

Leonardo Lameira do Nascimento

**SISTEMA MULTIAGENTE PARA PROTEÇÃO ADAPTATIVA
DE MICRORREDES**

Dissertação submetida ao Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
da Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do Grau de
Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof.^a Jacqueline Gisèle
Rolim, Dra Eng.

Florianópolis
2014

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária
da UFSC.

Nascimento, Leonardo Lameira do
Sistema Multiagente para Proteção Adaptativa de
Microrredes / Leonardo Lameira do Nascimento ;
orientadora, Jacqueline Gisèle Rolim – Florianópolis,
SC, 2014.
198 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica.

Inclui referências

1. Engenharia Elétrica. 2. Proteção de Sistemas
Elétricos. 3. Microrredes e Geração Distribuída. 4.
Transitórios Eletricidade - Métodos de Simulação. I. Rolim,
Jacqueline Gisèle Rolim. II. Universidade Federal de Santa
Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
III. Título.

Leonardo Lameira do Nascimento

**SISTEMA MULTIAGENTE PARA PROTEÇÃO ADAPTATIVA
DE MICRORREDES**

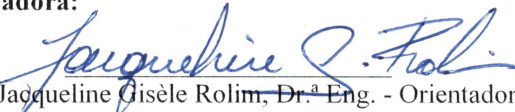
Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de “Mestre em Engenharia Elétrica”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.

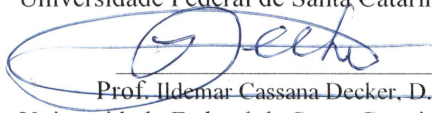
Florianópolis, 12 de Março de 2014.

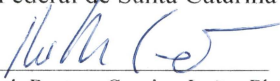

Prof. Patrick Kuo-Peng, Dr.

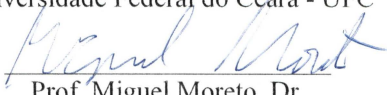
Coordenador do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica

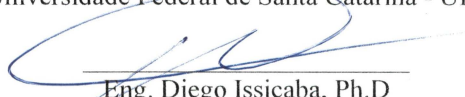
Banca Examinadora:


Prof.ª Jacqueline Gisèle Rolim, Dr.ª Eng. - Orientadora
Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC


Prof. Ildemar Cassana Decker, D.Sc.
Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC


Prof.ª Ruth Pastora Saraiva Leão, Ph.D.
Universidade Federal do Ceará - UFC


Prof. Miguel Moreto, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC


Eng. Diego Issicaba, Ph.D.
Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores - INESC

Este trabalho é dedicado à minha
família, em especial minha avó Rosa.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a todas as pessoas que me deram apoio para o desenvolvimento deste trabalho. Não tinha a pretensão de citar nomes porque posso me esquecer de alguém (e todos foram muito importantes). Entretanto, há algumas pessoas que, inevitavelmente, tenho que agradecer em especial.

À minha orientadora e professora Jacqueline Gisèle Rolim, pelas inúmeras sugestões, que resultaram na conclusão deste trabalho, e aos professores avaliadores Ildemar Cassana Decker, Ruth Pastora Saraiva Leão, Miguel Moreto e Diego Issicaba, que contribuíram para o aprimoramento desta.

À minha família em especial minha avó Rosa, cujas palavras e gestos de carinho, amor e apoio superam quaisquer outras no mundo, e minha mãe Tânia por me dar “força” e indiretamente me ensinar a ser paciente. Também quero agradecer a Isabela, alguém muito especial presente enquanto eu escrevia esta dissertação e que para mim é um exemplo de garra e de grande dedicação.

À Patrícia Cristina Maiola pela oportunidade de continuar seu trabalho e pelas inúmeras explicações do seu sistema. Também a Salzano Sunero Garcia da CELESC, pelas informações prestadas sobre a microrrede teste.

Aos meus colegas do mestrado e que se tornaram, ao longo desta jornada, grandes amigos. Também gostaria de agradecer aos meus amigos da Tractebel Energia, que acompanharam uma parte muito importante do desenvolvimento desta dissertação.

Finalmente, gostaria de agradecer a CAPES, ao projeto de P&D Microger (convênio UFSC/UFRGS/FEESC/CPFL/RGE) pelo incentivo financeiro no desenvolvimento desta pesquisa.

Alguns homens veem as coisas como são, e dizem
'Por quê?' Eu sonho com as coisas que nunca
foram e digo 'Por que não?'

(George Bernard Shaw)

RESUMO

A integração de geradores conectados nas redes de distribuição de energia, também chamada de Geração Distribuída (GD), pode gerar dificuldades para a operação e controle, pois altera características tradicionais destes sistemas. Estas dificuldades podem ser em parte resolvidas nas chamadas microrredes, que são subsistemas da rede de distribuição de energia, cuja principal característica é a capacidade de operar em condições de ilha, ou seja, separadas da rede principal de distribuição de energia elétrica. Entretanto, as microrredes também trazem consigo desafios a serem resolvidos, um deles diz respeito à proteção, especificamente à sensibilidade e coordenação de relés com funções de sobrecorrente. Assim, neste trabalho é proposta uma arquitetura de Sistema Multiagente (SMA) para realizar a proteção adaptativa de microrredes baseada em relés com função direcional de sobrecorrente instantânea e temporizada. Para implementação do protótipo foi utilizada a plataforma JADE (*Java Agent Development Framework*), juntamente com uma biblioteca em JAVA para desenvolvimento de Sistemas Especialistas (SE), chamada CLIPSJNI (*Java Native Interface for C Language Integrated Production System*). Na arquitetura proposta, é descrito o papel que cada um dos agentes desempenha na proteção, sua hierarquia e a troca de mensagens entre agentes para execução da tarefa a ser realizada – isto é, mudança nos ajustes de configuração dos relés (análise *off-line*) ou detecção e eliminação de faltas (análise *on-line*). Simulações de faltas no *software* PSCAD/EMTDC (*Power System Computer Aided Design/ Eletromagnetic Transients Including DC*) foram realizadas para parametrizar os agentes do sistema e também para verificar a viabilidade da proposta. Finalmente, os resultados obtidos são discutidos e atestam a eficiência da metodologia desenvolvida.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Microrredes, Proteção Adaptativa, Sistema Multiagentes.

ABSTRACT

The integration of generators connected to power distribution networks, also called Distributed Generation (DG), alters traditional features of these systems and may cause difficulties for their operation and control. These difficulties can be partly resolved by microgrids, which are subsystems of the power distribution network, whose main feature is the ability to operate in islanding conditions, i.e., separated from the main distribution network. However, microgrids also bring challenges to be solved, one of them concerns the protection, specifically the sensitivity and coordination of overcurrent relays. In this context, this dissertation proposes an architecture of Multi-Agent System (SMA) to perform adaptive protection of microgrids based on directional time and instantaneous overcurrent functions. For the implementation of the prototype JADE (Java Agent Development Framework) platform was used, along with a library in Java for Expert Systems (SE), called CLIPSJNI (Java Native Interface for C Language Integrated Production System). The hierarchy between agents in the proposed architecture and the role played by each protecting agent is described. Examples of messages exchanged between agents to perform tasks such as change of relay settings (*off-line analysis*) or detection and elimination of faults (*on-line analysis*) are presented. Simulations of faults in PSCAD/EMTDC (Power System Computer Aided Design / Electromagnetic Transients Including DC) are performed to parameterize the agents of the system and also to verify the feasibility of the proposal. Finally, the results obtained are discussed and testify the efficiency of the developed methodology.

Keywords: Distributed Generation, Microgrids, Adaptive Protection, Multi-Agent Systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Topologia básica e principais elementos constituintes de uma microrrede.....	37
Figura 2: Esquema Básico de Proteção de um alimentador de distribuição.....	44
Figura 3: Exemplo de localização de dois fusíveis em um alimentador na rede de distribuição.....	45
Figura 4: Curvas de corrente versus tempo de um fusível tipo H.....	46
Figura 5: Exemplo de proteção combinada de seccionizadores, fusíveis e religadores.....	48
Figura 6: Diagrama de um sistema de proteção composto por relés de proteção de sobrecorrente (RA, RB, RC e RN), TCs e disjuntores.....	50
Figura 7: Curvas de um relé com função de proteção temporizada de acordo com curva de tempo IEEE Extremamente Inversa.....	51
Figura 8: Exemplo de diagrama orientativo para conexão de geração para conexão em Média Tensão 13,8 kV, 23 kV ou 34,5 kV.....	53
Figura 9: Exemplo de diagrama orientativo de conexão de geração sem inversores em Baixa Tensão.....	54
Figura 10: Exemplo de diagrama orientativo de conexão de geração com inversores em Média Tensão.....	55
Figura 11: Protocolo de interação <i>FIPA-Request-Protocol</i>	75
Figura 12: Protocolo de interação <i>FIPA-Cancel-Meta-Protocol</i>	76
Figura 13: Gerenciamento de Agentes na especificação FIPA.....	77
Figura 14: Interface gráfica do Agente RMA na plataforma JADE.....	79
Figura 15: Relacionamento entre os principais elementos da arquitetura JADE.....	80
Figura 16: Paradigma de envio de mensagens assíncronas no JADE.....	81
Figura 17: Modelo de dados da norma IEC 61850.....	83
Figura 18: Hierarquia funcional ou modelo das interfaces na norma IEC 61850.....	83
Figura 19: Exemplo de declaração de uma regra no CLIPS.....	88
Figura 20: Arquitetura do SMA proposto.....	91
Figura 21: Exemplo de execução do SMA desenvolvido constituído por três agentes. A visualização é disponibilizada pelo agente <i>Sniffer</i> do JADE.....	95
Figura 22: Tela de mensagem ACL entre o Agente Relé 2-3 e o Agente Coordenador.....	96
Figura 23: A Microrrede teste.....	104
Figura 24: Representação componente Fonte de Tensão Trifásica modelo 2 (<i>Three Phase Voltage Source Model 2</i>) do PSCAD.....	107
Figura 25: Bloco desenvolvido que modela um gerador eólico de Imãs Permanentes.....	107
Figura 26: Representações do componente Transformador Trifásico de dois enrolamentos (<i>3-phase 2-winding Transformer</i>) do PSCAD.....	108

Figura 27: Representação do componente Cabos Mutuamente Acoplados (<i>Mutually Coupled Wires</i>).	108
Figura 28: Representação do componente de Carga Fixa (<i>Fixed Load</i>) no PSCAD.	109
Figura 29: Representação do componente de Falta Trifásicas (<i>Three-phase Fault</i>) no PSCAD.	110
Figura 30: Representação do componente Lógica de Falta por Tempo (<i>Timed Fault Logic</i>) no PSCAD.	111
Figura 31: Componente ProtLT.	111
Figura 32: Diagrama interno do bloco ProtLT.	112
Figura 33: Representação do Componente Bloco de detecção de sobrecorrente (<i>Over Current Detection Block</i>), função de sobrecorrente instantânea, no PSCAD.	112
Figura 34: Representação do componente Relé de Sobrecorrente de Tempo Inverso (<i>Inverse time Over Current Relay</i>) no PSCAD.	113
Figura 35: Topologia 1 da Microrrede Teste.	116
Figura 36: Topologia 2 da Microrrede Teste.	117
Figura 37: Topologia 3 da Microrrede Teste.	118
Figura 38: Topologia 4 da Microrrede Teste.	119
Figura 39: Topologia 5 da Microrrede Teste.	120
Figura 40: Topologia 6 da Microrrede Teste.	121
Figura 41: Topologia 7 da Microrrede Teste.	122
Figura 42: Fluxograma da metodologia para as simulações.	123
Figura 43: Curvas de corrente em função do tempo e desempenho da proteção para um curto circuito trifásico na saída do gerador eólico.	133
Figura 44: Curvas de corrente em função do tempo e desempenho da proteção para um curto circuito monofásico na saída do gerador eólico.	134

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Tecnologias utilizadas para armazenamento de energia nas microrredes.	38
Quadro 2: Tecnologias utilizadas nos geradores ou IIDGs nas microrredes.	39
Quadro 3: Parâmetros de uma mensagem ACL e sua descrição.	74
Quadro 4: Regras do Sistema Especialista por classe de agente do SMA <i>off-line</i>	98
Quadro 5: Regras do Sistema Especialista por classe de agente do SMA <i>On-line</i>	100
Quadro 6: Determinação dos RTCs dos TCs da microrrede teste.	105
Quadro 7: Tempos de atuação das proteções, sem SMA ou com SMA <i>off-line</i> sem falha da proteção principal para a topologia 1.	125
Quadro 8: Tempos de atuação das proteções sem SMA ou com SMA <i>Off-line</i> sem falha da proteção principal para a topologia 2.	126
Quadro 9: Tempos de atuação das proteções sem SMA e sem falha da proteção principal para a topologia 5.	127
Quadro 10: Tempos de atuação das proteções de retaguarda sem SMA para a topologia 5.	128
Quadro 11: Comparação das correntes de curto-circuito para as topologias 1 e 5.	131
Quadro 12: Tempos de atuação das proteções sem SMA <i>Off-line</i> sem falha da proteção principal para a topologia 6.	132
Quadro 13: Tempos de atuação das proteções sem SMA e sem falha da proteção principal para a topologia 7.	135
Quadro 14: Tempos de atuação das proteções com SMA <i>off-line</i> e sem falha da proteção principal para a topologia 5.	135
Quadro 15: Tempos de atuação das proteções com SMA <i>off-line</i> com proteção principal e retaguarda para a topologia 5.	137
Quadro 16: Tempos de atuação das proteções com SMA <i>on-line</i> sem falha da proteção principal para a topologia 5.	139
Quadro 17: Tempos de atuação das proteções com SMA <i>Off-line</i> sem falha da proteção principal para a topologia 6. Campos em branco neste quadro significam que não houve atuação da proteção.	140
Quadro 18: Tempos de atuação das proteções com SMA <i>On-line</i> sem falha da proteção principal para a topologia 6.	141

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC – Corrente Alternada – *Alternating Current*
ACL – Linguagem de Comunicação de Agentes – *Agent Communication Specifications*
AID – Identificador do Agente – *Agent Identifier*
AMS – Sistema de Gerenciamento dos Agentes – *Agent Management System*
AOP – Programação Orientada à Agentes – *Agent Oriented Programming*
AP – Agente de Plataforma – *Agent Platform*
CA – Agente de Controle – *Control Agent*
CC – Controlador Central – *Central Controller*
CCU – Unidade de Controle Central – *Central Control Unit*
CERTS – *Consortium for Electric Reliability Technology*
CHP – Sistemas de Combinados de Calor e Potência – *Combined Heat and Power*
CLIPS – Sistema de Produção Integrado da Linguagem C – *C Language Integrated Production System*
CLIPSJNI – Interface Java Nativa para CLIPS – *Java Native Interface for CLIPS*
COOL – CLIPS Linguagem Orientada a Objetos CLIPS – *CLIPS Object Oriented Language*
DC – Corrente Contínua – *Direct Current*
DCE – Ambiente Computacional Distribuído – *Distributed Computer Environment*
DER – Recursos de Energia Distribuídas – *Distributed Energy Resources*
DF – Facilitador de Diretórios – *Directory Facilitator*
EMM – Módulo de Gerenciamento de Energia – *Energy Management Module*
EMTDC – *EletroMagnetic Transients Including DC*
EUA – Estados Unidos
FIPA – *Foundation for Intelligent, Physical Agents*
GD – Geração Distribuída
GGF – *Global Grid Forum*
GSM – *Global System for Mobile*
HTTP – *Hyper Text Transfer Protocol*
IA – Inteligência Artificial
IEC – Comissão Internacional de Eletrotécnica – *International Electrotechnical Commission*

IED – Dispositivo Eletrônico Inteligente – *Intelligent Electronic Device*
IEEE – Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*
IETF – *Internet Engineering Task Force*
IHM – Interface Homem Máquina
IIDG – Geradores Distribuídos Interfaceados por Inversores – *Inverter Interfaced Distributed Generator*
IIOP – *Internet Inter-ORB Protocol*
IP – Protocolo de Internet – *Internet Protocol*/ Protocolos de Interação – *Interaction Protocol*
IPC – Unidade Integrada de Proteção e Controle – *Integrated Protection and Control*
ISO – Organização de Padronização Internacional – *International Organization Standardization*
JADE – *Java Agent Development Framework*
LA – Agente de Carga – *Load Agent*
LC – Controlador de Cargas – *Load Controller*
LD – Dispositivo Lógico – *Logical Device*
LN – Nó Lógico – *Logical Node*
LT – Linha de Transmissão
MC – Controlador de Microgeração – *Microsource Controller*
MCC – Controlador Central da Microrrede – *Microgrid Central Controller*
MGA – Agente Microrrede – *Microgrid Agent*
MGCC – Controlador Central da Microrrede – *Microgrid Central Controller*
MHCP – Sistemas Microcabinados de calor e Potência – *Micro-Combined Heat and Power*
MTS – Serviços de Transporte de Mensagens – *Message Transport Service*
OMG – *Object Manage Group*
OSI – *Interconexão de Sistemas Abertos* – Open Systems Interconnection
PCC – Ponto de Acoplamento Comum – *Point of Common Couplin*
PCH – Pequena Central Hidroelétrica
PCM – Módulo de Coordenação da Proteção – *Protection Coordination Module*
PSCAD – Power System Computer Aided Design
PV – Celula Fotovoltaica – *Photovoltaic*
RTC – Relação de Transformação de Corrente
SAS – Sistemas de Automação em Subestações

SCADA – Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados – *Supervisory Control and Data Acquisition*
SE – Sistemas Especialistas
SEP – Sistemas Elétricos de Potência
SF6 – Hexafluoreto de Enxofre
SMA – Sistemas Multiagentes
STIEI – Sobrecorrente de Tempo Inverso com Elemento Instantâneo
SWA – Agente de Chaveamento – *Switch Agent*
TC – Transformador de Corrente
TCP – Protocolo de Controle de Transmissão – *Transmission Control Protocol*
TD – Dial de Tempo – *Time Dial*
TI – Transformador de Instrumentos
TP – Transformador de Potencial
W3C – *World Wide WEB Consortiolum*
WAP – *Wireless Application Protocol*
WEC – Sistemas de Conversão de Energia Eólica – *Wind Energy Conversion Systems*
XML – *Extensible Markup Language*

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	25
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	25
1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA – ESTRATÉGIAS DE PROTEÇÃO EM MICRORREDES.....	26
1.3 OBJETIVO DA DISSERTAÇÃO.....	32
1.4 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO.....	32
2 MICRORREDES.....	33
2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	33
2.2 CONTEXTUALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E O CONCEITO DE MICRORREDES.....	33
2.3 VANTAGENS, IMPLICAÇÕES TÉCNICAS E ECONÔMICAS.....	36
2.4 TOPOLOGIA BÁSICA E PRINCIPAIS ELEMENTOS.....	37
2.4.1 Armazenadores de Energia.....	38
2.4.2 Geradores.....	38
2.4.3 Cargas.....	40
2.4.4 Elementos de Controle e Sistema de Comunicação.....	40
2.4.5 Elementos de interligação da Microrrede.....	41
2.5 ASPECTOS DE CONTROLE E OPERAÇÃO: MODO DE OPERAÇÃO INTERLIGADO E ILHADO.....	41
2.6 PROTEÇÃO EM MICRORREDES.....	43
2.6.1 Proteção em sistemas de distribuição convencionais.....	43
2.6.1.1 <i>Chave Fusível.....</i>	44
2.6.1.2 <i>Religadores Automáticos.....</i>	47
2.6.1.3 <i>Seccionalizadores Automáticos.....</i>	47
2.6.1.4 <i>Disjuntores.....</i>	48
2.6.1.5 <i>Transformadores de Instrumentos.....</i>	49
2.6.1.6 <i>Relés e Funções de Proteção de Sobrecorrente Instantânea (função 50) e Temporizada (função 51).....</i>	49
2.6.2 Proteção em Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída.....	52
2.6.2.1 <i>Proteção de Sobrecorrente Direcional (função 67).....</i>	56
2.6.2.2 <i>Proteção de Sobretensão (função 59).....</i>	56
2.6.2.3 <i>Proteção de Subtensão (função 27).....</i>	57
2.6.2.4 <i>Proteção de Frequência (função 81).....</i>	57
2.6.2.5 <i>Proteção Direcional de Potência (função 32).....</i>	57
2.6.2.6 <i>Proteção de Sincronismo (função 78).....</i>	58
2.6.3 Filosofia de Proteção em Microrredes.....	58
2.6.4 Aspectos Relacionados à Proteção de Microrredes.....	59
2.6.4.1 <i>Tipos de Geradores e Sensibilidade dos Relés.....</i>	60
2.6.4.2 <i>Transformadores.....</i>	61
2.6.4.3 <i>Segurança Elétrica e Aterramento.....</i>	62
2.6.4.4 <i>Uso de Religadores Automáticos.....</i>	64
2.7 IMPLEMENTAÇÕES E PESQUISAS MUNDIAIS.....	65
2.7.1 América do Norte.....	65

2.7.2 Europa	66
2.7.2.1 <i>Projeto de Pesquisa em Microrredes da União Europeia (EU Microgrids Research Project)</i>	66
2.7.2.2 <i>Projeto de Pesquisa More Microgrids da União Europeia (EU More Microgrids Research Project)</i>	67
2.7.3 Ásia	68
2.8 CONTEXTUALIZAÇÃO DAS MICRORREDES NO BRASIL	68
2.9 CONSIDERAÇÕES FINAIS	69
3 TÉCNICAS DE INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL APLICADAS A SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA: SISTEMAS MULTIAGENTES E SISTEMAS ESPECIALISTAS	71
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	71
3.2 SISTEMAS MULTIAGENTES	71
3.2.1 O JADE	78
3.2.2 SMAs e a Norma IEC61850	82
3.3 SISTEMAS ESPECIALISTAS	86
3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	89
4 IMPLEMENTAÇÃO DA FERRAMENTA PROPOSTA	91
4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	91
4.2 ARQUITETURA DO SISTEMA MULTIAGENTE PROPOSTO	91
4.2.1 Comportamentos dos Agentes	97
4.2.1.1 <i>Agentes Relés</i>	97
4.2.1.2 <i>Agente Coordenador</i>	97
4.2.1.3 <i>Agente Configurador</i>	97
4.2.2 Regras dos Sistemas Especialistas	98
4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS	101
5 MODELAGEM DA MICRORREDE E ELEMENTOS	103
5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	103
5.2 A MICRORREDE TESTE	103
5.3 MODELAGEM DA MICRORREDE E COMPONENTES	105
5.3.1 O PSCAD/EMTDC	105
5.3.2 Concessionária e geradores	106
5.3.2.1 <i>Geradores Síncronos – PCHs e Concessionária</i>	106
5.3.2.2 <i>Geradores Eólicos de Ímãs Permanentes</i>	107
5.3.3 Transformadores de Potência	107
5.3.4 Cargas	109
5.3.5 Faltas	110
5.3.6 Elementos de Proteção	111
5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	113
6 SIMULAÇÕES E ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS	115
6.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	115
6.2 APRESENTAÇÃO DAS TOPOLOGIAS	115
6.3 ANÁLISE DOS RESULTADOS	124

6.3.1 Inclusão de Geração Eólica com a Microrrede Conectada: topologias 1 e 2.	124
6.3.2 Descoordenação do Sistema de Proteção: topologias 3, 4, 5 e 6.	127
6.3.3 Sensibilidade das Proteções com Função de Sobrecorrente Instantânea: topologias 3, 4, 5, 6 e 7.	131
6.3.4 Contribuição dos Geradores Eólicos para Correntes de Falta: topologias 2, 4, 5, 6 e 7.	133
6.3.5 Condição de Operação com Pouca Geração e Carga Prioritária: Topologia 7.	134
6.3.6 Desempenho da Proteção com o SMA Desenvolvido na Microrrede Teste.	135
6.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS.	142
7 CONCLUSÕES.	143
7.1 SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS.	144
REFERÊNCIAS.	145
APÊNDICE A – Dados da Microrrede.	161
APÊNDICE B – Parâmetros do Gerador Eólico.	163
APÊNDICE C – Programa para Coordenação de Relés.	185
APÊNDICE D – Condições Operacionais Pré-Falta.	191
APÊNDICE E – Ajustes das proteções sem SMA e com SMA.	195

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Historicamente, a maior parte dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) apresenta estrutura centralizada, com grandes centrais geradoras de energia elétrica de um lado e concentração de cargas de outro, com fluxo de potência transmitido por longas distâncias. Assim, a maioria das redes de distribuição convencional apresenta característica radial, com fluxo de potência unidirecional, fluindo no sentido da concessionária para os consumidores.

A integração de geradores de pequena escala nas redes de distribuição de energia elétrica tem se tornado uma tendência, fazendo com que um conceito chamado de Geração Distribuída (GD) surgisse para diferenciar-se da geração centralizada descrita anteriormente. A GD apresenta diversas vantagens potenciais como: melhoria no suporte de potência reativa do sistema, redução de perdas nas linhas de transmissão, melhoria na qualidade de energia e incremento na utilização de fontes de energias alternativas, como fotovoltaica e eólica. Em contrapartida, algumas dificuldades técnicas e econômicas são encontradas, como por exemplo: o investimento em fontes alternativas ainda ser elevado, a inserção de geradores no sistema de distribuição pode acarretar em variações no perfil de tensão da rede, fluxos de potência bidirecionais e mudanças nos valores nominais das correntes de curto-circuito – além da dificuldade na determinação destas correntes quando se tem Geradores Distribuídos Interfaceados por Inversores (IIDG – *Inverter Interfaced Distributed Generator*).

Ao mesmo tempo em que a inserção de gerações nas redes de distribuição pode reduzir a expansão do SEP tradicional (evita ou posterga investimentos, por exemplo, para construção de usinas maiores), esta integração pode gerar desafios do ponto de vista de operação e controle do SEP. Assim, um novo conceito chamado microrredes surgiu com o objetivo de melhorar estes aspectos, porque são subsistemas do SEP com habilidade de coordenação de geradores, capacidade de otimização da sua condição operacional e de operação na condição de ilhamento (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2007; KE *et al.*, 2011), que traz como principal benefício o aumento nos índices de confiabilidade e continuidade de fornecimento de energia.

A operação e controle das microrredes, mesmo com as vantagens anteriormente expostas, traz também outros desafios tecnológicos que ainda devem ser solucionados pelos engenheiros dos SEP. Entre estas

dificuldades estão, como exemplo, o controle da tensão e frequência, análise de estabilidade, gerenciamento de energia e proteção. Com relação a esta última, a coordenação da proteção é evidentemente necessária para os dois modos de operação da microrrede, o que, à princípio, significa que a proteção adaptativa pode se tornar um requisito para a proteção eficaz.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA – ESTRATÉGIAS DE PROTEÇÃO EM MICRORREDES

Para garantir a segurança e confiabilidade do sistema elétrico, o sistema de proteção assume importância fundamental. Ele é composto por equipamentos que têm como objetivo isolar e remover prontamente elementos que possam interferir negativamente na operação normal do SEP, como em situações de falhas ou curtos-circuitos. De acordo com (MASON, 1956), os requisitos que o sistema de proteção devem atender de forma a manter a qualidade do fornecimento de energia elétrica são:

- **Seletividade:** o sistema de proteção deve garantir que somente a parte do SEP atingido pelo defeito seja isolada, as demais não afetadas devem continuar em serviço.
- **Rapidez:** os defeitos devem ser extintos no menor tempo possível pelo sistema de proteção, de forma a evitar que interfiram na operação normal do restante do SEP.
- **Sensibilidade:** a proteção deve ser sensível aos defeitos que venham a ocorrer no sistema elétrico.
- **Segurança e Confiabilidade:** o sistema de proteção deve sempre atuar no caso de faltas, mas não deve realizar falsas operações quando o sistema elétrico opera em condições normais.

Nos sistemas de distribuição de energia elétrica, entre os principais dispositivos que constituem o sistema de proteção estão as chaves fusíveis, as seccionadoras, os religadores automáticos, os transformadores de corrente (TCs) e de potencial (TPs) – conhecidos como transformadores de instrumentos (TIs) – e associados a estes, os relés de proteção (ELETROBRÁS, 1982).

