

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ – UNIOESTE

CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**ÍNDICES DE COORDENAÇÃO PARA AVALIAÇÃO DOS
IMPACTOS DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
NOS ESQUEMAS DE PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO RADIAIS E MALHADOS, UTILIZANDO
RELÉS DE SOBRECORRENTE DIRECIONAIS DE TEMPO
INVERSO**

MARCOS GABRIEL TRAGUETA

FOZ DO IGUAÇU

2017

Marcos Gabriel Tragueta

Índices de Coordenação para Avaliação dos Impactos da Inserção de Geração Distribuída nos Esquemas de Proteção de Sistemas de Distribuição Radiais e Malhados, Utilizando Relés de Sobrecorrente Direcionais de Tempo Inverso

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e Computação. Área de concentração: Sistemas Dinâmicos e Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Edgar Manuel Carreño Franco

Foz do Iguaçu
2017

Índices de Coordenação para Avaliação dos Impactos da Inserção de Geração Distribuída nos Esquemas de Proteção de Sistemas de Distribuição Radiais e Malhados, Utilizando Relés de Sobrecorrente Direcionais de Tempo Inverso

Marcos Gabriel Tragueta

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora:
Data da defesa pública: 05/05/2017

Prof. Dr. **Edgar Manuel Carreño Franco** – (Orientador)
Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE

Prof. Dr. **Carlos Roberto Mendonça da Rocha**
Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE

Prof. Dr. **Madson Cortes de Almeida**
Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Resumo

A inserção de fontes de energia distribuídas de baixa potência apresenta novos retos no planejamento e operação de sistemas de distribuição. Um reto é a coordenação do sistema de proteção que se altera a medida que a inserção de Geração Distribuída (GD) cresce em qualquer ponto de qualquer sistema. Para verificar como a coordenação é alterada, tem sido proposto, na literatura, diferentes indicadores que visam expressar numericamente qual é o efeito desta inserção nos pares de relés de um sistema de proteção coordenado. O *Protection Coordination Index* (PCI) e o *Protection Miscoordination Index* (PMI), se mostram como indicativos válidos para esta análise. O objetivo deste trabalho é aplicar estes quantificadores nos esquemas de proteção de linhas de distribuição de sistemas radiais e malhados que utilizem Relés de Sobrecorrente Direcionais de Tempo Inverso. Pela aplicação destes indicadores foi possível julgar se as informações obtidas são suficientes para a análise do impacto da inserção de GD nos SDEE, identificando o surgimento de limitações, sanadas pela proposição de novos indicadores. Para alcançar este objetivo, geradores distribuídos foram conectados em diferentes pontos da rede, e sua capacidade de geração foi alterada de forma crescente; onde para cada valor de inserção e em cada ponto do sistema, foram verificados os Intervalos de Tempo de Coordenação (ITC) entre pares de relés consecutivos, e a partir destes valores, os indicadores quantitativos do impacto da inserção de GD, calculados. Para isso, foi modelado um sistema de distribuição malhado, visando a obtenção das grandezas requeridas no dimensionamento dos TC's e relés, obtendo assim uma operação coordenada seletiva, onde para cada relé primário há pelo menos um de retaguarda, formando pares protetores. Em seguida dois sistemas de proteção foram ajustados: um considerando relés unidirecionais e outro, relés bidirecionais. Finalmente, para os sistemas de proteção dimensionados e coordenados, os índices encontrados na literatura e os índices propostos foram calculados e comparados para um mesmo par de relés, considerando um mesmo valor de inserção de GD em diferentes pontos do sistema. Todos os indicadores se mostraram válidos para a quantificação do impacto da inserção de GD nos esquemas de proteção aplicados a SDEE, onde IDP indica a porcentagem de faltas que irá ocasionar descoordenação, IDPP indica a porcentagem de pares de relés que irá se descoordenar para cada falta, ICP mostra se a variação de ITC ocorrerá de forma lenta ou rápida, onde a variação mais veloz resultará antes em descoordenação em relação à mais lenta e ITC (%) impõe uma restrição à redução de ITC indicando se o valor de inserção irá descoordenar os pares de relés analisados, através de valores numéricos.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Relés de Sobrecorrente Direcionais de Tempo Inverso, Inserção de Geração Distribuída, Coordenação, Descoordenação, Índices de Coordenação

Abstract

The insertion of distributed power sources of low power presents new challenges in the planning and operation of distribution systems. The coordination of the protection system is a challenge which modifies as the insertion of the distributed generation grows at any point in any system. In order to verify how the coordination is altered different indicators have been proposed in literature, seeking to express numerically the effect of this insertion on the pair of relays of a coordinated protection system. The Protection Coordination Index (PCI) and the Protection Miscoordination Index (PMI) are shown as valid indicators for this analysis. The purpose of this paper is to apply these quantifiers in the protection schemes of distribution lines of radial and grid systems that use Inverse Time Overcurrent Relays. By applying these indicators, it will be possible to judge if they will provide enough information to analyze the impact of GD insertion in the SDEE, otherwise, identify if there will be limitations which can be remedied by proposing new indicators. The new indicators proposed in this paper seek to cover the limitations observed, without necessarily using the same information. To achieve this goal, distributed generators will be connected at different points in the network, and its generation capacity will be changed in an increasing way; where for each insertion value and at each point of the system, the Coordination Time Intervals (CTI) between consecutive pairs of relays will be verified, and from these values, the quantitative indicators of the impact of the GD will be calculated. For this, a distribution grid system was modeled with a purpose of obtain the required quantities in the scaling of CT's and relays, thus obtaining a selective coordinate operation, where for each primary relay there will be an extra relay, forming a protective pair. Next two protective systems were adjusted: one considering one-way relays and another, two-way relays. Finally, for the protection systems dimensioned and coordinated, the indexes found in the literature and the proposed indexes were calculated and compared to the same pair of relays, considering the same GD insertion value at different points of the system. Every indicator were valid to the quantification of the GD insertion impact in the protection schemes applied to SDEE, where IDP indicates a percentage of faults that will cause miscoordination, IDPP indicates the percentage of pairs of relays that will be miscoordinate for each fault, ICP shows wether the ITC variation will occur slowly or rapidly, where the faster variation will result in miscoordination rather than the slower one and ITC (%) imposes a restriction on ITC reduction indicating whether the insertion value will miscoordinate the pairs of relays analyzed through numerical values.

Keywords: Distributed Generation, directional inverse time overcurrent relays, insertion of distributed generation, coordination, discoordination, coordination index.

Dedico este trabalho a meus familiares e amigos.

Agradecimentos

Aqui vão meus agradecimentos a todos que contribuíram de alguma maneira para que este trabalho pudesse ter chegado ao fim de seu conteúdo.

Agradeço a minha mãe Rita Massambani Tragueta, meu pai Lauro Antônio Tragueta, minha companheira evolutiva e esposa Izabela de Paula Cabrera pelo apoio, incentivo e principalmente pelo amor incondicional.

Gostaria de agradecer especialmente ao meu orientador Edgar Manuel Carreño Franco, pela paciência e contribuição no decorrer deste trabalho.

Por fim, agradeço aos meus amigos que fazem parte do PGEEC, pelo companheirismo e apoio.

Sumário

Lista de Figuras	xv
Lista de Tabelas	xix
Lista de Siglas	xxiii
Capítulo 1 Introdução	1
1.1 Contextualização.....	1
1.2 Objetivo da Dissertação	3
1.2.1 Objetivo Geral.....	3
1.2.2 Objetivos Específicos	3
1.3 Justificativas.....	4
1.4 Estrutura da Dissertação	5
Capítulo 2	7
Proteção de Sobrecorrente aplicada a Sistemas de Distribuição	7
2.1 Introdução	7
2.2 Características Gerais dos Sistemas de Distribuição	7
2.3 Filosofia de Proteção e Dispositivos de Proteção de Sobrecorrente.....	10
2.3.1 Considerações Gerais sobre a Filosofia de Proteção	10
2.3.2 Zonas de Proteção	11
2.3.3 Dispositivos de Proteção de Sobrecorrente.....	12
2.3.4 Critério Geral para Definição dos Ajustes da Proteção de Sobrecorrente Utilizando o Relé 51 de fase.....	14
2.3.5 Coordenação e Seletividade.....	17
2.4 Relés de Sobrecorrente Uni e Bidirecionais de Tempo Inverso	18
2.5 Conclusão.....	21

Capítulo 3 **23**

Impacto da Inserção de Geração Distribuída nos Esquemas de Proteção Aplicados a Sistemas de Distribuição **23**

3.1	Introdução.....	23
3.2	Impactos da Inserção de GD em SDEE.....	25
3.2.1	Impacto da Inserção de GD no Dimensionamento dos Relés de Sobrecorrente Direcionais de Tempo Inverso	26
3.3	Análise do Impacto da Inserção de GD na Coordenação de Esquemas de Proteção Aplicados a SDEE Radiais	28
3.4	Análise do Impacto da Inserção de GD nos Esquemas de Proteção Uni e Bidirecionais Aplicados a SDEE Malhados	31
3.4.1	Impacto da Inserção de GD em Sistemas de Proteção com Relés de Sobrecorrente de Tempo Inverso Unidirecionais, Considerando um SDEE Malhado	32
3.4.2	Impacto da Inserção de GD em Sistemas de Proteção com Relés de Sobrecorrente de Tempo Inverso Bidirecionais, Considerando um SDEE Malhado.....	37

Capítulo 4 **43**

Quantificação dos impactos da Inserção de GD nos Esquemas de Proteção, Utilizando Índices de Coordenação **43**

4.1	Introdução.....	43
4.2	Índice de Descoordenação de Proteção - IDP	43
4.3	Índice de Descoordenação de Pares de Proteção - IDPP.....	45
4.4	Índice de Coordenação de Proteção - ICP	46
4.5	Variação Percentual do Intervalo de Tempo de Coordenação – Δ ITC (%)	49
4.6	Conclusões.....	50

Capítulo 5 **51**

Coordenação do Sistema de Proteção, Aplicado ao Sistema IEEE de 30 Barras, Considerando Relés de Sobrecorrente de Tempo Inverso Uni e Bidirecionais **51**

5.1	Introdução	51
5.2	Sistema de Distribuição de Energia Malhado Estudado	52
5.3	Coordenação do Sistema de Proteção de Sobrecorrente Utilizando Relés Unidirecionais	53
5.4	Coordenação do Sistema de Proteção de Sobrecorrente Utilizando Relés Bidirecionais	57
5.5	Conclusões	61

Capítulo 6 **63**

Aplicação dos Indicadores do Impacto da Inserção de GD nos Esquemas de Proteção Uni e Bidirecionais **63**

6.1	Análise do Impacto da Inserção de GD nas Barras 18 e 24 – Análise Unidirecional	63
6.1.1	Aplicação dos Indicadores IDP e IDPP para a Determinação do Impacto nos Esquemas de Proteção Unidirecionais da Inserção de GD na Barra 18	63
6.1.2	Aplicação dos Indicadores IDP e IDPP para a Determinação do Impacto nos Esquemas de Proteção Unidirecionais da Inserção de GD na Barra 24	65
6.1.3	Análise do Índice de Coordenação de Proteção e da Variação Percentual do Intervalo de Tempo de Coordenação	67
6.2	Análise do Impacto da Inserção de GD nas Barras 18 e 24 – Análise Bidirecional.....	75
6.2.1	Aplicação dos Indicadores IDP e IDPP para a Determinação do Impacto nos Esquemas de Proteção Bidirecionais da Inserção de GD na Barra 18	75
6.2.2	Aplicação dos Indicadores IDP e IDPP para a Determinação do Impacto nos Esquemas de Proteção Bidirecionais da Inserção de GD na Barra 24	77
6.2.3	Análise do Índice de Coordenação de Proteção e da Variação Percentual do Intervalo de Tempo de Coordenação	78
6.3	Conclusões	81

Capítulo 7 **83**

Conclusão **83**

7.1	Conclusões Gerais	84
7.2	Sugestões para trabalhos futuros	86
Referências Bibliográficas		87
Anexo A		91
Tabela ANSI / IEC 61850 Contendo os códigos correspondentes a cada Função de Operação de Dispositivos de Proteção.		91
Anexo B		94
Sistema de Distribuição Completo, Utilizado na simulação.		94
Apêndice A		95
Análise de Comparação dos Resultados de Dimensionamento e Coordenação entre as Proteções de Sobrecorrente Uni e Bidirecionais		95
Apêndice B		97
Análise do Impacto da Inserção de GD nas Barras 18 e 24 Através dos Indicadores ICP e ITC (%), para as Faltas onde foi Observada a Perda de Coordenação		97
Apêndice C		107
Publicação do Trabalho		107

Lista de Figuras

Figura 2.1: Diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência tradicional. Fonte: (Kagan et al. 2005).....	8
Figura 2.2: Configuração Radial Simples. Fonte: (Copel, 1999).....	9
Figura 2.3: Configuração Radial com Recurso. Fonte: (Copel, 1999).....	9
Figura 2.4: Zonas de proteção. Fonte: (Correa, 2012).....	12
Figura 2.5: Curva A – Moderadamente Inversa; B – Muito Inversa; C – Extremamente Inversa. Fonte: (IEC 60255-3, 1989).....	13
Figura 2.6: Curvas de característica muito inversa para diferentes valores do multiplicador de tempo, TDS. Fonte: Adaptado de (IEC 60255-3, 1989).....	14
Figura 2.7: Conexão de relés de sobrecorrente, instantâneos (50) e temporizados (51), de fase e de neutro, através de TC's, atuando sobre o disjuntor (52).....	15
Figura 2.8: Zonas de proteção no esquema seletivo. Fonte: Adaptado de (Ferreira, 2013).	17
Figura 2.9: Zonas de proteção no esquema coordenado. Fonte: Adaptado de (Ferreira, 2013).	17
Figura 2.10: Proteção realizada por relés de sobrecorrente unidirecionais. Fonte: (Zeineldin <i>et al.</i> 2015).....	19
Figura 2.11: Curva característica de operação do relé de sobrecorrente unidirecional de tempo inverso. Fonte: Autor.....	19
Figura 2.12: Proteção realizada por relés bidirecionais. Fonte: (Zeineldin <i>et al.</i> 2015)	20
Figura 2.13: Curva característica de operação do RSTI Bidirecional. Fonte: Autor.....	20
Figura 3.1: Limites de dimensionamento do relé de sobrecorrente. Fonte: Autor.....	27
Figura 3.2: Novos limites de operação do relé de sobrecorrente, para uma redução do carregamento e aumento das componentes de curto-circuito. Fonte: Autor	27
Figura 3.3: Sistema radial para análise de casos da coordenação entre relés. Fonte: adaptado de Pholborisut <i>et al.</i> (2011).	28
Figura 3.4: Exemplo de coordenação entre dois RSDTI operando com a mesma corrente de atuação mínima sem a presença de GD. Fonte: Autor	30
Figura 3.5: Exemplo de coordenação entre dois RSDTI operando com correntes de atuação mínima distintas. Fonte: Autor	30
Figura 3.6: Exemplo de coordenação entre dois RSDTI operando com a mesma corrente de atuação mínima acrescida pela inserção de GD	31

Figura 3.7: SDEE malhado para análise do impacto da inserção de GD, considerando relés unidirecionais. Fonte: adaptado de Zeineldin, 2015.....	32
Figura 3.8: Circuito equivalente para falta no ponto A, considerando apenas o gerador de alimentação.....	33
Figura 3.9: Circuito equivalente para falta no ponto B, considerando apenas o gerador de alimentação.....	33
Figura 3.10: Circuito equivalente para falta no ponto C, considerando apenas o gerador de alimentação.....	33
Figura 3.11: Exemplo de coordenação entre dois RSDTI operando com a mesma corrente de atuação mínima sem a presença de GD. Fonte: Autor	35
Figura 3.12: Novos pontos de operação dos relés, onde a inserção de GD gera o mesmo impacto no par de coordenação	36
Figura 3.13: Novos pontos de operação dos relés, onde a inserção de GD gera diferentes impactos nos dispositivos primários e secundários	37
Figura 3.14: SDEE malhado para análise do impacto da inserção de GD, considerando relés bidirecionais.....	38
Figura 3.15: Pontos de operação utilizando dispositivos de proteção bidirecionais sem a presença de GD.....	39
Figura 3.16: Pontos de operação utilizando dispositivos de proteção bidirecionais com a presença de GD.....	41
Figura 4.1: Procedimento de estudo para cálculo de IDP. Fonte: (Pholborisut <i>et al</i> , 2011).....	44
Figura 4.2: Procedimento de estudo para cálculo de ICP. Fonte: (Zeineldin <i>et al</i> , 2013).....	47
Figura 5.1: Sistema de distribuição utilizado para simulação, com as proteções alocadas.....	52
Figura 6.1: Valores de ITC (%) para inserção de GD nas barras 18 e 24 para o par de relés R31-R23.....	70
Figura 6.2: Valores de ICP para inserção de GD nas barras 18 e 24 para o par de relés R31-R23	70
Figura 6.3: Valores de ITC (%) para inserção de GD nas barras 18 e 24 para o par de relés R32-R29.....	71
Figura 6.4: Valores de ICP para inserção de GD nas barras 18 e 24 para o par de relés R32-R29	72
Figura 6.5: Valores de ITC (%) para inserção de GD nas barras 18 e 24 para o par de relés R32-R33.....	73

Figura 6.6: Valores de ITC (%) para inserção de GD nas barras 18 e 24 para o par de relés R32-R36.....	74
Figura 6.7: Valores de ICP para inserção de GD nas barras 18 e 24 para o par de relés R32-R36	75
Figura 6.8: Valores de ITC (%) para inserção de GD nas barras 18 e 24 para o par de relés R49-R34.....	80
Figura 6.9: Valores de ICP para inserção de GD nas barras 18 e 24 para o par de relés R49-R34	81

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Constantes A e B para cada característica. Fonte: (IEC 60255-3, 1989)	13
Tabela 3.1: Corrente de falta vista por cada relé para diferentes casos	29
Tabela 3.2: Corrente de falta vista por cada relé para diferentes faltas, sem a presença de GD	34
Tabela 3.3: Corrente de falta vista em cada relé para diferentes faltas, com a GD1 conectada, em função das correntes da Subestação e do Gerador Distribuído.....	35
Tabela 3.4: Corrente de falta vista em cada relé para diferentes faltas, com a GD1 conectada, em função da corrente da Subestação.....	36
Tabela 3.5: Corrente de falta vista EM cada relé bidirecional para diferentes faltas, sem a presença de GD.....	38
Tabela 3.6: Corrente de falta vista em cada relé bidirecional para diferentes faltas, com a GD1 conectada, em função das correntes da subestação e do gerador distribuído	40
Tabela 3.7: Corrente de falta vista em cada relé bidirecional para diferentes faltas, com GD1 conectada, em função da corrente da subestação	40
Tabela 5.1: Localização das faltas e indicação de relés unidirecionais primários, com seus respectivos secundários e faixa de atuação.....	54
Tabela 5.2: Valores de dimensionamento de corrente de atuação mínima e tempo de atraso para os relés de sobrecorrente unidirecionais	55
Tabela 5.3: Tempos de operação dos relés primários e respectivos secundários, para as faltas de 11 até 21.....	56
Tabela 5.4: Tempos de operação dos relés primários e respectivos secundários, para as faltas de 22 e 24 até a 31	57
Tabela 5.5: Localização das faltas e indicação de relés bidirecionais primários, com seus respectivos secundários e faixa de atuação.....	58
Tabela 5.6: Valores de dimensionamento de corrente de atuação mínima e tempo de atraso ..	59
Tabela 5.7: Tempos de operação dos relés primários e secundários. Faltas de 11 até 21	60
Tabela 5.8: Tempos de operação dos relés primários e respectivos secundários. Faltas de 22 e 24 até 31.....	61
Tabela 6.1: Valores do IDP com inserção de GD na barra 18.....	64
Tabela 6.2: Valores de IDPP com inserção de GD na barra 18.....	64
Tabela 6.3: Valores do IDP com inserção de GD na barra 24.....	65

Tabela 6.4: Valores de Índice de IDPP com inserção de GD na barra 24.....	66
Tabela 6.5: Relação de pares de relés afetados pela inserção de GD.....	67
Tabela 6.6: Valores limite de ITC (%). Faltas de 11 até 23 e 25	68
Tabela 6.7: Valores limite de ITC (%). Faltas de 26, 27, 28 e 29	69
Tabela 6.8: Comparação entre os valores de ICP e ITC (%) para inserção de GD na Barra 18, para o par de relés R31 – R23.....	69
Tabela 6.9: Comparação entre os valores de ICP e ITC (%) para inserção de GD na Barra 24, para o par de relés R31 – R23.....	69
Tabela 6.10: Valores de ICP e ITC (%) para inserção de GD na Barra 18, para o par de relés R32 – R29.....	71
Tabela 6.11: Valores de ICP e ITC (%) para inserção de GD na Barra 24, para o par de relés R32 – R29.....	71
Tabela 6.12: Valores de ICP e ITC (%) para inserção de GD na Barra 18, para o par de relés R32 – R33.....	72
Tabela 6.13: Valores de ICP e ITC (%) para inserção de GD na Barra 24, para o par de relés R32 – R33.....	72
Tabela 6.14: Valores de ICP e ITC (%) para inserção de GD na Barra 18, para o par R32 – R36	73
Tabela 6.15: Valores de ICP e ITC (%) para inserção de GD na Barra 24, para o par R32 – R36	74
Tabela 6.16: Valores do IDP com inserção de GD na barra 18.....	76
Tabela 6.17: Valores de IDPP com inserção de GD na barra 18.....	76
Tabela 6.18: Comparação dos valores do IDP para dispositivos uni e bidirecionais com inserção de GD na barra 18.....	76
Tabela 6.19: Comparação dos valores de IDPP com inserção de GD na barra 18.....	76
Tabela 6.20: Valores do IDP com inserção de GD na barra 24.....	77
Tabela 6.21: Valores de IDPP com inserção de GD na barra 24.....	77
Tabela 6.22: Comparação dos valores do IDP com inserção de GD na barra 24.....	78
Tabela 6.23: Comparação dos valores de IDPP com inserção de GD na barra 24.....	78
Tabela 6.24: Relação de pares de relés afetados pela inserção de GD.....	78
Tabela 6.25: Valores limite de ITC (%)	79
Tabela 6.26: Valores de ICP e ITC (%) para inserção de GD na Barra 18, para o par de relés R32 – R35.....	80

Tabela 6.27: Valores de ICP e ITC (%) para inserção de GD na Barra 24, para o par de relés R32 - 35	80
Tabela 0.1: Valores de ICP e ITC (%) para inserção de GD na Barra 18	100

Lista de Símbolos

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
CC	Corrente Contínua
GD	Geração Distribuída
ICP	Índice de Coordenação de Proteção
IDP	Índice de Descoordenação de Proteção
IDPP	Índice de Descoordenação de Pares de Proteção
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
If, GD	Corrente de falta da Geração Distribuída
If, Sub	Corrente de falta da subestação
ITC	Intervalo de Tempo de Coordenação
NA	Normalmente Aberto
NF	Normalmente Fechado
PCI	<i>Protection Coordination Index</i>
PMI	<i>Protection Miscoordination Index</i>
PQ	Potências Ativa e Reativa Constantes
RSDTI	Relés de Sobrecorrente Direcionais de Tempo Inverso
RTC	Razão de Transformação de Corrente
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
TC	Transformador de Corrente
TDS	<i>Time Dial Settings</i>
VBA	<i>Visual Basic Application</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização

O objetivo deste trabalho é verificar a eficácia de indicadores quantitativos do impacto da inserção de GD nos esquemas de proteção de sobrecorrente direcionais de tempo inverso, aplicando as respectivas metodologias para a identificação de suas limitações, visando, a partir disso, propor novos índices que cubram as restrições encontradas. Além do sistema de proteção, para que a interconexão de GD ocorra de forma racional, devem ser considerados problemas como: o acesso dos geradores ao sistema, critérios de conexão, controle e qualidade de energia (Borbely & Kreider. 2001; ANEEL, 2012; ANEEL, 2015).

O acesso ao sistema de distribuição é regulamentado por ANEEL (2012), que tem como objetivo definir os critérios técnicos e operacionais, requisitos de projetos e as documentações relevantes do empreendimento, do ponto de vista elétrico. Nesta norma podem ser encontradas informações referentes ao acesso, divididas em: etapas para viabilização; consulta; solicitações; pareceres técnicos e critérios de menor custo global. Segundo Ferreira (2013), a modelagem da operação em regime permanente deve considerar como a GD é representada para a análise fluxo de potência. Neste caso deve-se saber se o gerador a ser conectado é síncrono, assíncrono, ou CC, normalmente conectados através de conversores estáticos. Geradores síncronos, que por sua vez podem operar como uma fonte de potência ou tensão constante, serão utilizados neste trabalho operando no modo PQ (com potências ativa e reativa constantes), sendo este o modelo mais utilizado na modelagem de geradores distribuídos de pequeno e médio porte (Ferreira, 2013).

No Brasil, a qualidade do fornecimento da energia foi regulamentada pela norma ANEEL (2015), cujo objetivo é estabelecer os procedimentos padrão que garantam a qualidade do produto e qualidade do serviço prestado. O problema do impacto da inserção de GD no SDEE está diretamente associado a qualidade do produto, onde o módulo da ANEEL (2015), é responsável por definir a terminologia, caracterizar os fenômenos e valores de referência relativos a conformidade de tensão em regime permanente. De forma geral, neste documento são abordadas características como: tensão em regime permanente, fator de potência,

harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão de curta duração e variação de frequência. Muitos destes problemas estão associados a situações adversas, relacionadas a situações onde alguma perturbação ocorre no sistema, como por exemplo, um curto-circuito. Dispositivos de proteção neste caso, devem prevenir que as grandezas acima citadas, ultrapassem valores pré-determinados, detectando as variações provenientes da falha. O mau funcionamento do sistema de proteção, irá alterar a qualidade da energia disponível ao consumidor, levando todo o sistema a operar fora dos padrões estabelecidos.

Deste modo, para que se alcance todos os requisitos de acesso e qualidade de fornecimento, a avaliação de como o sistema de proteção será afetado pela conexão de um novo gerador se mostra como um novo reto no problema de planejamento e expansão de um SDEE. Este reto implicou no surgimento, na literatura, de indicadores com capacidade de expressar de forma numérica, o impacto causado pela GD nos esquemas de proteção. Um destes indicadores, proposto no trabalho de Pholborisut *et al* (2011) mostra que altos níveis de inserção de GD acarretam em maiores chances de que haja descoordenação do sistema de proteção em algum ponto, levando o índice a valores que mostraram esta ocorrência. Este quantificador, quando aplicado a um SDEE na presença de GD, mostra quais as faltas irão resultar em descoordenação, considerando um número finito de faltas aplicadas. No entanto, para uma mesma falta, podem aparecer mais de um par de relés se descoordenando, visto que, cada falta terá pelo menos dois pares de relés protetores. Neste ponto, este indicador apresenta limitação, já que não informa se há mais de um par de relés se descoordenando.

Outro quantificador foi identificado no trabalho de Zeineldin, *et al.* (2013). Este indicador relaciona o valor de GD inserido com a variação do Intervalo de Tempo de Coordenação de relés consecutivos. Mesmo considerando um maior número de informações em sua determinação, este índice não irá impor nenhuma restrição numérica ao problema, não sendo possível determinar, apenas com seu valor, se o montante de inserção de GD irá de fato resultar em descoordenação de algum par de relés. No entanto, este indicador mostra, através de seu valor, se ITC irá variar, para mais ou para menos, e se esta variação ocorrerá de forma rápida ou lenta. Neste caso, quanto maior o valor deste indicador, mais lenta é a variação de ITC, para o par de relés considerado.

Considerando que diferentes metodologias fornecem informações similares para o planejamento da expansão quantificando o impacto da inserção de GD nos sistemas de proteção, foram realizados testes para determinar qual a eficácia destes indicadores. Visto que ambos os indicadores encontrados na literatura apresentam limitações, visando contribuir com a área de pesquisa, através deste trabalho, são propostos dois novos indicadores que cobrem as deficiências apontadas, com o objetivo de se determinar quais são os pares de relés que se descoordenaram para um determinado valor de inserção e também impor uma restrição numérica que quando ultrapassada, indica a descoordenação do par de proteção.

Os testes são realizados no sistema do *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE) 30 barras, particularmente em situações onde geradores distribuídos são conectados.

São considerados relés de sobrecorrente de tempo inverso, uni e bidirecionais, onde a análise do impacto da inserção de GD, avaliada através de indicadores, é realizada sobre dois esquemas de proteção distintos, aplicados ao mesmo sistema de distribuição. São apontadas todas as limitações de cada indicador encontrados na literatura, e são discutidas as vantagens da utilização dos índices propostos.

1.2 Objetivo da Dissertação

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é verificar a eficácia de quantificadores do impacto da inserção de Geração Distribuída na coordenação dos esquemas de proteção de linhas de distribuição de sistemas radiais e malhados que utilizem Relés de Sobrecorrente Direcionais de Tempo Inverso. A verificação de eficácia possibilita a observação das restrições destes indicadores, visando propor novos indicadores que possam servir de complemento aos encontrados na literatura, cobrindo suas limitações. Para alcançar este objetivo, geradores distribuídos são conectados em diferentes pontos da rede, e sua capacidade de geração alterada de forma crescente. Para cada valor de inserção e em cada ponto do sistema, são verificados os Intervalos de Tempo de Coordenação (ITC) entre pares de relés consecutivos, e a partir destes valores, os indicadores quantitativos de impacto da inserção de GD calculados. Estes índices são comparados para um mesmo par de relés, considerando um mesmo valor de inserção de GD em diferentes pontos do sistema.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Identificar, na literatura, quantificadores do impacto da inserção de GD nos esquemas de proteção aplicados a sistemas de distribuição;
- Identificar quais são os dispositivos de proteção usualmente utilizados na literatura, e quais são as grandezas necessárias para seus dimensionamentos e ajustes, assim como metodologias para estes fins;
- Identificar quais são as ferramentas computacionais que melhor se adequam para a modelagem e simulação de SDEE's, visando a extração das grandezas levantadas no item anterior;
- Identificar qual é a melhor ferramenta computacional, do ponto de vista prático, para fazer a aquisição e o processamento das informações obtidas através da simulação;
- Dimensionar os dispositivos de proteção e coordenar o sistema de proteção sem a presença de GD;

- Obter os valores dos quantificadores do impacto de inserção de GD nos esquemas de proteção para valores crescentes de inserção, em diferentes pontos do sistema;
- Comparar os valores obtidos dos índices de coordenação para os mesmos pares de relés, considerando mesmos níveis de GD conectados em pontos distintos do SDEE.

