

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

IMPACTO DE GERADORES CONECTADOS VIA INVERSORES NA COORDENAÇÃO  
DA PROTEÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

MURILLO AUGUSTO DE MELO CORDEIRO

DM: 32 / 2017

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil

2017



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

IMPACTO DE GERADORES CONECTADOS VIA INVERSORES NA COORDENAÇÃO  
DA PROTEÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

MURILLO AUGUSTO DE MELO CORDEIRO

DM: 32 / 2017

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil

2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MURILLO AUGUSTO DE MELO CORDEIRO

IMPACTO DE GERADORES CONECTADOS VIA INVERSORES NA COORDENAÇÃO  
DA PROTEÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Dissertação submetida à Banca Examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFPA para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Energia Elétrica.

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil

2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

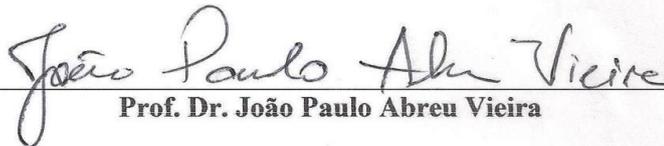
**“IMPACTO DE GERADORES CONECTADOS VIA  
INVERSORES NA COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO EM  
REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA”**

**AUTOR: MURILLO AUGUSTO DE MELO CORDEIRO**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

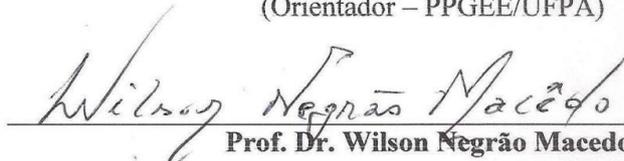
APROVADA EM: 11/08/2017

**BANCA EXAMINADORA:**

  
\_\_\_\_\_

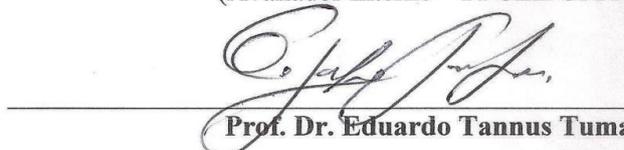
**Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira**

(Orientador – PPGEE/UFPA)

  
\_\_\_\_\_

**Prof. Dr. Wilson Negrão Macedo**

(Avaliador Interno – PPGEE/UFPA)

  
\_\_\_\_\_

**Prof. Dr. Eduardo Tannus Tuma**

(Avaliador Externo ao Programa – FEEB/UFPA)

**VISTO:**

\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes**

(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

Dados Internacionais de Catalogação - na - Publicação (CIP)  
Sistema de Bibliotecas da UFPA

---

Cordeiro, Murillo Augusto de Melo, 1989

Impacto de Geradores Conectados Via Inversores na  
Coordenação da Proteção em Redes de Distribuição de Energia  
Elétrica. / Murillo Augusto de Melo Cordeiro.- 2017.

Orientador: João Paulo Abreu Vieira.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará,  
Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, Belém, 2017.

1. Energia - Distribuição - Proteção. 2. Geração  
Distribuída de Energia - Simulação por Computador. 3. Geração  
de Energia Fotovoltaica - Testes. I. Título.

CDD 23. ed. 621.319

---

# DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho ao meu avô Estevam (in memoriam), pelo exemplo e ensinamentos a mim repassados e aos meus pais, pela dedicação e paciência com as quais me criaram.*

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus, por me abraçar nos momentos mais difíceis dessa caminhada e permitir que eu chegasse até aqui com saúde.

Aos meus pais, por me darem amor, carinho e todo o suporte necessário para o meu desenvolvimento, fazendo o possível e o que pra mim era impossível, principalmente no âmbito da educação.

Ao professor João Paulo Abreu Vieira, pela dedicação e disponibilidade na orientação desta dissertação. Por ter tido a sensibilidade de sugerir um tema com o qual não poderia ter me identificado mais. E por ser um exemplo de profissional a ser seguido.

Aos professores Eduardo Tannus Tuma e Wilson Negrão Macedo, por aceitarem o convite em compor a comissão julgadora desta dissertação, avaliando e contribuindo com o trabalho.

A todos os colegas do CEAMAZON, que foram essenciais, direta e indiretamente, para o desenvolvimento deste trabalho e ao agradável convívio que proporcionaram durante esse período de mestrado.

Ao amigo Juan Andres Perez Rua, que mesmo distante, na medida do possível, contribuiu solucionando dúvidas sobre o software utilizado nesta dissertação.

A CAPES, pelo suporte financeiro e a Universidade Federal do Pará, juntamente com seus docentes, pelo acesso aos meios essenciais para o desenvolvimento deste trabalho, por me capacitarem e me tornarem digno de obter o título de mestre.

Enfim, a todos que acreditaram em mim e me deram forças para que eu conseguisse alcançar meus objetivos.

## RESUMO

Apesar de suas vantagens indiscutíveis, a geração distribuída (GD) pode afetar negativamente alguns aspectos da operação dos sistemas de energia elétrica, especialmente um ponto pouco explorado: a proteção das redes de distribuição de energia elétrica e sua interação com os sistemas de geração de energia baseados em inversores. Nesta dissertação, o impacto da GD conectada via inversor na coordenação religador-fusível de esquemas de proteção em redes de distribuição é minuciosamente estudado. Simulações são realizadas por meio do software *DIgSILENT PowerFactory* através de curtos-circuitos monofásicos e trifásicos considerando diferentes localizações de faltas e da GD, níveis de penetração e de operação, e outros aspectos que influem na descoordenação da proteção em um sistema de distribuição teste real do IEEE de 34 barras. A contribuição à corrente de curto-circuito de geradores baseados em inversores é também investigada por meio de simulações no modelo de transitórios eletromagnéticos do software. Os resultados mostraram que a elevada penetração da GD conectada via inversores aumenta a corrente de curto-circuito que passa pelo fusível e o faz operar mais rapidamente do que o religador em uma condição de falta, levando à perda de coordenação religador-fusível. É feita uma discussão geral dos resultados, identificando os eventuais cuidados adicionais que devem ser considerados a fim de manter a coordenação e seletividade entre as proteções de um sistema de distribuição.

Palavras-chaves: Gerador Conectado via Inversor, Gerador Fotovoltaico, Proteção de Sistemas de Distribuição, Coordenação Religador-Fusível.

## ABSTRACT

Despite its many benefits, the Distributed Generation (DG) can adversely affect some aspects related to the operation performance of electrical power systems, especially a not so deeply explored point: the interaction between the protection systems and inverter-based power generation units. In this dissertation, the impact of inverter-based DGs units on the fuse-recloser coordination schemes used in distribution networks is thoroughly studied. The simulations were conducted using the software package *DigSILENT Power Factory* through several single-phase and three-phase short circuits along the distribution network, considering different fault locations, penetration levels of DGs, operating conditions, and other aspects that impact over the protection miscoordination in an IEEE real test distribution system of 34 busbars. The contribution to the short-circuit current of inverter-based generators is also investigated through simulations on electromagnetic transients models available in the software. The simulation results show that significant inverter-based DG penetration levels on distribution feeders increase the short-circuit current that passes through the fuse and make it operate faster than the recloser in a fault condition, leading to loss of fuse-recloser coordination in a time frame base. A general discussion of the results is performed, identifying some recommended corrective actions that should be considered in order to maintain the coordination and selectivity between the distribution system protection devices located throughout the network.

Keywords: Inverter-Based Generator, Photovoltaic Generator, Distribution Systems Protection, Fuse-Recloser Coordination.

# SUMÁRIO

Dedicatória.....	v
Agradecimentos.....	v
Resumo.....	vii
Abstract.....	viii
Lista de Ilustrações.....	xii
Lista de Abreviaturas.....	xv
Capítulo 1	
Introdução.....	16
1.1. Considerações Gerais.....	16
1.2. Motivação E Objetivo.....	21
1.3. Revisão Bibliográfica.....	22
1.4. Estrutura Da Dissertação.....	28
Capítulo 2	
Proteção De Sistemas De Distribuição.....	30
2.1. Considerações Gerais.....	30
2.2. Sistema De Distribuição.....	31
2.3. Sistema De Proteção.....	33
2.4. Dispositivos De Proteção.....	37
2.4.1. Chave Fusível.....	38
2.4.2. Elo-Fusível.....	39
2.4.3. Religador.....	41
2.4.4. Seccionalizador.....	44
2.4.5. Relé / Disjuntor.....	45
2.5. Coordenação E Seletividade.....	49
2.6. Critérios De Escolha Da Filosofia De Proteção E Seus Dispositivos.....	51
2.6.1. Seletividade Fusível – Fusível.....	52
2.6.2. Coordenação Religador – Fusível.....	53

2.6.3.	Seletividade Religador – Fusível.....	54
2.6.4.	Seletividade Fusível – Religador.....	55
2.6.5.	Seletividade Religador – Religador.....	56

### Capítulo 3

Geradores Conectados Via Inversores.....	59	
3.1	Considerações Gerais.....	59
3.2	Células A Combustível.....	59
3.3	Microturbinas.....	63
3.4	Aerogeradores.....	66
3.5	Geradores Fotovoltaicos.....	72
3.6	Inversores.....	76

### Capítulo 4

Contribuição Dos Geradores Conectados Via Inversores À Rede De Distribuição De Energia Elétrica.....	81	
4.1	Considerações Gerais.....	81
4.2	Vantagens.....	82
4.2.1	Reestruturação Dos Mercados De Energia.....	82
4.2.2	Requisitos Socioambientais.....	82
4.2.3	Redução Das Perdas E Alívio Da Capacidade De Transmissão.....	83
4.2.4	Aumento Do Índice De Confiabilidade.....	84
4.2.5	Manutenção Do Perfil De Tensão.....	84
4.3	Desvantagens.....	85
4.3.1	Econômicas.....	85
4.3.2	Ilhamento.....	86
4.3.3	Harmônicos.....	87
4.3.4	Frequência E Tensão.....	87
4.3.5	Desbalanço De Correntes.....	88
4.4	Impactos No Sistema De Proteção De Sobre-Corrente.....	89
4.4.1	Impacto Na Coordenação.....	90
4.4.2	Impacto Na Seletividade.....	91
4.5	Particularidade Das Correntes De Falhas Dos Geradores Fotovoltaicos.....	93

4.5.1	Grau De Penetração .....	94
4.5.2	Capacidade De Operação.....	96
4.5.3	Resistência No Ponto De Falta .....	98
4.5.4	Fator De Potência .....	99
4.5.5	Localização Da Falta .....	101
4.5.6	Tipo De Falta .....	102
Capítulo 5		
	Resultados.....	104
5.1	Considerações Gerais.....	104
5.2	Sistema Teste .....	104
5.3	Simulações .....	106
5.3.1	Verificação Da Coordenação.....	107
5.3.2	Localização Da Geração Distribuída.....	108
5.3.3	Distância Da Falta .....	110
5.3.4	Nível De Penetração .....	112
5.3.5	Capacidade De Potência .....	114
5.3.6	Comparação Gerador Fotovoltaico E Máquina Síncrona.....	116
	Conclusões.....	119
	Referências Bibliográficas.....	122
	Anexo A – Dados Do Sistema De Distribuição Teste.....	126

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

<b>Figura 2.1</b> Diagrama Unifilar Simplificado.....	31
<b>Figura 2.2</b> Diagrama unifilar de um circuito de distribuição [27].....	32
<b>Figura 2.3</b> Circuito de distribuição com dispositivos de proteção [27].....	36
<b>Figura 2.4</b> Aplicação de Fusíveis em Circuitos de Distribuição [27] .....	39
<b>Figura 2.5</b> Sequência de Operações do Religador Automático.....	42
<b>Figura 2.6</b> Filosofias de Proteção <i>Fuse-Blowing</i> e <i>Fuse-Saving</i> .....	43
<b>Figura 2.7</b> Proteção por chaves fusíveis, religadores e seccionalizadores .....	44
<b>Figura 2.8</b> Estrutura de Ligação entre Relé e Disjuntor .....	45
<b>Figura 2.9</b> Curvas Características de Atuação de um Relé de Sobrecorrente .....	47
<b>Figura 2.10</b> Sistema ilustrativo para definição de seletividade e coordenação .....	50
<b>Figura 2.11</b> Seletividade fusível-fusível [38] .....	52
<b>Figura 2.12</b> Coordenação religador-fusível [38] .....	53
<b>Figura 2.13</b> Seletividade fusível-religador [38].....	55
<b>Figura 2.14</b> Seletividade religador-religador [38] .....	57
<b>Figura 3.1</b> Esquema de Fonte de Energia Baseada em Célula a Combustível .....	61
<b>Figura 3.2</b> Princípio de Funcionamento de uma Célula a Combustível do Tipo PEMFC [45] .....	62
<b>Figura 3.3</b> Esquema de Uma Microturbina [50].....	65
<b>Figura 3.4</b> Eixo de Uma Microturbina [50].....	65
<b>Figura 3.5</b> Componentes de um Sistema de Geração Eólica [52] .....	67
<b>Figura 3.6</b> Sistema de Geração Eólica Diretamente Conectada à Rede, utilizando SCIG [52] .....	68
<b>Figura 3.7</b> Sistemas de Geração Eólica Usando SCIG e Conversores Completos [52] .....	69
<b>Figura 3.8</b> Sistemas de Geração Eólica Usando DFIG e Conversores Parciais [52] .....	70
<b>Figura 3.9</b> Sistemas de Geração Eólica Usando Gerador Síncrono com Excitação Externa [52] .....	70
<b>Figura 3.10</b> Sistemas de Geração Eólica Usando PMSG [52] .....	71
<b>Figura 3.11</b> Complementaridade Entre a Geração Hidrelétrica e Eólica na Região Nordeste [56] .....	72
<b>Figura 3.12</b> Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo com potência nominal de 100 Wp [57].....	74
<b>Figura 3.13</b> Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede [58] .....	76
<b>Figura 3.14</b> (a) Inversor de um estágio e (b) Inversor de dois estágios.....	79
<b>Figura 3.15</b> Inversor de dois estágios .....	79
<b>Figura 3.16</b> Diferentes configurações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede: (a) inversor central; (b) inversor string; (c) módulo AC e (d) inversor multi-string [58].....	80
<b>Figura 4.1</b> Perda de Coordenação Entre Religador (R) e Fusível (F) no Esquema <i>Fuse Saving</i> .....	91
<b>Figura 4.2</b> Perda de Seletividade Entre Fusíveis (F1 e F2) .....	93
<b>Figura 4.3</b> Sistema Para a Compreensão da Corrente de Falta do Gerador FV .....	94
<b>Figura 4.4</b> Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV com 10% de Penetração.....	95
<b>Figura 4.5</b> Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV com 30% de Penetração.....	95
<b>Figura 4.6</b> Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV com 50% de Penetração.....	95

<b>Figura 4.7</b> Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV Operando Com 20% de sua Capacidade Nominal.....	96
<b>Figura 4.8</b> Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV Operando com 50% de sua Capacidade Nominal .....	97
<b>Figura 4.9</b> Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV Operando com 80% de sua Capacidade Nominal .....	97
<b>Figura 4.10</b> Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV com $RF = 0,1\Omega$ .....	98
<b>Figura 4.11</b> Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV com $RF = 1,0\Omega$ .....	98
<b>Figura 4.12</b> Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV com $RF = 10,0\Omega$ .....	99
<b>Figura 4.13</b> Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV com $FP = 1,0$ .....	100
<b>Figura 4.14</b> Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV com $FP = 0,95$ indutivo .....	100
<b>Figura 4.15</b> Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV com $FP = 0,95$ capacitivo .....	100
<b>Figura 4.16</b> Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV para Curto-Circuito na Barra 2 .....	101
<b>Figura 4.17</b> Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV para Curto-Circuito na Barra 4 .....	101
<b>Figura 4.18</b> Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV Operando com 80% de sua Capacidade Nominal.....	102
<b>Figura 4.19</b> Corrente de Falta Bifásica-Terra do Gerador FV Operando com 80% de sua Capacidade Nominal.....	103
<b>Figura 4.20</b> Corrente de Falta Monofásica do Gerador FV Operando com 80% de sua Capacidade Nominal.....	103
<b>Figura 5.1</b> Sistema de Distribuição Teste do IEEE 34 Barras.....	105
<b>Figura 5.2</b> Parte do Sistema Teste Analisado .....	106
<b>Figura 5.3</b> Coordenação entre as Barras 832-844 (Religador-Fusível) após Curto-Circuito Monofásico (Esquerda) e Trifásico (Direita) Na Barra 844 .....	107
<b>Figura 5.4</b> Coordenação entre as Barras 860-840 (Religador-Fusível) após Curto-Circuito Monofásico (Esquerda) e Trifásico (Direita) Na Barra 840 .....	108
<b>Figura 5.5</b> Coordenação entre as Barras 832-844 (religador-fusível) após Curto-Circuito Monofásico (esquerda) e Trifásico (direita) na Barra 844 com GD em 842.....	108
<b>Figura 5.6</b> Coordenação entre as Barras 860-840 (religador-fusível) após Curto-Circuito Monofásico (esquerda) e Trifásico (direita) na Barra 840 com GD em 842.....	109
<b>Figura 5.7</b> Coordenação entre as Barras 832-844 (religador-fusível) após Curto-Circuito Monofásico (esquerda) e Trifásico (direita) na Barra 844 com GD em 836.....	110
<b>Figura 5.8</b> Coordenação entre as Barras 860-840 (religador-fusível) após Curto-Circuito Monofásico (esquerda) e Trifásico (direita) na Barra 840 com GD em 836.....	110
<b>Figura 5.9</b> Coordenação entre as Barras 832-844 (religador-fusível) após Curto-Circuito Monofásico (esquerda) e Trifásico (direita) na Barra 844 (Próxima da GD).....	111
<b>Figura 5.10</b> Coordenação entre as Barras 832-844 (religador-fusível) após Curto-Circuito Monofásico (esquerda) e Trifásico (direita) na Barra 848 (Distante da GD).....	111
<b>Figura 5.11</b> Coordenação entre as Barras 832-844 (religador-fusível) após Curto-Circuito Trifásico na Barra 844 com 50% de penetração FV.....	112
<b>Figura 5.12</b> Coordenação entre as Barras 832-844 (religador-fusível) após Curto-Circuito Trifásico na Barra 844 com 30% de penetração FV.....	113
<b>Figura 5.13</b> Coordenação entre as Barras 832-844 (religador-fusível) após Curto-Circuito Trifásico na Barra 844 com 10% de penetração FV.....	113
<b>Figura 5.14</b> Coordenação entre as Barras 832-844 (religador-fusível) após Curto-Circuito Trifásico na Barra 844 com a GD operando em 80% de sua capacidade.....	114

<b>Figura 5.15</b> Coordenação entre as Barras 832-844 (reliador-fusível) após Curto-Circuito Trifásico na Barra 844 com a GD operando em 50% de sua capacidade.....	115
<b>Figura 5.16</b> Coordenação entre as Barras 832-844 (reliador-fusível) após Curto-Circuito Trifásico na Barra 844 com a GD operando em 30% de sua capacidade.....	115
<b>Figura 5.17</b> Coordenação entre as Barras 832-844 (reliador-fusível) após Curto-Circuito Trifásico na Barra 844 com Gerador Fotovoltaico Inserido em 842. ....	117
<b>Figura 5.18</b> Coordenação entre as Barras 832-844 (reliador-fusível) após Curto-Circuito Trifásico na Barra 844 com Gerador Síncrono inserido em 842. ....	117

## LISTA DE ABREVIATURAS

GD	Geração Distribuída
DIgSILENT	<i>Digital Simulation of Electrical Networks</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
FV	Fotovoltaico
COP21	<i>21<sup>a</sup> Conference of Parties</i>
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
RN	Resolução Normativa
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadoria e Serviços
Confaz	Conselho Nacional de Política Fazendária
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
SE	Subestação
TTR	Tensão Transitória de Restabelecimento
NBR	Norma Brasileira
DSP	<i>Digital Signal Processor</i>
PEMFC	<i>Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell</i>
DAFC	<i>Direct Alcohol Fuel Cell</i>
PAFC	<i>Phosphoric Acid Fuel Cell</i>
SCIG	<i>Squirrel-Cage Induction Generator</i>
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
MOSFET	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
FP	Fator de Potência

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1. Considerações Gerais

Nos últimos anos, fatores como a reestruturação do setor de energia elétrica em diversos países, a necessidade de aproveitamento de diferentes fontes primárias de energia como forma de diversificação da matriz energética, avanços tecnológicos na eletrônica de potência e maior conscientização sobre conservação ambiental têm provocado o aumento considerável do interesse por geração distribuída (GD).

Observa-se na literatura técnica, que ainda não existe uma definição consistente e com aceitação generalizada sobre GD. Apesar das grandes semelhanças, a maioria dos autores ainda define a GD conforme as particularidades de seu projeto ou estudo. Porém, em um conceito generalizado, pode-se admitir a seguinte definição: “Geração distribuída é a denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região” [1]. Nesta dissertação, entende-se que a geração distribuída seja toda forma de produção de energia elétrica com origem não convencional da concessionária, podendo ser realizada pelos próprios consumidores e injetada no sistema de energia em pontos distribuídos ao longo dos alimentadores de distribuição.

O sistema elétrico convencional, radial ou interligado, foi desenvolvido de forma que o fluxo de potência se apresente em direção que se inicia nas grandes usinas de geração, passando pelos longos sistemas de transmissão, até chegar aos sistemas de distribuição próximos aos centros de carga onde se encaminha para as subestações e, por fim, alcance o consumidor final.

Todo esse sistema complexo cuja concepção e operação envolvem planejadores, operadores, engenheiros, técnicos, especialistas e pesquisadores do setor energético, juntamente com os resultados de estudos e análise, históricos e procedimentos da rede, foram

desenvolvidos e qualificados com o único objetivo: Entregar à sociedade a energia elétrica de qualidade e na forma mais confiável, eficiente e estável possível.

Dessa forma, a inclusão de outros pontos de geração de energia em locais não planejados previamente, além da zona de controle dos operadores centrais e dos planejadores estratégicos do país, altera a configuração de um sistema ajustado em especificações detalhadas, e coloca o sistema global em uma situação que antes era seguro, para um cenário desconhecido e repleto de riscos não modelados e mensurados.

Em particular, as redes de distribuição sempre foram tradicionalmente planejadas e projetadas como redes passivas de topologia radial, em que o fluxo de potência sempre se dá num único sentido. Por essa razão, as correntes de curto-circuito são geralmente bem determinadas e pouco dependentes do estado de operação da rede, de forma que a proteção e seus ajustes se tornam relativamente simples. Contudo, a inserção da GD nas redes de distribuição desafia este paradigma, pois ela pode modificar o sentido e as magnitudes das correntes de carga e de curto-circuito, causando, entre outros malefícios, impactos na proteção dos sistemas de energia elétrica, os quais são minuciosamente estudados nesta dissertação.

Outros aspectos do sistema que podem ser acometidos são: perfil de tensão de regime permanente, estabilidade de tensão, estabilidade de ângulo, filosofia do sistema de proteção, transitórios de tensão, correntes de curto-circuito (ou correntes de falta), distorção harmônica, ferro-ressonância e confiabilidade. A determinação dos fatores que realmente serão mais afetados depende da quantidade de geração a ser instalada, das características da rede elétrica e do tipo de gerador distribuído a ser empregado [1].

Uma característica marcante relacionada à GD é a diversidade de tecnologias disponíveis que fazem uso de fontes alternativas de energia, sendo essas fontes, renováveis ou não-renováveis. Entre as principais tecnologias existentes, destacam: turbinas a gás natural, turbinas a vapor (combustíveis fósseis ou biomassa), máquinas de combustão interna (diesel ou gás natural), pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), aerogeradores e também os geradores conectados na rede via inversores e que fazem uso de células a combustível, painéis fotovoltaicos (FV), microturbinas e algumas configurações de aerogeradores. No presente trabalho, esses geradores são referenciados também como geradores baseados em inversores, os quais foram utilizados nas simulações e cálculos.

Em se tratando de geradores distribuídos compostos de máquinas rotativas e conectados diretamente nas redes de distribuição de energia elétrica, como é o caso da maioria das instalações com gerador síncrono e de indução com rotor em gaiola de esquilo, existem inúmeros estudos voltados aos seus impactos nos níveis de curto-circuito e que podem ser

analisados, com certa confiabilidade, através de vários programas especializados em análise de curto-circuito.

Ao longo dos anos, o empenho nas pesquisas foi canalizado para esses tipos de geradores, devido serem as primeiras e principais máquinas utilizadas nas redes primárias de distribuição como GD, além de possuírem inércia (rotor) e fornecerem corrente do enrolamento de campo por uma fonte externa, fatores que tornam sua corrente de curto-circuito demasiadamente mais elevada e com duração maior que as dos geradores conectados via inversores.

Entretanto, nota-se o aumento do número de geradores baseados em inversores nos sistema de distribuição de energia em praticamente todo mundo. Essa expansão tende a crescer e vem sendo impulsionada pela produção em larga escala e o aperfeiçoamento contínuo dos materiais semicondutores e microprocessadores, os quais são as bases das células fotovoltaicas e dos inversores, respectivamente, proporcionando respostas mais rápidas aos transitórios e um custo benefício mais atraente ao consumidor, que ainda obtém na flexibilidade de implementação (em função do seu pequeno porte) e nos incentivos regulatórios recentes um estímulo a mais para a aquisição do sistema.

Podem-se, também, citar outras vantagens dos geradores baseados em inversores em relação aos rotativos como, por exemplo: o fato de que esses geradores podem ser mais flexíveis do que geradores de indução em proporcionar suporte de potência reativa e regulação de tensão; a possibilidade de redução ou limitação das correntes de curto-circuito e a modularidade e padronização de seus componentes, que podem levar a grandes volumes de produção culminando com a redução dos preços dos equipamentos [1].

Dentre todas as fontes renováveis, a solar fotovoltaica (FV) foi a que ganhou destaque durante a COP21 (21ª Conferência das Partes) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC, na sigla em inglês) realizada em Paris (França). Na ocasião, foi reconhecido, claramente, o papel crucial que a energia solar desempenhará para transformar o sistema elétrico mundial e, dessa forma, ajudar a manter o aquecimento global abaixo de 2° C, e se possível abaixo de 1,5° C até 2100. Durante a COP21 ocorreu também o lançamento da Aliança Solar Internacional, com adesão de mais de 120 nações, com a finalidade de impulsionar a energia solar nos países em desenvolvimento [2].

A capacidade acumulada de energia solar FV instalada aumentou 29% e chegou a 229,3 GW até o final de 2015. Em apenas 5 anos, de 2010 a 2015, a capacidade instalada global de energia FV aumentou mais 450%. Olhando uma década para trás, o

desenvolvimento solar foi ainda mais impressionante, a partir de 5 GW no final de 2005, o mercado cresceu mais de 45 vezes [2].

No Brasil, a expansão dos sistemas FVs conectados à rede elétrica ainda é muito tímida perto dos números apresentados por países como a China, Alemanha e Japão, que juntos detém mais da metade da produção desse tipo de energia. Isso é decorrente, principalmente, da falta de incentivo governamental. No entanto, a partir de 2012, com a publicação da Resolução Normativa (RN) 482/2012, que estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), essa modalidade de geração começou a se estruturar no país.

Em novembro de 2015, a RN 482 foi atualizada pela RN 687, e as alterações estão em vigor desde março de 2016. Entre as mudanças estão o aumento da potência instalada de minigeradores distribuídos, que passou de 1 MW para 3 MW em caso de fontes hídricas ou até 5 MW para cogeração qualificada e o aumento do prazo de validade dos créditos na conta de luz que passou de 3 anos para 5 anos. Além disso, foram criadas a possibilidade de compartilhamento de geração, autoconsumo remoto, empreendimentos com múltiplas unidades, entre outros [3].

Outra ação institucional relevante para o mercado brasileiro de geração FV foi o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), lançado em dezembro de 2015, por meio da Portaria 538/2015, com a finalidade de ampliar e aprofundar as ações de estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores, com base nas fontes renováveis de energia (em especial a solar FV). O programa prevê investimento de mais de R\$ 100 bilhões até 2030 [4].

No entanto, o maior ganho na geração solar aconteceu a partir do momento que os estados brasileiros passaram a aderir ao convênio ICMS 16/2015 do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), que isenta o pagamento de tributo estadual (ICMS) sobre o excedente de energia elétrica gerada por sistemas de geração distribuída (GD), como a solar FV. Nessa modalidade, o tributo é aplicado apenas sobre a energia que o consumidor receber da rede elétrica, descontando a energia que ele devolver à rede. No total, 21 estados já aderiram ao convênio, o estado do Pará foi o último a aderir [5].

Diante desse ambiente favorável, o resultado não poderia ser diferente. Até setembro de 2015, 1148 ligações de micro e minigeração haviam sido registradas junto a ANEEL, e até agosto de 2016, esse número chegou ao patamar de 5040 ligações. Isso representa uma potência acumulada total de 47,934 MW. Desse total, 35,869 MW é de geração FV. A fonte

mais utilizada pelos consumidores-geradores é a solar com 4955 adesões, seguida da eólica com 39 instalações [6].

O Brasil, apesar de apresentar crescimento incipiente no setor de energia solar, é um país com características muito favoráveis para geração de eletricidade a partir do sol, pois está localizado, na sua grande parte, na região inter-tropical (próximo à linha do equador) e possui umas das maiores reservas de silício do mundo. A título de comparação, a maior irradiação da Alemanha (1000 kWh/m<sup>2</sup>), segunda no ranking (e por muito tempo líder) entre os países que mais aproveitam o sol na geração de eletricidade, é inferior a menor registrada no Brasil (1300 kWh/m<sup>2</sup>).

Como se pode notar, os geradores baseados em inversores e, especialmente, a geração FV se introduz como potencial agente capaz de aumentar as correntes de curto-circuito no sistema elétrico no qual está instalada. Essa elevação, antes vista, não era significativa diante da instalação de alguns geradores FV, todavia, uma inserção massiva desse tipo de sistema pode causar uma alteração acentuada no nível de curto-circuito do sistema elétrico a ponto de superar os limites dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente.

Isso pode ser contornado com o uso dos relés direcionais (67 – nomenclatura ANSI), já que eles identificam a direção do fluxo de potência, ou pelos relés de sobre-corrente (instantâneo/temporizado – 50/51 nomenclatura ANSI) através de proteções adaptativas utilizando as lógicas computacionais que esses dispositivos oferecem. Entretanto, as redes de distribuição (parte do sistema onde as GDs se encontram) são constituídos de dispositivos mecânicos como os religadores e fusíveis, e a substituição desses elementos seria indefinidamente onerosa e, particularmente, fora da realidade para o Brasil que ainda possui como meta a expansão do seu sistema, considerando que 2,7 milhões de brasileiros ainda vivem sem energia elétrica, segundo o IBGE.

É fato que a GD já se instalou no mundo de forma ainda minoritária, mas consolidada. Ela foi disseminada rapidamente pelo mundo devido aos seus inúmeros impactos ambientais, econômicos, sociais e técnicos vistos inicialmente como benéficos. Entretanto, com o aumento das pesquisas e investimentos para incremento da GD, atualmente, esses impactos, principalmente com relação aos aspectos técnicos, se tornaram preocupantes e discutíveis, sobretudo no que se refere à proteção dos alimentadores e das próprias unidades de GDs. Sendo assim, as instalações de GDs nas redes de distribuição devem ser necessariamente acompanhadas de um conjunto de estudos para avaliar os possíveis impactos que possam ocorrer nos sistemas elétricos com esses geradores e suas futuras configurações a curto, médio e longo prazo.

## 1.2. Motivação e Objetivo

O número de instalações de unidades de geração distribuída (GD) tem crescido significativamente no Brasil nos últimos dois anos. Isso se dá, principalmente, devido à criação da Resolução Normativa (REN) da ANEEL nº 482/2012 e sua atualização REN nº 687/2015. O número de conexões de unidades de GD superou a marca de 10 mil instalações em maio de 2017, com destaque para a fonte solar fotovoltaica que representa 99% do número total de instalações. A nova projeção da ANEEL aponta para 886,7 mil instalações e 3,2 GW de capacidade de unidades de GD até 2024. Esses números indicam que a GD está chegando celeremente no Brasil, trazendo vantagens indiscutíveis aos consumidores, que clamam cada vez mais por benefícios.

Além desta resolução, as frequentes altas no custo de energia, o avanço da tecnologia das placas, a redução dos preços dos equipamentos e a diminuição do tempo de retorno do investimento faz com que a energia fotovoltaica (FV), que já é terceira mais importante fonte de energia renovável em termos de capacidade instalada a nível mundial, tenha uma grande perspectiva de crescimento nos próximos anos, no Brasil.

Ao contrário do que ocorre com os geradores rotativos, como por exemplo, em [7], [8], e [9], há poucas referências bibliográficas que abordam, de forma abrangente, as contribuições das correntes de curto-circuito de geradores conectados na rede elétrica por meio de inversores (como por exemplo, as fontes FV). Além disso, devido às suas inerentes limitações de sobrecorrente, geralmente a parcela da corrente de falta dos geradores baseados em inversores é negligenciada, quando comparadas aos geradores síncronos ou de indução [1].

Contudo, a alta penetração dos geradores FVs às redes de distribuição, particularmente na média e baixa tensão, introduz novas questões de caráter técnico na operação dessas redes. Os efeitos são, principalmente, no controle de tensão, nos níveis de curto-circuito, no ajuste da proteção, etc.

Os sistemas de distribuição em sua grande maioria apresentam característica radial com a energia fluindo da subestação para as cargas, o que possibilita o uso de um esquema de proteção simples. Com a inserção massiva de geradores FVs e a consequente redistribuição dos fluxos, a velocidade de atuação da proteção de alimentadores é alterada de forma drástica. Em casos de conexão massiva de tais geradores, cujo grau de penetração FV é elevado de forma significativa, torna-se imprescindível a revisão dos esquemas de proteção.

Visando manter a qualidade na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, a ANEEL exige que as concessionárias mantenham um padrão de continuidade e, para tal, edita limites para os indicadores coletivos de continuidade, DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) [10]. Com o aumento da penetração de sistemas FVs, uma falta que antes era enquadrada como temporária, pode passar a ser equivocadamente vista pelo sistema de proteção como permanente, afetando estes indicadores.

Um dos problemas mais relevantes nas redes de distribuição é a interrupção desnecessária de fornecimento de energia devido à atuação incorreta dos dispositivos de proteção.

A fim de conter a descontinuidade do fornecimento nos sistemas de distribuição e também evitar de danos aos componentes do sistema a coordenação de dispositivos de proteção contra sobrecorrente é aplicada nas redes de distribuição. Em um sistema de proteção bem coordenado, a atuação indevida dos dispositivos de proteção é evitada, fazendo com que seja mantida a seletividade na rede. Essa coordenação é feita mantendo intervalos de tempo de atuação entre os dispositivos de proteção aplicados no sistema, fusíveis e religadores na distribuição.

Dentro deste contexto, essa dissertação investiga o impacto da penetração de geradores FVs sobre a coordenação religador-fusível no esquema de proteção *fuse-saving* de redes de distribuição. As simulações foram realizadas por meio do uso do software *DIGSILENT Power Factory*, envolvendo um sistema teste de distribuição do IEEE de 34 barras. O estudo proposto também avalia os aspectos dinâmicos das correntes de curto-circuito dos geradores conectados via inversores e os efeitos de sua contribuição no esquema de proteção sob estudo, considerando diferentes localizações dos geradores, através de várias condições de falhas com diferentes resistências de faltas, níveis de penetração e de operação. Além do mais, técnicas mitigadoras são recomendadas no sentido de aliviar o impacto da geração FV na coordenação religador-fusível.

### **1.3. Revisão Bibliográfica**

Os estudos sobre o nível de curto-circuito e a obtenção dos valores das correntes de falta são essenciais para o planejamento e operação de um sistema de distribuição de energia. São através deles que se defini a capacidade de interrupção de dispositivos de seccionamento auxiliando na coordenação e seletividade da proteção contra sobrecorrente.

Como já mencionado, a instalação de GDs em sistemas de distribuição pode alterar o nível de curto-circuito de forma a provocar efeitos indesejados, como a perda de coordenação dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente, tema central desse trabalho, dentre outros. Dessa forma, avaliar as GDs, suas correntes e os impactos que elas introduzem na proteção do sistema é de suma importância para previsão de eventuais efeitos nocivos. Esse assunto tem sido ordinariamente discutido pelos pesquisadores nas últimas décadas.

Os principais problemas oriundos da conexão da geração em redes de distribuição começaram a figurar nos artigos publicados pelo IEEE por volta do ano 2000 como [11], [12] e [13]. Nessa época também foi publicado um dos primeiros livros sobre a geração distribuída e seus impactos, por [9].

Segundo [9], nos estudos de curto-circuito envolvendo geradores baseados em inversores, o cálculo do valor inicial (valores eficaz e de pico) das correntes de curto-circuito é baseado nas hipóteses previstas pela norma IEC60909 para motores de indução acionados via inversores. De acordo com essa norma, a corrente de curto-circuito de motores acionados por inversores é limitada a três vezes o valor de sua corrente nominal. No entanto, para o caso de geradores não rotativos baseados em inversores, essa hipótese pode ser conservadora.

Os geradores baseados em máquinas rotativas apresentam comportamento dinâmico e características eletromagnéticas que provocam transitórios elétricos (tensão e corrente) e também necessitam de um tempo maior para adequar o seu fornecimento de energia (tempo de resposta) diante das ocorrências ou alterações (entrada ou saída de cargas) no sistema elétrico no qual estão acoplados [1]. Diferentemente dos geradores conectados via inversores que, devido ao emprego da eletrônica de potência, não estão submetidos a essas características.

Devido a isso e o fato dos geradores síncronos e de indução terem sido pioneiros como GDs em sistemas de distribuição, os estudos sobre o comportamento dessas máquinas estão bastante difundidos. Por outro lado, as pesquisas referentes ao comportamento do gerador baseado em inversor quando inserido no sistema elétrico e submetido ao curto-circuito ainda é relativamente recente.

Em [14], estabeleceu-se a hipótese que a corrente de curto-circuito esperada de um gerador baseado em inversor é, no máximo, igual à sua corrente nominal. Porém, este valor depende do comportamento do inversor, o qual por sua vez, depende das características dos dispositivos empregados e da estratégia de controle adotada. Nesse artigo os impactos no nível de curto-circuito em uma rede de distribuição devido à instalação de um gerador síncrono e de um gerador baseado em inversor também foram comparados. Os resultados

mostraram que a contribuição do gerador baseado em inversor é cerca de sete vezes menor do que a contribuição de um gerador síncrono, ambos de mesmo porte.

Em [15], apresenta-se um trabalho com intuito de determinar as contribuições de corrente de falta de geradores baseados em inversores. O principal objetivo do trabalho foi avaliar o que a indústria adota como padrão de contribuição de corrente de falta para os inversores, que é aproximadamente duas vezes a corrente nominal do inversor. Os ensaios foram conduzidos pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) e por fabricantes de inversores.

Os ensaios conduzidos pelo NREL consideraram um gerador monofásico de 1 kW interligado a um pequeno sistema elétrico por meio de um inversor controlado por corrente. Foram aplicados curtos-circuitos nesse sistema e os resultados mostraram que o valor de pico de corrente variou entre quatro e cinco vezes a corrente nominal do inversor, durante um intervalo de 1,6 ms (aproximadamente 0,1 ciclo). Esses resultados representam praticamente o dobro dos valores praticados na literatura técnica, que, segundo os autores desse trabalho, é de duas vezes a corrente nominal.