Os relés são equipamentos que têm por objetivo detectar faltas e situações anormais de operação no circuito a que estão conectados (KINDERMANN, 2005b). Atualmente, os relés digitais vêm dominando o setor elétrico devido às suas vantagens em relação aos eletromecânicos (primeiros relés que surgiram), em decorrência da possibilidade de implementação de novas funcionalidades, como: autodiagnóstico,

diversas funções de proteção num único equipamento, relatórios de eventos e a integração de técnicas inteligentes para melhorar o desempenho da proteção.

Ainda hoje, nas redes de distribuição convencionais, as configurações dos dispositivos de proteção, incluindo os relés, são feitas de modo “inflexível”. Isto significa que, após ter sido realizado um estudo prévio do sistema onde estes equipamentos serão inseridos, estes são configurados e suas parametrizações, normalmente não são mais modificadas (exceto sob certas condições). Um exemplo é o que ocorre com os relés com função de sobrecorrente, no qual para seu ajuste, é levado em consideração o fato que a mínima corrente de operação deve ser maior que a máxima corrente de sobrecarga do circuito (BITTENCOURT, 2011).

Entretanto, manobras programadas para manutenção de emergência, reparos ou ainda transferência de cargas sazonais nos sistemas de distribuição, fazem com que, se novos ajustes no sistema de proteção são necessários, eles devem ser realizados manualmente. Isso implica em retardos de respostas a emergências, além de introduzir possíveis erros humanos, comprometendo o sistema de proteção (SCHWEITZER *et al.*, 1992). Os constantes desenvolvimentos da tecnologia dos relés digitais e o emprego da proteção adaptativa possibilitaram a minimização destes problemas. Conceitualmente, proteção adaptativa pode ser descrita como uma filosofia que permite a realização de ajustes nos sistemas de proteção, através de esquemas ou grupos, inclusive remotamente, de forma a tornar a proteção mais adequada às condições variáveis da rede elétrica (PHADKE e THORP, 2009).

Quando ocorre integração de GD, características do sistema como redistribuição de fluxos em situações normais e de falta são alteradas e também nesta situação, torna-se necessária uma estratégia para realizar a mudança dos parâmetros no sistema de proteção. Diversas técnicas para aplicação de proteção adaptativa têm sido propostas e incluem o uso de medição fasorial e posterior ajuste da proteção (BRAHMA e GIRGIS, 2004), verificação de decréscimo na corrente nominal dos alimentadores quando há inserção de GD, identificação do estado de disjuntores para definição da lógica do grupo de ajustes de relés com função de sobrecorrente (BITTENCOURT, 2011), análise de resposta transiente das gerações, considerando a localização de religadores automáticos (JOONHO *et al.*, 2008), entre outros. Também, técnicas de IA, como redes neurais (KHAPARDE *et al.*, 1996; REZAEI e HAGHIFAM, 2008; ZAYANDEHROODI *et al.*, 2012) e SMAs (HUI *et al.*, 2005; SEONG-IL *et*

al., 2006), têm sido abordadas como estratégias adaptativas de proteção nestes sistemas.

Em microrredes, algumas características, como fluxo de potência bidirecional e mudança nos valores de corrente nominal, em decorrência da inserção de geradores também estão presentes. Desta forma, assim como ocorre com a GD, a proteção adaptativa pode assumir importância fundamental, além de ser classificada como uma das características importantes nas microrredes (KE *et al.*, 2011).

Um ponto importante para a proteção de microrredes em estado ilhado, que as diferenciam dos sistemas de distribuição convencionais, é que alguns geradores, chamados IIDGs, como o próprio nome sugere, necessitam de dispositivos de eletrônica de potência (chamados de inversores) para poderem se conectar à rede. Alguns estudos destacam a impossibilidade dos IIDGs contribuírem para correntes de falta de mesma magnitude que os geradores convencionais (síncronos) devido a aspectos construtivos destes equipamentos (HAN *et al.*, 2010; PLET *et al.*, 2010). Embora a maioria das características de desempenho e equipamentos de proteção de microrredes seja consistente com aqueles presentes nos atuais sistemas de distribuição de energia (CHOWDHURY *et al.*, 2009), esta característica dos IIDGs pode representar um problema para o sistema de proteção, tendo em vista que as redes de distribuição convencionais são projetadas para operar com elevadas correntes de falta, baseadas na sensibilidade de relés de sobrecorrente, que poderão não funcionar apropriadamente quando a microrrede estiver operando em modo ilhado (FEERO *et al.*, 2002; ZEINELDIN *et al.*, 2006).

Dois princípios básicos de operação das microrredes são chamados *peer-to-peer* e *plug-and-play* (KE *et al.*, 2011). O princípio *peer-to-peer* afirma que na microrrede não deve haver componentes, tais como um controlador mestre ou unidade central de armazenamento, que torne crítica sua operação, o que significa que a microrrede deve continuar operando mesmo com a perda de qualquer equipamento ou gerador. No princípio de *plug-and-play*, qualquer geração pode ser inserida em qualquer ponto do sistema sem necessidade de um novo projeto de controladores, o que por sua vez, significa que erros decorrentes de novos projetos podem ser evitados; assim, geradores e armazenadores de energia podem ou não ser disponibilizados, dependendo de interesses como minimização de perdas, manutenção e redução de custos de operação. Estes princípios, claramente, têm impactos sobre a proteção da microrrede, já que estas mudanças topológicas podem causar problemas de seletividade e sensibilidade dos relés. É interessante notar que estes dois princípios podem ser

estendidos também para o sistema de proteção: *peer-to-peer* implica que não deve haver componentes de proteção tais como um coordenador mestre ou um sistema de comunicação cuja falha torne crítica a proteção da microrrede; já *plug-and-play* acarreta que um gerador pode ser inserido na microrrede sem necessidade de reprojeto do sistema de proteção (LASSETER e PAIGI, 2004; NIKKHAJOEI e LASSETER, 2007; CHOWDHURY *et al.*, 2009; KE *et al.*, 2011).

Diversos trabalhos sobre proteção em microrredes propõem formas de contornar as dificuldades anteriormente apresentadas. Cabe salientar que algumas estratégias são propostas com base na estrutura, topologia e parâmetros de uma microrrede em particular (KE *et al.*, 2011). Isso significa, inclusive, que algumas destas propostas possam conflitar, por exemplo, com os conceitos *peer-to-peer* e *plug-and-play* apresentados. Uma das soluções, de grande simplicidade para os projetos de proteção em microrredes, é apresentada em (JAYAWARNA *et al.*, 2007) em que é adicionado ao Ponto de Conexão com a Concessionária (PCC – *Point of Common Couplin*), um armazenador de energia de grande capacidade de corrente de curto circuito, como um volante de inércia (*flywheel*). Quando ocorre uma falta na microrrede em estado isolado, este equipamento pode fornecer uma elevada corrente de curto-circuito, compensando desta forma a ausência da concessionária. Isso evita não somente que um novo projeto do sistema de proteção tenha que ser desenvolvido, mas também permite que a filosofia tradicionalmente aplicada nos sistemas de proteção das redes de distribuição possa ser mantida. A desvantagem é o substancial investimento neste equipamento, além da questão de confiabilidade operacional.

Algumas pesquisas utilizam sistemas de comunicação integrados ao sistema de proteção. Em (BIN *et al.*, 2009) é proposta uma Unidade Integrada de Proteção e Controle (IPC – *Integrated Protection and Control*), que realiza a interação entre os equipamentos da microrrede (geradores, cargas, armazenadores de energia, etc.) através de rede *Ethernet*. Neste sistema, dados provenientes de *Merging Units* são enviados através da rede ao IPC utilizando um protocolo da norma IEC61850. O IPC realiza uma série de análises e toma decisões sobre os estados dos disjuntores ou sobre o controle das gerações. Outro trabalho que utiliza um sistema de proteção centralizado é apresentado em (ZEINELDIN *et al.*, 2006), onde a influência do controle dos geradores para contribuição para correntes de faltas também é abordada. Neste trabalho, o sistema de proteção central, integrado ao sistema de controle, chamado Unidade de Controle Central (CCU – *Central*

Control Unit), realiza a coordenação entre relés com função diferencial (compara as correntes no início e no final das linhas, para detectar faltas) e relés com funções de sub/sobretensão e frequência (instaladas nas gerações para detectar ilhamentos), com o objetivo de identificar condições anormais de operação da microrrede.

O uso de proteção adaptativa centralizada é proposto em (OUDALOV *et al.*, 2009). Neste projeto a microrrede possui um controle central chamado de Controlador Central da Microrrede (MCC – *Microgrid Central Controller*) que interage com relés de sobrecorrente direcionais, através de duas análises. Na primeira, chamada *off-line*, diversas topologias da microrrede são armazenadas numa tabela de eventos, e as configurações dos relés para cada linha desta tabela são registradas numa tabela de ações. Na segunda análise, chamada *on-line*, o MCC modifica a configuração dos relés periodicamente ou quando houver a mudança na topologia da rede. As limitações da proposta apresentada são que a tabela de eventos pode requerer um número de configurações da ordem de 2^m , onde m é o número de disjuntores presentes na microrrede, além de a proteção adaptativa neste sistema depender da comunicação entre o PCC e os relés da microrrede.

Com foco na limitação para correntes de falta dos IIDGs, em (BARAN e EL-MARKABY, 2005; BRUCOLI e GREEN, 2007) é mostrado que a contribuição destes equipamentos varia consideravelmente, e é fortemente dependente do controle dos inversores. Trabalhos que visam contornar a limitação destes equipamentos para o suprimento de correntes de falta, do ponto de vista de proteção em microrredes, também já foram propostos. Por exemplo, em (HAN *et al.*, 2010) é desenvolvido um algoritmo de proteção adaptativa, que através de cálculos de impedâncias do sistema, adaptativamente modifica as configurações dos relés com função de sobrecorrente de forma a se adequar em tempo real ao estado (conectada ou isolada) da microrrede. Entretanto, nesta pesquisa não é analisada a condição quando se tem ambos, geradores síncronos e IIDGs, na mesma rede.

Outra proposta, considerando a limitação dos IIDGs para correntes de falta, é apresentada em (AL-NASSERI *et al.*, 2005; AL-NASSERI *et al.*, 2006), em que o valor da tensão instantânea das barras da microrrede ou das gerações, depois de realizada uma transformação de coordenadas *abc* para *dq0*, é comparada com valores previamente simulados. De acordo com este trabalho, qualquer distúrbio na saída da geração é refletido numa perturbação nos valores de referência *dq*, que são então utilizados para detectar e iniciar o isolamento da seção com falta. Uma das vantagens desta técnica é que permite distinguir se a falta

ocorre dentro ou externamente à microrrede e complementa as técnicas tradicionais de detecção através de sobrecorrentes. Em (HOU e HU, 2009) é utilizado o mesmo algoritmo anteriormente descrito em (AL-NASSERI *et al.*, 2005), exceto que a técnica possui uma melhoria, porque considera também a componente de sequência positiva para detecção de faltas, o que torna o método mais adequado, tanto para detecção de faltas simétricas, como assimétricas.

Uma abordagem de detecção de faltas não dependente de um sistema de comunicação, nem de proteção adaptativa é apresentado em (KE *et al.*, 2011), onde é proposta uma metodologia em que a detecção é realizada, ou através de função de sobrecorrente (para a microrrede conectada) ou por magnitude de tensão, através de componentes de sequência zero (para a microrrede ilhada). A identificação do modo de operação da microrrede (e conseqüentemente, do modo de detecção de faltas), é realizada através da obtenção e cálculo do ângulo de impedância de sequência zero dos transformadores localizados no PCC. Entretanto, um dos requisitos da proposta, é que somente os transformadores do PCC da microrrede sejam aterrados. Outra limitação é que a detecção somente é possível para faltas que envolvam a terra.

Finalmente, técnicas de IA para proteção em microrredes também têm sido exploradas, como os SMAs. Em (PENG *et al.*, 2010) esta técnica é utilizada para restauração de microrredes, através da busca para solução de um problema de otimização, cuja função objetivo é maximizar o número de cargas na rede, de acordo com algum critério de prioridade. Esta arquitetura de SMA é composta por um Agente de Controle (CA – *Control Agent*), diversos Agentes de Geração Distribuída (DGAs – *Distributed Generation Agents*), Agentes de Carga (LA – *Loads Agents*), Agentes de Chaveamento (SWAs – *Switch Agent*) e Agentes Microrrede (MGAs – *Microgrid Agents*). É importante observar que outros diversos estudos sobre a coordenação de proteção utilizando SMA também já foram propostos (TOMITA *et al.*, 1998; YANG e ZHU, 2004; ZENG *et al.*, 2004; HUI *et al.*, 2005; ZHU *et al.*, 2009; QIN *et al.*, 2011; MAIOLA e ROLIM, 2012) mas, em geral (e principalmente), com foco em GD. No contexto de microrredes, a maior parte das pesquisas utilizando SMAs abordam sobre controle distribuído, modelos de mercado, otimização e restauração do sistema. Assim, pode-se caracterizar a utilização de SMA, no contexto de proteção em microrredes, como pesquisa em potencial (KULASEKERA *et al.*, 2011).

1.3 OBJETIVO DA DISSERTAÇÃO

Dando prosseguimento à pesquisa descrita em (MAIOLA e ROLIM, 2012), neste trabalho é desenvolvido, no sentido de dar complementaridade, um Sistema Multiagente (SMA) para proteção adaptativa e coordenação de relés com função direcional de sobrecorrente instantânea e temporizada com foco em microrredes.

1.4 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Este trabalho é dividido em 7 capítulos. No capítulo 2, o conceito de microrredes é apresentado e alguns aspectos destes sistemas são comparados com as redes de distribuição convencionais, com e sem a inserção de GD. São apresentadas as vantagens, desvantagens, implicações técnicas e econômicas para sua implantação, dos elementos constituintes, modos de operação, pesquisas experimentais mundiais e sua contextualização no Brasil.

Duas técnicas de IA, com grande aplicação em SEP, inclusive em microrredes, chamados SMAs e Sistemas Especialistas são apresentadas no capítulo 3. Dentro da seção sobre SMAs, é incluída uma seção sobre o relacionamento entre esta técnica e a norma IEC 61850.

No capítulo 4 é descrito o SMA para proteção adaptativa de microrredes – proposta central deste trabalho – juntamente com a arquitetura do sistema desenvolvido e os diversos agentes que o constituem.

No capítulo 5 uma microrrede teste, baseada em uma parte de um sistema de distribuição real é apresentada. A modelagem desta microrrede e de seus componentes constituintes, desenvolvidos com o *software* PSCAD/EMTDC, também é mostrada.

No capítulo 6 são apresentadas as simulações e são realizadas análises dos resultados do SMA de faltas sobre a microrrede teste. Finalmente, as conclusões e algumas sugestões para trabalhos futuros são discutidas no capítulo 7.

2 MICRORREDES

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Muitos consumidores desconhecem as etapas pelas quais a energia passa antes de chegar ao seu destino final, que pode ser uma residência, comércio ou indústria. Basicamente, o sistema elétrico convencional é baseado em grandes usinas de geração, cuja energia é transmitida por extensas linhas de transmissão até ser finalmente entregue aos consumidores através de um sistema de distribuição de energia.

Nos últimos anos, os sistemas de distribuição de energia vêm sofrendo uma significativa transformação. Com a integração crescente de geradores nestas redes, estes sistemas estão deixando de ser redes passivas, com fluxos de potência unidirecionais, para se tornarem redes ativas, com fluxos de potência bidirecionais. Este fenômeno vem causando mudanças em várias escalas no sistema elétrico, desde a operação até a comercialização de energia, fazendo com que novas estratégias de planejamento e controle sejam necessárias (HADJSAID *et al.*, 2010). A integração de gerações nos sistemas de distribuição é conhecida como GD. A inserção destas fontes, ao mesmo tempo em que traz vantagens, ainda traz dificuldades técnicas para os engenheiros, do ponto de vista de operação e controle do SEP. Estes problemas, entretanto, podem ser pelo menos em parte, resolvidos pelas microrredes, que são subsistemas do SEP com habilidade de coordenação das gerações, capacidade de ilhamento, entre outras características. Neste capítulo, é apresentada uma breve contextualização da GD e é discutido o conceito de microrredes e seus principais elementos constituintes. Sobre este novo conceito, também são abordadas suas vantagens, implicações técnicas e econômicas, aspectos de controle e proteção, exemplos de arquiteturas e, finalmente, pesquisas e contextualização destas redes no Brasil.

2.2 CONTEXTUALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E O CONCEITO DE MICRORREDES

Atualmente há uma preocupação mundial no que concerne ao aumento da demanda de energia e, paralelamente, à crescente utilização de fontes convencionais provenientes de combustíveis fósseis. Estas fontes, além de possuírem baixa eficiência energética, causam impactos ambientais por emissões de carbono, por exemplo. Isso tem levado a

uma nova tendência de geração em pequena escala no nível das redes de distribuição, através da utilização de Recursos de Energia Distribuídos (DERs – *Distributed Energy Resources*), como exemplo: gás natural, sistemas combinados de calor e potência ou cogeração (CHP – *Combined Heat and Power*), biogás, geração eólica, células fotovoltaicas, células combustíveis e microturbinas (CHOWDHURY *et al.*, 2009; HADJSAID *et al.*, 2010; KE *et al.*, 2011).

Ainda não há uma definição única para a GD, podendo-se adotar diversos critérios, ou agrupá-los em diversas características dos geradores como: finalidade, localização, capacidade nominal, impacto ambiental, área de abrangência e modos de operação (ACKERMANN *et al.*, 2001). Mas algumas características aceitas, em geral, para a GD são (INEE, 2004; CHOWDHURY *et al.*, 2009):

- Não são centralmente planejadas ou despachadas pela concessionária de energia.
- Possuem capacidade nominal, em geral, menor que 50 MW.
- São usualmente conectadas em tensões de 230/415 V, podendo atingir até 145 kV.
- Localizam-se próximos aos centros de carga.

A GD traz vantagens, como por exemplo (ACKERMANN *et al.*, 2001; INEE, 2001; DUGAN e MCDERMOTT, 2002; ZENG *et al.*, 2004; VU VAN *et al.*, 2007; CHOWDHURY *et al.*, 2009):

- As fontes na GD não estão sujeitas às falhas nas redes de transmissão, o que significa aumento na confiabilidade no suprimento aos consumidores próximos à geração.
- O tempo de implantação de uma fonte na GD é inferior ao de um gerador centralizado. Com isso, é possível atender mais rapidamente ao crescimento da demanda.
- Aumento da estabilidade do sistema;
- Possibilidade de redução de perdas, custos e adiamentos de investimentos nos sistemas de transmissão.
- Redução de impactos ambientais por utilizar fontes de energia consideradas “limpas”, possibilidade de se obter melhor eficiência energética e econômica.
- No mercado de energia elétrica, aumentam-se as oportunidades de comercialização.

Em contrapartida, a GD apresenta algumas dificuldades, como em decorrência do aumento no número de empresas e entidades envolvidas para operacionalização do sistema, o que por sua vez, resulta em maior complexidade: administrativa, contratual, comercial,

operacional, de planejamento e realização de manutenções (inclusive no aspecto de segurança). Além disso, a GD tem impactos técnicos de operação, já que a inserção de fontes no sistema de distribuição pode influenciar o fluxo de potência, perfis de tensão, estabilidade, seletividades de proteção e qualidade de energia (ACKERMANN *et al.*, 2001; INEE, 2001; DUGAN e MCDERMOTT, 2002; ZENG *et al.*, 2004; VU VAN *et al.*, 2007; CHOWDHURY *et al.*, 2009):

- A injeção de potência das fontes pode aumentar ou reduzir as perdas do sistema de distribuição, dependendo da localização e tecnologia utilizada nestas fontes.

- Há mudanças nos níveis de corrente nominal e de curto circuito. Além disso, a presença de fluxos de potência bidirecionais exige recoordenação dos sistemas de proteção, especialmente se os sistemas de proteção existentes forem baseados em relés com função de sobrecorrente.

- Alguns tipos de geração, como a solar e eólica, utilizam conversores. A variabilidade da velocidade do vento e de radiação solar pode resultar em oscilações na potência fornecida à rede e também flutuações de tensão. Além disso, dependendo da tecnologia empregada nos inversores, estes geradores podem injetar harmônicos na rede.

- A relação de X/R (reatância sobre resistência) nas redes de distribuição é significativamente menor que nas redes de transmissão. Este fato resulta que aumentos de geração nos geradores implicam em elevação no perfil de tensão da rede e vice-versa. Esta relação também tem influência nas perdas do sistema.

- É possível, do ponto de vista de operação e controle do SEP, haver alguma dificuldade em se realizar a coordenação de inúmeras gerações.

Com o objetivo de solucionar parte dos problemas relacionados à inserção de geradores nas redes de distribuição, pesquisas recentes têm sido realizadas sobre um novo sistema chamado microrredes (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2007). Baseando-se em alguns trabalhos (LASSETER e PAIGI, 2004; NIKKHAJOEI e LASSETER, 2007; KATIRAEI *et al.*, 2008; CHOWDHURY *et al.*, 2009; KE *et al.*, 2011; MONTOYA *et al.*, 2013), podemos descrever uma microrrede como sendo um subsistema da rede de distribuição de energia elétrica, constituído de cargas, armazenadores de energia e geradores com baixa potência nominal, alimentadas em níveis de média e/ou baixa tensão. Este subsistema é conectado à rede principal (concessionária de energia) através do PCC, que determina seus dois estados operacionais: interligada (conectada ou

normal) e ilhada (ou isolada). A filosofia operacional de uma microrrede é que em condições normais opere no modo conectado à concessionária, mas na presença de um distúrbio, situação de emergência ou eventos programados, se desconecte, operando como um subsistema ilhado. Assim, para a concessionária de energia, uma microrrede pode ser vista como uma única carga controlável do SEP.

2.3 VANTAGENS, IMPLICAÇÕES TÉCNICAS E ECONÔMICAS

Uma microrrede pode trazer outras vantagens para o SEP, além daquelas presentes na GD, descritos anteriormente na seção 2.2. Uma das principais, é que uma microrrede pode ser vista pela concessionária como uma única carga controlável, o que significa melhoria na controlabilidade do SEP. Também, a possibilidade de ilhamento faz aumentar os níveis de confiabilidade de fornecimento de energia. Além disso, como apresentado (seção 1.2), dois princípios de operação, denominados *plug-and-play* e *peer-to-peer*, aplicáveis em microrredes, também podem ser classificados como vantajosos para o SEP (LASSETER e PAIGI, 2004; NIKKHAJOEI e LASSETER, 2007; CHOWDHURY *et al.*, 2009).

Mesmo com os benefícios adicionais que o desenvolvimento de uma microrrede pode trazer ao solucionar alguns problemas da GD, sua implantação ainda requer que outros desafios sejam solucionados, como exemplo (CHOWDHURY *et al.*, 2009):

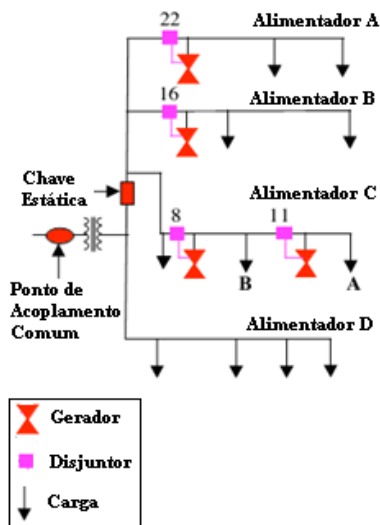
- Dificuldades técnicas relacionadas ao controle dos geradores (especialmente se estes forem *plug-and-play*).
- A inserção de geradores pode requerer análises extensivas, incluindo tempo real, para seu gerenciamento, proteção e controle. Outro aspecto a ser resolvido diz respeito à escolha, dimensionamento e localização das fontes. Com relação à análise em tempo real, a microrrede deve possuir um sistema de comunicação e protocolos de comunicação específicos. Diversas pesquisas incluem a norma IEC 61850 (LAAKSONEN, 2010; RUIZ-ALVAREZ *et al.*, 2010; SALEEM *et al.*, 2010; BYUNGGWAN *et al.*, 2011; COLET-SUBIRACHS *et al.*, 2012; USTUN *et al.*, 2012)
- Ausência de normas sobre controle, operação e proteção de microrredes, pode dificultar sua implantação, tendo em vista que este é um conceito relativamente novo;
- Se a microrrede estiver operando ilhada, uma questão ainda a ser resolvida é a forma de como será o controle de preços enquanto a rede principal (concessionária) não estiver disponível. É possível que a

microrrede venda energia a um preço muito elevado, caracterizando, inclusive, um monopólio.

2.4 TOPOLOGIA BÁSICA E PRINCIPAIS ELEMENTOS

A topologia básica de uma microrrede é mostrada, como exemplo, na figura 1. Ela consiste de um grupo de alimentadores radiais (A, B, C e D), PCC, cargas prioritárias que podem ser separadas através de uma chave estática (conectadas aos alimentadores A, B e C ou no próprio PCC), conjunto de cargas que podem ser retiradas em caso de ilhamento de microrrede – cargas não prioritárias (cargas conectadas ao alimentador D), geradores e armazenadores de energia (conectadas aos disjuntores 8, 11, 16 e 22).

Figura 1: Topologia básica e principais elementos constituintes de uma microrrede.



Fonte: (LASSETER e PAIGI, 2004).

Nas subseções a seguir são brevemente descritos alguns dos principais elementos constituintes de um microrrede.

2.4.1 Armazenadores de Energia

Os principais objetivos dos armazenadores de energia numa microrrede são garantir o balanço de potência quando há flutuações de carga, melhorar a estabilidade em transitórios (quando os geradores na microrrede têm pouca resposta ou resposta lenta a distúrbios na rede), fornecer energia inicial para uma transição de microrrede entre os modos interligado e ilhado, além de outras funções, como relacionadas à proteção (como é visto na seção 2.6).

As tecnologias atualmente empregadas como armazenadores de energia incluem baterias, volantes de inércia e super capacitores. Cabe salientar que a tecnologia empregada depende da aplicação ou necessidade da microrrede. Por exemplo, enquanto um volante de inércia geralmente é instalado e utilizado como um dispositivo de armazenamento de energia central, as baterias, em algumas aplicações, podem ser instaladas nos barramentos DC dos próprios geradores – conhecidas também como fontes híbridas de energia. No quadro 1 são resumidas as principais tecnologias de armazenamento de energia utilizadas nas microrredes, a interface com a rede e como é realizado seu controle para fluxo de potência.

Quadro 1: Tecnologias utilizadas para armazenamento de energia nas microrredes.

Tecnologia	Interface Típica com a Rede AC	Variável para Controle de Potência
Bateria	Conversor Eletrônico de Potência (DC-DC-AC)	Estado da carga e controles de tensão do barramento DC
<i>Flywheel</i>	Conversor Eletrônico de Potência (AC-DC-AC)	Velocidade
Super capacitor	Conversor Eletrônico de Potência (DC-DC-AC)	Estado da Carga

Fonte: (LIDULA e RAJAPAKSE, 2011).

2.4.2 Geradores

Os geradores podem incluir uma série de tecnologias há muito tempo consolidadas, como os de indução (monofásicos e trifásicos), síncronos (hidráulicos, combustão interna, etc.) e também tecnologias

recentes, como Sistemas Microcombinados de Calor e Potência (MCHPs – *Micro-Combined Heat and Power*), células combustíveis, geração eólica, células solares e microturbinas. Estas novas tecnologias (assim também ocorre com os armazenadores de energia, discutidos na seção 2.4.1), requerem a utilização de dispositivos de eletrônica de potência para poderem se conectar à rede AC, e são conhecidas como IIDGs. Em decorrência da presença dos conversores (ou inversores) nos IIDGs, estes podem ter capacidade para controle de frequência e tensão, e, desta forma, podem dar suporte e melhorar a operação da microrrede. No quadro 2 são resumidas as principais tecnologias de geradores utilizados nas microrredes, a interface com a rede e como é realizado seu controle para fluxo de potência.

Quadro 2: Tecnologias utilizadas nos geradores ou IIDGs nas microrredes.

