuidade de energia, confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico.

A atuação desordenada de religadores, sem respeitar as curvas de atuação dos elos fusíveis, pode levar a prejuízos econômicos e sociais para os consumidores e as concessionárias, visto que uma área maior do sistema será afetada quando da ocorrência de uma falta, desenergizando um número elevado de unidades consumidoras e necessitando que a concessionária, muitas vezes, empregue uma equipe maior a fim de solucionar o problema, além das perdas por indisponibilidade do serviço.

Ademais, as comparações entre os casos supramencionados sugerem que o método desenvolvido também pode ser utilizado a fim de determinar o ponto ótimo de inserção da fonte GD, partindo da avaliação do impacto de sua alocação nos parâmetros de coordenação e seletividade do sistema.

Diante deste contexto, para acomodar a inserção de fontes de GD em sistemas de distribuição de energia existentes são propostas alternativas, tais como:

- Reorganizar as metodologias de configuração dos ajustes dos dispositivos de proteção, adaptando-os para o fluxo bidirecional de potência, utilizando algoritmos automatizados para a avaliação dos parâmetros de coordenação e seletividade em cenários comparativos considerando diferentes níveis de penetração de GD no sistema de distribuição;
- Substituir e modernizar a tecnologia utilizada nos equipamentos de proteção e monitoramento da rede, visando torná-los sensíveis ao fluxo bidirecional de potência;
- Realizar alterações topológicas na rede ou instalar dispositivos de manobra em pontos estratégicos onde a GD é inserida, para garantir um melhor controle do fluxo de energia.

A adoção dessas alternativas é crucial para garantir o adequado desempenho do sistema de distribuição, evitando interrupções no fornecimento de energia elétrica e possíveis perturbações para as unidades consumidoras.

Além disso, o presente estudo pode servir como uma ferramenta valiosa em diversas fases, como o planejamento e o projeto de expansão de rede de distribuição com topologia radial, dos ajustes de parâmetros de proteção do sistema e na verificação da coordenação e seletividade global e local em pontos críticos dos sistemas, considerando a possibilidade de injeção de corrente por meio de fontes de geração distribuída.

6.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como sugestões para a elaboração de trabalhos futuros relativos ao tema exposto no presente trabalho, sugere-se:

- Utilização de algoritmos de otimização a fim de determinar os ajustes dos parâmetros dos dispositivos de proteção de forma automatizada;

- Utilização de algoritmos de otimização a fim de determinar o ponto ótimo de instalação da fonte de geração distribuída em um sistema de distribuição teste por meio da comparação entre os índices globais e locais de coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção de maneira automática;
- Modificação dos parâmetros de cálculo da ferramenta a fim de que sua abrangência seja estendida para redes de distribuição em anel, com fluxos de energia mais complexos;
- Incrementar as variáveis utilizadas para a determinação do índice CORSEL, considerado fatores inerentes aos indicadores de continuidade de energia, como, por exemplo: número de unidades consumidoras afetadas pela interrupção do suprimento de energia elétrica e da carga consumida e/ou prioritária na zona de proteção do par de dispositivos de proteção considerado.

REFERÊNCIAS

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Brasil ultrapassa marca de 10 GW em micro e minigeração distribuída**, Ministério de Minas e Energia, Brasília, Brasil, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/brasil-ultrapassa-marca-de-10-gw-em-micro-e-minigeracao-distribuida>. Acesso em: 8 set. 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, módulo 3: Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica**, Ministério de Minas e Energia, Brasília, Brasil, 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482**, Ministério de Minas e Energia, Brasília, Brasil, 2012.

BALAMURUGAN, K.; SRINIVASAN, D.; REINDL, T. **Impact of distributed generation on power distribution systems**. Energy Procedia, Vol. 25, pp. 93-100, 2012.

BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective Relaying: Principles and Applications**, 3rd Edition, CRC Press, 2006.

CEMIG. Companhia Energética de Minas Gerais. ND-4.15, Norma de Distribuição, **Proteção de sobrecorrentes do sistema de média tensão da Cemig**, Belo Horizonte, Brasil, 2017.