Os ensaios conduzidos pelos fabricantes de inversores tiveram procedimentos de testes semelhantes aos que foram relatados para o NREL. No entanto, utilizaram um circuito trifásico e as medições foram realizadas para ocorrência de faltas bifásicas. Os registros apontaram que os períodos de duração das faltas estão em torno de 1,1 a 4,25 ms e os valores de pico da corrente de falta atingiram valores em torno de duas a três vezes a corrente nominal do inversor.

Outras abordagens importantes sobre o tema são feitas por [16]. Nesse trabalho, observa-se, durante a ocorrência de curto-circuito, a diferença no tempo de resposta do inversor em função da modalidade de controle adotada, que no caso, sob controle de tensão, tanto o pico inicial de corrente de falta quanto o restabelecimento das condições normais foram mais rápidas em relação ao controle por corrente.

Em [17], avaliam-se os impactos na corrente de um sistema de distribuição com gerador baseado em inversor, devido à ocorrência de curtos-circuitos. Nesse trabalho, constata-se que as variações na corrente do sistema dependem do nível de penetração de geradores distribuídos e também do tipo de controle desses geradores.

A referência [1] analisa a influência de geradores distribuídos baseados em inversores na corrente de curto-circuito trifásica em um sistema de distribuição de energia, e suas simulações comprovam que sua contribuição no valor da corrente de falta não supera o dobro de sua corrente nominal. Além disso, com base nesta comprovação, o trabalho apresenta duas

estratégias para inserção desse tipo de gerador nos cálculos de curto-circuito de um sistema de distribuição de energia elétrica. Segundo o autor, as duas estratégias apresentam resultados satisfatórios, utilizam conceitos básicos de circuitos elétricos, independem de dados minuciosos dos inversores e são validadas através de aplicações numéricas com resultados confrontados aos obtidos das simulações.

Percebe-se que as limitações de corrente e tempo de resposta do inversor frente à ocorrência de curto-circuito estão, na maioria das vezes, atreladas aos dispositivos de controle. Entretanto, a diversidade nos modos de controle e as diferentes respostas dinâmicas dos inversores frente a diversos tipos de curtos-circuitos e cenários dificultam a obtenção de uma conclusão generalizada sobre o comportamento desse tipo de gerador. A maioria dos cientistas adotam a contribuição da corrente de curto-circuito em torno do valor de 2 p.u. como satisfatória.

Os primeiros artigos especificamente dedicados aos impactos da geração distribuída sobre a coordenação da proteção surgiram no começo da década de 2000. Os autores Girgis e Brahma publicaram em 2001 um artigo [18] que trata da perda de coordenação de uma forma geral e outro artigo [19] dedicado especificamente à perda de coordenação entre relés e fusíveis sob a presença de geração distribuída. Estes autores produziram diversos outros trabalhos sobre o assunto ao longo dos últimos anos.

Em [20] foi analisado como as normas técnicas das distribuidoras, como a ligação dos transformadores de acoplamento da GD, influem nas correntes de curto-circuito e na proteção de redes de média tensão das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Análises paramétricas como: aumento no nível de curto-circuito; perda de coordenação para faltas à jusante do gerador; e o impacto máximo no alimentador adjacente foram realizadas. Os resultados foram validados com programas comerciais de análise de redes elétricas e permitiu um estudo de possíveis limites para a potência de um gerador distribuído em função dos impactos admissíveis, de seu ponto de conexão, de seus parâmetros elétricos e dos parâmetros elétricos da rede. Porém, assim como a maioria dos trabalhos disponíveis na literatura técnica, [20] fez uso de geradores rotativos em suas análises.

Já em [21], é apresentado a correlação entre o impacto da geração fotovoltaica na proteção de sobrecorrente com o índice definido como grau de robustez. O autor determina grau de robustez como: o somatório da potência de curto-circuito no ponto de conexão da fonte de GD com a potência de curto circuito da GD dividido pela mesma potência de curto circuito da GD. Foram aplicadas faltas trifásicas de alta e baixa impedância com uma variação da injeção de potência da geração FV no intuito de fazer uma correspondência do grau de

robustez calculado no ponto de conexão da fonte de GD com o atraso na atuação do elo-fusível. Os resultados mostraram que o retardo na atuação do elo fusível aumenta quanto menor o grau de robustez, ou seja, quanto mais representativa a potência de curto-circuito do sistema fotovoltaico em relação a potência de curto circuito do sistema elétrico no ponto de conexão. Outro resultado interessante do estudo foi a verificação da não atuação do sistema antiilhamento para o caso de faltas de alta impedância, isto significa que o gerador poderá continuar contribuindo com corrente de curto-circuito para esse tipo de falha.

A referência [22] é um trabalho que também utiliza geradores fotovoltaicos em suas simulações. O artigo analisa aplicação mássica de geração distribuída solar em uma rede de distribuição da CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz) na cidade de Campinas e apresenta uma análise qualitativa sobre os potenciais impactos da contribuição de corrente proveniente desses geradores na coordenação e seletividade dos equipamentos de proteção. Primeiramente, comprova-se o comportamento da corrente pós-falta dos geradores FV, descrito nas referências bibliográficas, realizando simulações em um programa de transitórios eletromagnéticos. Os resultados mostram que para faltas trifásicas a contribuições são um pouco maiores que 2 p.u. e para faltas monofásicas menores que 2 p.u.. Nos estudos de coordenação e seletividade na presença da geração distribuída fotovoltaica, o autor realizou curtos-circuitos em 5 pontos diferentes estratégicos no sistema (como, por exemplo, longe e perto da subestação principal, a montante e a jusante do religador) para os casos sem geração distribuída e com 50% de penetração FV e obteve as seguintes conclusões:

- Para curtos-circuitos em uma barra entre a subestação e o religador é possível haver a atuação indesejada do religador caso não haja informação de direcionalidade.
- Para curtos-circuitos em barra terminal (lado carga) do religador, observa-se um aumento na corrente de curto-circuito devido à massiva penetração dos geradores fotovoltaicos. Este aumento pode favorecer, em determinados casos, a melhoria da coordenação entre religador e disjuntor/relé da subestação principal.
- No caso de curtos-circuitos em barra terminal (lado carga) de um fusível de ramal, a alta penetração de geradores FV pode fazer com que alguns casos de curtos-circuitos que apresentariam uma corrente relativamente pequena passem a apresentar um valor maior, resultando na perda de coordenação e seletividade religador-fusível.

Existem alguns trabalhos na literatura que se preocupam em mitigar esse efeito, como é o caso de [23] e [24].

Em [23] os autores sugerem um esquema de proteção adaptativa, utilizando como entrada dados medições fasoriais, para solucionar o problema de má coordenação dos equipamentos de proteção em um sistema de distribuição com alta penetração de GD. No esquema proposto é realizado um monitoramento contínuo dos fasores das correntes trifásicas de todas as unidades de GD do sistema e também da fonte principal. Com estes dados são realizados cálculos da contribuição da corrente de falta de cada unidade de GD do sistema. O sistema de distribuição é dividido em zonas de acordo com a localização das unidades de GD, sendo cada zona separada e protegida por disjuntores. A estratégia adaptativa está no ajuste da corrente de disparo do relé que aciona o disjuntor de cada zona de maneira on line, este ajuste é configurado com base no cálculo da contribuição da corrente de falta para cada unidade de GD.

Enquanto em [24] é proposto, através da proteção adaptativa, ajustes na função de sobrecorrente dos relés dos alimentadores. O autor apresenta uma sugestão de proteção adaptativa de alimentadores de distribuição de energia elétrica considerando a penetração da geração distribuída, como forma de contornar as dificuldades da coordenação de dispositivos da proteção. O trabalho tem como objetivo alterar automaticamente os grupos de ajustes de um relé digital em função das condições do sistema de distribuição. O relé digital do alimentador monitora continuamente as correntes demandadas e recebe a informação do estado do disjuntor de interconexão da GD alterando dinamicamente os ajustes do relé de sobrecorrente de acordo com os valores medidos. A proposta foi validada através de simulações (software ATPDraw) envolvendo um sistema teste de distribuição do IEEE de 34 nós e de sua implementação em relés digitais comerciais.

Apesar de [23] e [24] apresentarem resultados satisfatórios em seus estudos, eles fizeram uso de geradores distribuídos rotativos em suas simulações e consideraram a utilização de relés na proteção de redes de distribuição, as quais, em sua maior extensão, utilizam dispositivos mecânicos como religadores e fusíveis.

Em [25] também é apresentada uma estratégia de mitigação, a qual, neste caso, limita a corrente de saída dos geradores distribuídos baseados em inversores de acordo com a sua tensão terminal. Várias condições de falha com diferentes resistências de falta, níveis de penetração e alocações da GD e seus impactos na coordenação religador-fusível em sistemas de distribuição são investigados. Além disso, os efeitos da injeção de potência reativa, um

importante serviço auxiliar oferecido pelas GDs baseados em inversores, também são estudados.

Os estudos analíticos das simulações de [25] mostraram que GDs conectados via inversores, mesmo em baixos níveis de penetração, podem causar descoordenação entre o fusível e o religador em práticas de economia de elo-fusíveis para faltas com baixas resistências. Para resolver este problema, foi proposta uma estratégia de controle simples e efetiva que ajusta a corrente de saída do inversor de acordo com a gravidade da anormalidade; isto é, quanto mais profunda a queda de tensão experimentada pela GD, menos corrente ela produz. Em comparação com outros métodos, esta estratégia é barata, fácil de implementar, não limita a capacidade da GD em condições normais e não exige nenhuma alteração no sistema de proteção original. Os resultados da simulação também demonstraram que o método proposto é robusto contra distúrbios transitórios sem falhas, como a troca de carga e a entrada de motores de indução.

Nota-se que, apesar dos esforços recentes, a literatura técnica ainda carece de trabalhos e análises mais detalhadas que envolvam a compreensão das correntes de curto-curto de geradores baseados em inversores e suas contribuições na proteção de sistemas de distribuição.

#### **1.4. Estrutura da Dissertação**

Capítulo 1: Introduz o conceito de geração distribuída baseada em inversores e seu contexto no Brasil, expõe os impactos de sua penetração na proteção de redes de distribuição, dá as motivações e justificativas para este trabalho descrevendo as simulações que serão realizadas e apresenta uma revisão bibliográfica sobre a influência desses geradores nos níveis de curto-circuito e na proteção dos sistemas de energia elétrica.

Capítulo 2: Apresenta uma visão geral do sistema de distribuição de energia elétrica e os componentes que formam seu sistema de proteção (chaves e elos-fusíveis, religadores, seccionadores, relés e disjuntores) com suas principais funcionalidades, princípios de operação e filosofias de proteção, permitindo a compreensão de dispositivos protetores e protegidos, zonas de proteção e proteção coordenada e seletiva.

Capítulo 3: Aborda a geração de energia a partir de fontes que utilizam inversores em seu acoplamento com a rede, como: células a combustíveis; microturbinas; alguns modelos de aerogeradores; e geradores fotovoltaicos, explicando suas estruturas e modos de operação. Por

fim, uma descrição dos tipos inversores, seus componentes, configurações e princípios de funcionalidade são apresentados.

Capítulo 4: Expõe as principais vantagens e desvantagens (socioambientais, econômicas e técnicas) dos geradores distribuídos conectados via inversores, e detalha com mais atenção seus impactos no sistema de proteção de sobre-corrente, elucidando como se dá a perda de coordenação e seletividade pela geração distribuída. Este capítulo ainda apresenta as particularidades das correntes de curto-circuito dos geradores fotovoltaicos através de simulações dinâmicas realizadas por meio do modelo de transitórios eletromagnéticos do programa *DIgSILENT PowerFactory* para diversos tipos de cenário.

Capítulo 5: Apresenta os resultados do impacto da penetração de geradores FVs sobre a coordenação religador-fusível considerando o esquema de proteção *fuse-saving* em uma rede de distribuição teste do IEEE de 34 barras. As simulações são realizadas por meio do software *DIgSILENT PowerFactory* através de curtos-circuitos monofásicos e trifásicos considerando diferentes localizações de faltas e da GD, níveis de penetração e de operação, e outros aspectos que influem na descoordenação da proteção do sistema.

Por fim, são apresentadas as conclusões e referências do trabalho.

## Capítulo 2

### Proteção de Sistemas de Distribuição

#### 2.1. Considerações Gerais

Os ramais de distribuição se diferenciam das linhas de transmissão e subtransmissão quanto à operação em tensões mais baixas, por serem comumente radiais e por possuírem, em sua maioria, cargas distribuídas, em derivação ou ramificadas, ao longo do alimentador principal e não somente no fim deste.

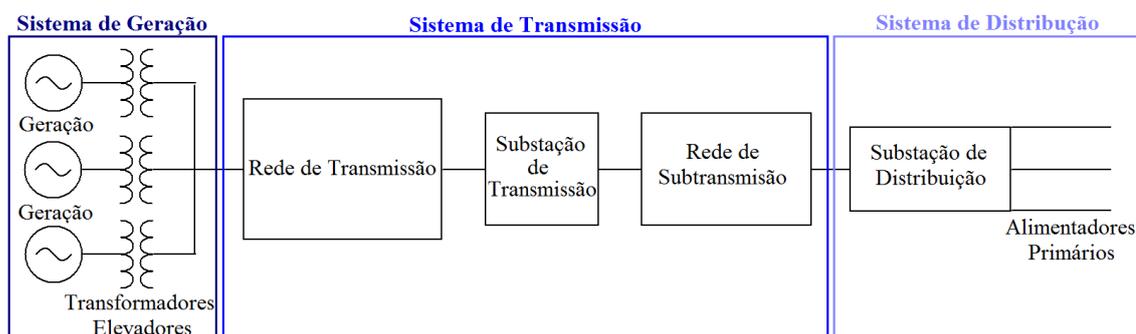
As redes radiais possuem características que tornam sua proteção relativamente simples. Nestas redes, a corrente de curto-circuito, assim como a nominal, diminui com o aumento da distância em relação à fonte (subestação). Devido a essa característica o uso da proteção diferencial e/ou a distância não se faz obrigatório, permitindo assim o uso das proteções de sobrecorrente de tempo inverso, mais baratas e menos complexas, que se baseiam na diferença entre as magnitudes das correntes de curto-circuito nos diferentes pontos da rede.

A proteção contra curto-circuito ou sobrecorrente é um importante estudo para qualquer sistema elétrico de potência. Os disjuntores, religadores e fusíveis – dispositivos estes interruptores de correntes de falta (com exceção do seccionizador) - são de vital importância para a proteção de um sistema de distribuição. De maneira geral, a proteção contra sobrecorrentes é o ato de selecionar o dispositivo, sua posição no circuito, seus ajustes e realizar a coordenação deste de forma eficiente, de maneira a isolar e eliminar as faltas com o mínimo impacto aos consumidores [26].

A elaboração da estratégia de proteção nos sistemas de distribuição envolve, sobretudo, a intensificação da continuidade do fornecimento de energia elétrica ao maior número de usuários a um custo mínimo. Isso significa realizar uma aplicação adequada dos seus dispositivos de proteção com o objetivo de eliminar as faltas temporárias através de religamentos e isolar as faltas permanentes por meio de chaveamento ou abertura de componentes de proteção.

A energia elétrica fornecida pelas concessionárias é a última etapa de um processo que se inicia com a produção de energia pelas usinas geradoras, passa pelos sistemas de

transmissão e de distribuição até chegar ao seu destino final, os consumidores. A figura 2.1 apresenta o SEP em forma simplificada.



**Figura 2.1** Diagrama Unifilar Simplificado

Para planejamento e operação de cada um dos sistemas acima, são necessários mão de obra especializada, diversos equipamentos e tecnologias diferentes. No âmbito da proteção, esses três subsistemas elétricos possuem filosofias de proteção distintas. Este capítulo irá deter-se somente na descrição do processo da distribuição de energia elétrica, assim como no seu sistema de proteção.

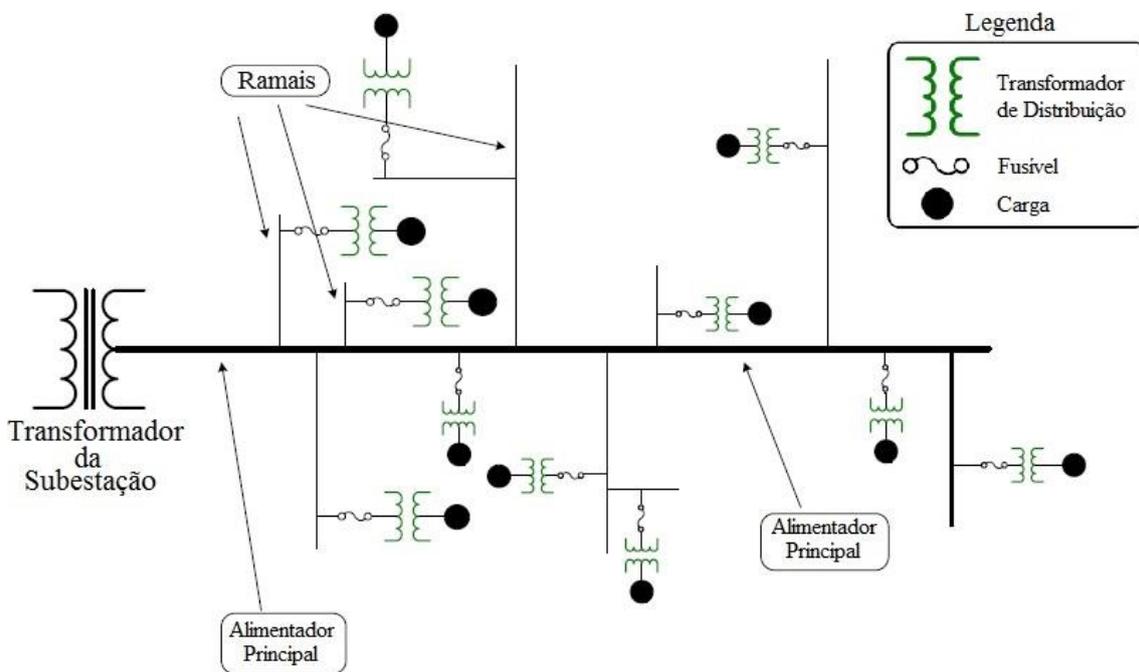
## 2.2. Sistema de Distribuição

Em geral, a definição de um sistema elétrico de potência inclui a geração, a transmissão e um sistema de distribuição de energia elétrica. O sistema elétrico de distribuição é uma parte da estrutura de entrega de energia que tem a função de recebê-la, de circuitos de transmissão em alta de tensão, manobrá-la e entregá-la aos seus consumidores. Numa subestação de distribuição, o transformador tem a função de receber a energia no nível de tensão de transmissão (35 até 230kV) e abaixá-la para vários circuitos primários de distribuição. Nas proximidades de cada consumidor haverá um transformador de distribuição que terá a função de receber a energia num nível de tensão primário e abaixar para outro nível de tensão secundário, que comumente gira em torno de 120/240 V. Outros níveis de tensão também são usados. A conexão com o consumidor é feita diretamente no circuito de distribuição secundário do transformador de distribuição [26].

Estas redes operam tipicamente em média tensão (1 kV a 35 kV), sendo 13,8 kV, 23 kV e 34,5 kV as tensões mais comuns no Brasil, mas podem operar em tensões diferentes como 6,9 kV, 11 kV, 13,2 kV, etc.

Geralmente, um sistema de distribuição é visto como um ramal principal trifásico com ramais secundários, alguns dos quais podendo ser bifásicos ou monofásicos. Na maioria das vezes os sistemas são conectados em estrela (Y) com o neutro do transformador aterrado e com uma malha de aterramento ao longo dos ramais. A Figura 2.2 mostra um arranjo típico de um alimentador de distribuição, ou seja, alimentador principal, ramais de derivação, transformadores abaixadores e de distribuição [27].

Cada transformador de distribuição possui um fusível no seu lado de alta tensão. Os consumidores alimentados pelo secundário do transformador devem possuir seus próprios sistemas de proteção, não dependendo assim do fusível do lado de alta tensão do transformador, que tem por finalidade principal a proteção do equipamento.



**Figura 2.2** Diagrama unifilar de um circuito de distribuição [27]

Perturbações nos sistemas de distribuição oferecem menor impacto na operação do sistema elétrico como um todo. Entretanto, as faltas ocasionam perdas de produtividade, muitas às concessionárias, danos aos componentes dos sistemas e etc. Por essas razões se faz necessário um estudo sobre todos os defeitos possíveis, para uma eficiente especificação dos equipamentos usados na proteção dos sistemas de distribuição. [28] apresenta estatísticas obtidas através de levantamentos históricos de defeitos nas concessionárias de energia. A estatística com relação aos tipos de curto-circuito é apresentada na Tabela 2.1

Além da classificação envolvendo as fases dos circuitos, os curtos-circuitos são divididos em permanentes ou temporários. Os curtos-circuitos permanentes são aqueles que

necessitam da intervenção de uma equipe de manutenção da rede para ser extinto. A situação de defeito não é reversível após a operação de um dispositivo de proteção, permanecendo o defeito após a atuação. Os temporários são aqueles com situações reversíveis, ou seja, o defeito é eliminado após a atuação de equipamentos de proteção. Na Tabela 2.2 a estatística de ocorrências de curtos-circuitos permanentes e temporários é apresentada.

**Tabela 2.1** Ocorrência de curtos-circuitos quanto às fases [28]

<b>Tipos de curtos-circuitos</b>	<b>Ocorrências em %</b>
Trifásico	06
Bifásico	15
Bifásico-Terra	16
Monofásico-Terra	63

**Tabela 2.2** Ocorrência de curtos-circuitos à duração [28]

<b>Curto-Circuito monofásico-terra</b>	<b>Ocorrências em %</b>
Permanente	04
Temporário	96

Ao longo de avenidas, ruas e passagens, em condomínios e vilas, no meio de árvores e por cima de residências passam diversos ramais aéreos de distribuição que alimentam inúmeros consumidores. Devido esses ramais serem expostos a galhos de árvores, ventos, animais, descargas atmosféricas, furtos de energia, acidentes de trânsito, entre outros incidentes de origem natural ou cometidos pelo homem, o número de interrupções temporárias nos sistemas de distribuição de energia é maior que em qualquer outro subsistema. Por isso é necessário que os sistemas de distribuição sejam bem coordenados para que, sempre que possível, o religamento automático seja realizado frente a uma falta.

### **2.3. Sistema de Proteção**

Com o objetivo de suprir de forma contínua e com qualidade os consumidores, e também de evitar danos aos componentes do sistema elétrico, um sistema de proteção e controle se faz essencial. Os sistemas de distribuição estão constantemente susceptíveis a variações correntes, sobretudo devido às permanentes alterações no seu carregamento e aos diversos tipos de faltas que estão expostos.

Para manter o sistema de distribuição o mais confiável e seguro possível, o sistema de proteção deve atender alguns requisitos básicos na “arte” de proteger [29]:

- Seletividade: Isolar somente a parte do sistema atingida pelo defeito, mantendo a continuidade do serviço das demais partes do sistema.
- Rapidez: Alta velocidade na resposta, sensibilizando rapidamente o equipamento responsável por cada zona de proteção.
- Sensibilidade: A proteção deve ser sensível a defeitos que possam ocorrer durante a operação do sistema. É a capacidade do sistema de proteção em responder às anomalias nas condições de operação.
- Confiabilidade: Um sistema dito seguro é aquele que não deve realizar uma falsa operação sob condições normais de operação, ou falhar no caso de faltas no sistema.
- Economia: Um sistema de proteção com inúmeros equipamentos terá uma maior probabilidade de ser mais eficiente em sua função, mas por outro lado ele deve ter sua implantação viável economicamente. Para que isso seja possível deve-se evitar um número excessivo de dispositivos de proteção e realizar um estudo de proteção para que o projeto seja viável tecnicamente e economicamente.

Para atender as exigências acima são usados fusíveis, seccionadores e religadores automáticos nos sistemas aéreos de distribuição. Os transformadores de distribuição são geralmente protegidos com fusíveis. Ramos secundários dos alimentadores são também protegidos principalmente por fusíveis e seccionadoras. Religadores automáticos e seccionadoras são instaladas no alimentador principal. Os disjuntores são instalados nos terminais de saída das subestações de distribuição, assim como em alguns casos os religadores automáticos.

Uma característica dos sistemas de distribuição são suas linhas radiais que possibilita usar somente dispositivos de proteção sensíveis aos níveis de corrente. Equipamentos de medidas que discriminam distâncias e direção não são utilizados. Portanto, os sistemas radiais sempre podem ser protegidos utilizando relés de sobrecorrente, religadores, seccionalizadores e fusíveis [27].

Um sistema de proteção deve ser destinado a reconhecer ou detectar certas anormalidades em sistemas que, se não detectadas, levariam seus equipamentos a danos ou o conduziriam a perdas prolongadas de serviço. O projeto e a especificação dos dispositivos de

proteção é uma parte importante na elaboração do plano de proteção. Este deve ser projetado para resistir às operações rotineiras de emergências que acompanham mudanças de carga e operações de chaveamento.

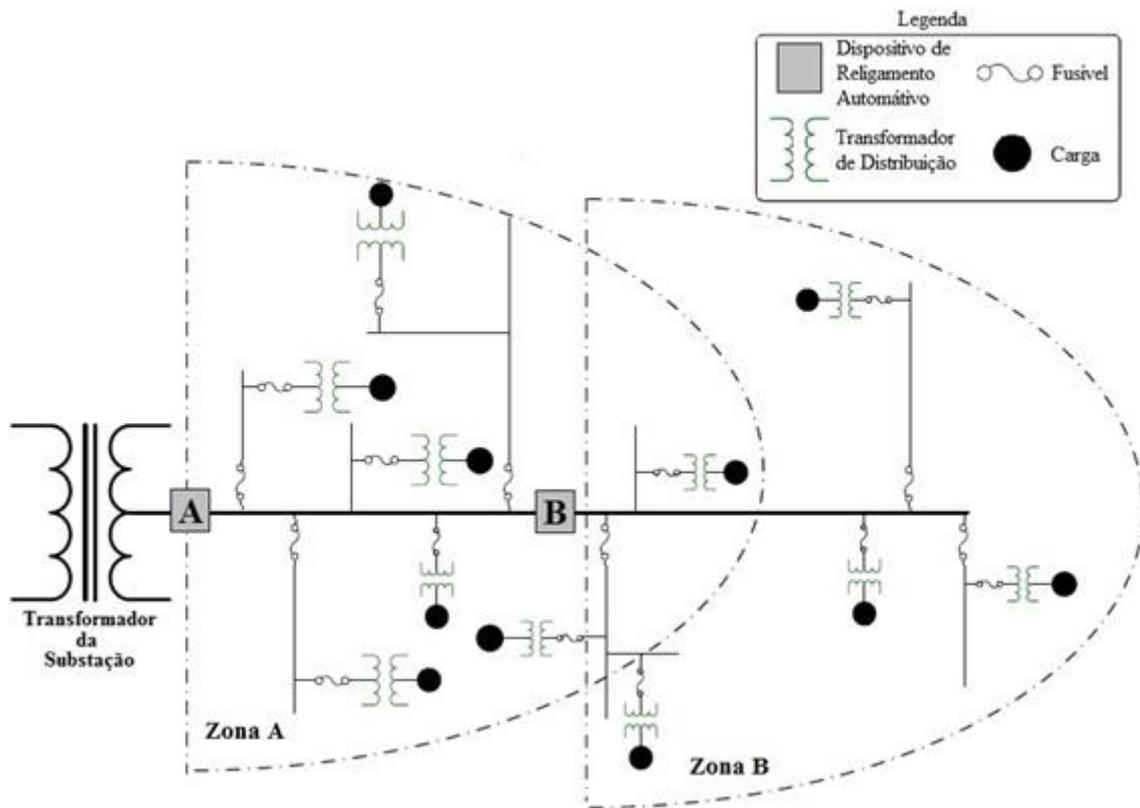
Com isso, a primeira exigência na elaboração do projeto de proteção é saber lidar efetivamente com as faltas temporárias por meio de um reconhecimento, eliminação e religamento automático do circuito. Para se fazer isso é necessário um disjuntor com relé de sobrecorrente com religamento ou um religador. Em muitas aplicações, o religador é mais adequado, embora em grandes subestações onde as correntes de curto-circuito superam as características nominais dos religadores, os disjuntores são mais indicados. Sendo assim, a rápida eliminação de todas as faltas é a primeira exigência para a elaboração do projeto da proteção de um sistema radial de distribuição [27].

A segunda exigência para a elaboração do projeto de proteção é isolar as faltas permanentes, de tal modo que o trecho do sistema a ser isolado seja o menor possível, minimizando o número de consumidores afetados pela falta; e a fácil localização da falta no trecho isolado. Isto restringirá a interrupção do serviço a um pequeno grupo de consumidores e permitirá uma rápida localização e reparo do problema.

Faltas permanentes são aquelas que exigem a intervenção da equipe técnica com o objetivo de substituir condutores rompidos, fusíveis fundidos ou qualquer outro aparelho danificado, remover galhos de árvores das linhas e efetuar o religamento manual do disjuntor ou religador para a restauração do serviço. Nesse caso, o número de consumidores afetados por essa falta é minimizado pela seleção e localização apropriada de dispositivos de proteção no alimentador principal, no ponto de ramificação de cada ramal e em localizações críticas de determinados ramais. As faltas permanentes em sistemas aéreos de distribuição são, geralmente, isoladas por meio de fusíveis. Geralmente, as únicas partes do sistema de distribuição que não são protegidas por fusíveis são o alimentador principal (é até aplicável, mas não na saída da SE) e o alimentador de linha de interligação. A subestação é protegida das faltas no alimentador e nas linhas de interligação por disjuntores e/ou religadores localizados dentro da subestação [30].

Os dispositivos de proteção devem estar localizados em posições estratégicas ao longo do alimentador para detectar e eliminar todas as faltas e retirar ou abrir permanentemente o trecho do sistema quando for preciso, caso as faltas sejam de natureza permanente. Para se chegar a essa coordenação, é necessário, às vezes, ramificar a linha principal, como mostra a Figura 2.3, onde existem dispositivos que podem ser religadores ou disjuntores com relés de

religamento, localizados e representados pelos elementos A e B, conhecidos como proteção secundária ou de retaguarda.



**Figura 2.3** Circuito de distribuição com dispositivos de proteção [27]

O dispositivo de religamento A pode identificar e eliminar as faltas temporárias dentro de sua zona de proteção, demarcada de zona A. As faltas além dessa zona de proteção resultam em intensidade de corrente muito pequena e, portanto, poderão não sensibilizar o dispositivo A. Com isso, é necessário que se adicione um segundo elemento de religamento B, que tenha um ajuste de corrente menor do que o ajuste do elemento A.

É aconselhável a inclusão de equipamentos de proteção nos ramos afastados dos dispositivos de proteção do alimentador principal (religadores ou disjuntores). A finalidade da proteção do ramo é isolar os ramos no caso de faltas permanentes e permitir a continuidade normal de serviço em todos os ramos sem existência de falta. Assim, na Figura 2.3, os ramos devem ser protegidos por fusíveis, se este estiver a uma distância considerável dos dispositivos de proteção do alimentador principal. Esses fusíveis devem estar coordenados tanto com os dispositivos do alimentador principal quanto com os fusíveis dos

transformadores de distribuição. Os fusíveis dos ramais são relativamente econômicos, o que resulta numa proteção mais econômica [27].

Uma característica importante da proteção de sistemas de distribuição é que nem sempre será possível coordenar todos os dispositivos de proteção. Como exemplo, tomam-se os fusíveis. Para elevadas correntes de falta é impossível coordenar dois fusíveis em série, devido estas correntes ocasionar, praticamente ao mesmo tempo, a fusão e abertura de ambos os fusíveis. Com isso, para fusíveis próximos a subestações, a coordenação entre eles é muito difícil de obter. Existem várias outras situações em que a coordenação não é possível. Em alguns casos, com correntes de falta de baixa intensidade, é muito difícil – podendo dizer até impossível – de se detectar a ocorrência de um curto-circuito [26].

A estratégia de proteção de um sistema deve ser elaborada para assegurar a máxima proteção, a um custo total mínimo. Isso inclui custos de restauração, a satisfação dos consumidores e as receitas que devem ser contrabalanceadas mediante aos gastos com equipamentos. Logo, os sistemas de distribuição devem possuir um sistema de proteção eficiente tanto para faltas permanentes quanto para as temporárias associando-se adequadamente os dispositivos de proteção ao tipo e duração do defeito, minimizando assim os efeitos produzidos pelas correntes de curto-circuito.

#### **2.4. Dispositivos de Proteção**

A proteção contra sobrecargas em sistemas de distribuição é um ponto que deve ser muito bem estudado, pois, a queima de um transformador, além dos transtornos, é muito onerosa. As altas correntes de curto-circuito implicam em efeitos térmicos e dinâmicos sobre os equipamentos por ela percorridos. Os efeitos mecânicos, cujas forças são proporcionais ao quadrado da corrente instantânea, podem deformar condutores e romper materiais isolantes. Já os efeitos térmicos dizem respeito ao tempo de permanência da falta e ao valor eficaz da corrente, e também podem produzir um aquecimento excessivo nos materiais condutores e isolantes, com sua conseqüente deterioração [31]. Além dessas conseqüências, as correntes de curto-circuito de pequeno valor podem causar danos aos consumidores, se elas não forem interrompidas.

Para minimizar os efeitos produzidos pelas correntes de falta, faz-se o uso dos seguintes equipamentos em sistemas de distribuição: disjuntores controlados por relés de sobrecorrente, religadores automáticos, seccionadores e fusíveis.

### 2.4.1. Chave Fusível

As chaves-fusíveis são projetadas para a conexão de um cartucho contendo um elo-fusível entre seus terminais. O conjunto chave e elo-fusível formam um dispositivo eletromecânico de proteção instalado por fase. Este dispositivo tem como função básica interromper o circuito elétrico quando o valor de corrente que flui pelo alimentador excede um determinado nível de corrente, em um determinado intervalo de tempo e a interrupção ocorre pela fusão do elo [32].

A característica monofásica da chave-fusível pode se constituir em uma desvantagem ao causar fornecimento em duas fases para consumidores trifásicos ou pode ser uma vantagem quando garante a continuidade de serviço de consumidores monofásicos ligados a(s) fase(s) não defeituosa(s), principalmente, no meio rural.

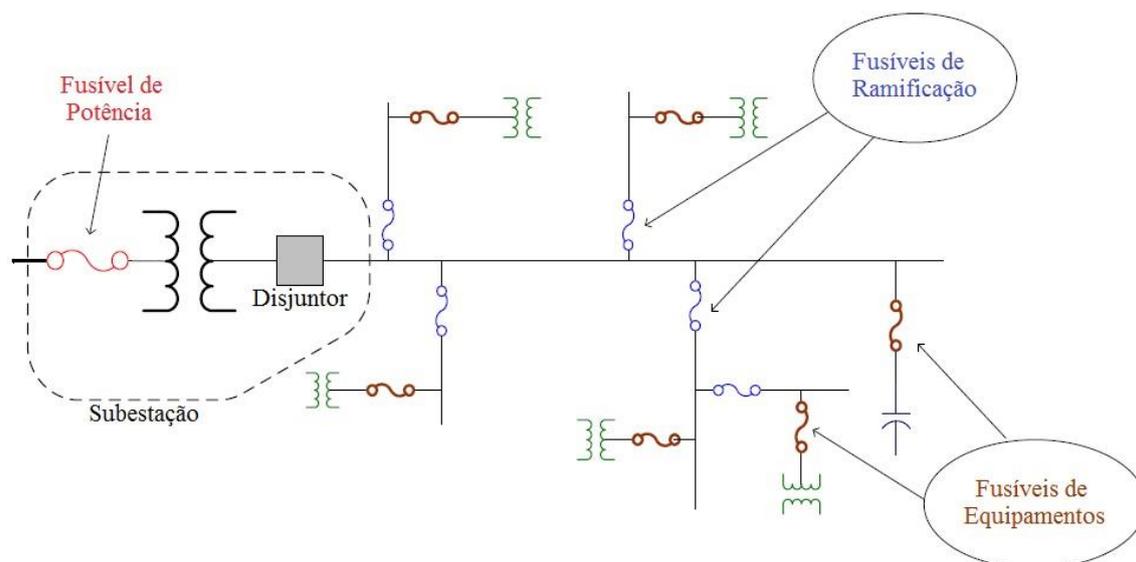
Os fusíveis são dispositivos que interrompem o circuito em situações de sobrecorrentes e curtos-circuitos de maneira súbita. A grande vantagem destes dispositivos é que eles apresentam a característica conjunta de proteção e interrupção sem a necessidade de equipamentos auxiliares. Sendo assim, o baixo custo em relação ao conjunto relés/religadores de proteção e disjuntores torna-se, também, outra vantagem. A desvantagem principal é a necessidade de reposição manual do dispositivo após sua atuação

O projeto do elo fusível leva em conta as suas propriedades construtivas (térmicas e elétricas), sendo que o mesmo deve manter suas características nominais durante operação normal do sistema e atuar (fundir) quando ocorrer a ultrapassagem do limite mínimo de fusão. O intervalo de tempo necessário para chegar à fusão depende dos seguintes fatores: densidade de corrente que passa através do fusível, propriedades físicas do material que constitui o elemento fusível, material envolvente, temperatura ambiente e grau de envelhecimento [33].

Estas chaves proporcionam proteção para sistemas aéreos de distribuição na faixa de 4,16 kV a 25 kV, independentemente de serem aplicados a transformadores, capacitores, cabos ou linhas. Sua aplicação também pode estender-se a sistemas solidamente aterrados na faixa de 25 kV a 36 kV, para proteção de linhas, transformadores fase-neutro e bancos de capacitores ligados em estrela aterrada. Este tipo de chave proporciona proteção contra todos os tipos de falta, interrompendo desde a corrente de curto-circuito fase-terra mínimo pela fusão do elo até o máximo valor de interrupção de corrente especificado sob as condições reais de tensão transitória de restabelecimento (TTR) [34].

Entende-se por TTR a tensão que surge nos terminais da chave-fusível após a extinção de arco. Este transitório resulta das oscilações de tensão que ocorrem nos terminais da chave após a fusão do elo [35].

As chaves fusíveis são vastamente utilizadas em sistemas de distribuição, principalmente na proteção de ramais secundários de alimentadores, ramais de entrada de consumidores e transformadores de distribuição, como são ilustrados na Figura 2.4.



**Figura 2.4** Aplicação de Fusíveis em Circuitos de Distribuição [27]

### 2.4.2. Elo-Fusível

O elo-fusível é a parte ativa da chave-fusível e trabalha como um sensor na detecção de sobrecorrente, não podendo ocorrer a fusão do elo mediante a circulação da corrente de carga. O tempo de resposta dos elos-fusíveis está associado às curvas características Tempo  $\times$  Corrente fornecidas pelos fabricantes, que representam o tempo necessário para a fusão do elo em função da corrente passante. Tais curvas características representam curvas médias obtidas através de ensaios sob condições pré-determinadas. Estas curvas são fornecidas através de uma região de pontos de desligamento delimitada pela curva de fusão tempo mínimo e curva de fusão tempo máximo [36].