1.3 Justificativas

Muitos trabalhos tratam do impacto causado pela GD nos esquemas de proteção aplicados a sistemas de distribuição, mostrando como a presença de um novo gerador afeta a operação de Relés de Sobrecorrente Direcionais. Em sua maioria, a análise é realizada pela comparação do estado de coordenação inicial, sobre o sistema de proteção sem a presença da GD com o novo estado de coordenação obtido para o mesmo sistema com o novo gerador previamente alocado. De fato, estes resultados não apontam se há ou não a perda de coordenação do sistema de proteção através da inserção de GD, só apontam a diferença entre os tempos de atuação para uma situação ou outra.

Em Chaitusaney & Yokoyama. (2006), é analisado o impacto da inserção de GD na reabilitação do sistema, e seus respectivos indicadores e para isto foi necessário analisar o sistema de proteção, considerando a possibilidade de perda de coordenação. Este autor afirma que a conexão de GD, utilizada como uma geração de emergência pode melhorar a capacidade de reabilitação de um sistema de distribuição. Porém se esta medida pode resultar na descoordenação do sistema de proteção, por menor que seja, haverá uma degradação dos indicadores de reabilitação, abordados em seu trabalho.

No trabalho de de Brito *et al.* (2004), são analisadas as mesmas faltas para um mesmo SDEE sem a presença de GD e para diferentes valores de inserção. Foi observado um aumento nos níveis de curto-circuito para níveis crescentes de inserção. Neste caso, foi realizado um novo dimensionamento do sistema de proteção, considerando as alterações observadas nos componentes de curto-circuito. Isso indica que há sim alteração nos ajustes dos dispositivos de proteção.

Outros trabalhos que apontam para as alterações no sistema de proteção pelo acréscimo da inserção de GD são os trabalhos de Lidula & Kodikara. (2015 e Mashau *et al.* (2011). Nestes artigos a análise foi realizada em SDEE radiais. O primeiro trabalho conclui que violações na coordenação entre dispositivos de proteção consecutivos ocorrem, à medida que os níveis de inserção crescem. O segundo trabalho realiza a mesma análise e mostra que os tempos de atuação dos dispositivos de sobrecorrente diminuem, o que pode resultar em violação do intervalo de tempo de coordenação levando a descoordenação entre os dispositivos.

Neste sentido, torna-se necessário a identificação de metodologias que possam avaliar os impactos da inserção de GD nos esquemas de proteção de forma numérica, visando definir se há ou não a necessidade de se alterar o sistema de proteção, seja do ponto de vista de ajuste de

dispositivos, ou até a substituição dos mesmos, se for o caso. Pôde-se identificar na literatura, quantificadores deste impacto. O *Protection Coordination Index* (PCI) (Zeineldin *et al.* 2013), que neste trabalho é chamado de Índice de Coordenação de Proteção (ICP) e o *Protection Miscoordination Index* (PMI) (Pholborisut *et al.* 2011), que neste trabalho é chamado de Índice de Descoordenação de Proteção (IDP) se mostram como dois indicativos válidos para a análise do desempenho de um sistema de proteção já coordenado, na presença de GD. Ambos os indicadores fornecem informações relevantes na quantificação deste impacto, mas podem apresentar limitações. O IDP visa a obtenção da probabilidade de uma falta ocasionar descoordenação do sistema de proteção na presença de GD, considerando um número finito de faltas. O ICP relaciona o nível de inserção de GD em determinado ponto do sistema com o intervalo de tempo de coordenação entre relés consecutivos. Porém, com indicado, ambos possuem limitações, incluindo a não fixação de limites de variação dos próprios índices. Neste caso, são realizados testes, com o objetivo de se identificar as limitações dos indicadores, e visando suprir estas limitações, este trabalho propõe dois novos quantificadores numéricos do impacto da inserção de GD nos esquemas de proteção.

1.4 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está dividida em seis capítulos, incluindo este no qual é contextualizado e definido o problema de pesquisa e são colocados os objetivos.

O segundo capítulo descreve de forma breve as principais características dos sistemas de distribuição brasileiros, define conceitos básicos da filosofia de proteção e descreve as principais características de operação dos relés de sobrecorrente direcionais de tempo inverso e sua metodologia de dimensionamento.

O terceiro capítulo faz uma análise de como a inserção de GD irá impactar os esquemas de proteção de sobrecorrente uni e bidirecionais aplicados às topologias radial e malhada. Neste capítulo são apresentados os indicadores deste impacto e suas respectivas metodologias.

O quarto capítulo apresenta os resultados do dimensionamento e da coordenação de dois sistemas de proteção aplicados ao mesmo sistema de distribuição: sistema de proteção utilizando relés de sobrecorrente uni e bidirecionais. São apresentados os valores de corrente mínima de atuação e tempo de atraso para ajuste de cada relé e os intervalos de tempo de coordenação para os pares de relés.

O quinto capítulo expõe os resultados dos indicadores com objetivo de avaliar o impacto da inserção de GD em ambos os esquemas de proteção.

O sexto capítulo traz as conclusões do presente trabalho e aponta as sugestões para trabalhos futuros.

Na sequência do capítulo 6, é apresentado em Anexo a tabela ANSI, contendo o número das funções definidos para cada função de dispositivos de proteção.

Por fim, têm-se os Apêndices. No Apêndice A, é realizada uma comparação entre os valores dos tempos de atuação de relés primários, para dois sistemas de proteção distintos: um considerando relés de sobrecorrente de tempo inverso e outro com relés de sobrecorrente direcionais de tempo inverso bidirecionais. O Apêndice B apresenta os resultados referentes aos pares de proteção cuja a coordenação foi perdida, considerando a inserção de GD, que não foram abordados no capítulo 5. No Apêndice C é apresentado o artigo publicado sobre o tema da dissertação durante a elaboração deste trabalho.

Capítulo 2

Proteção de Sobrecorrente aplicada a Sistemas de Distribuição

2.1 Introdução

No estudo de sistemas de proteção aplicados a sistemas de distribuição, é essencial saber como as perturbações e anomalias de funcionamento do SDEE afetam este conjunto. Neste caso deve-se conhecer também, as principais características dos sistemas de distribuição; como são divididos e classificados, as principais topologias empregadas, níveis de tensão e os tipos de carregamento que o caracterizam.

Este capítulo tem como objetivo apresentar as principais características das redes de distribuição de energia elétrica e quais são os dispositivos protetores usualmente aplicados a estas redes e conceitos e definições, consolidados e mais recentes da filosofia de proteção.

De forma mais detalhada, a seção 2.2 apresenta as características gerais dos sistemas de distribuição. Na seção 2.3 são apresentadas as definições gerais da filosofia de proteção e os dispositivos de sobrecorrente comumente utilizados para a proteção das redes de distribuição, destacando: qual é o melhor dispositivo a ser utilizado de acordo com a literatura. Nesta seção também pode ser encontrada a metodologia para o dimensionamento dos dispositivos e como são aplicadas as políticas de coordenação e seletividade. Por fim, a seção 2.4 aborda um novo paradigma para os esquemas de proteção, a utilização de relés de sobrecorrente bidirecionais de tempo inverso.

2.2 Características Gerais dos Sistemas de Distribuição

Segundo Kagan *et al.* (2005) e Montemezzo (2016), os sistemas elétricos de potência são subdivididos em três grandes blocos:

- Geração: bloco responsável pela conversão de alguma energia que não seja elétrica em energia elétrica, fazendo acoplamento eletromecânico;
- Transmissão: tem a função de transportar a energia elétrica desde os centros de geração até os de consumo;
- Distribuição: entrega aos consumidores a energia elétrica proveniente dos respectivos sistemas de transmissão.

A Figura 2.1 apresenta a divisão do Sistema Elétrico de Potência de forma mais detalhada, subdividida dentro de cada grande bloco descrito acima, onde os sistemas de transmissão, subtransmissão, distribuições primárias e secundárias podem alimentar consumidores dentro de seus respectivos níveis de tensão usuais (Kagan *et al.*, 2005).

O foco deste trabalho está no sistema de distribuição que compreende o estágio final do processo de transferência de carga. Pela Figura 2.1, pode-se observar que as redes de distribuição incluem as redes desde o nível de tensão de subtransmissão até o nível de distribuição secundária, passando pela distribuição primária.

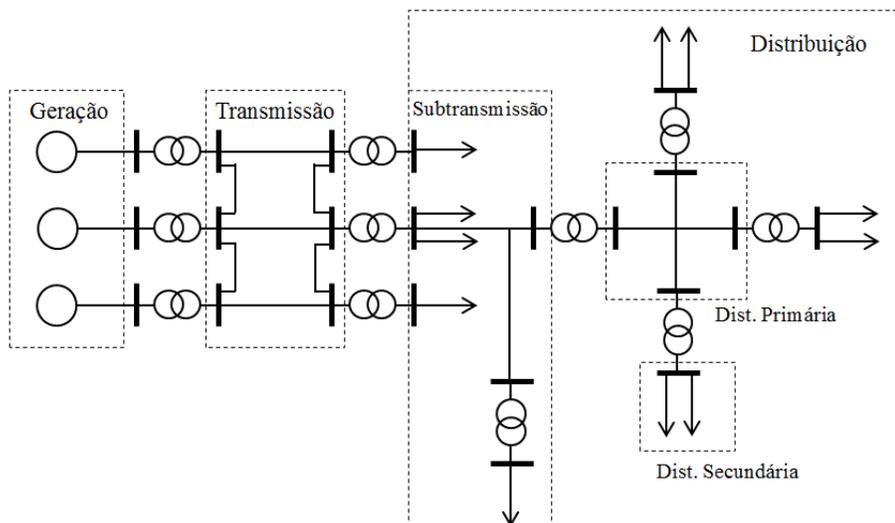


Figura 2.1: Diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência tradicional. Fonte: (Kagan *et al.* 2005)

O sistema de subtransmissão tem como função a captação, em larga escala, da energia elétrica das subestações de subtransmissão e transferência desta energia para as subestações de distribuição (Kagan *et al.*, 2005). Segundo a nota técnica sobre padronização das tensões, na subtransmissão, as tensões nominais padronizadas são: 138; 69; 34,5 e 13,8 kV. Já para a distribuição primária, os níveis de tensão usuais são: 34,5 e 13,8 kV. Para a distribuição secundária em redes públicas, os níveis de tensão podem ser divididos em redes trifásicas, com tensões nominais: 380/220 e 220/127 V e redes monofásicas com tensões nominais: 440/220 e 254/127 V (ANEEL, 2013).

Os sistemas de distribuição primário e secundário podem operar de formas distintas sendo que a topologia empregada pode ser definida tanto em função do grau de confiabilidade adotado no projeto como pelos limites econômicos fixados na implantação e/ou expansão do sistema e também pela importância ou localidade da carga a ser atendida. Normalmente são utilizadas as configurações radial simples ou radial com recurso que pode ser configurada para operar como um sistema malhado (COPEL, 1999).

Por ser a mais simples do ponto de vista construtivo e também mais econômico devido ao menor número de interligações, a topologia radial é a mais utilizada. Nesta configuração, o fluxo de potência ocorre em apenas um sentido, com trajeto único, entre fonte e carga, Figura 2.2. Além disso, em alguns casos, devido às cargas de um circuito e outro estarem distantes umas das outras, o estabelecimento de interligações entre estes circuitos se torna inviável do ponto de vista econômico impondo a utilização de redes radiais. (COPEL, 1999).

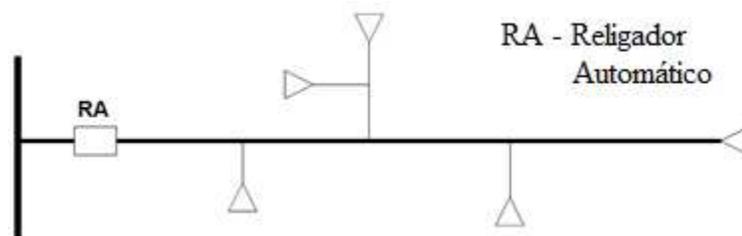


Figura 2.2: Configuração Radial Simples. Fonte: (Copel, 1999)

Na configuração radial com recurso, a ideia é que uma possível perda de um dos circuitos de distribuição ou alimentação não interrompa o fornecimento de energia aos consumidores, ou seja, é possível que haja a transferência de carga entre alimentadores. Nesta configuração, o fluxo de potência pode fluir por diferentes trajetos até as cargas do sistema, conforme a lógica empregada pela utilização de chaves Normalmente Abertas (NA), Figura 2.3.

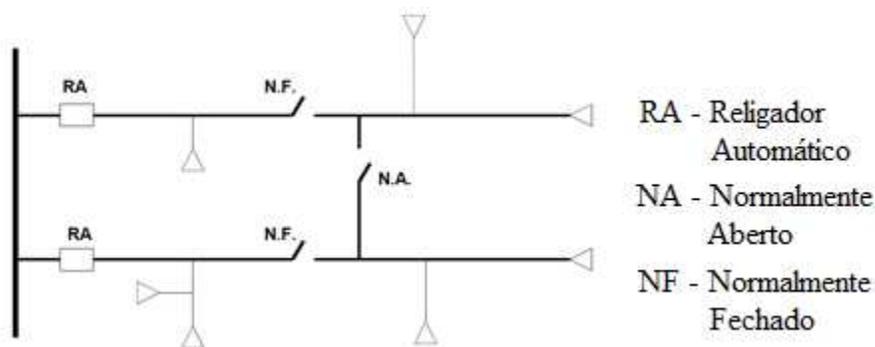


Figura 2.3: Configuração Radial com Recurso. Fonte: (Copel, 1999).

Por apresentar maior versatilidade quanto ao fornecimento, e maior confiabilidade, o circuito radial com recurso é utilizado em áreas com alta densidade de carga ou cargas que

necessitem de maior grau de confiabilidade como: hospitais, centrais com servidores de armazenamento de informações e similares (Copel, 1999).

2.3 Filosofia de Proteção e Dispositivos de Proteção de Sobrecorrente

2.3.1 Considerações Gerais sobre a Filosofia de Proteção

Um sistema de proteção pode ser definido como um conjunto de técnicas de seleção, dimensionamento, ajuste e aplicação dos dispositivos de proteção, de forma que estes equipamentos se relacionem uns com os outros visando uma operação coordenada. A coordenação visa, em caso da operação anormal do circuito a ser protegido, isolar e remover o defeito, sem que as partes fora da região sujeita a falha sejam afetadas (Giguer, 1988).

Segundo Caminha (1977), para que os impactos provenientes de perturbações sejam minimizados, o sistema de proteção deve garantir a continuidade do fornecimento de energia e assegurar que a integridade física da rede seja mantida, ou pelo menos, que o impacto sobre a mesma seja o mais reduzido possível, onde equipamentos distintos identifiquem situações anormais de funcionamento do conjunto interconectado, como por exemplo curto-circuitos. Em outras palavras, o sistema de proteção deve isolar a menor parte possível da rede no caso de curto-circuito, ou isolar o defeito tão próximo quanto possível de sua origem, num tempo mínimo, a fim de tornar mínima a degradação nos condutores e equipamentos afetados.

Defeitos como curto-circuitos são comuns no sistema elétrico e podem ocorrer de formas distintas como: trifásico-terra; fase-fase (bifásico); bifásico-terra e fase-terra. De acordo com Caminha (1977), curtos-circuitos são responsáveis por 95% dos casos totais de falhas, sendo que 85% são do tipo fase-terra.

A função de detectar níveis altos de corrente é atribuída a proteções de sobrecorrente, que podem ser direcionais ou não, onde a principal diferença entre estas características é que enquanto o segundo dispositivo considera apenas a amplitude, a proteção de sobrecorrente direcional considera amplitude e ângulo da corrente de falta, sendo capaz de distinguir sua direção. Para que as operações destes dispositivos apresentem segurança de serviço, um bom tempo de restabelecimento e confiabilidade, para qualquer que seja a taxa de falhas dentro da região a ser protegida, é necessário que sejam atendidos requisitos de velocidade, simplicidade, sensibilidade e segurança onde os conceitos de zonas de proteção, proteção primária e retaguarda estejam corretamente definidos (Eletrobrás, 1982; Correa, 2012).

2.3.2 Zonas de Proteção

Para uma maior compreensão do conceito de Zona de Proteção, é necessário que alguns conceitos fundamentais da filosofia da proteção sejam assimilados. Podem ser destacados a seguir: (Eletrobrás, 1982; Vicentini, 2003; Correa, 2012; Ferreira, 2013).

- Seletividade: A proteção de sobrecorrente deve isolar a menor porção possível do circuito, visando a continuidade do fornecimento de energia para as demais partes do sistema;
- Coordenação: A operação dos dispositivos de proteção deve ocorrer de forma coordenada, obedecendo uma sequência lógica de atuação entre os dispositivos e mantendo-se uma diferença de tempo de operação entre os dispositivos primário e secundário, mantendo a seletividade;
- Dispositivo protetor ou primário: Proteção de sobrecorrente localizado imediatamente antes do ponto de curto-circuito;
- Dispositivo protegido, de retaguarda ou secundário: Proteção de sobrecorrente localizado imediatamente a montante do dispositivo primário;
- Rapidez: Visando a manutenção da integridade física dos condutores e equipamentos, as sobrecorrentes devem ser extintas no menor tempo possível;
- Operação Normal: Na inexistência de um curto-circuito, as proteções de sobrecorrente não devem atuar;
- Sensibilidade: A proteção deve identificar as condições de operação normal sendo suficientemente sensível ao menor valor de grandeza capaz de fazê-la operar;
- Segurança: O sistema de proteção não deve atuar para operação normal e não deve falhar em caso de uma falta;
- Economia: A implantação do sistema de proteção de sobrecorrente deve ser viável economicamente, portanto a alocação deve ser realizada de forma racional;
- Alocação: compreende a distribuição pelo posicionamento estratégico dos dispositivos ao longo da rede;
- Falta temporária: Ocorrência de falta durante um curto intervalo de tempo e cuja extinção ocorre de forma natural, ou sem a intervenção de equipe de manutenção;

- Falta permanente: Interrupção classificada como não temporária ou programada que normalmente necessita de intervenção de equipe de manutenção para seu restabelecimento;
- Tempo de restabelecimento: Intervalo de tempo desde a retirada da porção do sistema afetada pela proteção, até o novo fechamento dos contatos do dispositivo de proteção.

Assim, a zona de proteção pode ser definida como parte de um circuito, protegida por um ou mais dispositivos de proteção, onde, na existência de mais de um dispositivo, apenas um se encarregará da proteção primária e os demais cuidarão da proteção secundária. Ainda, a zona de proteção compreende toda a região onde a ocorrência de uma falta irá sensibilizar o dispositivo de proteção (Ferreira, 2013). A Figura 2.4 ilustra as zonas de proteção referentes às linhas de transmissão.

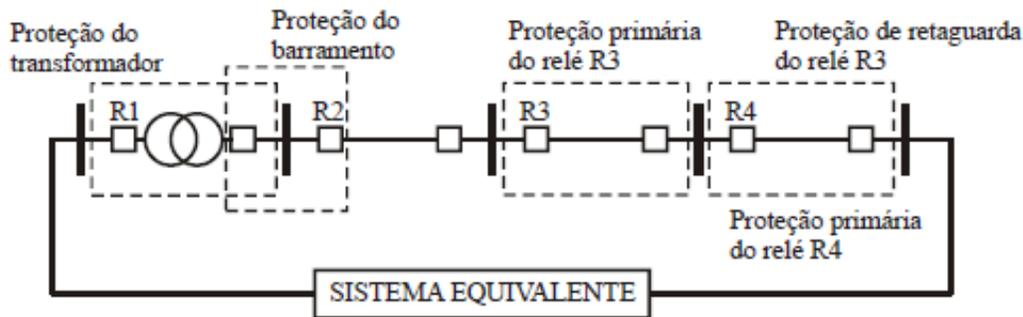


Figura 2.4: Zonas de proteção. Fonte: (Correa, 2012).

2.3.3 Dispositivos de Proteção de Sobrecorrente

São dispositivos cuja principal função é detectar correntes excessivas em sua zona de proteção proveniente de faltas e interrompê-las até que sejam eliminadas. Usualmente, no sistema elétrico brasileiro, são utilizados os seguintes equipamentos de proteção: chaves-fusíveis / elos fusíveis; disjuntores, relés; religadores e seccionadores (ELEKTRO, 2014).

Dispositivos micro processados como relés e religadores automáticos operam de forma similar e em ampla faixa dentro de sua característica tempo-corrente. Em sistemas de potência onde a ocorrência de uma falta pode gerar fluxo de corrente em diferentes sentidos, a utilização de relés capazes de identificar este sentido é vantajosa (Zeineldin, *et al.* 2015). Neste trabalho são adotados os relés de sobrecorrente de tempo inverso (função 51), com religamento automático (função 79) associadas à função de sobrecorrente direcional (67).

O tempo de operação para um relé de sobrecorrente direcional de tempo inverso é uma função inversamente proporcional ao quadrado da corrente de curto circuito que flui sobre ele, e foi definida em (IEC 60255-3, 1989; IEEE Standard, 1996) como:

$$t_R^{51}(I) = \left(\frac{A}{(I/I_R^{51})^P - 1} + B \right) * t_R^{D51} \quad (2.1)$$

Onde t_R^{51} representa o tempo de operação, t_R^{D51} representa o *Time Dial Settings* - TDS, ambos em segundos, I_R^{51} é a corrente mínima de atuação do relé, I é a corrente de curto-circuito vista pelo relé e os termos A , B e P são constantes adimensionais fornecidos na Tabela 2.1. A corrente mínima de atuação e o tempo de atraso TDS são definidos no dimensionamento do relé e possuem ajuste independente um do outro (Sguaçabia, 2015).

Tabela 2.1: Constantes A e B para cada característica. Fonte: (IEC 60255-3, 1989)

Tipo de Curva	A	P	B
A	0,14	0,02	0
B	13,5	1,0	0
C	80	2,0	0

A Figura 2.5 ilustra o comportamento do tempo de operação de um relé de sobrecorrente com característica inversa para as três características disponíveis na Tabela 2.1.

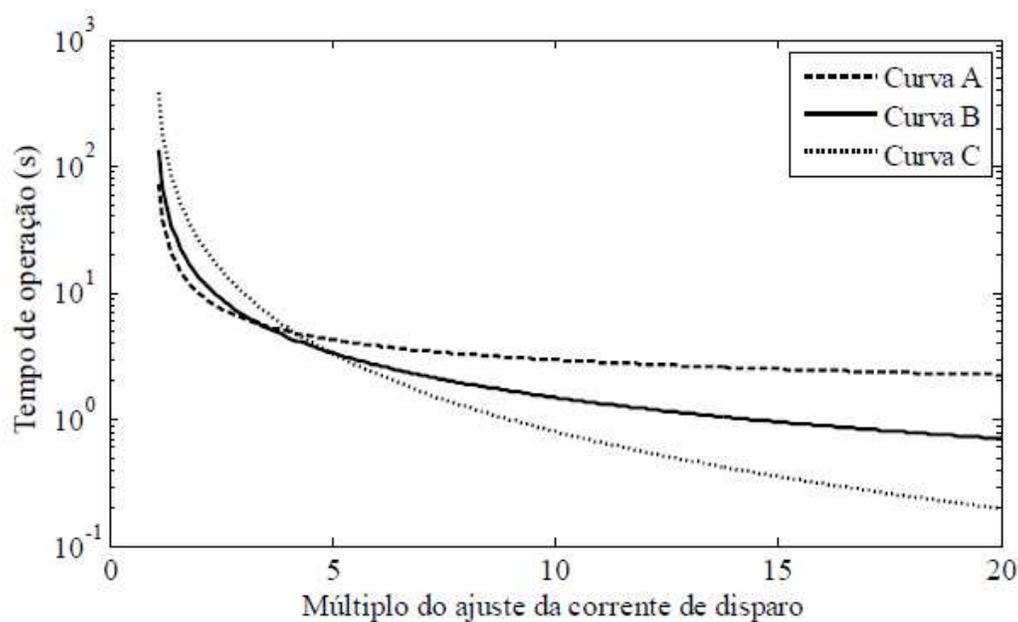


Figura 2.5: Curva A – Moderadamente Inversa; B – Muito Inversa; C – Extremamente Inversa. Fonte: (IEC 60255-3, 1989)

A alteração do multiplicador de tempo t_R^{D51} , tem impacto direto no posicionamento da curva em relação ao eixo do tempo. O tempo de atuação do relé, que é diretamente proporcional a este parâmetro será tanto maior quanto for t_R^{D51} . A Figura 2.6 mostra curvas com a característica de operação inversa para diferentes valores do multiplicador de tempo.

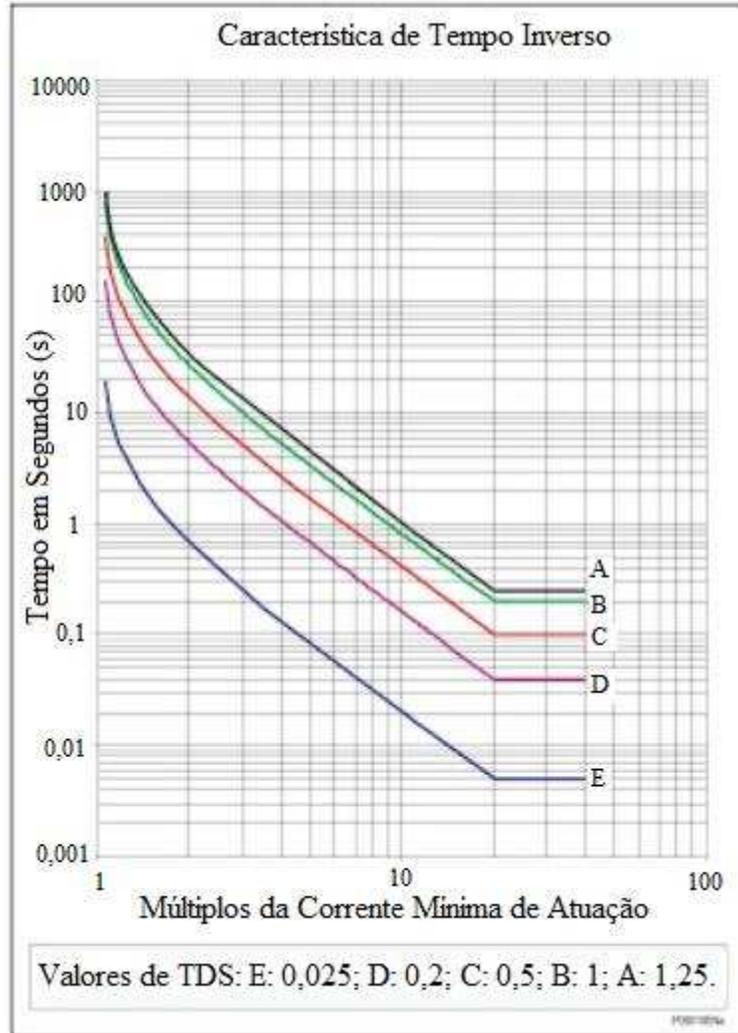


Figura 2.6: Curvas de característica muito inversa para diferentes valores do multiplicador de tempo, TDS. Fonte: Adaptado de (IEC 60255-3, 1989)

2.3.4 Critério Geral para Definição dos Ajustes da Proteção de Sobrecorrente Utilizando o Relé 51 de fase.

O dimensionamento de um relé de sobrecorrente direcional de tempo inverso é realizado em duas etapas de ajuste: o ajuste de corrente do elemento temporizado e o ajuste do multiplicador de tempo t_R^{D51} (ELEKTRO, 2014).

Segundo Caminha (1977 e ELEKTRO (2014), relés do tipo secundário, que fazem a leitura da corrente através do acoplamento aos secundários de um conjunto de TC's, cuja corrente nominal primária deve atender os seguintes requisitos:

- A corrente nominal primária do TC deve ser maior do que a razão entre o curto-circuito máximo (no ponto de instalação) e o fator de sobre corrente do TC (FS), geralmente igual a 20;

$$I_{N,P} \geq \frac{I_{CC,MAX}}{FS} \quad (2.2)$$

- A corrente nominal primária do TC deve ser maior do que a máxima corrente de carga considerada vezes o fator de crescimento de carga, definido a diante.

$$I_{N,P} \geq k * I_{CARGA,MAX} \quad (2.3)$$

A Figura 2.7 mostra a conexão de relés de proteção de sobrecorrente do tipo secundário através dos TC's, com atuação sobre um disjuntor de potência (função 52 tabela ANSI).