Tecnologia	Interface Típica com a Rede AC	Variável para Controle de Potência Ativa
MHCP	Gerador Síncrono	Regulador de Velocidade
Motor de Combustão Interna	Gerador Síncrono ou de Indução	
Pequena Central Hidrelétrica (PCH)	Gerador Síncrono ou de Indução	
Sistemas de Conversão de Energia Eólica (WEC – <i>Wind Energy Conversion Systems</i>) de velocidade fixa	Gerador de Indução	Controle de <i>pitch</i> ou <i>Stol</i>
WEC de velocidade variável	Conversor Eletrônico de Potência (AC-DC-AC)	Velocidade da Turbina e controles de tensão do barramento DC
Microturbina	Conversor Eletrônico de Potência (AC-DC-AC)	
Células Fotovoltaicas (PV – <i>Photovoltaics</i>)	Conversor Eletrônico de Potência (DC-DC-AC)	Rastreamento de Máxima Potência
Célula combustível	Conversor Eletrônico de Potência (DC-DC-AC)	Rastreamento de Máxima Potência

Fonte: (LIDULA e RAJAPAKSE, 2011).

2.4.3 Cargas

As cargas de uma microrrede são constituídas de consumidores residenciais, comerciais ou industriais. São divididas em dois tipos: cargas críticas – que requerem alto grau de qualidade de energia e confiabilidade, geralmente constituídas de cargas industriais, comércio e hospitais – e cargas não críticas. Esta classificação de cargas na microrrede é importante para a operação: facilita o corte de carga (ou geração) de forma a estabilizar a tensão e frequência, quando a microrrede estiver operando de forma ilhada, além de aumentar a confiabilidade e qualidade de energia das cargas classificadas como prioritárias ao sistema.

2.4.4 Elementos de Controle e Sistema de Comunicação

Os elementos para o controle de uma microrrede podem estar integrados em cada um dos geradores, armazenadores de energia ou cargas e/ou em um controlador central. Em (CHOWDHURY *et al.*, 2009), por exemplo, são apresentados diversos elementos de controle para microrrede, que podem ser divididos em dois grupos principais:

- Dispositivos de controle local: Controlador dos geradores (MC – *Microsource Controller*) e Controlador das Cargas (LC – *Load Controller*).
- Dispositivos de controle central: Controlador Central da Microrrede (CC – *Central Controller* ou MGCC – *Microgrid Central Controller*). É constituído de duas componentes: Módulo de Gerenciamento de Energia (EMM – *Energy Management Module*) e pelo Módulo de Coordenação da Proteção (PCM – *Protection Coordination Module*).

Um sistema que pode ser vital para o controle (e proteção) das microrredes é a comunicação. Entre os diversos meios de comunicação para a microrrede apresentados na literatura, destacam-se: rádio, internet e *Global System for Mobile* (GSM). Uma questão importante, do ponto de vista do sistema de comunicação, é a padronização de um protocolo para as microrredes, já que este poderia ajudar na redução de custos, além de acelerar seu desenvolvimento (LIDULA e RAJAPAKSE, 2011). Uma das normas já amplamente utilizadas na automação de subestações é a IEC61850 e diversas pesquisas a apontam como um padrão de comunicação nas microrredes, por diversas características, como por exemplo: se basear em um sistema de comunicação de alta velocidade (LAAKSONEN, 2010), portanto imprescindível para os sistemas de

proteção, além de possuir a flexibilidade necessária para implementação de técnicas através de agentes, por exemplo (SALEEM *et al.*, 2010).

2.4.5 Elementos de interligação da Microrrede

Uma microrrede é conectada à concessionária de energia através de uma chave de interconexão no PCC. Se as cargas da microrrede têm sensibilidade a variações de tensão, pode ser requerida a separação em tempos muito curtos, mas os disjuntores atualmente disponíveis no mercado não são capazes de tão rápida operação (CHOWDHURY *et al.*, 2009). Para solucionar esta questão, diversas pesquisas realizadas em microrredes propõem ou incluem, por exemplo, a utilização de chaves estáticas para tratamento da separação da microrrede da concessionária de energia (KLAPP e VOLLKOMMER, 2007; KROPOSKI *et al.*, 2007; NIKKHAJOEI e LASSETER, 2007; NGUYEN KHANH *et al.*, 2011; MEIQIN *et al.*, 2012).

2.5 ASPECTOS DE CONTROLE E OPERAÇÃO: MODO DE OPERAÇÃO INTERLIGADO E ILHADO

A operação das microrredes traz muitos desafios tecnológicos que ainda devem ser solucionados pelos engenheiros, como o controle da tensão e frequência, estabilidade, gerenciamento de energia e proteção (KE *et al.*, 2011). Como brevemente apresentado (seção 2.2), pode-se descrever uma microrrede como um subsistema da rede de energia elétrica, especificamente, do sistema de distribuição e, portanto, alimentada com níveis de média e baixa tensão. A potência de uma microrrede é limitada em torno de 10 MVA, por limitação dos geradores (CHOWDHURY *et al.*, 2009) ou de acordo como o especificado em (IEEE, 2011). Este subsistema é conectado pelo PCC, através de elementos de interligação da microrrede (seção 2.4.5) que são, então, responsáveis pelos seus dois modos de operação.

No modo de operação normal, a microrrede está conectada à concessionária de energia por meio do PCC e pode operar tanto importando como exportando energia, dependendo do seu balanço de carga ou ainda de contratos com a distribuidora (KATIRAEI *et al.*, 2008). No modo de operação isolado, a microrrede está desconectada da concessionária e esta separação pode ocorrer por eventos programados, situação de distúrbios ou de emergência, como em ocorrências de faltas.

Durante a mudança de estado da microrrede, a estabilidade deve ser garantida pelos dispositivos de controle, tais como os descritos na

seção 2.4.4, que, como previamente apresentados, podem estar integrados em cada um dos geradores, armazenadores de energia ou cargas e/ou em um controlador central. Em geral, pode-se dividir o controle da microrrede em três tipos (IEEE, 2011):

- Controle Centralizado: O sistema de controle centralizado aciona comandos para o restante do sistema. Basicamente, é um sistema constituído de dispositivos com arquitetura “mestre-escravo”, isto é, um dispositivo chamado de mestre envia comandos para outros dispositivos, chamados escravos, que os executam.
- Controle Distribuído: cada um dos elementos de controle na microrrede é independente e se comunicam com os demais. Essa estratégia utiliza dispositivos que estão estrategicamente localizados na microrrede para detectar as condições desta e executar ações.
- Controle Autônomo: o controle é realizado de forma independente, isto é, os dispositivos de controle na microrrede executam comandos independentemente de um sistema de comunicação.

Uma das principais vantagens do controle distribuído é a possibilidade da utilização do modelo *peer-to-peer* (seção 2.3), além de técnicas baseadas em agentes (seção 3.2), como nos trabalhos propostos, por exemplo, por (CHATZIVASILIADIS *et al.*, 2008; ZHANG *et al.*, 2009; AUNG *et al.*, 2010; DIGRA e PANDEY, 2013).

Com relação à transição entre os modos de operação da microrrede e estabilidade, um número mínimo de geradores (ou equipamentos adicionais) devem estar disponíveis para amortecer eventuais distúrbios, com objetivo de manter a tensão e frequência em patamares aceitáveis. Um ponto interessante é que, nas redes convencionais, a inércia das máquinas rotacionais é essencial para a estabilidade do SEP, o que pode ser contrastante com os IIDGs, que não apresentam qualquer inércia durante transitórios (JAYAWARNA *et al.*, 2005), pela presença dos conversores. Entretanto, os conversores possuem controles rápidos que podem ser utilizados para regulação da frequência, além de a presença destes elementos fazer surgir certo desacoplamento dinâmico entre a fonte primária de energia e a rede, de forma que perturbações nestes sistemas sejam menos severas, quando comparados a distúrbios nos geradores convencionais, que são conectados diretamente ao sistema elétrico (KATIRAEI *et al.*, 2008). Diversas ocorrências podem levar ao ilhamento da microrrede, no caso das desconexões decorrentes de faltas ou distúrbios, aspectos relacionados à proteção são abordados na seção seguinte.

2.6 PROTEÇÃO EM MICRORREDES

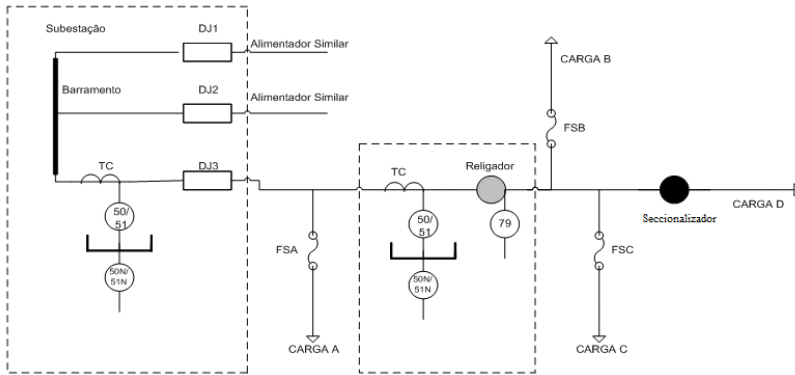
A proteção das microrredes é outro aspecto que traz muitos desafios para os engenheiros. Mesmo que a maioria dos elementos utilizados nos sistemas de distribuição convencionais seja compatível com o conceito de microrredes – de forma que não são necessárias substituições significativas dos equipamentos atualmente empregados (CHOWDHURY *et al.*, 2009), algumas características específicas de microrredes requerem novas estratégias para proteção. (BIN *et al.*, 2009).

A apropriada coordenação do sistema de proteção das microrredes para os seus dois modos de operação, além do seu relacionamento com o sistema de controle, pode implicar que a proteção adaptativa se torne um requisito para a proteção eficaz (KE *et al.*, 2011). Nas subseções a seguir são brevemente apresentados os principais equipamentos utilizados para proteção nas redes de distribuição convencionais (seção 2.6.1) e na GD (seção 2.6.2). Em seguida (seção 2.6.3), são discutidas as principais características no que diz respeito à filosofia de proteção nas microrredes, bem como aspectos relacionados à proteção das mesmas (seção 2.6.4).

2.6.1 Proteção em sistemas de distribuição convencionais

Uma das principais características dos sistemas de distribuição, no que diz respeito à proteção, é que mais da metade, cerca de 63% dos curtos-circuitos são do tipo monofásico fase-terra e destes, grande parte, aproximadamente 96% são classificados como temporários (KINDERMANN, 2005b). Entretanto, mesmo com a baixa probabilidade de ocorrência de alguns curtos-circuitos nestas redes, para especificação dos equipamentos empregados na proteção destes sistemas, é necessário que se faça estudos sobre todos os defeitos possíveis, inclusive se a ocorrência deles representam pouco impacto na operação do sistema como um todo. Na figura 2 é apresentado um esquema básico da proteção nos alimentadores dos sistemas de distribuição convencionais e nos itens a seguir, uma breve descrição sobre cada um dos elementos que o constituem (ELETROBRÁS, 1982; MORETO, 2005; SALLES, 2007; BITTENCOURT, 2011):

Figura 2: Esquema Básico de Proteção de um alimentador de distribuição.

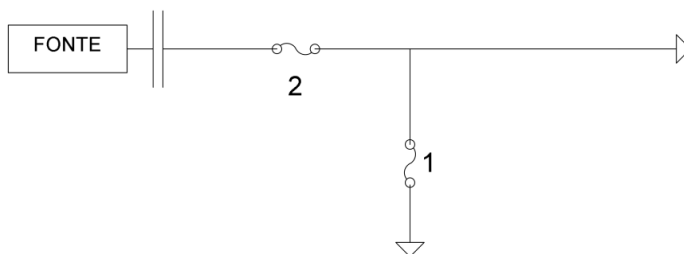


Fonte: (BITTENCOURT, 2011).

2.6.1.1 Chave Fusível

Fusíveis estão entre os dispositivos mais amplamente utilizados nas redes de distribuição, principalmente na proteção de ramais secundários de alimentadores, ramais de entrada de consumidores e nos transformadores de distribuição. São capazes de interromper um circuito elétrico em situações de sobrecorrente de maneira súbita sem necessidade de equipamentos auxiliares. Apresentam como característica baixo custo quando comparados a outros dispositivos de proteção como os disjuntores ou os relés. Entretanto, para restauração do sistema, necessitam de reposição manual após sua atuação. Na figura 3 é apresentada, como exemplo, a localização usual de dois fusíveis para proteção de alimentadores em redes de distribuição. Nesta figura, enquanto o fusível 1 protege um ramal secundário, o fusível 2 protege um ramal primário.

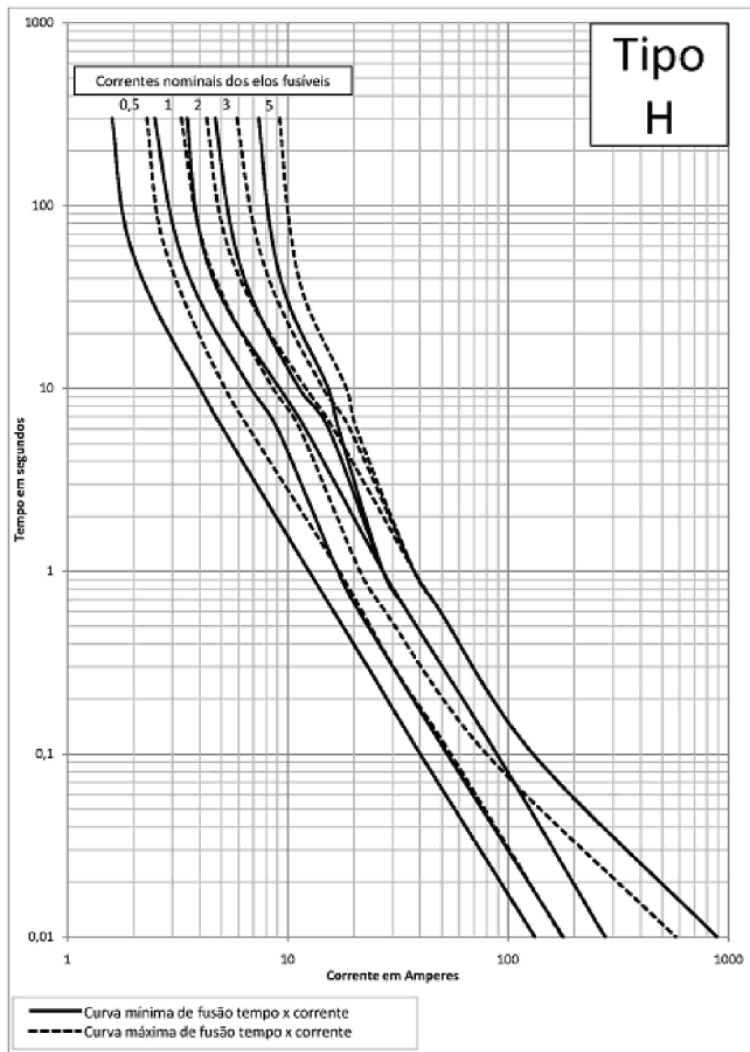
Figura 3: Exemplo de localização de dois fusíveis em um alimentador na rede de distribuição.



Fonte: (BITTENCOURT, 2011)

Os fusíveis são classificados de acordo com o material que são constituídos e por sua curva característica, que é uma representação gráfica de um conjunto de curvas cujos eixos coordenados que são tempo *versus* corrente elétrica. Desta última característica, podem ser divididos em três tipos: tipo H e tipo T cuja atuação é lenta, sendo utilizados na proteção primária de transformadores de pequeno porte; e tipo K cuja atuação é rápida, sendo utilizados na proteção de ramais de alimentadores. Na figura 4 são apresentadas curvas de corrente *versus* tempo de um fusível tipo H.

Figura 4: Curvas de corrente versus tempo de um fusível tipo H.



Fonte: (CELG, 2011).

2.6.1.2 Religadores Automáticos

Os religadores automáticos são dispositivos de proteção contra sobrecorrentes, com capacidade de interrupção de forma repetitiva, isto é, operações de abertura e fechamento do circuito na ocorrência de um defeito. Quando este equipamento é percorrido por uma sobrecorrente, um sensor envia um sinal a um equipamento de manobra para que sejam abertos seus contatos principais. Passado um intervalo de tempo programado, este mesmo sensor envia outro sinal de fechamento para o equipamento de manobra, de forma que os contatos anteriormente abertos sejam fechados. Caso a sobrecorrente persista, é iniciado um novo ciclo de religamento, até um número de aberturas e fechamentos programado previamente. Os religadores automáticos podem ser monofásicos ou trifásicos.

Como a maioria das faltas nos sistemas de distribuição é temporária, a utilização de religadores nestas redes evita, na maioria dos casos, o desligamento completo da rede (CONTI, 2009). Se apenas fusíveis fossem empregados, ocorreria um aumento significativo na duração de interrupções, tendo-se em vista que estes dispositivos requerem sua substituição manual após sua atuação. Outras vantagens dos religadores sobre os fusíveis são a possibilidade de sua utilização em esquemas de controle remoto, além de temporização dupla (operações rápidas ou lentas), que permite serem usados de forma combinada com estes equipamentos.

2.6.1.3 Seccionalizadores Automáticos

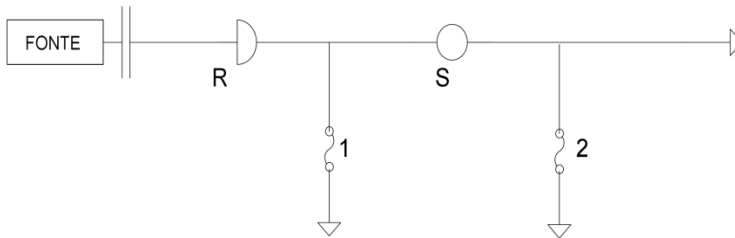
Seccionalizadores são dispositivos cujo funcionamento se baseia na abertura de seus contatos, quando o circuito está desenergizado por um equipamento de proteção situado a montante. Seu princípio de funcionamento é o seguinte: a cada interrupção do circuito pelo religador, o seccionalizador conta estas interrupções; quando a contagem excede um número programado (até o circuito estiver desenergizado novamente), o seccionalizador então abre seus contatos (ELETROBRÁS, 1982). Isso significa que um trecho sob falta permanente pode ser isolado, enquanto que o religador e outros demais trechos permanecem operando normalmente. Para que esta coordenação seja realizada, algumas condições devem ser atendidas, por exemplo:

- A corrente de acionamento de fase do seccionalizador deve ser 80% da corrente de acionamento do religador.

- O número de contagens ajustado no seccionizador deve ser inferior ao número de operações efetuado pelo religador.

Na figura 5 é apresentado, como exemplo, um esquema de proteção combinada de um circuito composto por um seccionizador (S), um religador (R) e dois fusíveis (1 e 2).

Figura 5: Exemplo de proteção combinada de seccionizadores, fusíveis e religadores.



Fonte: (BITTENCOURT, 2011).

2.6.1.4 Disjuntores

O disjuntor é responsável por efetuar a interrupção de um circuito após receber um comando de abertura, que pode ter sido realizado por um relé ou mesmo manualmente por um operador. Para o adequado funcionamento de um disjuntor, algumas características são especificadas (MAMEDE FILHO, 2005):

- Capacidade de ruptura: Expressa em kA (corrente de interrupção) ou MVA (potência de interrupção), representa a máxima corrente elétrica que o disjuntor tem capacidade para interromper um circuito, sem que o mesmo sofra danos.
- Tensão Nominal: Deve ser igual à tensão máxima de operação do sistema na qual o disjuntor é previsto operar e está relacionada à tensão de referência do projeto e construção do equipamento.
- Intensidade da Corrente Nominal: Valor da corrente capaz de circular permanentemente, sem provocar aquecimentos excessivos.
- Capacidade de Fechamento: é a capacidade de fechar o circuito, expressa em kA.

- Contatos: A seção dos contatos é determinada pela intensidade de corrente nominal.

Disjuntores também podem ser classificados de acordo com o mecanismo de acionamento e meio de extinção do arco elétrico (SANTOS, 2013):

- Disjuntores a óleo.
- Disjuntores a vácuo.
- Disjuntores a gás (utilizam jato de Hexafluoreto de Enxofre (SF₆)).

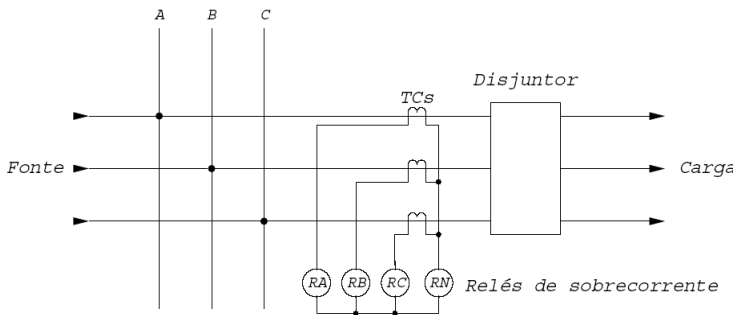
2.6.1.5 Transformadores de Instrumentos

A finalidade dos Transformadores de Instrumentos (TIs) são adequar os níveis dos sinais de tensão e de corrente de linhas de distribuição para valores tecnicamente viáveis (isto é, níveis de segurança humana) a fim de alimentar relés de proteção, e dispositivos de medição e supervisão. Entre os TIs podem-se citar os Transformadores de Potencial (TPs) e os Transformadores de Corrente (TCs) que são transformadores que têm como objetivo reproduzir proporcionalmente em seu circuito secundário os sinais de tensão e corrente, respectivamente, de seu circuito primário conectado à rede de energia elétrica (LIMA, 2009).

2.6.1.6 Relés e Funções de Proteção de Sobrecorrente Instantânea (função 50) e Temporizada (função 51)

Relés são equipamentos que monitoram grandezas do sistema elétrico de potência através de TIs. São capazes de identificar rapidamente os defeitos, localizá-los e promover disparo de alarmes, sinalizações e comandos de aberturas de disjuntores. São na maioria dos casos, os principais dispositivos que comandam os esquemas de proteção dos sistemas elétricos. Na figura 6 é mostrado, como exemplo, o diagrama de um sistema de proteção composto por relés de proteção de sobrecorrente (RA, RB, RC e RN), TCs e um disjuntor em uma rede de distribuição.

Figura 6: Diagrama de um sistema de proteção composto por relés de proteção de sobrecorrente (RA, RB, RC e RN), TCs e disjuntores.



Fonte: (BITTENCOURT, 2011)

Os relés podem ser eletromecânicos, eletrônicos ou digitais. Os primeiros relés desenvolvidos e aplicados em SEP foram os eletromecânicos. Atualmente os relés digitais vêm dominando o setor elétrico, devido às suas vantagens e a possibilidade da inserção de novas funcionalidades, como autodiagnóstico, integração digital com outros equipamentos instalados na subestação, flexibilidade funcional e possibilidade de implementação de técnicas inteligentes para um melhor desempenho.

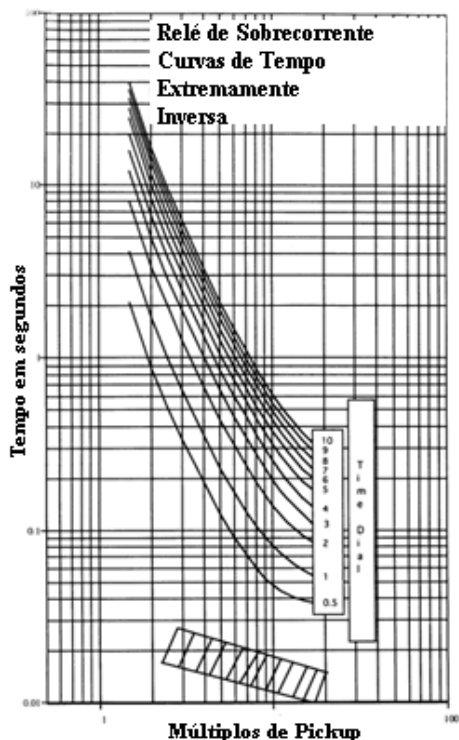
Nos sistemas de distribuição, os equipamentos mais utilizados nas saídas dos alimentadores são os disjuntores acionados por relés com função de sobrecorrente de fase e de neutro, com uma unidade de função de sobrecorrente instantânea (função 50) e outra temporizada (função 51). Quando o relé é sensibilizado por uma corrente de defeito, aciona um disjuntor que abrirá o circuito no qual esteja inserido, interrompendo a falta.

O elemento instantâneo de sobrecorrente atua (também chamado de *trip*) quando a magnitude da corrente ultrapassa um valor especificado, também chamado valor de *pickup* ou de ajuste, que é a corrente que deixa o relé no limiar de operação. Esta atuação pode ser de forma instantânea ou com tempo definido.

Outra unidade presente nos relés de sobrecorrente é chamada temporizada, ou seja, o tempo de atuação (*trip*) dependerá da magnitude da corrente de acordo com uma curva tempo *versus* múltiplos da

corrente de *pickup*. Exemplos de perfis de curvas para função de sobrecorrente temporizadas são: Inversa, Moderadamente Inversa, Muito Inversa e Extremamente Inversa. Além do ajuste de *pickup*, presente também nas unidades instantâneas, esta função possui outra regulação, que são múltiplos de tempo do perfil de uma dada curva, denominada *Dial* de tempo (TD – *Time Dial*). Este último parâmetro é ajustado levando-se em consideração a coordenação com outros relés de função de sobrecorrente na mesma rede, e tem como objetivo, proteção de retaguarda ou *backup* em situações de falhas dos relés principais. A figura 7 apresenta a família de curvas do IEEE Extremamente Inversa da função temporizada de um equipamento disponível comercialmente.

Figura 7: Curvas de um relé com função de proteção temporizada de acordo com curva de tempo IEEE Extremamente Inversa.

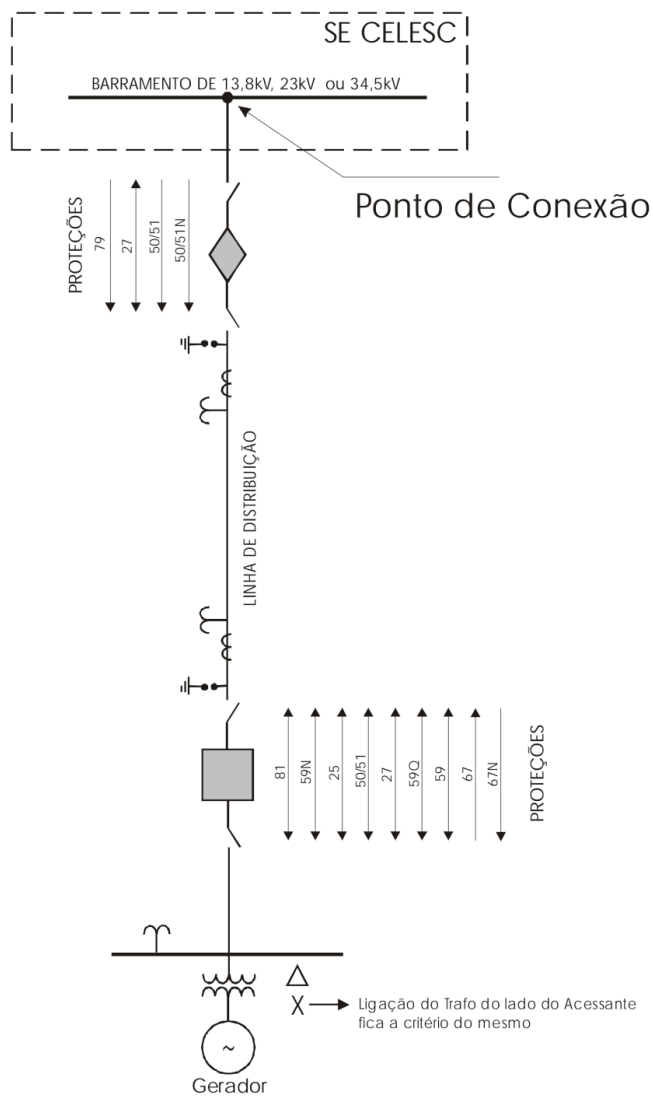


Fonte: (GE, 2000).