Os elos-fusíveis de distribuição são classificados segundo os tipos K, T e H. Os elos tipo K e T diferem-se pela relação de rapidez (tempo de resposta após a sensibilização pela corrente de curto-circuito) conforme descrição a seguir [37]:

- Tipo K: elos-fusíveis rápidos, tendo relação de rapidez variando entre 6 (para elo-fusível de corrente nominal 6 A) e 8,1 (para elo-fusível de corrente nominal 200 A);
- Tipo T: elos-fusíveis lentos, tendo relação de rapidez variando entre 10 (para elo-fusível de corrente nominal 6 A) e 13 (para elo de corrente nominal 200 A);
- Tipo H: elos-fusíveis de alto surto, com alta temporização para correntes elevadas;

$$Relação = \frac{Corrente\ de\ fusão\ a\ 0,1s}{Corrente\ de\ Fusão\ a\ 300s\ (tipo\ K)\ ou\ a\ 600s\ (tipo\ T)}$$

Os elos K e T de mesma bitola têm pontos idênticos de 300 e/ou 600 segundos nas curvas tempo x corrente, apresentando, portanto, as mesmas características de sobrecarga. Entretanto, as curvas tempo x corrente divergem abaixo desses pontos. O elo K é mais rápido para correntes mais altas do que o elo T de mesma bitola.

A NBR 5359 define as correntes nominais para cada um dos três tipos de elos de distribuição conforme Tabela 2.3. É importante destacar que os elos tipo K e T apresentam uma divisão em duas classes, preferencial (grupo A) e não-preferencial (grupo B), o que caracteriza correntes nominais padronizadas diferentes.

**Tabela 2.3** Valores de corrente nominal padronizados pela NBR 5359

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

Os elos tipos K e T suportam correntes de até 150% do valor da corrente nominal sem se fundir, iniciando a operação com valores de correntes iguais ou superiores a duas vezes o valor da corrente nominal. Já os elos tipo H suportam correntes de surto em períodos de curta duração, iniciando a operação em uma vez e meia o valor da corrente nominal. Ressalta-se que os elos do tipo H não operam para sobrecorrentes de curta duração como, por exemplo, associadas às descargas atmosféricas e correntes transitórias de magnetização dos transformadores, evitando assim interrupções desnecessárias [32].

Quanto à aplicação ao longo dos alimentadores recomenda-se utilizar somente elos preferenciais (6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140, 200) ou não-preferenciais (8, 12, 20, 30, 50 e 80) de característica de tempo rápido (K) ou lento (T) [31]. Já para a proteção primária de transformadores de distribuição de até 75 kVA e pequenos bancos de capacitores recomenda-se utilizar elos tipo H [32].

### **2.4.3. Religador**

Religadores automáticos são equipamentos de proteção contra sobrecorrentes autocontrolados que interrompe e religa o circuito de corrente alternada com uma sequência pré-determinada de abertura e fechamento seguido por uma reinicialização, capazes de interromper a corrente elétrica de um circuito de forma repetitiva.

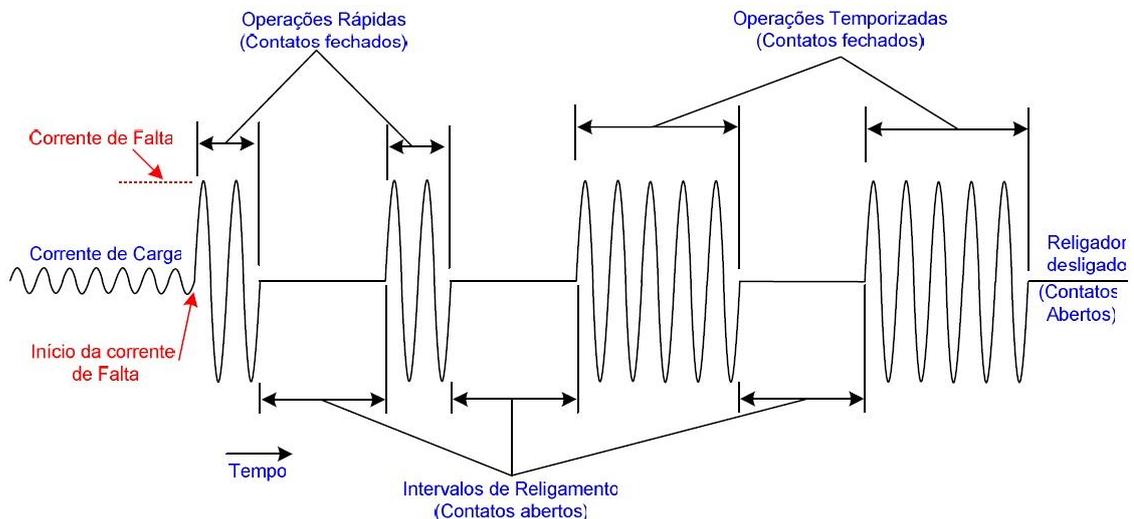
Considerando primeiramente as desvantagens dos fusíveis, ou seja, a incapacidade de diferenciar uma falta temporária de uma falta permanente e a necessidade de troca manual do dispositivo após a sua atuação, as concessionárias de energia elétrica depararam-se com suas limitações e conseqüentemente com o aumento na duração das interrupções do sistema.

Avaliando que o maior número de faltas no sistema de distribuição é temporário, a substituição dos elos-fusíveis ou até mesmo o uso combinado de elos-fusíveis e religadores se faz necessário. Os religadores são considerados pelas concessionárias de energia elétrica como uma eficaz solução para o fornecimento de energia nas condições confiáveis e seguras [24].

Na ocorrência de faltas os religadores são sensibilizados por sobrecorrentes iniciando o ciclo de operação. Caso a sobrecorrente persista a sequência de abertura e fechamento dos contatos é repetida até três vezes consecutivas e, após a quarta abertura, os contatos ficam abertos isolando a parte defeituosa do sistema, permanecendo bloqueado até que seja manualmente religado. Caso o defeito desapareça após o primeiro, segundo ou terceiro intervalo de religamento e decorrido o tempo de reinicialização, o mecanismo rearma-se

automaticamente tornando o religador apto a realizar novamente a sequência completa de operações ajustadas no religador [31].

O ajuste mais usual do religador é a sequência de duas operações rápidas e duas retardadas (lentas), conforme Figura 2.5. Porém dependendo do sistema e circunstância o operador pode optar por qualquer combinação.



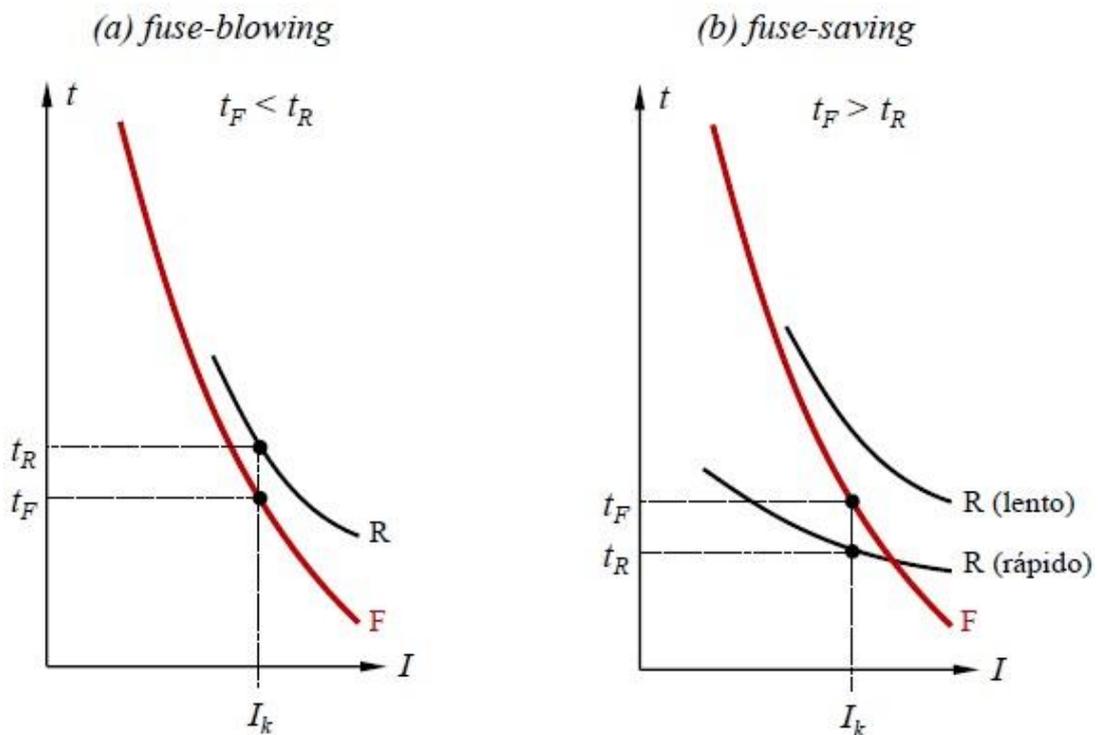
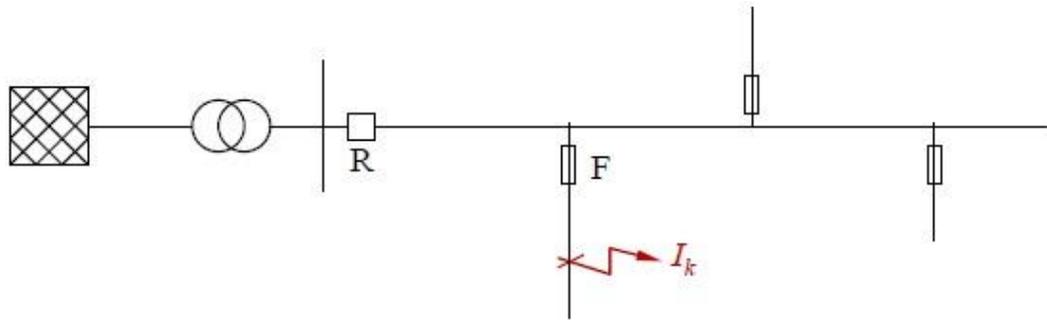
**Figura 2.5** Sequência de Operações do Religador Automático.

No esquema de proteção *fuse-blowing* os religadores são ajustados de forma atuar como retaguarda dos fusíveis que protegem os ramais, isto é, ao ocorrer uma falta em um ramal, o fusível deverá fundir primeiro eliminando o defeito. A vantagem deste esquema é o fato dos consumidores nos demais trechos da rede não serem desligados, mesmo que temporariamente, o que é um ponto importante para clientes industriais que possuem cargas sensíveis.

No esquema *fuse-saving*, os religadores possuem ao menos dois ajustes, um rápido e outro lento. Ao ocorrer uma falta em um ramal, o religador deverá atuar rapidamente, abrindo o circuito em um tempo curto o suficiente para que o fusível do ramal não se funda. Dessa forma, o religador poderá fechar o circuito dentro de alguns segundos, possivelmente com sucesso caso a falta seja temporária. Entretanto, caso após sucessivas tentativas de religamento a falta ainda persista, o religador entrará no modo lento fazendo com que o fusível a jusante se rompa, isolando o trecho em falta. A vantagem deste esquema é reduzir o tempo de interrupção para os consumidores do ramal onde houve a falta, visto que mais de 90% das faltas são de origem temporária.

Apesar de interromper momentaneamente (frações de segundos) o fornecimento de energia a todos os consumidores a jusante do religador durante as tentativas de religamento, o

esquema *fuse-saving* é preferencialmente usado pelas concessionárias, a não ser que haja uma carga declaradamente sensível.



**Figura 2.6** Filosofias de Proteção *Fuse-Blowing* e *Fuse-Saving*

A ampla aplicação de religadores pelas concessionárias resultou em alguns benefícios como um menor número de queima de elos-fusíveis, menor deslocamento de equipes para manutenção, facilidade de manobras, melhor seletividade de defeitos, minimização dos efeitos maléficis às redes pelos curto-circuitos e menores danos aos condutores e transformadores [33]. Adicionalmente, pode-se também citar a melhoria dos indicadores de continuidade de fornecimento de energia elétrica.

Entre outras vantagens apresentadas pelos religadores pode-se mencionar que os tempos de operação, o número de interrupções, os ajustes da corrente de disparo e outros

parâmetros podem ser modificados pelo usuário, resultando em grande flexibilidade e possibilitando a coordenação e seletividade com outros dispositivos de proteção.

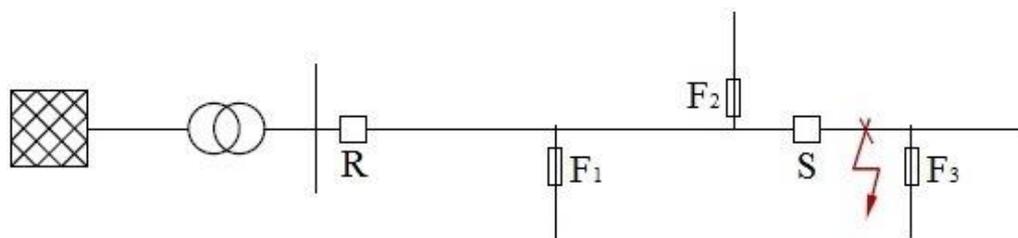
Os religadores mais modernos permitem que seu controle e monitoramento sejam feitos remotamente através de diversos meios de comunicação, além de possuir registradores de perturbação cujos dados também podem ser acessados remotamente [38].

#### 2.4.4. Seccionalizador

O seccionalizador é um dispositivo de abertura que interrompe automaticamente o circuito elétrico principal após sentir e responder a um número de impulsos de corrente com magnitude igual ou superior a um valor predeterminado, mantendo o circuito isolado enquanto os contatos permanecerem abertos.

Os seccionalizadores são projetados para operar em série com um equipamento de retaguarda que pode ser um religador ou com o conjunto relé/disjuntor. O seccionalizador abre os seus contatos quando o circuito é desenergizado por um equipamento de proteção situado à montante. Em cada situação que o religador interrompe uma corrente de falta, o seccionalizador conta as interrupções. Se o número de operações do religador ultrapassa uma quantidade pré-determinada, o seccionalizador abre seus contatos. Essa condição ocorre quando a corrente que circula no seccionalizador é inferior a um limiar e antes da abertura definitiva do religador [31].

A Figura 2.7 representa o diagrama unifilar de um alimentador principal e seus ramais secundários. A proteção deste sistema é realizada através de chaves fusíveis (F), um religador (R) e um seccionalizador (S).



**Figura 2.7** Proteção por chaves fusíveis, religadores e seccionalizadores

O seccionalizador tem como função principal reduzir a área desenergizada após um curto-circuito. Por exemplo, na Figura 2.7, se ocorrer um curto a jusante do seccionalizador ele deverá atuar, permitindo que os ramais protegidos pelos fusíveis F1 e F2 continuem suprindo os consumidores naquela região. Caso não houvesse um seccionalizador todos os

ramais a jusante do religador seriam afetados pela sua abertura ou algum fusível poderia se fundir.

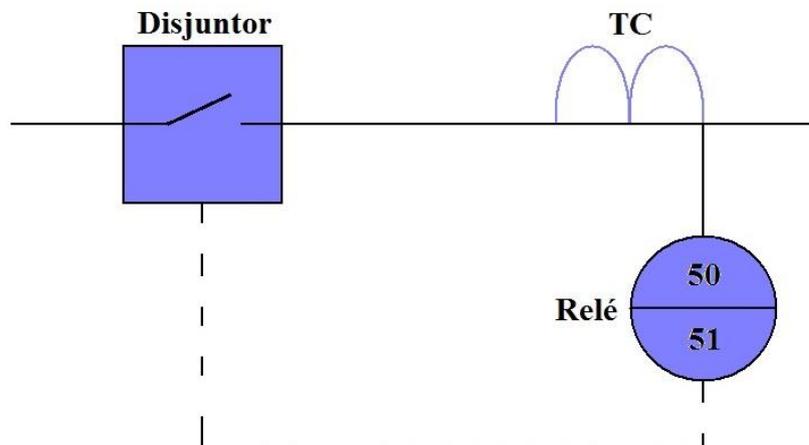
Para que a coordenação com o religador seja possível o número de contagens ajustado no seccionizador deve ser inferior ao número de operações efetuado pelo religador, sendo sempre instalados dentro da zona de proteção destes últimos.

Não existe nenhuma conexão elétrica ou mecânica entre ambos. Dessa forma, um trecho sob condições de falta permanente pode ser isolado permanecendo o dispositivo de retaguarda e os demais trechos em situações normais de funcionamento.

A grande diferença entre os seccionizadores e os demais dispositivos de proteção é o fato de não possuírem curva característica Tempo x Corrente. Isto permite maior flexibilidade no projeto de coordenação, principalmente, entre dispositivos de proteção com curvas de atuação muito próximas, onde seria impossível acrescentar mais um passo de coordenação com outro tipo de dispositivo de proteção [38]. Além disso, o custo deste dispositivo de proteção é aproximadamente 60% do valor de um religador [39].

#### 2.4.5. Relé / Disjuntor

Os relés são aplicados nos mais diferentes tipos de sistemas, e classificados em diferentes funções e características. O tratamento dado a esse dispositivo nesta secção será limitado ao relé de sobrecorrente. Os relés de sobrecorrente são largamente utilizados em sistemas industriais e alimentadores de distribuição para proteção de circuitos. Eles podem ser do tipo ação instantânea, temporizada ou uma combinação de ambas as características, estão sempre ligados aos transformadores de corrente e atuam em conjunto com o disjuntor como mostra a Figura 2.8.



**Figura 2.8** Estrutura de Ligação entre Relé e Disjuntor

Os disjuntores são equipamentos de manobra utilizados para energização e interrupção de circuitos e podem ser usados nas saídas dos alimentadores das subestações de distribuição. Em condições de faltas o disjuntor é comandado por relés de sobrecorrente associados ou não a relés de religamento para abrir o circuito funcionando como dispositivos de proteção [32].

Estes dispositivos devem permitir, quando estão fechados, que a corrente nominal percorra o circuito sem que ocorra operação indevida, oferecendo baixa impedância à passagem de corrente. Por outro lado, deve ser capaz de interromper as correntes de curto-circuito e suportar as sobretensões de manobra que podem surgir em situações de defeito.

A interrupção de correntes alternadas de curto-circuito torna-se simples, porque a corrente se anula naturalmente duas vezes por ciclo. Esta interrupção propicia a formação de um arco elétrico, que por vez comporta-se como uma resistência variável. Observa-se que a concepção de um disjuntor consiste em controlar o arco elétrico de tal modo que a ação do dielétrico seja capaz de interromper o circuito de uma maneira satisfatória.

Do exposto, conclui-se que nos disjuntores utilizados atualmente o arco elétrico desempenha uma função primordial, já que o controle do arco possibilita a interrupção da corrente sem o aparecimento de sobretensões de manobra perigosas. Dessa forma, as características destes disjuntores, a capacidade disruptiva de correntes de curto-circuito e o comportamento para suportar as sobretensões de manobra variam de acordo com o princípio utilizado para a extinção do arco [38].

O meio extintor pode ser o ar, o óleo, o gás ou o vácuo. A maioria dos disjuntores é a vácuo e tem um tempo de interrupção mínimo de cinco ciclos em redes de distribuição.

Os relés de sobrecorrente são dispositivos com características de tempo definido e/ou inverso e que atuam quando a corrente em um circuito de corrente alternada excede um valor pré-fixado [31]. Nos sistemas de distribuição, os relés de sobrecorrente são utilizados para supervisionar e proteger os alimentadores e suas cargas.

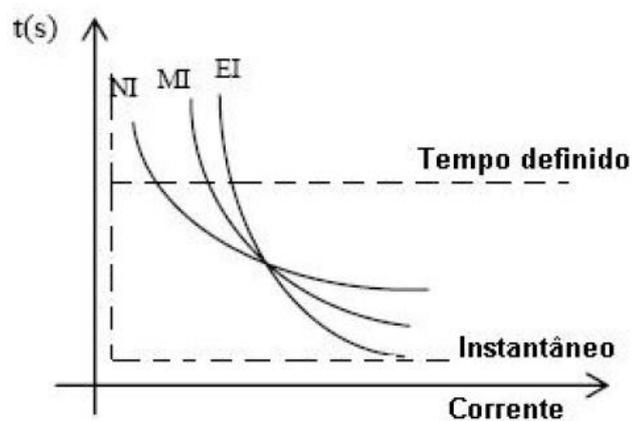
O relé de sobrecorrente opera sempre que a corrente passante por ele excede o valor de ajuste determinado por meio de cálculos e regras de aplicação. O relé de sobrecorrente é a função mais simples dos relés existentes. Para sua operação é necessária a medida da corrente elétrica, apenas. Uma de suas características básicas é a sua não direcionalidade, ou seja, a medição do valor da corrente não fornece nenhuma indicação de direção. Por isso, a sua aplicação em redes de distribuição, que por sua vez é sempre radial, é adequada devido a direção do fluxo ser sempre conhecida.

Durante a supervisão o relé de sobrecorrente avalia as variações de corrente tendo por base um valor pré-fixado denominado corrente de pick-up. Estas variações podem estar

relacionadas a situações de falta onde é comum observar correntes de patamares elevados várias vezes a corrente nominal caracterizando a sobrecorrente. Estando o valor da corrente medida superior ao valor pré-ajustado, o relé envia um sinal comandando a abertura de um ou mais disjuntores. Estes disjuntores abrem os seus contatos desenergizando o alimentador e isolando o equipamento, evitando, desse modo, que a perturbação danifique os equipamentos ou propague-se para outros componentes não defeituosos [31].

Os relés de sobrecorrente podem ser classificados em função do tempo de atuação nos seguintes tipos [31]:

- Relé de Sobrecorrente Instantâneo (RSI): Este relé atua após a ocorrência de sobrecorrentes em um intervalo de tempo muito curto e não há retardo de tempo incluído propositalmente;
- Relé de Sobrecorrente de Tempo Definido (RSTD): Este relé tem o tempo de atuação igual para todos os valores de corrente. Uma vez ajustado o tempo de atuação e a corrente mínima de atuação, o relé atua neste tempo para qualquer valor de corrente igual ou superior ao valor mínimo ajustado;
- Relé de Sobrecorrente de Tempo Inverso (RSTI): O tempo de atuação do relé é inversamente proporcional ao valor da corrente. Isto é, o relé atua em tempos decrescentes à medida que os valores de corrente aumentam e vice-versa. A curva inversa pode ser alterada e diversas formas de atuação podem ser obtidas destacando-se normalmente inversa (NI), muito inversa (MI) e extremamente inversa (EI), vistas na Figura 2.9.



**Figura 2.9** Curvas Características de Atuação de um Relé de Sobrecorrente

O relé de sobrecorrente pode ser representado quanto o seu tempo de atuação, instantâneo ou temporizado, pelos números 50 e 51, respectivamente. Existe, também, o relé com a função religamento, expresso pelo número 79.

A aplicabilidade do relé de religamento se assimila a do religador, podendo ser instantâneo ou temporizado, com o número de operação variando de um até quatro. Quando o relé de sobrecorrente aciona abertura do disjuntor o relé de religamento é energizado, iniciando-se então o processo de religamento do disjuntor [32].

As características funcionais primordiais dos relés são as mesmas para qualquer tipo, sejam eles eletromecânicos, eletrônicos ou digitais. Os relés eletromecânicos reinaram no âmbito da proteção dos sistemas elétricos de potência por várias décadas. Atualmente os relés digitais dominam o setor elétrico devido às suas vantagens em relação aos eletromecânicos e também à inserção de novas funcionalidades em apenas um relé microprocessado [40]. Dentre os fatores que contribuíram para esta substancial evolução destacam-se os avanços tecnológicos relacionados à microeletrônica, informática e comunicação de dados.

Além da característica multifuncional, os relés microprocessados proporcionam maior flexibilidade para ajustes e oferecem funções complementares, como localização de falta, registro dos eventos, funções de medição avançadas, autodiagnóstico e capacidade de controle. Fisicamente os relés digitais também possuem suas vantagens em relação aos eletromecânicos, sendo que a arquitetura total do esquema de proteção ocupa um espaço menor, cabeamento simplificado, tornando a sua instalação mais prática. Contudo, o tempo de comissionamento dos relés digitais foi reduzido em comparação com os relés eletromecânicos, apesar de continuar alto devido ao grau de complexibilidade dos esquemas de proteção. Resumindo algumas das principais vantagens dos relés digitais [41]:

- Maior proteção por um menor custo
- Maior flexibilidade: dispositivo programável/modular, podendo mudar suas características.
- Requer menos manutenção
- Capacidade de autodiagnóstico: monitora seu próprio software e hardware, aumentando a sua confiabilidade
- Alta capacidade de comunicação: disponíveis vários protocolos de comunicação
- Capacidade de alteração automática dos ajustes baseada nas condições do sistema.

Os relés de sobrecorrente temporizado e instantâneo são utilizados na saída das subestações garantindo a proteção contra possíveis defeitos que venham a ocorrer na rede de distribuição [32].

Estes dispositivos são utilizados também na proteção das saídas dos alimentadores e neste caso estão associados a um disjuntor com religamento automático feito através de relé de religamento [39]. De maneira geral, prefere-se disjuntores a religadores, devido a sua grande flexibilidade, exatidão e estética. Entretanto, eles são muito mais caros que os religadores.

## **2.5. Coordenação e Seletividade**

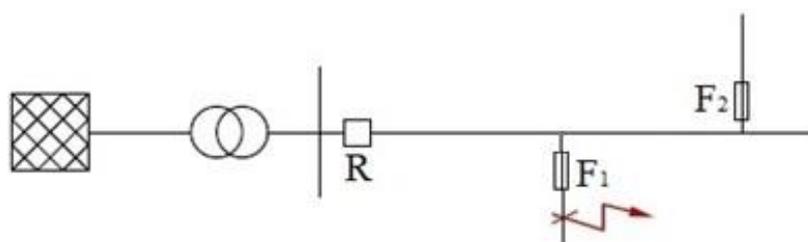
Além da classificação envolvendo as fases dos circuitos, os curtos-circuitos são divididos em permanentes ou temporários. Os curtos-circuitos permanentes são aqueles que necessitam da intervenção de uma equipe de manutenção da rede para ser extinto. A situação de defeito não é reversível após a atuação de um dispositivo de proteção, permanecendo o defeito após a atuação. Os temporários são aqueles com situações reversíveis, ou seja, o defeito é eliminado após a atuação de equipamentos de proteção.

As estatísticas indicam que mais de 90% das faltas que ocorrem em sistemas de distribuição são transitórias [28] e decorrem da queda de galhos de árvores, descargas atmosféricas, ventos fortes, etc. Dessa forma, a aplicação da coordenação e seletividade visa considerar procedimentos específicos para diminuir os efeitos destas faltas nos sistemas elétricos.

O principal objetivo dos estudos de coordenação e seletividade em sistemas de distribuição é minimizar o número de interrupções permanentes possibilitando dentre outras vantagens um aumento no faturamento, facilidade de manobras, maior segurança, melhoria na vida útil dos equipamentos protegidos, melhoria da imagem da concessionária junto aos consumidores e menores custos de manutenção. Estes estudos consistem em selecionar, coordenar, ajustar e aplicar os vários equipamentos e dispositivos de proteção a um sistema elétrico, de forma a guardar entre si uma determinada relação, tal que uma anormalidade no sistema possa ser isolada e removida o mais rápido possível sem que outras partes do mesmo sejam afetadas.

Proteção seletiva é aquela projetada e ajustada de tal forma que para qualquer tipo de falta atue apenas o dispositivo de proteção mais próximo ao local da falta (dispositivo protetor), isolando o trecho defeituoso [32].

Neste tipo de proteção o fornecimento de energia elétrica é interrompido apenas aos consumidores atendidos pelo trecho que é afetado diretamente pela falta, conforme pode ser observado na Figura 2.10. Por exemplo, havendo uma falta no ponto especificado o dispositivo F1 opera sem que haja a operação do dispositivo de retaguarda (R) ou outros elementos de proteção do sistema, interrompendo a energia distribuída apenas aos consumidores a jusante de F1.



**Figura 2.10** Sistema ilustrativo para definição de seletividade e coordenação

Já a proteção coordenada é aquela projetada e ajustada de tal forma a eliminar as faltas transitórias através do religamento automático do dispositivo de proteção de retaguarda e as faltas permanentes através da operação do dispositivo mais próximo ao ponto de falta [32].

Na proteção coordenada, tomando como referência a Figura 2.10 e supondo novamente uma falta no mesmo ponto, ocorrem operações em curvas rápidas do dispositivo de proteção R, instalado na subestação, na tentativa de eliminar a falta, caso esta seja transitória. Se a falta persistir o elo da chave F1 se rompe evitando o bloqueio de R. Dessa maneira, todos consumidores a jusante de R são interrompidos momentaneamente se a falta for transitória, e caso seja permanente somente os consumidores do ramal protegido por F1 tem seu fornecimento de energia elétrica indisponível até o reparo do defeito.

Nos estudos de coordenação e seletividade da proteção em sistemas aéreos de distribuição deve-se considerar que a proteção de equipamentos é somente um dos objetivos, não sendo a única finalidade. Considera-se que a proteção de equipamentos, em princípio, já ocorreu no âmbito dos esquemas de proteção da subestação e, portanto, a proteção de distribuição pode dar ênfase ao aspecto da continuidade do suprimento, evitando que uma falta afete muitos consumidores, além de procurar reduzir os tempos de localização desta falta e de reposição do sistema em serviço.

## **2.6. Critérios de Escolha da Filosofia de Proteção e Seus Dispositivos**

A filosofia adotada em projetos de proteção relaciona-se diretamente com o tipo, importância e característica da carga a ser atendida. De modo geral, os processos de produção ou atividades dos consumidores possuem dependência maior ou menor com a continuidade do fornecimento. É importante ressaltar que em locais com maior densidade populacional é maior o risco de acidentes envolvendo a rede elétrica, exigindo do sistema elétrico alternativas de operação que propiciem eliminação de defeitos de maneira que pessoas e animais não sejam atingidos, bem como sejam minimizados os prejuízos materiais decorrentes de acidentes.

Por exemplo, em alimentadores extensos, com grande área de exposição, é importante a utilização da filosofia coordenada, evitando-se o deslocamento de equipes para restabelecimento de energia quando da ocorrência de faltas de caráter transitório. Por outro lado, em alimentadores com menor extensão, atendendo a cargas mais concentradas, adota-se a proteção seletiva, o que pode significar uma melhor qualidade de fornecimento, evitando-se interrupções momentâneas de energia e preservando os processos de consumidores com cargas mais sensíveis, sem causar transtornos aos demais. Dessa maneira, em subestações com cargas predominantemente industriais, comerciais e hospitalares é recomendável a adoção de proteção seletiva. Nas demais situações a melhor opção é a coordenada [32].

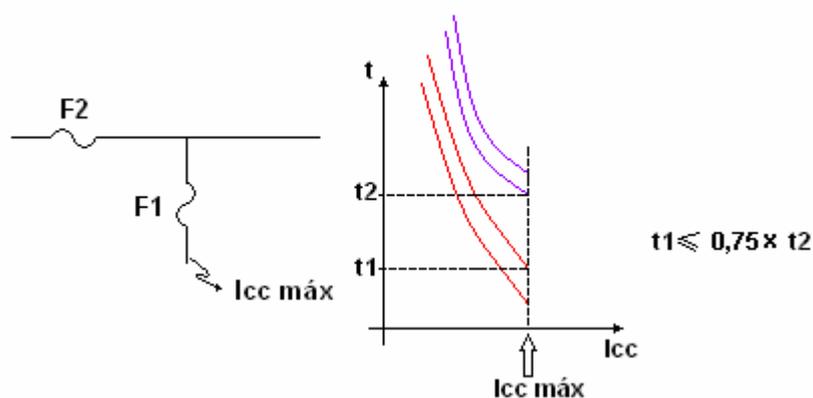
Embora o fator concentração populacional isoladamente não seja indicativo da filosofia de proteção a ser adotada, o fato de haver grande concentração populacional proporciona a existência e disponibilidade de maiores recursos de comunicação e exige melhores recursos operativos, propiciando intervenções rápidas na rede. É recomendável também que sejam reduzidos os números de interrupções para os consumidores que não são atingidos diretamente pela falta. Dessa maneira, em conjuntos de consumidores onde haja uma alta concentração populacional pode ser recomendável a adoção da filosofia de proteção do tipo seletiva. Em localidades de pequena concentração populacional ou situada a longas distâncias das redes de controle do sistema pode ser recomendada a filosofia de proteção coordenada diminuindo, assim, deslocamentos onerosos e o tempo de restabelecimento [32].

Os estudos referentes à coordenação e seletividade entre dispositivos de proteção são realizados utilizando combinação entre pares de dispositivos protetor – protegido. Dentre as possíveis combinações a serem formadas destacam-se nesse trabalho: fusível-fusível, religador-fusível, fusível-religador e religador-religador.

### 2.6.1. Seletividade Fusível – Fusível.

O critério de seletividade para a combinação fusível-fusível define que o elo protetor deve atuar para toda faixa de corrente de curto em sua zona de proteção em um intervalo de tempo suficiente para evitar a fusão ou mesmo danificação do elo-fusível protegido.

Este critério está baseado nas curvas Tempo  $\times$  Corrente, sendo que a seletividade está garantida para um determinado valor de curto-circuito, quando o tempo total de máxima interrupção do elo protetor (F1) não ultrapassar 75% do tempo mínimo de fusão do elo protegido (F2), conforme pode ser observado na Figura 2.11 [32].



**Figura 2.11** Seletividade fusível-fusível [38]

Para que seja utilizado este critério multiplica-se a curva de tempo mínimo de fusão do elo protegido por 0,75 comparando-a com a curva de máxima interrupção do elo protetor. Assim, faz-se necessário verificar em toda a faixa de seletividade se os tempos de atuação da curva deslocada referente ao elo protegido é maior ou igual ao tempo de atuação do elo protetor na curva de tempo de máxima interrupção [42]. Este fator de redução de 75% tem por finalidade garantir as eventuais alterações da curva Tempo  $\times$  Corrente do elo protegido devido às elevadas temperaturas ambiente ou aquecimento devido às faltas de curta duração [32].

Caso não seja possível garantir a seletividade para toda a faixa deve-se ao menos garanti-la para o valor da corrente de curto-circuito fase-terra mínimo no ponto de instalação do elo protetor. Caso o elo protetor seja o do transformador de distribuição a seletividade com o elo protegido pode ser desprezada, caso esta venha a acarretar um valor muito elevado para o elo protegido, prejudicando a seletividade da proteção do circuito primário de distribuição a montante [36]. Para evitar prováveis problemas de seletividade devem-se instalar no máximo três elos-fusíveis por ramal, incluindo os de retaguarda [42].

## 2.6.2. Coordenação Religador – Fusível.

Para os sistemas de proteção que envolva a combinação religador-fusível estando o religador conectado no lado da fonte e o fusível no lado da carga, o elo deve suportar sem danificação todas as operações rápidas do religador.

Quando da ocorrência de faltas permanentes o religador deve atuar em um tempo tal que seja suficiente para que o elo possa se fundir completamente evitando possíveis problemas de descoordenação.

Experiências indicam que a melhor coordenação para esta combinação ocorre com o ajuste do religador para duas operações na curva rápida e duas na curva lenta. Nesse caso a(s) abertura(s) na curva rápida tentam sanar o defeito e caso isso não ocorra o elo deve se fundir na primeira operação da curva lenta evitando que o religador fique bloqueado [42][36].

Na coordenação religador-fusível tem-se que as curvas rápidas de fase e neutro do religador devem atuar antes da fusão do elo e as curvas lentas do religador funcionam como proteção de retaguarda, conforme pode ser observado na Figura 2.12.

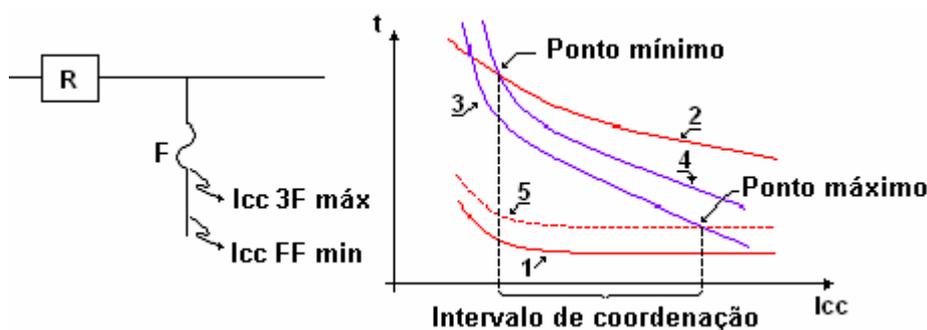


Figura 2.12 Coordenação religador-fusível [38]

Tabela 2.3 Legenda da figura 2.12

Curva	Descrição
1	Curva de operação rápida do religador
2	Curva de operação lenta do religador
3	Curva de tempo mínimo de fusão do elo
4	Curva de tempo total de interrupção do elo
5	Curva de operação rápida do religador multiplicada por K

O **ponto mínimo** de coordenação é obtido pela interseção do tempo máximo de fusão do elo com a curva temporizada do religador. Este procedimento tem por finalidade garantir

que para todos os valores de corrente de curto, no trecho protegido pelo elo fusível, o tempo total de fusão seja menor que o tempo de abertura do religador na curva lenta.

O **ponto máximo** de coordenação é obtido pela interseção do tempo mínimo de fusão do elo com a curva rápida do religador, multiplicada por um fator K apropriado. Este procedimento tem por finalidade garantir que para todos os valores de corrente de curto, no trecho protegido pelo elo, o tempo mínimo de fusão seja maior que o tempo de abertura do religador na curva rápida.

A constante K multiplicada na curva rápida do religador é essencial para prevenir contra possíveis alterações das características térmicas relacionadas aos aquecimentos e resfriamentos dos elos-fusíveis devido aos constantes religamentos que ocorrem num ciclo de operações do religador. Desta forma, o fator K depende do intervalo de religamento e do número de operações na curva rápida [32] [42].

O intervalo de tempo entre a curva lenta do religador e a curva de tempo total de interrupção do elo deve ser no mínimo 0,2 s, ressaltando-se que nos pontos extremos máximo e mínimo isso não ocorre [33]. Portanto, para se obter a coordenação religador-fusível deve ser observada as seguintes condições, considerando-se os valores das correntes de falta no trecho protegido pelo elo-fusível [36]:

- O tempo mínimo de fusão do elo deve ser maior que o tempo de abertura do religador na curva rápida multiplicado pelo fator K;
- O tempo total de fusão do elo deve ser menor que o tempo mínimo de abertura do religador na curva temporizada.

Com o intuito de se obter boa coordenação é recomendada a instalação de no máximo três elos-fusíveis em série com o religador [43].

### **2.6.3. Seletividade Religador – Fusível.**

Nas situações que se desejar obter seletividade entre religador-fusível deve-se deixar o religador operando apenas pela curva lenta e, para este caso, pode-se ter mais de três fusíveis em série com o religador [43]. A seletividade é assegurada caso não exista interseção da curva de tempo total de interrupção do elo com a curva lenta do religador

Contudo, existem valores de corrente de curto-circuito que levam a perda de seletividade ou até mesmo a uma descoordenação entre estes dispositivos de proteção. Por exemplo, para valores de corrente de falta maiores que a corrente máxima de coordenação definida no ponto máximo da Figura 2.12 não há coordenação, porém, tem-se uma proteção

seletiva através da fusão do elo antes que ocorra alguma operação na curva rápida do religador [32] [42]. Já para os valores de corrente de falta menores que a mínima corrente definida no ponto mínimo da Figura 2.12 não há coordenação e nem seletividade. Neste caso o religador atua primeiro podendo o elo ser danificado devido à possibilidade de fusão parcial [32].