CEMIG. Companhia Energética de Minas Gerais. ND-5.31, **Norma de Distribuição, Requisitos para conexão de acessantes produtores de energia elétrica ao sistema de distribuição da Cemig D – Média tensão**, Belo Horizonte, Brasil, 2017.

CORTÉS-CARMONA, M.; VEGA, J.; CORTÉS-OLIVARES, M. (2018). **Power flow algorithm for analysis of distribution networks including distributed generation**. IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America, Lima, Peru, pp. 1-5, 2018.

CPFL Energia. Norma técnica 2912, **Proteção de redes aéreas de distribuição – sobrecorrente**, versão 2.1, 2016.

DADFAR, S.; GANDOMKAR, M. **Augmenting protection coordination index in interconnected distribution electrical grids: Optimal dual characteristic using numerical relays**. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 131, 2021.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco energético nacional**, Ministério de Minas e Energia, Brasília, Brasil, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados->

abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-687/BEN2023.pdf. Acesso em: 24 set. 2023.

FANI, B. et al. **An adaptive current limiting strategy to prevent fuse-recloser miscoordination in pv-dominated distribution feeders.** Electric Power Systems Research, Vol. 157, pp. 177-186, 2018.

FARAG, H. E. et al. **A generalized power flow analysis for distribution systems with high penetration of distributed generation.** Electric Power Systems Research, Vol. 8, pp. 1499-1506, 2011.

FERREIRA, G. D. **Modelos matemáticos para otimização da confiabilidade de sistemas elétricos de distribuição com geração distribuída.** Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil, 2013.

FERRI, R. C. B. **Proposta de índice para a avaliação da coordenação e seletividade do esquema de proteção de sobrecorrente em sistemas aéreos de distribuição.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, Brasil, 2021.

HUCHEL, Ł.; ZEINELDIN, H; EL-SAADANY, E. **Protection coordination index enhancement considering multiple dg locations using FCL.** IEEE trans, On Power Delivery, Vol. 32, No. 1, 2017.

IEEE. Institute of Electrical and Electronics Engineers. Std C37.112-2018. **IEEE Standard for Inverse-Time Characteristics Equations for Overcurrent Relays**, 2018.

KAMEL, A. et al. **Protection coordination for distribution systems in presence of distributed generators.** Electric Power Components and Systems, Vol. 41, pp. 1555-1566, 2013.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**, 2nd Edition, CRC Press, Boca Raton, EUA, 2001.

KINDERMANN, G. **Curto-circuito.** 1ª Edição, Sagra Luzzatto, Porto Alegre, Brasil, 1997.

LUCHESE, F. C. et al. **Análise do impacto de geração distribuída fotovoltaica na rede elétrica da universidade federal de santa maria.** VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, Brasil, 2019.

MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE R. D. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**, 1ª Edição, LTC, Rio de Janeiro, Brasil, 2011.

MAMEDE FILHO, J. **Instalações Elétricas industriais: De acordo com a norma brasileira NBR 5419:2015**, 9ª Edição, LTC, Rio de Janeiro, Brasil, 2017.

MATOS, S. P. da S. **Análise do impacto da geração distribuída na proteção dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.**

Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2015.

MORAES, F. A. **Avaliação do comportamento da rede de distribuição de energia, considerando a geração fotovoltaica distribuída, respeitando os limites de inserção de potência apresentadas pela resolução 482 de 2012 e suas atualizações.**

Dissertação de Mestrado. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, Brasil, 2020.

MURTHY, P.S.R. **Power System Analysis**, 2nd Edition, Hyderabad: BS Publications, 2007

PHOLBORISUT, N.; SAKSORNCHAI, T; EUA-ARPORN, B. **Evaluating the impact of distributed generation on protection system coordination using protection miscoordination index.** The 8th Electrical Engineering/ Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI) Association of Thailand, Khon Kaen, Thailand, pp. 865-868, 2011.

PINTO, M. O. **Energia Elétrica: geração, transmissão e sistemas interligados**, 1ed, LTC, Rio de Janeiro, Brasil, 2014.