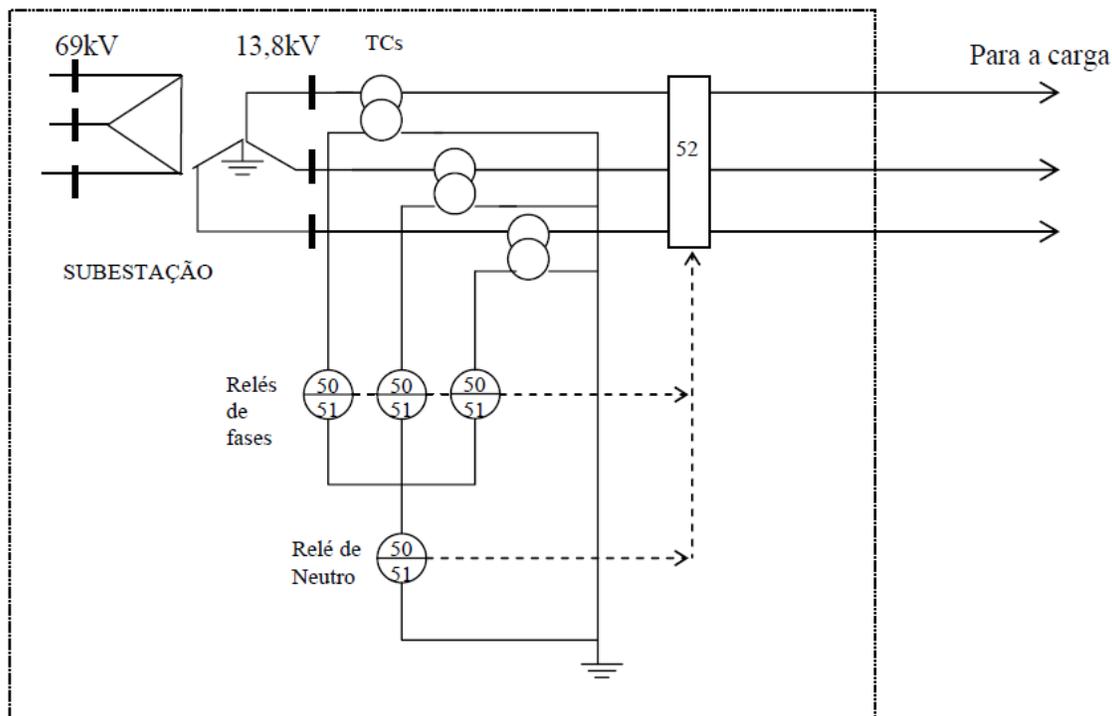


Figura 2.7: Conexão de relés de sobrecorrente, instantâneos (50) e temporizados (51), de fase e de neutro, através de TC's, atuando sobre o disjuntor (52)

O valor da corrente nominal primária será definido sempre como maior ou igual, o maior valor entre as Equações (2.2) e (2.3) e devem corresponder a algum valor padronizado, disponível em ABNT 6856 (1992). Estes valores são: 5, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 60, 75, 100, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 800, 1000, 1200, 1500, 2000, 2500, 3000, 4000, 5000, 6000

e 8000 A. Normalmente, equipamentos de proteção são padronizados para operar com até 5 A, assim, a corrente nominal secundária ($I_{N,S}$), é fixada neste valor e as Relações de Transformação de Corrente (RTC) são convencionalmente definidas de acordo com a Equação (2.4) (Caminha, 1977) e (ABNT 6856, 1992).

$$RTC = \frac{I_{N,P}}{I_{N,S}} \quad (2.4)$$

A corrente mínima de atuação do relé deverá ser maior que a corrente de carga máxima, multiplicada pelo fator de crescimento de carga K , dividido pela Razão de Transformação de Corrente (Caminha, 1977).

$$I_{MIN,AT} \geq \frac{K * \sum I_{CARGA,MAX}}{RTC} \quad (2.5)$$

Onde o fator de crescimento de carga pode ser obtido pela Equação (2.6).

$$k = \left(1 + \frac{a\%}{100}\right)^n \quad (2.6)$$

Onde $a\%$ representa a taxa anual prevista para o crescimento de carga e n o número de anos para o qual o estudo está sendo realizado.

Ainda, a corrente mínima de atuação deverá ser ajustada por um valor menor do que a corrente de curto-circuito bifásica no final do trecho protegido.

$$I_{MIN,AT} \leq \frac{I_{CC,2\phi(NO\ FINAL\ DO\ TRECHO)}}{RTC} \quad (2.7)$$

O ajuste do multiplicador de tempo t_R^{D51} , também deve atender a alguns requisitos. De acordo com (ELEKTRO, 2014), os principais critérios a serem atendidos são:

- Permitir a seletividade com os equipamentos de proteção adjacentes;
- A curva de temporização de operação para toda a faixa de valores de curto-circuito, delimitado pelas equações (2.5) e (2.7), deve ser tal que garanta a proteção térmica de condutores, transformadores de potência, assim como todos os equipamentos associados a um sistema de distribuição;
- O intervalo de tempo de coordenação, definido como a diferença de tempo de atuação entre um relé protetor e outro protegido, deve obedecer um limite específico, alcançado pela correta definição dos respectivos multiplicadores de tempo de cada relé.

Em SDEE onde a proteção é realizada apenas por relés de sobrecorrente direcionais de tempo inverso, onde o tempo de atuação é definido pela Equação (2.1), o intervalo de operação entre os dispositivos primário e secundário é chamado de Intervalo de Tempo de Coordenação (ITC), definido pela Equação (2.8)

$$ITC = t_R^{51}(I)_{SECUNDÁRIO} - t_R^{51}(I)_{PRIMÁRIO} \quad (2.8)$$

Normalmente o ITC é definido com um valor mínimo que não poderá ser ultrapassado para que a coordenação entre os dispositivos seja mantida.

2.3.5 Coordenação e Seletividade

Um sistema de proteção de sobrecorrente pode operar de modo seletivo, coordenado ou seletivo / coordenado.

Na proteção seletiva, para qualquer tipo de falta, o dispositivo primário atuará antes do dispositivo secundário, isolando apenas o ramo sob falta. Neste esquema, cada dispositivo de sobrecorrente atua em sua respectiva zona de proteção, neste caso, só existe um dispositivo protetor para cada zona de proteção, não existindo proteção de retaguarda, como mostra a Figura 2.8. Pode-se dizer que um sistema é seletivo quando todos seus ramos são protegidos individualmente por apenas um dispositivo de proteção sendo que não existe trecho desprotegido.

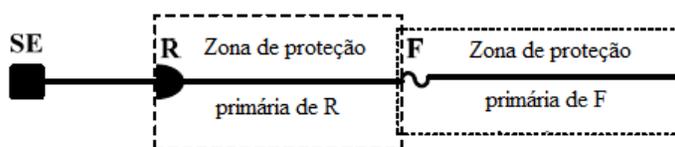


Figura 2.8: Zonas de proteção no esquema seletivo. Fonte: Adaptado de (Ferreira, 2013).

No esquema coordenado, a zona de proteção do dispositivo protegido se sobrepõe a zona de proteção do dispositivo protetor, como mostra a Figura 2.9.

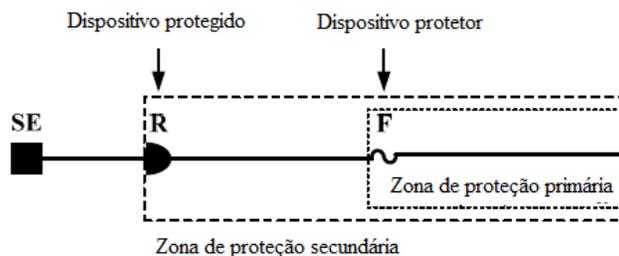


Figura 2.9: Zonas de proteção no esquema coordenado. Fonte: Adaptado de (Ferreira, 2013).

A proteção coordenada é ajustada para dois tipos de falta, a momentânea e a permanente. Neste sentido, a coordenação visa o reestabelecimento automático para faltas temporárias e a seletividade para faltas permanentes (Vicentini, 2003).

Em redes onde a proteção de ramais de distribuição secundária ainda é realizada por fusíveis, cuja atuação exige a substituição manual do mesmo, causando elevado inconveniente social e custo operacional, a coordenação deve ser inteligente o suficiente para identificar se a falta é temporária ou não, evitando a atuação destes dispositivos (Ferreira, 2013). Neste caso, o ramal de distribuição primária conta com a presença de religador ou relé ajustado para operar na característica instantânea (função 50 da tabela ANSI) e na característica de tempo inverso (51), onde a característica 50 opera no esquema coordenado e a 51 no seletivo com os fusíveis à jusante.

Isto significa que, no caso da ocorrência de uma falta temporária, o relé atuará na característica 51, religando posteriormente o sistema e, caso a falta já esteja extinta, o sistema continua na operação normal, sem a necessidade da intervenção de equipe técnica para substituição do fusível. Para o tratamento de faltas permanentes, o relé é programado para operar até 2 vezes na característica 51, e após esta contagem ele opera na característica 50. Neste caso, o atraso na atuação do relé permite a atuação do dispositivo protetor (fusível) que realiza o seccionamento do circuito, fazendo que o sistema opere no modo seletivo (Ferreira, 2013).

Como neste trabalho foi definido que os dispositivos empregados na proteção de todos os segmentos do sistema serão os Relés de Sobrecorrente Direcionais de Tempo Inverso, o sistema de proteção irá operar no modo Seletivo / Coordenado. A Figura 2.9 também ilustra este tipo de operação. Neste caso, na ocorrência de uma falta na zona de proteção do dispositivo protetor (F), o dispositivo protegido (R) também vê a falta, porém seu tempo de atuação é maior e ele só irá atuar caso a proteção primária falhe.

2.4 Relés de Sobrecorrente Uni e Bidirecionais de Tempo Inverso

O processo de coordenação do sistema de proteção define quais são os relés que irão fazer a proteção de retaguarda de outros relés. A Figura 2.10 mostra um exemplo da aplicação de seis relés de sobrecorrente de tempo inverso unidirecionais utilizados para a proteção de um sistema de distribuição malhado de três barras, com três alimentadores e três linhas de distribuição.

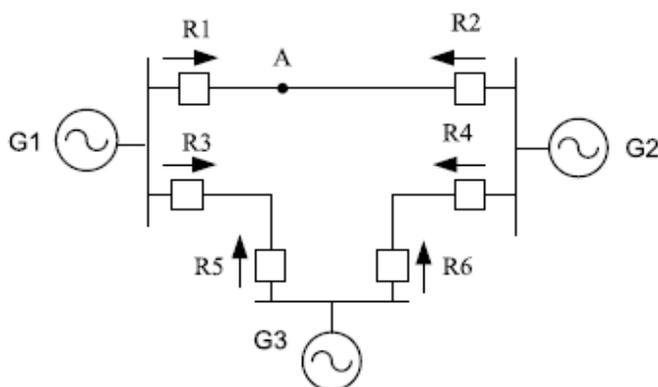


Figura 2.10: Proteção realizada por relés de sobrecorrente unidirecionais. Fonte: (Zeineldin *et al.* 2015)

Nota-se que a alocação dos dispositivos é realizada de modo que os relés façam apenas a leitura da corrente que sai da barra. Desta forma, para uma falta ocorrendo no ponto A os relés R1 e R2 farão a proteção primária. Pode-se observar, que o relé R3 não irá observar esta falta, sendo que a proteção secundária de R1 será realizada pelo relé R5. Da mesma forma, R4 não sentirá a falta, e R6 cuidará da retaguarda de R2 (Zeineldin *et al.* 2015). Dispositivos de característica unidirecional irão operar apenas no primeiro quadrante, onde a corrente vista é sempre positiva, como mostra a Figura 2.11.

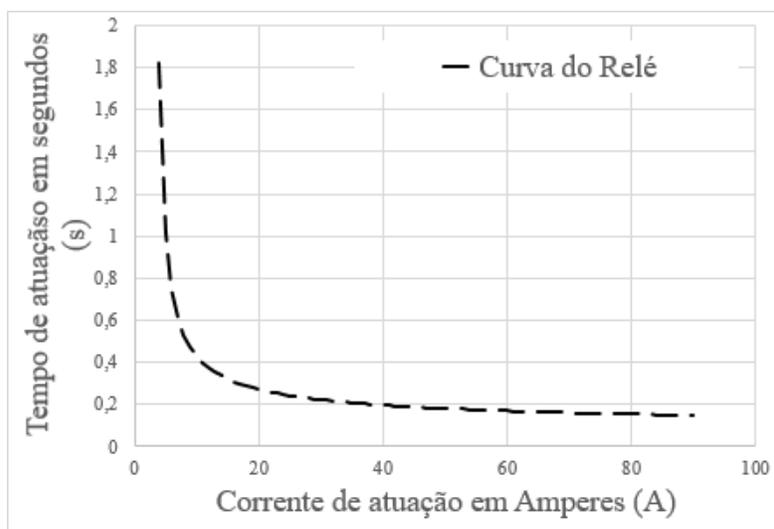


Figura 2.11: Curva característica de operação do relé de sobrecorrente unidirecional de tempo inverso. Fonte: Autor

Também conhecidos, na literatura, como relés de configuração dupla, os relés de sobrecorrente bidirecionais são equipados com duas diferentes características de tempo - corrente com característica inversa cujas configurações dependem da localização da falta. A Figura 2.12 traz o mesmo exemplo discutido para os relés unidirecionais, considerando a proteção realizada por seis relés de sobrecorrente de tempo inverso bidirecionais, com os sentidos de leitura de corrente destacados acima de cada dispositivo (Zeineldin *et al.* 2015).

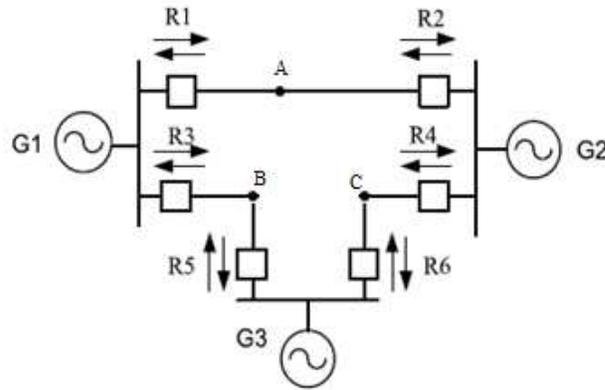


Figura 2.12: Proteção realizada por relés bidirecionais. Fonte: (Zeineldin *et al.* 2015)

Estes dispositivos operam para faltas que ocorram em qualquer lado do dispositivo, fazendo a leitura da corrente em sentido direto (fluindo da barra para a linha), ou reverso (fluindo da linha para a barra). Vale ressaltar que a parametrização e ajuste das duas características é realizada de forma separada, sendo que uma não irá influenciar na atuação da outra.

A principal diferença entre a utilização dos dispositivos uni e bidirecionais, é que no primeiro caso, a curva de atuação de R5, que faz a proteção primária para falta no ponto B é a mesma curva quando este faz a retaguarda de R1 para a falta no ponto A. No caso de dispositivos bidirecionais, R3 é o responsável pela proteção secundária de R1 para falta no ponto A, e atua em uma curva independente da curva a ser utilizada por este relé no caso da proteção primária para a falta no ponto B. Estas características podem ser facilmente observadas na Figura 2.13. Pode-se observar que dispositivos de característica bidirecional irão operar no primeiro e no segundo quadrantes, onde a corrente vista pode ser tanto positiva quando negativa.

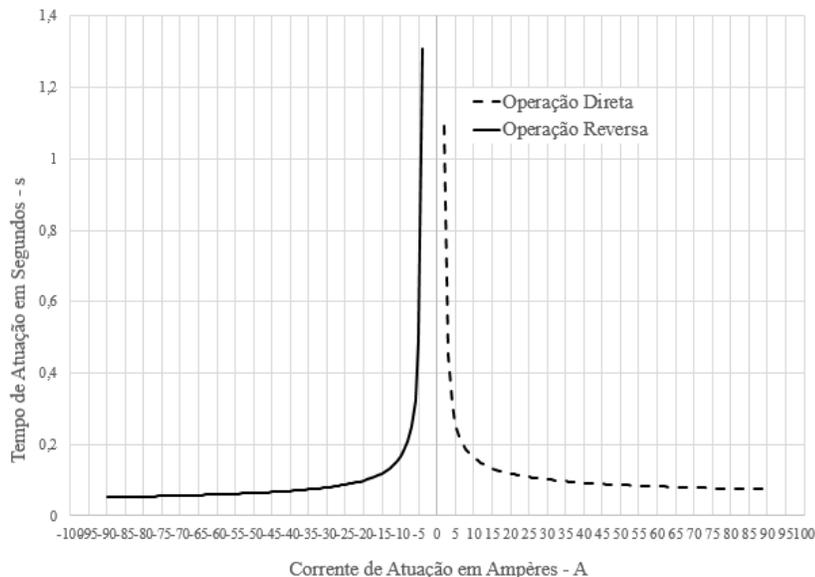


Figura 2.13: Curva característica de operação do RSTI Bidirecional. Fonte: Autor

2.5 Conclusão

Neste capítulo foram apresentadas as principais características dos sistemas de distribuição relativos as topologias (radial simples, radial com recurso e malhados) normalmente utilizadas dentro dos três distintos níveis que compõe um sistema de distribuição (subtransmissão, distribuição primária e secundária), classificados em relação aos níveis de tensão empregados em cada patamar. Foram destacadas as principais vantagens e desvantagens de cada topologia como e onde estas são usualmente empregadas, ou até mesmo necessárias.

Como o foco do trabalho está em determinar o impacto da inserção de GD nos esquemas de proteção de sobrecorrente aplicados às redes de distribuição, destacou-se conceitos básicos sobre a filosofia de proteção, assim como definições relevantes para o tratamento do problema.

Embora existam inúmeros dispositivos capazes de fazer a proteção de sobrecorrente, os relés de sobrecorrente direcionais de tempo inverso, com religamento automático destacam-se por sua versatilidade frente a dispositivos como por exemplo, os fusíveis, e compõe o sistema de proteção implementado ao longo deste trabalho. Neste caso, foi apresentada a equação inversa que descreve o comportamento da curva de tempo de atuação do relé pela corrente de curto-circuito que flui por ele, e como a norma (IEC 60255-3, 1989) classifica e padroniza o comportamento da curva característica, à medida que as constantes (A, B e P), presentes na equação, tomam valores distintos. Também foi visto o impacto que a alteração das variáveis relativas ao dimensionamento de cada dispositivo (corrente mínima de atuação) e a coordenação do sistema de proteção (multiplicador de tempo) tem no posicionamento da curva em relação ao eixo da corrente, pontos determinantes para assegurar a confiabilidade do sistema.

Finalmente foi apresentada a metodologia de ajustes da proteção de sobrecorrente direcional de tempo inverso, como operam os esquemas de operação seletivo, coordenado e seletivo / coordenado. O esquema seletivo / coordenado é utilizado para a implementação do projeto do sistema de proteção aplicado a um sistema de distribuição malhado, utilizando-se relés de sobrecorrente uni e bidirecionais de tempo inverso.

Capítulo 3

Impacto da Inserção de Geração Distribuída nos Esquemas de Proteção Aplicados a Sistemas de Distribuição

3.1 Introdução

No Brasil, a principal fonte de energia elétrica é assegurada por grandes centrais hidrelétricas que normalmente encontram-se em locais distantes dos centros de carga, acarretando em altos custos na construção de sistemas de transporte e transformação da energia. Segundo Lora & Haddad (2006), a implementação de novas alternativas de obtenção de energia, principalmente as de maior porte, enfrentam obstáculos do ponto de vista de viabilidade de escoamento da produção, confiabilidade e flexibilidade na operação, disponibilidade e preços de combustíveis, prazos de negociação e execução do projeto, condições de financiamento e licenciamento ambiental. Observa-se, no entanto, que fatores como: insuficiência de investimentos e tempo requerido para suprir a demanda através de centrais de grande porte, abrem espaço para uma nova matriz energética, onde a geração em menor escala, associada ao sistema de distribuição, pode proporcionar a implementação da capacidade adicional de geração, em menor prazo, com custos reduzidos (Barke & Mello, 2000; Lora & Haddad., 2006; El-Khattan & Salama. 2004), contribuindo ainda para a utilização de fontes como solar, eólica e biogás, consideradas como saída para reduzir emissão de poluentes, (Bayegan, 2001; Dewadasa *et al.* 2011). Esta política é conhecida como Geração Distribuída (GD).

De acordo com Luiz (2012), a partir das últimas décadas, a Geração Distribuída (GD) ganhou importância, e por exemplo, no Brasil, o regime de competição no setor energético foi incentivado junto com a utilização de novas tecnologias que possam agregar eficiência e confiabilidade a operação do sistema, mesmo em baixas potências. Incentivos governamentais para a regulação das tarifas correspondentes as condições gerais de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição podem ser encontradas na Resolução 077/2004, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). De acordo com a mesma: compete à ANEEL a definição do

percentual de redução, de no mínimo 50%, a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, para fins de comercialização da energia gerada. Isto se estende para empreendimentos de geração, destinados à produção independente ou autoprodução, com fonte eólica, biomassa ou cogeração qualificada com potência menor ou igual a 30 MW (ANEEL, 2004).

No que diz respeito ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE), o processo de reestruturação, baseado na descentralização do fornecimento de energia, altera a topologia das atuais redes de distribuição, que podem ser radiais, em anel ou malhadas, de acordo com as Figuras 2.2 e 2.3, porém todas, ainda, com fluxo de carga unidirecional.

Independente da topologia da rede, a introdução de GD poderá afetar de diferentes formas o comportamento do sistema, tendo impactos positivos e negativos. Observa-se então, que um valor restrito de potência pode ser instalado, e para que a inserção ocorra de modo seguro e satisfatório, devem ser realizados estudos preliminares no sentido de averiguar se há ou não extrapolação dos limites operacionais da rede. Estes impactos são abordados de várias formas pela literatura e alguns dos aspectos positivos são: Suporte na regulação de tensão, redução de perdas, liberação na capacidade de linhas de transmissão e distribuição, melhora na qualidade da operação do sistema, mais precisamente pode-se citar:

- Aumento da capacidade de reserva: em condições normais de operação, a GD contribui para o suporte de potência ativa e para a regulação de tensão. Este suporte ainda promove alívio das restrições à transferência de carga, pela liberação do uso de linhas de transmissão e distribuição (Barker & Melo 2000; Sarabia, 2011; Ferreira, 2013);
- Redução das perdas no transporte da energia (Barker & Mello, 2000);
- Operação ilhada: em condições anormais de operação, durante um curto-circuito, por exemplo, a GD pode alimentar parte da carga do sistema de forma isolada, exclusivamente por um ou mais geradores distribuídos, e esta parcela está eletricamente separada do restante do sistema elétrico (Ferreira, 2013; Sguaçabia, 2015).

Os SDEE's atualmente utilizados normalmente são projetados para incorporar cargas, e não geradores. Ainda, devido ao fornecimento centralizado, assume-se que toda a proteção instalada é definida para um fluxo unidirecional de potência do alimentador para a carga (Ferreira, 2013). Neste caso, espera-se que apareçam diversos conflitos operacionais devido a inserção de GD. Pode-se destacar:

- Tipo de conexão do gerador: muitos geradores são incorporados ao sistema através de inversores de frequência, e devido a operação chaveada, fornecem componentes harmônicos para o sistema e ainda podem apresentar atraso de corrente, alterando também o fator de potência no ponto de conexão (Sarabia, 2011);

- Correntes de falta: a inserção de GD eleva os níveis de curto-circuito e a corrente adicional varia em função de fatores como: ponto de inserção, topologia do sistema e local da falha. Em suas análises, de Brito *et al.* (2004), Dewadasa *et al.* (2011), Sarabia, (2011) e Gomez & Nesci. (2013) comprovam que a inserção de GD irá de fato provocar um acréscimo nas componentes de curto-circuito.
- Sistema de proteção e indicadores de confiabilidade: o acréscimo de corrente altera a atuação de dispositivos temporizados, podendo chegar na perda da coordenação do sistema de proteção, levando a alteração nos ajustes de dispositivos religadores e relés de sobrecorrente direcionais (de Brito *et al.* 2004; Huchel & Zeineldin. 2016). Um mal dimensionamento do sistema de proteção, pode ainda culminar em interrupções sustentadas, causando uma redução da confiabilidade do SDEE (Ferreira, 2013; Hernandal *et al.* 2014).

Deste modo, para que se alcancem todos os requisitos de acesso e qualidade de fornecimento, a avaliação de como o sistema de proteção será afetado pela conexão de um novo gerador se mostra como um novo reto no problema de planejamento e expansão de um SDEE. Este reto implicou no surgimento de indicadores que expressam de forma numérica o impacto causado pela GD nos esquemas de proteção (Pholborisut *et al.* 2011; Zeineldin *et al.* 2013). Neste caso, este capítulo irá abordar, de forma breve, quais são os impactos gerais resultantes da conexão de GD em redes de distribuição (seção 3.2). Em seguida é avaliado de forma qualitativa qual é o impacto no dimensionamento de dispositivos de sobrecorrente de tempo inverso uni e bidirecionais, pelas novas correntes de operação normal nas linhas e correntes de curto-circuito acrescidas pelo novo gerador. Esta avaliação é realizada em sistemas radial e malhado (seção 3.3). Por fim, a seção 3.4 trata dos métodos quantitativos para a determinação do impacto causado pela inserção da geração distribuída em pontos distintos de um mesmo SDEE.

3.2 Impactos da Inserção de GD em SDEE

A introdução de um gerador em qualquer ponto de um sistema de distribuição pode alterar significativamente o fluxo de potência em todos os ramos do circuito, resultando principalmente na alteração do perfil de tensão nodal e nas perdas ao longo das linhas de distribuição onde o impacto causado pode ser positivo ou negativo, dependendo da localização e características operacionais do próprio gerador (Sarabia, 2011).

Em seu trabalho, Silva *et al.* (2007), após a análise de fluxo de carga constatou variações de tensão nos nós de mais de 1 %, em média, do valor de referência em por unidade (*p.u.*), para uma inserção de 0,41 MVA realizada através de um gerador síncrono operando com controle de potência. Para uma inserção de 2,4 MVA, Lee *et al.* (2011), constatou excedentes de até 5

% para o sistema analisado, em relação ao limite de tensão considerado. Pode-se afirmar que valores crescentes de inserção tendem a gerar maiores variações nos valores de tensão e, dependendo o caso, os limites operacionais podem ser ultrapassados. Tais alterações provocadas do perfil de tensão, indicam que as correntes que fluem pelas linhas foram alteradas, ocasionando uma possível alteração das perdas, onde em Lee *et al*, (2011), comprovou-se esta ocorrência, com variações médias de até 1,5 % nas perdas ativas e menos 17,74 % nas perdas reativas.

Em seus resultados, Silva *et al*, (2007 e Lee *et al*, (2011) mostraram também os impactos causados nas análises de curto-circuito. No primeiro trabalho a variação média, em porcentagem da variação de corrente ultrapassou a marca de 26 %, para um determinado ponto de inserção, mas para provar que inserção de um mesmo valor de GD pode acarretar em diferentes impactos a um mesmo SDEE, a inserção de GD em um ponto distinto obteve variações de até 77 % nos valores da corrente de curto-circuito máxima observada. Os trabalhos de Lee *et al*, (2011) e Yazdanpanaki *et al*, (2012) indicam que as alterações nas correntes de curto-circuito e as alterações no carregamento das linhas tem impacto direto nos tempos de operação dos dispositivos e conseqüentemente no intervalo de tempo de coordenação entre dispositivos consecutivos.

Em suas simulações, Yazdanpanaki *et al*, (2012) testou a coordenação entre religadores (proteção secundária), e fusíveis (proteção primária), e mostrou que a medida que o nível de inserção cresce, o intervalo de tempo de coordenação não só diminui, mas pode até ficar negativo. Isto significa que o dispositivo de proteção secundário atuará antes do primário. No esquema seletivo / coordenado, a redução no intervalo de coordenação mostra a tendência de ocorrer perda de coordenação, enquanto a inversão de sinal desta grandeza aponta para perda de seletividade. A perda de coordenação, agora entre pares relés de sobrecorrente direcionais de tempo inverso, também pôde ser observada em Lee *et al*, (2011), onde variações de mais de 33 % podem ocorrer, em diferentes pares de proteção analisados, respectivamente, para distintos pontos de aplicação de falta. Neste sentido, a seção 3.3 cuidará exclusivamente do impacto sentido pelo sistema de proteção pela inserção de GD.

3.2.1 Impacto da Inserção de GD no Dimensionamento dos Relés de Sobrecorrente Direcionais de Tempo Inverso

As inequações (2.5) e (2.7) definem qual será a corrente mínima de atuação do relé. Unindo estas restrições temos:

$$\frac{K * \sum I_{CARGA,MAX}}{RTC} \leq I_{MIN,AT} \leq \frac{I_{CC,2\phi}(NO\ FINAL\ DO\ TRECHO)}{RTC} \quad (3.1)$$

A Figura 3.1 ilustra os limites de dimensionamento, baseados na inequação (3.1).

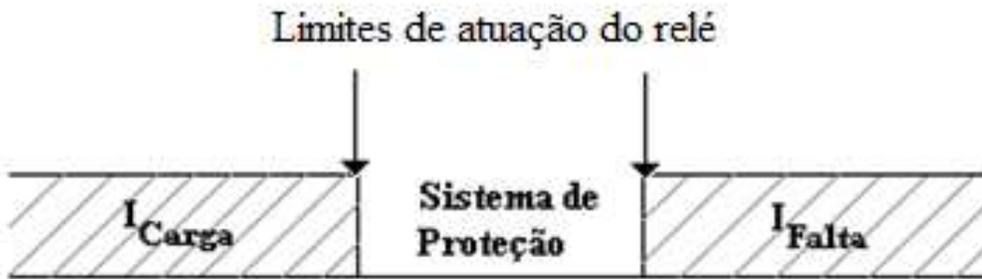


Figura 3.1: Limites de dimensionamento do relé de sobrecorrente. Fonte: Autor

Neste caso, pode-se observar que o termo que envolve a utilização da corrente de carga considera também o fator de crescimento de carga. Neste caso o relé é dimensionado prevendo um aumento no carregamento de sua zona de proteção primária. Caso a corrente de carga diminua, o impacto sentido pelo relé é mínimo, já que haveria apenas a ocorrência do aumento do limite inferior da corrente de ajuste.

A equação (3.1) mostra que o dimensionamento do relé também leva em consideração a corrente de curto circuito bifásica, no fim de sua zona de proteção primária. Neste caso, o aumento das componentes de curto-circuito não irão ter impacto no dimensionamento, já que o relé atuará para um valor menor do que o novo valor obtido, proveniente do acréscimo. A Figura 3.2 mostra os novos limites de operação do relé, considerando a redução da corrente de carga, e o aumento da corrente de curto-circuito.