2.6.2 Proteção em Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída

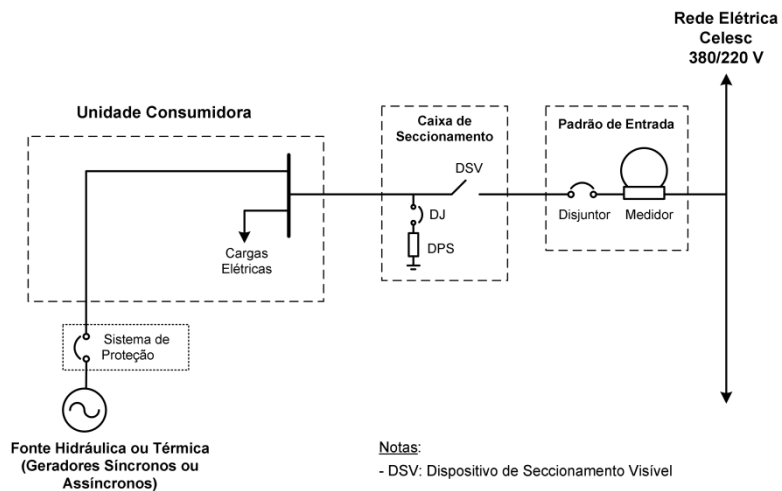
Quando há inserção de geradores nos sistemas de distribuição, suas características técnicas, bem como a forma de sua conexão à rede devem ser levadas em consideração no estudo da proteção (YUPING *et al.*, 2007). No ano de 2003, o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) publicou um guia intitulado “*IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*” (IEEE, 2009) com objetivo de padronizar os requisitos da inserção da GD a um sistema de distribuição, incluindo proteção. Entretanto, cada concessionária de energia pode estabelecer requisitos mínimos para conexão de geradores para interligação ao seu sistema, o que significa que regras técnicas podem variar entre as empresas de distribuição. Nas figuras 8, 9 e 10 são apresentadas, como exemplo, três esquemas de interconexão geradores (CELESC, 2006; 2012), incluindo as funções de proteção (que são discutidas em breve) com uma concessionária de energia, de acordo com o nível de tensão e tipo de geração (com ou sem inversores). Com relação às figuras 9 e 10, as funções de proteção dependem se os geradores são síncronos (ou assíncronos) – funções 27, 59, 81, 50/51, 25 – ou se o gerador é fotovoltaico ou eólico – neste caso, além das funções anteriores, também é adicionada a função 78.

Figura 8: Exemplo de diagrama orientativo para conexão de geração para conexão em Média Tensão 13,8 kV, 23 kV ou 34,5 kV.



Fonte: (CELESC, 2006).

Figura 9: Exemplo de diagrama orientativo de conexão de geração sem inversores em Baixa Tensão.



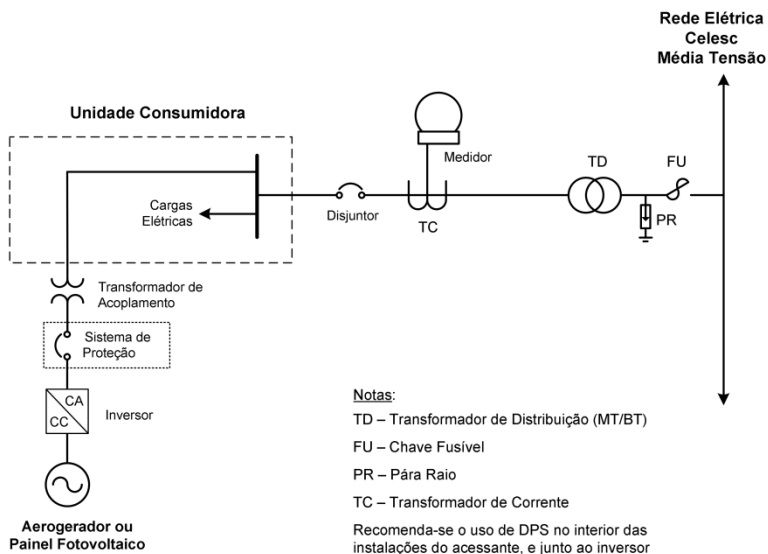
Notas:

- DSV: Dispositivo de Seccionamento Visível
- DPS: Dispositivo de Proteção Contra Surtos

O DPS é recomendável também no interior das instalações do acessante, e junto ao inversor.

Fonte: (CELESC, 2012).

Figura 10: Exemplo de diagrama orientativo de conexão de geração com inversores em Média Tensão.



Fonte: (CELESC, 2012).

A maioria das empresas de distribuição de energia, como é visto na seção 2.8, exigem que os geradores se desagreguem da rede principal, em situações de falta ou em que a rede da concessionária tenha sido desligada para manutenções, por exemplo. O principal objetivo deste procedimento é impedir o fornecimento de energia a seus consumidores de forma ilhada (isolada) já que isto, em algumas situações, pode trazer problemas para consumidores, para a concessionária e aos proprietários das gerações, devido à dificuldade de se controlar a tensão e frequência do subsistema isolado (VIEIRA JÚNIOR, 2006).

A necessidade de desconexão dos geradores, em situações de faltas ou em decorrência de desligamentos da concessionária, requer que outras funções – além dos dispositivos utilizados para proteção em sistemas de distribuição convencionais (seção 2.6.1), incluindo a função de sobrecorrente instantânea e temporizada (seção 2.6.1.f) – utilizada para detecção de ilhamento, também sejam adicionadas aos sistemas de

proteção. Os relés com função de frequência (81), de sobretensão (função 59) e de subtensão (função 27), além de utilizados para detecção de faltas, podem e são geralmente empregados para este fim. A utilização destas funções é baseada no fato de que, na ocorrência de desconexão da rede de distribuição, a tensão e a frequência do subsistema isolado varia dinamicamente devido ao desbalanço entre a potência gerada e consumida. Estas e outras funções de proteção empregadas na GD, como as mostradas anteriormente nas figuras 8, 9 e 10, são brevemente descritas nos itens a seguir (MOZINA, 2001; BLACKBURN e DOMIT, 2006; CELESC, 2006; BITTENCOURT, 2011):

2.6.2.1 Proteção de Sobrecorrente Direcional (função 67)

Os relés com função de sobrecorrente instantânea e temporizada, apresentados na seção 2.6.1.6, são usualmente utilizados na proteção de sistemas elétricos radiais com fluxo de potência unidirecional (como nos sistemas de distribuição convencionais, sem geradores). Já em sistemas elétricos em anel, a coordenação destes dispositivos pode se tornar inviável, em decorrência de fluxo de potência nestas redes ser bidirecional. Para solucionar isso, a proteção de sobrecorrente direcional (função 67) surgiu com objetivo de apresentar sensibilidade em relação ao sentido do fluxo de energia, atuando quando o sentido e magnitude da corrente são diferentes da ajustada previamente. Entretanto, a proteção de sobrecorrente direcional também se tornou necessária quando há inserção de geradores em alimentadores radiais, tal como quando se tem GD, já que, nesta situação, na ocorrência de uma falta, há a possibilidade de correntes no sentido da geração para a concessionária, e não apenas correntes no sentido convencional, isto é, no sentido da distribuidora para as cargas.

2.6.2.2 Proteção de Sobretensão (função 59)

Sobretensões podem ocasionar diversos problemas no sistema elétrico, tais como arcos elétricos entre condutores de uma linha e nos isoladores, aumento da corrente de fuga nos para-raios, além de esforços maiores na isolação dos transformadores e dos geradores síncronos (KINDERMANN, 2006). Para proteger o sistema contra sobretensões, a função de proteção contra sobretensão (função 59) tem como objetivo operar quando a magnitude da tensão ultrapassa um valor pré-ajustado.

A função de proteção contra sobretensão pode ser classificada de acordo com seu tempo de atuação, podendo ser instantâneo – isto é, não

possui temporização intencional, seu tempo para operar depende apenas de suas características construtivas e inerentes, ou de seu algoritmo, no caso da proteção digital; ou temporizado – pela introdução de uma temporização intencional e ajustável, podendo ser de tempo definido ou tempo inverso.

2.6.2.3 Proteção de Subtensão (função 27)

A operação da proteção de subtensão (função 27) ocorre quando o valor da magnitude da tensão é menor que um valor pré-ajustado. O emprego desta proteção tem importância em equipamentos que não podem operar com tensão abaixo de um determinado valor. Além disso, a utilização da função 27 pode ser combinada com outras funções, como o relé de sobrecorrente (2.6.1.f). Neste caso, a função de Proteção de Subtensão somente atua quando a função de sobrecorrente é sensibilizada.

2.6.2.4 Proteção de Frequência (função 81)

A atuação da proteção de frequência (função 81) ocorre quando a frequência elétrica do sistema se desvia da nominal e se mantém por certo período inferior ou superior a um limiar ajustado, ou ainda, pela violação da taxa de variação de frequência previamente estabelecida. Neste último caso, alguns relés são equipados com um elemento que bloqueia sua atuação, caso o valor eficaz da tensão terminal estiver abaixo de um limiar, como forma de evitar uma atuação incorreta desta função em situações, por exemplo, de partida do gerador ou durante a ocorrência de curtos-circuitos (VIEIRA JÚNIOR, 2006). Além disso, a operação baseada na taxa de variação de frequência é considerada uma técnica confiável para detecção de ilhamentos.

2.6.2.5 Proteção Direcional de Potência (função 32)

A proteção com função direcional de potência (função 32) atua quando o módulo da potência ativa do circuito ultrapassa um valor prefixado ou ajustado, ou ainda quando o fluxo de potência é contrário a uma direção preestabelecida. Esta proteção é utilizada principalmente contra a motorização forçada do gerador síncrono, de forma a se evitar danos neste equipamento. Outra situação é no caso de um produtor de energia (autoprodutor independente), cujo contrato não prevê venda de excedente para a concessionária – neste caso, esta proteção é

programada de forma a inibir o fluxo de potência ativa na direção da geração para a concessionária.

2.6.2.6 Proteção de Sincronismo (função 78)

Diversas causas podem levar à perda de sincronismo entre um gerador e o sistema elétrico, como por exemplo: curtos-circuitos na rede, desligamento de um grande consumidor de carga indutiva, conexão de uma longa linha em vazio, abertura involuntária de um disjuntor de campo, etc.

A função de proteção de sincronismo (função 78) tem como objetivo operar quando o ângulo de fase entre duas tensões, entre duas correntes ou entre tensão e corrente, excede um valor predeterminado. Assim, esta função é utilizada para atuar na proteção da falha de sincronismo de uma máquina síncrona. No SEP também é utilizada para a proteção de oscilação de potência (KINDERMANN, 2005b).

2.6.3 Filosofia de Proteção em Microrredes

As microrredes têm sido objeto de estudo no mundo inteiro, como é visto na seção 2.7, e sua aplicabilidade foi refletida em um guia elaborado pelo IEEE, chamado “*IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems*” (IEEE, 2011). Este documento é uma extensão da norma “*IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*” e trata sobre ilhamentos intencionais em sistemas de GD, referenciada, inclusive, com o termo microrredes. Entretanto, mesmo com este documento, por ser microrredes um conceito recente, ainda não há nenhuma norma definitiva que estabeleça os requisitos operacionais e de proteção para tais sistemas. O sistema de proteção de uma microrrede pode ser realizado através de um controlador central ou por subsistemas embutidos em cada geração (BIN *et al.*, 2009).

De acordo com (NIKKHAJOEI e LASSETER, 2007), a chave estática (principal elemento de interligação da microrrede, seção 2.4.5), deve operar e desconectar a microrrede, em eventos de distúrbios, ou relacionados à qualidade de energia. Falhas no interior da microrrede, com ela ilhada, precisam ser eliminadas com técnicas que não dependam de detecção por correntes de falta elevadas. Além disso, após o ilhamento, a reconexão da microrrede com a concessionária deve ser realizada de forma autônoma, depois que os eventos que ocasionaram a

falta (e a desconexão) não estiverem mais presentes. Ainda segundo os mesmos autores (NIKKHAJOEI e LASSETER, 2007), a filosofia de proteção em microrredes é que ela tenha a mesma estratégia de proteção independentemente do modo de operação.

(KE *et al.*, 2011) sugerem que a proteção da microrrede apresente duas características: ser adaptativa de modo a se enquadrar aos modos de operação da microrrede e ser capaz de detectar e eliminar faltas sem a presença de um sistema de comunicação. É claro que estas são apenas duas das inúmeras características desejáveis para os sistemas de proteção das microrredes. Como visto na revisão bibliográfica (seção 1.2), diversas estratégias para proteção em microrredes têm sido propostas, e vão mesmo, desde sistemas independentes de um sistema de comunicação (ZAMANI *et al.*, 2011), passando por sistemas de proteção adaptativa centralizada (OUDALOV *et al.*, 2009), chegando a sistemas de comunicação integrados ao sistema de proteção da microrrede (BIN *et al.*, 2009), por exemplo. Os princípios chamados de *plug-and-play* e *peer-to-peer*, desenvolvidos inicialmente para o controle de microrredes, como também apresentados na revisão bibliográfica, podem ser estendidos para a proteção (seção 1.2).

2.6.4 Aspectos Relacionados à Proteção de Microrredes

O funcionamento dos principais dispositivos utilizados para a proteção nas redes de distribuição convencionais (descritos na seção 2.6.1) se baseia na detecção de sobrecorrentes no circuito no qual estão inseridos. O emprego destes elementos se justifica, em decorrência da elevação da corrente nos alimentadores na rede de distribuição em situação de faltas, que pode chegar de 10 a 15 vezes seu valor nominal.

Entretanto, nas redes de distribuição ativas, a inserção de fontes dispersas implica na necessidade de alterações nos parâmetros de ajuste dos equipamentos convencionalmente utilizados para proteção nas redes de distribuição passivas. Outro problema, especificamente para as microrredes ilhadas constituídas predominantemente de IIDGs, é decorrente da limitação da corrente de curto-circuito destas fontes, o que significa perda de sensibilidade ou retardos na operação dos equipamentos utilizados para proteção. Nos itens a seguir, estes e outros principais aspectos que influenciam os sistemas de proteção das microrredes são apresentados.

2.6.4.1 Tipos de Geradores e Sensibilidade dos Relés

Do ponto de vista da proteção, os geradores de uma microrrede (seção 2.4.2) podem ser divididos em dois grupos: Geradores Rotacionais e Geradores Distribuídos Interfaceados por Inversores (IIDGs – *Inverter Interfaced Distributed Generator*). No primeiro grupo estão os geradores síncronos e geradores de indução que possuem capacidade de fornecimento para correntes de falta de 5 a 10 vezes o seu valor nominal, por pelo menos 4 ciclos de rede; já no segundo grupo encontram-se geradores que requerem algum estágio de conversão de energia, ou seja, dispositivos de eletrônica de potência, tais como inversores. Os geradores neste segundo grupo, por limitação térmica dos seus elementos constituintes ou ainda do seu sistema de controle (BARAN e EL-MARKABY, 2005; BRUCOLI e GREEN, 2007), podem contribuir apenas de forma limitada para correntes de falta, cerca de 1 a 2 vezes o valor da corrente nominal (KE *et al.*, 2011) – a menos que sejam especificamente projetados para fornecer correntes de faltas mais elevadas, o que, por consequência, acarreta em aumento nos custos de projetos destes equipamentos (JAYAWARNA *et al.*, 2005; NIKKHAJOEI e LASSETER, 2007).

A maioria dos elementos que constituem o sistema de proteção nas redes de distribuição tem seu funcionamento baseado na detecção de sobrecorrentes nos circuitos nos quais estes dispositivos estão inseridos. Entretanto, a presença de geradores na rede de distribuição altera diversas características da rede, como fluxos de potência, magnitudes e direções das correntes nominais e de curto-circuito. Faltas numa rede que contenha geradores têm características muito diferentes daquelas onde estas estão ausentes, dependendo, inclusive se estas fontes são rotacionais ou IIDGs (HAN *et al.*, 2010), em decorrência da capacidade, como comentado, de fornecerem elevadas correntes de falta. No caso de uma microrrede constituída predominantemente por IIDGs, se a microrrede estiver interconectada à concessionária de energia, o sistema de proteção é, sob certos aspectos, simplificado porque a rede de distribuição consegue fornecer elevada corrente de falta (AL-NASSERI *et al.*, 2006). Entretanto, se esta mesma microrrede estiver ilhada na ocorrência de uma falta, pode ser difícil distinguir a corrente nominal de uma corrente de curto-circuito, o que significa problemas na sensibilidade do sistema de proteção, ou ainda, se este sistema for constituído de relés com função de sobrecorrente temporizada, atrasos de atuação destes dispositivos poderão ocorrer (FEERO *et al.*, 2002; CHOWDHURY *et al.*, 2009). Isto significa que as técnicas convencionais

para detecção de faltas por sobrecorrentes apresentam grande limitação, conseqüentemente, novas estratégias de proteção têm de ser exploradas (JAYAWARNA *et al.*, 2005; AL-NASSERI *et al.*, 2006).

2.6.4.2 Transformadores

Os transformadores estão entre os dispositivos que têm grande influência no sistema de proteção das microrredes. Basicamente, sob esta perspectiva, podem ser divididos em duas categorias. Na primeira, estão os transformadores abaixadores, que interligam a microrrede de baixa tensão e a rede de distribuição de média tensão, comumente chamados nas redes de distribuição de transformador terminal. Ele é instalado através da configuração delta (rede) para estrela com neutro aterrado (consumidor). A tensão nominal comumente utilizada é de 13,8/0,38 kV, com capacidade nominal entre 0,75 MVA e 2,5 MVA. Nas microrredes, entretanto, há uma tendência de se utilizar, ao invés dos transformadores convencionais, transformadores baseados em eletrônica de potência de alta capacidade porque possuem resposta rápida em condição de falta, otimizam a operação e controle da microrrede (KE *et al.*, 2011), possuem controle de fluxo de potência, além de melhorar a qualidade de energia dos consumidores residenciais (XU *et al.*, 2011).

Na segunda categoria, encontram-se os transformadores que interligam os geradores à microrrede, que podem possuir configuração delta para estrela com neutro aterrado (questões sobre as configurações destes transformadores são apresentados no item 2.6.4.3). Muitos países requerem que os geradores estejam conectados com a rede elétrica através de, pelo menos, um transformador isolador (mesmo através da relação de transformação de “um para um”). Como apresentado na seção anterior, é possível que a maioria dos geradores em uma microrrede seja composta por IIDGs, que por possuírem conversores, poderão injetar harmônicos durante sua operação. Assim, a configuração delta/estrela traz a vantagem de, além da injeção do terceiro harmônico ser inibida, em geradores conectados à rede na baixa tensão, estes transformadores podem fornecer um ponto de neutro para possibilitar alimentação de cargas monofásicas da microrrede (KE *et al.*, 2011).

Outros transformadores de grande importância e que podem influenciar na proteção (e operação) da microrrede são os que estão localizados no PCC. A utilização, por exemplo, de transformadores na configuração estrela (microrrede) para delta (concessionária) pode assegurar que a separação da microrrede não seja necessária quando

houver quedas de tensão decorrentes de faltas na rede de distribuição de energia, tendo-se em vista, que nesta configuração, a tensão entre uma fase e a terra na microrrede não cai abaixo de 58% da tensão nominal (CHOWDHURY *et al.*, 2009).

2.6.4.3 Segurança Elétrica e Aterramento

Uma microrrede está sujeita às mesmas condições de segurança que um sistema de distribuição convencional. Sendo assim, o aterramento nas microrredes tem importância crítica (JAYAWARNA *et al.*, 2005). Nos sistemas de energia o aterramento é quesito fundamental para a segurança elétrica e proteção, e seu projeto tem como objetivos (KINDERMANN e CAMPAGNOLO, 2011):

- Manter potenciais produzidos pelas correntes de falta dentro de limites, para garantir segurança humana;
- Em caso de faltas, garantir sensibilidade do sistema de proteção;
- Quando o sistema é afetado por descargas atmosféricas, tem como objetivo proporcionar caminho de escoamento de correntes de surto para a terra;
- Escoar cargas estáticas das carcaças de equipamentos elétricos, garantindo, assim, equalização de potenciais.

Um dos critérios utilizados para avaliar se o sistema de aterramento é adequado, do ponto de vista de segurança humana, é baseado nos critérios de tensão de toque e de passo do IEEE (IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding, 2000). De acordo com este critério, o sistema de aterramento deve garantir que a tensão máxima de condução (tensão de passo ou de toque) não deve exceder certos limites máximos definidos neste documento (JAYAWARNA *et al.*, 2005; KINDERMANN, 2005a).

Existem diversas formas de se aterrar um sistema elétrico: através de hastes, placas de formas e tamanhos diversos. Além disso, pode-se classificar o sistema de aterramento de baixa tensão pelos tipos: TN-S, TN-C, TN-C-S, TT e IT. Nesta notação, a primeira e segunda letra representam a forma como é realizado o aterramento da fonte e da carga, respectivamente, onde (KINDERMANN e CAMPAGNOLO, 2011):

- T: significa que o ponto de neutro da fonte ou massa da carga é diretamente aterrado;
- I: significa que o ponto de neutro da fonte ou massa da carga é isolado ou aterrado por impedância;

- N: significa que a massa da carga é aterrada utilizando o próprio sistema de aterramento da fonte. Nesta situação, o cabo utilizado para aterramento pode ser distinto do neutro (TN-S, neste caso, o cabo de proteção é chamado de PE), pode ser comum (TN-C, neste caso o cabo de proteção é denotado por PEN), ou separado até certa distância, mas depois conectado ao neutro (TN-C-S).

Nos sistemas de distribuição convencionais, enquanto o sistema de aterramento TT é o mais comumente encontrado, o TN é mais utilizado em países anglo-saxônicos, e o IT é empregado quando a continuidade de serviço é fundamental, como, por exemplo, em hospitais. No caso das microrredes, diversos fatores e considerações influenciam na escolha do tipo de aterramento, como: práticas e legislação existente no país e necessidades dos usuários da microrrede. Baseando-se no fato que o sistema de aterramento TN oferece um caminho de retorno para correntes de falta com menor impedância do que o sistema TT (lembrando da limitação de alguns geradores têm de fornecer corrente de falta suficiente para sensibilizar a proteção), este sistema se torna a escolha preferencial a ser implementada nas microrredes, enquanto o IT é evitado, como já ocorre nas redes de distribuição convencionais (JAYAWARNA *et al.*, 2005).

É importante salientar que a eficácia e adequação do sistema de aterramento nas microrredes também dependem das diferentes conexões dos transformadores de distribuição. Em geral, esta eficácia não é determinada pela forma de conexão dos transformadores terminais, mas pelos transformadores das gerações. Como é mostrado, por exemplo, em (CHOWDHURY *et al.*, 2009), se os transformadores que interligam os geradores à microrrede tiverem configuração estrela aterrado (rede) e delta (gerador), então a microrrede mantém um sistema de aterramento efetivo, mesmo se estiver ilhada. A maior dificuldade decorre quando se tem IIDGs, já que nesta situação, pode ser muito dificultoso a determinação da impedância para faltas que envolvam a terra.

Outra característica que diz respeito à segurança elétrica, onde o sistema de aterramento possui grande influência, é a questão dos efeitos decorrentes de surtos ou sobretensões por descargas atmosféricas. Estas estão entre as principais causas de distúrbios nos sistemas elétricos e ocasionam uma parcela significativa de interrupções não programadas (além, é claro, que o efeito destes distúrbios também podem ser percebidos pelas unidades consumidoras, tendo em vista, que provocam mau funcionamento ou até mesmo queima de equipamentos elétricos ou eletrônicos) (VISACRO *et al.*, 2001; OBASE, 2004; DELAIBA *et al.*, 2009).

No caso das microrredes, descargas atmosféricas podem comprometer a operação segura e estável destas redes, além de provocarem danos em equipamentos como transformadores e cabos em decorrência do baixo nível de isolamento destes dispositivos, como no estudo apresentado em (HONG-QIAO *et al.*, 2010). Neste mesmo trabalho também é mostrado que as sobretensões induzidas podem ser reduzidas através da instalação de pára-raios nos cabos e nos transformadores (ambos os lados do transformador), mas não em casos de quedas de raios diretamente nestas redes; e que cargas indutivas podem reduzir o nível de sobretensões decorrentes de surtos, enquanto que cargas capacitivas ou resistivas não têm nenhuma influência.

2.6.4.4 *Uso de Religadores Automáticos*

Como a maior parte das faltas nas redes de distribuição são temporárias e a eliminação do arco que originou a falta já é suficiente para permitir a restauração do sistema, a utilização de religadores automáticos é justificável. Entretanto, em (GEIDL, 2005) são discutidos os efeitos dos religadores automáticos quando se tem geradores na rede de distribuição em situação de ilhamento. Embora este estudo trate deste caso particular de geradores distribuídos, claramente as implicações da utilização de tais equipamentos podem ser estendidas para as microrredes. De acordo com este autor, a utilização dos religadores automáticos em uma rede com geração pode levar aos seguintes problemas:

- Os geradores podem continuar alimentando o arco elétrico que ocasionou a falta temporária;
- O desbalanço inerente de potência, e conseqüente desvios de frequência nas microrredes, fariam com que o religador automático buscasse acoplar dois sistemas dessincronizados, o que levaria tempos mais longos de operação deste dispositivo.

De acordo com esta mesma pesquisa, a única solução possível é a desconexão das gerações em caso de perda de conexão com a concessionária de energia.

(CONTI, 2009) sugere a desconexão das gerações apenas quando há suspeita de falta, tal que o sistema retorne à topologia radial e opere como um sistema de distribuição convencional. A grande desvantagem neste caso é que, se os geradores se desconectarem no intervalo entre o primeiro desligamento e primeiro religamento do religador automático, deverão se manter neste estado até que a tensão da rede de distribuição seja estabilizada. Além disso, se as cargas forem muito grandes, a

concessionária poderá não ser capaz de supri-las após o religamento, o que significa que a restauração de alguns consumidores, pode levar mais tempo que alguns minutos. Notar, entretanto, que estas metodologias são contrastantes com a filosofia discutida em (NIKKHAJOEI e LASSETER, 2007) (seção 2.6.3), que apresenta que, para qualquer falta na microrrede, a desconexão da concessionária se faz necessária.

2.7 IMPLEMENTAÇÕES E PESQUISAS MUNDIAIS

Nas subseções a seguir, são apresentadas algumas arquiteturas, pesquisas e casos de implementação de microrredes na América do Norte, Europa e Ásia, baseando-nos nos estudos realizadas por (BARNES *et al.*, 2007; HATZIARGYRIOU *et al.*, 2007; LIDULA e RAJAPAKSE, 2011).

2.7.1 América do Norte

Nos Estados Unidos (EUA), um dos mais conhecidos projetos de pesquisa sobre microrredes é chamado CERTS (*Consortium for Electric Reliability Technology*) (LASSETER, 2014). Com o objetivo de demonstrar a viabilidade de algumas características propostas neste projeto, foi desenvolvida uma microrrede teste chamada *Microgrid Test Bed* (LASSETER e KLAPP, 2014). As principais características de uma microrrede CERTS são:

- O controle dos geradores é realizado localmente por dispositivos eletrônicos que incorporam características de *droop* – o controle de potência é realizado por uma curva potência *versus* frequência. Esta mesma característica também é utilizada para manter a estabilidade da microrrede, isto é, a tensão é controlada através da característica tensão *versus* potência reativa;
- Possui um único PCC e a microrrede não exporta energia para concessionária. Desta forma, a microrrede é vista como uma simples carga controlável do SEP;
- É constituída de elementos *plug-and-play*, isto é, qualquer dispositivo pode ser interconectado à microrrede sem reajuste de parâmetros, o que torna esta microrrede flexível.

Outros três projetos desenvolvidos, ainda nos EUA são chamados *Microgrid Mad River*, *Microgrid British Columbia Hydro Boston Bar* e *GE Microgrid* (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2007). No Canadá, muitas pesquisas em microrredes experimentais (regiões de GD que permitem ilhamento intencional), têm sido realizadas, e procura-se investigar,

entre outros aspectos, o controle e a utilização de geração residencial, com objetivo de redução de carga em horários de pico. Um dos projetos neste país é chamado *Ramea Wind-diesel Project* (RAMEA, 2014).

2.7.2 Europa

Na Europa, entre as microrredes implementadas e em estudo, destacam-se *Kythnos* (Grécia) (KITHNOS, 2014) e *Labein Experimental Centre* (Espanha) (LABEIN, 2014). Duas pesquisas na Europa sobre microrredes têm destaque, e são apresentados a seguir: Projeto de Pesquisa em Microrredes da União Europeia (*EU Microgrids Research Project*) (EU... 2014a) e o Projeto de Pesquisa *More Microgrids* da União Europeia (*EU More Microgrids Research Project*) (EU... 2014b).