Em síntese, para defeitos com correntes maiores que a corrente no ponto mínimo e menores que a corrente no ponto máximo, ocorre coordenação e deve ser observado o intervalo de seletividade de 0,2 s entre a curva lenta do religador e a curva de máxima interrupção do elo-fusível.

#### 2.6.4. Seletividade Fusível – Religador.

A combinação fusível-religador, estando o fusível do lado da fonte e o religador no lado da carga, geralmente é utilizada em subestações rurais, onde normalmente o fusível encarrega-se da proteção de um transformador abaixador. Dessa forma, nos sistemas de distribuição que o elo-fusível esteja instalado no primário do transformador, torna-se necessário referir a curva de atuação do elo para o secundário antes de analisar os critérios de seletividade. Ressalta-se que não é recomendável a utilização de elosfusíveis como proteção de retaguarda de religadores num mesmo nível de tensão [31] [33].

O intervalo de seletividade para esta combinação pode ser observado na Figura 2.13 sendo definido pelos seguintes limites [33].

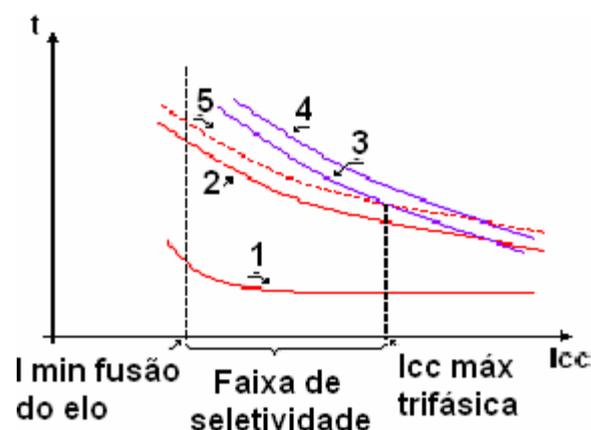


Figura 2.13 Seletividade fusível-religador [38]

**Tabela 2.4** Legenda da figura 2.13

Curva	Descrição
1	Curva de operação rápida do religador
2	Curva de operação lenta do religador
3	Curva de tempo mínimo de fusão do elo
4	Curva de tempo total de interrupção do elo
5	Curva de operação rápida do religador multiplicada por $K'$

Para a combinação fusível-religador o elo deve ser capaz de suportar os efeitos acumulativos do calor produzido pelas sucessivas operações de religamento dos dispositivos instalados no lado da carga sendo necessário garantir que (GIGUER, 1988):

- O tempo mínimo de fusão do elo seja maior que o tempo de interrupção da curva lenta do religador multiplicada pelo fator  $K'$ ;
- O intervalo entre a curva mínima de fusão do elo e a lenta do religador multiplicada por  $K'$  seja de pelo menos 0,2 s.

O fator  $K'$  expressa o efeito acumulativo do calor produzido pelas sucessivas operações do religador e é definido em função da seqüência de operação e do intervalo de religamento [33].

#### **2.6.5. Seletividade Religador – Religador.**

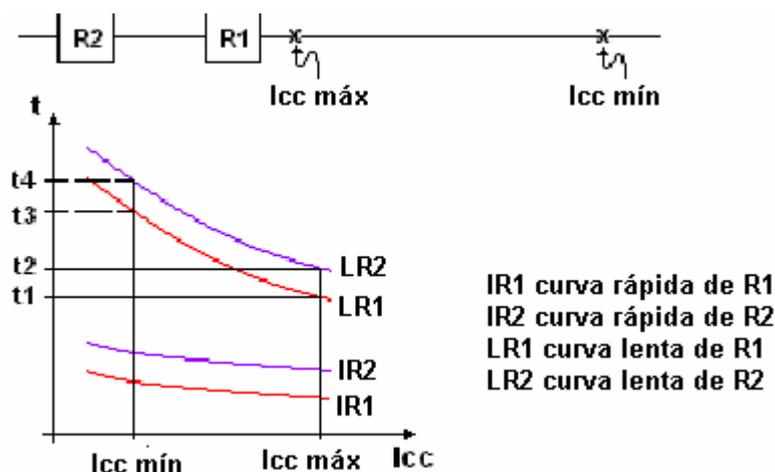
A seletividade religador-religador tem como base a análise da corrente mínima de atuação e as curvas Tempo  $\times$  Corrente, de tal forma que o religador protegido não opere na curva lenta para qualquer que seja o valor da corrente de curto-circuito na zona de proteção mútua. Para este tipo de combinação é admissível a operação simultânea nas curvas rápidas dos religadores e é obrigatória a seletividade nas curvas lentas [32] [36]. Somente após a atuação nas curvas rápidas dos religadores protetores e protegidos é que deve ocorrer a atuação na curva lenta do religador protetor [32].

Para as situações em que se desejar a seletividade entre as curvas rápidas dos dois religadores deve-se garantir que os tempos de atuação sejam distintos, sendo que o primeiro a operar deve ser o religador protetor e, posteriormente, o religador protegido [32].

Salienta-se, no entanto, que os critérios de verificação da seletividade entre as curvas rápidas ou lentas de religadores de bobina série são baseados na suposição que dois religadores em série com curvas Tempo  $\times$  Corrente separadas em menos de 0,033 s (2 ciclos)

operam sempre simultaneamente; se separados entre 0,033 s (2 ciclos) e 0,2 s (12 ciclos) podem operar simultaneamente; e se separados em mais de 0,2 s (12 ciclos) não operam simultaneamente [32] [36].

Portanto, para que ocorra seletividade entre dois religadores instalados em série é necessário que o intervalo de atuação entre as curvas lentas dos religadores protetor e protegido seja, no mínimo, 0,2 s para a faixa de valores entre curto mínimo e máximo comum aos dois religadores, conforme pode ser observado na Figura 2.14.



**Figura 2.14** Seletividade religador-religador [38]

Para as situações que não for possível obter o intervalo de 0,2 s entre as curvas lentas deve ser garantido que o número total de operações do religador protegido seja maior que o número total de operações do religador protetor [36].

Finalmente, uma série de critérios é sugerida, de forma a garantir a seletividade entre estes dispositivos, dentre os quais podem ser citados [31]:

- Coordenar as unidades pela seleção adequada dos níveis de disparo mínimo e das curvas Tempo x Corrente;
- Escolher os intervalos de religamento de modo que o religador protegido esteja fechado ou programado para fechar no instante de fechamento do religador protetor;
- Escolher os intervalos de rearme de modo que cada religador possa cumprir a sua seqüência pré-determinada de operações para todas as condições de falta;
- Ajustar a corrente mínima de disparo do religador protegido, preferencialmente, maior que a do religador protetor, de modo que o religador protetor opere antes do religador protegido;

- Os intervalos de rearme devem ser coordenados com a seqüência de operação de cada religador, de modo a impedir o rearme durante a seqüência de operações com corrente próxima do valor de disparo mínimo.

Uma possível aplicação para esta combinação ocorre quando um dos religadores estiver instalado na saída do alimentador da subestação e o outro instalado em poste ao longo do alimentador. Adicionalmente, os pick-ups do religador protetor devem ser iguais ou menores que os pick-ups do protegido.

# Capítulo 3

## Geradores Conectados via Inversores

### 3.1 Considerações Gerais

A dependência e o crescimento da inserção de geradores distribuídos nos sistemas de distribuição de energia elétrica fazem parte da realidade atual. Nos últimos anos, fatores como a reestruturação do setor de energia elétrica em diversos países, a necessidade de aproveitamento de diferentes fontes primárias de energia como forma de diversificação da matriz energética, avanços tecnológicos na eletrônica de potência e maior conscientização sobre conservação ambiental têm provocado o aumento considerável do interesse por geração distribuída, sobretudo as conectadas na rede via inversores.

Embora os geradores síncronos e de indução diretamente ligados à rede sejam amplamente utilizados em aplicações de geração distribuída, existe um crescente interesse em geradores baseados em inversores. Isso ocorre principalmente devido às inovações tecnológicas e no desenvolvimento de materiais semicondutores e microprocessadores, que culminam em conversores com respostas rápidas aos transitórios; pela possibilidade de redução ou limitação das correntes de curto-circuito; pelo fato de que esses geradores podem ser mais flexíveis do que geradores síncronos em proporcionar suporte de potência reativa e regulação de tensão; e pela modularidade e padronização de seus componentes, que podem levar a grandes volumes de produção culminando com a redução dos preços dos equipamentos.

Os geradores baseados em inversores são aqueles que fazem uso obrigatório de inversores para se conectar as redes de distribuição como as células a combustível, os painéis fotovoltaicos, as microturbinas e algumas configurações de aerogeradores, que serão discutidos neste capítulo.

### 3.2 Células a Combustível

A célula a combustível é uma célula electroquímica em que são consumidos um agente redutor (combustível) e um agente oxidante (comburente), com o objetivo de gerar

energia elétrica. Na célula de combustível, ao contrário das baterias ou das pilhas, estes agentes químicos são fornecidos e consumidos continuamente.

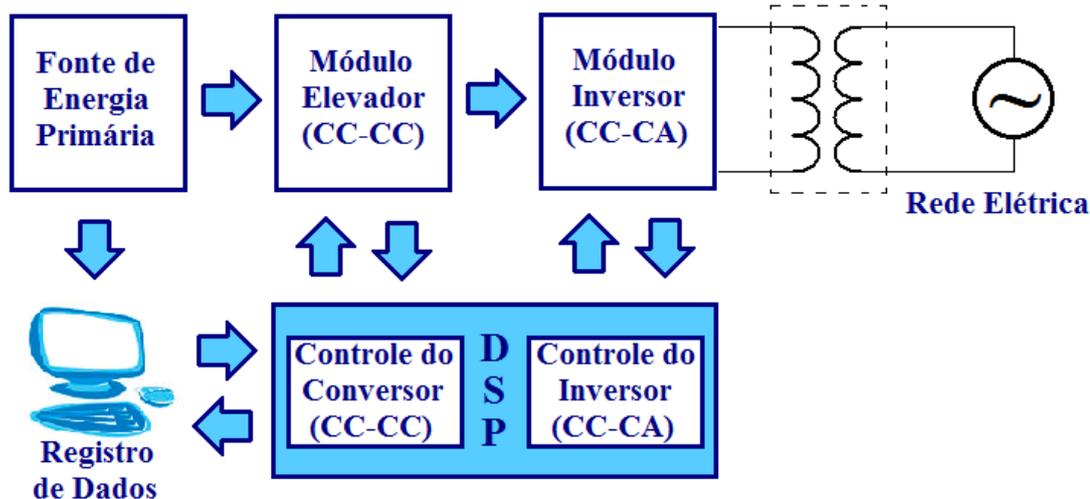
O hidrogênio tem merecido destaque nas publicações científicas e na mídia, pelo seu uso em células a combustível para unidades geradoras de emergência e em veículos de passeio e transporte público. Simultaneamente, o desenvolvimento das fontes de energia a partir das células a combustível também se tornou importante para a geração de energia em locais de difícil acesso, bem como para o estudo de fontes de geração de energia para conexão à rede.

A tensão gerada pela célula a combustível é contínua e de valor reduzido, geralmente entre 20 V e 50 V. Além disso, esta tensão varia com a corrente drenada de seus terminais, sendo assim, a tensão da célula deve ser elevada a aproximadamente 380 V para ser aplicada ao inversor que irá injetar a energia da célula na rede elétrica. Conversores de único estágio podem ser utilizados para potências menores [44], mas para valores mais elevados é necessária a elevação da tensão da célula por um conversor CC-CC separado do estágio inversor.

O inversor de tensão constitui-se de um módulo conversor controlado por um processador digital de sinais (*Digital Signal Processor* – DSP), cuja lógica permitirá o controle da potência ativa a ser injetada na rede [45], através da aquisição dos valores de corrente e tensão dos módulos.

A Figura 3.1 representa um esquema de uma fonte de energia baseada em célula a combustível, sendo constituído da célula a combustível, como uma fonte de energia primária, um conversor CC-CC elevador, um inversor de tensão com um filtro de saída e um módulo de controle através do DSP. Um computador é utilizado para armazenamento dos dados transmitidos pelos sistemas de aquisição.

Os modelos de célula a combustível apresentados na literatura consideram algumas características de comportamento tais como a variação da tensão de saída em função da corrente drenada da célula, da temperatura interna da célula, da pressão de hidrogênio e de oxigênio. A tensão nos terminais da célula não varia instantaneamente com corrente, caracterizando um efeito capacitivo, associado a uma constante de tempo elétrica [46].

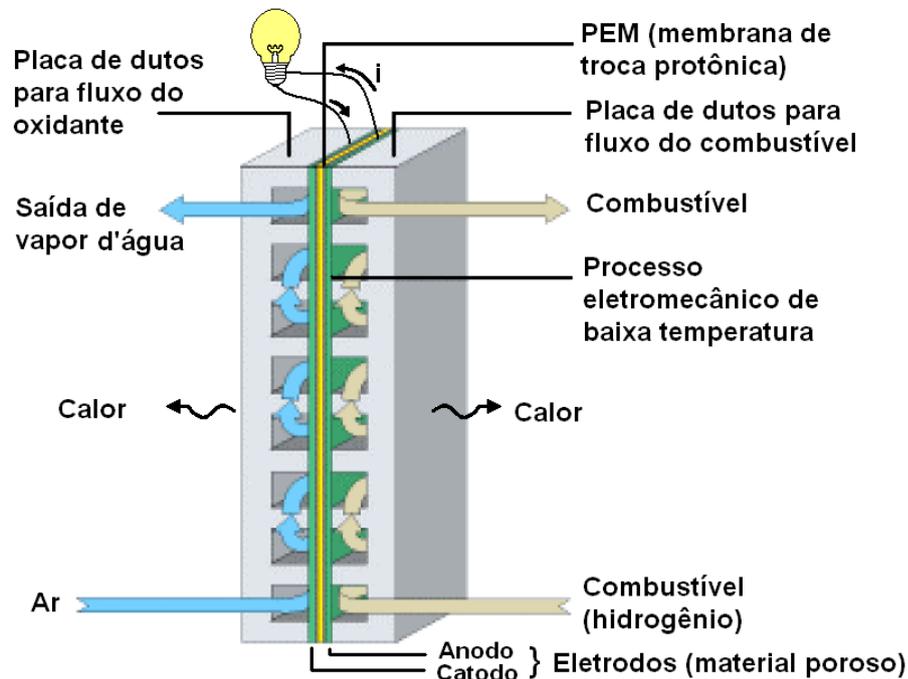
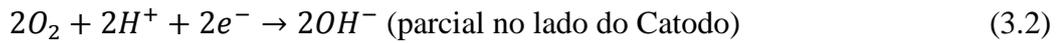


**Figura 3.1** Esquema de Fonte de Energia Baseada em Célula a Combustível

Apesar do princípio de funcionamento das células a combustível ter sido descoberto a mais de um século e meio por William Grove, apenas a partir da década de 60 esta tecnologia encontrou motivação para seu uso e desenvolvimento, no início corrida espacial, e somente nas últimas décadas, devido ao apelo ecológico, vem sendo mais difundida e tem encontrado aplicações comerciais.

Existem no mercado vários tipos de células a combustível como a PEMFC (*Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell*), a DAFC (*Direct Alcohol Fuel Cell*), a PAFC (*Phosphoric Acid Fuel Cell*), entre outras. Várias características diferem as células a combustível, principalmente quanto à temperatura de operação e tipo de eletrólito. Cada qual possui suas peculiaridades, vantagens e desvantagens, mas todas elas com o mesmo princípio básico: a geração de energia elétrica a partir da reação do hidrogênio e oxigênio.

A constituição física e o princípio de funcionamento de uma célula PEMFC são apresentados na Figura 3.2. Na figura podem ser observados os dutos por onde passam o oxidante (oxigênio ou ar) e o combustível (hidrogênio). Estes dutos são sulcos de pequena espessura fresados em lados opostos de uma placa rígida (placa separadora bipolar), constituída de material condutor e impermeável aos gases [46]. A cada molécula de  $H_2$  adsorvida pela membrana, dois elétrons seguem pelo circuito elétrico externo, enquanto os íons positivos ( $H^+$ ) caminham através da membrana no sentido anodo-catodo, no lado do catodo uma molécula de  $O_2$  se associa a quatro íons  $H^+$  formando duas moléculas de água ( $H_2O$ ) [45]:



**Figura 3.2** Princípio de Funcionamento de uma Célula a Combustível do Tipo PEMFC [45]

As vantagens das células a combustível em relação às fontes de energias convencionais são [47]:

- Maior eficiência em relação aos motores a combustão, tornando-as atrativas para uso em veículos e na geração de energia;
- Baixa emissão de poluentes, característica ideal para uso no transporte público, como forma de reduzir o efeito estufa, e em ambientes fechados como residências e submarinos;
- Redução na dependência da matriz de combustíveis fósseis, o que passa a ser uma questão de segurança nacional para vários países;
- Simplicidade e possibilidade de redução no custo de fabricação, pois é constituída de camadas repetitivas de componentes, facilitando a fabricação em série;
- Não existência de partes móveis, possibilitando o aumento do tempo de vida útil;

- Construção modular, permitindo o aumento gradativo da capacidade de geração de uma planta de energia, ou a geração de energia de forma distribuída;
- Baixo nível de ruído, sendo primordial em unidades portáteis e na geração de energia em hospitais e em aplicações militares;
- Tamanho e peso variados, possibilitando seu uso desde pequenos aparelhos eletrônicos, passando por automóveis, até a geração de energia para edifícios e plantas de maior porte.

Entretanto, o custo de produção de energia elétrica através das células a combustível ainda é elevado, além de apresentar riscos inerentes à utilização do hidrogênio, gás altamente inflamável e explosivo, cuja chama é praticamente invisível. Todos estes riscos, aliados ao custo elevado das células a combustível e das instalações necessárias para o armazenamento do hidrogênio, restringem as pesquisas nessa área a poucas instituições [45] e, conseqüentemente, o desenvolvimento desse modo de geração de energia.

### **3.3 Microturbinas**

Microturbinas são geradores de energia elétrica, cuja faixa de potência se encontra entre 15 kW e 500 kW, e a partir da queima de gases ou combustíveis líquidos fazem girar o rotor de um gerador elétrico. Estas pequenas turbinas são capazes de queimar uma gama muito grande de combustíveis em alto ou baixo nível de pressão.

As microturbinas apresentam a vantagem de possuir pequeno tamanho e pouco peso por unidade de potência, baixa emissão de ruído e poluentes, alta durabilidade e baixa manutenção. Vários tipos de combustíveis podem ser utilizados nas microturbinas a exemplo de propano, gás natural, biogás, diesel e álcool. O consumo de combustível é considerado baixo quando comparado com outros tipos de fontes de GD [48].

Entretanto, as microturbinas, assim como a maioria dos sistemas térmicos, apresentam baixa eficiência, aproximadamente 30%, e custo alto, comparado com máquinas equivalentes de mesma potência. Para que as microturbinas fiquem atrativas no mercado de energia elétrica, o custo de geração precisa diminuir, se isso não acontecer os usuários vão preferir obter energia da rede de distribuição, e esse tipo de máquina vai ficar restrito a um nicho de mercado relativamente pequeno.

As tecnologias das pequenas usinas a gás não são novas, mas atualmente podem ser, por exemplo, combinadas com o aquecimento da água, aumentando assim a eficiência total. A combinação de energia e calor é essencial para o sucesso do sistema microturbina.

O gás natural é um combustível de alto poder calorífico e propicia ainda uma queima relativamente limpa comparado a outros combustíveis fósseis. A máxima utilização do poder calorífico do gás natural em unidades cogedoras é ecologicamente e economicamente vantajosa, pois o gás em alta temperatura proveniente da queima do combustível pode ser reaproveitado conseguindo-se aumentar a eficiência da microturbina de 30% para 80%. [49].

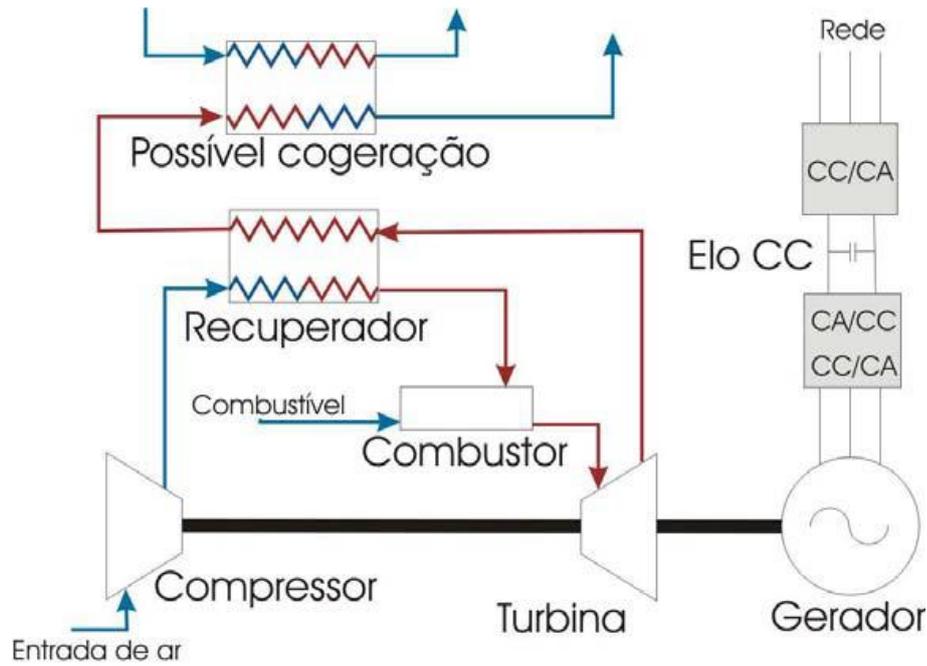
Como a microturbina gera eletricidade a partir da queima de gases, neste processo, uma grande quantidade de energia térmica é desperdiçada [48]. Esta energia térmica não aproveitada é liberada para o meio ambiente tornando baixa a eficiência da microturbina. O aproveitamento de forma útil dessa energia térmica, através de recuperadores ou permutadores de calor, processo conhecido como cogeração, traz basicamente três grandes benefícios. O primeiro é o aumento do rendimento global energético, contribuindo para a redução da demanda global de combustível. Outro benefício é nas emissões de carbono e de outros poluentes atmosféricos são diminuídas, pois menos combustível é queimado. Por último, os impactos causados ao meio ambiente devido à liberação de calor por grandes plantas geradoras diminuem muito [50].

Diferentemente da eletricidade, o calor, normalmente na forma de vapor ou água quente, não pode ser facilmente transportado por grandes distâncias. Essa particularidade obriga as unidades cogedoras a estarem próximas das instalações que utilizam sua energia térmica, o que liga intimamente a cogeração à GD [50]. O aproveitamento da energia térmica pode chegar ao ponto no qual só se utiliza calor como produto principal. Neste caso, o excedente de energia elétrica pode ser comercializado com a distribuidora de energia [49].

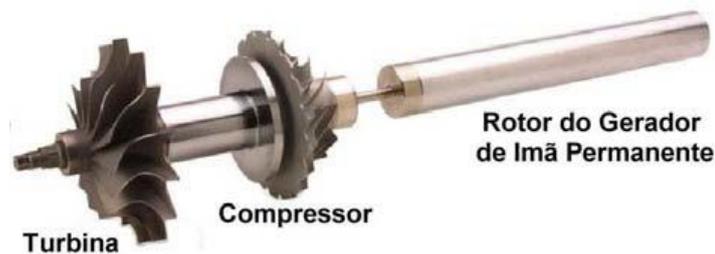
Os componentes básicos da microturbina são compressor, turbina, gerador, e recuperador. O coração da microturbina é o eixo compressor-turbina que é comumente montado no mesmo eixo com o gerador.

O princípio de funcionamento da microturbina, ilustrado na Figura 3.3, baseia-se no fato de que parte da energia gerada pela turbina é utilizada para mover o compressor, já que ambos estão conectados ao mesmo eixo girante. O compressor pressiona o ar para dentro da câmara de combustão na qual se forma uma mistura de ar comprimido e combustível que alimenta um processo de combustão contínua. O gás quente e pressurizado proveniente do combustor se expande na turbina, transformando energia térmica em energia mecânica. No mesmo eixo da turbina, como se vê na Figura 4, é conectado um gerador elétrico síncrono a

ímã permanente (outros geradores como geradores de corrente contínua ou geradores de indução também podem ser utilizados), que gera energia com tensão em alta frequência (até 1.600Hz, que corresponde a uma velocidade angular de 96.000rpm para um gerador de 2 pólos). A tensão terminal compatível com a rede elétrica e com os equipamentos elétricos convencionais (50 ou 60 Hz) é obtida mediante o uso de um conversor CA/CC (retificador), um elo de corrente contínua e um conversor CC/CA (inversor) ligados em cascata nos terminais do gerador elétrico [50].



**Figura 3.3** Esquema de Uma Microturbina [50]



**Figura 3.4** Eixo de Uma Microturbina [50]

O recuperador de calor é um dispositivo que aproveita o gás de escape em alta temperatura para pré-aquecer o ar comprimido que chega ao combustor. Esse componente aumenta em muito a eficiência da microturbina (de 16% para 30% aproximadamente) e, apesar de ser caro, é utilizado em quase todas as microturbinas comerciais [50].

As microturbinas podem ser conectadas junto à rede e usadas em horário de pico para reduzir o custo da energia elétrica, como também, para consumidores que desejam uma melhora na qualidade e confiabilidade da energia, ou seja, sistemas que não toleram interrupções, quedas de tensão e variações de frequência. Outra aplicação importante é para consumidores que residem em lugares de difícil acesso, ou onde não é justificado o investimento em linhas de distribuição e/ou transmissão.

Devido ao desenvolvimento tecnológico as microturbinas podem usar uma ampla variedade de combustíveis, além disso, já estão em fase de testes aplicações com combustíveis residuais e gás de aterro sanitário. Elas são bem adequadas para aplicações comerciais, como restaurantes, hotéis, além de pequenos escritórios e condomínios residenciais, entre outros. A ampliação desta tecnologia para aplicações em meios de transporte também está em pleno desenvolvimento [51].

Nos Estados Unidos é onde está localizada a maioria dos fabricantes de microturbina, entretanto existem projetos em desenvolvimento na Europa e no Japão. Atualmente, o produto custa cerca de US\$ 1,300 por kW nominal, sendo somente competitivo em instalações com cogeração [51]. É importante ressaltar que no Brasil não existem fabricantes de microturbinas e apenas 13 turbinas operam [49].

### **3.4 Aerogeradores**

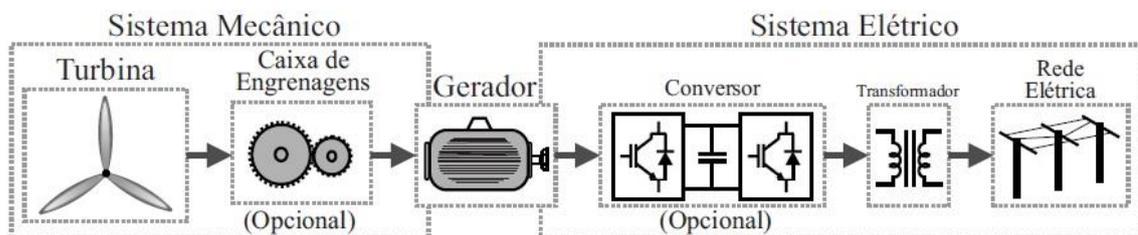
Existem diversas topologias de conversores de potência aplicadas a sistemas de geração de energia eólica. Os conversores (retificador + inversor) permitem a geração de energia com turbinas eólicas em condições de velocidade variável do vento, possibilitando um aproveitamento de forma mais eficaz das forças do vento. A utilização dos conversores possibilita o controle efetivo da potência injetada na rede, seja de maneira parcial, no caso de utilização de conversores parciais, ou controle total, no caso de utilização de conversores completos. O alto desempenho dos conversores vem sendo cada vez mais necessário, principalmente quando se busca a elevação da capacidade de geração de potência por parte das turbinas eólicas, o que fez surgir diversas novas topologias de conversores.

Nas últimas décadas os estudos acerca da produção de energia através da força dos ventos têm tomado posição importante diante deste cenário. As pesquisas atuais acerca de sistemas avançados de transmissão, conversores de potência, melhor aerodinâmica, estratégias de controle, operação das turbinas, e outras, têm reduzido custos e melhorado o desempenho e a confiabilidade dos equipamentos. Anteriormente, o custo dos equipamentos era um dos

principais entraves para o aproveitamento comercial da energia eólica [52]. Hoje, a capacidade instalada acumulada global de potência eólica supera os 300 GW.

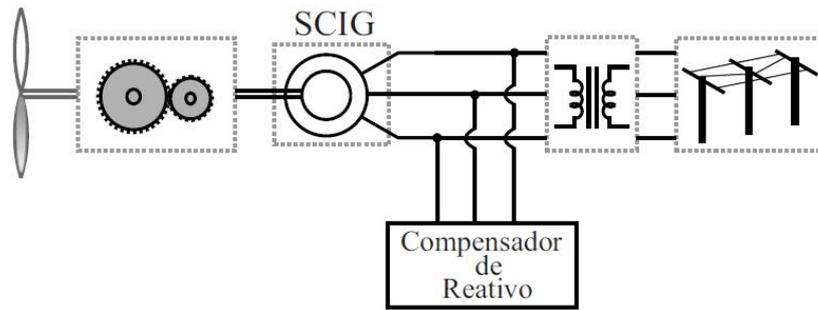
Para o Brasil, a energia eólica representa uma fonte bastante promissora: estima-se que possua um potencial em torno de 350 GW, concentrados nas regiões nordeste e sul do país [53]. O cenário brasileiro atual em torno da geração eólica já caminha com o uso de turbinas com capacidade de geração de potência na ordem de alguns megawatts, necessitando de conversores de potência cada vez mais robustos.

Os principais componentes de um sistema de geração eólica são: turbina, caixa de engrenagem (opcional), gerador, transformador (para conexão à rede) e conversores de potência (opcional), como ilustrado na Figura 3.5. O rotor da turbina converte a energia proveniente dos ventos em energia mecânica, a qual é convertida pelo gerador em energia elétrica, sendo essa transferida através do transformador para a rede, seja para linhas de distribuição ou transmissão. Na maioria dos aerogeradores são usadas três pás na turbina, e a velocidade de rotação diminui à medida que o raio das pás aumenta, resultando em um sistema com baixa velocidade e elevado conjugado de potência. Uma das soluções para aumentar a velocidade é a utilização de caixas de engrenagem, que servem como conexão entre o rotor da turbina, em baixa velocidade, com o rotor do gerador, em alta velocidade. Contudo, máquinas de múltiplos pólos não necessitam de caixas de engrenagens [54] [55].



**Figura 3.5** Componentes de um Sistema de Geração Eólica [52]

Nos primeiros sistemas, a tecnologia usada para geração eólica era baseada em geradores de indução com rotor tipo gaiola de esquilo (SCIG - *squirrel-cage induction generator*) conectados diretamente à rede, como ilustrado na Figura 3.6.



**Figura 3.6** Sistema de Geração Eólica Diretamente Conectada à Rede, utilizando SCIG [52]

Essa configuração utilizava a tecnologia de turbinas com velocidade fixa, onde a velocidade do gerador era determinada pela frequência da rede e pelo número de pólos. Nesse conceito, as turbinas eram projetadas para obter máxima eficiência em determinada velocidade do vento, ocorrendo perda de eficiência para outras velocidades. As variações de velocidade do vento acarretavam pulsações de conjugado de potência, causando elevados estresses mecânicos em todo o sistema, além de problemas de qualidade de energia [54]. Além do mais, não apresentavam controle dinâmico da potência ativa e reativa, e sim apenas um banco de capacitores para evitar problemas relacionados com estabilidade de tensão, pelo suprimento local de potência reativa consumida pelo gerador, além de garantir fator de potência unitário no ponto de acoplamento. Contudo, essa topologia era relativamente barata e robusta [55].

Nos primeiros sistemas de geração eólica os sistemas de controle utilizados eram simples e não apresentavam muitos problemas. Contudo, com os avanços tecnológicos, e o aumento da capacidade de geração, tornou-se mais importante uma intervenção ativa mais precisa para com a conexão à rede e o controle.

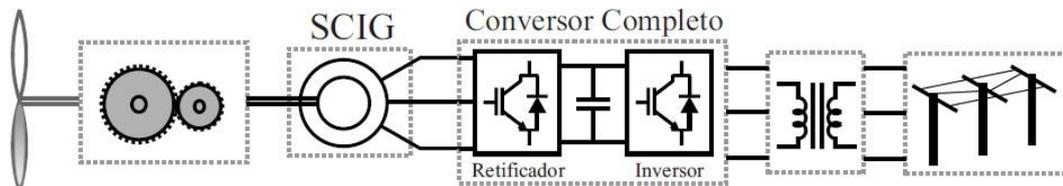
Como a velocidade do vento varia continuamente ao longo do tempo, ocorrem oscilações em baixa frequência da potência mecânica nas turbinas eólicas e estas se propagam pela rede interligada em forma de potência elétrica. Quando as oscilações de potência são pequenas, o desequilíbrio não requer a ação dos geradores de oscilação, os quais são os reguladores do equilíbrio de potência na rede elétrica. Por outro lado, se as oscilações forem na ordem de dezenas de MW, os geradores de oscilação ficarão operando praticamente o tempo todo e, possivelmente, sem alcançar um regime permanente. Devido a isso, nos últimos anos, o conceito de aerogeradores de velocidade constante vem perdendo espaço para os aerogeradores de velocidade variável.

As turbinas de velocidade variável são projetadas de maneira a obter eficiência máxima para uma grande faixa de variação da velocidade do vento. Algumas das vantagens

em comparação com a operação em velocidade fixa são: a redução dos estresses mecânicos causados pelas variações de velocidade do vento; aumento da potência extraída do vento; e redução dos ruídos acústicos, tornando possível a operação em baixas velocidades com baixa potência gerada [52].

Com a elevação da capacidade de potência das turbinas eólicas, a regulação da frequência e tensão gerada por essas tornou-se mais importante, necessitando da introdução de eletrônica de potência no sistema como uma interface inteligente entre a turbina e a rede. A eletrônica de potência tem mudado o conceito básico de geração eólica, antes visto apenas como fonte de energia, para fontes de potência ativa para a rede elétrica. Essa tecnologia vem sendo discutida há algumas décadas, contudo somente há alguns anos ela passou a ser realmente atrativa, devido ao custo por kW de uma nova usina eólica ser equivalente ou menor que o custo de usinas que dependem do carvão [52]. Alguns sistemas de geração eólica que utilizam como interface com a rede elétrica a eletrônica de potência através de conversores são apresentados a seguir.

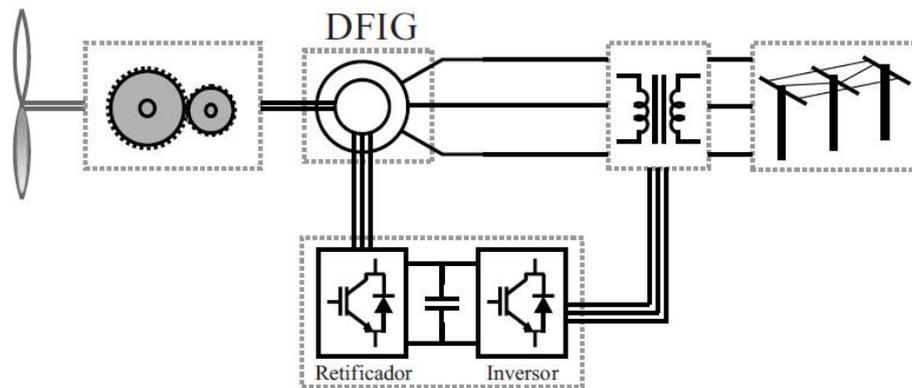
O gerador com rotor gaiola de esquilo (SCIG) pode ser diretamente acoplado à rede elétrica e operar com velocidade fixa (já discutido anteriormente) ou fazer uso da eletrônica de potência para operá-lo em sistemas de velocidade variável. Para operação com velocidade variável, utiliza-se, usualmente, conversores *back-to-back* completos, como mostrado na Figura 3.7, com o intuito de realizar total controle da potência ativa e reativa [54].



**Figura 3.7** Sistemas de Geração Eólica Usando SCIG e Conversores Completos [52]

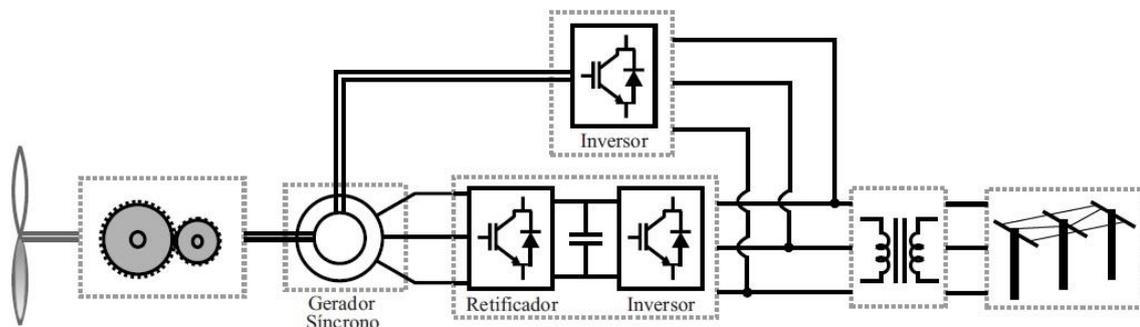
O gerador de indução duplamente alimentado (DFIG - *doubly fed induction generator*) apresenta tanto o estator quanto o rotor conectados à rede elétrica: o estator da máquina é conectado diretamente à rede elétrica, enquanto que o rotor é conectado por conversores de potência, através de anéis coletores, como mostra a Figura 3.8. O gerador pode entregar energia para a rede elétrica tanto acima quanto abaixo da velocidade síncrona. O escorregamento é variado com o fluxo de potência através do circuito do conversor de potência. Uma das vantagens é que apenas uma parcela da potência é entregue através do conversor, possibilitando o uso de conversores de baixa potência, ou melhor, potência abaixo da potência nominal da turbina. Em geral, o valor da potência do conversor é cerca de 30% do

valor da potência da turbina eólica, possibilitando uma variação da velocidade do rotor de  $\pm 30\%$  da velocidade nominal. Controlando a potência ativa do conversor, é possível variar a velocidade rotacional do gerador, e assim a velocidade do rotor da turbina. O DFIG possibilita o controle da potência ativa e reativa do sistema, além de não necessitar de *soft-starter* nem de compensadores de reativos. O DFIG normalmente utiliza conversores *back-to-back* para interligação à rede [55].