SHENG, W.; LIU, K.; CHENG, S. **Optimal power flow algorithm and analysis in distribution system considering distributed generation.** IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 8, pp. 261-272, 2014.

van der WALT, H. L. R.; Bansal, R. C.; Naidoo, R. **PV based distributed generation power system protection: A review.** Renewable Energy Focus, Vol. 24, pp. 33-40, 2018.

ZEINELDIN, H. et al. **A protection coordination index for evaluating distributed generation impacts on protection for meshed distribution systems.** IEEE Trans. Smart Grid, Vol. 4, No. 3, pp. 1523-1532, 2013.

APÊNDICE A – ESPECIFICAÇÕES DO SISTEMA

O Apêndice A contém as informações relevantes sobre o sistema de distribuição usado nas simulações deste trabalho. A Tabela A.1 apresenta as impedâncias das linhas de distribuição conectadas entre as barras do sistema.

Já a Tabela A.2 fornece os valores das impedâncias equivalentes do sistema, usadas para a análise de curto-circuito. A impedância equivalente da fonte de geração distribuída é calculada como 2,5 vezes o valor da impedância equivalente observada nos terminais da subestação.

Por sua vez, a Tabela A.3 apresenta o tipo das barras do sistema e o seu consumo de potência ativa e reativa. As barras não especificadas foram modeladas, no algoritmo de mensuração do índice CORSEL, como sendo do tipo PQ, sem consumo de carga.

Tabela A.1 – Impedâncias do sistema

Trecho da rede (arestas)		Impedância do Trecho (Ω)
Barra de início (Nó)	Barra de fim (Nó)	
1	2	$0,1802 + 0,3251i$
2	3	$0,3216 + 0,4844i$
2	4	$0,1628 + 0,2937i$
4	5	$0,2653 + 0,3996i$
4	6	$0,1910 + 0,3445i$
6	7	$0,2403 + 0,4335i$
7	8	$0,2042 + 0,3076i$
7	9	$0,1657 + 0,2989i$
9	10	$0,1234 + 0,1859i$
9	11	$0,1309 + 0,2361i$
10	12	$0,1568 + 0,2361i$
10	13	$0,4020 + 0,6054i$
11	16	$0,3795 + 0,5715i$
11	17	$0,2050 + 0,3088i$
11	18	$0,1487 + 0,2240i$
13	14	$0,3441 + 0,5183i$
13	15	$0,2211 + 0,3330i$
18	19	$0,4189 + 0,6309i$
18	20	$0,1861 + 0,2803i$

Fonte: Autor.

Tabela A.2 – Impedâncias equivalentes do sistema

Impedância equivalente	Seq+ (Ω)	Seq0 (Ω)
Terminais da subestação	8,2347 + 10,2734i	9,5327 + 19,0237i
Terminais da Fonte GD	20,58675 + 256835i	23,83175 + 47,559275i

Fonte: Autor.

Tabela A.3 – Relação de consumo nas barras do sistema

Barra		Consumo de Potência	
Num.	Tipo	Pot. Ativa (kW)	Pot. Reativa (kVAr)
1	-	-	-
2	-	-	-
3	PQ	250	50
4	-	-	-
5	PQ	150	30
6	-	-	-
7	-	-	-
8	PQ	100	24
9	-	-	-
10	-	-	-
11	-	-	-
12	PQ	80	20
13	-	-	-
14	PQ	80	16
15	PQ	50	12
16	PQ	125	20
17	PQ	80	16
18	-	-	-
19	PQ	50	12
20	PQ	100	24

Fonte: Autor.

APÊNDICE B – ESPECIFICAÇÕES DO SISTEMA

O Apêndice B contém as informações inerentes às especificações paramétricas dos dispositivos de proteção empregados no sistema de distribuição utilizado nas simulações do presente trabalho.

A Tabela B.1 apresenta os valores utilizados para os elos fusíveis. A Tabela B.2 traz as informações relativas aos ajustes das curvas rápidas e lentas das unidades de fase e neutro do religador. Finalmente, a Tabela B.3 especifica os ajustes das curvas temporizadas e instantâneas para as unidades de fase e neutro do relé de sobrecorrente.