2.7.2.1 Projeto de Pesquisa em Microrredes da União Europeia (*EU Microgrids Research Project*)

Este projeto contou com a colaboração de 14 instituições de diversos países da União Europeia, como empresas de energia, fabricantes de equipamentos e instituições de pesquisa. Teve início no ano de 1998 e término no ano de 2002, com um total de investimentos de 4,5 milhões de euros. Entre os principais objetivos deste projeto estavam:

- Estudar a operação das Microrredes, quando se tem crescente penetração de geradores.
- Analisar a operação das microrredes para seus dois modos (ilhada e interconectada à concessionária de energia).
- Definir e desenvolver estratégias de controle das microrredes, para garantir a operação e o gerenciamento, com vista na confiabilidade, segurança e economia.
 - Definir políticas apropriadas de proteção e aterramento para garantir segurança e detecção de faltas.
 - Identificar e desenvolver infra-estrutura e protocolos de comunicação necessários para a operação das microrredes.
 - Determinar os benefícios econômicos das microrredes e propor métodos sistemáticos para quantificá-los.
 - Simular e demonstrar a operação das microrredes a nível de escala de laboratório.

Este projeto foi concluído com sucesso e possibilitou muitas soluções tecnológicas inovadoras, como exemplo:

- Modelagens de geradores.
- Ferramentas para análise, tanto dinâmicas quanto em regime permanente das microrredes.
 - Algoritmos de controle, hierárquicos e distribuídos, baseados em agentes.
 - Estratégias de *blackstart* locais.
 - Definição dos requisitos de inteligência das interfaces para os geradores.
 - Esquemas de proteção e aterramento.
 - Métodos de quantificação de benefícios e confiabilidade das microrredes.

2.7.2.2 Projeto de Pesquisa More Microgrids da União Europeia (EU More Microgrids Research Project)

Este projeto teve como objetivo dar continuidade ao Projeto de Pesquisa em Microrredes da União Europeia (apresentado anteriormente) e assim como este, contou com diversas instituições. Teve início no ano de 2002 e término no ano de 2006, além de investimentos totais de 8,5 milhões de euros. Os principais objetivos deste projeto:

- Investigar novos controles dos geradores, além de desenvolver estratégias alternativas de controle utilizando novas tecnologias de informação e comunicação.
- Criação de projetos de redes alternativas, incluindo a aplicação de métodos modernos de proteção.
- Integração comercial e técnica de múltiplas microrredes, incluindo o interfaceamento destas com um sistema de gerenciamento de distribuição à montante, incluindo a operação de mercados descentralizados para energia e serviços ancilares.
- Padronização técnica e comercial de protocolos, para permitir a fácil instalação de gerações com capacidades de *plug-and-play*.
- Estudos de impacto na operação do SEP, incluindo quantificação dos benefícios das microrredes em nível regional, nacional e da União Europeia.
- Validação experimental de diversas arquiteturas da microrrede, para seus dois modos de operação, incluindo a transição entre estes: testes de componentes de eletrônica de potência, estratégias de controle, entre outros.

2.7.3 Ásia

Entre os principais países da Ásia que realizam pesquisas em microrredes, estão o Japão e a China. O Japão, até o ano de 2007, era um dos países que liderava os projetos em microrredes, pois desde há alguns anos o governo japonês havia definido metas para crescimento da utilização de geração eólica e fotovoltaica. Desta forma, o conceito de microrredes serviu como solução para que a ampla utilização destas fontes não comprometesse os elevados índices de qualidade e confiabilidade de energia do sistema elétrico naquele país (BARNES *et al.*, 2007). O principal órgão de fomento de pesquisa em microrredes é chamado NEDO (*New Energy and Industrial Technology Development Organization*) (NEDO, 2014). Algumas microrredes desenvolvidas no Japão são chamadas *Shimizu*, *Hachinhohe* e *Kyotango* (MOROZUMI, 2006).

2.8 CONTEXTUALIZAÇÃO DAS MICRORREDES NO BRASIL

Do ponto de vista de regulação, no Brasil, a resolução normativa no. 482 de 17 de abril de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (ANEEL, 2012b) *“estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica (...)”* e define microgeração e minigeração como *“(...) central de energia elétrica (...) que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração (...) conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras”* com potências instaladas menores ou iguais a 100 kW e menores ou iguais a 1 MW, respectivamente.

A condição de ilhamento da GD é previsto pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (ANEEL, 2012a; ANEL, 2012), mas ainda não é permitida por algumas concessionárias (AMPLA, 2012; CEEE-D, 2012; CELESC, 2012; CELG, 2012; CELTINS, 2012; COELBA, 2012a), *“desejável em situações de emergência, evitando interrupções de longa duração no fornecimento de energia”* (CEMIG, 2011), ou permitida somente em nível de média tensão (COELBA, 2012b; ENERSUL, 2012). Em outras empresas, apesar de não permitida, vemos uma tendência, onde o procedimento da concessionária estabelece, por exemplo, que *“(...) todas as centrais de geração provenientes de geradores síncronos deverão estar preparadas para operação ilhada da instalação interna*

ou de parte do sistema de distribuição, constituindo desta forma microrredes” (COPEL, 2012).

2.9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi mostrada a mudança que vem ocorrendo nos sistemas de distribuição convencionais, em decorrência da inclusão de geradores nestas redes, anteriormente passivas. A integração destas fontes traz muitas vantagens, mas também muitos desafios. Um novo sistema, chamado microrredes tem sido proposto. O conceito de microrredes, as vantagens, implicações técnicas e econômicas, topologia e principais elementos constituintes, aspectos de operação, entre outros, foram apresentados neste capítulo. Um dos grandes desafios operacionais destas redes diz respeito à proteção, em decorrência, por exemplo, de limitações de contribuição de alguns tipos de fontes geradores para correntes de falta e problemas de sensibilidade e coordenação de relés com função de sobrecorrentes.

No próximo capítulo são apresentadas duas técnicas empregadas para proteção de SEP: Sistemas Multiagentes (SMAs) e Sistemas Especialistas (SEs). O entendimento destas técnicas é de fundamental importância para a compreensão da proposta central deste trabalho, isto é, a realização de um SMA para proteção adaptativa de microrredes.

3 TÉCNICAS DE INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL APLICADAS A SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA: SISTEMAS MULTIAGENTES E SISTEMAS ESPECIALISTAS

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A Inteligência Artificial (IA) é um dos ramos recentes da Ciência da Computação e procura entender o comportamento de entidades denominadas inteligentes. Ao contrário da filosofia ou da psicologia, mais voltadas com o estudo da inteligência dentro das relações humanas, a IA tem como base em como estas entidades podem ser criadas por meio de dispositivos tecnológicos. Este termo surgiu na década de 50, nos EUA, no interesse de diversos cientistas em se estudar como poderiam ser criadas máquinas inteligentes e como estas afetariam os processos industriais daquela época. Conceitualmente, a IA tem como principal característica o desenvolvimento de sistemas que vão além dos processos procedimentais estabelecidos por um desenvolvedor humano, isto é, são sistemas com capacidade de aprendizagem, adaptação e de tomadas de decisão (LUSTOSA, 2004).

Nesta seção são estudadas duas técnicas da IA muito empregadas em diversas áreas de SEP: SMAs e SEs. Dentro do SMA, é apresentado o JADE, principal ferramenta utilizada no desenvolvimento do SMA para proteção adaptativa de microrredes, que é a proposta deste trabalho. Também é mostrado o relacionamento entre os SMAs e a norma IEC61850, que são um conjunto de normas com aplicação em sistemas e redes de comunicação de subestações, mas que se tem tornado um padrão de comunicação, também para aplicações em microrredes. Finalmente, são estudados os SEs, principal componente utilizado para tomadas de decisões dos agentes e diagnósticos da microrrede.

3.2 SISTEMAS MULTIAGENTES

O termo SMA está inserido em um paradigma da ciência da computação, chamado Programação Orientada à Agentes (AOP – *Agent Oriented Programming*), que traz conceitos da teoria de IA para Sistemas Distribuídos. A AOP, basicamente, modela uma aplicação constituída de diversas entidades denominadas agentes, que são caracterizados, principalmente, por (BELLIFEMINE *et al.*, 2007):

- **Autonomia:** podem resolver problemas independentemente de outros agentes ou de intervenção humana.

- Pró-atividade: podem tomar a iniciativa de realizar uma tarefa, sem qualquer estímulo externo.
- Sociabilidade: cooperam com humanos e com outros agentes de forma a atingir seus objetivos.
- Reatividade: percebem mudanças no ambiente que se encontram, e reage a estas.
- Comunicação: podem interagir com outros agentes, de forma a atingir seus próprios, ou os objetivos dos demais agentes;

O modelo de arquitetura utilizada da AOP é *peer-to-peer*, o que, neste contexto, significa que qualquer agente pode iniciar a comunicação (isto é, sem a necessidade de uma estação mestre, como ocorre, por exemplo, nos sistemas de comunicação desbalanceados). Além disso, outras características possíveis destas entidades são (BELLIFEMINE *et al.*, 2007):

- Mobilidade: um agente pode possuir a habilidade de se mover entre diversos “nós” de uma rede de computadores.
- Confiabilidade: um agente não fornece informações a outros agentes que não sejam verdadeiras ou confiáveis.
- Benevolência: um agente sempre tenta realizar o que lhe é pedido.
- Racionalidade: um agente sempre age em busca de seus objetivos, nunca o contrário;
- Aprendizagem: um agente tem capacidade de se adaptar ou se ajustar ao ambiente que se encontra.

A tecnologia AOP tem sido objeto de ampla discussão e pesquisa na comunidade científica há anos. Entretanto, somente recentemente, tem-se visto sua vasta aplicabilidade, que vai desde sistemas pessoais até complexos sistemas industriais, tais como em controle de processos, diagnósticos de sistemas, manufatura, logística de transportes e gerenciamento de redes.

Com o objetivo de desenvolvimento de padrões relacionados à tecnologia de agentes e sua interoperabilidade com outras tecnologias de comunicação, no ano de 1996 foi criada a FIPA (*Foundation for Intelligent, Physical Agents*), que é uma associação internacional sem fins lucrativos, e desde o ano de 2005 está integrada ao *IEEE Computer Society* (FIPA, 2012). Durante a evolução na busca de padrões para os SMAs, diversas ideias foram propostas, algumas continuam incompletas ou caíram em desuso, mas outras definições continuam com grande importância, como as descritas a seguir:

a) Comunicação entre os agentes (*Agent Communication*)

Os agentes se inserem na noção básica de um modelo computacional distribuído, portanto, constituído por duas partes: componentes e conectores. Componentes são os consumidores, produtores e mediadores das mensagens trocadas por meio dos conectores. Algumas organizações como a ISO (*International Organization Standardization*) e IETF (*Internet Engineering Task Force*) têm uma abordagem de redes orientadas sobre pilhas de protocolos através de camadas, que é a base da maioria das comunicações entre computadores conhecidas atualmente – os modelos OSI e TCP/IP. Durante a década de noventa, estes protocolos foram complementados com o modelo orientado a serviços, por diversas organizações, como OMG (*Object Manage Group*), DCE (*Distributed Computer Enviroment*), W3C (*World Wide WEB Consortioum*), GGF (*Global Grid Forum*) e FIPA. Basicamente, no modelo orientado a serviços, a camada de aplicação possui múltiplas subcamadas, ao invés de somente uma, como na OSI ou TCP/IP.

Um dos requisitos mínimos exigidos pelo FIPA para que um sistema seja reconhecido como um agente é a sua capacidade de trocas de mensagens do tipo FIPA-ACL (*FIPA-Agent Communication Specifications*). O FIPA-ACL é fundamentado na teoria dos atos de comunicação, também chamados atos de fala ou performativas, que ao serem proferidos, correspondem à informação ou ação do emitente sobre um objeto a que se refere (ou seja, as mensagens representam ações ou atos). Um exemplo de mensagem FIPA-ACL é “meu nome é João”, que quando emitido, leva esta informação a seu destinatário. Uma mensagem ACL é constituída por uma série de parâmetros, como mostrado no quadro 3:

Quadro 3: Parâmetros de uma mensagem ACL e sua descrição.

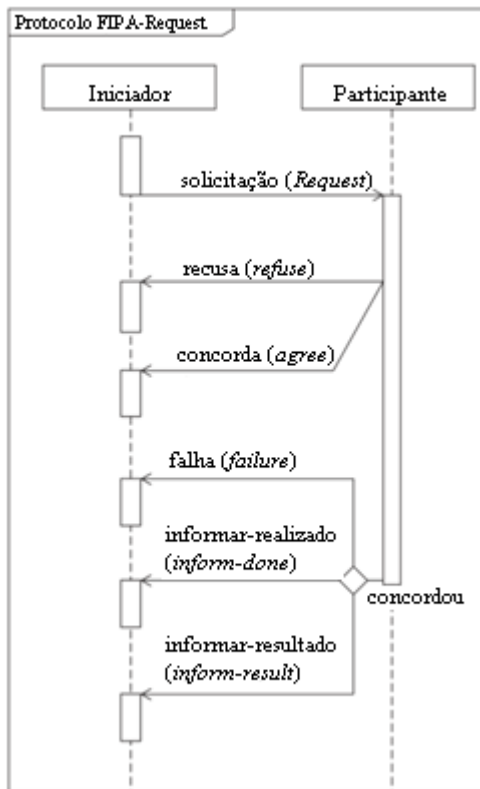
Parâmetro	Descrição
<i>Performative</i>	Tipo de ato comunicativo da mensagem
<i>Sender</i>	Identidade do emitente da mensagem
<i>Receiver</i>	Identidade do destinatário da mensagem
<i>Reply-to</i>	Que agente são direcionadas as mensagens subsequentes dentro de uma conversação
<i>Content</i>	Conteúdo da mensagem
<i>Language</i>	Idioma do conteúdo da mensagem
<i>Encoding</i>	Codificação do conteúdo da mensagem
<i>Ontology</i>	Referência à uma ontologia, de forma que os símbolos usados na mensagem tenham sentido
<i>Protocol</i>	Protocolo de interação usado para estruturar uma conversação
<i>Conversation-id</i>	Identificador único de uma conversação
<i>Reply-with</i>	Uma expressão a ser usada por um agente ao responder uma mensagem
<i>In-reply-to</i>	Referencia-se à uma ação recente para a qual uma mensagem foi respondida
<i>Reply-by</i>	Uma indicação de data/hora de quando uma resposta pode ser recebida

Fonte: (BELLIFEMINE *et al.*, 2007).

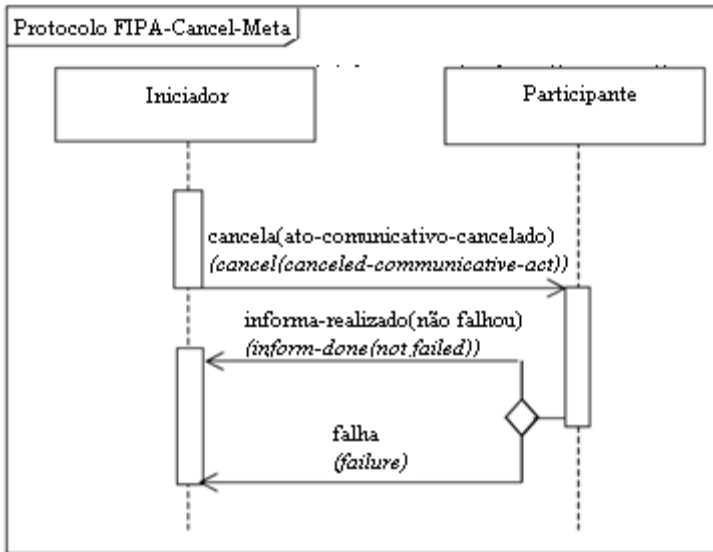
Baseada nos atos de comunicação, a FIPA definiu um conjunto de protocolos de interação (*IP – Interaction Protocol*) entre os agentes, cada um deles consistindo de uma sequência de atos comunicativos. Um destes protocolos, como exemplo, é chamado *FIPA-Request-Protocol*, cuja interação é mostrada na figura 11. Neste protocolo, um agente, chamado Iniciador (*Initiator*) solicita a outro agente, chamado de Participante (*Participant*) que seja executada alguma ação (a ação de se requisitar algo é chamada *Request*). Este agente pode, por sua vez, aceitar (*agree*) o que lhe foi pedido ou recusar (*refuse*). Caso aceite, deve informar ao iniciador se houve uma falha na execução (*failure*), se a ação foi completada com sucesso (*inform-done*), ou indicar que, além

de a ação ter sido realizada, notificar ao iniciador sobre os resultados obtidos (*inform-result*). Em qualquer ponto desta iteração, o receptor da mensagem pode informar que não entende a mensagem recebida, retornando uma mensagem de não entendimento (*not-understood*). Também nesta interação, o iniciador pode cancelar a conversação, através de um meta-protocolo mostrado na figura 12, onde este envia uma mensagem de cancelamento (*canceled-communicative-act*) ao participante, que por sua vez, lhe retorna uma mensagem informando se o pedido de cancelamento foi realizado (*inform-done*) ou se houve uma falha no pedido (*failure*) (FIPA, 2002).

Figura 11: Protocolo de interação *FIPA-Request-Protocol*.



Fonte: (FIPA, 2002).

Figura 12: Protocolo de interação *FIPA-Cancel-Meta-Protocol*.

Fonte: (FIPA, 2002).

b) Subcamadas FIPA:

Na comunicação FIPA, a camada de aplicação, por ser orientada a serviços, pode ser subdividida em diversas subcamadas (como foi apresentado no item *a*), descritas nos itens a seguir:

- Subcamada 1 (Transporte): é a subcamada mais “baixa” do modelo FIPA, e serve para mensagens IIOP (*Internet Inter-ORB Protocol*), WAP (*Wireless Application Protocol*) e HTTP (*Hyper Text Transfer Protocol*).

- Subcamada 2 (Codificação – *Encoding*): ao invés do envio de mensagens por *bytes* codificados, a FIPA define várias formas para sua representação, incluindo XML (*Extensible Markup Language*), *String* e *Bit-Efficient* (utilizado em comunicação com baixa largura de banda).

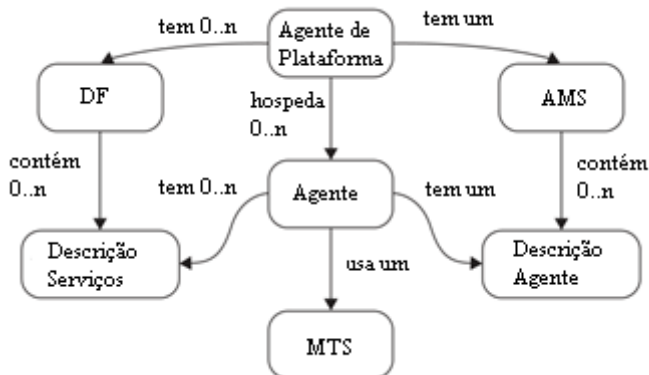
- Subcamada 3 (Envio de Mensagem – *Messaging*): para incentivar flexibilidade, a estrutura da mensagem é especificada, mas não através de uma codificação particular. A estrutura de mensagem entre agentes foi mostrado anteriormente no quadro 3.

- Subcamada 4 (Ontologia): o conteúdo de uma mensagem FIPA pode ser explicitamente referenciada à uma aplicação específica.
- Subcamada 5 (Expressão do Conteúdo – *Content Expression*): o conteúdo de uma mensagem pode ter qualquer forma, mas FIPA definiu, por exemplo, um guia para utilização de uso de fórmulas lógicas e operações algébricas.
- Subcamada 6 (Ato comunicativo – *Communicative Act*): uma simples classificação da mensagem em termos de ação ou performativas, como as descritas anteriormente (exemplo: *inform*, *request* e *agree*).
- Subcamada 7 (Protocolo de Interação): FIPA define vários protocolos de interação. Um exemplo, como foi apresentado no item a desta seção, é o *FIPA-Request-Protocol*.

c) Gerenciamento de Agentes (*Agent Management*):

Outra especificação da FIPA é o gerenciamento de agentes, que é um *framework* dentro do qual os agentes podem existir, operar e ser gerenciados. Este *framework*, mostrado na figura 13, estabelece um modelo de referência lógico para criação, registro, localização, comunicação, migração e operação dos agentes. É constituído dos seguintes componentes (FIPA, 2002):

Figura 13: Gerenciamento de Agentes na especificação FIPA.



Fonte: (FIPA, 2002).

- Agente de Plataforma (AP – *Agent Platform*): este agente disponibiliza a infraestrutura no qual os agentes são desenvolvidos, ou seja, são as máquinas, os sistemas operacionais, os componentes para o gerenciamento dos agentes, os agentes propriamente ditos e alguns dispositivos de *software* adicionais.

- Agente: um agente é um processo computacional que habita um AP (descrito anteriormente). Normalmente, esta entidade oferece um ou mais serviços computacionais, que podem ser publicados e, desta forma, seus serviços tornam-se conhecidos para os demais agentes (que podem então, utilizá-los). A descrição dos serviços por um agente é chamado de Capacidades. Um agente tem de ter pelo menos uma identidade, que pode ser obtida utilizando o Identificador do Agente FIPA, chamado AID (*Agent IDentifier*).

- Facilitador de Diretórios (DF – *Directory Facilitator*): este é um componente opcional e tem como característica disponibilizar um serviço chamado Páginas Amarelas (*Yellow Pages*). O DF mantém uma lista completa e precisa de todos os agentes e os serviços que os mesmos dispõem.

- Sistema de Gerenciamento dos Agentes (AMS – *Agent Management System*): o AMS é um componente indispensável para uma AP, porque é responsável por seu gerenciamento e operação. Um AMS pode criar e suprimir agentes, além de realizar a supervisão e migração destes (“de” e “para” um AP). Cada agente deve se registrar com um AMS para obter uma AID, que por sua vez, mantém um diretório de todos os agentes presentes na plataforma – este registro é chamado de páginas brancas (*White Pages*).

- Serviços de Transporte de Mensagens (MTS – *Message Transport Service*): O MTS é um serviço fornecido por uma AP para transporte de mensagens ACL entre agentes (do mesmo ou de diferentes APs). As mensagens são entregues por um envelope de transporte e contém um conjunto de parâmetros, como por exemplo, o destinatário da mensagem.

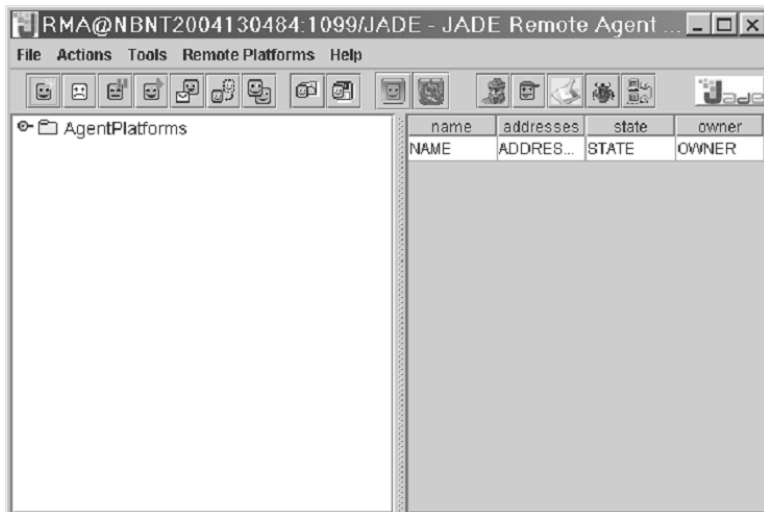
3.2.1 O JADE

Entre as plataformas mais difundidas para o desenvolvimento de sistemas agentes está o JADE (*Java Agent Development Framework*), que possui como característica, a facilidade de desenvolvimento de aplicações completas por meio de um ambiente de implementação em tempo de execução. Como é programado em JAVA, também traz como

benefício o enorme conjunto de recursos desta linguagem, como a possibilidade de inclusão de diversas bibliotecas externas. O JADE foi inicialmente desenvolvido pelo Departamento de Pesquisa e Desenvolvimento da Itália Telecom (*Research & Development Department of Telecom Italia*) e é atualmente um *software* livre.

Uma das principais características do JADE é sua completa compatibilidade com as especificações da FIPA, anteriormente apresentadas. O JADE também possui ferramentas adicionais que extrapolam estas especificações, mas sem desrespeitá-las, como por exemplo: arquitetura baseada em *containers*, mecanismo de entregas persistente de mensagens, serviços WEB, agentes de apoio para mobilidade de agentes, agentes adicionais para depuração dos programas (*Dummy Agent*, *Snnifer Agent*, *Introspector Agent* e *Log Manager Agent*) e interface gráfica. Com relação a esta última característica, quando o usuário solicita a criação da interface, é criado um agente adicional, chamado Agente de Monitoração Remota (RMA – *Remote Monitoring Agent*), que tem como objetivo auxiliar o usuário no gerenciamento dos agentes do sistema desenvolvido. Na figura 14 é mostrada a interface gráfica do agente RMA.

Figura 14: Interface gráfica do Agente RMA na plataforma JADE.

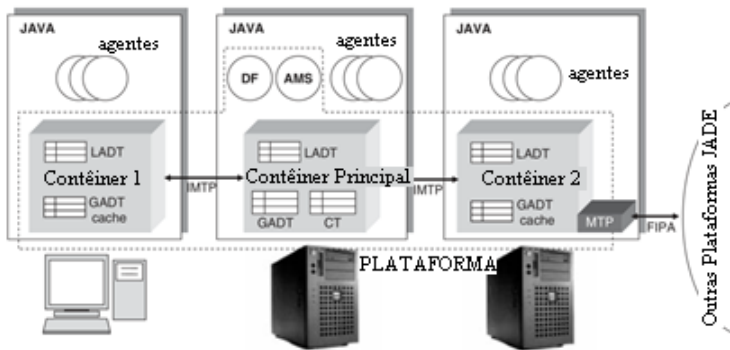


Fonte: (FIPA, 2002).

Com relação à arquitetura JADE, os principais elementos que o constituem estão mostrados, como exemplo, na figura 15. Sua plataforma é composta por Contêiner de Agentes (*Agent Containers*). Os agentes “vivem” em contêineres, que são processos JAVA, que, por sua vez, podem estar distribuídos em uma rede de computadores. Um Contêiner Principal (*Main Container*) representa o ponto de inicialização da plataforma (*bootstrap*), isto é, um contêiner sobre o qual todos os outros devem se juntar e se registrar. Este contêiner tem as seguintes atividades:

- Gerenciar a Tabela de Contêineres (CT – *Container Table*), que contém o registro dos objetos e endereços de transporte de todos os outros containers (nós) que compõem a plataforma;
- Gerenciar a Tabela Global de Agente Descritor (GADT – *Global Agent Descriptor Table*), que contém o registro de todos os agentes presentes na plataforma, incluindo seu status e localização;
- Hospedar o AMS e o DF, que são dois agentes especiais, apresentados anteriormente.

Figura 15: Relacionamento entre os principais elementos da arquitetura JADE.

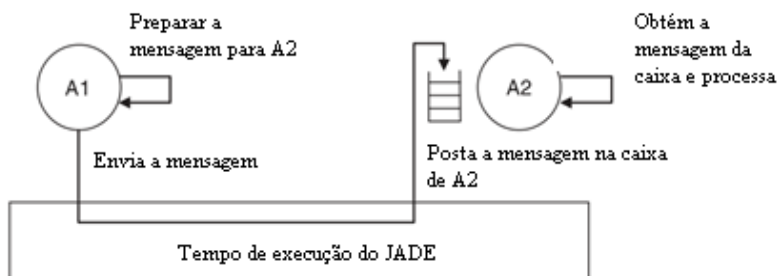


Fonte: (FIPA, 2002).

Entre os principais recursos que a plataforma JADE disponibiliza para os agentes estão a sua criação, programação para execução de tarefas, publicação e pesquisa de serviços nas páginas amarelas, além é claro da comunicação. A comunicação entre agentes no JADE é a mais fundamental característica desta plataforma, e seu paradigma é baseado em envio de mensagens assíncronas (*asynchronous*

message passing). Isso significa que cada agente possui uma “caixa de entrada” (*mailbox*), onde outros agentes podem depositar suas mensagens, como mostrado na figura 16. Quando o agente recebe mensagens, ele é notificado e então pode decidir se vai lê-las ou não (por exemplo, se as mensagens satisfizerem algum critério). O formato das mensagens é definido com base nos parâmetros de mensagens da FIPA-ACL, mostrados anteriormente no quadro 3, além de outros campos adicionais, utilizados, por exemplo, para controle de conversas simultâneas, determinação de tempo limites de resposta (*timeout*), etc.