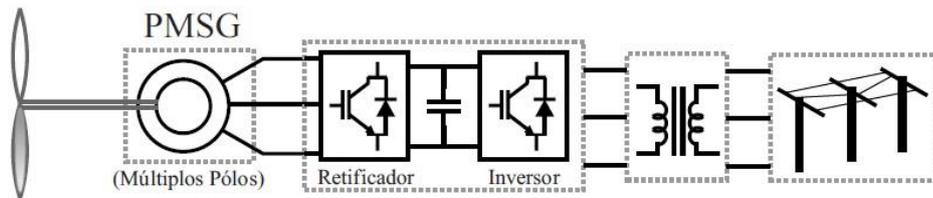
**Figura 3.8** Sistemas de Geração Eólica Usando DFIG e Conversores Parciais [52]

Geradores Síncronos, sejam eles com excitação externa ou com ímãs permanentes, estão se tornando a tecnologia preferida para a faixa de potência mais utilizada do mercado (1,5 - 3 MW) [52]. Essa tecnologia necessita de conversores de potência completos, com o intuito de isolar o gerador da rede, pois os geradores não podem ser conectados diretamente à rede elétrica devido aos requisitos de amortecimento exigidos para a conexão [55], além de não possibilitar o controle, uma vez que a velocidade do gerador na conexão com a rede seria a síncrona. A Figura 3.9 apresenta a topologia com gerador síncrono com excitação externa e caixa de engrenagens, necessitando de um pequeno conversor de potência para a excitação do campo.



**Figura 3.9** Sistemas de Geração Eólica Usando Gerador Síncrono com Excitação Externa [52]

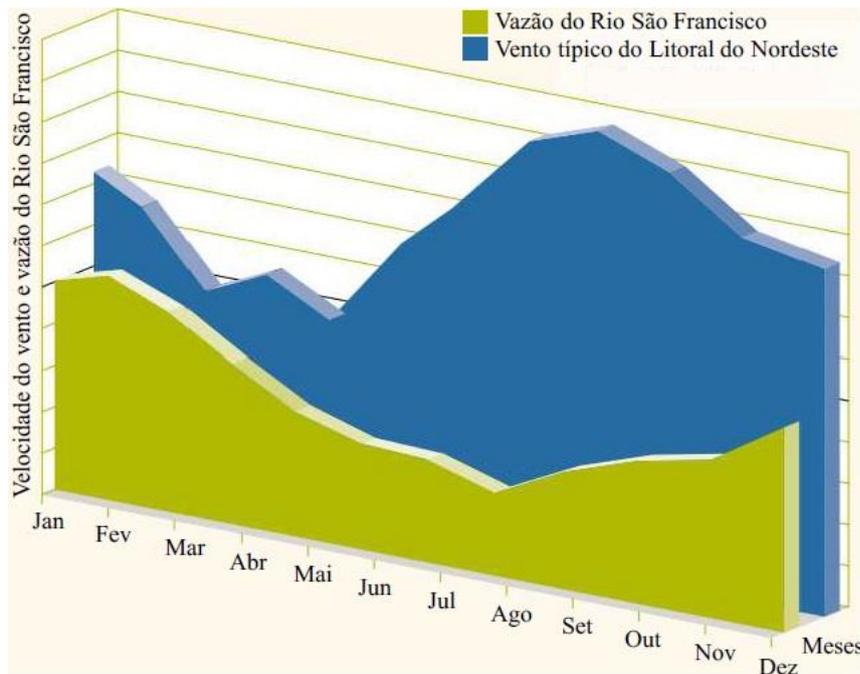
O gerador síncrono de múltiplos pólos com ímãs permanentes (PMSG - *Permanent Magnet Synchronous Generator*) dispensa o uso de caixa de engrenagens, está se tornando cada vez mais barato, e, portanto, atrativo. O PMSG conectado à rede elétrica através de conversores *back-to-back* completos (Figura 2.10) é o mais promissor do mercado, apontado como a tecnologia a ser mais adotada nos próximos anos, devido à redução de perdas e ao peso, se comparado ao gerador síncrono com excitação externa, além de apresentar alta densidade de potência e excelente controlabilidade [54].



**Figura 3.10** Sistemas de Geração Eólica Usando PMSG [52]

A geração elétrica proveniente de usinas eólicas apresenta diversas vantagens entre elas [52]:

- Os parques eólicos podem ser construídos de maneira mais rápida do que outros tipos de usinas;
- Construção modular, de fácil expansão;
- Possibilita a complementariedade com a geração hidrelétrica, uma vez que o maior potencial eólico, ocorre durante o período de menor disponibilidade hídrica (Figura 3.11);
- O preço do kW independe do valor do barril de petróleo;
- Não emite gases estufa.



**Figura 3.11** Complementaridade Entre a Geração Hidrelétrica e Eólica na Região Nordeste [56]

Contudo, os parques eólicos apresentam alto custo inicial e alguns impactos para o meio ambiente, principalmente nos aspectos visual, sonoro e espacial [52]:

- Os aerogeradores produzem um ruído audível que pode incomodar a população do entorno do parque: para contornar isso existem legislações vigentes que especificam o ruído máximo que os mesmos podem apresentar;
- O efeito visual que os geradores eólicos trazem é bastante expressivo, uma vez que estão, na maioria dos casos, localizados em regiões litorâneas, com belas paisagens naturais;
- Possível interferência nas rotas de aves e morcegos: existem estudos de impactos e possíveis estratégias para minimizar as interferências para com esses animais.

### 3.5 Geradores Fotovoltaicos

Os Geradores Fotovoltaicos são geradores que produzem energia através da conversão da luz solar em eletricidade a partir de células fotovoltaicas agrupadas em módulos. Os principais componentes de um sistema fotovoltaico são: os **módulos FV**, os **Inversores**, os

**controladores de cargas** e as **baterias**. Outros possíveis dispositivos de proteção, supervisão e controle também podem ser incorporados.

Um módulo FV é composto por células fotovoltaicas conectadas em arranjos e capaz de disponibilizar, dependendo da associação (série ou paralelo) e características dessas células, diferentes valores nominais de tensão e corrente para a utilização prática da energia elétrica.

As células, individualmente, possuem uma tensão muito baixa, sendo da ordem de 0,5 a 0,8V, para as de Silício. Assim, para obter níveis de tensões adequados, as células são conectadas em série, produzindo uma tensão resultante equivalente à soma das tensões individuais de cada célula. A seleção cuidadosa dessas células a serem reunidas no mesmo módulo é necessária, uma vez que a incompatibilidade das características elétricas leva a módulos de baixa qualidade, devido ao efeito *mismatch* (descasamento), pelo qual as células de menor fotocorrente limitam o desempenho do conjunto e, como consequência, a eficiência global do módulo FV reduzida [57].

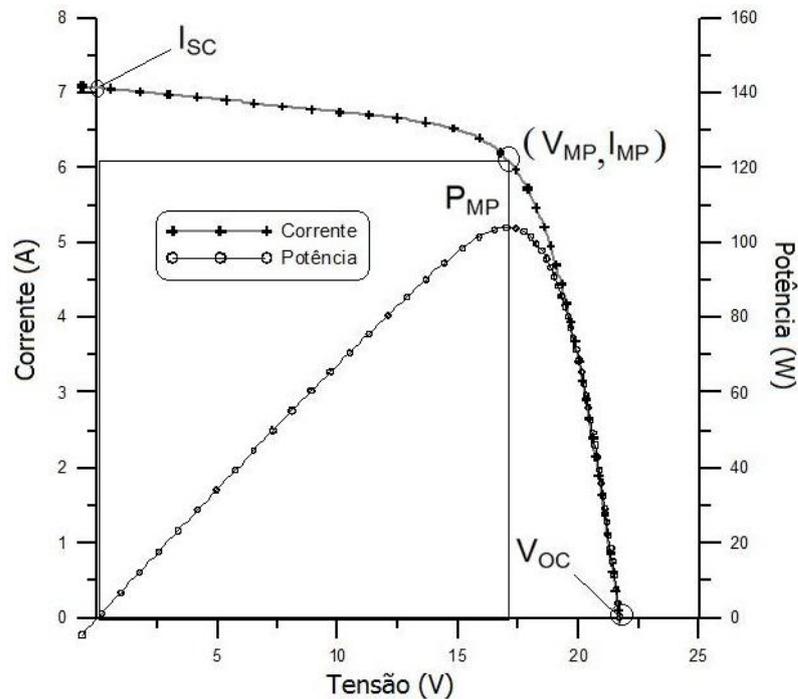
Um módulo FV é normalmente identificado pela sua potência elétrica de pico ( $W_p$ ). Essa grandeza é definida em condições-padrão de ensaio (STC, do inglês *Standard Test Conditions*), considerando irradiância solar de  $1000 \text{ W/m}^2$  sob uma distribuição espectral padrão para AM 1,5 e temperatura da célula de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  [57].

A Figura 3.12 mostra algumas características elétricas da célula fotovoltaica. Nela, podemos observar a corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ), que é a máxima corrente que se pode obter na célula quando a tensão elétrica em seus terminais é igual à zero. A tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ), que representa a tensão entre os terminais de uma célula quando não há corrente elétrica circulando e é a máxima tensão que uma célula pode produzir. O ponto de máxima potência ( $P_{MP}$ ), onde ocorre a máxima transferência de potência que pode ser entregue pela célula, que está relacionada com o produto da tensão ( $V_{MP}$ ) e da corrente ( $I_{MP}$ ).

Entretanto, isoladamente,  $V_{OC}$  e  $I_{SC}$  não dizem muito a respeito da potência real do módulo. Então, um dos ensaios mais completos para a determinação das características elétricas dos módulos fotovoltaicos é a utilização do traçado da curva I-V [57].

Segundo [57], para isso, o módulo é submetido às condições-padrão de ensaio e uma fonte de tensão variável realiza uma varredura entre uma tensão negativa de poucos Volts (em relação aos terminais do módulo) até ultrapassar a tensão de circuito aberto do módulo (quando sua corrente fica negativa). Durante a varredura são registrados pares ordenados

compostos por tensão e corrente, e com esses dados é possível o traçar uma curva característica como a apresentada na Figura 3.12 em traçado de cruz.



**Figura 3.12** Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo com potência nominal de  $100 W_p$  [57]

Para cada par ordenado da curva I-V, o produto corrente-tensão representa a potência gerada para aquele regime operacional. Logo é possível desenhar também a curva de potência em função da tensão, chamada de curva P-V, como mostra a Figura 1 em traçado de círculo, que identifica os valores de potência gerada para cada respectivo valor de tensão dos módulos.

O desempenho dos módulos FV é fundamentalmente influenciado pela irradiância solar e pela temperatura das células. Segundo [57], nota-se que quanto maior a incidência de irradiação maior é o aumento na corrente e, dessa forma, maior a potência gerada. Já o efeito do aumento da temperatura das células promove uma importante queda na tensão gerada e um pequeno aumento da corrente que não compensa a perda de tensão, diminuindo a potência produzida pelos módulos.

Atualmente, com os incentivos fiscais concedidos ao redor do mundo, os módulos FV passaram a ser produzidos em larga escala por indústrias automatizadas com interferência humana mínima. Isso tem provocado significativa redução de preços da tecnologia e manutenção da alta qualidade do produto [57].

Controladores de carga são incluídos na maioria dos sistemas fotovoltaicos isolados (SFI), os quais não possuem conexão com a rede elétrica, com o objetivo de proteger a bateria (ou banco de baterias) contra cargas e descargas excessivas, aumentando a sua vida útil. Controladores de carga são componentes críticos em SFI, pois, caso venham a falhar, a bateria poderá sofrer danos irreversíveis.

A utilização dos controladores de carga permite uma otimização do dimensionamento do banco de baterias e do seu carregamento, desconexão de cargas em baixo estado de carga da bateria e um maior nível de proteção contra um aumento excessivo de consumo ou uma possível intervenção do usuário [57].

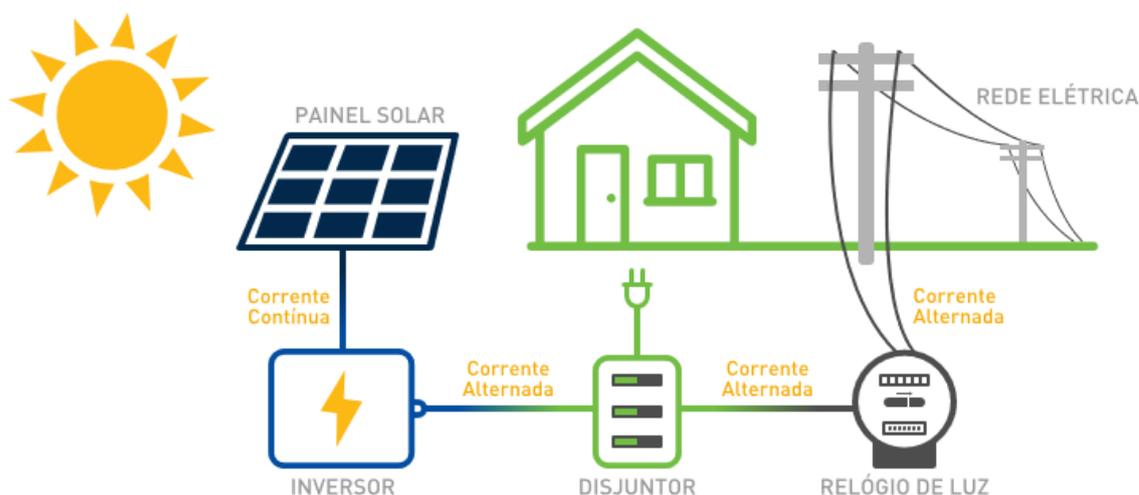
As baterias são dispositivos de armazenamento de energia que se faz necessário para atender a demanda em períodos nos quais a geração é nula ou insuficiente (à noite ou em dias chuvosos ou nublados, com baixos níveis de irradiância solar). Assim, parte da energia solar convertida em energia elétrica pelos módulos fotovoltaicos durante o dia é armazenada para ser usada em outros momentos para atender a demanda [57]. Elas são componentes indispensáveis em SFI.

Pode-se também utilizar baterias para sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) para a operação ilhada do sistema de geração no caso de falta da energia da rede elétrica. Sistemas assim são encontrados na Europa e nos EUA. No Brasil, para o caso de micro e minigeração, regulamentado pela RN Aneel No 482/2012 (ANEEL, 212b) não há regulamentação prevendo este tipo de operação e as distribuidoras de energia não o aceitam, exigindo, inclusive, proteção para desligamento da geração em casos de ilhamento [57].

O sistema fotovoltaico isolado (SFI) (ou *off-grid*), é um modelo em que seus componentes trabalham com o objetivo de captar a energia do sol, convertendo-a em energia para ser utilizada em locais aonde a energia elétrica convencional não chega ou em sistemas de back-up, as principais aplicações são: sistema de bombeamento de água, eletrificação rural, eletrificação de cercas, postes de iluminação, sistemas de telecomunicações, radares, postos de saúde, entre outros. Esse sistema necessita de um tipo de armazenamento, geralmente baterias, para dispor de energia nos períodos em que não há energia fotovoltaica.

No caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR), a energia gerada através dos módulos solares, representa uma fonte de energia complementar à energia da distribuidora ao qual o usuário está conectado. São sistemas que geralmente não utilizam armazenamento de energia, pois toda energia gerada pelos módulos solares fotovoltaicos (durante o dia), é entregue à rede elétrica instantaneamente.

A Figura 3.13 mostra um SFCR típico. Nota-se que a corrente CC gerada pelo painel solar é transmitida por cabos para um inversor CC/CA. A corrente na saída do inversor vai para o barramento do painel elétrico, também conhecido como quadro de luz e, a partir daí, alimenta as cargas da residência. O excesso não consumido passa por um medidor bidirecional e vai para a rede elétrica para ser consumida oportunamente [58].



**Figura 3.13** Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede [58]

A energia gerada não é destinada a uma carga específica, abastecendo toda a residência juntamente com a rede elétrica da distribuidora. Quando a geração é superior à demanda o sistema envia o excedente à rede para ser utilizada por outros consumidores, automaticamente, sem intervenção e seguindo normas de segurança. Quando a geração é inferior à demanda, ou no período noturno, a diferença de energia é suprida automaticamente pela energia elétrica da distribuidora.

### 3.6 Inversores

Um inversor é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada (CA) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (CC) proveniente, por exemplo, dos geradores apresentados neste capítulo. A tensão CA de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas a serem alimentadas, e no caso de sistemas conectados à rede elétrica deve ser sincronizada com a tensão da rede.

Existe uma diversidade grande de tipos de inversores em função das peculiaridades de suas aplicações. Particularmente em sistemas de geração de energia elétrica, os inversores podem ser divididos quanto ao tipo de aplicação em geração isolada ou geração conectada a rede. Embora os inversores para geradores isolados compartilhem os mesmos princípios gerais de funcionamento que os inversores para geradores conectados a rede, eles possuem características específicas para atender às exigências das concessionárias de distribuição em termos de segurança e qualidade da energia injetada na rede.

De modo geral, inversores para conexão à rede com potências individuais de até cerca de 5kW têm saída monofásica. A partir dessa potência é mais comum a utilização de inversores com saída trifásica, ou inversores monofásicos em associação trifásica [57].

Os inversores modernos utilizam chaves eletrônicas de estado sólido e o seu desenvolvimento está diretamente ligado à evolução da eletrônica de potência, tanto em termos de componentes (especialmente semicondutores) quanto das topologias de seus circuitos de potência e controle. Enquanto os primeiros inversores para uso em sistemas fotovoltaicos eram meras adaptações de circuitos já existentes, os circuitos mais modernos são desenvolvidos levando em conta a complexidade e as exigências de sua aplicação específica. Desta forma, no decorrer de poucas décadas, as topologias foram sendo otimizadas e os custos de fabricação reduzidos, enquanto que as eficiências de conversão evoluíram até chegar a valores próximos a 99% em alguns inversores para conexão à rede elétrica [57].

Os inversores são construídos com auxílio de dispositivos semicondutores de potência, que constituem chaves eletrônicas controláveis, podendo ser colocados em estado de condução ou de bloqueio por meio de um sinal de controle. Uma chave ideal teria as seguintes características [57]:

- Bloqueia elevadas tensões diretas e reversas, com corrente de fuga desprezível;
- Conduz elevadas corrente, com queda de tensão desprezível (baixa resistência);
- Chaveia (mudado estado de condução para bloqueio, ou vice-versa) instantaneamente;
- Necessita de baixíssima potência para o sinal de controle;

Obviamente, as chaves reais disponíveis apenas se aproximam destas características, e a pesquisa de novos dispositivos semicondutores é contínua com objetivo de chegar o mais próximo possível das características ideais.

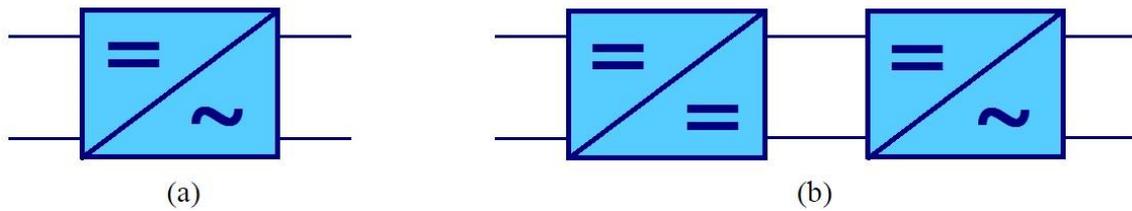
Dependendo do princípio de operação, os inversores podem ser divididos em dois grandes grupos: comutados pela rede (comutação natural) e autocomutados (comutação forçada).

Os inversores a tiristor são chamados de inversores de comutação natural ou inversores comutados pela rede. Essas nomenclaturas decorrem do fato de a mudança do estado de condução para o estado de corte acontecer a partir do circuito de potência. Apesar de robusto e simples, esses inversores apresentam baixa qualidade na tensão e corrente de saída (devido ao elevado conteúdo harmônico), por isso necessitam do uso de redes de filtragem complexas, onerosas e que implicam perdas. Com o surgimento de novos dispositivos de chaveamento (MOSFET e IGBT), a utilização de inversores a tiristor foi sendo reduzida e hoje é restrita a unidades de potência elevada, acima de 100 kW [57].

Nos inversores autocomutados, os elementos de chaveamento são semicondutores que podem ser postos em estado de condução ou de corte em qualquer instante do ciclo através de um terminal de controle. Dependendo da velocidade de chaveamento e dos níveis de potência e tensão, são utilizados IGBTs ou MOSFETs nos inversores. Estes dispositivos operam com a estratégia de controle de modulação por largura de pulso (PWM), o que permite um bom controle sobre a forma de onda e o valor da tensão de saída [57].

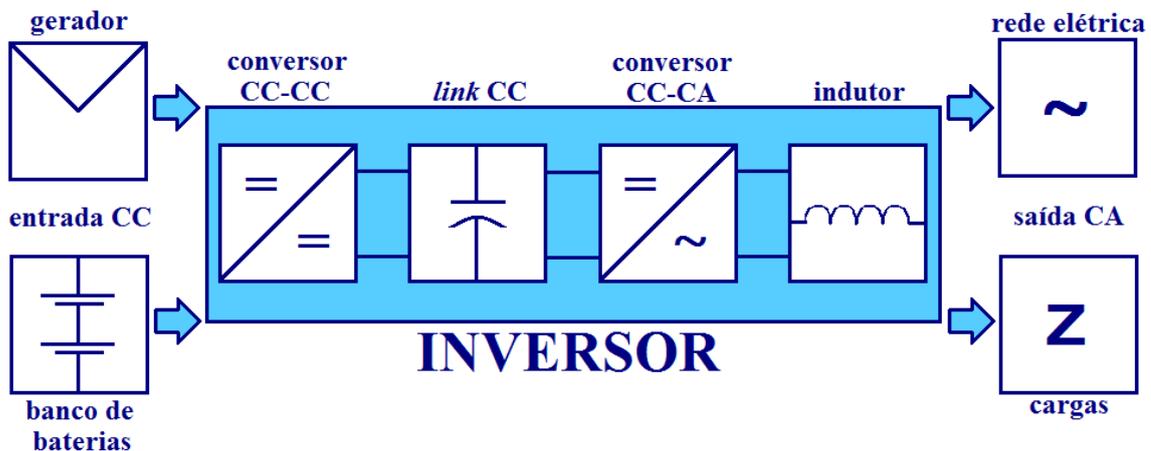
Os inversores autocomutado podem ser do tipo fonte de corrente (*Current Source Inverter*) ou fonte de tensão (*Voltage Source Inverter*). Na configuração fonte de tensão o controle pode ser feito tanto por tensão quanto por corrente, isso depende da grandeza de saída tomada como referência. Devido à sua estabilidade diante de perturbações na rede e à facilidade no controle do fator de potência, o controle por corrente é adotado na maioria dos modelos de geradores conectados à rede, em contrapartida, o controle por tensão é utilizado, principalmente, em inversores para sistemas isolados [57].

Os inversores podem ainda ter um ou dois estágios, conforme a Figura 3.14 A principal característica dos inversores de um estágio é a robustez e a alta eficiência, devido ao número reduzido de componentes. Por outro lado, no caso de um inversor sem transformador, a tensão CC de entrada deve ter um valor mínimo relativamente elevado, equivalente ao valor de pico da tensão CA da rede elétrica ou o dobro desta, isso vai depender da configuração da ponte inversora. A inclusão opcional de um transformador de alta frequência cria um isolamento galvânico entre os lados de corrente contínua e alternada [57].



**Figura 3.14** (a) Inversor de um estágio e (b) Inversor de dois estágios

A Figura 3.15 detalha um exemplo de diagrama em blocos de um inversor de dois estágios. A entrada CC é proveniente de um banco de baterias, quando o sistema é isolado, ou diretamente do painel FV, geralmente quando o sistema é conectado à rede. O estágio conversor CC-CC gera uma tensão adequada no elo CC interno (*link* CC) do inversor, o qual tem as funções de armazenamento de energia e filtragem e é constituído de um capacitor eletrolítico. O Indutor na saída CA serve como elemento de filtro, e, no caso de sistema conectado à rede, também tem a função de acoplamento à rede elétrica. Finalmente, para sistemas isolados o inversor alimenta diretamente as cargas elétricas CA, enquanto que para sistemas conectados à rede o inversor é interligado à rede elétrica da distribuidora local.



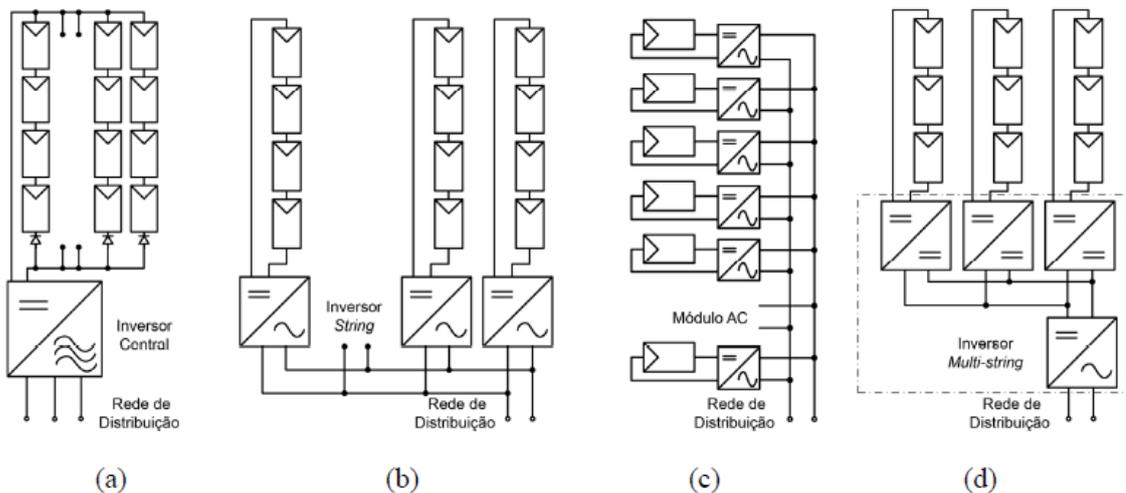
**Figura 3.15** Inversor de dois estágios

Para inversores de potências nominais até dezenas de kW, a saída c.a. é geralmente em baixa tensão (127VCA ou 220VCA), sendo que para potências da ordem de unidades kW é monofásica enquanto que para potências superiores é trifásica.

Além disso, uma possível classificação de tipos de inversores para sistemas conectados à rede é a seguinte [57]:

- **Inversores centrais:** inversores trifásicos de grande porte com potência numa faixa que vai de centenas de kWp até MWp, utilizados em usinas fotovoltaicas;

- **Inversores de String:** inversores monofásicos dotados de apenas uma entrada de seguidor de máxima potência, adequado à instalação de microgeração (até 10kWp);
- **Módulo CA:** módulo solar associado a um micro inversor.
- **Inversores Multistring:** inversores trifásicos ou monofásicos dotados de várias entradas independentes com seguidores de máxima potência para conexão de strings (fileiras) de módulos. São adequados a instalações urbanas (telhados e fachadas) nas quais cada string pode estar submetida a diferentes condições de irradiância e/ou sombreamento;



**Figura 3.16** Diferentes configurações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede: (a) inversor central; (b) inversor string; (c) módulo AC e (d) inversor multi-string [58]

Um inversor deve possuir os seguintes critérios de qualidade [57]:

- Alta eficiência de conversão para cargas nominais e parciais;
- Alta confiabilidade e baixa manutenção;
- Operação em uma faixa ampla de tensão de entrada;
- Boa regulação na tensão da saída;
- Forma de onda senoidal com baixo conteúdo harmônico;
- Baixa emissão de ruído audível;
- Baixa emissão de interferência eletromagnética;
- Tolerância aos surtos de partida das cargas a serem alimentadas;
- Segurança tanto para as pessoas quanto para a instalação;
- Grau de proteção adequado ao tipo de instalação;
- Garantia de fábrica de pelo menos 2 anos.

## Capítulo 4

# Contribuição dos Geradores Conectados Via Inversores à Rede de Distribuição de Energia Elétrica

### 4.1 Considerações Gerais

São notórios os benefícios que a expansão da geração distribuída pode trazer para sistema elétrico mundial, sobretudo com o aumento da disponibilidade e confiabilidade, além da melhoria da regulação de tensão nos ramais de distribuição de energia elétrica, beneficiando não somente o consumidor, mas também a própria concessionária de energia elétrica.

Todavia, estes ganhos podem ser minimizados frente a impactos negativos, ainda pouco explorados pela literatura internacional, principalmente no que tange a proteção dos sistemas de distribuição de energia elétrica e sua interação com sistemas conectados via inversores, sobretudo os fotovoltaicos que é a geração que mais cresce em número de instalações. Neste particular, a conexão de geradores fotovoltaicos a rede pode ocasionar a reversão do fluxo de energia, impactando até mesmo nas correntes de curto-circuito. Essa transformação acarreta em impactos na operação do sistema e equipamentos de proteção em termos de confiabilidade e segurança.

Neste contexto, este capítulo expõe as vantagens e desvantagens da inserção dos geradores distribuídos ao sistema elétrico de potência, além de um detalhamento dos impactos desses geradores na proteção de sobrecorrente de redes de distribuição. Particularidade das correntes de falta dos geradores conectados via inversores também são mostradas através de simulações no domínio do tempo, considerando várias condições de falhas com diferentes resistências de faltas e níveis de penetração.

## **4.2 Vantagens**

### **4.2.1 Reestruturação dos Mercados de Energia**

Do ponto de vista econômico, a GD traz vantagens evidentes para o consumidor final, em especial para o consumidor residencial que possui um alto custo de energia. Neste caso existe a possibilidade de redução parcial ou total dos seus custos com gastos energéticos junto à concessionária.

Com a GD conectada à rede, o consumidor torna-se mais independente da energia fornecida pela distribuidora e pode pagar apenas o custo mínimo obrigatório da fatura de energia, denominado no Brasil de “Custo de Disponibilidade”, e que inclui as despesas para disponibilizar energia mesmo quando o consumidor não a utiliza [59]. Entretanto, o consumidor pode “vender” o excedente da energia caso não consuma tudo o que produza em determinado mês, sendo compensado na fatura do mês seguinte.

Com a grande variedade de tecnologias existentes e uma vasta possibilidade de emprego de diversos arranjos de venda e compra de energia, a GD tornou-se o foco de grande interesse dos investidores da área de energia elétrica. Também, os consumidores de grandes níveis de potência, como, por exemplo, as indústrias, estão investindo na geração distribuída por fatores econômicos relacionados à confiabilidade da rede elétrica que está diretamente relacionada à quantidade e ao custo dos produtos fabricados. O nicho industrial começou a ver as GDs como opções de energia, uma vez que eles podem fazer uso isolado ou combinado de GD e rede elétrica.

Além de ter a possibilidade de maior garantia de suprimento de energia, os consumidores se sentem mais protegidos das variações de preços impostas pelo mercado de energia, que normalmente é muito instável.

### **4.2.2 Requisitos Socioambientais**

Uma das vantagens sociais da GD está relacionada à construção das grandes usinas hidrelétricas e seus malefícios para a população no seu entorno, pois quanto maior a usina, maiores são os impactos, principalmente, no seu local de construção. Além de que fauna, flora e microclimas regionais também são afetados.

Adicionalmente, a falta de reserva de água nessas usinas hidrelétricas cria uma dependência energética do país em detrimento a outras usinas, como as térmicas, que emitem gases nocivos ao meio ambiente e possuem seu custo de energia agregado diretamente ao

preço e disponibilidade do combustível no mercado, que é sempre repassado ao consumidor final.

Outro fator social relevante é a geração de empregos. No Brasil, de acordo com o Programa de Desenvolvimento de Geração Distribuída (ProGD), cerca de 30 empregos diretos são criados para cada 1 MW de potência instalada em sistemas de geração distribuída. De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o número de sistemas de geração distribuída instalados e conectados no Brasil em 2015 produziu 16,6 MW, com um crescimento de mais de 300% com relação ao ano anterior. Além disso, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), estima-se que esse crescimento continue avançando até atingir 1,3 GW em 2024, criando aproximadamente 40 mil novos postos de trabalhos diretos e outro indiretos não contabilizados [59].

Regulamentações ambientais mais rígidas e o alto custo da energia elétrica têm induzido os investidores a buscar opções por fontes de energia limpa, com menor impacto ambiental e melhor relação custo-benefício.

### **4.2.3 Redução das Perdas e Alívio da Capacidade de Transmissão**

Com a possibilidade de instalação próxima a centros de carga e em pontos definidos através de estudos técnicos, a GD pode proporcionar alívio do carregamento para sistemas de distribuição e transmissão em condições de sobrecarga ou congestionamento e redução das perdas, diminuindo investimentos.

A geração distribuída não possui em seu escopo a parcela de transmissão, onde ocorrem os maiores índices de perdas no sistema elétrico, visto que seus sistemas são instalados próximos ao consumidor final. Dessa forma, as perdas de energia no setor de transmissão são anuladas em comparação ao que ocorre com a geração da mesma capacidade instalada proveniente das usinas centralizadas. Assim os custos das transmissoras são reduzidos diminuindo o valor da energia para o consumidor final.

As perdas técnicas são relacionadas ao efeito Joule, em decorrência da transformação da energia elétrica para térmica nos condutores em decorrência do transporte de energia, além das perdas nos núcleos dos transformadores em razão das correntes parasitas e às perdas dielétricas [59].

A GD demanda menos complexidade tanto na liberação como no licenciamento para a implantação de projetos, além de precisar de prazos menores para sua devida instalação. Isso ajuda a aliviar a demanda de energia diminuindo o período de sobrecarga nas linhas e

consequentemente os custos de manutenção e substituição dos equipamentos e das linhas de transmissão congestionadas durante esse intervalo de tempo.

Complementarmente, com a diminuição dos períodos de pico nas linhas de transmissão, também haverá uma diminuição no desgaste dos equipamentos elétricos das geradoras, transmissoras e distribuidoras em subestações, como transformadores, cabamentos, etc. Ademais o custo de materiais, construção e trabalho envolvido no desenvolvimento futuro da rede também é eliminado.

#### **4.2.4 Aumento do Índice de Confiabilidade**

A geração distribuída possui muitas desvantagens caso substitua integralmente o sistema elétrico interligado. Entretanto, ela é benéfica quando utilizada parcialmente para aumentar a confiabilidade da rede. Por exemplo, os desastres naturais como as enchentes podem danificar os pontos de distribuição e com isso, afetar milhões de pessoas que dependem do fornecimento da energia da rede principal.

A GD é uma solução alternativa que diminui a vulnerabilidade energética do país, aumenta a confiabilidade da rede devido à diminuição das interrupções causadas por eventos imprevisíveis ou por sobrecarga exaustiva e, com isso, aumenta a segurança nacional. Uma das possibilidades é a construção de geradores distribuídos habilitados para operação ilhada, apenas direcionados ao fornecimento de cargas prioritárias e estratégicas como a saúde pública, os serviços de emergência, a tecnologia da informação, comida e agricultura.

Essa metodologia possui como objetivo criar uma rede mais flexível e dispersar as usinas de geração centralizada em pequenas usinas distribuídas de forma a estender o controle da rede e aumentar a autonomia do país em momentos vulneráveis ou estratégicos, diminuindo os riscos de dependência de uma pequena quantidade de usinas para suprir uma cidade ou um país inteiro.

#### **4.2.5 Manutenção do Perfil de Tensão**

Uma das grandezas associadas à qualidade da energia fornecida pelo sistema elétrico atual é o desvio de tensão por sub e sobretensão no ponto de consumo da energia com relação à tensão nominal da rede. A ANEEL classifica, através do Módulo 8 – Qualidade de Energia dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), as faixas de variação das tensões em

adequada, precária e crítica de acordo com a tensão nos pontos de conexão, de forma a garantir que os consumidores não sejam lesados pelas variações da tensão.

Já é bastante difundido e comprovado na literatura que, durante um período de faltas transitórias, há uma diminuição da severidade dos afundamentos de tensão na barra à qual a GD é conectada. Também é observado que esta redução é maior quanto maior o nível de penetração da GD e mais distante da mesma barra é a falta.

Assim, a geração distribuída se apresenta também como uma solução para o problema de queda de tensão, pois sua interconexão com a rede elétrica em locais distantes da geração principal ou próximos a locais onde ocorra uma falta transitória pode gerar a regularização da tensão com relação à tensão nominal.

### **4.3 Desvantagens**

#### **4.3.1 Econômicas**

Os prejuízos financeiros ficam por conta da distribuidora de energia que, por falta de regulamentação propícia, é forçada a adequar sua rede para garantir segurança e qualidade de energia especificadas em normas e que, ao mesmo tempo, não consegue usufruir dos benefícios da GD sem antes investir em custos para atualização da rede, ocasionando, assim, perdas econômicas e comprometendo sua eficácia no fornecimento de energia com qualidade ao consumidor final.

Além dos gastos para padronização da rede nos sistemas de distribuição, os custos adicionais também incluem modificação no procedimento de planejamento e operação do sistema elétrico para cenários que considera a inserção a GD.

Assim, quanto maior e mais complexo for o sistema elétrico, maiores serão os custos necessários para o planejamento operacional do mesmo, incluindo os estudos e análises de novos procedimentos abrangendo os possíveis cenários com a GD e o enfrentamento dos problemas técnicos provenientes da sua inserção antes que eles aconteçam e afetem o sistema elétrico como um todo.

Com a inserção da GD na rede, aumentam também as regiões do sistema elétrico que não podem ser controladas pelos operadores de rede e com isso é reduzida a flexibilidade do sistema para se adequar as alterações e garantir o fornecimento da energia para a carga demandada com qualidade, estabilidade e confiabilidade desejadas.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através de resolução normativa, determina que as distribuidoras de energia não devam negar o acesso da rede de distribuição a esses sistemas face à possível redução na flexibilidade de operação da rede. Nesse aspecto, a adequação da rede elétrica para a inserção da GD, incluindo reforços e novas ampliações para suportar as novas gerações, devem ficar sob a inteira responsabilidade das distribuidoras de energia, produzindo soluções apropriadas e sem prejuízo para o fornecimento de energia aos outros consumidores [59].

#### **4.3.2 Ilhamento**

Quando uma unidade de GD está operando em paralelo com a rede principal no mesmo sistema de distribuição, pode ocorrer a situação de ilhamento de uma parte do sistema. Essa situação ocorre quando parte da rede de distribuição torna-se eletricamente isolada da concessionária, mas continua energizada por unidades de GD localizadas neste trecho isolado [24].

O fenômeno do ilhamento pode ser considerado um evento favorável, tendo em vista que o gerador distribuído pode manter cargas emergenciais alimentadas enquanto o resto do sistema está desenergizado.

Entretanto, há alguns pontos negativos, um dos é o risco letal para a população e, principalmente, para os técnicos das concessionárias que ficam com a segurança comprometida durante os procedimentos de manutenção, pois o sistema elétrico que, a priori, se imaginaria estar desenergizado ainda recebe tensão proveniente da GD.

Outra desvantagem é a dificuldade de manter respectivamente a frequência e a tensão dentro dos limites definidos na área ilhada. Assim como, há a complexidade de recomposição desse sistema fora de sincronismo. Neste caso, os ajustes já estavam estabelecidos de forma consistente entre a GD e carga alimentada, tornando-se um desafio conectá-los à rede de maneira suave sem que a carga e o sistema global sofram qualquer perturbação.

Além disso, a energia fornecida pelos sistemas ilhados da geração distribuída não possui garantia de qualidade fornecida pelos distribuidores e operadores do sistema, embora esses sejam os responsáveis por seu fornecimento confiável.

Hoje no Brasil, a operação em ilhamento para a geração distribuída não é permitida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), exceto em alguns casos específicos em que a distribuidora de energia reconhece a existência de um sistema de armazenamento que

acumula a energia gerada pela geração distribuída sem exportá-la à rede elétrica, sendo este um sistema híbrido.