Tabela B.1 – Ajustes utilizados para os elos fusíveis

Elo Fusível	Ajuste 1	Ajuste 2	Ajuste 3	Ajuste 4	Ajuste 5
F1	40K	40K	40K	40K	40K
F2	40K	40K	40K	40K	40K
F3	40K	40K	40K	40K	40K
F4	40K	40K	40K	65K	40K
F5	15K	25K	25K	40K	25K
F6	25K	25K	25K	40K	25K
F7	15K	15K	15K	25K	15K
F8	10K	15K	15K	25K	15K
F9	40K	40K	40K	40K	40K
F10	40K	40K	40K	40K	40K
F11	25K	40K	40K	65K	40K
F12	10K	25K	25K	40K	25K
F13	15K	25K	25K	40K	25K

Fonte: Autor.

Tabela B.2 – Ajustes utilizados para o religador

Parâmetros	Ajuste1 e 2	Ajuste 3 e 4	Ajuste 5
Curva Rápida (F)	113	105	-
Curva Lenta (F)	141	131	131
Pick-up (F)	110 A	110 A	110 A
DT (F)	0,51	0,65	0,65
Curva Rápida (N)	113	105	-
Curva Lenta (N)	141	131	131
Pick-up (N)	40 A	60 A	60 A
DT (N)	0,4	0,5	0,5

Fonte: Autor.

Tabela B.3 – Ajustes utilizados para o relé

Parâmetros	Ajuste1 e 2	Ajuste 3, 4 e 5
Pick-up temp. (F)	4,8 A	4,8 A
DT (F)	8	6
Pick-up inst. (F)	16,58 A	16,58 A
Pick-up temp. (N)	2,3 A	2,3 A
DT (N)	12	9
Pick-up inst. (N)	16,03	16,03

Fonte: Autor.

APÊNDICE C – TAXAS DE FALTA

O Apêndice C contém as informações referentes às taxas de falta do sistema (faltas/km.ano), as quais são apresentadas na Tabela C.1. As taxas de falta são estratificadas em temporárias e permanentes para cada tipo de curto-circuito. Ademais, as taxas são especificadas para cada trecho em que o dispositivo de proteção mencionado é a proteção principal da zona de proteção a qual as barras pertencem.

Tabela C.1 – Taxas de falta em função do tipo de curto-circuito

Proteção Principal	Barras	Taxas de falta (falta/km.ano)							
		Permanente (λ)				Temporária (γ)			
		$\lambda_{3\phi}$	$\lambda_{2\phi-T}$	$\lambda_{2\phi}$	$\lambda_{1\phi-T}$	$\gamma_{3\phi}$	$\gamma_{2\phi-T}$	$\gamma_{2\phi}$	$\gamma_{1\phi-T}$
R	6-7-9-11	0,11	0,21	0,21	1,60	0,32	0,64	0,64	4,78
F1	2-3	0,13	0,13	0,27	0,80	0,27	0,27	0,53	1,60
F2	4-5	0,03	0,07	0,10	0,46	0,13	0,26	0,4	1,85
F3	7-8	0,02	0,05	0,08	0,36	0,10	0,20	0,30	1,42
F4	9-10	0,05	0,05	0,10	0,31	0,10	0,10	0,20	0,61
F5	10-12	0,03	0,05	0,05	0,37	0,07	0,15	0,15	1,10
F6	10-13	0,06	0,13	0,12	0,94	0,19	0,37	0,37	2,80
F7	13-14	0,05	0,09	0,14	0,66	0,19	0,37	0,57	2,64
F8	13-15	0,03	0,06	0,06	0,48	0,10	0,19	0,19	1,43
F9	11-16	0,06	0,06	0,12	0,47	0,12	0,12	0,25	0,74
F10	11-17	0,05	0,11	0,11	0,80	0,16	0,32	0,16	2,41
F11	11-18	0,04	0,07	0,07	0,52	0,10	0,21	0,21	1,55
F12	18-19	0,06	0,10	0,16	0,73	0,21	0,42	0,63	2,92
F13	18-20	0,08	0,08	0,15	0,46	0,15	0,15	0,31	0,93

Fonte: Autor, adaptado de Ferri (2021).