Figura 16: Paradigma de envio de mensagens assíncronas no JADE.



Fonte: (FIPA, 2002).

Outro recurso importante do JADE é a programação dos agentes para execução de tarefas, que é realizada através de Comportamentos (*Behaviours*). Um agente pode ter um ou diversos comportamentos que podem ser executados a qualquer momento, inclusive de forma simultânea, após sua criação, ou ainda interiormente a outros comportamentos (isto é, comportamentos dentro de comportamentos). Os comportamentos que o JADE disponibiliza são:

- Comportamentos de execução única (*One-shot Behaviours*): são executados uma única vez.
- Comportamentos cíclicos (*Cyclic Behaviours*): nunca finalizam sua execução;
- Comportamentos genéricos (*Generic Behaviours*): finalizam sua execução se uma condição é satisfeita;
- Comportamentos executados temporalmente: são comportamentos que dependem do tempo para serem executados, isto é, assim que invocados, somente são executados após um tempo transcorrido (especificado pelo usuário). Há dois tipos: Comportamento

Andante (*Walker Behaviour*) e Comportamento *Ticker* (*Ticker Behaviour*). A diferença entre eles é que, enquanto o primeiro comportamento é executado somente uma vez, o segundo é executado de forma repetida até algum parâmetro indicar sua finalização.

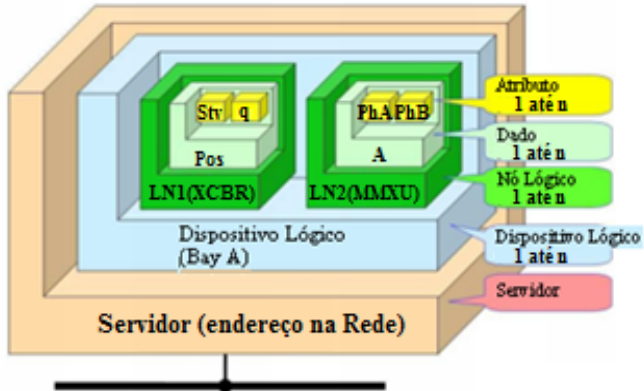
- Comportamentos para tarefas complexas: pode ser de três tipos: Comportamento Sequencial (*Sequential Behaviour*), composto por diversos subcomportamentos executados sequencialmente, isto é, uma vez que um comportamento é finalizado, outro é logo iniciado; Comportamento de Máquina de Estados Finitos (*FSM Behaviour – Finite State Machine Behaviour*), que implementa uma Máquina de Estados Finitos (MEF), onde cada um dos estados é um comportamento filho (ou subcomportamento); e Comportamento Paralelo (*Parallel Behaviour*), que possui diversos subcomportamentos que são executados em paralelo.

3.2.2 SMAs e a Norma IEC61850

A IEC 61850 é um conjunto de normas com aplicação em sistemas e redes de comunicação, e tem como objetivo garantir interoperabilidade de equipamentos em sistemas de automação em subestações (SAS) (SALEEM *et al.*, 2010). Esta norma estabelece uma hierarquia funcional, constituída por nós lógicos (LN – *Logical Node*), que nada mais são, que funções de controle, proteção ou monitoramento do SAS. Um nó lógico possui propriedades e atributos e está associado, por sua vez, à um *Bay* ou Dispositivo Lógico (LD – *Logical Device*), que podem residir em diferentes dispositivos físicos. Enquanto o fabricante de um dado equipamento projeta e implementa a função, a norma, por sua vez, estabelece e padroniza os dados de entrada e saída desta (PAULINO, 2007). Na figura 17 é apresentado o modelo de dados da norma IEC 61850, constituída do Servidor (*Server*), *Bay* ou Dispositivo Lógico (*Logical Device*), Nó Lógico (*Logical Node*), dados (*Data*) e atributos (*Attribute*). Neste exemplo, o *Server* é representado por um endereço de rede (*network address*), contém um Dispositivo Lógico chamada *Bay A* que possui dois Nós Lógicos, LN1 e LN2. LN1 é o nó lógico Disjuntor ou qualquer chave com capacidade de interromper curtos-circuitos (na norma, tem a notação XCBR), e LN2 é o nó lógico de medição para fins de operação (na norma, tem a notação MMXU), obtidos de TCs ou TPs. O nó lógico XCBR, por exemplo, possui a posição da chave (POS), que tem diversos atributos, por exemplo, Status do Valor (*Stv – Status Value*), isto é, se a chave está aberta, fechada ou em posição intermediária; e qualidade (*q*), que

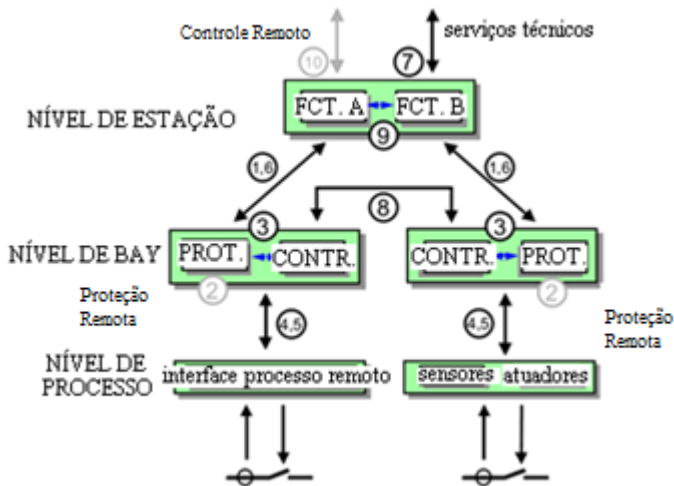
representa se a informação é boa (confiável) ou ruim (não confiável). Já o nó lógico MMXU, neste exemplo, possui o dado corrente (A – Ampères) e os atributos fase A (PhA) e fase B (PhB) (IEC, 2003a; c).

Figura 17: Modelo de dados da norma IEC 61850.



Fonte: (PAULINO, 2007).

Figura 18: Hierarquia funcional ou modelo das interfaces na norma IEC 61850.



Fonte: (IEC, 2003b).

Com relação à hierarquia funcional (também chamado pela norma de modelo de interfaces), mostrada na figura 18, a norma IEC 61850 define três níveis distintos (IEC, 2003b; APOSTOLOV, 2006; SALEEM *et al.*, 2010):

- Funções no nível de processo (*process level*): têm interface diretamente com o processo, são as funções de entrada e saída (I/O), como aquisição de dados e de comandos, sensores e atuadores, ou seja, são todas as funções que estão relacionadas ao processo, como sinais analógicos ou binários de status ou controle. Nas subestações convencionais, este é um circuito de corrente, tensão e contatos de chaveamento de fios. Entretanto, na norma IEC61850, estas funções são disponibilizadas por um sensor IED com interface digital para o nível de unidade ou *bay* (descrito no próximo item), e pode ser usada para aplicações distribuídas baseada em amostragem de sinais analógicos. Estas funções comunicam via interface lógica 4 e 5 para o nível de unidade ou *bay*.

- Funções no nível de unidade ou *bay* (*bay/unit level*): pode-se dividir o pátio de uma subestação em subsistemas que possuem funcionalidades em comum. Estes subsistemas são chamados de *bay*. Assim, as funções neste nível referem-se aos grupos de equipamentos para proteção, controle ou monitoramento, que estão predominantemente associados a uma determinada unidade e podem estar implementados através de dispositivos físicos, que também realizam funções no nível de processo (descrito no item anterior). Estas funções comunicam entre si via interface lógica 3, via interfaces 4 e 5 com o nível de processo, e interfaces 1 e 6 com o nível de subestação.

- Funções no nível de estação (*station level*): são funções que tratam da subestação como um todo, isto é, consistem nos computadores da estação com base de dados, sala de operação, comunicação para interface remota, etc. Pode-se dividi-las em dois grupos. No primeiro grupo, chamado de Processos Relacionados a Funções a Nível de Estação (*Process related station level functions*), estão as funções que utilizam dados de mais de um *bay*, ou mesmo, da subestação completa. São funções de controle ou proteção que em sistemas convencionais usam conexões por fios entre saídas dos relés e um equipamento e entradas óticas de outro. Um exemplo de tal interface são os *triggers* de falhas de relés devido a falha de disjuntores. Na IEC 61850, estas funções se comunicam principalmente pela interface lógica 8. No segundo grupo, chamado Interfaces Relacionadas a Funções a Nível de Estação (*Interface Related Station Level Functions*), estão as funções

que representam a interface do SAS para a Interface Homem Máquina (IHM), SCADA ou estação de engenharia remota da subestação. Estas funções comunicam via interfaces lógicas 1 e 6 com o nível de *bay* e via interface lógica 7 para sistema externo à subestação.

Pode-se classificar a comunicação entre os nós lógicos de duas formas: horizontal ou vertical. Enquanto a comunicação horizontal ocorre entre nós lógicos de mesmo nível, a comunicação vertical ocorre entre nós de níveis diferentes. A norma estabelece que esta comunicação é realizada, como visto, por meio de interfaces, representadas pelos números de 1 à 10 na figura 18 (exceto as interfaces 2 e 10 não são especificadas pela IEC 61850). Assim, a comunicação horizontal ocorre através das interfaces lógicas 2, 3, 8 e 9, e a comunicação vertical, entre as interfaces 1, 4, 5, 6, 7 e 10. A interface 2 é alocada para implementação de funções de proteção e deve ser confiável e com baixa latência. A interface 10, de controle remoto, tem como objetivo a comunicação com o sistema SCADA ou outro nível de controle (SALEEM *et al.*, 2010).

A norma IEC 61850 tem se tornado o padrão mais promissor para sistemas de comunicação e automação em subestações. Alguns trabalhos incluem também sua utilização para aplicações em microrredes, como por exemplo, para monitoramento e comunicação (ROMAN-BARRI *et al.*, 2010; BYUNGGWAN *et al.*, 2011) controle de potências dos geradores da microrrede (COLET-SUBIRACHS *et al.*, 2012) e proteção (USTUN *et al.*, 2012).

Ao mesmo tempo que a aplicação da norma IEC 61850 tem se tornado uma tendência, SMAs tem atraído a atenção de pesquisadores de SEP, como exemplo em aplicações de análise, monitoração e diagnósticos. Assim, alguns trabalhos investigam e apresentam características em comum entre SMAs e a norma IEC 61850. Por exemplo, de acordo com (APOSTOLOV, 2006), um nó lógico na norma IEC 61850 pode ser considerado um agente num SMA, porque existem diversas características em comum: são os menores elementos funcionais que podem existir de forma independente, possuem capacidade de troca de informações com outros nós (ou agentes), podem ser configurados, podem mudar seu comportamento ou estado em resposta às mudanças no ambiente. Além disso, de acordo com este mesmo trabalho, é possível dividir os agentes de acordo com o nível no qual estes se encontram, semelhante à hierarquia funcional apresentada na norma IEC 61850, mostrado na figura 3.10: agentes a nível de processos (*process level agent*), agentes a nível de dispositivo lógicos

(*logical device level agent*), agentes a nível de *bay* (unidade) (*bay level agent*) e agentes a nível de subestação (*substation level agent*).

Em (SALEEM *et al.*, 2010) é utilizada a mesma analogia que em (APOSTOLOV, 2006), mas neste estudo, um conjunto de nós lógicos são implementados em cada agente do SMA, que por sua vez, se comunicam através das mesmas interfaces dos protocolos especificados na norma. Esta característica permite a utilização de complexas funções distribuídas para as capacidades de cooperação, autonomia e pró-atividade para controle de SMAs. Cabe salientar que, nem todas as funções são utilizadas simultaneamente, diferentes subconjuntos são utilizados dependendo da função corrente. A comunicação entre nós lógicos seguem estritamente as especificações da IEC61850, usando por exemplo, a interface lógica 3 se a comunicação ocorre entre nós lógicos com funções a nível de unidade ou *bay*, ou interface 8 se a comunicação ocorre entre *bays* distintos, etc.

De acordo com (MIN *et al.*, 2008) a combinação da norma IEC 61850 com a técnica de SMAs para realização de telecomando, pode trazer muitos avanços sobre as tecnologias empregadas atualmente. Embora a norma trate sobre interoperabilidade de equipamentos em subestações, estes autores apresentam como um SMA pode ser utilizado para complementar a norma IEC 61850, com o objetivo de se realizar a comunicação entre um centro de comando e uma subestação.

3.3 SISTEMAS ESPECIALISTAS

Sistema Especialista (SE) é um ramo da IA que busca emular as ações de um especialista humano e tem como objetivo solucionar problemas em uma determinada área do conhecimento. Uma das principais características de um SE é possuir uma base de conhecimento, que é representada por um conjunto de regras bem definidas e separadas do mecanismo de inferência. Entretanto, ao contrário de um especialista humano, um SE não consegue encontrar soluções através de generalização, nem pelo uso da analogia. Por outro lado, os SEs possuem a vantagem de não estarem sujeitos a variações de humor, nem situações de estresse, além de sempre observarem todos os aspectos necessários a fim de encontrar uma solução para o problema no qual são submetidos, sem esquecimentos. Outras vantagens dos SEs são:

- O custo para disponibilidade por usuário de um SE é reduzido.
- O SE é permanente na ausência de um especialista humano.
- É possível criar múltiplos SEs para trabalharem simultaneamente e continuamente.

- Um SE pode explicar com detalhes a razão que o levou à conclusão de um problema.
- Em muitas situações a resposta de um SE poderá ser mais rápida que a solução humana.

O princípio de funcionamento de um SE é basicamente o seguinte: um usuário alimenta o SE com fatos ou outras informações, que em resposta, fornece a este perícias ou pareceres sobre estes fatos. Construtivamente, é dividido em quatro partes (GIARRATANO, 2007; 2008):

- Base de conhecimento: onde ficam armazenadas as regras.
- Motor de inferência: responsável por verificar quais regras e em que sequência estas são executadas, chamado de encadeamento de regras.
- Agenda: onde ficam armazenados os fatos.
- Interface com o usuário.

A separação do conhecimento (base de conhecimento) dos procedimentos de solução (motor de inferência) é a principal característica dos SEs, que os diferencia dos paradigmas nos programas computacionais tradicionais (como a linguagem C, por exemplo). Outras características dos sistemas baseados em regras são sua natureza modular (isto é, possuem capacidade de encapsular conhecimento e o expandir através de desenvolvimento incremental), facilidade de explanação (a construção de explicações do SE é simples, quando se utiliza regras) e similaridade com o processo de cognição humana (GIARRATANO, 2007; 2008).

Há duas formas de encadeamento de regras: encadeamento para frente (*forward chaining*) e encadeamento para trás (*back chaining*). No encadeamento para frente, a partir dos fatos, o mecanismo de inferência avalia quais regras inseridas na base de conhecimento têm suas condições satisfeitas. Quando é disparada uma regra, esta poderá gerar novos fatos que por sua vez dispararão outras regras, e assim, sucessivamente até que nenhuma outra regra possa ser executada, ou até que seja encontrada uma solução. Já no encadeamento para trás, parte-se de um objetivo e utilizam-se regras para se dar suporte a este objetivo. Um exemplo básico de programação de uma regra, em um SE, é mostrado como a seguir:

SE fato é verdadeiro
ENTÃO executa ações (e/ou novos fatos são criados)

Uma das ferramentas computacionais mais utilizadas para o desenvolvimento de SEs, que se utiliza do encadeamento para frente, é o CLIPS (*C Language Integrated Production System* – Sistema de Produção Integrado da Linguagem C), originalmente desenvolvido pela *Software Technology Branch*, localizado no Centro Espacial Lyndon B. Johnson na NASA. Seu primeiro lançamento foi em 1986 e desde aquela época foram realizadas melhorias ou modificações desde o projeto original, como por exemplo, a inclusão de dois novos paradigmas computacionais: paradigma procedimental e orientado a objetos, esta última chamada de Linguagem Orientada a Objetos CLIPS (COOL – *CLIPS Object-Oriented Language*). Atualmente o CLIPS possui diversas versões e descendentes, como por exemplo, o *FuzzyCLIPS*, que permite a inserção de regras utilizando raciocínio e fatos com lógica nebulosa; *PyCLIPS*, para integração à aplicação *Python*, JESS e CLIPSJNI (*Java Native Interface for CLIPS*) para integração ao JAVA (utilizada neste trabalho), etc. Todas estas ferramentas, incluindo o próprio CLIPS, são utilizadas por milhares de pessoas no mundo inteiro, por serem ferramentas de baixo custo, alta portabilidade e fácil integração com muitos sistemas. Na figura 19 é mostrada, como exemplo, a declaração de uma regra no CLIPS, PyCLIPS ou CLIPSJNI, onde a primeira linha é o nome da regra (*defrule name*), as linhas seguintes são os fatos que fazem disparar esta regra (*pattern_1*, *pattern_2*) e os novos fatos que são gerados, caso os fatos anteriores sejam verdadeiros (*action_1*, *action_2*, *action_3*).

Figura 19: Exemplo de declaração de uma regra no CLIPS.

```
(defrule rule_name "optional_comment"
(pattern_1)
(pattern_2)
=>
(action_1)
(action_2)
(action_3))
```

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesta seção foram expostas duas técnicas da IA, chamados SMAs e SEs. No âmbito dos SMAs, foi apresentado o JADE, que é a principal ferramenta utilizada para o desenvolvimento do SMA para proteção adaptativa de microrredes, que é a proposta deste trabalho. Dentro deste capítulo foram apresentados alguns estudos que relacionam SMAs e a norma IEC61850. Foram discutidos também os SEs, principal componente utilizado para tomadas de decisões dos agentes e diagnósticos da microrrede no sistema proposto. A apresentação destes conceitos é de fundamental importância para o entendimento do SMA para a proteção de microrredes. No próximo capítulo, é apresentada a arquitetura do SMA desenvolvido, a microrrede teste, sua modelagem e de seus componentes.

4 IMPLEMENTAÇÃO DA FERRAMENTA PROPOSTA

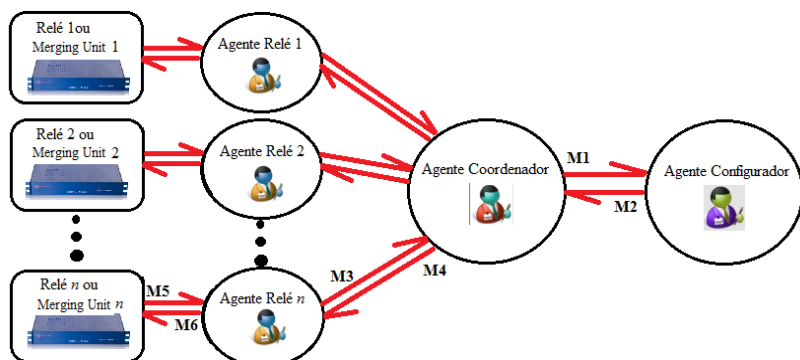
4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo, a arquitetura do SMA para proteção adaptativa de microrredes é apresentada. Na arquitetura proposta há três classes de agentes, cada um com comportamentos e base de conhecimentos distintos, dependendo da análise a ser realizada. Com relação a esta última, há dois tipos: análise *off-line* e análise *on-line*. Enquanto na análise *off-line* os agentes interagem e modificam as configurações dos ajustes dos relés de proteção antes de ocorrer a falta, na análise *on-line* os agentes detectam, localizam e isolam os defeitos, através de comandos de abertura (*trip*) direto dos disjuntores.

4.2 ARQUITETURA DO SISTEMA MULTIAGENTE PROPOSTO

A arquitetura do SMA desenvolvido é baseada no trabalho desenvolvido por (MAIOLA e ROLIM, 2014), e assim como neste, possui uma estrutura hierárquica composta por três classes de agentes: um agente *Coordenador*, um agente *Configurador* e inúmeros agentes *Relés*. A plataforma utilizada para o desenvolvimento do SMA foi o JADE (seção 3.2.1) e cada agente implementa um SE através da biblioteca CLIPSJNI (seção 3.3). Na figura 20 é apresentada a arquitetura do sistema: os agentes *Relés*, *Coordenador* e *Configurador*, bem como o fluxo de mensagens (M1, M2, M3, M4, M5 e M6) trocadas entre eles (explicados no decorrer desta seção).

Figura 20: Arquitetura do SMA proposto.



O sistema desenvolvido utiliza, entre outros, dois recursos dos SMAs. O primeiro, chamado Páginas Amarelas (seção 3.2), disponibilizado através do DF, contém um registro centralizado dos agentes de um AP e dos serviços que cada um pode oferecer. Assim, um agente pode se registrar no DF e os demais podem localizá-lo. O segundo recurso, chamado Páginas Brancas, disponibilizado pelo AMS, é responsável pelo gerenciamento, operação, supervisão e migração de agentes entre APs, o que significa que a perda de qualquer um dos agentes é “sentido” por este agente. No projeto desenvolvido, do ponto de vista de *hardware*, cada computador (AP) pode conter um Agente *Relé*, um Agente *Coordenador* e um Agente *Configurador*. Isso significa que inúmeros Agentes *Coordenadores* e *Configuradores* estão disponíveis no sistema. Entretanto, quando o SMA está em execução, somente um deles, isto é, um Agente *Coordenador* ou um Agente *Configurador*, é executado. Se houver falha de *hardware* no equipamento onde um Agente *Coordenador* ou *Configurador* está instanciado, esta situação é observada pelo AMS, que então elege outro computador na rede para assumir tais funções. Além disso, os outros Agentes percebendo a ausência de um Agente *Relé* em questão poderão tratar esta situação adequadamente.

O SMA desenvolvido é dividido em duas análises distintas, uma chamada de análise *on-line* e outra denominada análise *off-line*. É o tipo de análise, a ser explicado nas próximas subseções, que define os comportamentos dos agentes na microrrede e a base de conhecimento do SE que os constituem. Esta divisão do SMA em duas análises é baseada na proposta de (OUDALOV *et al.*, 2009), apresentado na revisão bibliográfica (seção 1.2). Entretanto, sua implementação é realizada de forma diferente: na análise *off-line* não há uma tabela de eventos e ações, mas basicamente um agente (agente configurador) com um SE responsável por analisar o estado da microrrede atual (a cada mudança de topologia) e enviar mensagens sobre os ajustes dos relés; na análise *on-line* não há um MGCC que modifica a configuração dos relés quando há mudanças de topologia, mas um agente que envia uma mensagem de comando de trip direto nos disjuntores quando há detecção de faltas.

a) Análise *off-line*

Na Análise *off-line*, os agentes interagem e modificam as configurações dos ajustes dos relés de proteção ou outros dispositivos eletrônicos inteligentes utilizados na eliminação de faltas ou situações inadequadas de operação. Nos itens a seguir, são descritas as mensagens

trocadas por cada agente, de acordo com a figura 20, para análise *off-line*:

- *Agente Configurador*: Recebe informações sobre a topologia da rede através de mensagens (M1) do agente *Coordenador* e inversamente, envia mensagens (M2) para este agente a respeito de quais relés devem ter seus ajustes modificados.

- *Agente Coordenador*: Compartilha mensagens com o agente *Configurador*, isto é, envia mensagens (M1) sobre a topologia da rede e inversamente, recebe mensagens (M2) de uma lista dos relés que devem ter seus ajustes modificados. Este agente também troca informações com os agentes *Relés*, recebe mensagens (M3) sobre mudanças nos valores de grandezas elétricas (corrente) ou mudanças de estados de chaves e disjuntores e, inversamente, envia mensagens (M4) sobre a configuração dos relés (somente aos agentes *Relés* que precisam mudar seus ajustes).

- *Agentes Relés*: obtêm informações (M5), como estado de disjuntores, chaves, valores de tensão e corrente de transformadores de potencial (TPs) e de corrente (TCs) ou de *Merging Units* dos geradores e de barras do sistema. Caso haja mudança de estado de um disjuntor ou chave, ou se houver uma ultrapassagem de um valor preestabelecido para os valores de corrente ou tensão, este agente é responsável por enviar uma mensagem (M3) para o agente *Coordenador*. Inversamente, os *Agentes Relés* também recebem mensagens (M4) deste agente, que indicam com qual ajustes determinado relé deve passar a operar. Desta forma, este agente se torna responsável pelo envio de mensagens (M6) para os relés para modificação ou escolha de grupos de ajustes.

b) Análise *on-line*

Na análise *on-line*, os agentes interagem, detectam, localizam e isolam os defeitos, através de comandos de abertura (*trip*) direto dos agentes relés para os disjuntores. Nos itens a seguir são descritas as mensagens trocadas por cada agente para análise *on-line*:

- *Agente Configurador*: Recebe informações sobre a localização da falta através de mensagens (M1) do agente *Coordenador* e inversamente, envia mensagens (M2) com uma lista para este agente sobre quais relés devem dar comandos de *trip*.

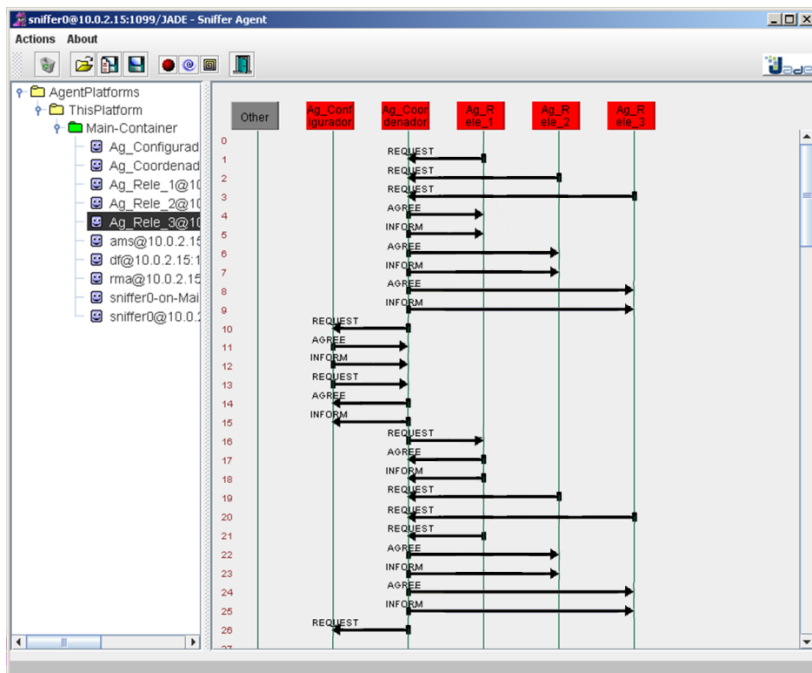
- *Agente Coordenador*: Envia mensagens (M1) para o *Agente Configurador* sobre a localização da falta, e, inversamente, recebe uma mensagem (M2) deste agente com uma lista sobre quais relés devem dar *trip*. Este agente também recebe mensagens (M3) dos agentes *Relés*

sobre mudanças relevantes (limiares) de valores de grandezas elétricas, como tensão e corrente, ou de estados de chaves e disjuntores e, inversamente, envia comando (M4) de *trip* para relés selecionados pelo Agente *Configurador*.

- Agente *Relé*: assim como ocorre na análise *off-line*, também obtém informações (M5), como estado de disjuntores, chaves, valores de tensão e corrente dos TCS, TPs ou de *Merging Units* dos geradores. Caso haja mudança de estado de um disjuntor ou chave, ou se houver mudanças relevantes nos valores preestabelecidos para sinais de corrente ou tensão (limiares), este agente é responsável por enviar uma mensagem (M3) para o agente *Coordenador*. Inversamente, o agente *Relé* também recebe mensagem (M4) deste agente, que indica se determinado disjuntor deve abrir ou não.

A troca de mensagens entre os agentes é realizada através do protocolo *FIPA-Request* através de mensagens ACL, como apresentado na seção 3.2. Na figura 21, como demonstração do fluxo de mensagens entre os agentes, é apresentada a execução de parte do sistema desenvolvido (a visualização de mensagens é realizada por um agente chamado *Sniffer*), com um Agente *Configurador* (*Ag_Configurador*), um Agente *Coordenador* (*Ag_Coordenador*) e três Agentes *Relés*: *Agente Relé 1* (*Ag_Rele_1*), *Agente Relé 2* (*Ag_Rele_2*) e *Agente Relé 3* (*Ag_Rele_3*) – por simplicidade de visualização, apenas três Agentes *Relés* foram criados e o agente DF foi omitido.

Figura 21: Exemplo de execução do SMA desenvolvido constituído por três agentes. A visualização é disponibilizada pelo agente *Sniffer* do JADE.