### **4.3.3 Harmônicos**

Frequências e amplitudes associadas dos harmônicos são relativamente conhecidas pelo sistema elétrico convencional devido à expansão da utilização de equipamentos chaveados em consumidores residenciais como os dispositivos eletrônicos dados por computadores, lâmpadas de descargas, televisão, entre outros e em consumidores comerciais ou industriais nos equipamentos como os fornos a arco e as máquinas com bobinas e núcleos magnéticos que podem operar em suas regiões de saturação como as máquinas de solda e os transformadores. Esses efeitos deformam o sinal senoidal da corrente alternada e são provocados por cargas não-lineares conectadas à rede elétrica [59].

Com a expansão dos sistemas de geração distribuída, especialmente os que utilizam inversores em sua conexão com a rede, ocorre um aumento no número de fontes de alimentação chaveadas e, conseqüentemente, um aumento no conteúdo harmônico injetado no sistema elétrico.

A presença de distorções harmônicas compromete a qualidade da energia e pode provocar diversos impactos negativos como o aparecimento de tensões ressonantes, vibrações e ruídos (conjugados pulsantes) em máquinas rotativas ocasionando desgaste, superaquecimento, perda de rendimento e da vida útil, erros na medição das grandezas elétricas e inadequação do sistema de proteção, além dos distúrbios de compatibilidade eletromagnética, superaquecimento dos bancos de capacitores devido aos efeitos de ressonância, sobrecarga nos condutores de neutro e danos em equipamentos conectados fase-neutro [59].

A utilização dos filtros torna-se complexa devido a fatores como a intermitência das respectivas das fontes, no caso eólica e fotovoltaica, e aos possíveis efeitos de ressonância provenientes da interação do sistema elétrico com os dispositivos não lineares.

### **4.3.4 Frequência e Tensão**

A energia proveniente de fontes eólicas e fotovoltaicas, por exemplo, sofrem variações de maior amplitude relativa devido suas intermitências, causando alterações na tensão e na frequência relativamente maiores, mesmo que por um curto período de tempo. Essa oscilação

afeta o sistema elétrico principal e, em especial, os consumidores, estejam eles conectados direta ou indiretamente à geração distribuída. Os resultados variam desde danos aos equipamentos conectados à rede, até cortes de cargas ou de geração.

Um dos desafios das distribuidoras é manter as tensões nos padrões de qualidade. Apesar de enfrentar problemas com subtensões, principalmente em unidades consumidoras localizadas longe dos centros de carga e das usinas de geração, as concessionárias já possuem metodologias a fim de minimizar ou compensar essa queda de tensão, como o uso de reguladores de tensão, banco de capacitores, etc.

Os operadores e as distribuidoras não possuem acesso ou controle no despacho de potência dos sistemas de geração distribuída e, por isso, a regulação da tensão pode não ser dimensionada previamente. A GD pode corroborar para um aumento da tensão de forma imprópria no local de conexão, principalmente em ocasiões em que a carga é leve e a geração é pesada, ocasionando deterioração na qualidade da energia fornecida para os consumidores conectados ao mesmo circuito.

#### **4.3.5 Desbalanço de Correntes**

O sistema elétrico convencional foi essencialmente projetado para um fluxo de potência unidirecional proveniente das grandes usinas de geração, passando pelos sistemas de transmissão e pela rede de distribuição que é, então, enraizado para os centros de consumo por meio das subestações. Os seus equipamentos foram dimensionados conforme o planejamento de expansão de carga, inclusive durante períodos de sobrecarga, tempos antes de sua implementação.

Entretanto, com a energia excedente sendo injetada através de um número cada vez maior de geradores distribuídos não alinhados ao desenvolvimento da rede, surge um desbalanço de correntes que fluem no sistema elétrico, provocando o risco das margens de erro calculadas anteriormente serem ultrapassadas além do projetado.

Por toda a extensão desse complexo sistema elétrico, existe um conjunto de proteções dimensionado, coordenado e redundante a fim de garantir a segurança elétrica da rede e assegurar a confiabilidade e estabilidade do sistema no fornecimento de energia de qualidade aos centros de carga conectados. Porém, o sistema de proteção, assim como os equipamentos, não foram projetados para essa nova topologia de rede com a inserção da GD.

Os prejuízos ao sistema elétrico, causado pelo desbalanço das correntes, ocorrem basicamente pela falha na proteção produzida pelo fluxo de potência reverso das GDs. Caso o

sistema de proteção não esteja adequado, a não detecção exata do local do defeito poderá causar a ausência de seletividade e coordenação, provocando a não interrupção necessária das correntes de curto-circuito e danos irreversíveis aos equipamentos expostos, além dos prejuízos em cascata para os circuitos interligados ao sistema.

Outro infortúnio causado pela perda da coordenação ou seletividade ocorre quando há a interrupção desnecessária do fornecimento de energia, causada por dispositivos de proteção que não deveriam atuar, porém, indevidamente, abrem. Nesse caso, os prejudicados são os consumidores, que ficarão sem eletricidade, e as concessionárias, que pagam elevadas multas pela frequência e duração das interrupções.

Na secção seguinte, o impacto do fluxo reverso dos geradores distribuídos no sistema de proteção de sobre-corrente de redes de distribuição será abordado em detalhes.

#### **4.4 Impactos no Sistema de Proteção de Sobre-Corrente**

Quando o sistema de distribuição não possui nenhum gerador, diz-se que ele é radial. Suas correntes de curto-circuito diminuem ao longo de seus alimentadores, isto é, quanto mais distante da fonte menor será a corrente de falta.

É justamente esta característica de atenuação da corrente de curto-circuito com a distância que permite o emprego da proteção de sobre-corrente, através de dispositivos com curvas de tempo inverso e tomando como referência as diferentes magnitudes das correntes de falta por toda a extensão da rede. Dessa forma, os elementos de proteção à montante são ajustados para correntes e tempos de atuação maiores que os elementos de proteção à jusante.

Um dos efeitos mais evidentes da conexão da GD é o aumento dos níveis de curto-circuito na rede. O gerador se torna mais uma fonte a contribuir para a corrente de falta, originando alguns problemas para o sistema de proteção, anteriormente projetado para um fluxo de potência radial.

Hoje, a geração fotovoltaica (FV), em especial, se insere como potencial agente capaz de elevar as correntes de curto-circuito no sistema elétrico no qual está instalada. Essa elevação pode não ser significativa diante da instalação de um único gerador FV. No entanto, a presença de vários geradores de pequeno porte ou poucos de médio e grande porte pode causar um aumento acentuado do nível de curto-circuito no sistema elétrico a ponto de violar os limites de coordenação ou seletividade dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente. Sendo assim, a instalação de unidades FV pode se tornar inviável sob o ponto de vista técnico e econômico, caso o nível de curto se eleve demasiadamente.

A proteção pode falhar por uma operação indesejada, como a abertura de um dispositivo quando não há presença de corrente de curto-circuito ou, pelo contrário: o dispositivo deveria abrir e não atua ou demora a atuar.

A perda da sensibilidade dos dispositivos de proteção ocorre basicamente por que a fonte FV altera o balanço de correntes do sistema, ou seja, ao contribuir com a corrente de falta a fonte de GD faz com que os dispositivos protetores não sejam sensibilizados pela falta, ou demorem um tempo maior para atuar, causando a perda de coordenação e/ou seletividade com seus respectivos dispositivos protegidos.

#### 4.4.1 Impacto na Coordenação

Quando uma unidade de geração distribuída é conectada ao sistema, ela alivia a contribuição da geração principal (subestação da concessionária), reduzindo a corrente proveniente desta fonte. Caso a GD se encontre entre o religador e o fusível, poderá haver perda de coordenação nas redes que utilizam o esquema *fuse saving*. Nesta situação, o aumento da contribuição da GD e a redução do fluxo da fonte principal é tal, que permite ao fusível à jusante romper antes do religador a montante tentar uma operação, como mostra a Figura 4.1.

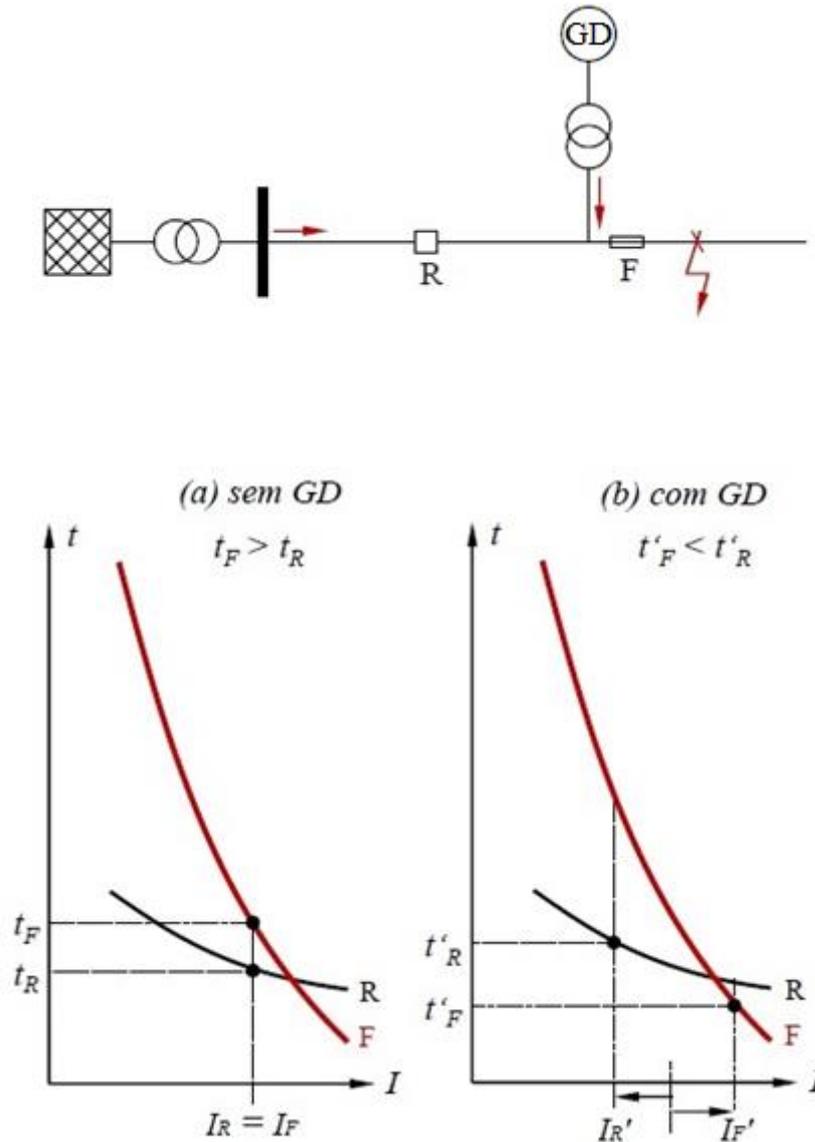
Pode-se dizer que, antes da geração distribuída, as correntes de curto-circuito no fusível ( $I_F$ ) e religador ( $I_R$ ) eram as mesmas. A GD aumenta a corrente experimentada pelo fusível ( $I_F'$ ) e diminui a sentida pelo religador ( $I_R'$ ). Neste caso, o fusível fundirá simultaneamente ou mais rapidamente que o funcionamento do religador, e ocorrerá uma interrupção permanente indesejável, mesmo para falhas consideradas temporárias.

Outra consequência possível na coordenação é quando a GD se encontra a montante do religador. Nesse caso, além da perda da coordenação, ela tem a capacidade de causar disparos desnecessários do religador quando há um pico de demanda, por exemplo.

Por outro lado, a redução da contribuição da fonte pode ser útil em alguns casos excepcionais em que a margem de coordenação entre dois relés consecutivos do alimentador seja muito pequena.

Em [20] demonstra-se que, tanto do ponto de vista absoluto quanto do relativo, a corrente de curto-circuito aumenta conforme a falta se distancia da subestação, até que se atinja um valor máximo no ponto de conexão da GD, em seguida diminui conforme se afasta do gerador. De outra forma, pode-se dizer que os impactos da GD são mais significativos quanto mais próximas forem as faltas de seu ponto de conexão.

Quando uma rede possui diversos geradores distribuídos os problemas da coordenação entre religadores e fusíveis se tornam muito complexos. É difícil encontrar uma solução que garanta que sempre haverá coordenação para qualquer falta que ocorrer na rede, entretanto é possível ajustar as curvas rápidas dos religadores de maneira a minimizar os casos de perda de coordenação.



**Figura 4.1** Perda de Coordenação Entre Religador (R) e Fusível (F) no Esquema *Fuse Saving*

#### 4.4.2 Impacto na Seletividade

Uma falta em um alimentador adjacente àquele em que o gerador distribuído está conectado também faz com que a fonte principal contribua menos para o curto-circuito. Entretanto, neste caso, a redução ajuda a coordenação da proteção, pois faz com que o

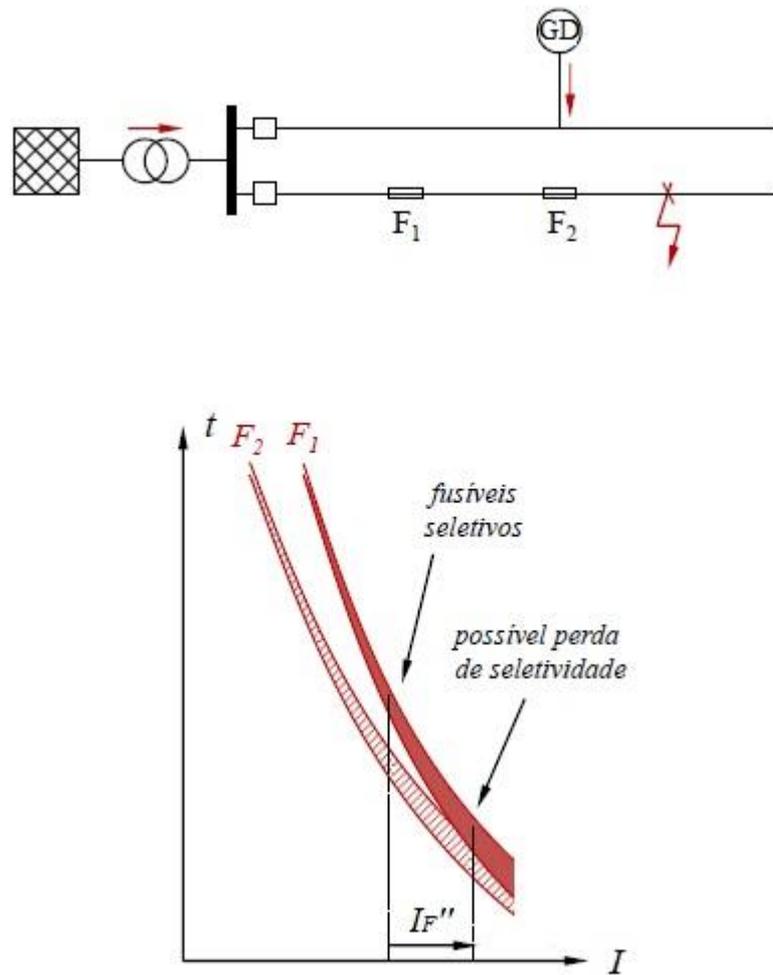
disjuntor da fonte (transformador da subestação) atue mais devagar do que aquele que protege o alimentador sob falta.

O problema que pode ocorrer quando há uma falta em um alimentador adjacente ao que contém a GD é a perda de coordenação devido à elevação das correntes de curto-circuito. Isto quer dizer que as correntes podem aumentar a tal ponto que dispositivos de proteção em série no alimentador adjacente perdem a seletividade, pois a rede não foi projetada para ser seletiva neste novo nível de curto-circuito. Este fenômeno pode ocorrer tanto entre religador e fusíveis, como entre fusíveis.

A perda de seletividade entre fusíveis consecutivos pode ocorrer pela redução da margem de coordenação entre eles, conforme mostra a Figura 4.2. Em decorrência de seu princípio de funcionamento, que é a fusão do elemento elo-fusível, o tempo necessário para a interrupção da corrente de falta pode variar numa faixa limitada pelo tempo mínimo de fusão do elo (*minimum melt*) e o tempo total de interrupção do elo (*total clearing*). Portanto, se a curva *minimum melt* do fusível a montante estiver abaixo da curva *total clearing* do fusível a jusante, há uma possibilidade de perda de seletividade.

Na prática, os manuais das concessionárias sugerem que o fusível à jusante atue em 75% do tempo que o fusível à montante atuaria para a máxima corrente de falta esperada no ponto em que o fusível de jusante se localiza. Portanto, uma pequena elevação nos níveis de falta pode fazer com que este critério seja invalidado.

Embora seja pouco provável, por conta da magnitude das correntes envolvidas, outro problema que pode surgir é a atuação precoce do disjuntor do alimentador são com a presença da GD, antes mesmo do disjuntor do alimentador adjacente, sob falta, atuar. Isso pode ser resolvido através do emprego de relés direcionais, que possuem ajustes diferentes em função do sentido da corrente de curto-circuito. Uma falta em um alimentador adjacente produziria uma corrente reversa no alimentador que contém o gerador e, portanto, bastaria ajustar uma curva mais lenta para seu disjuntor de maneira coordenar com o disjuntor do alimentador adjacente. Ainda assim, pode haver problemas caso existam fusíveis entre a fonte e o gerador, que poderiam romper devido à passagem da contribuição do gerador distribuído para o curto-circuito [20].



**Figura 4.2** Perda de Seletividade Entre Fusíveis ( $F_1$  e  $F_2$ )

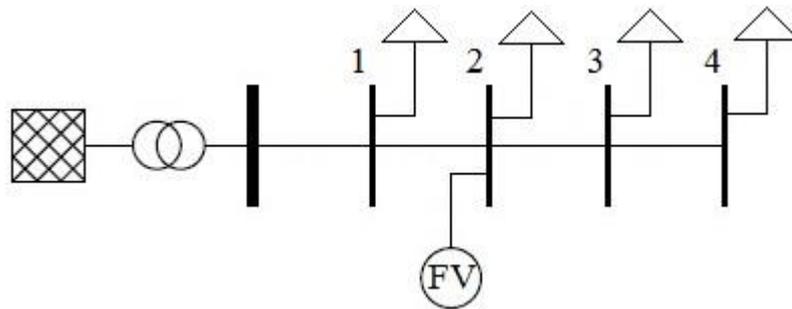
#### 4.5 Particularidade das Correntes de Falhas dos Geradores Fotovoltaicos

Devido ao emprego da eletrônica de potência, os geradores distribuídos baseados em inversores não estão submetidos às consequências das características indutivas que envolvem o funcionamento das máquinas rotativas, eles possuem respostas mais rápidas diante das possíveis ocorrências de faltas e contam com a possibilidade de programação e controle que os tornam mais versáteis e com maior capacidade de adaptação e atendimento às necessidades e exigências de um sistema de energia elétrica. Provavelmente, por isto, ao longo dos anos, não foi dada a devida atenção ao estudo da contribuição de sua corrente de falta.

Entretanto, com a expansão dos geradores FVs, torna-se essencial que aspectos técnicos relativos às correntes de curto-circuito desses geradores, entre outros fatores técnicos, sejam mais investigados. Vale ressaltar que não há disponível até o momento, nenhum documento técnico que apresente uma análise abrangente envolvendo diversos tipos de faltas com geradores conectados via inversores.

Além disso, também não foi abordada pela literatura técnica a inclusão de suas correntes em programas de cálculo de curto-circuito que forneçam resultados conservadores e coerentes com o comportamento dos inversores frente às faltas. Pesquisadores, em geral, adotam como convenção a contribuição de 2,0 p.u., considerada conservadora, e investigada em [1], [14], [15], [16], [17] e [22].

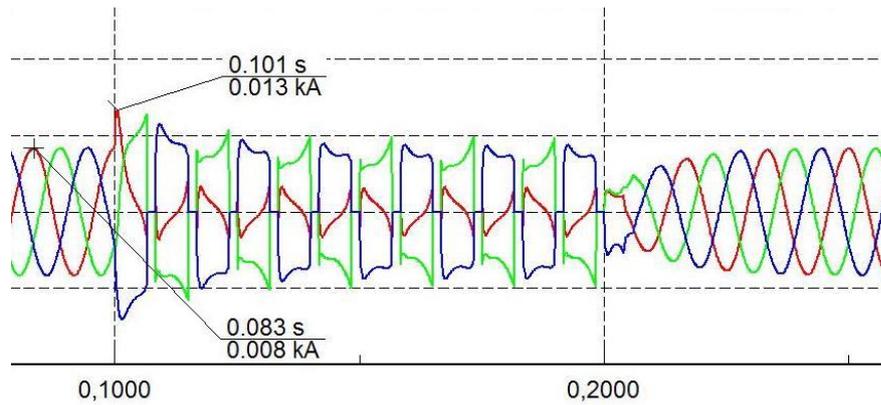
As simulações no domínio do tempo apresentadas nessa seção foram realizadas por meio do modelo de transitórios eletromagnéticos do programa *DIGSILENT*. Usou-se a rede de distribuição equivalente da Figura 4.3, com dados típicos do IEEE, de 13,8kV. Curtos-circuitos monofásicos e trifásicos transitórios, de 0,1s a 0,2s, com diferentes valores de capacidade de operação, grau de penetração FV, resistência de falta e entre outros fatores que alteram a corrente de falta do gerador FV, foram aplicados na linha entre as barras 3 e 4, a fim de obter uma breve compreensão da contribuição FV.



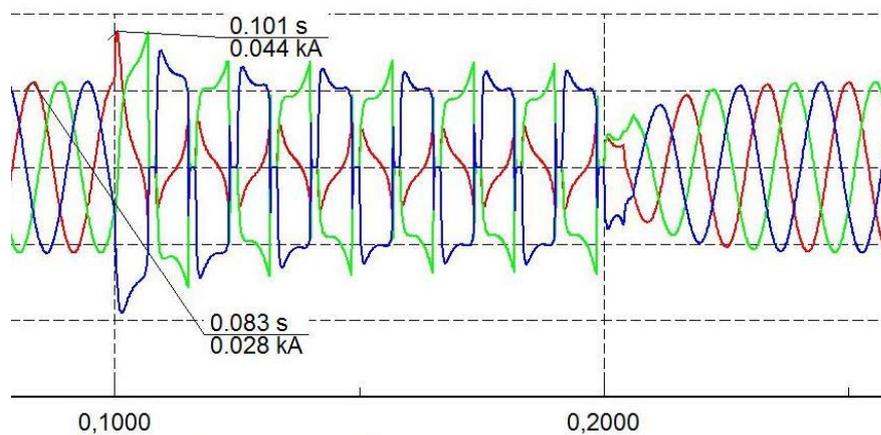
**Figura 4.3** Sistema Para a Compreensão da Corrente de Falta do Gerador FV

#### 4.5.1 Grau de Penetração

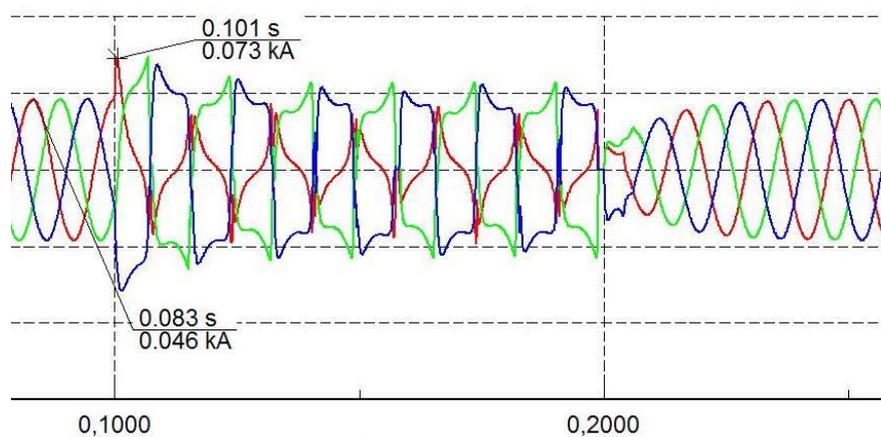
Para analisar o aspecto das correntes de falha do gerador FV quanto ao grau de penetração do sistema de geração distribuída na rede, foram aplicadas faltas trifásicas e a potência ativa injetada fixada em 80% da capacidade nominal do inversor, momentos antes da falta. As Figuras 4.4, 4.5 e 4.6 mostram as correntes do gerador com 10% (165,6 kVA), 30% (561,03 kVA) e 50% (935,05 kVA) de penetração FV, respectivamente. Grau de penetração de uma GD pode ser definido como a parcela de potência entregue a rede pela GD tomando como referência a potência total demandada pelas cargas do sistema em análise.



**Figura 4.4** Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV com 10% de Penetração



**Figura 4.5** Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV com 30% de Penetração



**Figura 4.6** Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV com 50% de Penetração

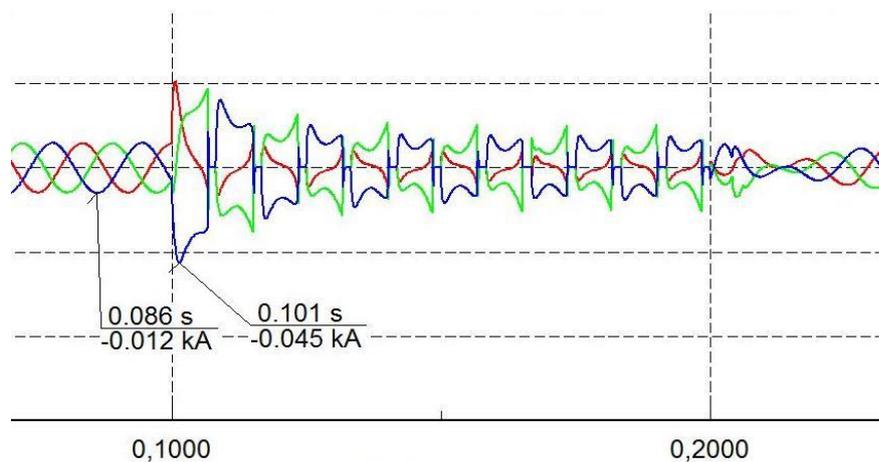
Não se observa grande influência do grau de penetração na variação das correntes pós-falta, em percentagem, sobre as correntes em regime permanente. Para 10% de grau de

penetração tem-se uma variação de 62,5% em relação a corrente pré-falta, em 30% de penetração um aumento de 63,64%, já para 50% de penetração a corrente varia 58,7%.

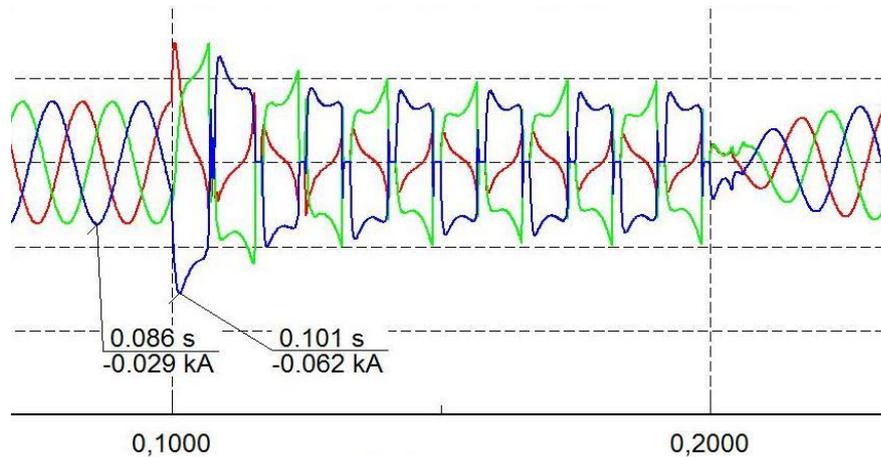
Os resultados mostram que não existe uma relação linear entre a corrente de curto-circuito do gerador conectado via inversor e o seu grau de penetração no sistema. Apesar da variação da corrente para 50% de penetração ser menor, seu valor absoluto é maior, por conta de sua injeção de potência mais elevada, interferindo com mais severidade a rede elétrica.

#### 4.5.2 Capacidade de Operação

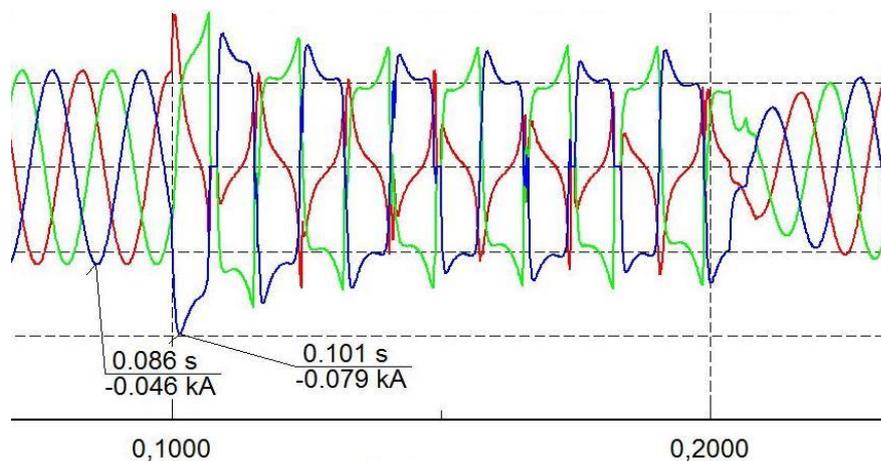
Para mensurar a influência da capacidade de operação nas correntes de falta do inversor do gerador FV, também foram aplicados curtos-circuitos trifásicos para os três casos de operação do gerador: 80% (748,04 kW), 50% (467,52 kW) e 20% (187,01 kW) de sua capacidade nominal, para um grau de penetração ajustado em 50% (935,05 kVA). As figuras 4.7, 4.8 e 4.9 mostram o comportamento das correntes de curto-circuito para as respectivas percentagens.



**Figura 4.7** Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV Operando Com 20% de sua Capacidade Nominal



**Figura 4.8** Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV Operando com 50% de sua Capacidade Nominal



**Figura 4.9** Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV Operando com 80% de sua Capacidade Nominal

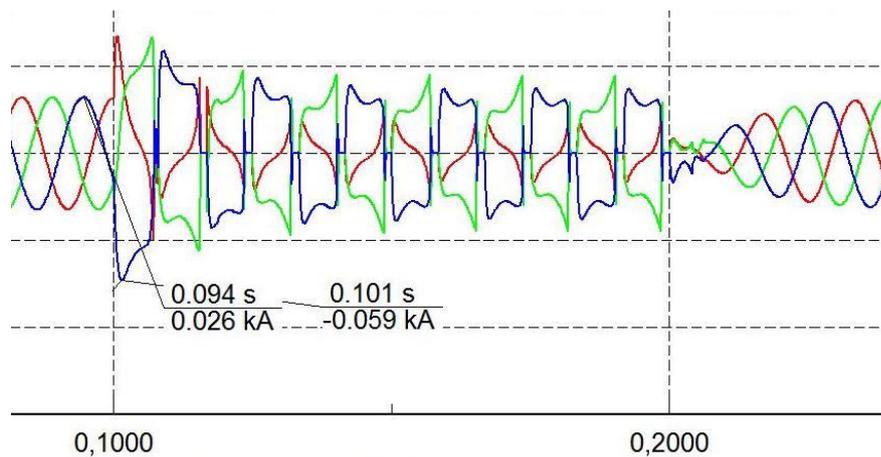
A análise das correntes de curto-circuito dos geradores FV quanto à capacidade nominal no instante da falta é significativa devido à intermitência de sua fonte, a luz solar. O maior acréscimo na corrente de curto-circuito em relação a corrente pré-falta aconteceu quando o gerador estava operando na menor capacidade simulada, 20%. Foi verificado um aumento de 3,75 vezes na sua corrente pós-falta, enquanto que, para as faltas com os geradores operando em 50% e 80% de sua capacidade observou-se uma corrente de curto-circuito 2,14 e 1,72 vezes maior, respectivamente.

Os resultados levam a crer que, quanto maior é a diferença entre a injeção de potência do gerador FV no momento da falta e sua capacidade nominal, maior será a contribuição da corrente de curto-circuito em comparação com a corrente do mesmo gerador momentos antes da falta.

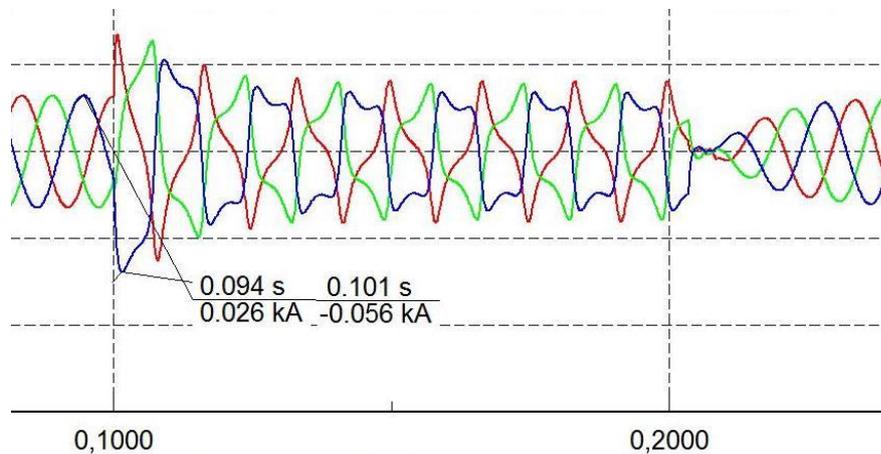
Apesar da maior elevação na corrente ser notada no gerador operando a 20% de sua capacidade, seu valor absoluto continuou menor que nas outras simulações devido sua baixa injeção de potência instantânea antes da falta. Embora essa corrente, de fato, afete menos a rede, ela pode causar maiores prejuízos em um sistema de proteção adaptativa que se baseie na corrente pré-falta do ponto de conexão do inversor.

### 4.5.3 Resistência no ponto de falta

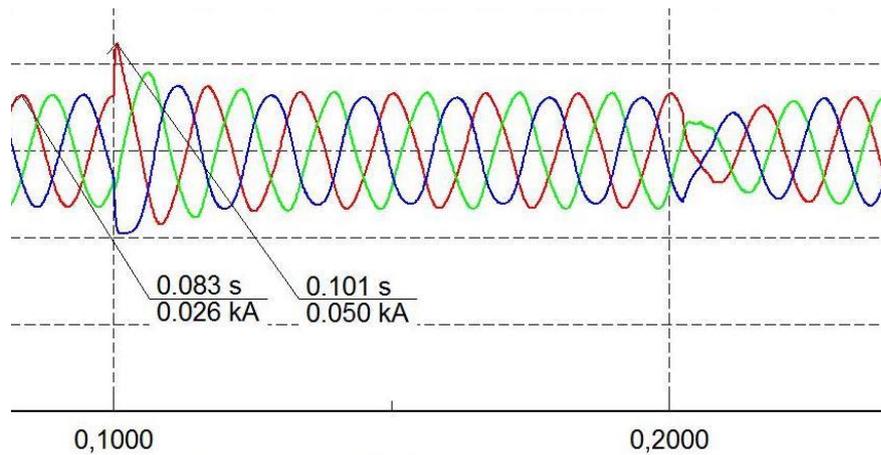
A resistência formada pelo curto-circuito no ponto da falta é um dos fatores que possuem bastante influência nas correntes de curtos-circuitos dos geradores FV. Para examina-las foram aplicados curtos-circuitos trifásicos com os valores de resistência de falta ( $R_F$ ) igual a  $0,1\Omega$ ,  $1,0\Omega$  e  $10,0\Omega$  e mostrados nas Figuras 4.10, 4.11 e 4.12, respectivamente. O grau de penetração foi mantido em 50% (935,05 kVA) e a potência ativa injetada pré-falta também em 50% (467,52 kW).



**Figura 4.10** Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV com  $R_F = 0,1\Omega$



**Figura 4.11** Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV com  $R_F = 1,0\Omega$



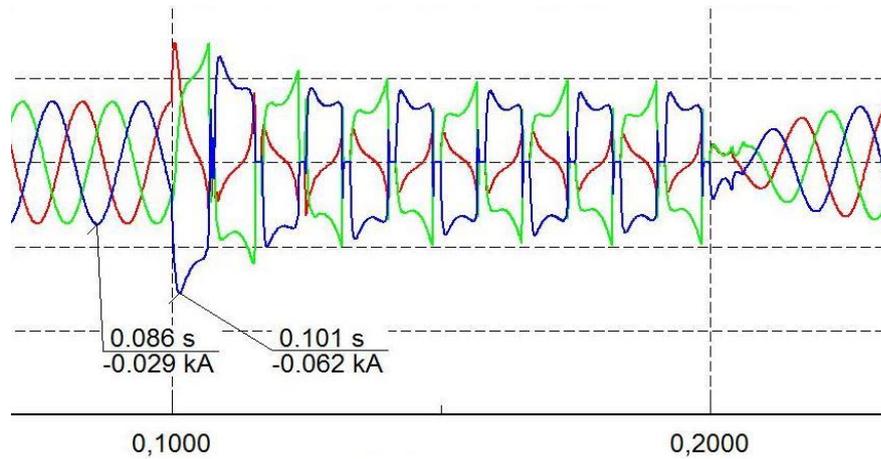
**Figura 4.12** Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV com  $R_F = 10,0\Omega$

Percebe-se a existência de uma relação entre os resultados: o valor da corrente de curto-circuito no inversor aumenta conforme a resistência no ponto de falta diminui. Para as faltas com  $R_F = 0,1\Omega$ , tem-se um aumento de 2,17 vezes na corrente pós-falta em comparação com a corrente em regime permanente, para  $R_F = 1,0\Omega$  um aumento de 2,15 vezes e em  $R_F = 10,0\Omega$  um incremento de 1,92 vezes.

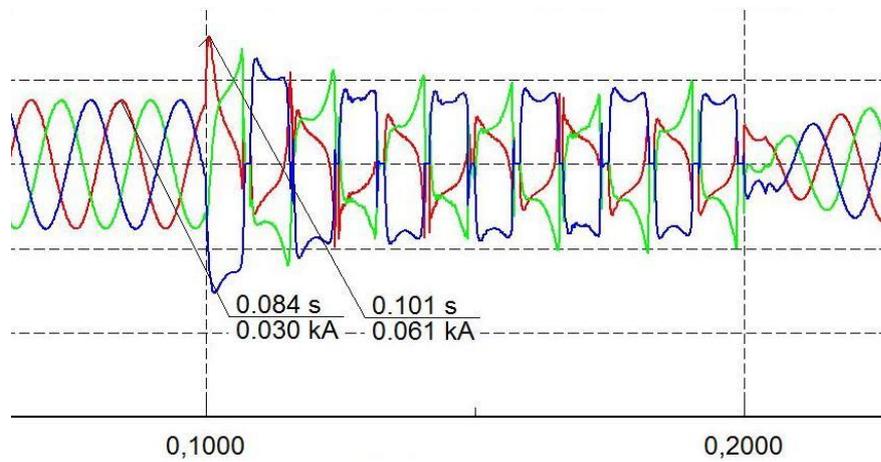
A relação existe, porém não é linear. Conforme os valores das resistências no ponto da falta aumentam, a relação da corrente de curto-circuito pela corrente pré-falta diminui consideravelmente. Já para resistências menores que  $R_F = 0,1\Omega$  a elevação da corrente pós-falta se mantém em 2,17 vezes a pré-falta, ou seja, o máximo valor da corrente de falta para as condições impostas é 2,17 vezes a pré-falta.