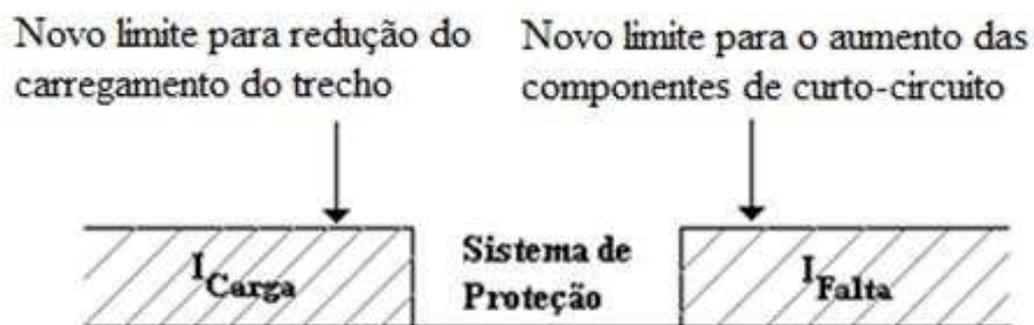


Figura 3.2: Novos limites de operação do relé de sobrecorrente, para uma redução do carregamento e aumento das componentes de curto-circuito. Fonte: Autor

Pode-se concluir que se a corrente de atuação mínima estiver corretamente dimensionada dentro destes limites, a alteração do sistema pela inserção de GD não causará impactos significativos neste ajuste. O impacto gerado na coordenação que resultará na alteração do ajuste do multiplicador de tempo será discutido nas seções seguintes.

3.3 Análise do Impacto da Inserção de GD na Coordenação de Esquemas de Proteção Aplicados a SDEE Radiais

Na seção anterior foi mostrado que a inserção de geração distribuída pode afetar de forma significativa um sistema de proteção independente dos dispositivos utilizados. Esta seção tratará destes impactos considerando um SDEE teste composto por uma subestação alimentadora, quatro blocos de carga e seis relés de sobre corrente direcionais de tempo inverso, como mostra a Figura 3.3.

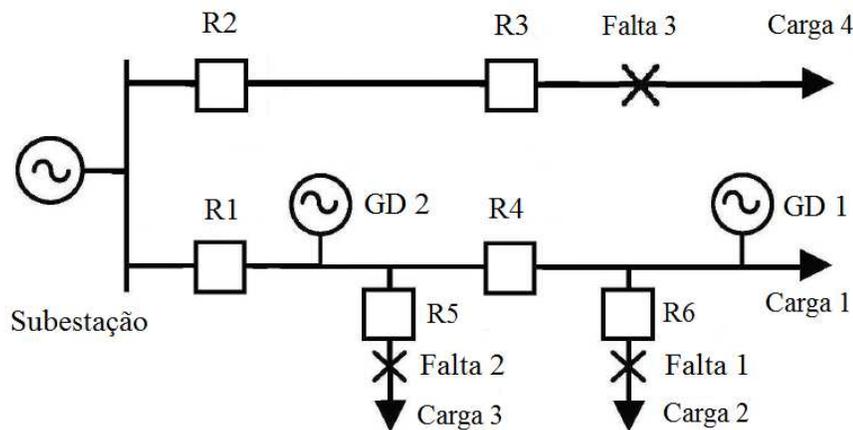


Figura 3.3: Sistema radial para análise de casos da coordenação entre relés. Fonte: adaptado de Pholborisut *et al.* (2011).

Baseado nesta figura, a Tabela 3.1 mostra quais são as correntes de falta vistas por cada dispositivo de proteção, onde o protetor é sempre mostrado primeiro, seguido de seu respectivo protegido. A análise é realizada para três casos distintos, sem a presença de GD, com a GD 1 conectada, seguida da análise de inserção da GD 2. Para cada caso serão analisadas três faltas distintas. Para a falta 1, R6 faz a proteção primária e R4 a proteção secundária; na falta 2, R5 faz a proteção primária e R1 a secundária; e por fim, para a falta 3, a proteção primária feita por R3 e a secundária por R2.

O termo $I_{f,sub}$, presente na Tabela 3.1, se refere a corrente de curto-circuito máxima que flui da subestação alimentadora e $I_{f,GD}$ se refere a corrente de curto-circuito máxima que flui da GD, seja ela qual for.

Tabela 3.1: Corrente de falta vista por cada relé para diferentes casos

Caso	GD considerada	Falta	Corrente de Falta
1	Sem GD	1	$I_{R6} = I_{F,Sub}$ $I_{R4} = I_{F,Sub}$
1	Sem GD	2	$I_{R5} = I_{F,Sub}$ $I_{R1} = I_{F,Sub}$
1	Sem GD	3	$I_{R3} = I_{F,Sub}$ $I_{R2} = I_{F,Sub}$
2	GD 1	1	$I_{R6} = I_{F,Sub} + I_{F,GD}$ $I_{R4} = I_{F,Sub}$
2	GD 1	2	$I_{R5} = I_{F,Sub} + I_{F,GD}$ $I_{R1} = I_{F,Sub}$
2	GD 1	3	$I_{R3} = I_{F,Sub} + I_{F,GD}$ $I_{R2} = I_{F,Sub} + I_{F,GD}$
3	GD 2	1	$I_{R6} = I_{F,Sub} + I_{F,GD}$ $I_{R4} = I_{F,Sub} + I_{F,GD}$
3	GD 2	2	$I_{R5} = I_{F,Sub} + I_{F,GD}$ $I_{R1} = I_{F,Sub}$
3	GD 2	3	$I_{R3} = I_{F,Sub} + I_{F,GD}$ $I_{R2} = I_{F,Sub} + I_{F,GD}$

No caso 1, o circuito opera sem a presença de geração distribuída e as correntes, para todas as faltas analisadas fluem apenas da subestação, então para qualquer uma das faltas, a corrente vista pelos respectivos relés (primários e secundários) será a mesma. A Figura 3.4 mostra o comportamento de dois relés consecutivos, onde para um mesmo valor de corrente, por exemplo 59 A, o tempo de atuação do relé primário é sempre menor do que o tempo de atuação do secundário. Deve-se lembrar que de acordo com a equação (2.1), caso a corrente de atuação (I_R^{51}) seja a mesma para ambos os dispositivos, o tempo de atraso, ou multiplicador de tempo (t_R^{D51}) deve ser parametrizado com valores distintos para garantir a coordenação entre os relés.

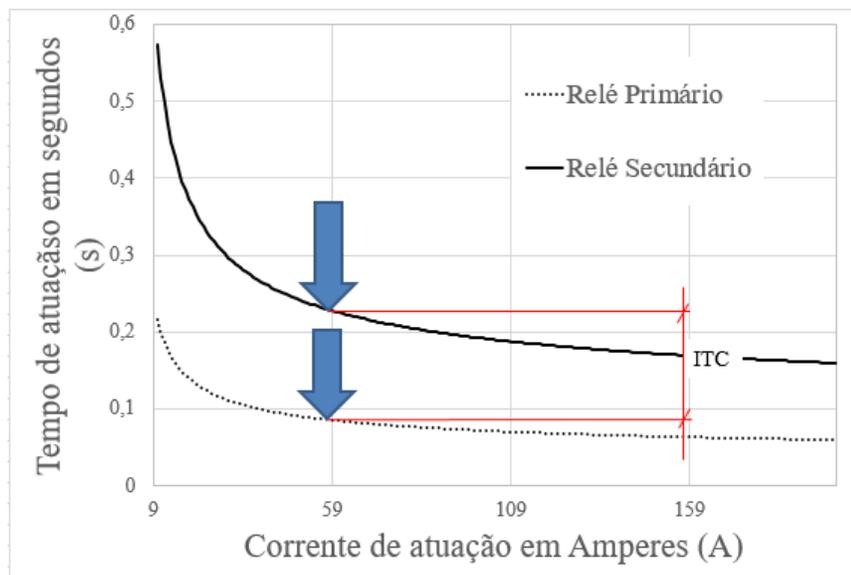


Figura 3.4: Exemplo de coordenação entre dois RSDTI operando com a mesma corrente de atuação mínima sem a presença de GD. Fonte: Autor

No caso 2, GD 1 é conectado ao sistema e para as faltas 1 e 2, ocorre um acréscimo da corrente de curto-circuito vista pelo relé primário, onde a corrente vista pelo secundário se mantém constante, como mostra a Figura 3.5. Este efeito provocará a redução do tempo de atuação do relé primário, e de acordo com a equação (2,8), ITC aumentará, tendo um impacto positivo. O mesmo acontece para o caso 3, falta 2.

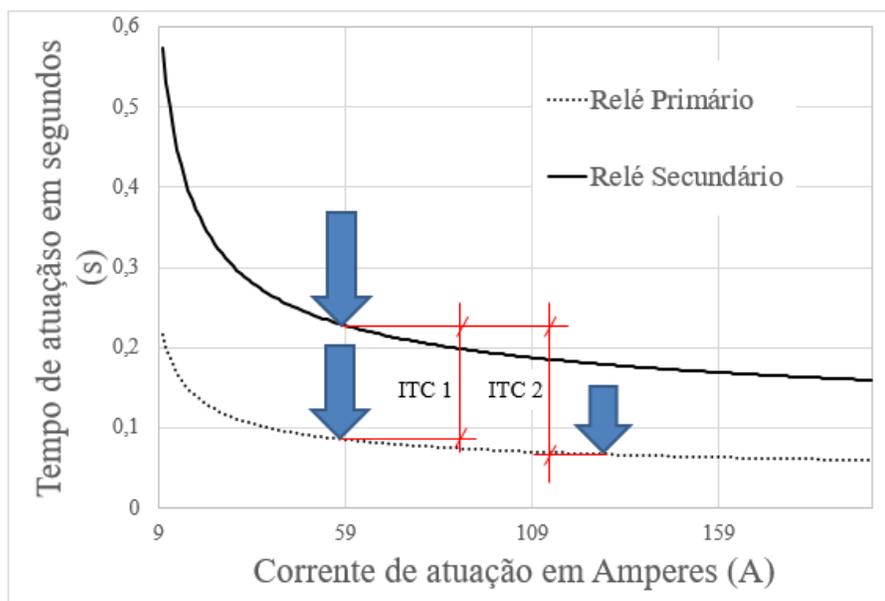


Figura 3.5: Exemplo de coordenação entre dois RSDTI operando com correntes de atuação mínima distintas. Fonte: Autor

Para a falta 3, irá ocorrer um aumento na corrente de curto-circuito vista por ambos os relés primário e secundário. Neste caso, o tempo de atuação de ambos os relés será reduzido. Como a curva tem comportamento não linear, esta redução fará com que o intervalo de tempo de coordenação obtido pela equação (2.8) também diminua proporcionalmente em relação a

seus multiplicadores de tempo. O mesmo acontece para as faltas 1 e 3 do caso 3. A Figura 3.6 mostra o novo ponto de operação.

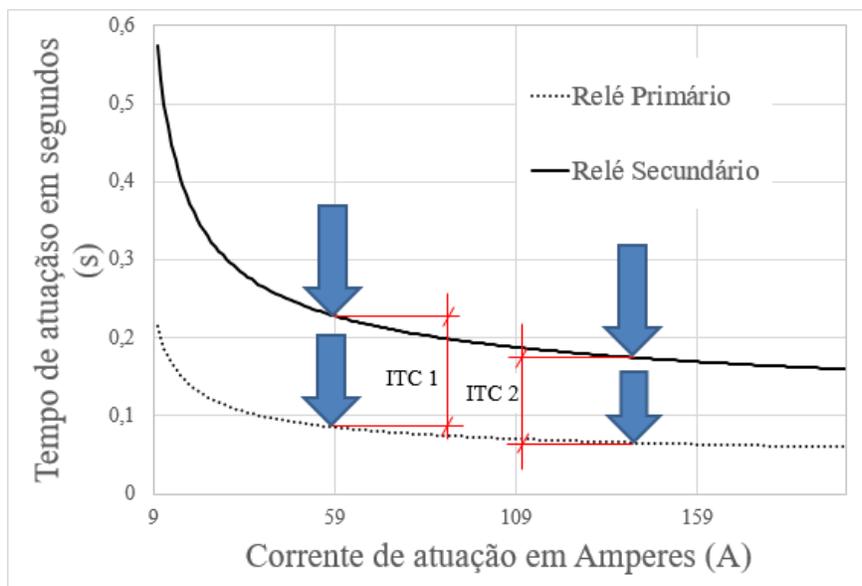


Figura 3.6: Exemplo de coordenação entre dois RSDTI operando com a mesma corrente de atuação mínima acrescida pela inserção de GD

A redução vista no intervalo de tempo de coordenação, mostra a possibilidade de que ocorra a perda na coordenação para os pares onde este impacto é visto e, portanto, para cada GD inserida, é necessária a análise para identificar onde este comportamento ocorre.

3.4 Análise do Impacto da Inserção de GD nos Esquemas de Proteção Uni e Bidirecionais Aplicados a SDEE Malhados

Esta seção tratará dos impactos causados pela inserção de GD considerando um SDEE teste malhado, composto por uma subestação alimentadora (G1), dois blocos de carga e seis relés de sobre corrente direcionais de tempo inverso, como mostra as Figuras 3.7 e 3.14. Serão feitas duas análises, uma utilizando os relés unidirecionais e outra os relés bidirecionais. De fato, o maior impacto não estará no dimensionamento de cada relé, mais sim na coordenação entre os pares de proteção de alguma zona específica.

3.4.1 Impacto da Inserção de GD em Sistemas de Proteção com Relés de Sobrecorrente de Tempo Inverso Unidirecionais, Considerando um SDEE Malhado

As Tabelas 3.2 e 3.3 mostram quais são as correntes de falta vistas por cada dispositivo de proteção unidirecionais, onde o protetor é sempre mostrado primeiro, seguido de seu respectivo protegido. A análise é realizada para dois casos distintos, sem a presença de GD, e com a GD 1 conectada. Para cada caso são analisadas três faltas distintas, no ponto A (falta 1), no ponto B (falta 2) e no ponto C (falta 3). Os dispositivos protetores, para as faltas 1,2 e 3 respectivamente são: R1 e R2; R3 e R5; R4 e R6. Os respectivos dispositivos protegidos são: R5 e R6; R2 e R4; R1 e R3.

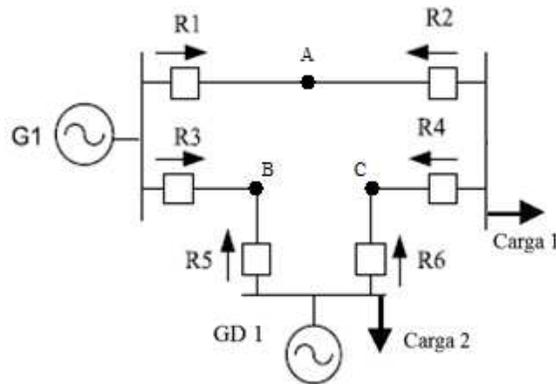


Figura 3.7: SDEE malhado para análise do impacto da inserção de GD, considerando relés unidirecionais. Fonte: adaptado de Zeineldin, 2015.

Para a análise de SDEE malhados, a impedância equivalente das linhas deve ser considerada visando saber qual é a parcela de corrente que flui por cada ramo do circuito. Para esta análise, todas as linhas de distribuição são consideradas iguais, com impedância total, de toda a linha, igual a Z , e as faltas são aplicadas exatamente no meio de cada linha. Segue adiante as análises de *Thévenin* para as faltas consideradas, dado que um gerador por vez está conectado ao sistema. Para cada falta, é obtida a parcela de corrente que flui pela mesma, considerando um gerador por vez, para se determinar qual é a contribuição de cada gerador de forma individual. Posteriormente as correntes de cada gerador são somadas para se observar o efeito da inserção de GD.

Para a falta 1, o circuito equivalente para a análise é mostrado na Figura 3.8. Para a falta 2, o circuito equivalente para a análise é mostrado na Figura 3.9. Para a falta 3, o circuito equivalente para a análise é mostrado na Figura 3.10.

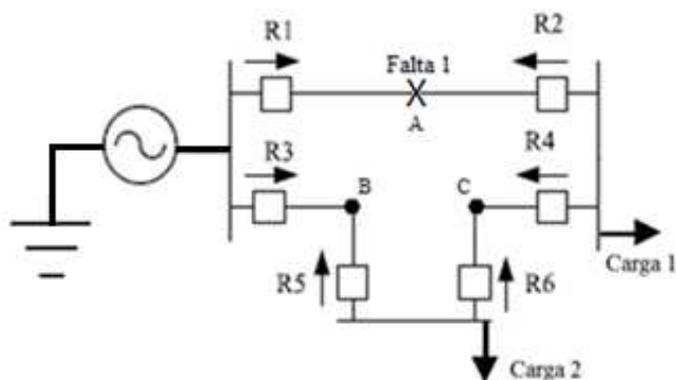


Figura 3.8: Circuito equivalente para falta no ponto A, considerando apenas o gerador de alimentação

A impedância vista pelo lado direito ($2,5*Z$) do ponto A até G1, é 5 vezes maior do que a impedância vista pelo outro lado ($0,5*Z$). Neste caso, a maior parcela da corrente de curto-circuito chega pelo lado esquerdo do ponto A.

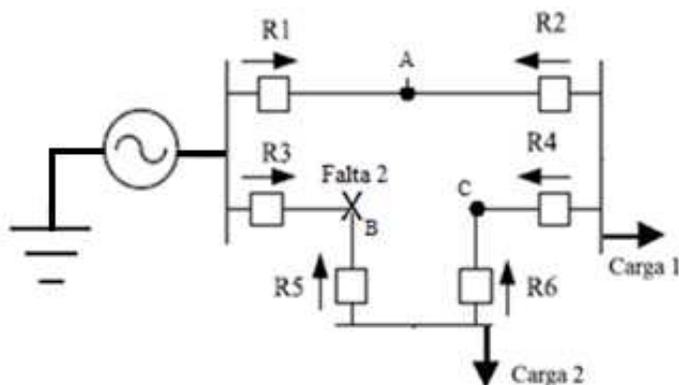


Figura 3.9: Circuito equivalente para falta no ponto B, considerando apenas o gerador de alimentação

A impedância vista pelo lado direito ($2,5*Z$) do ponto B é 5 vezes maior que a impedância vista pelo outro lado ($0,5*Z$). Neste caso, a maior parcela da corrente de curto-circuito chega pelo lado esquerdo do ponto B.

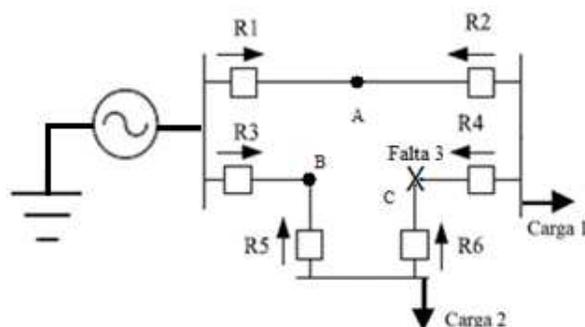


Figura 3.10: Circuito equivalente para falta no ponto C, considerando apenas o gerador de alimentação

A distância do ponto C até o alimentador é simétrica, sendo assim, como a impedância é a mesma tanto pelo lado direito como pelo lado esquerdo, a corrente de curto-circuito que chega pelos dois lados também será igual.

A análise para os demais geradores é bastante similar. Considerando apenas a GD1, as faltas 2 e 3 tem o circuito equivalente similar ao das Figuras 3.8 e 3.9, assim como para as faltas 1 e 3, considerando a GD2. Similar ao circuito da Figura 3.10, são os circuitos para a falta 1, considerando a GD1, e para a falta 2, considerando a GD2.

A seguir, a Tabela 3.2, mostra as correntes de falta observadas nos dispositivos de proteção para as três faltas consideradas, sem a presença de geração distribuída, ou seja, as faltas são alimentadas apenas pela subestação (G1).

Tabela 3.2: Corrente de falta vista por cada relé para diferentes faltas, sem a presença de GD

Caso	GD considerada	Falta	Corrente de Falta
1	Sem GD	1	$I_{R1} = (5/6) * I_{F,Sub}$ $I_{R5} = -(1/6) * I_{F,Sub}$ $I_{R2} = (1/6) * I_{F,Sub}$ $I_{R6} = (1/6) * I_{F,Sub}$
1	Sem GD	2	$I_{R3} = (5/6) * I_{F,Sub}$ $I_{R2} = -(1/6) * I_{F,Sub}$ $I_{R5} = (1/6) * I_{F,Sub}$ $I_{R4} = (1/6) * I_{F,Sub}$
1	Sem GD	3	$I_{R4} = (1/2) * I_{F,Sub}$ $I_{R1} = (1/2) * I_{F,Sub}$ $I_{R6} = (1/2) * I_{F,Sub}$ $I_{R3} = (1/2) * I_{F,Sub}$

Na falta 1, pode-se observar que não há como fazer a coordenação entre R1 e R5, pois o dispositivo protegido nunca irá ver esta falta, o mesmo acontece entre R3 e R2, falta 2. Ainda, para as faltas 1 e 2, as coordenações entre R2 - R6 e R5 - R4 ocorrem de forma simples, pela parametrização dos multiplicadores de tempo, já que os relés possuem a mesma corrente mínima de atuação, respectivamente, para cada caso. Na falta 3, ambos os pares R4 - R1 e R6 - R3 podem ser coordenados. A Figura 3.11 exemplifica como ocorre a coordenação para os pares descritos, onde isso é possível de ser feito e será base de comparação na análise do impacto da inserção de GD.

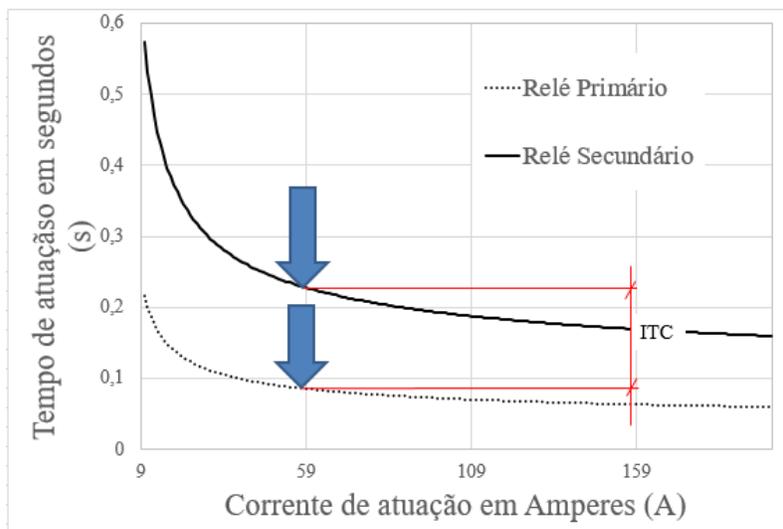


Figura 3.11: Exemplo de coordenação entre dois RSDTI operando com a mesma corrente de atuação mínima sem a presença de GD. Fonte: Autor

A análise para os demais geradores é bastante similar. Considerando a GD1, as faltas 2 e 3 tem o circuito equivalente similar ao das Figuras 3.8 e 3.9, assim como para as faltas 1 e 3, considerando a GD2. Similar ao circuito da Figura 3.10, são os circuitos para a falta 1, considerando a GD1, e para a falta 2, considerando a GD2.

Aplicados os divisores de corrente, a Tabela 3.3 mostra as correntes de falta vistas em cada dispositivo de proteção para as três faltas consideradas, porém agora, tem-se a conexão do gerador distribuído GD1 ao sistema. Para fins didáticos, será considerado que a GD tem 20% da capacidade do alimentador. Neste caso, pode-se definir que: $I_{F,GD1} = 0,2 * I_{F,Sub}$.

Tabela 3.3: Corrente de falta vista em cada relé para diferentes faltas, com a GD1 conectada, em função das correntes da Subestação e do Gerador Distribuído

Caso	GD considerada	Falta	Corrente de Falta
2	GD 1	1	$I_{R1} = (5/6) * I_{F,Sub} + (1/2) * I_{F,GD1}$
			$I_{R5} = -(1/6) * I_{F,Sub} + (1/2) * I_{F,GD1}$
			$I_{R2} = (1/6) * I_{F,Sub} + (1/2) * I_{F,GD1}$
			$I_{R6} = (1/6) * I_{F,Sub} + (1/2) * I_{F,GD1}$
2	GD 1	2	$I_{R3} = (5/6) * I_{F,Sub} + (1/6) * I_{F,GD1}$
			$I_{R2} = -(1/6) * I_{F,Sub} - (1/6) * I_{F,GD1}$
			$I_{R4} = (1/6) * I_{F,Sub} - (1/6) * I_{F,GD1}$
2	GD 1	3	$I_{R4} = (1/2) * I_{F,Sub} + (1/6) * I_{F,GD1}$
			$I_{R1} = (1/2) * I_{F,Sub} + (1/6) * I_{F,GD1}$
			$I_{R3} = (1/2) * I_{F,Sub} - (1/6) * I_{F,GD1}$

A Tabela 3.4 traz os valores das correntes, agora em função da corrente da subestação alimentadora. Esta medida facilitará a observação da corrente líquida vista em cada dispositivo onde é necessário determinar se há de fato a ocorrência de aumento ou redução neste valor, para julgar o impacto nos pares de coordenação, causado pela inserção da GD.

Tabela 3.4: Corrente de falta vista em cada relé para diferentes faltas, com a GD1 conectada, em função da corrente da Subestação

Caso	GD considerada	Falta	Corrente de Falta
2	GD 1	1	$I_{R1} = (0,834) * I_{F,Sub} + (0,1) * I_{F,Sub}$ $I_{R5} = -(0,167) * I_{F,Sub} + (0,1) * I_{F,Sub}$ $I_{R2} = (0,167) * I_{F,Sub} + (0,1) * I_{F,Sub}$ $I_{R6} = (0,167) * I_{F,Sub} + (0,1) * I_{F,Sub}$
2	GD 1	2	$I_{R3} = (0,834) * I_{F,Sub} + (0,034) * I_{F,Sub}$ $I_{R2} = -(0,167) * I_{F,Sub} - (0,034) * I_{F,Sub}$ $I_{R5} = (0,167) * I_{F,Sub} + (0,167) * I_{F,Sub}$ $I_{R4} = (0,167) * I_{F,Sub} - (0,034) * I_{F,Sub}$
2	GD 1	3	$I_{R4} = (0,5) * I_{F,Sub} + (0,034) * I_{F,Sub}$ $I_{R1} = (0,5) * I_{F,Sub} + (0,034) * I_{F,Sub}$ $I_{R6} = (0,5) * I_{F,Sub} + (0,167) * I_{F,Sub}$ $I_{R3} = (0,5) * I_{F,Sub} - (0,034) * I_{F,Sub}$

Os dispositivos que não observam a falta ocorrendo em sua zona de proteção são: R2 e R5, pois a corrente que flui nestes dispositivos é negativa. Neste caso, as coordenações entre R1 – R5, para a falta 1 e R3 – R2 para a falta 2 não ocorrerão.

Os pares onde o acréscimo das correntes de curto-circuito observados pela inserção da GD é o mesmo e as correntes mínimas de atuação serão iguais, são: R2 – R6 e R4 – R1. A Figura 3.12 ilustra os novos pontos de operação para estes casos.

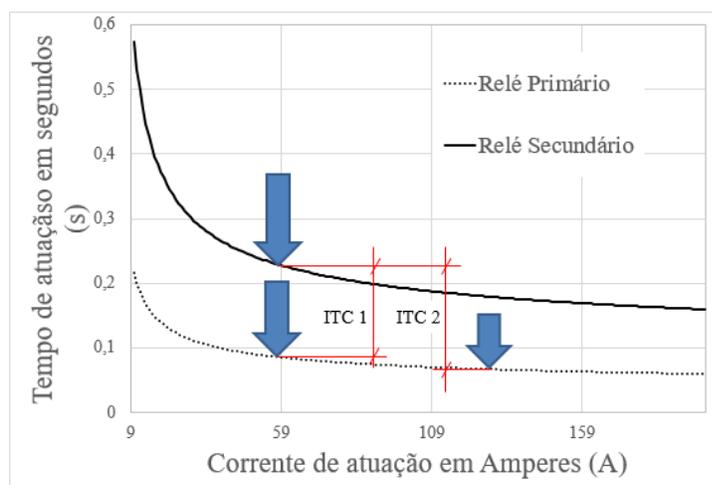


Figura 3.12: Novos pontos de operação dos relés, onde a inserção de GD gera o mesmo impacto no par de coordenação

O aumento da corrente de falta vista tanto pelo dispositivo primário quanto pelo secundário, para estes casos, irá resultar na redução de seus tempos de operação, resultando também na redução do intervalo de tempo de coordenação obtido pela equação (2.8). Este impacto poderá resultar na perda da coordenação.

Os demais pares são: R4 – R5 e R6 – R3. Nestes casos, A inserção de GD resultará na redução da corrente de curto-circuito vista pelos dispositivos de retaguarda e aumento nos dispositivos primários. A Figura 3.13 mostra os novos pontos de operação para estes casos. Pode-se notar que, enquanto o tempo de atuação nos relés secundários aumenta, o tempo de atuação dos relés primários diminui, o que de acordo com a equação (2.8), indica a redução no intervalo de tempo de coordenação dos relés para estes casos.

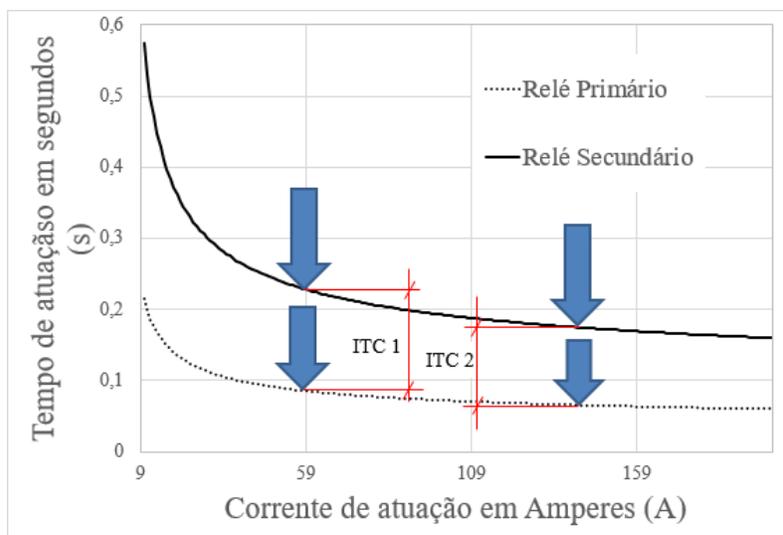


Figura 3.13: Novos pontos de operação dos relés, onde a inserção de GD gera diferentes impactos nos dispositivos primários e secundários

3.4.2 Impacto da Inserção de GD em Sistemas de Proteção com Relés de Sobrecorrente de Tempo Inverso Bidirecionais, Considerando um SDEE Malhado

Esta seção mostra o impacto da inserção de GD em um SDEE malhado, considerando a proteção realizada por relés de sobrecorrente de tempo inverso bidirecionais. A análise é realizada para dois casos distintos, sem a presença de GD, e com a GD 1 conectada. Para cada caso são analisadas três faltas distintas, no ponto A (falta 1), no ponto B (falta 2) e no ponto C (falta 3). Os dispositivos protetores, para as faltas 1,2 e 3 respectivamente são: R1 e R2; R3 e R5; R4 e R6. Os respectivos dispositivos de retaguarda são: R3 e R4; R1 e R6; R2 e R5. A Figura 3.14 traz o SDEE a ser analisado, ilustrando os sentidos das correntes vistas por cada dispositivo de proteção.