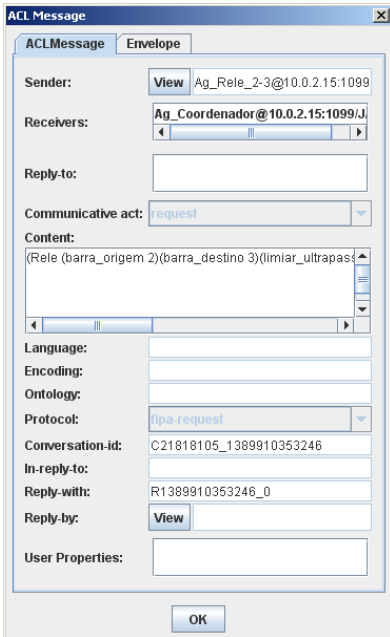


Neste exemplo cada um dos agentes *Relés* é sensibilizado por uma falta e envia uma mensagem *Request* (setas 1, 2 e 3) para o agente *Coordenador*, que por sua vez, devolve a cada um dos agentes *Relés* uma mensagem *Agree* (setas 4, 6 e 8) e uma mensagem *Inform* (setas 5, 7 e 9). O agente *Coordenador*, após processar as mensagens e executar seus comportamentos, envia uma mensagem *Request* (seta 10) para o agente *Configurador*, que por sua vez o retorna com uma mensagem *Agree* (seta 11) e uma *Inform* (seta 12). Em seguida, assim como ocorre com o agente *Coordenador*, isto é, após processamento da mensagem recebida e execução de seus comportamentos, este agente envia uma mensagem *Request* (seta 13) para o agente *Coordenador* e recebe deste uma mensagem *Agree* (seta 14) e uma mensagem *Inform* (seta 15). Finalmente, o agente *Coordenador* envia uma mensagem *Request* (seta 16) para um ou vários agentes – neste caso, somente para o agente *Relé 1* – comandando, por exemplo, a abertura de um disjuntor da rede

(análise *on-line*) ou mudança em seu grupo de ajuste (análise *off-line*), e novamente recebe deste agente uma mensagem *Agree* (seta 17) e uma mensagem *Inform* (seta 18). O fluxo de mensagens entre os agentes então se repete a partir da seta 19, onde o Agente Relé 2 recomeça o ciclo enviando uma mensagem *Request* ao agente Coordenador.

Como exemplo de mensagem ACL, na figura 22 é apresentado o conteúdo de uma mensagem enviada pelo *Agente Relé 2-3* (*Sender: Rele_1@10.0.2.1.5:1099/JADE*) para o agente *Coordenador* (*Receiver: Ag_Coordenador@10.0.2.1.5:1099/JADE*), cujo conteúdo é informá-lo sobre a ultrapassagem de um limiar de corrente entre as barras 2 e 3 (*((Rele (barra_origem 2)(barra_destino 3)(limiar_ultrapass corrente_1p2pu))*).

Figura 22: Tela de mensagem ACL entre o Agente Relé 2-3 e o Agente Coordenador.



4.2.1 Comportamentos dos Agentes

4.2.1.1 Agentes Relés

Como apresentado, a função básica do agente *Relé* é obter informações (M5) de estado de disjuntores, chaves, valores de tensão ou corrente provenientes dos geradores ou de barras da microrrede, através de relés digitais ou mesmo de *Mergin Units*. Caso haja mudança de estado de um disjuntor ou chave, ou se houver mudanças relevantes nos valores preestabelecidos para sinais de corrente ou tensão, este agente é responsável por enviar uma mensagem (M3) para o agente *Coordenador*. Inversamente, o agente *Relé* também recebe mensagem (M4) deste agente, que indica se determinado relé deve dar *trip* ou não (análise *on-line*) ou ainda qual configuração ou grupo de ajuste determinado relé deve assumir (análise *Off-line*).

4.2.1.2 Agente Coordenador

Como apresentado, este agente compartilha informações com os agentes *Relés* e com o agente *Configurador*. Com o agente *Relé*, recebe mensagens (M3) sobre mudanças nos valores de grandezas elétricas (como tensão e corrente) ou mudanças de estados de chaves e disjuntores e, inversamente, envia mensagens (M4) sobre a configuração de um determinado relé (análise *off-line*) ou envia uma mensagem de comando de *trip* (análise *on-line*). Com o agente *Configurador*, envia mensagens (M1) sobre a topologia da rede (análise *off-line*) ou sobre localização de faltas (análise *on-line*) após processar um SE. Inversamente, recebe mensagens (M2) de uma lista dos relés que devem ter seus grupos de ajustes modificados (análise *off-line*) ou devem dar *trip* (análise *on-line*). Assim, este agente é constituído de um único comportamento, que é aguardar uma mensagem, processá-la e enviar uma mensagem resposta para o destinatário correto, dependendo quem foi o remetente: se tiver sido um agente *Relé* encaminha sua conclusão para o agente *Configurador*; se tiver sido um agente *Configurador* encaminha a mensagem para o agente *Relé*.

4.2.1.3 Agente Configurador

O agente *Configurador*, assim como o agente *Coordenador*, possui um único comportamento que é receber informações sobre a topologia ou sobre localização de faltas na rede através de mensagens

(M1) do agente *Coordenador*, processar um SE, e encaminhar mensagens (M2) para o agente *Coordenador* a respeito de quais relés devem ter seus grupos de ajustes modificados ou que devem executar *trip*.

4.2.2 Regras dos Sistemas Especialistas

Como apresentado na seção 4.2.1, cada agente possui um SE, cujas regras dependem da classe de agente o qual pertence. Nos quadros 4 e 5 são apresentadas as regras, premissas e resultados por classe de agentes.

Quadro 4: Regras do Sistema Especialista por classe de agente do SMA *off-line*.

Agente Relé: Informar sobre ultrapassagem de limiar		
Não possui regras. Para uma mudança em um estado de um disjuntor, este agente cria fatos que são enviados para o Agente Coordenador através de mensagens do SMA. Exemplo de fato: Disjuntor 2-3 fechado.		
Agente Coordenador: Identificar Topologia		
Nome da Regra	Premissa	Resultado da Regra
Microrrede_ conectada	DJ3-2 e DJ2-3 fechados	PCC_ conectado
PCH_5_ conectada	DJ5-4 e J4-3 e DJ3-4 fechados	PCH5_ conectada
PCH_7_ conectada	DJ7-6 fechado	PCH7_ conectada
PCH_9_ conectada	DJ9-8 fechado	PCH9_ conectada
PCH_11_ conectada	DJ11-10 fechado	PCH11_ conectada
PCH_5_ desconectada	DJ5-4 ou J4-3 ou DJ3-4 aberto	PCH5_ desconectada
PCH_7_ desconectada	DJ7-6 aberto	PCH7_ desconectada
PCH_9_ desconectada	DJ9-8 aberto	PCH9_ desconectada
PCH_11_ desconectada	DJ11-10 aberto	PCH11_ desconectada

Carga_nao_prioritaria_conectada	DJ_carga_3 fechado	Carga_nao_prioritaria_conectada
Carga_prioritaria_conectada	DJ_carga_8 fechado	Carga_prioritaria_conectada
Ger_Eolica_3_Conectada	DJ_eolico_3 fechado	Ger_Eolica_3_Conectada
Ger_Eolica_10_Conectada	DJ_eolico_10 fechado	Ger_Eolica_10_Conectada
Agente Configurador: Realizar ajustes dos relés		
<p>Com base em simulações previamente realizadas no PSCAD, este agente apresenta os ajustes dos relés, de acordo com a topologia da microrrede. Como exemplo:</p>		
Nome da Regra	Premissa	Resultado da Regra
Ajuste_rele_8-10	PCC_conectado	Relé 8-10: $I_{trip_51} = 2,3$ $TD_{51} = 0,05$ $I_{trip_51N} = 0,46$ $TD_{51N} = 0,05$ $I_{trip50} = 40,067$ $I_{trip50N} = 22,4$
	PCH5_conectada	
	PCH7_conectada	
	Ger_Eolica_3_desconectada	
	Ger_Eolica_10_desconectada	
	Ger_Eolica_3_Conectada	
	Ger_Eolica_10_Conectada	
	Ajuste anterior do Relé não é igual a novo ajuste.	

Quadro 5: Regras do Sistema Especialista por classe de agente do SMA *On-line*.

Agente Relé: Informar sobre ultrapassagem de limiar		
<p>Não possui regras. Para ultrapassagem de 20% acima do valor da corrente de operação (não a corrente nominal), este agente cria fatos que são enviados para o Agente Coordenador através de mensagens do SMA. Exemplo de fato: Corrente na Linha 3-6 20% acima do valor da corrente de operação.</p>		
<p>Agente Coordenador: Localiza a falta</p>		
<p>X, Y, Z e K são variáveis (numéricas) que identificam as linhas ou barras, de acordo com a identificação das barras na figura 23.</p>		
Nome da Regra	Premissa	Resultado da Regra
Falta_LT	Corrente ultrapassada em X - Y e corrente ultrapassada Y - X	Falta na linha X-Y
Falta_Barra	Corrente ultrapassada em X - Y e corrente ultrapassada Z - Y	Falta na barra Y
Local_falta_linha	Corrente ultrapassada em K-X, X-Y, Y-X e falta em Linha de Transmissão	Retaguarda K-X
Local_falta_barra	Corrente ultrapassada em K-X, X-Y, Z-Y e falta em Barra	Retaguarda K-X
<p>Agente Configurador: Determina quais relés devem operar</p>		
<p>X, Y, Z e K são variáveis (numéricas) que identificam as linhas ou barras, de acordo com a identificação das barras na figura 23.</p>		
Nome da Regra	Premissa	Resultado da Regra
Operacao_Rele_Sem_Falha_LT	Falta em uma LT, sem falha da proteção principal, falta na LT X-Y	Atua proteções X-Y e Y-X

Operacao_Rele_Sem_Falha_Barra	Falta em uma Barra, sem falha da proteção principal, falta na barra Y	Atua proteções X-Y e Z-Y
Operacao_Rele_Com_Falha_LT	Falta em uma LT, com falha da proteção principal, falta na LT X-Y	Atua proteção de retaguarda K-X
Operacao_Rele_Com_Falha_Barra	Falta em uma Barra, com falha da proteção principal, falta na barra Y	Atua proteção de retaguarda K-X

4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi apresentada a arquitetura do SMA proposto para proteção adaptativa de microrredes. Nesta arquitetura há três classes de agentes, cada um com comportamentos distintos, dependendo da análise a ser realizada (*on-line* ou *off-line*). Na próxima seção é mostrada a microrrede teste e os componentes que a constituem. A apresentação da microrrede tem grande importância para o capítulo 6, onde são discutidos os resultados de simulação do SMA desenvolvido.

5 MODELAGEM DA MICRORREDE E ELEMENTOS

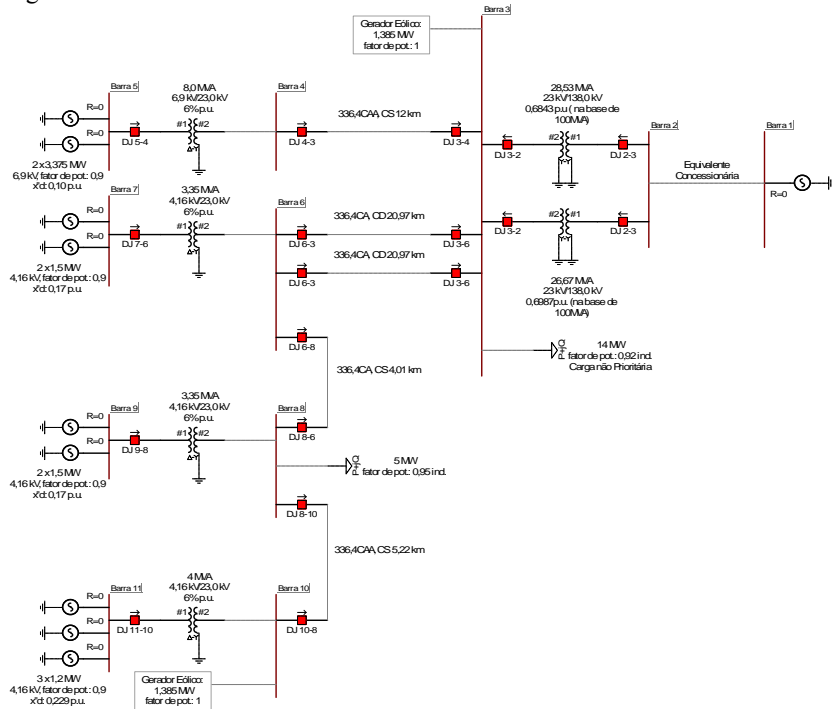
5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo, uma microrrede teste, baseada em uma parte de um sistema de distribuição real é apresentada. A modelagem desta microrrede e de seus componentes constituintes como geradores síncronos, geradores eólicos, transformadores, linhas de transmissão, cargas e sistemas de proteção, desenvolvidos com o *software* PSCAD/EMTDC, também são mostrados.

5.2 A MICRORREDE TESTE

Na figura 23 é apresentada a microrrede em que são realizadas as simulações de faltas e verificado o comportamento do SMA desenvolvido. Esta microrrede é baseada em um subsistema de uma rede de distribuição real, cujos parâmetros estão descritos no apêndice A. Ela é constituída de quatro grupos de geradores hidráulicos (PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas), totalizando 9 geradores síncronos, e está ligada à concessionária por dois transformadores de potência. A concessionária de energia e o equivalente da rede do sistema externo à microrrede é representada pelo gerador ideal conectado à barra 1 e pela impedância entre as barras 1 e 2. Para caracterizá-la ainda mais como uma microrrede, algumas modificações foram realizadas. Primeiramente foram substituídos os transformadores que interligavam os geradores à rede, originalmente na configuração delta-estrela (com o delta ao lado da rede) pela configuração estrela-delta, de forma que se tornasse possível a análise de faltas monofásicas através de relés com função de sobrecorrente quando a microrrede estiver operando ilhada. A segunda modificação foi a inserção de dois geradores eólicos de ímãs permanentes, cada um com 1,385 MW com fator de potência unitário, cuja modelagem é baseada em (CEDRAT, 2006). Os parâmetros destas usinas estão disponíveis no apêndice B. Também foram adicionadas duas cargas à microrrede, uma prioritária na barra 8 de 5 MW (fator de potência 0,95 indutivo) e outra não prioritária na barra 3 de 14 MW (fator de potência 0,92 indutivo). Finalmente, foram incluídos disjuntores e TCs, além daqueles já existentes no sistema real, cujas correntes nominais e RTCs adotados para as simulações são apresentadas no quadro 6, utilizando o critério apresentado em (KINDERMANN, 2005b).

Figura 23: A Microrrede teste.



Quadro 6: Determinação dos RTCs dos TCs da microrrede teste.

Relé	Critério de Carga			Critério de Curto-circuito			Maior valor de Corrente (A) - Critério de Carga ou Critério de Curto-circuito	RTC adotado
	Potência Aparente (MVA)	Tensão (kV)	Corrente Nominal (A)	FS	Máxima Corrente de Curto Circuito (barra adjacente) (A)	Corrente pelo critério de CC (A)		
8-10	5,79	23,00	145,34	20	2271,82	113,59	145,34	150/5
6-8	9,12	23,00	228,93	20	2334,29	116,71	228,93	250/5
9-8	3,35	4,16	464,93	20	7032,32	351,62	464,93	500/5
3-6	12,46	23,00	312,77	20	1010,10	50,50	312,77	400/5
7-6	3,35	4,16	464,93	20	3586,43	179,32	464,93	500/5
2-3	26,67	138,00	111,58	20	393,76	19,69	111,58	150/5
4-3	8,00	23,00	200,82	20	1472,82	73,64	200,82	250/5
5-4	8,00	6,90	669,39	20	9957,71	497,89	669,39	800/5
3-4	8,00	23,00	200,82	20	1875,61	93,78	200,82	250/5
3-2	26,67	23,00	669,48	20	1077,05	53,85	669,48	800/5
6-3	12,46	23,00	312,77	20	790,59	39,53	312,77	400/5
8-6	9,12	23,00	228,93	20	1903,17	95,16	228,93	250/5
10-8	5,79	23,00	145,34	20	1193,41	59,67	145,34	150/5
11-10	4,00	4,16	555,14	20	8020,75	401,04	555,14	600/5

5.3 MODELAGEM DA MICRORREDE E COMPONENTES

A microrrede teste e seus componentes foram modelados com o auxílio do software PSCAD/EMTDC. A descrição do software e da modelagem de cada elemento desta microrrede são apresentadas nas seções que seguem.

5.3.1 O PSCAD/EMTDC

O EMTDC (*EletroMagnetic Transients including DC*) é um *software* de simulação de fenômenos transitórios eletromagnéticos e está em desenvolvimento desde 1975. De forma a tornar a utilização do EMTDC mais produtivo, em 1985 foi desenvolvido o software PSCAD (*Power System Computer Aided Design*), uma ferramenta computacional capaz de gerar arquivos de entrada para o programa EMTDC. Ele representou um grande avanço porque permite a criação de sistemas a partir de uma interface gráfica ao invés da criação diretamente dos arquivos de texto para o EMTDC. Além disso, a partir da versão 3 do programa, foi possível encapsular funções em módulos, de forma que subsistemas representados por blocos poderiam ser compilados

individualmente e interconectados para formar sistemas mais complexos. Atualmente o programa está na versão 4.5, onde algumas melhorias estão relacionadas à precisão dos resultados, visualização de diagramas unifilares, indicadores de controle de fluxo de sinais, novas ferramentas para manipulação de gráficos, etc. Na versão 4.3 do programa (utilizada neste trabalho), pode-se encontrar mais de 30 componentes, numa biblioteca chamada de Biblioteca Mestre (*Master Library*). Alguns destes componentes possuem opções de diversos modelos de geradores, cargas, transformadores, funções de proteção, linhas de transmissão, cabos, instrumentos de medição, funções lógicas, entre muitos outros (MANITOBA-HVDC, 2005a; 2010).

5.3.2 Concessionária e geradores

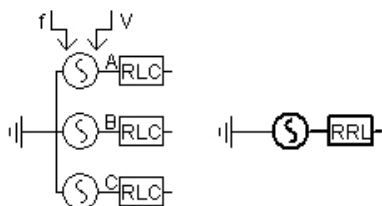
O PSCAD apresenta vários componentes para modelagem de unidades geradoras. Os modelos disponíveis variam desde os mais simplificados, por exemplo, uma fonte ideal de tensão em série com uma impedância, até modelos completos, que incluem a máquina síncrona ou assíncrona com o regulador de velocidade, o regulador de tensão, elementos de eletrônica de potência, etc..

5.3.2.1 Geradores Síncronos – PCHs e Concessionária

O PSCAD permite a modelagem tanto de máquinas com rotor de polos salientes, quanto de polos lisos. Cabe salientar que este componente somente contempla a máquina, isto é, para representar uma unidade geradora, é necessário incluir outros elementos, como exemplo: turbina, regulador de velocidade, regulador de tensão, etc.

Em decorrência da dificuldade de se conseguir todos os dados das unidades geradoras das PCHs da microrrede teste, optou-se por um modelo de gerador mais simplificado, que consiste numa fonte de tensão trifásica e simétrica. Os principais dados de entrada deste componente são a tensão nominal, ângulo, reatância de sequência positiva e reatância de sequência zero. Para representar a concessionária, também foi utilizado o mesmo modelo, com a diferença que o PSCAD permite especificar que esta é uma barra infinita (por isso a LT equivalente entre as barras 1 e 2). Na figura 24 é apresentado a componente Fonte de Tensão Trifásica Modelo 2, seu diagrama trifilar e unifilar.

Figura 24: Representação componente Fonte de Tensão Trifásica modelo 2 (*Three Phase Voltage Source Model 2*) do PSCAD.

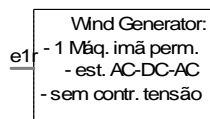


Fonte: (MANITOBA-HVDC, 2005b).

5.3.2.2 Geradores Eólicos de Imãs Permanentes

O PSCAD possui diversos componentes que permitem a modelagem de um Gerador Eólico de Imãs Permanentes. Nas simulações, esta modelagem foi realizada através do desenvolvimento de um componente chamado “*Wind Generator*” com base no desenvolvimento apresentado por (CEDRAT, 2006). O modelo de Gerador Eólico de Imãs Permanentes está encapsulado em um bloco chamado “*Wind Generator*”, representado na figura 25 e é constituído de diversas funções da biblioteca padrão do PSCAD. As principais variáveis de entrada deste componente são a velocidade do vento e a tensão de conexão com a rede. Os parâmetros adotados para simulações deste componente são apresentados no apêndice B.

Figura 25: Bloco desenvolvido que modela um gerador eólico de Imãs Permanentes.

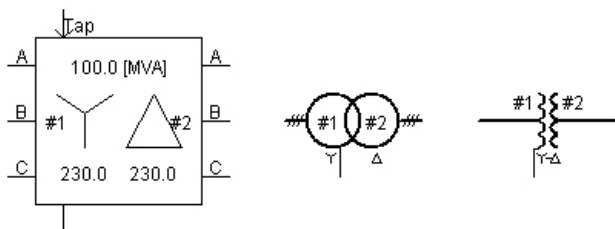


5.3.3 Transformadores de Potência

Para as simulações foi utilizado o modelo de transformador trifásico de dois enrolamentos, chamado de Transformador Trifásico de Dois Enrolamentos (*3-phase 2-Winding Transformer*). Os principais

dados de entrada deste componente são as tensões do enrolamento primário e secundário, potência nominal e reatância de sequência positiva. Na figura 26, como exemplo, é mostrada a representação trifilar e duas opções de representação unifilar deste componente, respectivamente.

Figura 26: Representações do componente Transformador Trifásico de dois enrolamentos (*3-phase 2-winding Transformer*) do PSCAD.

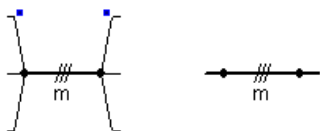


Fonte: (MANITOBA-HVDC, 2005b).

4.3.4 Linhas de Transmissão

O componente utilizado para modelar as linhas é chamado Cabos Mutuamente Acoplados (*Mutually Coupled Wires*), onde como o próprio nome indica, é levado em consideração o acoplamento elétrico (indutância mútua) entre as fases. A vantagem da utilização deste componente é a possibilidade de se poder entrar diretamente com os valores de impedância de sequência positiva e zero. Na figura 27 como exemplo, é mostrada a representação trifilar e unifilar deste componente, respectivamente.

Figura 27: Representação do componente Cabos Mutuamente Acoplados (*Mutually Coupled Wires*).



Fonte: (MANITOBA-HVDC, 2005b)

5.3.4 Cargas

No PSCAD há um componente que modela as cargas como função da magnitude da tensão e frequência, chamado Carga Fixa (*Fixed Load*), representado na figura 28:

Figura 28: Representação do componente de Carga Fixa (*Fixed Load*) no PSCAD.



Fonte: (MANITOBA-HVDC, 2005b)

Neste componente, o valor das potências ativas e reativas são calculadas separadamente, através das expressões (1) e (2):

$$P = P_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{NP} \cdot (1 + K_{PF} \cdot dF) \quad (1)$$

$$Q = Q_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{NQ} \cdot (1 + K_{QF} \cdot dF) \quad (2)$$

Em que:

P: Potência ativa da carga equivalente.

P_0 : Potência ativa nominal por fase.

V: Tensão na carga.

V_0 : Tensão nominal da carga.

NP: Índice que representa a taxa de variação de Potência ativa sobre tensão (dP/dV).

K_{PF} : Índice que representa taxa de variação de Potência ativa sobre frequência (dP/df).

Q: Potência reativa da carga equivalente.

Q_0 : Potência reativa nominal por fase.

NQ: Índice que representa taxa de variação de Potência reativa sobre tensão (dQ/dV).

K_{QF} : Índice que representa taxa de variação de Potência reativa sobre frequência (dQ/df).

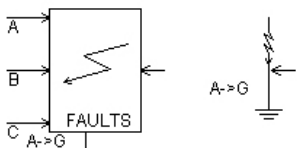
dF : Variação da frequência.

Nas simulações foi utilizado o modelo trifásico (*3-phase single line model*) em que os valores de resistência, indutância e capacitância são atualizados sempre que o valor da tensão instantânea em qualquer uma das fases “passa” por zero. Basicamente, neste modelo, a característica não linear da carga é efetiva dentro de mais ou menos 20% da tensão RMS nominal, acima ou abaixo disto, a carga é convertida para impedância constante. Os parâmetros de entrada do usuário deste componente são a tensão (V_0), potências ativas (P_0) e reativas nominais (Q_0). As demais variáveis NP , NQ , K_{PF} e K_{QF} são constantes para o componente e são valores típicos obtidos de (KUNDUR, 1994).

5.3.5 Faltas

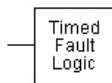
Para as simulações de faltas, foram utilizados de forma combinada, dois componentes da biblioteca padrão do PSCAD. O primeiro, chamado Componente de Faltas Trifásicas (*Three-phase Fault*) simula a falta propriamente dita. Ele requer como parâmetro de entrada, além da resistência de falta, o tipo de falta (três monofásicas para terra, três bifásicas, três bifásicas para terra, trifásica, trifásica para terra). O segundo componente é chamado Lógica de Falta por Tempo (*Timed Fault Logic*) e tem como função permitir que o usuário especifique o tempo para início e a duração das faltas. O componente de Faltas Trifásicas (representação trifilar e unifilar) e o componente Lógica de Falta por Tempo estão mostrados nas figuras 29 e 30, respectivamente.

Figura 29: Representação do componente de Faltas Trifásicas (*Three-phase Fault*) no PSCAD.



Fonte: (MANITOBA-HVDC, 2005b)

Figura 30: Representação do componente Lógica de Falta por Tempo (*Timed Fault Logic*) no PSCAD.

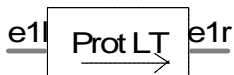


Fonte: (MANITOBA-HVDC, 2005b).

5.3.6 Elementos de Proteção

Para as simulações, com o objetivo de reunir em um único componente diversos elementos para a proteção, foi desenvolvido no PSCAD um componente chamado *ProtLT*, que está associado a cada disjuntor na figura 31, cujo diagrama é mostrado na figura 31.

Figura 31: Componente ProtLT.



O diagrama interno deste componente é mostrado na figura 32, e reúne diversos componentes da biblioteca padrão do PSCAD, como:

- Bloco de Detecção de Sobrecorrente (*Over Current Detection Block*), mostrado na figura 33, tem como objetivo a função de proteção de sobrecorrente instantânea (função 50) (seção 2.6.1.6).
- Relé de Sobrecorrente de Tempo Inverso (*Inverse time Over Current Relay*), mostrado na figura 34, tem como objetivo a função de proteção de sobrecorrente temporizada (função 51) (seção 2.6.1.6).
- Disjuntores (seção 2.6.1.4).
- Representar a função de TCs (seção 2.6.1.5) ideais.
- Elemento para distinguir o sentido do fluxo de potência, com objetivo de direcionalidade (função 67, seção 2.6.2.1).

Figura 32: Diagrama interno do bloco ProtLT.

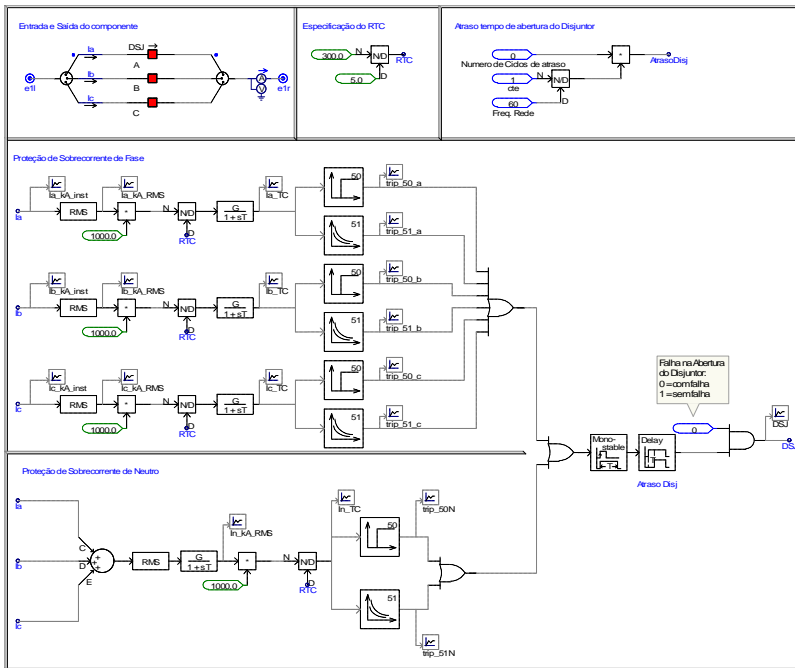
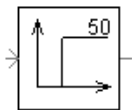
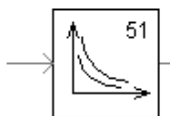


Figura 33: Representação do Componente Bloco de detecção de sobrecorrente (*Over Current Detection Block*), função de sobrecorrente instantânea, no PSCAD.