#### 4.5.4 Fator de Potência

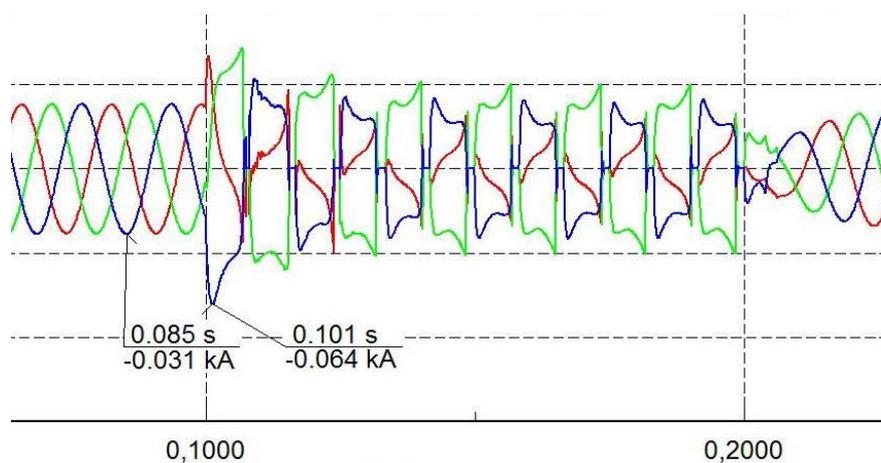
Para analisar a corrente de falta dos geradores conectados via inversores quanto ao fator de potência (FP) empregado neles, foram aplicadas novamente faltas trifásicas e o grau de penetração da geração FV e a potência ativa injetada pré-falta, em relação a sua capacidade total, foram mantidas ambas em 50%. Os curtos-circuitos foram aplicados para os fatores de potência unitário, 0,95 indutivo e 0,95 capacitivo, respectivamente representados nas Figuras 4.13, 4.14 e 4.15 abaixo.



**Figura 4.13** Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV com  $FP = 1,0$



**Figura 4.14** Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV com  $FP = 0,95$  indutivo



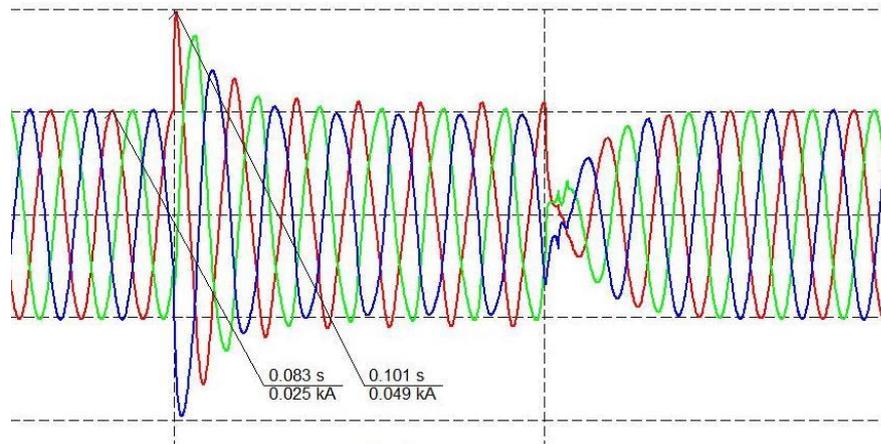
**Figura 4.15** Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV com  $FP = 0,95$  capacitivo

A corrente pós-falta do gerador FV com fator de potência unitário teve um percentual de incremento maior que as outras em relação a corrente pré-falta, de 2,14 vezes. Isso se dá,

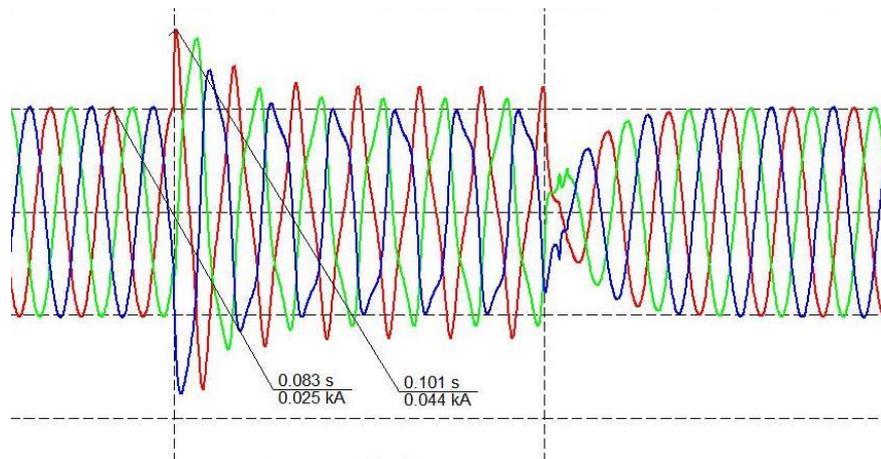
provavelmente, devido sua potência ativa entregue a rede ser maior. Para a geração FV com os FP = 0,95 indutivo e capacitivo, as correntes de curto-curto circuito atingiram 2,03 e 2,06 vezes, nessa ordem, suas respectivas correntes anteriores a falta.

#### 4.5.5 Localização da Falta

A distância da falta, também analisada com mais detalhes em [20], influencia na corrente de saída do inversor. Para ratificar e mensurar a ação das distâncias dos curtos-circuitos nas correntes dos geradores FV, foram realizados curtos-circuitos trifásicos nas barras 2 e 4 do sistema da Figura 4.3, distantes 0,3km e 4,3km, respectivamente, e ilustrados nas Figuras 4.15 e 4.16. Foram mantidos o grau de penetração FV em 50% (935,05 kVA) e a potência ativa injetada momentos antes da falta também em 50% (467,52 kW).



**Figura 4.16** Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV para Curto-Circuito na Barra 2

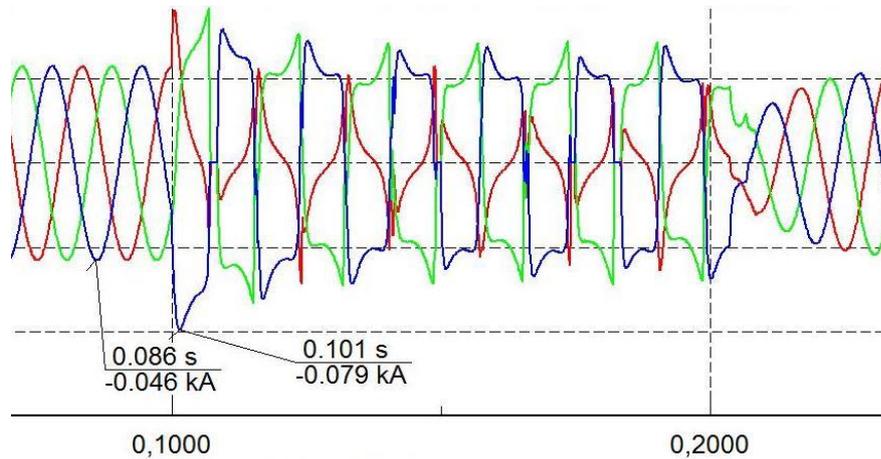


**Figura 4.17** Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV para Curto-Circuito na Barra 4

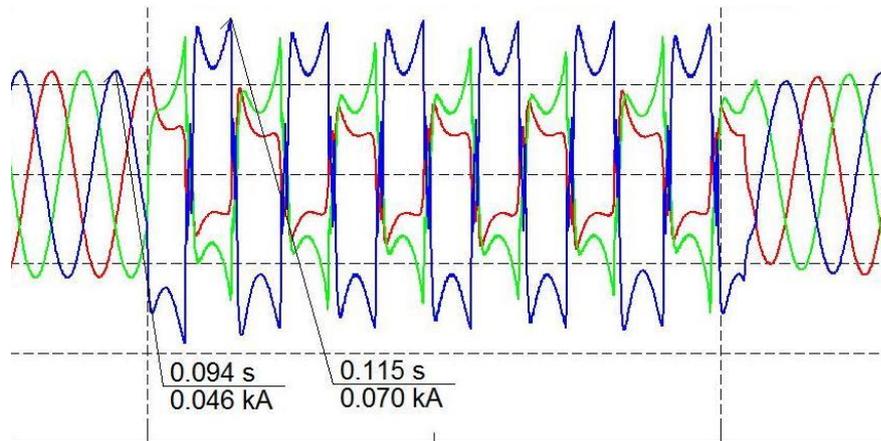
Para o curto-circuito aplicado próximo a geração, na barra 2, obteve-se um aumento de 96% na corrente de falta no inversor do gerador FV em relação a corrente pré-falta. Já para o mesmo curto-circuito aplicado longe a geração, na barra 4, o valor da corrente pós-falta chegou a 76% da corrente anterior a falha. Sendo assim, as simulações comprovam que quanto mais próximo o gerador está da falta, mais ele vai contribuir para ela.

#### 4.5.6 Tipo de Falta

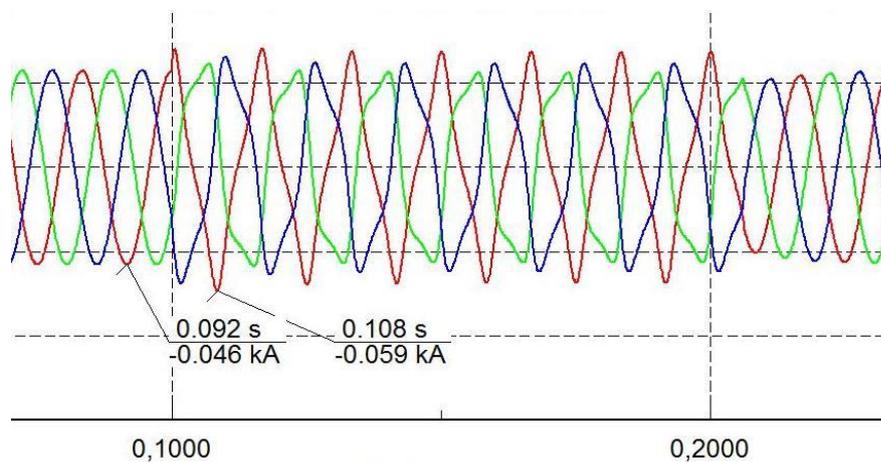
Para analisar as correntes de curto-circuito dos geradores conectado via inversor em relação às fases das faltas fixou-se o grau de penetração em 50% (935,05 kVA) e a potência ativa injetada pré-falta em 80% (748,04kW) da sua capacidade nominal. Os curtos aplicados foram o trifásico, o bifásico-terra e o monofásico, mostrados nas Figuras 4.18, 4.19 e 4.20, respectivamente.



**Figura 4.18** Corrente de Falta Trifásica do Gerador FV Operando com 80% de sua Capacidade Nominal



**Figura 4.19** Corrente de Falta Bifásica-Terra do Gerador FV Operando com 80% de sua Capacidade Nominal



**Figura 4.20** Corrente de Falta Monofásica do Gerador FV Operando com 80% de sua Capacidade Nominal

Os resultados são lineares, com um aumento de 72% para a corrente do curto-circuito trifásico, 52% para a corrente da falta bifásica-terra, e 28% para a falta monofásica. A relação dos valores já era esperada por se conhecer as severidades dos curtos-circuitos, mas vale ressaltar que nenhuma corrente de falta superou o dobro da corrente pré-falta.

Assim, através destas simulações, de forma geral, entende-se que o valor de 2,0 p.u. proposto para representar a contribuição de corrente de um gerador FV ratifica o software e o modelo escolhido.

# Capítulo 5

## Resultados

### 5.1 Considerações Gerais

A dependência e o crescimento da inserção de GDs nos sistemas de distribuição de energia elétrica fazem parte da realidade atual. Embora os geradores síncronos e de indução diretamente ligados à rede sejam amplamente utilizados em aplicações de geração distribuída, existe um crescente interesse em geradores baseados em inversores. Isso ocorre principalmente devido às inovações tecnológicas e o desenvolvimento de materiais semicondutores e microprocessadores, que culminam em um custo-benefício mais atraente; à sua flexibilidade de controle; bem como à desregulamentação do setor de energia elétrica.

Conforme relatado em capítulos anteriores, a instalação da GD pode alterar significativamente o nível de curto-circuito da rede de distribuição, as quais foram inicialmente projetadas como redes passivas com fluxo de potência unidirecional. Portanto, a suportabilidade dos equipamentos e do sistema de proteção contra sobrecorrentes deve ser analisada antes da instalação dos geradores. Nesse contexto, este tópico do artigo mostra um estudo do impacto na coordenação da proteção de sistemas de distribuição de energia elétrica proporcionado por centrais de geradores baseados em inversores através do aumento no nível de curto-circuito, a fim de prever eventuais efeitos nocivos e estabelecer metodologias para mitigar ou eliminá-los.

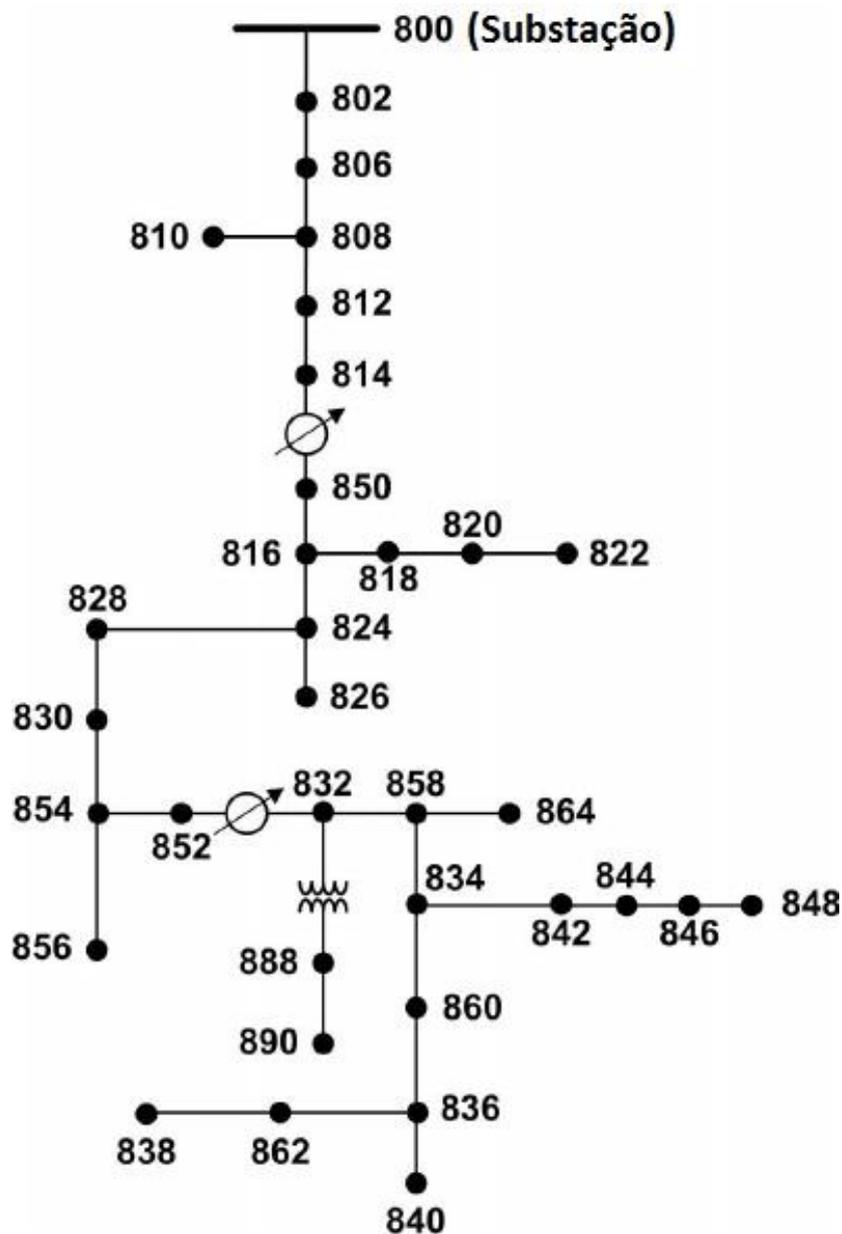
### 5.2 Sistema Teste

O alimentador teste corresponde ao modelo IEEE 34 barras (<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html>) que faz parte do sistema de distribuição do estado do Arizona, nos Estados Unidos da América. Apresentado na Figura 5.1. Este modelo tem sido sugerido pelo comitê responsável do IEEE para que pesquisadores o tomem como uma das referências nos seus estudos em sistemas de distribuição.

O sistema possui as seguintes características:

- Tensão nominal do alimentador é de 24,9 kV;
- É um sistema grande e muito carregado;
- Comprimento do ponto mais distante do tronco principal até a subestação (nó 840) chega a 57,63 km;
- Alimenta cargas desequilibradas concentradas e distribuídas. A carga total instalada é de 2054 kVA;
- Possui capacitores *shunt* instalados.

O diagrama unifilar do alimentador teste é apresentado na Figura 5.1.

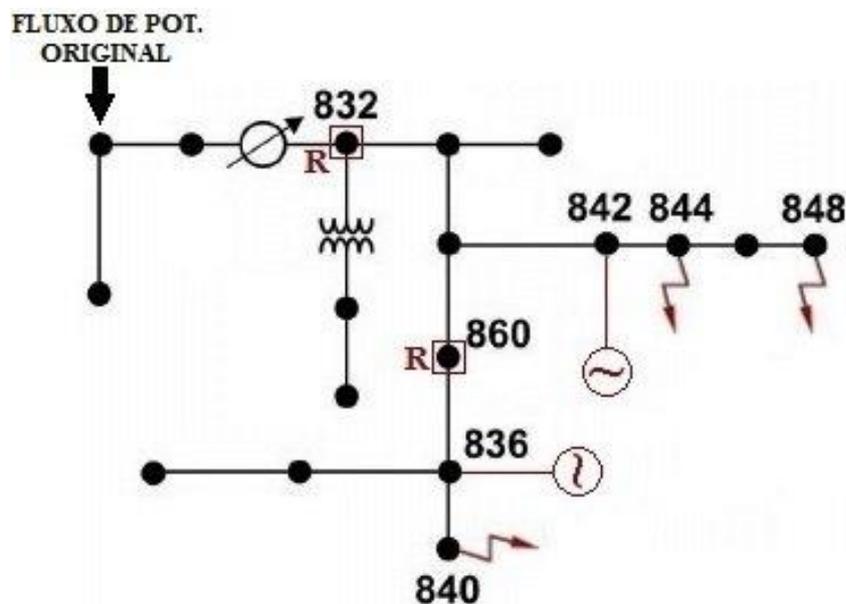


**Figura 5.1** Sistema de Distribuição Teste do IEEE 34 Barras

Um sistema de proteção no sistema teste foi projetado seguindo rigorosamente as especificações contidas em normas. Os religadores instalados se encontram nas barras 850, 832 e 860, os quais fazem coordenação com todos os fusíveis de suas respectivas barras a jusante. O sistema ainda conta com um relé de sobrecorrente na subestação 800.

As simulações realizadas consideram a unidade FV instalada em duas posições diferentes, nas barras 842 e 836, sendo uma unidade geradora inserida de cada vez. A interconexão do sistema FV com a rede possui relação unitária e fator de potência igual a um, com 50% de penetração (1027 kVA) e operando com 80% de sua capacidade nominal (821,6 kW) no momento da ocorrência da falta.

Foram aplicadas faltas monofásicas e trifásicas com resistências de faltas igual a  $0,1 \Omega$  nas barras 844, 848 e 840, separadamente. Por questões de simplificação e compreensão, os estudos das coordenações (religador-fusível) são realizados nas barras 832-844 e 860-840. A parte do sistema analisado pode ser vista na Figura 5.2, em detalhes.



**Figura 5.2** Parte do Sistema Teste Analisado

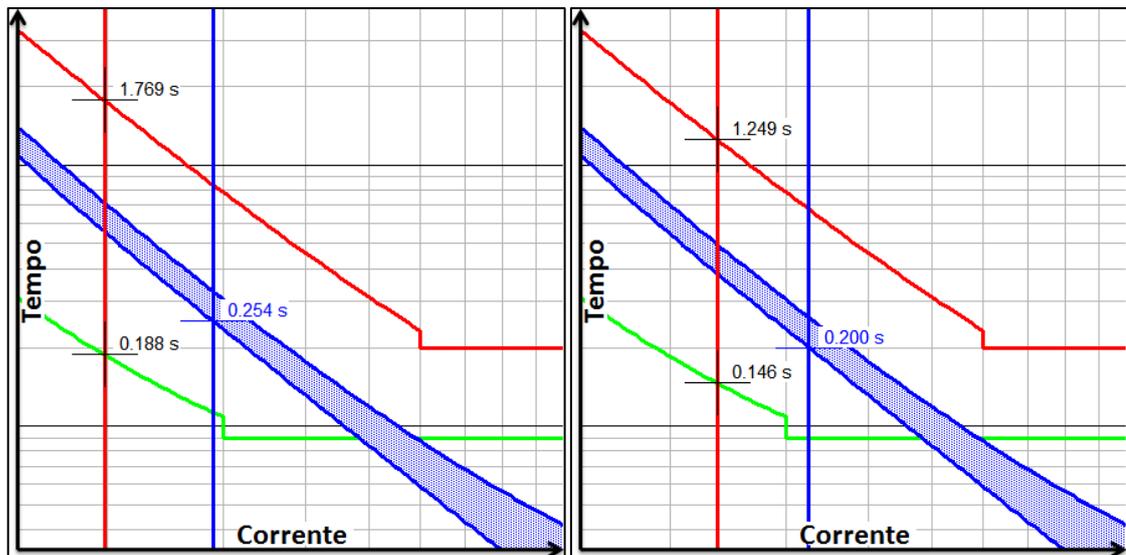
### 5.3 Simulações

O impacto do sistema fotovoltaico na coordenação da proteção da rede de distribuição de 34 barras do IEEE foi investigado no *Software* “DIgSILENT PowerFactory” através de faltas levando em consideração à influência da localização da GD, da distância do curto-circuito, do nível de penetração e da capacidade operacional do gerador FV. As simulações e suas análises são apresentadas nas subsecções a seguir.

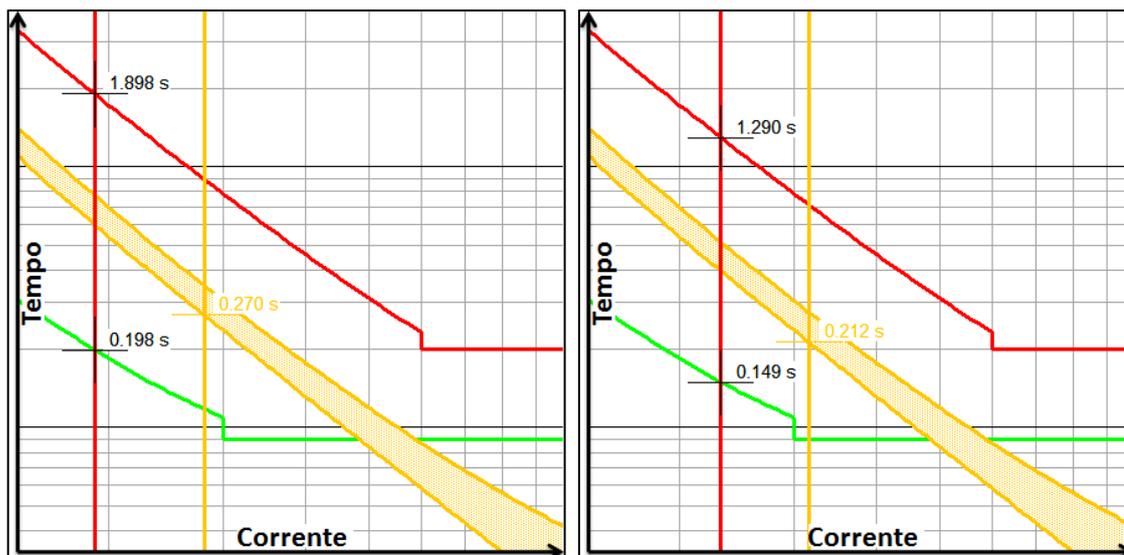
### 5.3.1 Verificação da Coordenação

Primeiramente, aplicaram-se curtos-circuitos monofásicos e trifásicos nas barras 844 e 840 no sistema original, sem a instalação de nenhuma geração, com intuito verificar a boa coordenação da proteção do sistema e, sobretudo, para servir de subsídios para as futuras comparações que acontecerão com as inserções dos geradores FV conectados via inversores. A Figura 5.3 mostra a coordenação religador-fusível entre as barras 832-844 após faltas em 844, enquanto que a Figura 5.4 a coordenação religador-fusível entre as barras 860-840 após falhas aplicadas em 840.

As imagens mostram a proposta de coordenação religador-fusível bem empregada para o sistema em estudo. Em todos os casos a curva rápida do religador (verde) atua antes do tempo mínimo de fusão do elo fusível (azul e amarelo), deixando boas margens, mesmo após faltas severas, com baixa resistência de falta e próximas às barras protegidas pelo elo fusível, onde a corrente experimentada pelo elo é superior à do religador. A curva vermelha representa a curva de operação lenta do religador.



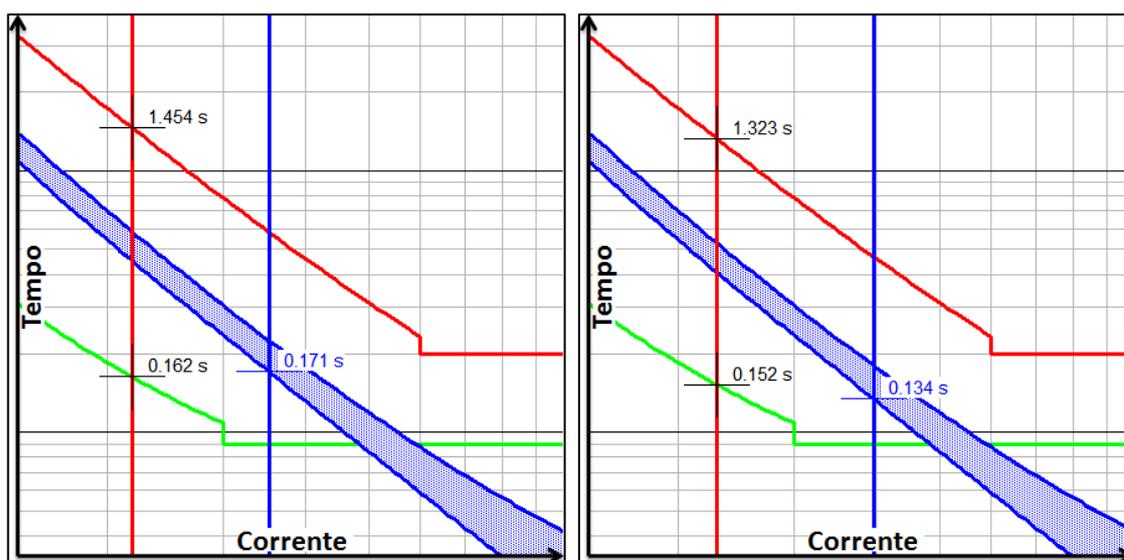
**Figura 5.3** Coordenação entre as Barras 832-844 (Religador-Fusível) após Curto-Circuito Monofásico (Esquerda) e Trifásico (Direita) Na Barra 844



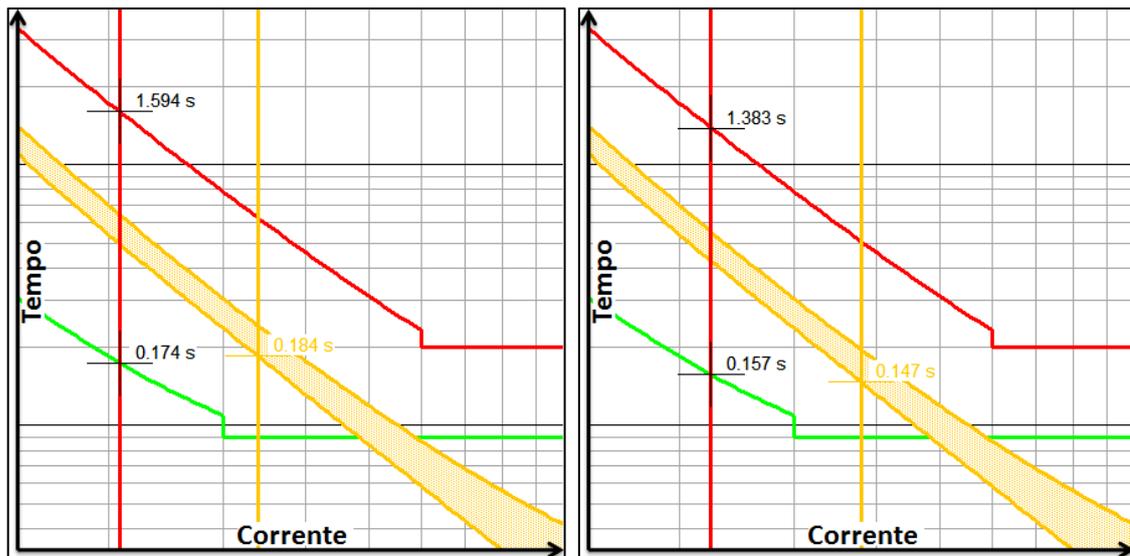
**Figura 5.4** Coordenação entre as Barras 860-840 (Religador-Fusível) após Curto-Circuito Monofásico (Esquerda) e Trifásico (Direita) Na Barra 840

### 5.3.2 Localização da Geração Distribuída

Para analisar a ação do gerador distribuído conectado via inversor na coordenação da proteção quanto à localização da GD em relação ao religador e ao próprio curto, foram aplicadas as mesmas faltas das Figuras 5.3 a 5.4, primeiramente com o sistema fotovoltaico conectado na barra 842, ilustrados nas Figuras 5.5 e 5.6, e posteriormente em 836, como pode ser observado nas Figuras 5.7 a 5.8.



**Figura 5.5** Coordenação entre as Barras 832-844 (religador-fusível) após Curto-Circuito Monofásico (esquerda) e Trifásico (direita) na Barra 844 com GD em 842.

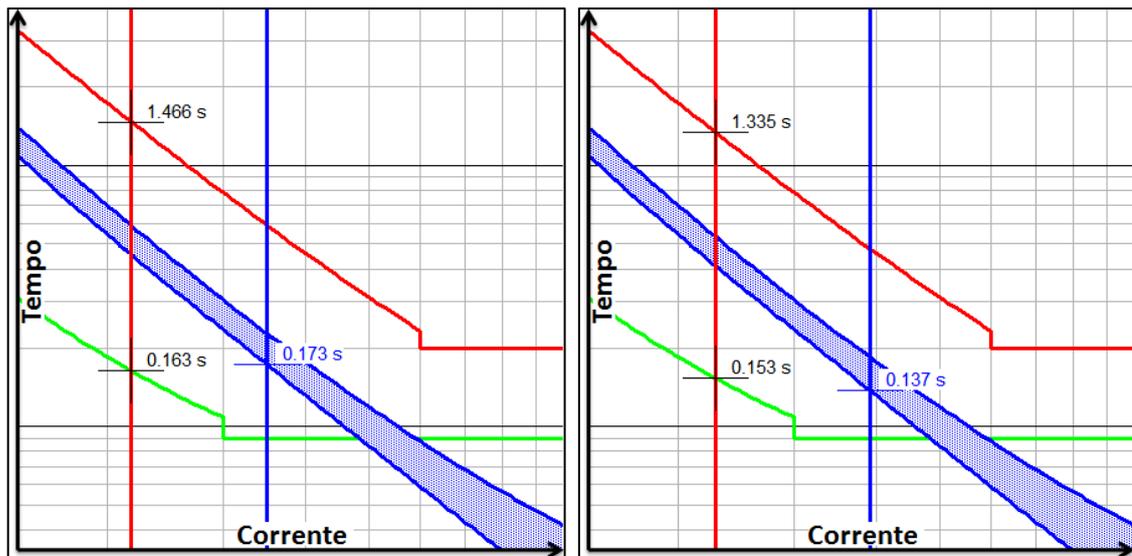


**Figura 5.6** Coordenação entre as Barras 860-840 (religador-fusível) após Curto-Circuito Monofásico (esquerda) e Trifásico (direita) na Barra 840 com GD em 842.

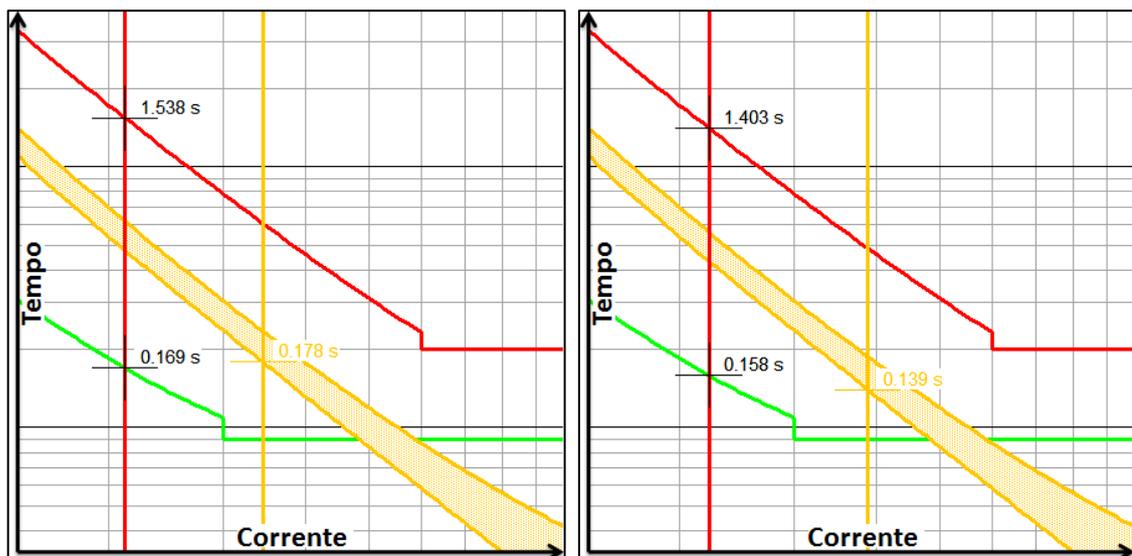
Na Figura 5.5 já é possível verificar o impacto na coordenação da proteção causado pelos geradores baseados em inversores. No curto-circuito trifásico, além do aumento da corrente no fusível, há uma queda na corrente experimentada pelo religador, causando a descoordenação no trecho para esse tipo de falta. Para falhas monofásicas, nesse tipo de cenário, o sistema ainda continua coordenado, porém com uma margem muito estreita e perigosa.

Na coordenação entre as barras 860-840, Figura 5.6, também se observa uma leve descoordenação para faltas trifásicas, comprovando que os sistemas FV causam desbalanços nos fluxos de correntes maléficos a coordenação, mesmo instalados a montante do religador.

As Figuras 5.7 e 5.8 ratificam as simulações apresentadas. Em ambos os exemplos, há perda de coordenação para faltas trifásicas e redução na margem de coordenação para faltas monofásicas. Novamente, verifica-se uma queda da corrente no religador e aumento da corrente nas barras protegidas com fusíveis. A atenção especial fica pelo fato de que os geradores FV, mesmo não instalados próximos as faltas, impactam igualmente a coordenação, como é o caso do gerador na barra 836 e o curto na 844, ilustrado na Figura 5.7. Esta proximidade das faltas em relação à GD é mais bem investigado na subsecção seguinte.



**Figura 5.7** Coordenação entre as Barras 832-844 (religador-fusível) após Curto-Circuito Monofásico (esquerda) e Trifásico (direita) na Barra 844 com GD em 836

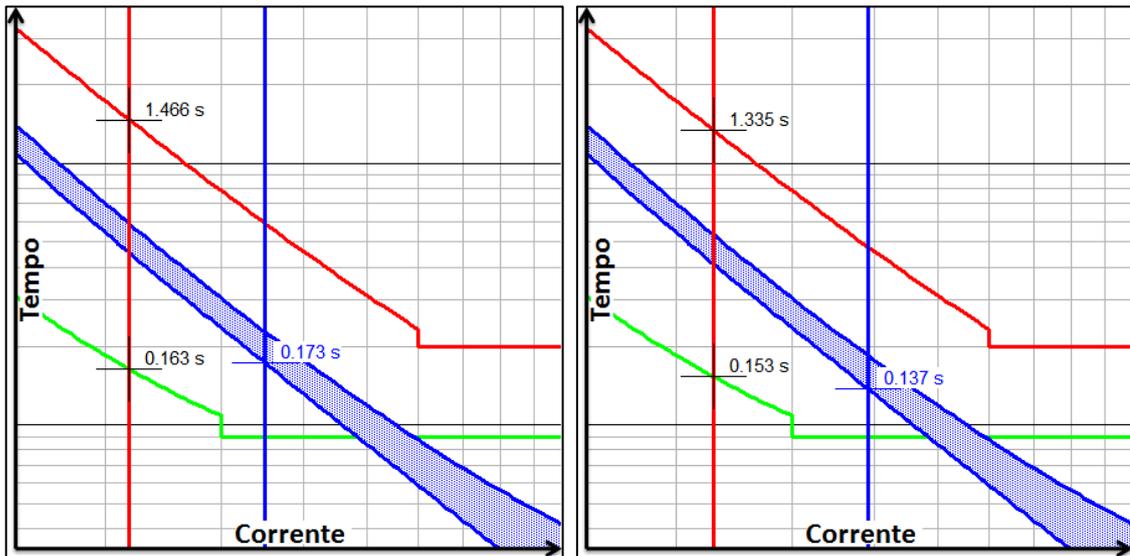


**Figura 5.8** Coordenação entre as Barras 860-840 (religador-fusível) após Curto-Circuito Monofásico (esquerda) e Trifásico (direita) na Barra 840 com GD em 836

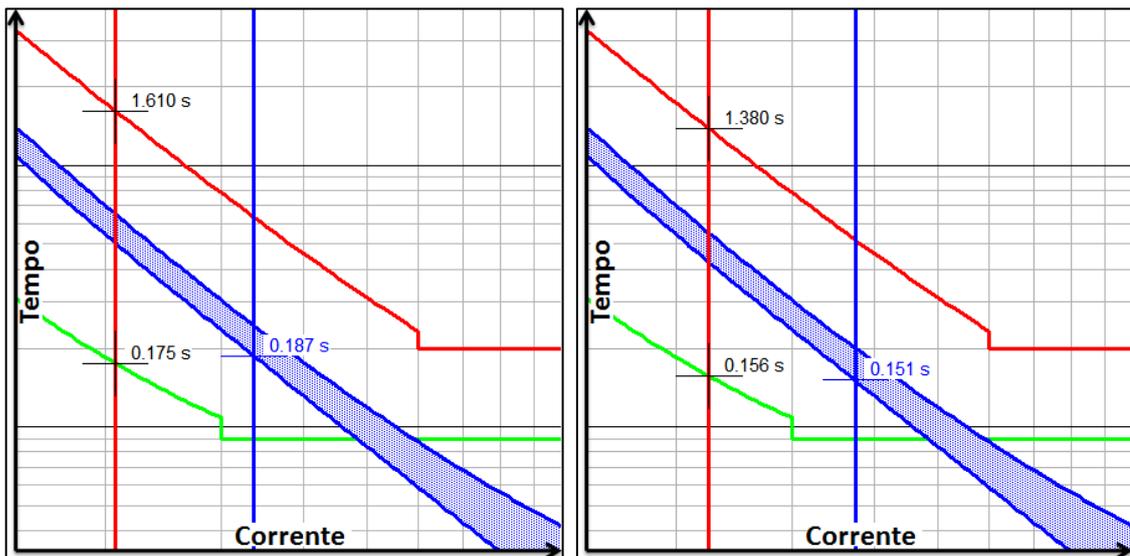
### 5.3.3 Distância da Falta

Como apresentado neste trabalho através de simulações dinâmicas e discutido em [20], as correntes de curto-circuito do gerador conectado à rede via inversor altera seu comportamento de acordo com a distância da falha aplicada. Neste contexto, curtos-circuitos monofásicos e trifásicos foram praticados em regiões diferentes para examinar a influência da distância da falha, em relação à GD, na coordenação da proteção. As Figuras 5.9 e 5.10

apresentam simulações, com um sistema FV inserido em 836, para as faltas aplicadas nas barras 844 e 848, respectivamente, distantes 1,27 km entre si.