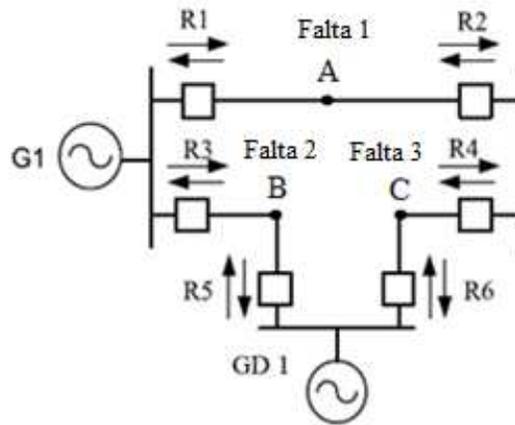


Figura 3.14: SDEE malhado para análise do impacto da inserção de GD, considerando relés bidirecionais

A Tabela 3.5 mostra os valores das correntes vistas em cada dispositivo primário, sempre seguido de seu respectivo secundário sem a presença de GD. É válido lembrar que cada dispositivo opera de modo direto quando atua na proteção primária, e no modo reverso para a proteção secundária.

Tabela 3.5: Corrente de falta vista EM cada relé bidirecional para diferentes faltas, sem a presença de GD

Caso	GD considerada	Falta	Corrente de Falta
1	Sem GD	1	$I_{R1} = (5/6) * I_{F,Sub}$ $I_{R3} = -(1/6) * I_{F,Sub}$ $I_{R2} = (1/6) * I_{F,Sub}$ $I_{R4} = (1/6) * I_{F,Sub}$
1	Sem GD	2	$I_{R3} = (5/6) * I_{F,Sub}$ $I_{R1} = -(1/6) * I_{F,Sub}$ $I_{R5} = (1/6) * I_{F,Sub}$ $I_{R6} = (1/6) * I_{F,Sub}$
1	Sem GD	3	$I_{R4} = (1/2) * I_{F,Sub}$ $I_{R2} = (1/2) * I_{F,Sub}$ $I_{R6} = (1/2) * I_{F,Sub}$ $I_{R5} = (1/2) * I_{F,Sub}$

Para a análise de SDEE malhados, a impedância equivalente das linhas deve ser considerada visando saber qual é a parcela de corrente que flui por cada ramo do circuito. Para esta análise, todas as linhas de distribuição são consideradas iguais, com impedância igual a Z , e as faltas são aplicadas exatamente no meio de cada linha. A análise de *Thévenin* realizada na seção 3.4.1 é também utilizada nesta seção.

Mesmo adotando dispositivos bidirecionais e aplicando a política de coordenação explorada para estes tipos de relés, existem pares de relés onde não é possível realizar a coordenação. Os dispositivos de retroguarda operando reversamente que não irão ver a falta são: R3 e R1, pois a corrente vista nestes dispositivos é negativa. Portanto os pares de coordenação R1 – R3 e R3 – R1 não irão se coordenar.

Os demais pares se coordenam normalmente para a proposta adotada, onde sua operação pode ser ilustrada pela Figura 3.15, que mostra que para um mesmo valor de corrente, o tempo de operação dos dispositivos secundários sempre será maior do que o tempo de atuação dos dispositivos primários. Esta figura será base de comparação para os impactos da inserção de GD nos esquemas de proteção, utilizando relés bidirecionais de tempo inverso.

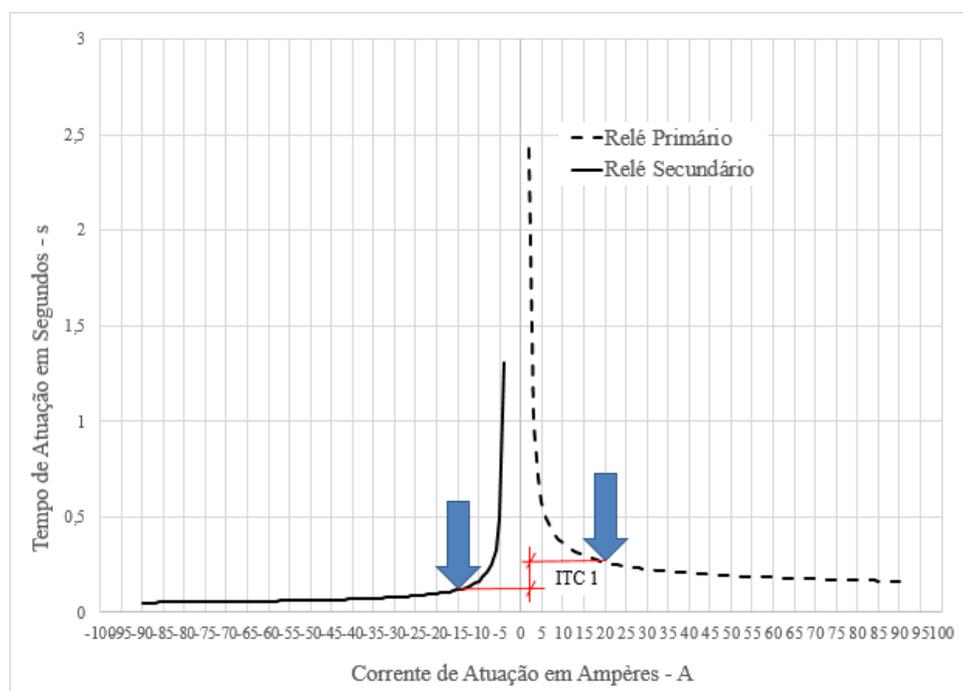


Figura 3.15: Pontos de operação utilizando dispositivos de proteção bidirecionais sem a presença de GD

Considerando agora a inserção do gerador distribuído GD1, tem-se a alteração das correntes vistas pelos dispositivos de proteção. As correntes para esta situação estão disponíveis na Tabela 3.6.

A Tabela 3.7 traz os valores das correntes agora em função da corrente de curto-circuito da subestação alimentadora. Esta medida facilita a observação da corrente líquida vista em cada dispositivo onde é necessário determinar há o aumento ou a redução neste valor, para julgar o impacto nos pares de coordenação, causado pela inserção da GD. Para fins didáticos, foi considerado que a GD tem 20% da capacidade do alimentador. Neste caso, pode-se definir que:

$$I_{F,GD1} = 0,2 * I_{F,Sub}$$

Os dispositivos R3 e R1 que operando na forma reversa fazem a retaguarda de R1 e R3, respectivamente, e estes, não veem a parcela de corrente de falta da subestação, agora veem a parcela de corrente de GD1, neste caso, o impacto da GD é positivo, pois irá ocorrer a coordenação para os pares citados, da forma como mostra a Figura 3.15, acima.

Tabela 3.6: Corrente de falta vista em cada relé bidirecional para diferentes faltas, com a GD1 conectada, em função das correntes da subestação e do gerador distribuído

Caso	GD considerada	Falta	Corrente de Falta
2	GD 1	1	$I_{R1} = (5/6) * I_{F,Sub} + (1/2) * I_{F,GD1}$ $I_{R3} = -(1/6) * I_{F,Sub} + (1/2) * I_{F,GD1}$ $I_{R2} = (1/6) * I_{F,Sub} + (1/2) * I_{F,GD1}$ $I_{R4} = (1/6) * I_{F,Sub} + (1/2) * I_{F,GD1}$
2	GD 1	2	$I_{R3} = (5/6) * I_{F,Sub} + (1/6) * I_{F,GD1}$ $I_{R1} = -(1/6) * I_{F,Sub} + (1/6) * I_{F,GD1}$ $I_{R5} = (1/6) * I_{F,Sub} + (5/6) * I_{F,GD1}$ $I_{R6} = (1/6) * I_{F,Sub} - (1/6) * I_{F,GD1}$
2	GD 1	3	$I_{R4} = (1/2) * I_{F,Sub} + (1/6) * I_{F,GD1}$ $I_{R2} = (1/2) * I_{F,Sub} + (1/6) * I_{F,GD1}$ $I_{R6} = (1/2) * I_{F,Sub} + (5/6) * I_{F,GD1}$ $I_{R5} = (1/2) * I_{F,Sub} + (1/6) * I_{F,GD1}$

Tabela 3.7: Corrente de falta vista em cada relé bidirecional para diferentes faltas, com GD1 conectada, em função da corrente da subestação

Caso	GD considerada	Falta	Corrente de Falta
2	GD 1	1	$I_{R1} = (0,834) * I_{F,Sub} + (0,1) * I_{F,Sub}$ $I_{R3} = -(0,167) * I_{F,Sub} + (0,1) * I_{F,Sub}$ $I_{R2} = (0,167) * I_{F,Sub} + (0,1) * I_{F,Sub}$ $I_{R4} = (0,167) * I_{F,Sub} + (0,1) * I_{F,Sub}$
2	GD 1	2	$I_{R3} = (0,834) * I_{F,Sub} + (0,034) * I_{F,Sub}$ $I_{R1} = -(0,167) * I_{F,Sub} + (0,034) * I_{F,Sub}$ $I_{R5} = (0,167) * I_{F,Sub} + (0,167) * I_{F,Sub}$ $I_{R6} = (0,167) * I_{F,Sub} - (0,034) * I_{F,Sub}$
2	GD 1	3	$I_{R4} = (0,5) * I_{F,Sub} + (0,034) * I_{F,Sub}$ $I_{R2} = (0,5) * I_{F,Sub} + (0,034) * I_{F,Sub}$ $I_{R6} = (0,5) * I_{F,Sub} + (0,167) * I_{F,Sub}$ $I_{R5} = (0,5) * I_{F,Sub} + (0,034) * I_{F,Sub}$

Os pares onde a GD gera um acréscimo proporcional, tanto nos dispositivos de proteção primária, operando no modo direto, quanto nos dispositivos de proteção secundária operando no modo reverso são: R2 – R4 (falta 1); R4 – R2 e R6 – R5 (falta 3). A Figura 3.16 ilustra o comportamento destes pares. O aumento da corrente de falta vista tanto pelo dispositivo

primário quanto pelo secundário, para estes casos, irá resultar na redução de seus tempos de operação, resultando também na redução do intervalo de tempo de coordenação obtido pela equação (2.8). Este impacto pode resultar na perda da coordenação, à medida que o valor de inserção cresce.

Para o par de proteção R5 – R6, a corrente vista pelo protetor é acrescida, enquanto a corrente vista pelo protegido é reduzida pela inserção de GD. Este impacto faz com que a o tempo de operação de R5 diminua enquanto o tempo de R6 aumenta. Este efeito fará o intervalo de tempo de coordenação aumentar, à medida que a inserção cresce, sendo que o impacto neste ponto será positivo.

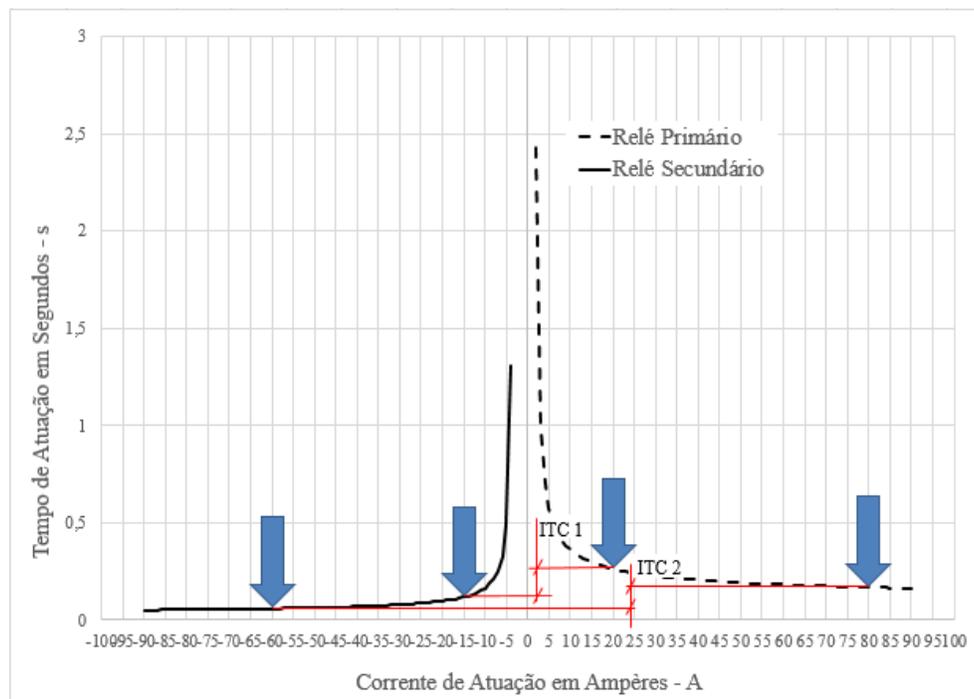


Figura 3.16: Pontos de operação utilizando dispositivos de proteção bidirecionais com a presença de GD

Capítulo 4

Quantificação dos impactos da Inserção de GD nos Esquemas de Proteção, Utilizando Índices de Coordenação

4.1 Introdução

Nesta seção é mostrada a metodologia de cálculo de dois índices de coordenação encontrados na literatura com o objetivo de quantificar os impactos provocados pela inserção de GD na coordenação dos esquemas de proteção e, são propostos dois novos indicadores, visando contribuir com a área de conhecimento.

Todos os indicadores citados são obtidos a partir de um sistema de proteção dimensionado e coordenado, considerando apenas, o efeito da inserção de GD em determinado ponto do sistema, com o respectivo nível de inserção considerado.

4.2 Índice de Descoordenação de Proteção - IDP

O IDP proposto por Pholborisut *et al*, (2011), determina a probabilidade de que ocorra perda da coordenação do sistema de proteção, considerando a inserção de GD, e pode ser obtido de maneira simples pela verificação do número de faltas aplicadas no sistema e quantificando o número de faltas que levou o sistema a perder coordenação, considerando a inserção de GD. O valor de IDP é dado pela equação (4.1).

$$IDP^k = NFd^k / NF^k \quad (4.1)$$

Onde NFd^k representa o número de eventos de falta que causam descoordenação e NF^k o número de faltas. O procedimento de estudo é exemplificado na Figura 4.1.

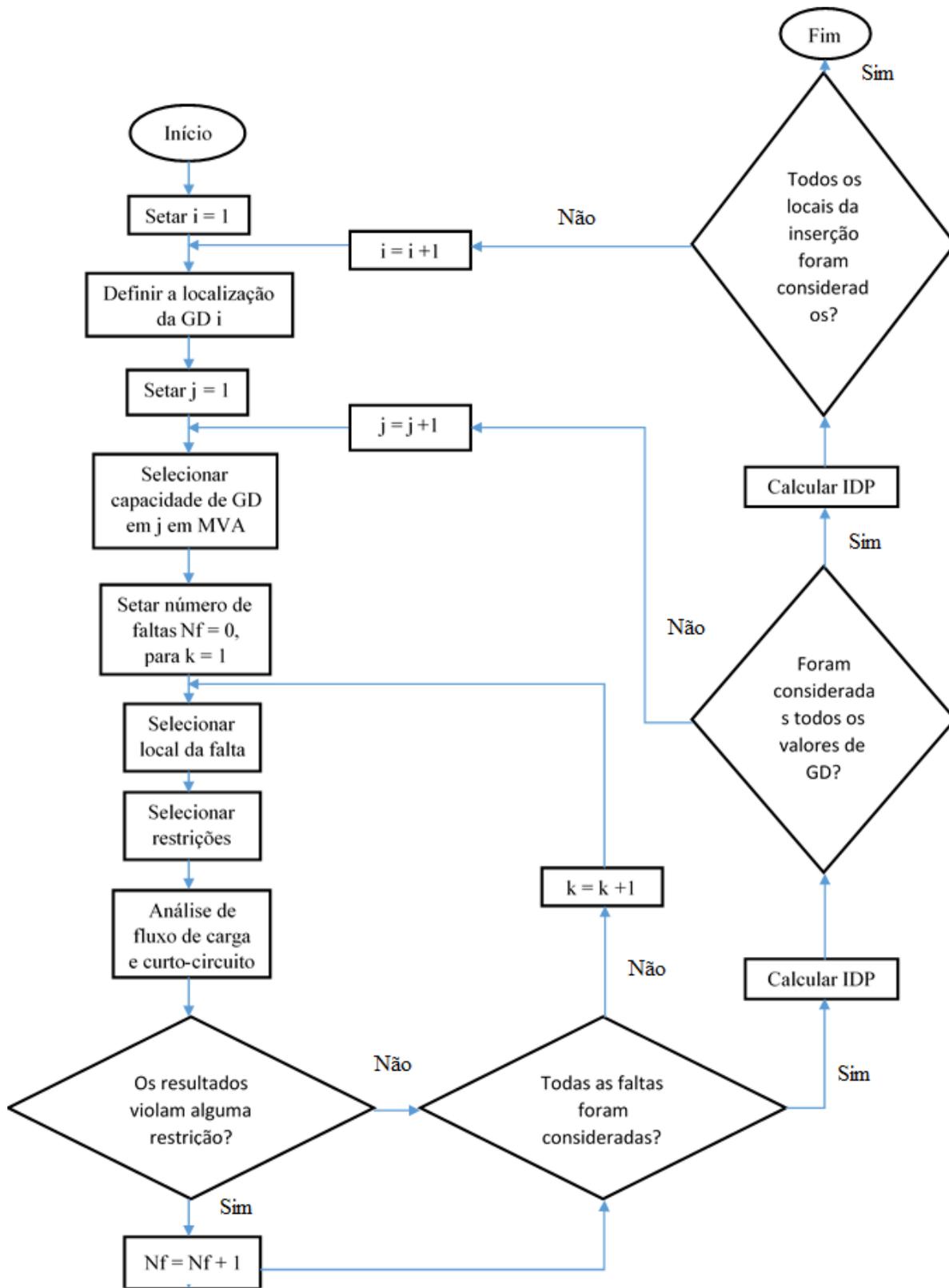


Figura 4.1: Procedimento de estudo para cálculo de IDP. Fonte: (Pholborisut *et al*, 2011)

Pode-se concluir, que quando IDP for igual a um, ele indicará que todas as faltas analisadas irão de alguma forma descoordenar o sistema de proteção. Se este indicador for igual a zero, indica que nenhuma falta irá resultar em descoordenação.

A observação da perda de coordenação é realizada olhando para o Intervalo de Tempo de Coordenação dos pares de relés. ITC deve ser maior do que 0,2 segundos para que os requisitos de coordenação sejam atendidos, onde o sistema de proteção coordenado, sem a presença de GD, possuirá valores de ITC maiores que este limite. Considerando a inserção crescente GD, no trabalho de Lidula & Kodikara. (2015) é visto que nesta situação, ITC decresce, podendo resultar em perda de coordenação. Aplicando-se as mesmas faltas, foram observados os novos valores de ITC, baseados nas novas corrente de falta, agora acrescidas pela conexão de um novo gerador, e se ITC for menor que 0,2 segundos, a falta resulta em descoordenação. Neste caso, a falta é identificada e incrementa o termo NFd^k da Equação (4.1).

Este indicador, de natureza probabilística, apresenta limitações, do ponto de vista da quantificação dos impactos da inserção de GD nos esquemas de proteção. Pode-se observar que este IDP trata apenas das faltas que poderão resultar em descoordenação, em relação a um número finito de faltas. Como visto, para faltas ocorrendo no meio das linhas de distribuição, tem-se dois relés de proteção primária, um instalado em cada extremo da linha. Conclui-se que para uma falta, terá pelo menos, dois pares de relés atuando na proteção, já que um relé primário, pode ter mais de um relé de retaguarda. Neste caso, através dos resultados obtidos neste trabalho, poderá ser observado que o indicador IDP falha em apontar quais pares relés, e qual a proporção de pares de relés (primário, mais secundário), não se coordenam.

Se o IDP apontar qual são as faltas que irão apresentar descoordenação, é necessário identificar, quais são os pares protetores que irão se descoordenar para estas faltas. Neste sentido, este trabalho procura cobrir esta limitação com a proposição do Índice de Descoordenação de Pares de Proteção (IDPP), cuja metodologia será discutida na seção 4.3.

4.3 Índice de Descoordenação de Pares de Proteção - IDPP

Estendendo a proposta de (Pholborisut *et al*, 2011), pode ser determinada a probabilidade de que ocorra perda da coordenação de pares de relés do sistema de proteção, em relação ao número total de pares de relés considerados. Este indicador fornece a proporção de pares que irão se descoordenar pela influência de um gerador distribuído conectado em qualquer parte do sistema, e pode ser obtido de maneira simples pela verificação do número de pares testados pelas faltas geradas no sistema e quantificando o número de pares que se descoordenaram. O valor de IDPP é dado pela equação (4.2).

$$IDPP^k = NPd^k / NP^k \quad (4.2)$$

Onde NPd^k representa o número de pares que se descoordenam para a falta k e NP^k o número total de pares analisados.

O Índice de Descoordenação de Proteção (IDP), proposto por Pholborisut *et al*, (2011), mostra qual a porcentagem de faltas que resultará em descoordenação do sistema de proteção. De forma complementar, pode-se indicar qual a probabilidade de pares de relés que irão descoordenar através da aplicação de IDPP. Neste caso, IDPP cobrirá uma limitação de IDP, aprofundando a análise, pela indicação de quais são os pares de relés que irão se descoordenar.

Com a identificação das faltas que resultarão em descoordenação através de IDP, obtido a partir da inserção de GD, considerando um SDEE com seu esquema de proteção coordenado, agora é possível se analisar cada falta de forma individual, observando todos os pares responsáveis pela proteção da linha de distribuição onde a falta é aplicada. Será observado se o ITC decaiu abaixo do limite estabelecido de 0,2 segundos. Nestes casos, os pares de relés que se descoordenarão serão identificados e incrementarão o termo NPd^k da Equação (4.2).

Neste ponto, é possível então ser identificada, qual a falta que irá resultar em descoordenação, através de IDP, e também identificar quais os pares que irão se descoordenar, através da aplicação de IDPP. Apesar de estes indicadores já expressarem resultados relevantes para se alcançar os objetivos do trabalho, estes ainda não fornecem um valor numérico capaz de expressar como ocorre a variação de ITC e também não impõe um limite, do próprio valor do indicador à variação deste parâmetro. As seções 4.4 e 4.5 tratarão de dois outros indicadores visando cobrir estas deficiências encontradas em IDP e IDPP.

4.4 Índice de Coordenação de Proteção - ICP

O ICP, proposto por Zeineldin *et al*, (2013), é definido como a taxa de alteração do máximo nível de inserção de GD pela taxa de alteração do Intervalo de Tempo de Coordenação (ITC).

O procedimento de estudo é exemplificado na Figura 3.18.

A inserção de GD ocorre no SDEE com seu esquema de proteção dimensionado e coordenado. Neste caso, a coordenação dos pares de relés de sobrecorrente foi realizada mantendo-se um ITC maior ou igual a 0,2 segundos. Como visto, a inserção crescente de GD em qualquer ponto do sistema irá aumentar os valores das correntes de curto-circuito e este aumento irá reduzir o tempo de atuação dos relés, de acordo com sua característica de tempo inverso. A tendência é, então, a redução dos valores de ITC entre os pares, podendo resultar em perda de coordenação se ITC decair abaixo do limite requerido.

As metodologias de dimensionamento e coordenação dos relés de sobrecorrente direcionais de tempo inverso, discutidas na seção 2.3.4 são aplicadas para estes fins. Como visto, para assegurar a coordenação, um intervalo mínimo de tempo entre a operação do relé primário (t_{ij}^p) e o relé de backup (t_{ij}^b), ITC, deve ser mantido.

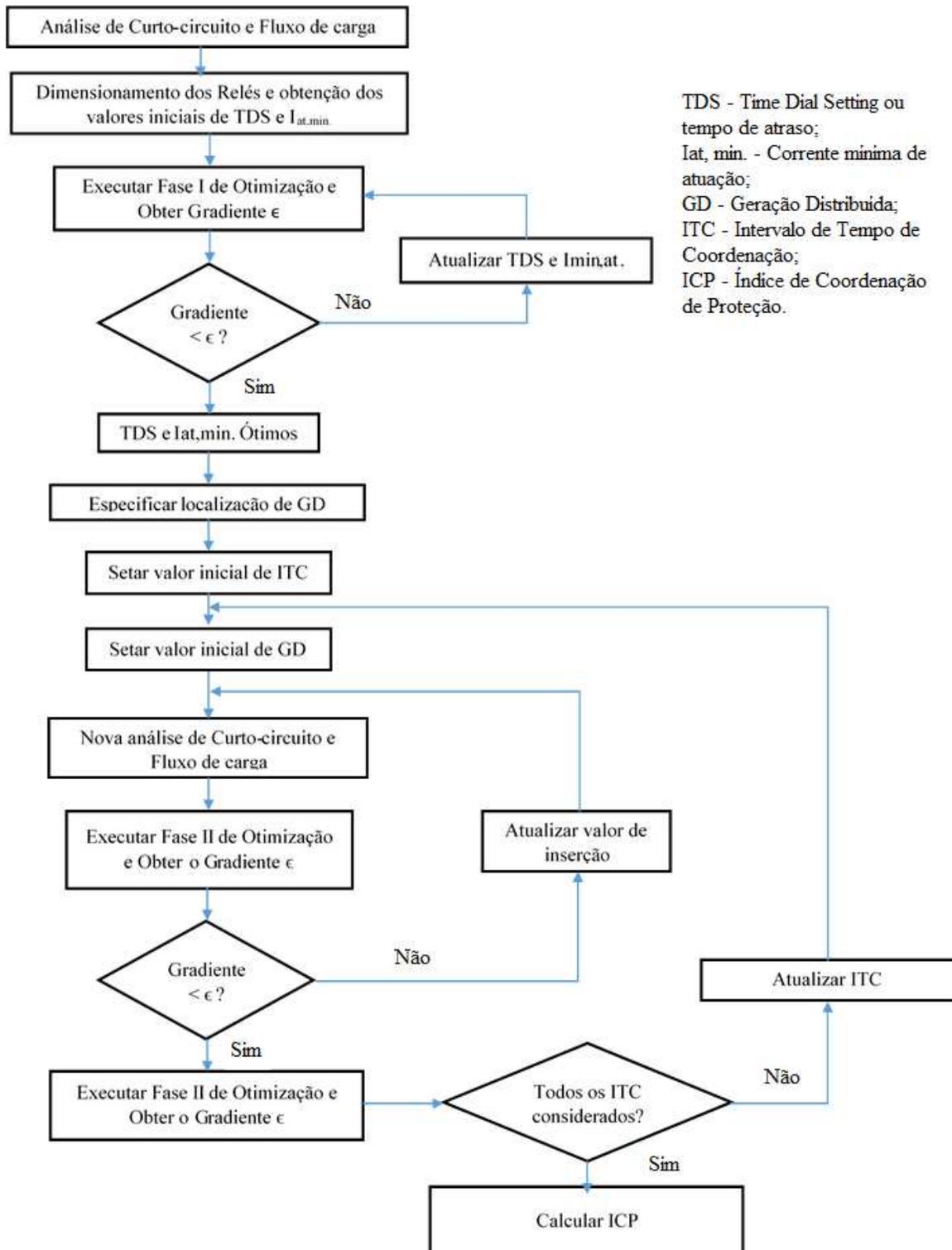


Figura 4.2: Procedimento de estudo para cálculo de ICP. Fonte: (Zeineldin *et al*, 2013)

Neste trabalho, ICP será obtido da seguinte forma:

- Inicialmente para o sistema já coordenado são tomados os valores iniciais de ITC;
- São escolhidos pontos para a conexão de novos geradores, onde a inserção ocorrerá de forma crescente;
- Para os novos valores das correntes vistas por cada dispositivo, alteradas pela inserção de GD, são determinados os novos tempos de operação dos relés, e posteriormente, são obtidos os novos valores de ITC;
- Diferentes níveis de inserção de GD fornecem sempre novos valores de ITC, como visto na seção 3.4. O Índice de Coordenação de Proteção (ICP) é obtido pela relação entre a taxa de alteração da potência aparente injetada (ΔP), e a taxa de alteração do intervalo de tempo de coordenação (ΔITC).

O valor do ICP é obtido pela equação (3.4).

$$ICP = -\frac{\Delta P}{\Delta ITC} \quad (4.3)$$

Pela equação acima, pode-se concluir que ICP e ΔITC são grandezas inversamente proporcionais. Neste caso, quanto maior for a variação ΔITC , menor será o valor do indicador. Um alto valor de ICP está indicando uma baixa variação no valor de ITC o que mostra que um par de relés onde isto acontece, sofre pouco impacto da inserção de GD. Os maiores impactos da inserção de GD são observados em pares de relé onde ITC varia mais. Neste caso, o indicador apresenta valores mais baixos. Ainda, valores negativos deste indicador, apontam para um cenário onde a inserção de GD terá impacto positivo no par de relés, pelo aumento do Intervalo de Tempo de Coordenação.

Apesar de ICP indicar se a variação do Intervalo de Tempo de Coordenação é alta ou baixa, este indicador não oferece um parâmetro de comparação de modo que a indicação de alta ou baixa variação de ITC não aponta para a possível descoordenação, apenas sugere que em pontos onde a variação é menor, em comparação aos ICP's obtidos para o restante do sistema, o par de relés é mais impactado pela inserção de GD.

O Índice de Coordenação de Proteção, em sua obtenção, relaciona de forma direta o valor de inserção de GD com a variação do Intervalo de Tempo de Coordenação, mas apesar de considerar um maior número de variáveis e relacionar variável de entrada com variável de saída este indicador não impõe um limite de variação e não pode ser avaliado sozinho de forma a determinar, através de seu valor, se há ou não a perda de coordenação. Neste caso, a maior contribuição deste indicador é para casos onde seus valores são obtidos para cada nível de inserção, em cada ponto, para todos os pares de relés considerados. Desta forma, é possível se determinar qual par sofre o maior impacto para aquele valor específico de inserção. Com o objetivo de se obter uma restrição para a variação de ITC, que poderá ser incluída em problemas

de otimização, a Variação Percentual do Intervalo de tempo de Coordenação (ΔITC (%)), foi proposto e sua metodologia é descrita na seção 3.5.4.

4.5 Variação Percentual do Intervalo de Tempo de Coordenação – ΔITC (%)

Da mesma forma que para ICP, a obtenção deste indicador parte do princípio de que o sistema de proteção já está coordenado, e, portanto, os valores iniciais de ITC já foram determinados. Todos os valores de ITC dos pares de relés, considerando o sistema de proteção coordenado, são maiores que 0,2 segundos.

Valores crescentes de inserção fazem com que os valores de ITC decaiam, e a variação percentual pode ser obtida fazendo a diferença entre o ITC inicial, obtido sem a presença de GD, e o novo valor de ITC obtido após a inserção da GD, dividido pelo ITC inicial, como mostra a equação (3.5).

$$\Delta ITC (\%) = (ITC_{Sem GD} - ITC_{Com GD}) / ITC_{Sem GD} \quad (4.4)$$

Pode-se concluir que os ITC's iniciais, obtidos pela coordenação dos pares considerando um SDEE sem a presença de GD serão maiores que o limite de 0,2 segundos e irão decair, à medida que o nível de inserção crescer. O valor inicial de ITC será tomado como um valor percentual de referência ($\Delta ITC (\%)_{limite}$) que não pode ser ultrapassado. O valor de referência é obtido sobre o valor limite de ITC mínimo, de 0,2 segundos, e pode é obtido pela Equação (3.6).

$$\Delta ITC (\%)_{limite} = (ITC_{Sem GD} - 0,2) / ITC_{Sem GD} \quad (4.5)$$

A variação de ITC, considerando ITC sem a presença de GD em relação a esta mesma grandeza é sempre igual a zero. A medida que a inserção cresce, o valor de ITC decai. Este decaimento faz com que o valor percentual saia de zero, e comece a aumentar até que eventualmente a coordenação seja perdida pela violação de ITC_{limite} , indicada pelo valor de $\Delta ITC (\%)_{limite}$.

Pode-se observar, que as principais contribuições deste indicador são: imposição de um limite de variação que não poderá ser ultrapassado; fixação de um ponto de partida, neste caso, sempre do ponto zero e quando comparado entre pares de relés, a seguinte conclusão pode ser tirada: para um mesmo valor de inserção, no mesmo ponto do sistema, maiores valores deste indicador irão apontar para uma maior variação de ITC. Neste caso, é possível se determinar se o decaimento do valor de ITC ocorre de forma rápida ou lenta, assim como a indicação de ICP. Ainda, valores negativos deste índice apontam para um cenário onde o impacto da inserção de

GD no par de relé analisado será positivo, sendo observado o acréscimo da inserção de ITC, à medida que crescem os níveis de inserção.

4.6 Conclusões

Neste capítulo, foi visto de forma mais didática, como ocorre o impacto da inserção de GD em esquemas de proteção de sobrecorrente direcionais, se o impacto é positivo ou negativo e quais são as consequências de se operar sob estes impactos. Após ter sido consolidado pela literatura, os impactos provocados pela inserção de um novo gerador a um SDEE, foram realizados testes, onde as seguintes considerações foram consideradas: foram utilizados dois sistemas de teste, um radial e outro malhado, com fornecimento centralizado, considerando a proteção realizada por relés de sobrecorrente direcionais de tempo inverso; as GD's a serem testadas são máquinas síncrona operando com controle de potências ativa e reativa; foram aplicadas apenas faltas no meio das linhas, o que significa que as proteções analisadas tem como objetivo a proteção apenas destas porções do sistema; a metodologia de dimensionamento dos relés considerada, está presente na seção 2.3.4; a equação que descreve o tempo de atuação destes dispositivos de proteção pela variação pela corrente de curto-circuito vista por este equipamento, na ocorrência de uma falta está na seção 2.3.3; e os conceitos de coordenação e seletividade estão na seção 2.3.5.

Sabendo que o impacto nos esquemas de proteção vem principalmente do acréscimo das componentes de curto-circuito patrocinados pela GD, tanto para análise de sistemas radiais quanto para malhados, foram determinadas as correntes que fluem em cada dispositivo de proteção antes e depois da inserção de GD para três faltas distintas, da onde o impacto do excedente da falta foi observado analisando-se as curvas de característica tempo – corrente do relé, onde uma alteração da corrente de curto-circuito vista por um relé irá alterar seu ponto de operação, previamente ajustado para outro cenário de operação.

Os impactos descritos são observados em sistemas radiais e malhados utilizando relés uni e bidirecionais. Portanto, não importa a natureza do dispositivo de proteção, em qualquer cenário de inserção de GD, para qualquer dispositivo de proteção são observados impactos significativos que podem levar a descoordenação de pares de proteção.

No sentido de se avaliar estes impactos, foram introduzidos quantificadores, levantados na revisão de literatura, que determinam de forma numérica os impactos citados e podem fornecer informações úteis auxiliando tomadas de decisões. No entanto, tais indicadores apresentam limitações que serão contornadas pela proposição de novos indicadores, auxiliando a quantificação dos impactos da inserção de GD nos esquemas de proteção de sobrecorrente de tempo inverso.

Capítulo 5

Coordenação do Sistema de Proteção, Aplicado ao Sistema IEEE de 30 Barras, Considerando Relés de Sobrecorrente de Tempo Inverso Uni e Bidirecionais

5.1 Introdução

O objetivo deste capítulo é avaliar o desempenho de dois sistemas de proteção distintos, um formado de relés unidirecionais e outro constituído de relés bidirecionais, sem a presença de GD. Esta avaliação foi realizada de acordo com as seguintes etapas:

Etapa 1 – Inicialmente foram realizadas as coordenações dos dois sistemas de proteção, com o objetivo de obter os respectivos intervalos de tempo de operação entre os pares de relés e as correntes mínimas de atuação para cada relé;

Etapa 2 – Foi realizada uma comparação entre os tempos de atuação dos relés primários com objetivo de se avaliar qual dispositivo de proteção proporcionou o melhor cenário do ponto de vista de atuação do sistema de proteção.

Para a melhor compreensão, a seção 4.2 apresenta o SDEE simulado, expondo suas principais características, procedência, e as adaptações realizadas no sistema para que a simulação proposta fosse desenvolvida. Através das adaptações, foram realizadas as simulações para obtenção das correntes de carga para os respectivos dispositivos de proteção e as componentes de curto-circuito, para faltas geradas nas zonas de proteção primária dos relés. A seção 4.3 mostra com detalhes a localização de cada falta aplicada. Para cada falta, foram definidos os dispositivos de proteção primária e secundária. O principal objetivo desta seção foi a realização do dimensionamento e coordenação dos relés de sobrecorrente de tempo inverso unidirecionais, trazendo todos os resultados relevantes. Na seção 4.4, para as mesmas faltas e

dispositivos de proteção primária, foram definidos os novos dispositivos de proteção secundária, considerando agora, a filosofia da proteção de sobrecorrente bidirecional.

5.2 Sistema de Distribuição de Energia Malhado Estudado

O sistema de distribuição utilizado nesta dissertação, está disponível em (IEEE, 1993) e foi escolhido porque além de ter as características convenientes à pesquisa feita, este também foi objeto de estudo de diferentes trabalhos encontrados na literatura (Zeineldin *et al*, 2013; Zeineldin *et al*, 2015). Este sistema está dividido em duas partes: Sistema de subtransmissão (132 kV) e sistemas de distribuição (11 e 33kV). A Figura 5.1 mostra apenas parte do sistema de distribuição (com 17 barras), e o sistema completo (de 30 barras), pode ser encontrado no Anexo B. Como o objetivo é avaliar a inserção de GD no sistema de distribuição, para posteriormente se avaliar o impacto desta iniciativa no sistema de proteção, este trabalho realizou a análise apenas do sistema de distribuição. O sistema de distribuição conta com três pontos de alimentação localizados nas barras 10, 12 e 27 e alimenta 12 cargas distribuídas ao longo da rede, todas alimentadas em 33 kV.

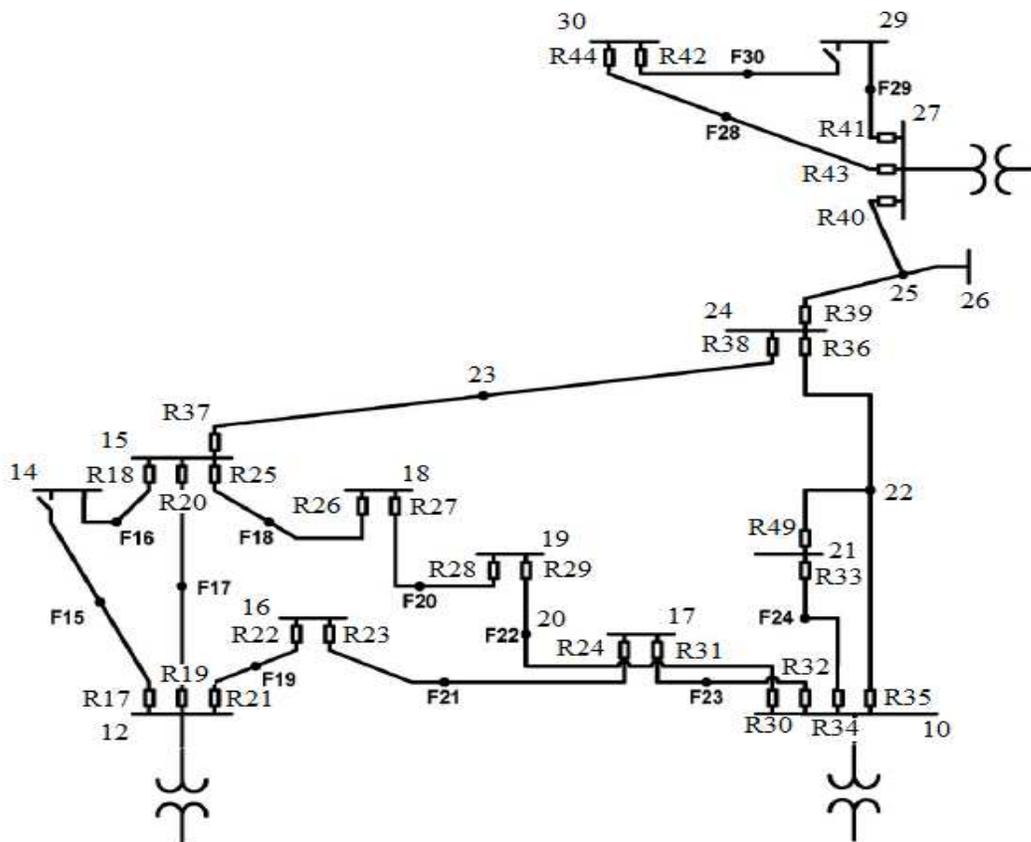


Figura 5.1: Sistema de distribuição utilizado para simulação, com as proteções alocadas

O sistema completo (30 barras), foi simulado no *software OpenDSS*, considerando os valores de carga máxima, conectadas ao sistema. Este roteiro de programação foi obtido junto ao pacote disponível pelo download do próprio *software* em uma pasta chamada *IEEETestCases*. Como o objetivo deste trabalho é avaliar o impacto nas proteções das redes, foi necessário adaptar o roteiro de modo a se aplicar as faltas (monofásica, bifásica – terra e trifásica) exatamente no meio de cada linha de distribuição, sendo assim foram criadas barras nestes pontos para que fosse possível a análise de faltas para a rede. Para cada falta, aplicada no meio de cada linha, foram utilizados dois relés para proteção primária de sobrecorrente, localizados nos extremos de cada linha.

Os resultados obtidos através do *OpenDSS* estão no formato de texto (*.txt*). Estes arquivos contendo todos os valores da análise de fluxo de carga e análise de faltas para 48 diferentes faltas foram aquisitados no *office Excel* através do aplicativo *Visual Basic Application (VBA)*. Uma vez aquisitados, as informações foram processadas para se obter o dimensionamento dos dispositivos de proteção e a coordenação do sistema de proteção.

5.3 Coordenação do Sistema de Proteção de Sobrecorrente Utilizando Relés Unidirecionais

A análise desta seção foi realizada falta a falta, considerando a faixa de atuação do relé delimitada pela equação (3.1) onde os valores de corrente são referidos ao secundário do TC. Foram analisados 16 pontos para aplicação de falta discutidas agora em ordem crescente de 11 a 31. Para o limite superior do dimensionamento, referente a corrente de curto-circuito mínima dentro da zona de proteção primária, ITC deveria ser maior que 0,2 segundos para que houvesse coordenação entre o relé primário e seus secundários.

A Tabela 5.1 mostra a localização das faltas no SDEE simulado e, para cada falta, são apresentados os relés primários com seus respectivos relés secundários e sua faixa de atuação em ampères.

A coordenação foi possível na maioria dos casos, porém, em alguns deles, a coordenação não pôde ser realizada, pois a corrente vista pelos relés secundários foi menor do que a corrente mínima de atuação. Pela tabela, pode ser observado que para um mesmo relé de proteção primária, pode existir mais de um relé de retaguarda.

Tabela 5.1: Localização das faltas e indicação de relés unidirecionais primários, com seus respectivos secundários e faixa de atuação

Falta	Localização: entre as Barras	Relés Primários	Relés Secundários	Faixa de Atuação do Relé Primário em Ampères (A)
11	12 e 14	R17	R20 e R22	2 a 28
12	12 e 15	R19	R22	3 a 35
12	12 e 15	R20	R26 e R38	3 a 14
13	12 e 16	R21	R20	3,5 a 76
13	12 e 16	R22	R24	3,5 a 29
14	14 e 15	R18	R19; R26 e R38	1 a 63
15	16 e 17	R23	R21	3 a 50
15	16 e 17	R24	R32	3 a 66
16	15 e 18	R25	R19 e R38	3 a 73
16	15 e 18	R26	R28	2,95 a 28,16
17	18 e 19	R27	R25	2,5 a 60
17	18 e 19	R28	R30	2,5 a 59
18 e 19	Barra 20	R29	R27	2,5 a 26
18 e 19	Barra 20	R30	R31; R33 e R36	1,6 a 80,2
20	10 e 17	R31	R23	2 a 80
20	10 e 17	R32	R29; R33 e R36	6 a 45
21	10 e 21	R33	R35 e R36	3 a 47
21	10 e 21	R34	R29; R31 e R36	3 a 15
22 e 24	Barra 22	R35	R29; R31 e R33	3 a 15
22 e 24	Barra 22	R36	R37 e R40	2 a 31
22 e 24	Barra 22	R49	R34	2 a 68
23 e 25	Barra 23	R37	R17; R19 e R26	3 a 54
23 e 25	Barra 23	R38	R34; R35 e R40	2 a 25
26, 27 e 28	Barra 25	R39	R37; R34 e R35	1 a 50
26, 27 e 28	Barra 25	R40	R44 e R42	3 a 55
29	27 e 29	R41	R39 e R44	3 a 49
30	27 e 30	R43	R39	3,5 a 40
30	27 e 30	R44	R41	3,5 a 10
31	29 e 30	R42	R43	2 a 18

Observando os casos onde não foi possível se realizar a coordenação, pode-se destacar os seguintes. O relé R20, atuando como secundário não viu as faltas 11 e 13, pois a corrente proveniente desta falta foi menor do que a corrente de operação normal, em carga vista pelo relé. Da mesma forma, o relé R33 não viu a falta na barra 20 ocorrer, pois sua corrente mínima de atuação foi menor do que a que flui por estes dispositivos no momento em que ocorre a falta na barra 20. Portanto a coordenação entre R33 e seus secundários não ocorreu. Nos seguintes casos, a coordenação também não foi possível: os relés de retaguarda não viram a falta na barra 25 ocorrendo, pois, suas correntes de atuação mínimas são maiores do que a corrente que flui por estes dispositivos quando esta falta ocorre; não havia coordenação para o par R41-R44, pois a corrente mínima de atuação de R44 foi menor do que a corrente vista por ele no momento da falta 29.

Os ajustes de corrente de atuação mínima ($I_{MIN,AT}$) e tempo de atraso (t_R^{D51}), para cada relé do sistema estão disponíveis na Tabela 5.2.

Tabela 5.2: Valores de dimensionamento de corrente de atuação mínima e tempo de atraso para os relés de sobrecorrente unidirecionais

Relé	t_R^{D51} (s)	$I_{MIN,AT}$ (A)	Relé	TDS (s)	I_p (A)
17	0,1	1,5	32	0,25	6
18	0,125	1	33	0,045	3
19	0,22	3	34	0,125	3
20	0,035	3	35	0,145	3,5
21	0,275	3,5	36	0,25	2
22	0,075	3,55	37	0,25	3,5
23	0,225	3	38	0,22	2
24	0,175	3	39	0,375	1
25	0,32	3	40	0,25	3
26	0,2	3	41	0,145	3
27	0,28	2,5	42	0,125	2
28	0,35	2,5	43	0,225	3,5
29	0,15	2,5	44	0,125	3,5
30	0,35	3,5	49	0,0975	2
31	0,16	2	-	-	-

Os tempos de operação dos relés para as faltas analisadas estão nas Tabelas 5.3 e 5.4. Estes valores quando comparados aos resultados de Zeineldin *et al.* (2013) e Zeineldin *et al.* (2015), também se mostram coerentes e são os dados de entrada para análise posterior, no capítulo 6. Os intervalos de tempo de coordenação puderam ser obtidos fazendo a diferença entre o tempo de atuação do relé secundário e o tempo de atuação do relé primário.

Tabela 5.3: Tempos de operação dos relés primários e respectivos secundários, para as faltas de 11 até 21

FALTA	Tempo de operação dos relés em segundos. (p = primário, s = secundário)			
	<i>p</i>	<i>s1</i>	<i>s2</i>	<i>s3</i>
11	R17	R20	R22	-
	0,2323	-	0,5300	-
12	R19	R22	-	-
	0,6044	1,4666	-	-
	R20	R26	R38	-
	0,1566	0,9959	0,7252	-
13	R21	R20	-	-
	0,6063	-	-	-
	R22	R24	-	-
	0,2430	0,4808	-	-
14	R18	R19	R26	R38
	0,2025	1,0349	0,9959	0,8441
15	R23	R21	-	-
	0,5442	0,7710	-	-
	R24	R32	-	-
	0,3822	0,6288	-	-
16	R25	R19	R38	-
	0,6796	0,9046	0,8880	-
	R26	R28	-	-
	0,6129	0,884936738	-	-
17	R27	R25	-	-
	0,5973	0,8049	-	-
	R28	R30	-	-
	0,7507	1,0268	-	-
18 e 19	R29	R27	-	-
	0,4758	0,7103	-	-
	R30	R31	R33	R36
	0,8902	1,2111	-	2,5072
20	R31	R23	-	-
	0,4474	0,6497	-	-
	R32	R29	R33	R36
	0,5156	0,8922	1,0918	0,8003
21	R33	R35	R36	-
	0,1515	0,4485	0,6868	-
	R34	R29	R31	R36
	0,3093	0,9452	0,5644	0,6868

Tabela 5.4: Tempos de operação dos relés primários e respectivos secundários, para as faltas de 22 e 24 até a 31

FALTA	Tempo de operação dos relés em segundos. (p = primário, s = secundário)			
	p	s1	s2	s3
22 e 24	R35	R29	R31	R33
	0,3873	1,009	0,6139	0,1402
	R36	R37	R40	-
	0,6211	1,1186	0,9050	-
23 e 25	R49	R34	-	-
	0,1867	0,3895	-	-
	R37	R17	R19	R26
26, 27 e 28	0,6222	0,8562	0,8441	0,8559
	R38	R34	R35	R40
	0,5944	1,2536	0,9567	1,0280
29	R39	R34	R35	R37
	0,6451	0,8833	0,8762	1,1186
	R40	R42	R44	-
30	0,5843	-	-	-
	R41	R39	R44	-
	0,3533	0,7247	-	-
31	R43	R39	-	-
	0,6308	0,8821	-	-
	R44	R41	-	-
31	0,5349	0,7710	-	-
	R42	R43	-	-
31	0,4001	0,9461	-	-

5.4 Coordenação do Sistema de Proteção de Sobrecorrente Utilizando Relés Bidirecionais

A análise desta seção foi realizada falta a falta, considerando a faixa de atuação do relé delimitada pela equação (3.1), onde os valores de corrente foram referidos ao secundário do TC. Foram analisadas 16 faltas discutidas agora em ordem crescente de 11 a 31. Para o limite superior, que é a corrente de curto-circuito mínima dentro da zona de proteção primária, ITC deveria ser maior que 0,2 segundos para que houvesse coordenação entre o relé primário e seus secundários. Neste caso, os dispositivos protetores operariam no modo direto e os de retaguarda no modo reverso.

A Tabela 5.5 mostra a localização de cada falta aplicada ao SDEE, e aponta quais são os relés de sobrecorrente bidirecionais que fazem a proteção primária, junto com seus respectivos relés de retaguarda e sua faixa de atuação em ampères.

Tabela 5.5: Localização das faltas e indicação de relés bidirecionais primários, com seus respectivos secundários e faixa de atuação

Falta	Localização: entre as Barras	Relés Primários (Modo direto)	Relés Secundários (Modo Reverso)	Faixa de Atuação do Relé Primário em Ampères (A)
11	12 e 14	R17	R19 e R21	1,5 a 28
12	12 e 15	R19	R17 e R21	3 a 35
12	12 e 15	R20	R18; R25 e R37	3 a 14
13	12 e 16	R21	R17 e R19	3,5 a 76
13	12 e 16	R22	R23	3,5 a 29
14	14 e 15	R18	R20; R25 e R37	1 a 63
15	16 e 17	R23	R22	3 a 50
15	16 e 17	R24	R31	3 a 66
16	15 e 18	R25	R18; R20 e R37	3 a 73
16	15 e 18	R26	R27	2,95 a 28,16
17	18 e 19	R27	R26	2,5 a 60
17	18 e 19	R28	R29	2,5 a 59
18 e 19	Barra 20	R29	R28	2,5 a 26
18 e 19	Barra 20	R30	R32; R34 e R35	1,6 a 80,2
20	10 e 17	R31	R24	2 a 80
20	10 e 17	R32	R30; R34 e R35	6 a 45
21	10 e 21	R33	R35 e R36	3 a 47
21	10 e 21	R34	R30; R32 e R35	3 a 15
22 e 24	Barra 22	R35	R30; R32 e R34	3 a 15
22 e 24	Barra 22	R36	R38 e R39	2 a 31
22 e 24	Barra 22	R49	R33	2 a 68
23 e 25	Barra 23	R37	R18; R20 e R25	3 a 54
23 e 25	Barra 23	R38	R36 e R39	2 a 25
26, 27 e 28	Barra 25	R39	R36 e R38	1 a 50
26, 27 e 28	Barra 25	R40	R41 e R43	3 a 55
29	27 e 29	R41	R40 e R43	3 a 49
30	27 e 30	R43	R40 e R41	3,5 a 40
30	27 e 30	R44	R42	3,5 a 10
31	29 e 30	R42	R44	2 a 18

Para a falta 11, o relé R19, atuando como secundário, não enxergou a falta, pois sua corrente mínima de atuação foi menor que a corrente em condições normais de operação, em carga. Para a falta 13, os relés R17 e R19, atuando como secundários, não enxergaram a falta,

pois suas correntes mínimas de atuação, foram, respectivamente, menores que a corrente fluiu pelos relés quando esta falta ocorreu. Para a falta 18 e 19, os relés R34 e R35, atuando como secundários, não enxergaram a falta, pois suas correntes mínimas de atuação foram maiores que a corrente fluiu pelos relés quando esta falta ocorreu. Para a falta 26, 27 e 28, os relés R41 e R43, atuando como secundários, não enxergaram a falta, pois suas correntes mínimas de atuação, foram, respectivamente, menores que a corrente fluiu pelos relés quando esta falta ocorreu. A Tabela 5.6 traz os valores dos ajustes de corrente de atuação mínima ($I_{MIN,AT}$) e tempo de atraso (t_R^{D51}), para cada relé do sistema para os dois modos de operação, o direto e o inverso.

Tabela 5.6: Valores de dimensionamento de corrente de atuação mínima e tempo de atraso

Relé	Operação Direta		Operação Reversa	
	t_R^{D51} (s)	$I_{MIN,AT}$ (A)	t_R^{D51} (s)	$I_{MIN,AT}$ (A)
17	0,035	1,5	0,05	1,5
18	0,093	3	0,125	3
19	0,035	3	0,1	3
20	0,035	3	0,125	3
21	0,035	3,5	0,1	3,5
22	0,075	3,55	0,175	3,55
23	0,075	3	0,175	3
24	0,035	3	0,125	3
25	0,035	3	0,125	3
26	0,035	3	0,125	3
27	0,035	2,5	0,145	2,5
28	0,035	2,5	0,15	2,5
29	0,035	2,5	0,125	2,5
30	0,035	3,5	0,125	3,5
31	0,035	2	0,175	2
33	0,035	3	0,125	3
34	0,035	3	0,125	3
35	0,035	3,5	0,125	3,5
36	0,035	2	0,125	2
37	0,035	3,5	0,125	3,5
38	0,035	2	0,125	2
39	0,035	1	0,15	1
40	0,035	3	0,125	3
41	0,035	3	0,125	3
42	0,035	2	0,125	2
43	0,035	3,5	0,125	3,5
44	0,035	3,5	0,125	3,5
49	0,125	2	0,15	2

Os tempos de operação dos relés para as faltas analisadas estão disponíveis nas Tabelas 5.7 e 5.8. Estes valores quando comparados aos resultados de Zeineldin *et al.* (2013) e Zeineldin *et al.* (2015), também se mostraram coerentes e foram os dados de entrada para análise posterior, no Capítulo 6.

Tabela 5.7: Tempos de operação dos relés primários e secundários. Faltas de 11 até 21

FALTA	Tempo de operação dos relés em segundos. (p = primário, s = secundário)			
	p	s1	s2	s3
11	R17	R19	R21	-
	0,08029	-	0,734185	
12	R19	R17	R21	-
	0,0961	0,501451	0,6598	-
	R20	R18	R25	R37
	0,1497	0,7877	0,5140	0,5140
13	R21	R17	R19	-
	0,0768	-	-	-
	R22	R23	-	-
	0,2430	0,4808		
14	R18	R20	R25	R37
	0,20738	0,5880	0,7220	0,7710
15	R23	R22	-	-
	0,1814	0,4906		
	R24	R31	-	-
	0,0764	0,3097		
16	R25	R18	R20	R37
	0,0743	0,5880	0,4001	0,5045
	R26	R27	-	-
	0,1055	0,3629		
17	R27	R26	-	-
	0,0746	0,3144		
	R28	R29	-	-
	0,0751	0,3194		
18 e 19	R29	R28	-	-
	0,1110	0,3557		
	R30	R32	R34	R35
	0,0884	0,8248	-	-
20	R31	R24	-	-
	0,0978	0,3517		
	R32	R30	R34	R35
	0,1547	0,9177	3,0328	1,2536
21	R33	R49	-	-
	0,1110	0,3431		
	R34	R30	R32	R35
	0,0859	0,9177	0,5467	0,6225

Tabela 5.8: Tempos de operação dos relés primários e respectivos secundários. Faltas de 22 e 24 até 31

FALTA	Tempo de operação dos relés em segundos. (p = primário, s = secundário)			
	P	s1	s2	s3
22 e 24	R35	R30	R32	R34
	0,0935	0,8248	0,4121	0,3229
	R36	R38	R39	-
	0,0870	0,4410	0,3401	
	R49	R33	-	-
	0,3106	1,2536		
23 e 25	R37	R18	R20	R25
	0,0871	0,3434	0,5140	0,7180
	R38	R36	R39	-
	0,09457	0,36344	0,37733	
26, 27 e 28	R39	R36	R38	-
	0,0602	0,3496	0,4588	
	R40	R41	R43	-
	0,0818	-	-	
29	R41	R40	R43	-
	0,0853	0,4525	0,9177	
30	R43	R40	R41	-
	0,0981	0,4957	0,6647	-
	R44	R42	-	
	0,2309	0,5045		
31	R42	R44	-	-
	0,1120	0,5256		

Uma análise comparativa entre os valores do Intervalo de Tempo de Coordenação para cada par de relé dimensionado e coordenado foi realizada e está disponível no Apêndice A.

5.5 Conclusões

Neste capítulo foi realizada a definição dos relés responsáveis pela proteção primária de cada linha de distribuição, juntamente com os respectivos dispositivos que fazem a proteção de retaguarda. Foram dimensionados e coordenados dois esquemas de proteção distintos: um utilizando relés de sobrecorrente unidirecionais de tempo inverso, e o outro com relés de sobrecorrente bidirecionais de tempo inverso. Para cada esquema de proteção foram definidos

os parâmetros de dimensionamento dos relés, sendo estes os tempos de atraso, e as correntes mínimas de atuação, de cada relé, que compõe cada par de proteção. Deste dimensionamento, foram obtidos, principalmente, os Intervalos de Tempo de Coordenação entre a atuação de cada relé de um mesmo par, que foram os dados de entrada para a análise do capítulo seguinte, visando a obtenção dos indicadores do impacto da inserção de geração distribuída nos esquemas de proteção analisados.

Capítulo 6

Aplicação dos Indicadores do Impacto da Inserção de GD nos Esquemas de Proteção Uni e Bidirecionais

6.1 Análise do Impacto da Inserção de GD nas Barras 18 e 24 – Análise Unidirecional

Neste capítulo são analisados os resultados para uma inserção de GD crescente nas barras 18 e 24, onde os indicadores do impacto desta inserção nos esquemas de proteção serão obtidos e comparados para cada caso. Os relés utilizados são de tempo inverso unidirecionais.