**Figura 5.9** Coordenação entre as Barras 832-844 (religador-fusível) após Curto-Circuito Monofásico (esquerda) e Trifásico (direita) na Barra 844 (Próxima da GD).



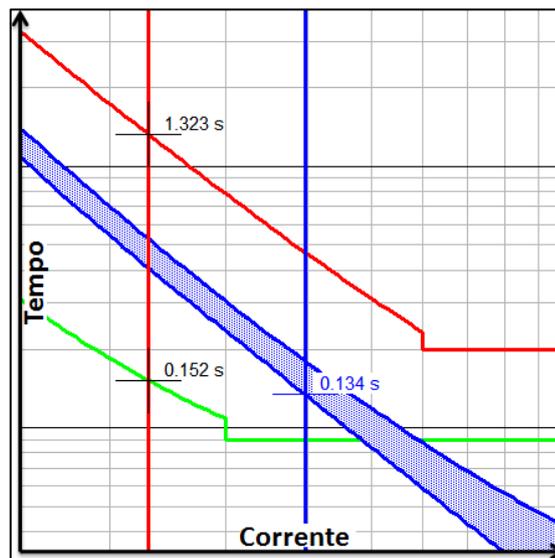
**Figura 5.10** Coordenação entre as Barras 832-844 (religador-fusível) após Curto-Circuito Monofásico (esquerda) e Trifásico (direita) na Barra 848 (Distante da GD).

Claramente pode ser constatado que para as faltas mais distantes da geração, ilustradas na Figura 5.10, tanto o fusível quanto o relógio possuem um retardo nos seus tempos de atuações, o que significa que as correntes experimentadas por eles são menores que quando o mesmo curto é aplicado mais próximo a geração, na Figura 5.9.

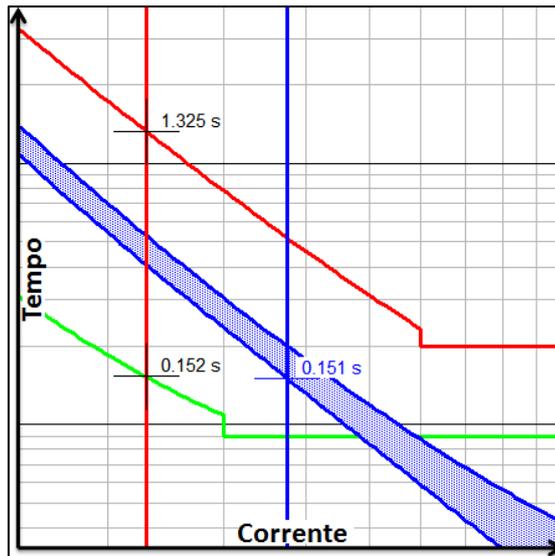
Em ambos os curtos-circuitos monofásicos a curva rápida do religador atua antes da curva de tempo mínimo de fusão do elo-fusível, porém nota-se o crescimento da margem de coordenação com a distância da GD. Enquanto que nos dois curtos-circuitos trifásicos a coordenação é afetada, entretanto a perda da coordenação se dá muito mais sutil quando GD se distancia da falta e, provavelmente, para outros valores de penetração e potência ou para uma distância maior não ocorreria. Sendo assim, os fatos levam a crer que pior é um curto para a coordenação da proteção, quanto mais próximo da GD ele for.

### 5.3.4 Nível de Penetração

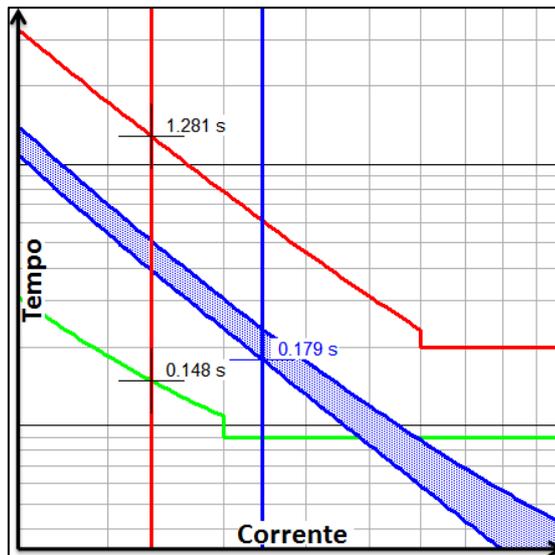
Para investigar a interferência do nível de penetração do gerador distribuído conectado via inversor na coordenação da proteção, foram aplicados curtos-circuitos trifásicos com as mesmas características dos anteriores e mantido a injeção de potência ativa do gerador FV em 80% de sua capacidade nominal de operação, para cada respectivo nível de penetração. As Figuras 5.11, 5.12 e 5.13 simulam os curtos-circuitos para os níveis de penetração de 50%, 30% e 10%, nessa ordem.



**Figura 5.11** Coordenação entre as Barras 832-844 (religador-fusível) após Curto-Circuito Trifásico na Barra 844 com 50% de penetração FV.



**Figura 5.12** Coordenação entre as Barras 832-844 (reliador-fusível) após Curto-Circuito Trifásico na Barra 844 com 30% de penetração FV.



**Figura 5.13** Coordenação entre as Barras 832-844 (reliador-fusível) após Curto-Circuito Trifásico na Barra 844 com 10% de penetração FV.

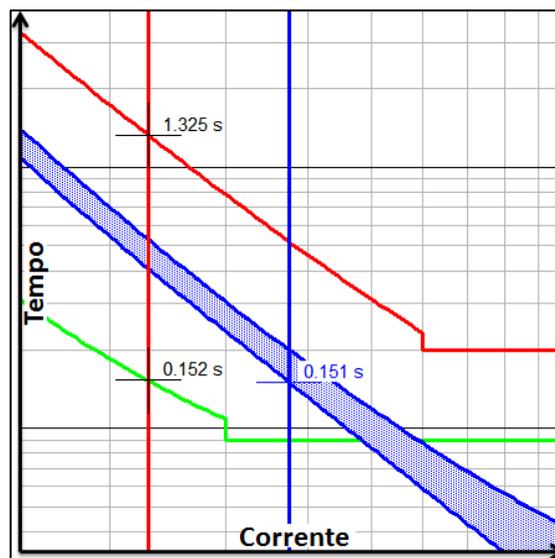
Como já era esperado, há um aumento progressivo na perda de coordenação diretamente proporcional ao nível de penetração, já que a injeção de corrente proveniente do gerador também aumenta. As simulações deixam como advertência que mesmo para menores níveis de penetrações existe perda de coordenação ou de sua margem. Para 10% de penetração FV, uma percentagem relativamente baixa dependendo da região, por exemplo, há uma redução de quase 60% na margem de coordenação em relação ao mesmo curto aplicado sem a

presença da GD, deixando o sistema de proteção mais susceptível a descoordenação caso haja um pico de demanda, por exemplo.

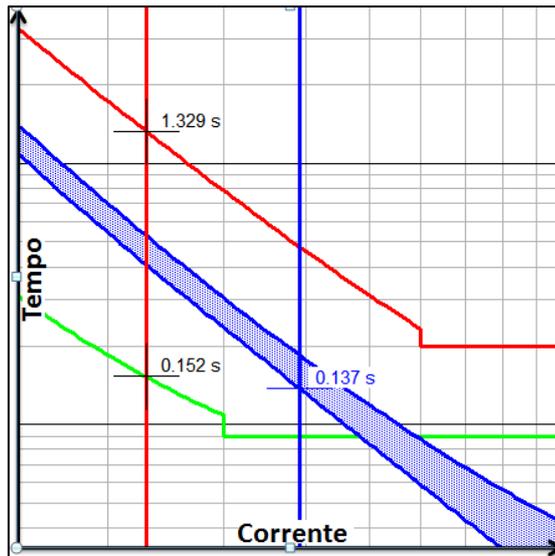
### 5.3.5 Capacidade de Potência

Para avaliar o comportamento da coordenação da proteção quanto à injeção de potência no momento da falta em proporção à capacidade total do gerador distribuído, foi fixado a potência ativa do sistema FV em 591,36 kW na barra 842 e aplicou-se curtos-circuitos trifásicos para uma variação da capacidade nominal da GD em 80% (739 kVA), 50% (1182,72 kVA) e 30% (1971,2 kVA), respectivamente representadas nas Figuras 5.14, 5.15 e 5.16, abaixo.

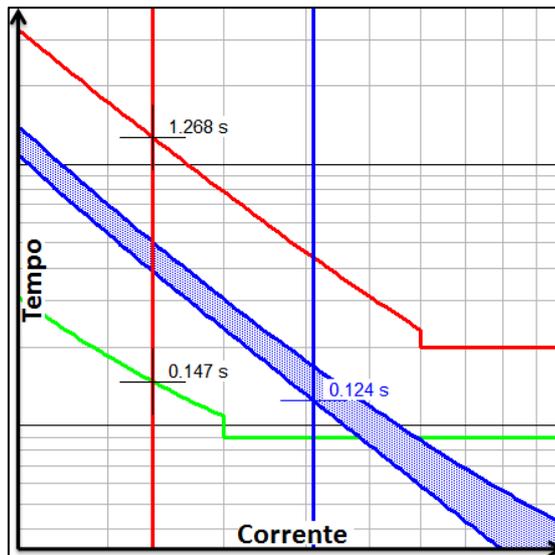
As simulações refletem o que foi reproduzido no domínio do tempo para as correntes de falta dos geradores FV conectado via inversores através de transitórios eletromagnéticos: a corrente pós-falta tem um incremento superior quanto maior for a capacidade que a GD ainda tiver para produzir energia.



**Figura 5.14** Coordenação entre as Barras 832-844 (religador-fusível) após Curto-Circuito Trifásico na Barra 844 com a GD operando em 80% de sua capacidade.



**Figura 5.15** Coordenação entre as Barras 832-844 (religador-fusível) após Curto-Circuito Trifásico na Barra 844 com a GD operando em 50% de sua capacidade.



**Figura 5.16** Coordenação entre as Barras 832-844 (religador-fusível) após Curto-Circuito Trifásico na Barra 844 com a GD operando em 30% de sua capacidade.

Para o gerador FV operando a 80% de sua capacidade nominal, pode-se admitir que, o religador e o fusível atuam juntos, o que também é considerado uma perda de coordenação. Já no curto com o gerador operando a 50% o fusível atua 15 milissegundos antes do religador, enquanto que a 30% da capacidade nominal de operação o fusível atua 23 milissegundos antes, um aumento de 230% na descoordenação comparado com a GD operando a 80% de sua capacidade total, mesmo com o sistema FV injetando a mesma potência no momento das faltas.

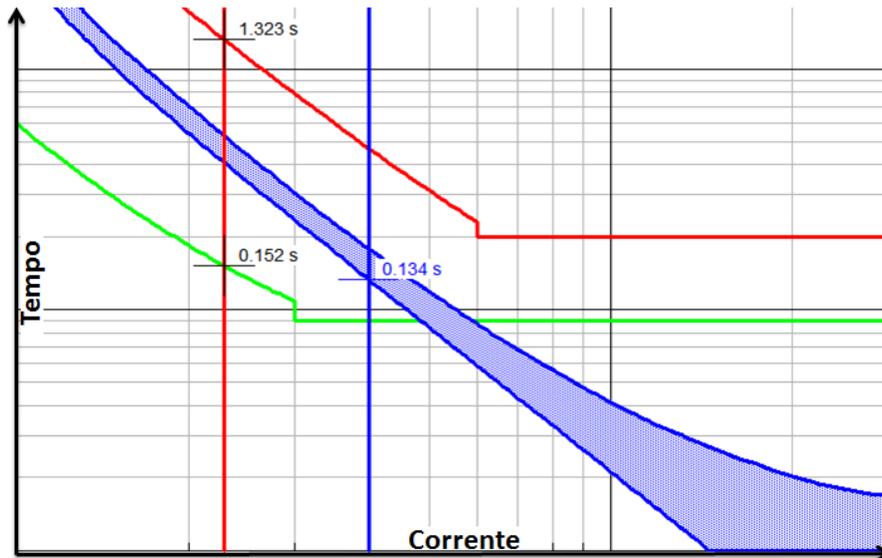
Este comportamento do gerador no que concerne a sua capacidade de operação em relação a injeção de potência no momento da falta é bastante instigante, especialmente para os geradores fotovoltaicos que possui uma fonte altamente intermitente. Atualmente, existem vários estudos que buscam mitigar a perda de coordenação, causada pela geração distribuída, através da proteção adaptativa de relés utilizando a tensão terminal da GD ou sua potência produzida no instante da falta e que não levam em conta este fato.

### **5.3.6 Comparação Gerador Fotovoltaico e Máquina Síncrona**

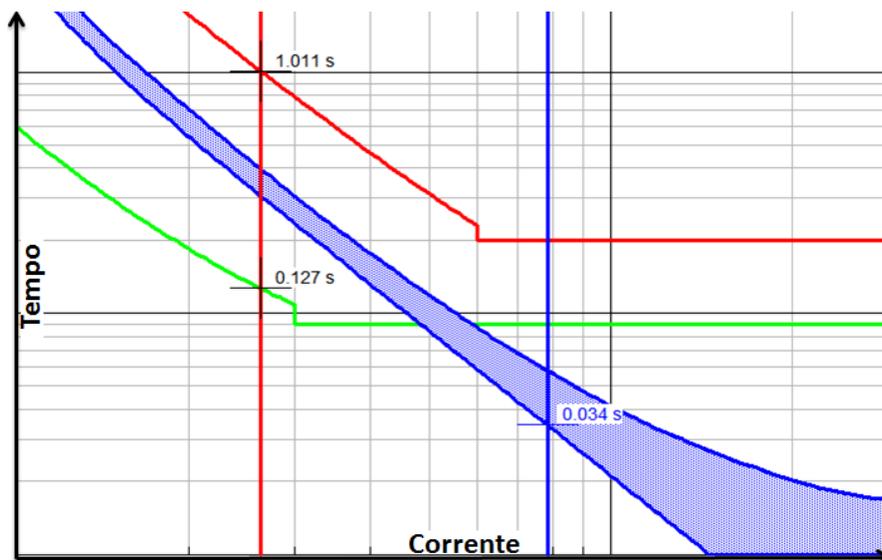
Nos geradores síncronos, a corrente do enrolamento de campo é fornecida por uma fonte externa. Portanto, diante da situação de curto-circuito do sistema no qual o gerador está conectado, essa fonte independente continua a fornecer a tensão no enrolamento de campo do gerador e, como consequência, o mesmo continua a fornecer elevada corrente de curto-circuito durante alguns ciclos após a ocorrência da falta.

Segundo [60], a contribuição dos geradores síncronos para corrente de falta depende da tensão pré-falta, das características da excitatriz e das reatâncias transitória e subtransitória da máquina e, de acordo com [11], os valores iniciais para a corrente de falta podem atingir valores em torno de cinco a dez vezes sua corrente nominal. Enquanto, para geradores baseados em inversores pode-se admitir uma corrente de curto-circuito entre um e três vezes sua corrente nominal pré-falta, com uma redução deste valor logo após o primeiro ciclo, conforme mostrado em simulações dinâmicas neste trabalho.

Para comparar a descoordenação da proteção entre os tipos de geradores fotovoltaicos e síncronos foram executados curtos-circuitos trifásicos na barra 844 com as mesmas características dos anteriores, primeiramente com o sistema fotovoltaico e em seguida com a máquina síncrona, um de cada vez, ambos instalados na barra 842 e operando com 50% (1027 kVA) de grau de penetração e 80% (821,6 kW) de sua capacidade nominal. As Figuras 5.17 e 5.18 ilustram as faltas com o gerador FV e síncrono, nessa ordem.



**Figura 5.17** Coordenação entre as Barras 832-844 (religador-fusível) após Curto-Circuito Trifásico na Barra 844 com Gerador Fotovoltaico Inserido em 842.



**Figura 5.18** Coordenação entre as Barras 832-844 (religador-fusível) após Curto-Circuito Trifásico na Barra 844 com Gerador Síncrono inserido em 842.

Como são notados, ambos os curtos-circuitos causam a perda da coordenação religador-fusível, porém, como já era aguardado, o curto-circuito envolvendo a máquina síncrona como geração distribuída se apresentou muito mais severo. Houve uma redução em 100 milissegundos no tempo de atuação do fusível em relação à falta com o gerador FV, um aumento de mais de 500% na margem de descoordenação do sistema de proteção.

Inicialmente, as principais fontes de geração distribuída empregadas no Brasil foram as baseadas em biomassa e nas pequenas centrais hidrelétricas, que na grande maioria

utilizam geradores síncronos conectados em redes primárias de distribuição. Devido a isto e o fato constatado da contribuição de sua corrente de falta ser superior aos dos geradores FV, os esforços nos cálculos de suas correntes de curto e no impacto na proteção dos sistemas de energia foram concentrados nos geradores síncronos.

Entretanto, recentemente tem crescido a quantidade de geradores conectados aos sistemas de distribuição via inversor, como é o caso dos geradores FV. Eles possuem corrente de curto-circuito tipicamente mais baixa e com rápida extinção, como já mencionado, porém, com o aumento significativo da inserção desses geradores, tal contribuição pode tornar-se considerável. Uma particularidade relacionada à conexão de geradores fotovoltaicos é que, além da possibilidade de conexão no primário do sistema de distribuição (média tensão), muitos são instalados em consumidores conectados ao secundário do sistema de distribuição (baixa tensão), resultando, assim, em elevada dispersão ao longo de todo o alimentador. Assim, os estudos de avaliação dos impactos da penetração massiva de geradores fotovoltaicos no sistema de distribuição são necessários, sobretudo em sua proteção.

## Conclusões

A presente dissertação mostrou um estudo do impacto na coordenação da proteção de sistemas de distribuição de energia elétrica causado por centrais de geradores baseados em inversores através do aumento no nível de curto-circuito. Os estudos analíticos e de simulação evidenciaram que os geradores FV podem causar a descoordenação entre os religadores e fusíveis, mesmo quando os geradores não operam em plena carga. Para as falhas analisadas, o gerador aumentou a corrente de curto através do fusível, o que causaria sua fusão antes da atuação do religador.

Para chegar a essa conclusão, foram aplicadas faltas monofásicas e trifásicas em vários tipos de cenários em um sistema teste de distribuição real de 34 barras, sugerido pelo IEEE. Os cenários contemplavam a localização da GD, distância da falta, nível de penetração, capacidade de potência e uma comparação máquina síncrona x gerador fotovoltaico.

Como consequência, foi observado que uma maior proximidade do curto-circuito para com a GD, um nível de penetração do gerador FV mais elevado e uma maior margem que a GD ainda tiver para produzir energia no instante da falta, são fatores propícios a descoordenação da proteção.

Também, foram realizadas simulações no domínio do tempo a fim de obter uma compreensão da contribuição da corrente de curto-circuito do gerador FV e suas particularidades. Curtos-circuitos monofásicos e trifásicos transitórios, com diferentes valores de capacidade de operação, grau de penetração, resistência de falta e entre outros fatores que contribuem com a corrente de falta do gerador FV foram aplicados em uma rede de distribuição equivalente com dados típicos do IEEE. As simulações validaram a contribuição de 2,0 p.u. como um valor padrão, adotado pela maioria dos investigadores.

Do ponto de vista da distribuidora de energia, a GD pode trazer muitos benefícios técnicos como o controle da tensão, a compensação de reativo e a inserção de potência ativa nos intervalos de pico de carga. Entretanto, devido ao atraso da atualização das normas e resoluções das agências reguladoras em comparação com a rápida expansão da GD, a maioria das distribuidoras não possui infraestrutura e orçamento suficiente para adequar o seu sistema de distribuição a esses requisitos de controle, qualidade e proteção, como por exemplo, com relação ao fortalecimento das redes de distribuição para prevenir o fluxo de potência reverso proveniente desses geradores.

Acrescenta-se a isso um cenário futuro em que, devido ao elevado nível de penetração e dependência do sistema elétrico por geradores baseados em inversores de frequência, será desejável que os mesmos permaneçam em operação durante e após a ocorrência de faltas no sistema elétrico. Essa situação demanda alterações na proteção do inversor fazendo-os permanecer conectados e fornecendo, mesmo que seja de baixo valor, a corrente de curto-circuito por um período mais longo, diante da ocorrência de falta.

Esses fatores aumentam o interesse em solucionar ou mitigar a contribuição da corrente de falta da GD e a perda da coordenação da proteção. Em se tratando de proteção de sistemas de energia, há poucos estudos relativos a geradores conectados via inversores. Porém, a preocupação com o impacto da GD na coordenação, em geral, é um tema corrente e de interesse.

Vários estudos e experimentos são realizados com o intuito de atenuar esses impactos, alguns deles são:

- Limitar a capacidade máxima da GD;
- Modificar o sistema de proteção;
- Utilizar proteção adaptativa remota;
- Usar limitadores de corrente de falha (*Breaker Resistor*).

Embora eficazes para mitigar os impactos da GD sobre o sistema de proteção, estas soluções possuem algumas desvantagens. Por exemplo, limitar a capacidade da GD não é uma solução desejável, uma vez que isso também limita o seu nível de penetração. Modificar o sistema de proteção é caro, além de ser um procedimento lento e complicado. Da mesma forma, a proteção adaptativa requer infraestruturas de comunicação e unidades de processamento rápido. E a utilização de *Breaker Resistor* também é indesejável devido ao custo adicional para proprietários da GD.

Esforços estão sendo feitos para limitar a corrente de saída da GD de acordo com a sua tensão terminal. Em contraste com os anteriores, este método é barato e não requer burocracias. Ademais, a resposta rápida dos inversores torna tal solução extremamente atraente.

A estratégia proposta pode ser facilmente executada no controle do inversor, sem a necessidade de comunicação com o centro de operação ou com medições remotas, apenas com a utilização de medições locais do próprio inversor. A técnica possui custo baixo, é fácil de implementar, não limita a capacidade da GD durante a operação normal e não exige qualquer mudança no sistema de proteção original do inversor.

Para trabalhos futuros relacionados a esta dissertação, seguem as seguintes sugestões:

- Criar um controle para limitação da corrente de curto-circuito de geradores conectados via inversores em redes de distribuição de energia elétrica.
- Elaborar uma estratégia para a inserção da parcela de contribuição de corrente de falta do gerador conectado via inversor nos cálculos de curto-circuito.
- Analisar o impacto da inserção das unidades de geradores baseados em inversores em outras filosofias de proteção do sistema de distribuição.

## Referências Bibliográficas

- [1] Petean, Daniel. *Metodologia para Avaliação da Influência de Geradores Distribuídos nos Níveis de Curto-Circuito em Sistemas de Distribuição de Energia*. Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2014.
- [2] Solar Power Europe. *Global Market outlook for photovoltaics power 2016-2020*. 2016. Disponível em: <<http://www.solarpowereurope.org/insights/global-market-outlook/>>.
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica. *REN 687: Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST*. Distrito Federal: ANEEL, 2015. 25 p. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>.
- [4] Ministério de Minas e Energia. *PORTARIA Nº 538, DE 15 DE DEZEMBRO DE 2015*. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2015538mme.pdf>>.
- [5] Ministério de Minas e Energia. *Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar*. 2015. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset\\_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030](http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030)>.
- [6] ANEEL. Brasil ultrapassa 5 mil conexões de micro e minigeração. 2017. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset\\_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-5-mil-conexoes-de-micro-e-minigeracao/656877?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-5-mil-conexoes-de-micro-e-minigeracao/656877?inheritRedirect=false)>.
- [7] Fitzgerald, A. E.; Kingsley Jr, C.; Umans, S. D. *Electric Machinery*, New York: McGraw-Hill, 1992.
- [8] Kundur, P. *Power System Stability and Control, 1a. ed.*, New York: McGraw-Hill Inc, 1994.
- [9] Jenkins, N.; Allan, R.; Crossley, P.; Kischen, D.; Strbac, G. *Embedded Generation*, London: The Institute of Electrical Engineers, 2000.
- [10] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2017. *Indicadores Coletivos de Continuidade (DEC e FEC)*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>>.
- [11] Barker, P. P.; Mello, R. W. D., 2000. *Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems*. I. Radial Distribution Systems. Power Engineering Society Summer Meeting, 3(IEEE), pp. 1645-1656.
- [12] Ackermann, T.; Knyazkin, V., 2002. *Interaction between Distributed Generation and the Distribution Network: Operation Aspects*. Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific, 2(IEEE/PES), pp. 1357-1362.

- [13] Lopes, J. A. P., 2002. *Integration of dispersed generation on distribution networks-impact studies*. Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE, pp. 323-328.
- [14] Borghetti, A; Caldon, R.; Guerrieri, S.; Rosseto, F. *Dispersed Generators Interfaced with Distribution Systems: Dynamic Response to Faults and Perturbations*. IEEE Bologna PowerTech Conference, Bologna, 2003.
- [15] Keller, J.; Kroposki, B. *Understanding Fault Characteristics of Inverter-Based Distributed Energy Resources*. Technical Report NREL/TP-550-46698, Jan. 2010.
- [16] Baran, M. E.; El-Markaby, I. *Fault Analysis on Distribution Feeders with Distributed Generators*. IEEE Trans. Power System, vol. 20, n. 4, pp. 1757-1764, 2005.
- [17] Tu, D. V.; Chaitusaney, S. *Impacts of Inverter-based Distributed Generation Control Modes on Short-circuit Currents in Distribution Systems*. IEEE Industrial Electronics and Applications Conference, Singapore, July 18-20. 2012.
- [18] Girgis, A. A.; Brahma, S. M., 2001. *Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system*. Halifax, Power Engineering, 2001. LESCOPE '01. 2001 Large Engineering Systems Conference on, pp. 115 - 119.
- [19] Brahma, S. M.; Girgis, A. A., 2001. *Impact of Distributed Generation on Fuse and Relay Coordination: Analysis and Remedies*. Proceedings 2001 IAESTED International Conference on Power and Energy Systems, Issue pp. 384-389.
- [20] Salgado, Danilo Augusto. *Uma Abordagem Paramétrica do Impacto da Geração Distribuída Sobre as Correntes de Curto-Circuito e na Proteção de Redes de Distribuição*. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas. São Paulo, 2015.
- [21] K. Yamauti, F. Bazzo, A. R. Donadon, J. C. Camargo, M. D. Teixeira, P. A. B. Block, H. L. López-Salamanca. *Impactos da Conexão de Sistemas Fotovoltaicos na Proteção de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. Congresso Internacional de Distribución Elétrica, 22 a 24, Set. 2014, Buenos Aires, Argentina
- [22] Arioli, F. C. T.; Salles, N. J.; Ferreira, D. J. *Estudos de Impactos da Contribuição de Geradores Fotovoltaicos na Proteção de Sobrecorrente dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. XXII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. 7 a 10, Nov. 2016. Curitiba, Brasil.
- [23] Brahma, S.; Girgis, A. *Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation*. Power Delivery, IEEE Transactions on , vol.19, no.1, pp. 56- 63, Jan, 2004.
- [24] Bittencourt, Annelise Anderson. *Proteção adaptativa de alimentadores de distribuição de energia elétrica considerando geração distribuída*, Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Programa de Pós-Graduação e Engenharia Elétrica, Florianópolis, SC, 2011.
- [25] Xu, Wilsun. Fellow, IEEE. *A New Control Strategy to Mitigate the Impact of Inverter-Based DGs on Protection System* - IEEE Transactions On Smart Grid, Vol. 3, No. 3, September 2012.

- [26] Short, T. A. *Electric Power Distribution Handbook*, Electric Power Engineering Series, 2004.
- [27] Anderson, P.M. *Power System Protection*, McGraw Hill, IEEE Power Engineering Society, sponsor, 1999.
- [28] Kindermann, Geraldo. *Curto-Circuito*. 5ª Edição do autor. Florianópolis, 2010.
- [29] Mason, C. R. *The Art & Science of Protective Relaying*. 1956. Disponível em: <<http://www.geindustrial.com/pm/notes/artsci/>>.
- [30] Gönen, T. *Electric Power Distribution System Engineering*. McGraw-Hill series in Electrical Engineering Power and Energy, 1986.
- [31] ELETROBRÁS. *Coleção Distribuição de Energia Elétrica. Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição*. Editora Campus Eletrobrás, Vol. 2. Rio de Janeiro, 1982.
- [32] CEMIG. *Proteção Contra Sobrecorrentes em Redes de Distribuição Aéreas*. Diretoria de Distribuição. Estudo de Distribuição ED – 3.3. Nov., 1994.
- [33] Giguier. *Proteção de Sistemas de Distribuição*. Editora Sagra, 1ª edição. Porto Alegre, 1988.
- [34] S&C ELECTRIC DO BRASIL, 2006. Disponível em: <<http://www.sandc.com.br>>.
- [35] Barbosa, M. *Sobretensões de Manobra*. Universidade do Porto – FEUP, 2005.
- [36] Bandeirante. *Proteção das Redes de Distribuição Aérea Primária – NTBD 3.01-0*. 1987.
- [37] NBR 5359. *Elos-fusíveis de Distribuição*. Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT. Norma Brasileira NBR 5359. Dezembro de 1989.
- [38] Pereira, Dejanir Ricardo. *Um Sistema de software para execução de estudos de coordenação e seletividade em sistemas de distribuição*. Itajubá - MG, 2007
- [39] CPFL. *Proteção de Redes Aéreas de Distribuição – Sobrecorrente*. Norma Técnica nº 2912, versão 1.1. Maio de 2003.
- [40] Coury, D.; Oleskovicz, M.; Giovanini, R. *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência: dos Relés Eletromecânicos aos Microprocessados Inteligentes*. São Carlos: EESC – USP. 2007.
- [41] Blackburn, J. L.; Domin, T. J.; 2006. *Protective Relaying Principles and Applications*. Third Edition London: Boca Raton, 638 p. 2006.
- [42] CEPEL. *Proteção para Sistemas MRT, RER-10*. CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.cepel.br/~per/download/rer/rer-10.pdf>>. 2006.
- [43] Albani. *Proteção do Sistema de Distribuição*. 2003.
- [44] Garcia, L. S.; Freitas, L. C. G.; Freitas, L. C.; Avelar, H. J.; Vieira Junior, J. B.; Coelho, E. A. A.; Farias, V. J. *Inversor Buck-Boost Aplicado à Fontes Alternativas de Energia Elétrica*. In: Conferência De Estudos Em Engenharia Elétrica, 8. Anais. Uberlândia, 2010a.

- [45] Avelar, Henrique José. *Estudo e Desenvolvimento de um Sistema de Energia Baseado em Célula a Combustível para Injeção de Potência na Rede Elétrica*. Uberlândia, MG: 2012.
- [46] Costa, R. A. *Modelagem Computacional e Análise do Comportamento de Células A Combustível De Membrana Polimérica Em Regime Permanente E Estático De Carga*. 119 f. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, mar. 2005.
- [47] Barbir, Frano. *PEM Fuel Cells: Theory and Practice*. San Diego: Elsevier Academic Press, 456 p, 2005.
- [48] Scott, G. W. *Microturbine Generators for Distribution System*. IEEE Industry Applications Magazine, pp57-62, 1998.
- [49] Costa, Dreifus Medeiros. *Aspectos Técnicos e Operacionais do Uso de Microturbinas Conectadas aos Sistemas Elétricos Para a Geração Distribuída de Energia Elétrica*. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, 2010.
- [50] Bona, Felipe Samuel de; Ruppert Filho, Ernesto. *As Microturbinas e a Geração Distribuída*. In Proceedings of the 5th Encontro de Energia no Meio Rural, Campinas, SP, 2004.
- [51] Xavier, M. D. *Geração distribuída no Brasil: Oportunidades e Barreiras*. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Itajubá , Itajubá, 2005.
- [52] Arrais Junior, Ernano. *Estratégia de Conversor para Interligação de Sistemas de Geração Eólica à Rede Elétrica*. Natal, RN, 2014.
- [53] GWEC, G. W. E. C. *Global Wind Report: Annual Market Update 2012*. [S.l.], 2013.
- [54] Blaabjerg, F.; Chen, Z. *Power Electronics for Modern Wind Turbines*. 1. ed. [S.l.]: Morgan & Claypool Publishers, 2006.
- [55] Chen, Z.; Guerrero, J.; Blaabjerg, F. *A Review of the State of The Art of Power Electronics for Wind Turbines*. Power Electronics, IEEE Transactions on, v. 24, n. 8, p. ISSN 0885-8993.1859–1875, 2009.
- [56] ANEEL, A. N. de E. E. Setembro de 2013. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia\\_eolica\(3\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica(3).pdf)>.
- [57] Pinho, J. T.; Galdino, M. A.; *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: CEPEL. CRESESB, 2014.
- [58] Souza, Vanderson Carvalho de. *Controle local de potência reativa em geradores fotovoltaicos para a melhoria da regulação de tensão em redes de distribuição*. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Pará, 2017.
- [59] Naruto, Denise Tieko. *Vantagens e Desvantagens da Geração Distribuída e Estudo de Caso de um Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica*. Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica, 2017.
- [60] Pizzali, L. F. O. *Desempenho de Redes de Distribuição com Geradores Distribuídos*. Tese de Doutorado, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira – SP, 2006.

## Anexo A – Dados do Sistema de Distribuição Teste

Na tabela A.1 estão o comprimento e as características de impedância de cada uma das seções.

**Tabela A.1** Comprimento e Configuração de Impedância das Seções do Alimentador.

Nó A	Nó B	Comprimento da Seção (km)	Configuração
800	802	0,786	300
802	806	0,527	300
806	808	9,823	300
808	810	1,769	303
808	812	11,43	300
812	814	9,061	300
814	850	0,003	301
816	818	0,521	302
816	824	3,112	301
818	820	14,67	302
820	822	4,187	302
824	826	0,923	303
824	828	0,256	301
828	830	6,230	301
830	854	0,158	301
832	858	1,493	301
834	860	0	301
834	842	0,615	301
836	840	0,085	301
836	862	0,262	301
842	844	0,085	301
844	846	0,411	301
846	848	1,109	301
850	816	0,161	301
852	832	0,094	301
854	856	0,003	303

854	852	7,110	301
858	864	11,22	303
858	834	0,493	301
860	836	1,776	301
862	838	0,816	304
888	890	1,481	300

As matrizes de impedância e admitância de fases por unidade de comprimento são mostradas nas figuras abaixo.

Configuração 300:

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} 0,8355 + 0,8339.j & 0,1304 + 0,3589.j & 0,1322 + 0,3114.j \\ 0,1304 + 0,3589.j & 0,8222 + 0,8427.j & 0,1283 + 0,2851.j \\ 0,1322 + 0,3114.j & 0,1283 + 0,2851.j & 0,8257 + 0,8367.j \end{bmatrix} (\Omega/\text{km})$$

$$Y_{abc}^d = \begin{bmatrix} 3,3136.j & -0,9511 & -0,6176 \\ -0,9511 & 3,1663.j & -0,3858 \\ -0,6176 & -0,3858.j & 3,0360j \end{bmatrix} (\mu\Omega^{-1}/\text{km})$$

Configuração 301:

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} 1,1987 + 0,8821.j & 0,1454 + 0,4026.j & 0,1474 + 0,3556.j \\ 0,1454 + 0,4026.j & 1,1973 + 0,8930.j & 0,1430 + 0,3273.j \\ 0,1474 + 0,3556.j & 0,1430 + 0,3273.j & 1,2011 + 0,8880.j \end{bmatrix} (\Omega/\text{km})$$

$$Y_{abc}^d = \begin{bmatrix} 3,2004.j & -0,8977 & -0,5875 \\ -0,8977 & 3,0625.j & -0,3719 \\ -0,5875 & -0,3719 & 2,9470j \end{bmatrix} (\mu\Omega^{-1}/\text{km})$$

Configuração 302:

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} 1,7497 + 0,9284.j & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} (\Omega/\text{km})$$

$$Y_{abc}^d = \begin{bmatrix} 2,6407.j & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} (\mu\Omega^{-1}/\text{km})$$

Configuração 303:

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1,7497 + 0,9284.j & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} (\Omega/\text{km})$$

$$Y_{abc}^d = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 2,6407.j & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} (\mu\Omega^{-1}/\text{km})$$

Configuração 304:

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1,2010 + 0,8882.j & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} (\Omega/\text{km})$$

$$Y_{abc}^d = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 2,7273.j & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} (\mu\Omega^{-1}/\text{km})$$

As tabelas A.2 e A.3 trazem os dados de carga do alimentador e o tipo de conexão das mesmas. São, respectivamente, cargas concentradas e cargas distribuídas, de acordo com o modelo provido pelo IEEE.

**Tabela A.2** Cargas Concentradas

Nó	Conexão Tipo	Fase A (kW)	Fase A (kVAr)	Fase B (kW)	Fase B (kVAr)	Fase C (kW)	Fase C (kVAr)
860	Y	20	16	20	16	20	16
840	Y	9	7	9	7	9	7
844	Y	135	105	135	105	135	105
848	Delta	20	16	20	16	20	16
890	Delta	150	75	150	75	150	75
830	Delta	10	5	10	5	25	10
Total		344	224	344	224	359	229

**Tabela A.3** Cargas Distribuídas

Nó A	Nó B	Conexão Tipo	Fase A (kW)	Fase A (kVAr)	Fase B (kW)	Fase B (kVAr)	Fase C (kW)	Fase C (kVAr)
802	806	Y	0	0	30	15	25	14
808	810	Y	0	0	16	8	0	0
818	820	Y	34	17	0	0	0	0
820	822	Y	135	70	0	0	0	0
816	824	Delta	0	0	5	2	0	0
824	826	Y	0	0	40	20	0	0
824	828	Y	0	0	0	0	4	2
828	830	Y	7	3	0	0	0	0

854	856	Y	0	0	4	2	0	0
832	858	Delta	7	3	2	1	6	3
858	864	Y	2	1	0	0	0	0
858	834	Delta	4	2	15	8	13	7
834	860	Delta	16	8	20	10	110	55
860	836	Delta	30	15	10	6	42	22
836	840	Delta	18	9	22	11	0	0
862	838	Y	0	0	28	14	0	0
842	844	Y	9	5	0	0	0	0
844	846	Y	0	0	25	12	20	11
846	848	Y	0	0	23	11	0	0
Total			262	133	240	120	220	114