6.1.1 Aplicação dos Indicadores IDP e IDPP para a Determinação do Impacto nos Esquemas de Proteção Unidirecionais da Inserção de GD na Barra 18

Nesta seção serão analisadas as probabilidades de que para um determinado valor de inserção de GD ocorra a descoordenação do sistema de proteção para alguma falta específica e também qual é a proporção de pares de relé que irão se descoordenar. Serão considerados os Relés de Sobrecorrente Unidirecionais de Tempo Inverso como os dispositivos de proteção.

A análise foi realizada falta a falta para cada valor de GD, onde foi observado se havia ou não a perda de coordenação. É válido apontar que este IDP indica apenas se houve a descoordenação para alguma falta, omitindo o número de pares que se descoordenaram. Neste caso, se mais de um par de relés descoordenar para a mesma falta, este índice irá incrementar apenas uma vez o valor de NFd^k , utilizado na equação (3.2). A Tabela 6.1, mostra os valores de IDP para diferentes valores de inserção na barra 18.

Tabela 6.1: Valores do IDP com inserção de GD na barra 18

GD			
(MVA)	Número de faltas	Perda de coordenação	IDP
5	14	4	28,57142857
15	14	5	35,71428571
25	14	6	42,85714286

Esta análise aponta que IDP cresceu à medida que o valor de inserção aumentou. Para uma inserção de 25 MVA em 42,857 % das faltas ocorrerá descoordenação.

Para inserção de 5 MVA foi observada a ocorrência de descoordenação para as faltas 16, 20, 22 e 24 e 23 e 25.

Para inserção de 15 MVA foi observada a ocorrência de descoordenação para as faltas 16, 18 e 19, 20, 22 e 24 e 23 e 25.

Para inserção de 25 MVA foi observada a ocorrência de descoordenação para as faltas 15, 16, 18 e 19, 20, 22 e 24 e 23 e 25.

Complementarmente, o Índice de Descoordenação de Pares de Proteção (IDPP) foi aplicado para se determinar a probabilidade dos pares de proteção analisados em se descoordenar, já que para uma mesma falta, mais de um par de relés pôde ser comprometido. A Tabela 6.2 mostra os valores de IDPP.

Tabela 6.2: Valores de IDPP com inserção de GD na barra 18

GD			
(MVA)	Número de pares	Perda de coordenação	IDPP
5	43	4	9,302326
15	43	5	11,62791
25	43	7	16,27907

O IDPP já mostra que para um valor de inserção de 25 MVA o número total de pares que se descoordenam difere do número de faltas que descoordenam o sistema de proteção, isto ocorre, pois para cada falta há pelo menos dois pares de relés atuando na proteção. A diferença entre os valores de IDP e IDPP mostra que estes indicadores oferecem informações distintas, onde IDPP além de agregar informações à IDP é mais completo e realista, apontando para a situação onde diferentes pares podem se descoordenar para uma mesma falta. Devido a esta característica este indicador pode ser utilizado sozinho, sem a necessidade de se aplicar IDP.

Para inserção de 5 MVA foram analisadas as faltas onde a perda de coordenação foi identificada por IDP e agora são apontados quais os pares que se descoordenaram para cada uma destas faltas.

Para a falta 16, o único par que se descoordenou foi R25 – R19. Para a falta 20, apenas os pares R31-R23 e R32 – R29 se descoordenaram. Para a falta 22 e 24, os pares R35 - R29 e R49 – R34 se descoordenaram e para a falta 23 e 25, R37 – 26 se descoordenou.

A mesma situação é vista para uma inserção de 15 MVA, sendo que a única diferença é que agora o par R30 – R31 irá descoordenar, quando analisada a falta 18 e 19.

Para a inserção de 25 MVA, observa-se que para a falta 22 e 24, mais um par de relés irá se descoordenar. Além de R49 – R34, agora R35 – R29 também perderá coordenação.

Para a falta 15, com 25 MVA de inserção, o par R23 – R21 irá se descoordenar.

6.1.2 Aplicação dos Indicadores IDP e IDPP para a Determinação do Impacto nos Esquemas de Proteção Unidirecionais da Inserção de GD na Barra 24

Nesta seção são analisadas as probabilidades de que para um determinado valor de inserção de GD ocorra a descoordenação do sistema de proteção para alguma falta específica e também qual é a proporção de pares que podem se descoordenar.

A análise foi realizada falta a falta para cada valor de GD, onde foi observado se havia ou não a perda de coordenação. É válido apontar que este IDP indica apenas se houve a descoordenação para alguma falta, omitindo o número de pares que se descoordenaram. Neste caso, se mais de um par de relés se descoordenam para a mesma falta, este índice irá incrementar apenas uma vez o valor de NFd^k , utilizado na equação (3.2). A Tabela 6.3, mostra os valores de IDP para diferentes valores de inserção na barra 18.

Tabela 6.3: Valores do IDP com inserção de GD na barra 24

GD (MVA)	Número de faltas	Perda de coordenação	IDP
5	14	3	21,42857
15	14	4	28,57143
25	14	5	35,71429

Esta análise apontou que IDP cresce à medida que o valor de inserção aumenta. Assim, para uma inserção de 25 MVA, em 35,714 % das faltas ocorre descoordenação.

Para inserção de 5 MVA foi observada a ocorrência de descoordenação para as faltas 16, 20 e 22 e 24.

Para inserção de 15 MVA foi observada a ocorrência de descoordenação para as faltas 16, 18 e 19, 20, 22 e 24.

Para inserção de 25 MVA foi observada a ocorrência de descoordenação para as faltas 11, 16, 18 e 19, 20 e 22 e 24.

Complementarmente, o Índice de Descoordenação de Pares de Proteção (IDPP) foi aplicado para se determinar a probabilidade dos pares de proteção analisados em se descoordenar, já que para uma mesma falta, mais de um par de relés pode ser comprometido. A Tabela 6.4 mostra os valores de IDPP.

Tabela 6.4: Valores de Índice de IDPP com inserção de GD na barra 24

GD (MVA)	Número de pares	Perda de coordenação	IDPP
5	43	5	11,62791
15	43	7	16,27907
25	43	8	18,60465

Novamente pode-se observar a diferença entre os valores de IDP e IDPP. Isto ocorre devido a característica individual de cada indicador, onde o primeiro observa apenas quais são as faltas que resultam em descoordenação, enquanto o outro aponta quais são os pares de relés que se descoordenam.

Para inserção de 5 MVA foram analisadas as faltas onde a perda de coordenação foi identificada por IDP e agora são apontados quais os pares que se descoordenaram para cada uma destas faltas. Para a falta 16, os pares que se descoordenaram foram R25 – R19 e R25 – R38. Para a falta 20, apenas R31 – R23, R32 – R33 e R32-R36 se descoordenaram. Para a falta 2224, o par R49 – R34 se descoordenou.

A mesma situação é vista para uma inserção de 15 MVA, sendo que a única diferença é que agora para as faltas 1819 e 20, os pares R30 – R36 e R32 – R36 perderam a coordenação.

Para a inserção de 25 MVA, mais um par de relés se descoordenou. Este é o par R17 – R22 utilizado na proteção da falta 11.

Pode-se observar que apesar da localização da GD afetar pontos em comum, para as mesmas faltas analisadas, não necessariamente foram afetados os mesmos pares.

6.1.3 Análise do Índice de Coordenação de Proteção e da Variação Percentual do Intervalo de Tempo de Coordenação

Agora, para cada valor de inserção são calculados ICP e ITC (%), analisando todos os pares de relés onde se observou perda de coordenação pela análise realizada através dos indicadores quantitativos.

Os indicadores probabilísticos, apesar de apontar qual é o valor percentual de faltas que resultam em descoordenação e qual é a porcentagem de pares de relés que se descoordenam, ainda indica quais são as faltas, e para cada falta quais os pares afetados. A Tabela 6.5 apresenta a relação de pares de relés impactados pela inserção de GD.

Tabela 6.5: Relação de pares de relés afetados pela inserção de GD

Localização da GD	Faltas que resultaram em descoordenação	Pares que se descoordenaram
24	11	R17-R22
18	15	R23-R21
18; 24	16	R25-R19; R25-R38
18; 24	18 e 19	R30-31; R30-R36
18; 24	20	R32-R29; R31-R23; R32-R33; R32-R36
18; 24	22 e 24	R49-R34; R35-R29
18	23 e 25	R37-R26

Para ITC (%), é possível que se estabeleça um valor limite para a variação. Este valor limite é obtido pela equação (3.6), onde são utilizados o valor de ITC sem a presença de GD e o valor ITC limite de 0,2 segundos. Os valores limites de ITC (%) para todos os pares de coordenação estão disponíveis nas Tabelas 6.6 e 6.7. Estas tabelas ainda mostram todos os pares de relés analisados para cada falta.

Neste capítulo é apresentada apenas a análise da falta 20, com os respectivos pares de relés, onde pode-se observar que ocorreu a descoordenação, considerando a inserção de GD nas barras 18 e 24. Neste caso, ambos os indicadores IDP e IDPP apontaram para um cenário onde há perda de coordenação. Os demais pares que apresentam a descoordenação estão presentes nos Apêndice B deste trabalho. Os resultados são apresentados em tabelas e gráficos, onde os valores dos indicadores ICP e ITC (%) são discutidos para ampliar a compreensão dos valores.

Estes limites são representados nos gráficos que seguem para o caso onde não há inserção de GD, ou seja, inserção de 0 MVA. Neste caso, os gráficos que se referem ao limite, estão sempre na primeira posição, seguido pelos gráficos correspondentes aos novos valores de ITC (%), considerando valores crescentes de inserção.

Tabela 6.6: Valores limite de ITC (%). Faltas de 11 até 23 e 25

Falta	Pares de Relé	ITC Limite (s)	ITC sem GD (s)	ITC (%) Limite
11	R17-R22	0,2	0,298	32,841
12	R19-R22	0,2	0,862	76,804
12	R20-R26	0,2	0,834	76,019
12	R20-R38	0,2	0,569	64,826
13	R22-R24	0,2	0,238	15,878
14	R18-R19	0,2	0,832	75,972
14	R18-R26	0,2	0,793	74,792
14	R18-R38	0,2	0,632	68,335
15	R23-R21	0,2	0,227	11,855
15	R24-R32	0,2	0,247	18,902
16	R25-R19	0,2	0,225	11,121
16	R25-R38	0,2	0,208	4,040
16	R26-R28	0,2	0,272	26,481
17	R27-R25	0,2	0,208	3,674
17	R28-R30	0,2	0,276	27,558
18 e 19	R29-R27	0,2	0,235	14,747
18 e 19	R30-R31	0,2	0,328	38,934
18 e 19	R30-R33	0,2	0,208	3,926
18 e 19	R30-R36	0,2	1,624	87,682
20	R31-R23	0,2	0,202	1,123
20	R32-R29	0,2	0,316	36,733
20	R32-R33	0,2	0,576	65,286
20	R32-R36	0,2	0,268	25,474
21	R33-R35	0,2	0,297	32,675
21	R34-R29	0,2	0,636	68,551
21	R34-R31	0,2	0,255	21,601
21	R34-R36	0,2	0,360	44,496
21	R33-R36	0,2	0,535	62,643
22 e 24	R35-R29	0,2	0,622	67,844
22 e 24	R36-R37	0,2	0,497	59,797
22 e 24	R36-R40	0,2	0,284	29,555
22 e 24	R35-R31	0,2	0,227	11,732
22 e 24	R49-R34	0,2	0,203	1,355
23 e 25	R37-R17	0,2	0,234	14,529
23 e 25	R38-R34	0,2	0,430	53,436
23 e 25	R38-R35	0,2	0,362	44,791
23 e 25	R37-R19	0,2	0,222	9,891
23 e 25	R37-R26	0,2	0,234	14,426
23 e 25	R38-R40	0,2	0,397	49,625

Tabela 6.7: Valores limite de ITC (%). Faltas de 26, 27, 28 e 29

Falta	Pares de Relé	ITC Limite (s)	ITC sem GD (s)	ITC (%) Limite
26, 27 e 28	R39-R37	0,2	0,474	57,764
26, 27 e 28	R39-R34	0,2	0,238	16,065
26, 27 e 28	R39-R35	0,2	0,231	13,476
29	R41-R39	0,2	0,371	46,149

Para a falta 20, os pares de relés afetados pela inserção de GD são: R31-R23, R32-R29, R32-R33 e R32-R36. Para inserção na barra 18, os pares que se descoordenaram foram: R31-R23 e R32-R29; para inserção na barra 24, os pares foram: R31-R23, R32-R33 e R32-R36.

As Tabelas 6.8 e 6.9 mostram os valores de ITC e ITC (%) para o par R31-R23 de relés, para valores crescentes de inserção nas barras 18 e 24, respectivamente. Os valores em destaque mostram onde ocorreu perda de coordenação pela extrapolação do limite de ITC de 0,2 segundos.

Tabela 6.8: Comparação entre os valores de ICP e ITC (%) para inserção de GD na Barra 18, para o par de relés R31 – R23

ITC para R31-R23	Valor de GD		
	(MVA)	ITC (%)	ICP (MVA / s)
0,202272294	0	1,123383513	0
0,178007091	5	11,99630574	206,0563864
0,170740612	15	15,58873004	475,7120188
0,165098713	25	18,37798932	672,5206359

Tabela 6.9: Comparação entre os valores de ICP e ITC (%) para inserção de GD na Barra 24, para o par de relés R31 – R23

ITC para R31-R23	Valor de GD		
	(MVA)	ITC (%)	ICP (MVA / s)
0,202272294	0	1,123383513	-
0,185660297	5	8,212689901	300,9873065
0,178007091	15	11,99630574	618,1691593
0,17168214	25	15,12325466	817,2564266

Para as inserções na barra 18, de 5, 15 e 25 MVA, observou-se uma alteração significativa de ITC, em relação ao tempo original, obtido para o sistema sem a presença de GD. Para estes casos observa-se perda de coordenação. O mesmo acontece para inserção na barra 24. A Figura 6.1 compara os valores de ITC (%) para inserção nas barras 18 e 24 e pôde-se observar que em

ambos os casos o limite foi ultrapassado já para inserção de 5 MVA, onde o ITC continua caindo para maiores valores de inserção.

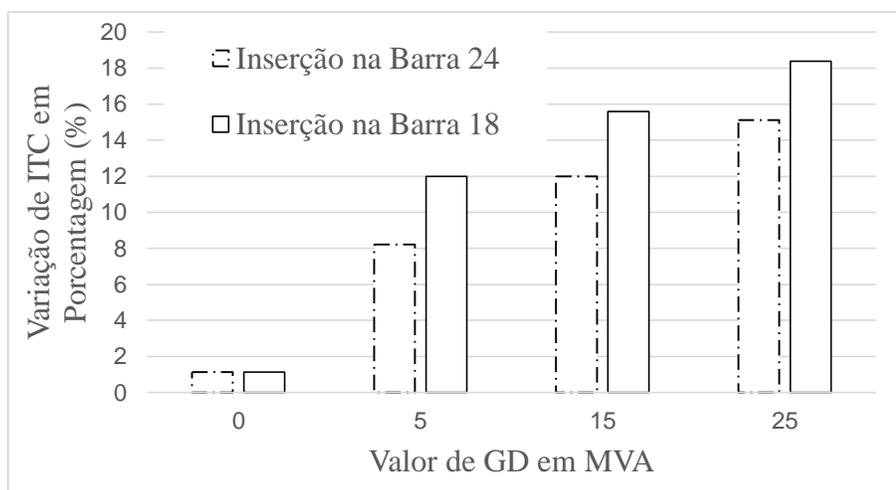


Figura 6.1: Valores de ITC (%) para inserção de GD nas barras 18 e 24 para o par de relés R31-R23

A Figura 6.2 compara os valores de ICP para inserção nas barras 18 e 24 onde pode ser observado que as menores variações são alcançadas para inserção na barra 24, pois a magnitude do indicador é maior.

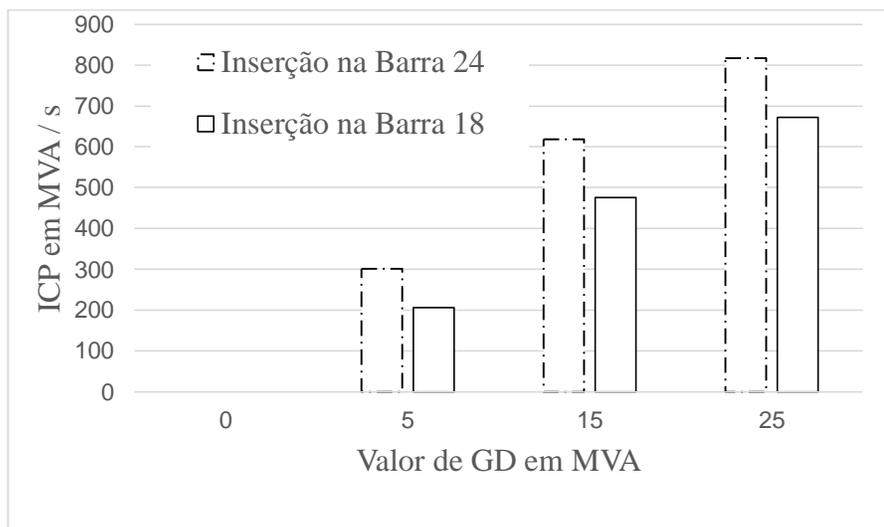


Figura 6.2: Valores de ICP para inserção de GD nas barras 18 e 24 para o par de relés R31-R23

As Tabelas 6.10 e 6.11 mostram os valores de ITC e ITC (%) para o par R32-R29, para valores crescentes de inserção nas barras 18 e 24, respectivamente. Os valores em destaque mostram onde ocorreu perda de coordenação pela extrapolação do limite de ITC de 0,2 segundos.

Tabela 6.10: Valores de ICP e ITC (%) para inserção de GD na Barra 18, para o par de relés R32 – R29

ITC para R32-R29	Valor de GD		
	(MVA)	ITC (%)	ICP (MVA / s)
0,31612267	0	36,73342067	0
0,117157666	5	62,93917607	25,13004748
-0,011134481	15	103,5222027	45,83551477
-0,068830971	25	121,7735004	64,94288487

Tabela 6.11: Valores de ICP e ITC (%) para inserção de GD na Barra 24, para o par de relés R32 – R29

ITC para R32-R29	Valor de GD		
	(MVA)	ITC (%)	ICP (MVA / s)
0,31612267	0	36,73342067	0
0,706481588	5	-123,4833672	-12,80872493
0,862144106	15	-172,7245424	-27,47144895
0,927864559	25	-193,5140838	-40,86690881

Para a inserções na barra 18, de 5, 15 e 25 MVA, observou-se uma alteração significativa de ITC, em relação ao tempo original, obtido para o sistema sem a presença de GD. Para estes casos observou-se perda de coordenação. Para inserção na barra 24, nota-se que o aumento no valor de ITC, à medida que o nível de inserção aumenta, acrescenta o sinal negativo aos indicadores, que significa o aumento no valor de ITC.

A Figura 6.3 compara os valores de ITC (%) para inserção nas barras 18 e 24.

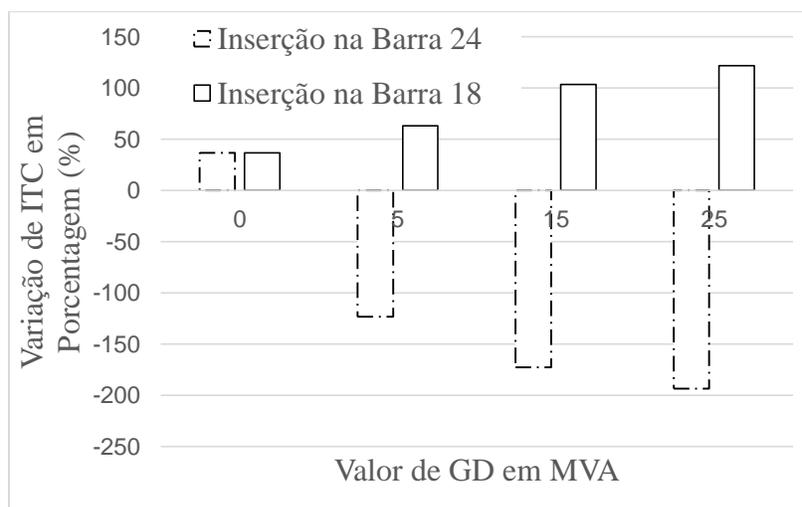


Figura 6.3: Valores de ITC (%) para inserção de GD nas barras 18 e 24 para o par de relés R32-R29

A Figura 6.4 compara os valores de ICP para inserção nas barras 18 e 24 onde pode ser observado que as menores variações são alcançadas para inserção na barra 24, pois a magnitude do indicador é maior, e ainda, neste caso, o impacto causado pela GD foi positivo, pelo aumento de ITC indicado pelo sinal negativo de ICP.

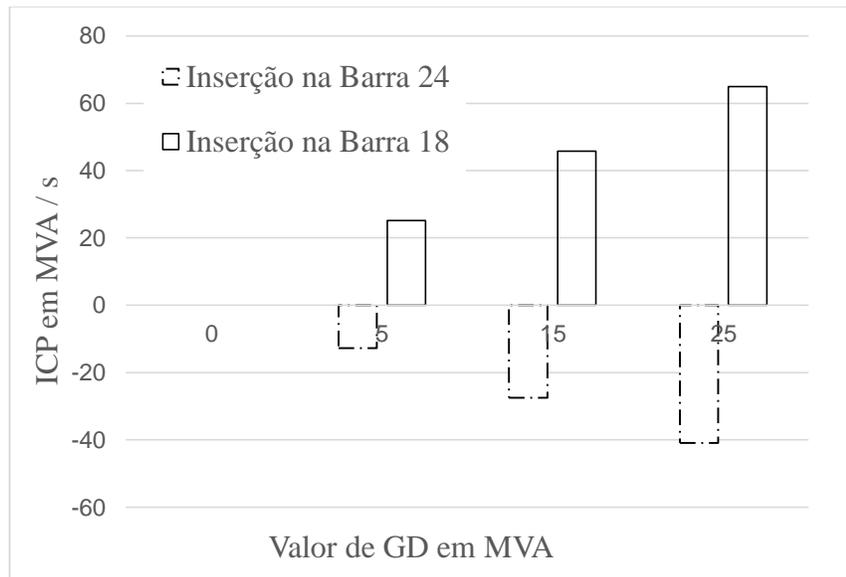


Figura 6.4: Valores de ICP para inserção de GD nas barras 18 e 24 para o par de relés R32-R29

As Tabelas 6.12 e 6.13 mostram os valores de ITC e ITC (%) para o par R32-R33, para valores crescentes de inserção nas barras 18 e 24, respectivamente. Os valores em destaque mostram onde ocorreu perda de coordenação pela extrapolação do limite de ITC de 0,2 segundos.

Tabela 6.12: Valores de ICP e ITC (%) para inserção de GD na Barra 18, para o par de relés R32 – R33

ITC para R32-R33	Valor de GD	ITC (%)	ICP
0,57613847	0	65,28612299	0
0,581085322	5	-0,858621945	-1010,743937
0,586713349	15	-1,835475237	-1418,455953
0,590293123	25	-2,456814382	-2793,472555

Tabela 6.13: Valores de ICP e ITC (%) para inserção de GD na Barra 24, para o par de relés R32 – R33

ITC para R32-R33	Valor de GD	ITC (%)	ICP
0,57613847	0	65,28612299	0
0,102777708	5	82,16093648	10,56276818
-0,05288481	15	109,179184	23,84649418
-0,180901143	25	131,3989002	33,02337097

Para a inserções na barra 24, de 5, 15 e 25 MVA, observa-se uma alteração significativa de ITC, em relação ao tempo original, obtido para o sistema sem a presença de GD. Para estes casos observou-se perda de coordenação. Para inserção na barra 18, nota-se que o aumento no valor de ITC, à medida que o nível de inserção aumenta, acrescentou o sinal negativo aos indicadores.

A Figura 6.5 compara os valores de ITC (%) para inserção nas barras 18 e 24.

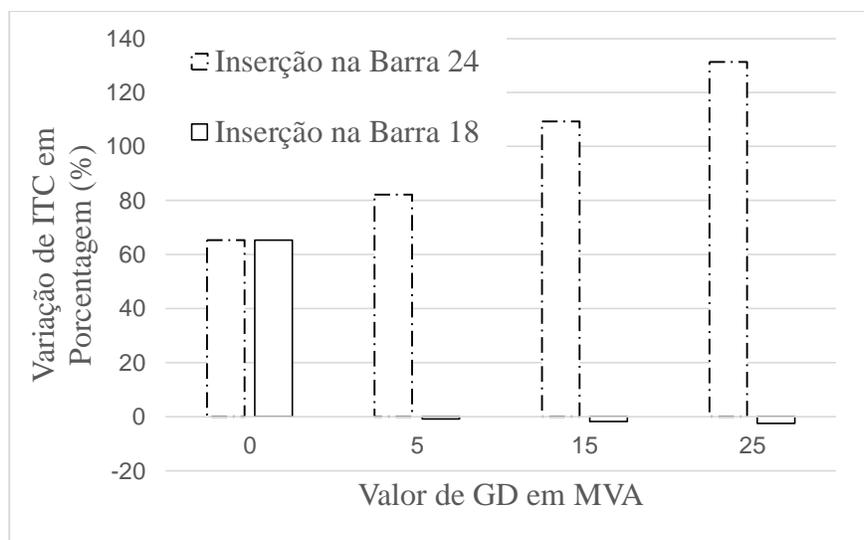


Figura 6.5: Valores de ITC (%) para inserção de GD nas barras 18 e 24 para o par de relés R32-R33

Mais uma vez, a comparação gráfica entre os valores de ICP fica inviável devido a discrepância nas magnitudes entre os valores para inserção nas barras 18 e 24. A variação de ITC para uma inserção na barra 18 foi baixa, portanto o ICP teve um valor muito maior do que os valores obtidos para inserção na barra 24. Além disso, a ocorrência do aumento de ITC em relação ao caso onde não há presença de GD, fez com que o ICP tivesse um sinal negativo.

As Tabelas 6.14 e 6.15 mostraram os valores de ITC e ITC (%) para o par R32-R36, para valores crescentes de inserção nas barras 18 e 24, respectivamente. Os valores em destaque mostram onde ocorreu perda de coordenação pela extrapolação do limite de ITC de 0,2 segundos.

Tabela 6.14: Valores de ICP e ITC (%) para inserção de GD na Barra 18, para o par R32 – R36

ITC para R32-R36	Valor de GD	ITC (%)	ICP
0,26836105	0	29,746486	0
0,237551243	5	11,48072976	162,2859893
0,237551243	15	11,48072976	486,8579678
0,210927918	25	21,40144118	435,2888133

Tabela 6.15: Valores de ICP e ITC (%) para inserção de GD na Barra 24, para o par R32 – R36

ITC para R32-R36	Valor de GD	ITC (%)	ICP
0,284683269	0	29,746486	0
0,216156025	5	24,07139838	72,96368174
0,150842139	15	47,01404844	112,0731723
0,114922548	25	59,63143568	147,2661047

A Figura 6.6 compara os valores de ITC (%) para inserção nas barras 18 e 24. É possível de se observar que a inserção na barra 24, causou os maiores impactos, extrapolando o limite de coordenação.

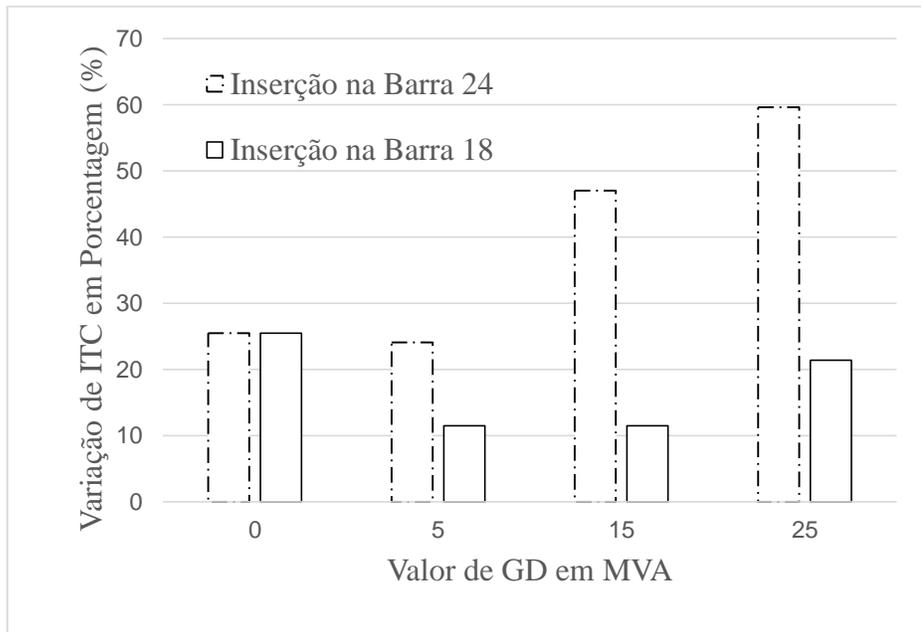


Figura 6.6: Valores de ITC (%) para inserção de GD nas barras 18 e 24 para o par de relés R32-R36

Para as inserções na barra 24, de 15 e 25 MVA, observou-se uma alteração significativa de ITC, em relação ao tempo original, obtido para o sistema sem a presença de GD. Para estes casos observou-se perda de coordenação. Para inserção na barra 18, nota-se que ITC decresce de forma lenta, sem sofrer tanto o impacto da conexão com o gerador.

A Figura 6.7 compara os valores de ICP para inserção nas barras 18 e 24 onde pode ser observado que as menores variações são alcançadas para inserção na barra 18, pois a magnitude do indicador é maior.

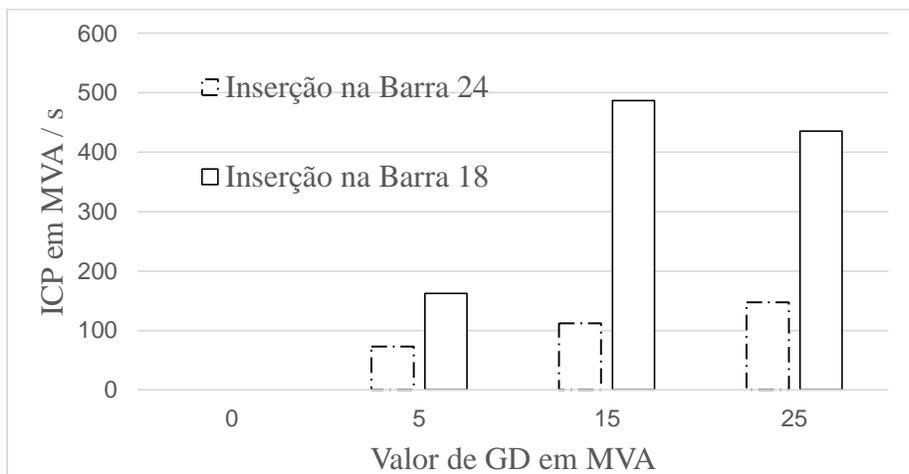


Figura 6.7: Valores de ICP para inserção de GD nas barras 18 e 24 para o par de relés R32-R36

6.2 Análise do Impacto da Inserção de GD nas Barras 18 e 24 – Análise Bidirecional

Nesta seção são analisados os resultados para uma inserção de GD crescente nas barras 18 e 24, onde os indicadores do impacto desta inserção nos esquemas de proteção serão aplicados e comparados para cada caso.

6.2.1 Aplicação dos Indicadores IDP e IDPP para a Determinação do Impacto nos Esquemas de Proteção Bidirecionais da Inserção de GD na Barra 18

Nesta seção são analisadas as probabilidades de que para um determinado valor de inserção de GD ocorra a descoordenação do sistema de proteção para alguma falta específica e também qual é a proporção de pares que podem se descoordenar. Neste caso são considerados Relés de Sobrecorrente Bidirecionais de Tempo Inverso.

A análise foi realizada falta a falta para cada valor de GD, onde foi observado se havia ou não a perda de coordenação. É válido apontar que IDP indica apenas se houve a descoordenação para alguma falta, omitindo o número de pares que se descoordenaram. Neste caso, se mais de um par de relés se descoordenou para a mesma falta, este índice incrementou apenas uma vez o valor de NFd^k , utilizado na equação (3.2). A Tabela 6.16, mostra os valores de IDP para diferentes valores de inserção na barra 18.

Tabela 6.16: Valores do IDP com inserção de GD na barra 18

GD	Número de faltas	Perda de coordenação	IDP
5	14	0	0
15	14	0	0
25	14	0	0

Este estudo apontou que não há descoordenação para nenhuma falta analisada, mesmo para uma inserção de 25 MVA.

Complementarmente, o Índice de Descoordenação de Pares de Proteção (IDPP) foi aplicado para se determinar a probabilidade dos pares de proteção analisados em se descoordenar, já que para uma mesma falta, mais de um par de relés pode ser comprometido. A Tabela 6.17 mostra os valores de IDPP, onde se observou que como nenhuma falta resultou em descoordenação, a probabilidade de algum par de relés em se descoordenar foi zero.

Tabela 6.17: Valores de IDPP com inserção de GD na barra 18

GD	Número de pares	Perda de coordenação	IDPP
5	43	0	0
15	43	0	0
25	43	0	0

A diferença entre os valores de IPD e IDPP considerando dispositivos uni e bidirecionais pode ser observada nas Tabelas 6.18 e 6.19.

Tabela 6.18: Comparação dos valores do IDP para dispositivos uni e bidirecionais com inserção de GD na barra 18

GD	Número de Faltas	IDP – Unidirecional	IDP – Bidirecional
5	14	28,57142857	0
15	14	35,71428571	0
25	14	42,85714286	0

Tabela 6.19: Comparação dos valores de IDPP com inserção de GD na barra 18

GD	Número de Pares	IDPP – Unidirecional	IDPP – Bidirecional
5	43	9,302326	0
15	43	11,62791	0
25	43	16,27907	0

Estes valores podem indicar de forma preliminar que a aplicação de dispositivos de proteção bidirecionais aumenta a confiabilidade do sistema de proteção, tendo vista que para o

mesmo caso, considerando proteções unidirecionais, foram obtidas probabilidades maiores da ocorrência de descoordenação, para o mesmo número de faltas analisadas e considerando o mesmo número de pares de relés.

6.2.2 Aplicação dos Indicadores IDP e IDPP para a Determinação do Impacto nos Esquemas de Proteção Bidirecionais da Inserção de GD na Barra 24

A análise foi realizada falta a falta para cada valor de GD, onde foi observado se havia ou não a perda de coordenação. É válido apontar que IDP indica apenas se houve a descoordenação para alguma falta, omitindo o número de pares que se descoordenaram. Neste caso, se mais de um par de relés descoordenar para a mesma falta, este índice incrementa apenas uma vez o valor de NFd^k , utilizado na equação (3.2). A Tabela 6.20 mostra os valores de IDP para diferentes valores de inserção na barra 18.

Tabela 6.20: Valores do IDP com inserção de GD na barra 24

GD	Número de faltas	Perda de coordenação	IDP
5	14	1	7,1428571
15	14	1	7,1428571
25	14	1	7,1428571

Para todos os casos de inserção na barra 24, para 5, 15 e 25 MVA, apenas uma falta resultou em descoordenação. Esta foi a falta 20.

Complementarmente, o Índice de Descoordenação de Pares de Proteção (IDPP) foi aplicado para se determinar a probabilidade dos pares de proteção analisados em se descoordenar, já que para uma mesma falta, mais de um par de relés pode ser comprometido. Neste caso, a Tabela 6.21 mostra os valores de IDPP, onde pode-se observar que para a falta 20 apenas um par de relés se descoordenou, este é o par R32 – R35, para todos os valores de inserção considerados.

Tabela 6.21: Valores de IDPP com inserção de GD na barra 24

GD	Número de pares	Perda de coordenação	IDPP
5	43	1	2,325581
15	43	1	2,325581
25	43	1	2,325581

A diferença entre os valores de IPD e IDPP considerando dispositivos uni e bidirecionais pode ser observada nas Tabelas 6.22 e 6.23.

Tabela 6.22: Comparação dos valores do IDP com inserção de GD na barra 24

GD	Número de	IDP –	IDP –
	Faltas	Unidirecional	Bidirecional
5	14	21,42857	7,1428571
15	14	28,57143	7,1428571
25	14	35,71429	7,1428571

Tabela 6.23: Comparação dos valores de IDPP com inserção de GD na barra 24

GD	Número de	IDPP –	IDPP –
	Pares	Unidirecional	Bidirecional
5	43	11,62791	2,325581
15	43	16,27907	2,325581
25	43	18,60465	2,325581

Estes valores indicam que a aplicação de dispositivos de proteção bidirecionais aumenta a confiabilidade do sistema de proteção, tendo vista que para o mesmo caso, considerando proteções unidirecionais, foram obtidas probabilidades maiores da ocorrência de descoordenação, para o mesmo número de faltas analisadas e considerando o mesmo número de pares de relés.

6.2.3 Análise do Índice de Coordenação de Proteção e da Variação Percentual do Intervalo de Tempo de Coordenação

Para cada valor de inserção são calculados ICP e ITC (%), analisando todos os pares de relés onde se observou perda de coordenação pela análise realizada pelos indicadores probabilísticos.

Os indicadores probabilísticos além de apontar qual é o valor percentual de faltas que resultam em descoordenação e qual é a porcentagem de pares de relés que se descoordenam, ainda indicam quais são as faltas, e para cada falta quais os pares afetados. A Tabela 6.24 apresenta a relação de pares de relés impactados pela inserção de GD.

Tabela 6.24: Relação de pares de relés afetados pela inserção de GD

Localização da GD	Faltas que geram descoordenação	Pares que se descoordenam
24	20	R32-R35

Para ITC (%), é possível que se estabeleça um valor limite para a variação. Este valor limite é obtido pela equação (4.5), onde são utilizados o valor de ITC sem a presença de GD e

o valor ITC limite de 0,2 segundos. Os valores limites de ITC (%) para todos os pares de coordenação estão disponíveis na Tabela 6.25. Estas tabelas ainda mostram todos os pares de relés analisados para cada falta.

Tabela 6.25: Valores limite de ITC (%)

Falta	Pares de Relé	ITC Limite	ITC Sem GD	ITC (%) Limite
11	R17-R21	0,2	0,654	69,414
12	R20-R18	0,2	0,638	68,650
12	R20-R25	0,2	0,364	45,088
13	R22-R23	0,2	0,238	15,881
14	R18-R20	0,2	0,381	47,456
14	R18-R25	0,2	0,515	61,141
14	R18-R37	0,2	0,564	64,521
15	R23-R22	0,2	0,309	35,337
15	R24-R31	0,2	0,233	14,258
16	R25-R18	0,2	0,514	61,066
16	R25-R37	0,2	0,326	38,621
16	R26-R27	0,2	0,257	22,290
17	R27-R26	0,2	0,240	16,588
17	R28-R29	0,2	0,244	18,136
18 e 19	R29-R28	0,2	0,245	18,268
18 e 19	R30-R32	0,2	0,736	72,841
20	R31-R24	0,2	0,254	21,214
20	R32-R30	0,2	0,763	73,789
20	R32-R34	0,2	2,878	93,051
21	R33-R49	0,2	0,232	13,819
21	R34-R30	0,2	0,832	75,956
21	R34-R32	0,2	0,461	56,590
21	R34-R35	0,2	0,507	60,573
22 e 24	R35-R30	0,2	1,160	82,760
22 e 24	R36-R38	0,2	0,354	43,504
22 e 24	R36-R39	0,2	0,259	22,853
22 e 24	R35-R32	0,2	0,319	37,224
22 e 24	R49-R33	0,2	0,943	78,792
23 e 25	R37-R18	0,2	0,256	21,978
23 e 25	R38-R36	0,2	0,269	25,614
23 e 25	R38-R39	0,2	0,283	29,267
23 e 25	R37-R20	0,2	0,427	53,150
23 E 25	R37-R25	0,2	0,631	68,301
26, 27 e 28	R39-R36	0,2	0,289	30,885
26, 27 e 28	R39-R35	0,2	0,399	49,819
29	R41-R40	0,2	0,367	45,540

Estes limites são representados nos gráficos a seguir, para o caso onde não há inserção de GD, ou seja, inserção de 0 MVA.

a) Análise da falta 20 com inserção nas barras 18 e 24

Para a falta 20, o par de relés afetado pela inserção de GD é R32 – R35. As Tabelas 6.26 e 6.27 mostram os valores de ITC e ITC (%) para o par de relés R32 – R35, para valores crescentes de inserção nas barras 18 e 24, respectivamente.

Tabela 6.26: Valores de ICP e ITC (%) para inserção de GD na Barra 18, para o par de relés R32 – R35

ITC para R32-R35	Valor de GD	ITC (%)	ICP
0,490599068	0	59,23351404	0
0,651459062	5	-32,78848359	-31,08293026
0,81260958	15	-65,63618515	-46,58233015
0,878470559	25	-79,06078861	-64,45433741

Tabela 6.27: Valores de ICP e ITC (%) para inserção de GD na Barra 24, para o par de relés R32 - 35

ITC para R32-R35	Valor de GD	ITC (%)	ICP
0,490599068	0	59,23351404	0
0,285213243	5	41,86429166	24,34442596
0,058281158	15	88,12040989	34,69668889
0,026350719	25	94,62886887	53,85048775

Para a inserção na barra 24, de 5, 15 e 25 MVA, observou-se uma alteração significativa de ITC, em relação ao tempo original, obtido para o sistema sem a presença de GD. Para estes casos observou-se perda de coordenação. A Figura 6.8 compara os valores de ITC (%) para o par de relés R49-R34.

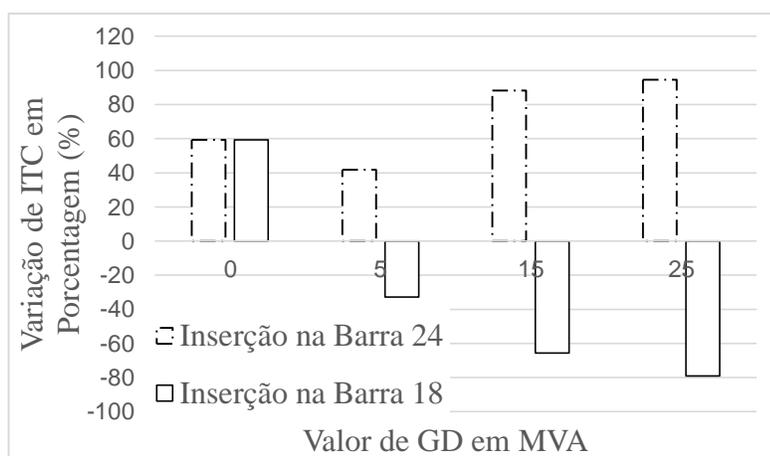


Figura 6.8: Valores de ITC (%) para inserção de GD nas barras 18 e 24 para o par de relés R49-R34

É possível de se observar que a inserção na barra 24 gerou impactos negativos, extrapolando o limite de coordenação. Para inserção de 5, 15 e 25 MVA, observou-se perda de coordenação no par de relés R32 – R35. A Figura 6.9 compara os valores de ICP para inserção nas barras 18 e 24 onde pôde ser observado que as menores variações são alcançadas para inserção na barra 24, pois a magnitude do indicador é maior, considerando a inserção de 15 e 25 MVA.

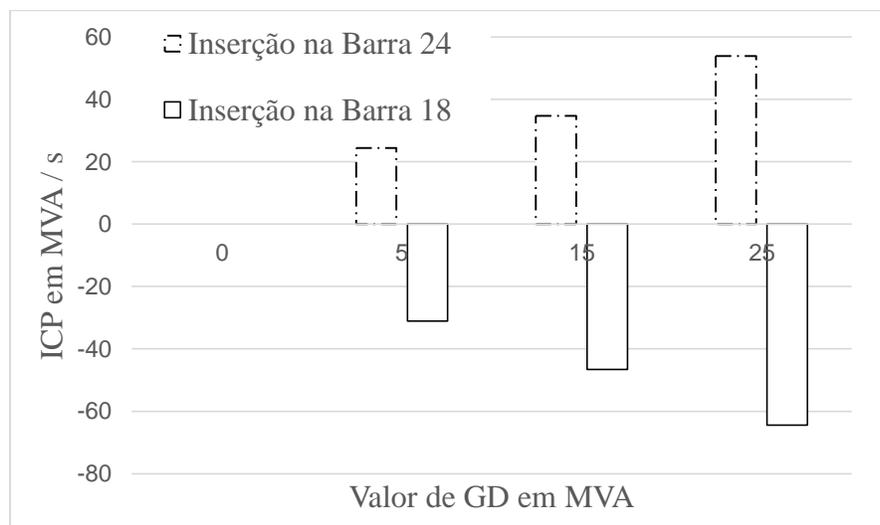


Figura 6.9: Valores de ICP para inserção de GD nas barras 18 e 24 para o par de relés R49-R34

6.3 Conclusões

Neste capítulo foi avaliado o impacto da inserção de GD no SDEE simulado, através de índices de coordenação. Os indicadores foram obtidos para a inserção de GD em dois pontos distintos do sistema e comparados para se determinar quais faltas são mais propensas de resultar em descoordenação de pares de coordenação, à medida que a inserção de GD cresce em algum ponto do sistema, e se esta variação ocorre de forma rápida ou lenta e ainda, se alguma restrição imposta foi ultrapassada. Os resultados foram obtidos e apresentados em tabelas e gráficos para a melhor visualização. As conclusões acerca dos valores dos indicadores e de seus desempenhos para a determinação dos impactos da inserção de GD nos SDEE, serão discutidos no capítulo 7.

Capítulo 7

Conclusão

Este trabalho estudou os impactos provocados pela inserção de GD na coordenação dos esquemas de proteção aplicados a SDEE's através de índices de coordenação, capazes de quantificar numericamente como o ITC se altera, à medida que a capacidade de geração cresce em determinado ponto da rede. Os testes foram realizados no sistema de distribuição malhado IEEE de 30 barras, onde as proteções das linhas de distribuição foram instaladas nos extremos de cada ramo e realizadas através de relés de sobrecorrente de tempo inverso (função 51), com religamento automático (79) associadas à função de sobrecorrente direcional (função 67). A princípio, o sistema de proteção foi dimensionado e coordenado para a rede distribuidora sem a presença de GD, onde os valores de ITC base para cada par de relés constituído de um relé primário e outro secundário, foram obtidos. Esta, é a principal grandeza estudada neste trabalho, já que sua redução em relação ao valor base pode gerar consequências negativas à confiabilidade do sistema de proteção.

Através do *software OpenDSS*, o sistema foi simulado, onde pela da análise do fluxo de potência foram obtidos os valores das correntes de carga máxima (dimensionamento de TC's e relés) que fluem por cada relé, em condições normais de operação. Cada linha distribuidora é protegida primariamente por dois relés, cada um situado em um dos extremos desta linha. Neste caso, a zona de proteção primária de cada um destes relés é a própria linha. Foram simuladas faltas trifásica, bifásica terra e monofásica terra exatamente no meio de cada linha, e em todas as linhas, no total de 48 faltas analisadas. Através da análise de curto-circuito foram obtidos os valores de correntes de falta máxima (dimensionamento de TC's) e mínima (dimensionamento dos relés) vistas em cada par de relé que protege este trecho do sistema.

O dimensionamento dos TC's e relés que compõe o sistema de proteção visando a concordância com a operação seletivo coordenada, foi realizada através da aplicação *Visual Basic Application (VBA)* do *office Excel*. Através desta aplicação foi possível realizar a aquisição dos dados gerados pelo *OpenDSS*, e processamento destes para os fins específicos da dissertação.

Dois tipos distintos de proteção foram utilizados, a unidirecional e a bidirecional. Após ambos os dimensionamentos, foi realizada uma comparação dos tempos de atuação dos dispositivos de proteção primários para se verificar qual das duas proteções atuou em um tempo menor.

A partir do dimensionamento dos sistemas de proteção sem a presença de GD, foram escolhidos dois pontos para a conexão dos geradores distribuídos onde a potência a ser inserida foi variada de forma crescente para verificação da alteração da condição de coordenação dos pares de proteção, para cada situação. Todos os geradores conectados são máquinas síncronas operando com controle de potências ativa e reativa. As alterações observadas no estado de coordenação dos pares de relés, para cada valor de geração foram quantificadas através dos indicadores do impacto da inserção de GD nos esquemas de proteção e comparados entre cada localidade de inserção considerada. Em outras palavras, cada indicador foi gerado uma vez para cada valor de GD em cada ponto de conexão, e para estas condições, comparados. Outra comparação realizada foi como as proteções uni e bidirecionais são afetadas pela inserção de GD, ou qual é mais confiável de se utilizar considerando a possibilidade de conexão de GD no sistema de distribuição protegido.

7.1 Conclusões Gerais

O Capítulo 5 tratou do dimensionamento dos sistemas de proteção considerando dispositivos uni e bidirecionais. Através dos resultados obtidos, pode-se concluir que a possibilidade de se realizar a proteção através de dispositivos bidirecionais é mais vantajosa, pois em 89,65 % dos casos o tempo de atuação dos dispositivos primários foi menor para esta situação, tendo redução mais de 90 % em alguns casos, e em 86,2 % dos casos a redução do tempo de atuação foi superior a 50 %, de acordo com a Tabela disponível no Apêndice A. A redução do tempo de atuação reduz os danos causados em condutores, transformadores e componentes de conexão de todo o sistema, pela redução do tempo a que estes ficam submetidos a uma corrente de curto-circuito, prolongando sua vida útil e possivelmente reduzindo o número de manutenções corretivas.

O Capítulo 6 tratou da inserção de GD e seu respectivo impacto nos esquemas de proteção, onde foram aplicados quatro índices de coordenação que possibilitaram uma comparação numérica da alteração sofrida no intervalo de tempo de coordenação de pares de proteção. Foram três as análises realizadas: a probabilística, a variação percentual e a relação entre variação de GD e variação de ITC.

A metodologia proposta por (Pholborisut *et al*, 2011), para obtenção de IDP, indica quantas faltas, em porcentagem, geram descoordenação do sistema de proteção, para um número total de faltas. Este indicador é limitado, pois não indica quantos e quais são os pares de relés que perdem coordenação, neste sentido, foi proposto a verificação percentual de quantos são os pares de relés que irão se descoordenar, em relação a um número total de pares, considerando a mesma situação para a determinação de IDP. O índice IDPP, pode ser utilizado complementarmente ao IDP, refinando a proposta de (Pholborisut *et al*, 2011). Utilizados em conjunto, IDP mostra quais faltas geram descoordenação, e como cada falta pode ser protegida

por mais de um par, o IDPP mostra quais os pares que de fato perdem a coordenação. Para um mesmo valor de inserção em barras distintas, os valores obtidos destes quantificadores diferem, indicando impactos diferentes para cada situação.

Uma vez determinados quais são os pares de relés que perdem coordenação para cada falta, e para cada valor de GD, inserida em pontos distintos, foram aplicados o ITC (%) e o ICP. Como o ICP relaciona a variação de inserção de GD com a variação do ITC de cada par de relés, altos valores deste indicador mostram que ITC decai mais rapidamente à medida que a inserção cresce em determinado ponto. Baixos valores de ICP apontam pares de relés cujo ITC decairá mais lentamente. De fato, para as faltas 11, 15 e 23 e 25, onde a inserção em apenas uma das localidades analisadas resultou em descoordenação, o ICP foi numericamente maior para o caso onde a descoordenação foi observada.

Neste ponto, sabe-se que o IDP indica a porcentagem de faltas que ocasiona descoordenação, o IDPP indica a porcentagem de relés que se descoordenam para cada falta e ICP mostra se a variação de ITC ocorre de forma lenta ou rápida, onde a variação mais veloz resulta em descoordenação antes do que a mais lenta. Outro indicador proposto nesta dissertação foi a porcentagem de variação do intervalo de tempo de coordenação, ou ITC (%). Através desta metodologia tendo os valores de ITC para os pares de relés coordenados sem a presença de GD é possível que se estabeleça um valor de ITC (%) limite, dispostos nas Tabelas 5.6, 5.7, 5.25, 5.26 e 5.27, acrescentando uma restrição de variação de ITC para cada par, composto por um relé primário e outro secundário. Para os pares onde IDPP apontou perda de coordenação, o limite de ITC (%) foi extrapolado.

Todos os indicadores analisados contribuem para a quantificação do impacto da inserção de GD nos esquemas de proteção aplicados a SDEE. Em especial ITC (%), pela possibilidade da fixação de um limite de variação se mostrou o mais útil, pois este pode ser utilizado como restrição em problemas de otimização para a avaliação dos impactos gerais da inserção de GD em um SDEE, incluindo o sistema de proteção neste problema.

Através dos indicadores foram avaliados os sistemas de proteção uni e bidirecionais de forma a se realizar uma comparação entre os impactos gerados pela conexão de geradores distribuídos em um caso ou em outro. Novamente, a proteção realizada através de relés de sobrecorrente de tempo inverso bidirecionais se mostrou mais eficiente em relação a proteção realizada por relés de sobrecorrente de tempo inverso unidirecionais. O IDPP mostrou que para valores de inserção de 5, 15 e 25 MVA na barra 18, nenhum par de relés bidirecionais perdem a coordenação enquanto que para relés unidirecionais, para 5 MVA mais de 9 % perderam coordenação e para 25 MVA mais de 16 % dos pares se descoordenaram como mostra a Tabela 6.19. Para uma inserção de 5, 15 e 25 MVA na barra 24, o IDPP mostrou que para todos estes valores de inserção 2,32 % dos pares de relés se descoordenaram, quando utilizadas proteções bidirecionais. Para proteções unidirecionais, para o valor mínimo de inserção analisado, 11

MVA, 62 % dos pares de relés perderam coordenação e para o máximo valor mais de 18 % dos pares se descoordenaram.

7.2 Sugestões para trabalhos futuros

Como sugestões para trabalhos futuros são propostos os seguintes assuntos:

- Para o mesmo sistema de distribuição, realizar a inserção de GD para todas as barras do sistema;
- Simular faltas em outros pontos da rede, e não apenas no meio das linhas;
- Apresentar os resultados de forma gráfica, permitindo analisar muitos casos simultaneamente;
- Analisar casos de geração dispersa e ultra-dispersa;
- Elaborar metodologia para obtenção dos indicadores diretamente das matrizes de impedância, de sequência positiva, negativa e zero;
- Utilizar as metodologias apontadas para diferentes sistemas de distribuição radiais e malhados;
- Utilizar *softwares* de otimização para realizar o dimensionamento dos dispositivos de proteção e a coordenação do sistema de proteção;
- Integrar o problema da alteração do sistema de proteção pela inserção de GD problemas da análise dos impactos da inserção de GD nas perdas, perfil de tensão e análise de harmônicos, considerando o problema da inserção de GD de forma integral;
- Propor novos indicadores para a avaliação dos impactos da inserção de GD nos esquemas de proteção aplicados a SDEE.

Referências Bibliográficas

- Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. (2004). Resolução Normativa No 77, de 18 de Agosto de 2004. Acesso em: 20 dez. 2016.
- Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (2012). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, ANEEL, Brasília.
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (2013). Nota Técnica nº0153/2013-SRD/ANEEL, ANEEL, Brasília.
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (2015). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica, ANEEL, Brasília.
- Associação Brasileira de Normas Técnicas – NBR 6956. (1992). *Transformador de Corrente – Especificação e Ensaio*, ABNT, Rio de Janeiro.
- Bayegan, M. (2001) *A Vision of the Future Grid*. *IEEE Power Eng. Rev.* **21**: 10-12.
- Barker, P., P. and Mello, R. W. (2000). Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 – Radial Distribution Systems. *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Summer Meeting Conf.* 3: 1645 – 1656
- Borbely, A. M. & Kreider, J. F. (2001). *Distributed Generation: The Power Paradigm for the New Millennium*. Boca Raton, CRC Press LLC.
- Caminha, A. C. (1977). *Introdução a Proteção dos Sistemas Elétricos*, São Paulo: Edgard Blucher.
- Chaitusaney, S. Yokoyama, A. (2006). Reability Analysis of Distribution System with Distributed Generation Considering Loss of Protection Coordination, *9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems KTH*, Sweden, pp. 1-8.
- Companhia Paranaense de Energia (1999). NTC 841001: Projeto de Redes de Distribuição Urbana, 3 ed., COPEL, Curitiba.
- Correa, R. (2012). *Otimização da Coordenação de Relés de Sobrecorrente Direcionais em Sistemas Elétricos de Potência Utilizando a Programação Inteira Binária*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Maria, Brasil.
- De Brito, T. M. Morais, D. R. Marin, M. A. Rolim, J. G. Zurn, H. H. Buendgens, R. F. (2004). Distributed Generation Impacts on the Coordination of Protection Systems in Distribution Networks. *IEEE/PES2004 - Latin America Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Brasil, pp.623–628.
- Dewadasa, M. Ghosh, A. Ledwich, G. (2011). Protection of Distributed Generation Connected Networks with Coordination of Overcurrents Relays, *37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, Melbourn, Australia, pp. 972-978.
- ELEKTRO Eletricidade e Serviços S.A. (2014). ND.78: Proteção de Redes Aéreas de Distribuição, ELEKTRO, Campinas.

- Eletrobrás. (1982). Planejamento de Sistemas de Distribuição / Centrais Elétricas brasileiras. Rio de Janeiro.
- El-Khattan, W. and Salama, M. M. (2004). Distributed Generation Technologies, Definitions and Benefits. *Electric Power Systems Research*, **71**(2): 119 – 128.
- Ferreira, G. D. (2013). *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.
- Giguer, S. (1998). *Proteção de Sistemas de Distribuição*, Sagra, Brasil.
- Gomez, J. C. & Nesci, S. M. (2013). Effect of the Presence of Distributed Generation on the Studies of Overcurrent Protection Coordination. *CIREN2013 22nd International Conference on Electricity Distribution*, Stockholm, Sweden, pp. 545-549.
- Hernandal, I. G. N. S. Asfani, D. A. Fahmi, D. (2014). Analysis of Protection Failure Effect and Relay Coordination on Reliability Index. *1st International Conference on Information Technology, Computer and Electrical Engineering*, Semarang, Indonesia, pp. 366–371.
- Huchel, L. Zeineldin, H. H. (2016). Planning the Coordination of Directional Overcurrent Relays for Distribution Systems Considering DG. *IEEE Transactions on Smart Grid* **7**(3): 1642 – 1649.
- IEC 60255-3. (1989). Single Input Energizing Quantity Measuring Relays With Dependent or Independent Time, England.
- IEEE Standard. (1996). Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays. Std C37.112-1996.
- Kagan, N., Oliveira, C. C. B. de, Robba, E. J. (2005). *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*, Blucher, Brasil.
- Lee, Hee-Kin, Son, G.T. and Park, J. W. (2011). Study on Wind-Turbine Generator System Sizing Considering Voltage Regulation and Overcurrent Relay Coordination. *IEEE Transactions on Power Systems* **26**(3): 1283 – 1293.
- Lidula, N. W. A. Kodikara, G. R. (2015). Evaluation of Protection Coordination Violations with the Integration of Distributed Generators. *ICIS2015 - 10th International Conference on Industrial and Information Systems*, Peradeniya, Sri Lanka, pp. 250-255.
- Lora, E. E. S. & Haddad, J. (2006). *Geração Distribuída: Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais*, Interciência, Brasil.
- Luiz, C. M. (2012). *Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Brasil.
- Mashau, T. Kibaara, S. Chowdhury, S. P. (2011). Impact of Distributed Generation on Protection Coordination in a Radial Distribution Feeder. *46th international Universities Power Engineering Conference*, Germany, pp.1-5.
- Montemezzo, J. F. (2016). *Influência dos Parâmetros e Modelos de Linhas na Solução do Fluxo de Carga de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu, Brasil.
- Pholborisut, N., Saksornachai, T. and Eua-Arporn, B. (2011). Evaluating the Impact of Distributed Generation on Protection System Coordination Using Protection Miscoordination Index.