Fonte: (MANITOBA-HVDC, 2005b)

Figura 34: Representação do componente Relé de Sobrecorrente de Tempo Inverso (*Inverse time Over Current Relay*) no PSCAD.



Fonte: (MANITOBA-HVDC, 2005b)

O principal objetivo do *ProtLT* é emular um relé com função de Sobrecorrente de Tempo Inverso com Elemento Instantâneo (STIEI) – isto é, a composição coordenada de um relé com função de sobrecorrente instantânea e função de sobrecorrente temporizada. Outra característica deste componente é levar em consideração a direcionalidade da corrente, além de atrasos ou falhas de abertura dos disjuntores com objetivo de eliminar transitórios que podem provocar descoordenação da proteção. Os principais parâmetros de entrada deste componente são:

- Bloco de Detecção de Sobrecorrente: Corrente de *Trip*.
- Relé de Sobrecorrente de Tempo Inverso: Corrente de *Trip* e TD.
- Número de ciclos para abertura do disjuntor.
- RTCs por fase.
- Sinal que indica se há falha na abertura do disjuntor.

Para auxiliar na determinação dos parâmetros de configuração do componente *ProtLt*, foi desenvolvido um programa em JAVA, que tem como principal característica realizar a coordenação de dois relés Sobrecorrente de Tempo Inverso com Elemento Instantâneo (STIEI) adjacentes, cujo algoritmo é apresentado no apêndice C.

5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi apresentada a modelagem da microrrede e de seus componentes constituintes, como geradores síncronos, geradores eólicos, transformadores, linhas de transmissão, cargas, faltas e sistemas de proteção, desenvolvidos com o *software* PSCAD/EMTDC. Na seção que segue, são apresentados e discutidos os resultados de simulação da microrrede com o SMA desenvolvido.

6 SIMULAÇÕES E ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS

6.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

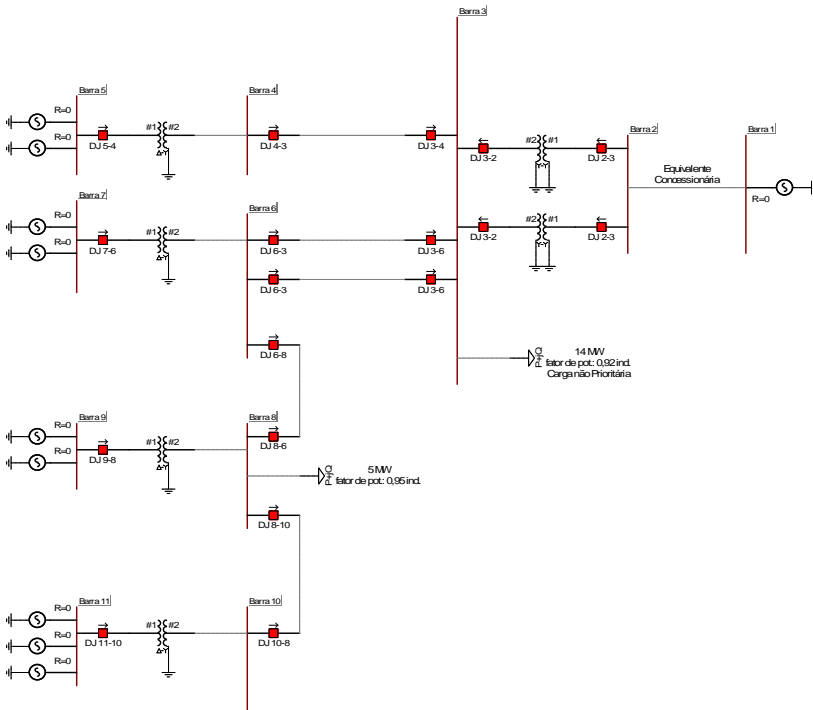
Neste capítulo, primeiramente são apresentados e descritos cada uma das topologias da microrrede, onde são realizadas as simulações. Os principais resultados são sintetizados na seção 6.3, onde é discutido, do ponto de vista da proteção, sobre o impacto da inclusão de geração eólica na microrrede, da desconexão de PCHs, da alteração da sensibilidade das proteções com função instantânea, do ilhamento da microrrede com todos os geradores, da contribuição dos geradores eólicos para correntes de falta e da condição de operação com pouca geração e carga prioritária. Na seção 6.3.6 são apresentados os resultados quando se inclui o SMA desenvolvido.

6.2 APRESENTAÇÃO DAS TOPOLOGIAS

O desempenho do SMA desenvolvido é analisado através de simulações de 7 topologias sobre a microrrede teste (seção 5.2). Destes, 4 topologias são considerando a microrrede conectada (1 à 4) e outras 3 (5 à 7) são considerando a microrrede ilhada. Nas subseções a seguir são apresentadas as topologias, acompanhadas do diagrama unifilar correspondente, figuras 35 a 41:

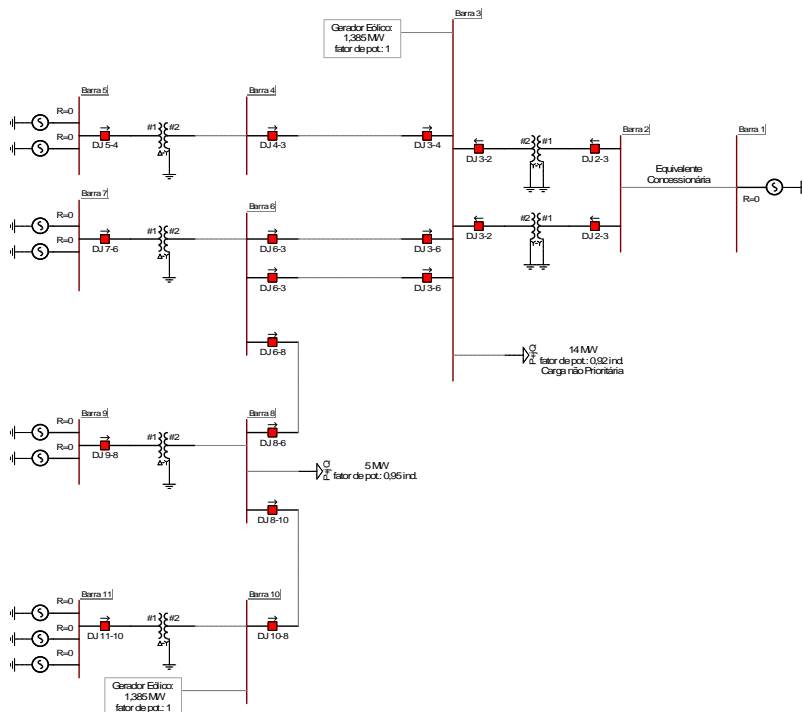
- a) Topologia 1: A microrrede está conectada à concessionária, as PCHs estão suprindo as duas cargas e os geradores eólicos não estão conectados.

Figura 35: Topologia 1 da Microrrede Teste.



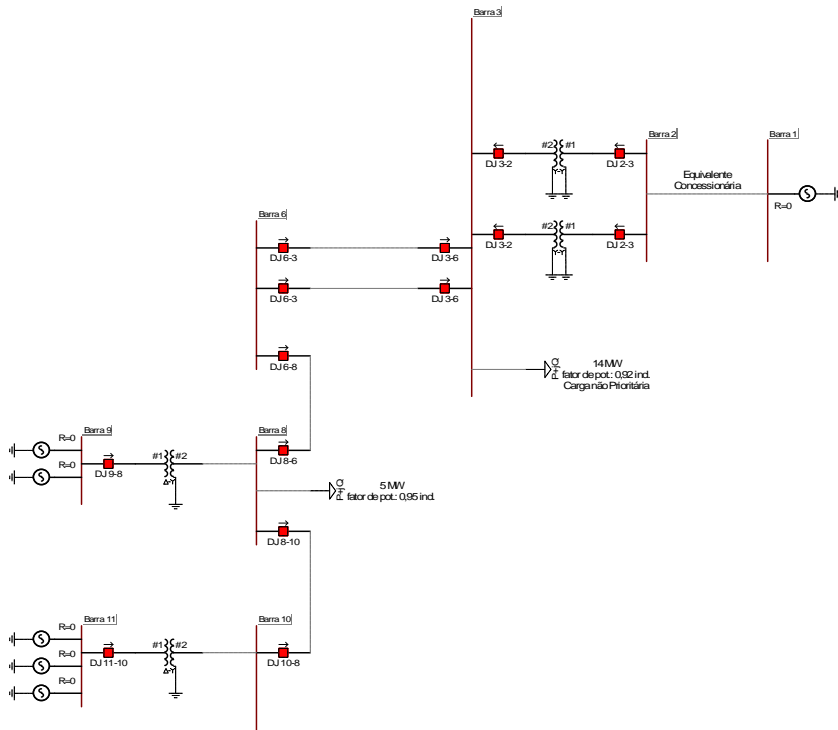
- b) Topologia 2: A microrrede está conectada à concessionária, as PCHs estão suprindo as duas cargas e os geradores eólicos estão conectados.

Figura 36: Topologia 2 da Microrrede Teste.



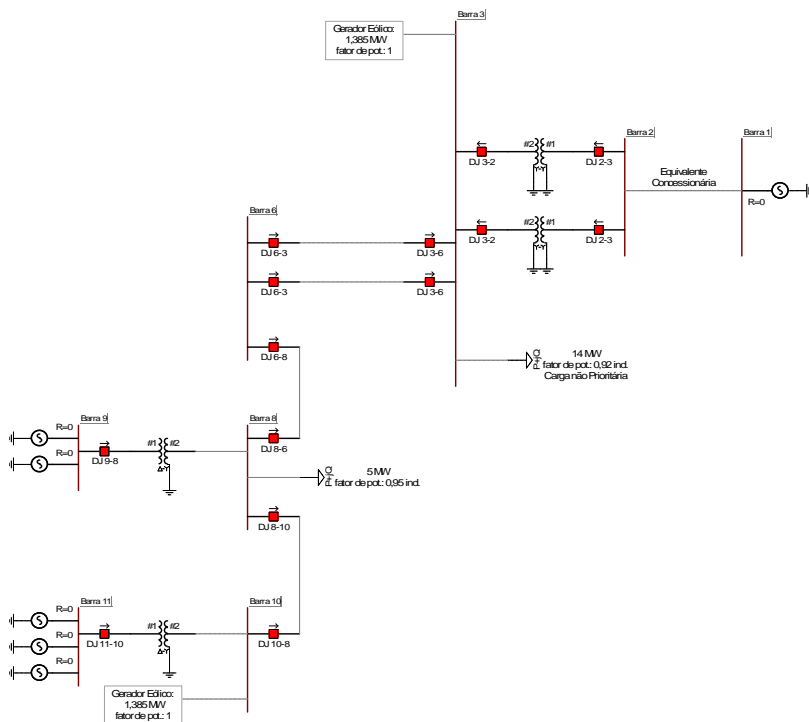
- c) Topologia 3: A microrrede está conectada à concessionária, as PCHs das barras 5 e 7 estão desconectadas e os geradores eólicos não estão conectados.

Figura 37: Topologia 3 da Microrrede Teste.



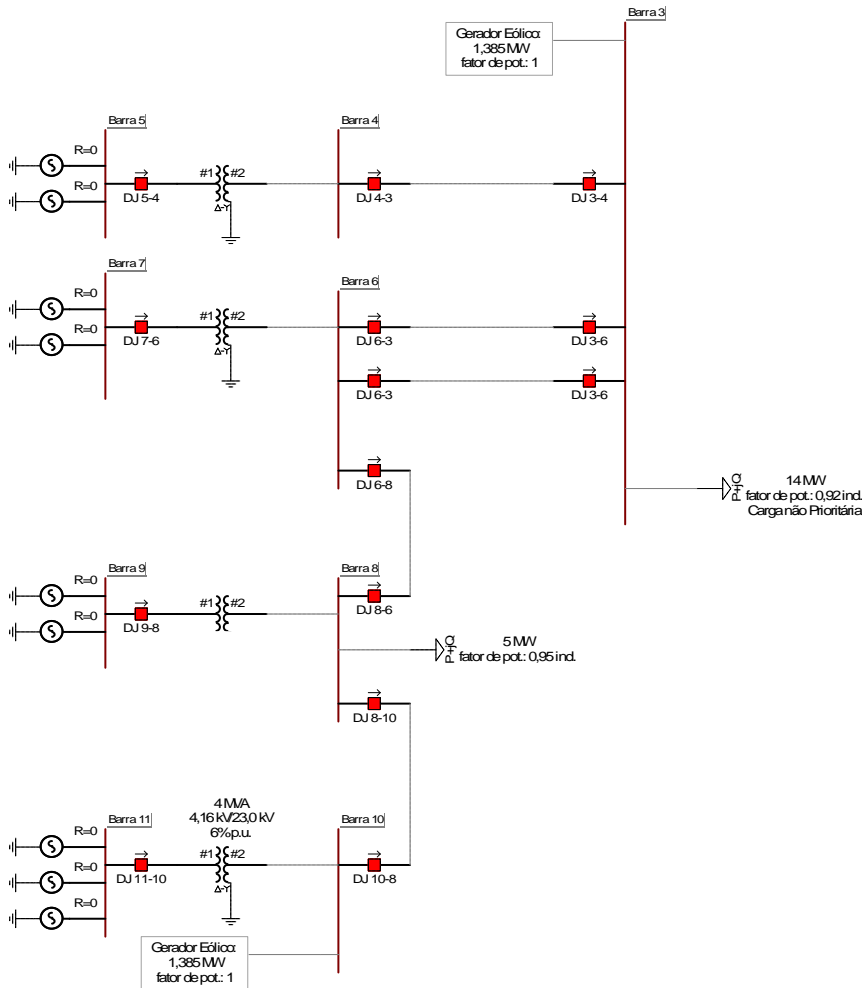
- d) Topologia 4: A microrrede está conectada à concessionária, as PCHs das barras 5 e 7 estão desconectadas e os geradores eólicos estão conectados.

Figura 38: Topologia 4 da Microrrede Teste.



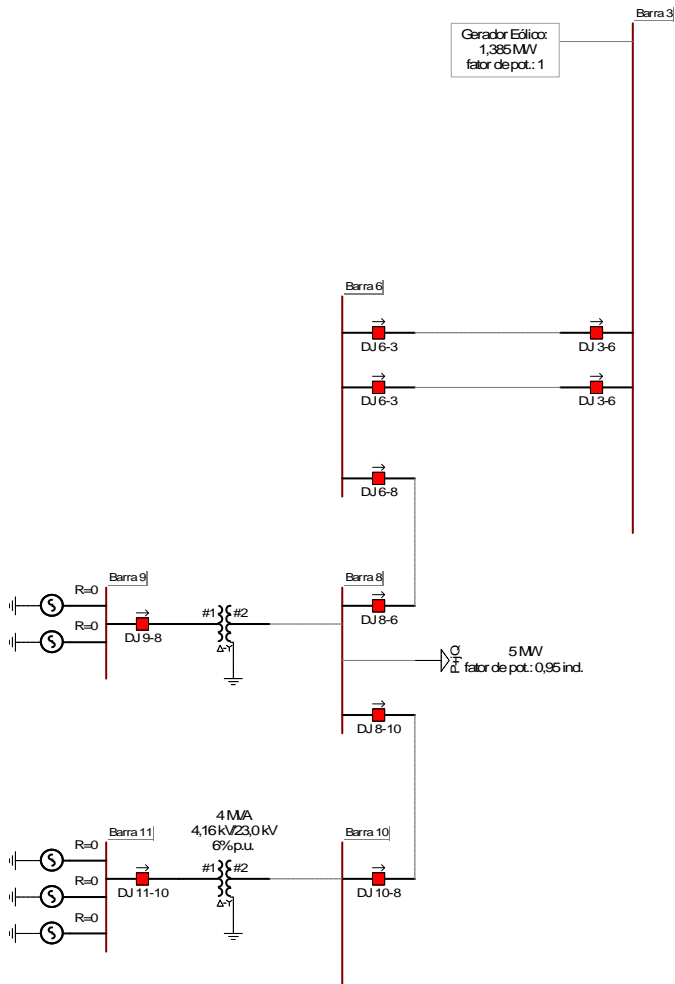
- e) Topologia 5: A microrrede está ilhada, as PCHs estão suprindo as duas cargas e os geradores eólicos estão conectados.

Figura 39: Topologia 5 da Microrrede Teste.



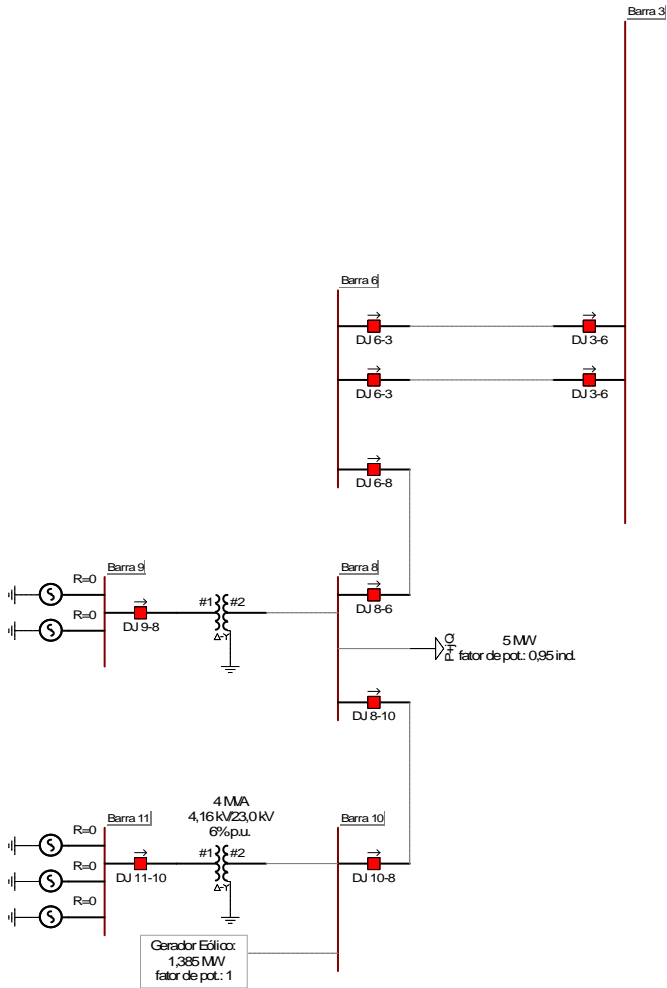
- f) Topologia 6: A microrrede está ilhada, as PCHs das barras 5 e 7 estão desconectados, a carga da barra 3 está desconectada, o gerador eólico desta barra está conectado e gerador eólico da barra 10 está desconectado.

Figura 40: Topologia 6 da Microrrede Teste.



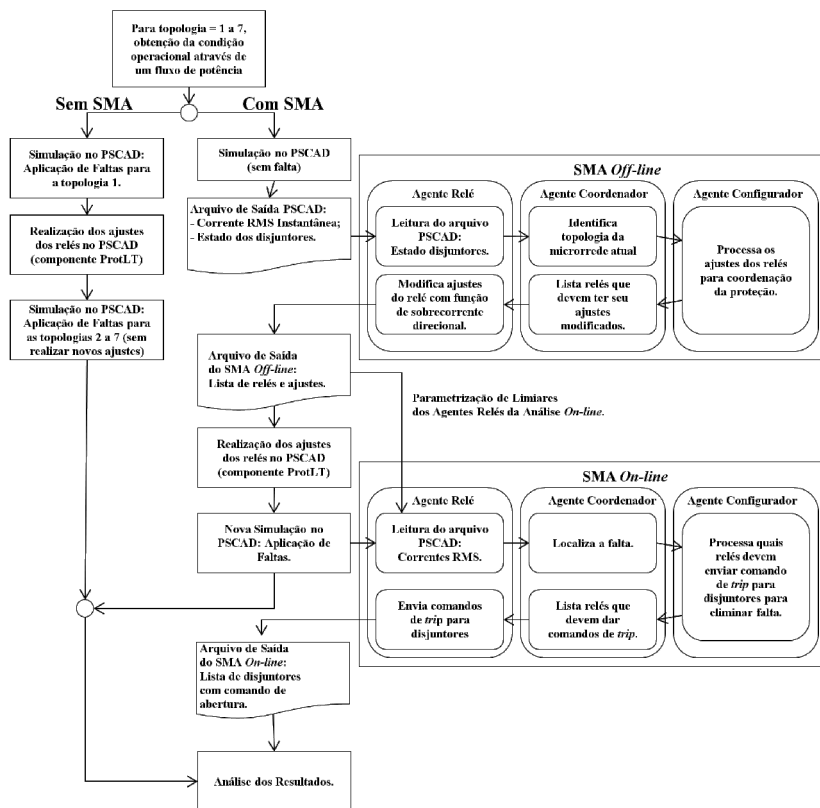
- g) Topologia 7: A microrrede está ilhada, as PCHs das barras 5 e 7 estão desconectadas, a carga da barra 3 está desconectada e somente o gerador eólico da barra 10 está conectado.

Figura 41: Topologia 7 da Microrrede Teste.



Para cada topologia são analisadas faltas trifásicas e monofásicas (fase A) em cada uma das barras e também a 15%, 50% e 85% de cada linha de transmissão. A metodologia utilizada para as simulações foi realizada como no fluxograma mostrado na figura 42:

Figura 42: Fluxograma da metodologia para as simulações.



Para coordenação do sistema de proteção é utilizado o algoritmo apresentado no Apêndice C. Para as funções temporizadas, todos os relés foram ajustados com a curva IEEE Extremamente Inversa (seção 2.6.1.6). O tempo mínimo de atuação do relé principal com função de sobrecorrente temporizada, para uma falta trifásica na barra à jusante, foi estipulado como sendo de 250 ms, baseando-nos em (*IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial*

and *Commercial Power Systems* (IEEE Buff Book), 2001; GE, 2002). A condição pré-falta de cada caso é apresentada no anexo D e os ajustes sem SMA, com SMA *off-line* e *on-line*, utilizados como base para o desenvolvimento das regras que compõe a base de conhecimento do SE de cada agente está apresentado no anexo E.

6.3 ANÁLISE DOS RESULTADOS

No total, foram realizadas 200 simulações – 100 locais onde foram aplicadas as faltas (18 locais nas topologias 1, 2 e 5; 14 locais nas topologias 3 e 4; 13 locais na topologia 6; 5 locais na topologia 7) vezes 2 tipos de faltas (monofásicas e trifásicas). Destas, sem o SMA desenvolvido, houve 16 ocorrências (8%) de descoordenação (5 ocorrências para o caso 3; 5 ocorrências para o caso 4; 4 ocorrências para o caso 5 e 2 ocorrência para o caso 6) e 45 ocorrências (22,5%) onde a proteção instantânea atuou antes da temporizada ou onde a temporizada levou menos que 250 ms para atuar em uma falta em uma barra à jusante (13 ocorrências para 3; 10 ocorrências para o caso 4; 18 ocorrências para o caso 6; 4 ocorrências para o caso 7). Ou seja, 30,5% de atuações indevidas ou não atuações da proteção, quando não havia a presença do SMA para proteção adaptativa de microrredes. Nas próximas seções são apresentados, entre as simulações realizadas, os principais resultados obtidos sem SMA (seções 6.3.1 a 6.3.5) e com o SMA proposto (seção 6.3.6).

6.3.1 Inclusão de Geração Eólica com a Microrrede Conectada: topologias 1 e 2.

Os quadros 7 e 8 mostram os tempos de atuação das proteções principais para as topologias 1 e 2 em casos de faltas monofásicas e trifásicas. Como o caso 1 é o caso base para o ajuste das proteções do SMA *Off-line*, ambos resultados são agrupados no mesmo quadro (colunas “Sem SMA e com SMA *off-line*”). Cabe salientar que as proteções que atuam são indicadas por 50 ou 51, mas são todas com elementos direcionais (função 67).

Quadro 7: Tempos de atuação das proteções, sem SMA ou com SMA *off-line* sem falha da proteção principal para a topologia 1.

Localização da falta	Disjuntor	Sem SMA ou com SMA <i>Off-line</i>			
		Falta Trifásica		Falta Monofásica	
		Função	Tempo (ms)	Função	Tempo (ms)
Barra 2	3-2	51	45	51N	254
Barra 3	2-3	51	127	51N	137
	4-3	51	267	51N	260
	6-3	51	281	51N	263
15% LT 3-4	3-4	50	10	50N	14
	4-3	50	63	50N	18
50% LT 3-4	3-4	50	21	50N	25
	4-3	50	23	50N	15
85% LT 3-4	3-4	50	39	50N	32
	4-3	50	13	50N	13
Barra 4	3-4	51	46	51N	265
	5-4	51	150	51	252
15% LT 3-6	3-6	50	17	50N	10
	6-3	50	44	50N	20
50% LT 3-6	3-6	50	13	50N	13
	6-3	50	15	50N	13
85% LT 3-6	3-6	50	33	50N	18
	6-3	50	22	50N	9
Barra 6	3-6	51	347	51N	321
	8-6	51	265	51N	264
	7-6	51	374	51	424
15% LT 6-8	6-8	50	22	50N	11
	8-6	50	45	50N	18
50% LT 6-8	6-8	50	22	50N	15
	8-6	50	41	50N	11
85% LT 6-8	6-8	50	47	50N	17
	8-6	50	20	50N	13
Barra 8	6-8	51	273	51N	256
	9-8	51	254	51	504
	10-8	51	392	51N	426
15% LT 8-10	8-10	50	14	50N	14
	10-8	50	66	50N	15
50% LT 8-10	8-10	50	17	50N	18
	10-8	50	44	50N	21
85% LT 8-10	8-10	50	19	50N	12
	10-8	50	39	50N	22
Barra 10	8-10	51	31	51N	24
	11-10	51	327	51	678

Quadro 8: Tempos de atuação das proteções sem SMA ou com SMA *Off-line* sem falha da proteção principal para a topologia 2.

Localização da falta	Disjuntor	Sem SMA ou com SMA <i>Off-line</i>			
		Falta Trifásica		Falta Monofásica	
		Função	Tempo (ms)	Função	Tempo (ms)
Barra 2	3-2	51	48	51N	255
Barra 3	2-3	51	125	51N	134
	4-3	51	266	51N	261
	6-3	51	279	51N	266
15% LT 3-4	3-4	50	9	50N	15
	4-3	50	64	50N	21
50% LT 3-4	3-4	50	19	50N	26
	4-3	50	25	50N	12
85% LT 3-4	3-4	50	40	50N	33
	4-3	50	13	50N	10
Barra 4	3-4	51	44	51N	267
	5-4	51	149	51	249
15% LT 3-6	3-6	50	14	50N	7
	6-3	50	47	50N	23
50% LT 3-6	3-6	50	11	50N	10
	6-3	50	12	50N	10
85% LT 3-6	3-6	50	35	50N	21
	6-3	50	19	50N	6
Barra 6	3-6	51	349	51N	319
	8-6	51	265	51N	265
	7-6	51	376	51	425
15% LT 6-8	6-8	50	21	50N	8
	8-6	50	42	50N	15
50% LT 6-8	6-8	50	23	50N	13
	8-6	50	44	50N	11
85% LT 6-8	6-8	50	48	50N	16
	8-6	50	21	50N	10
Barra 8	6-8	51	273	51N	257
	9-8	51	256	51	501
	10-8	51	394	51N	429
15% LT 8-10	8-10	50	15	50N	14
	10-8	50	63	50N	16

50% LT 8-10	8-10	50	14	50N	18
	10-8	50	45	50N	24
85% LT 8-10	8-10	50	19	50N	13
	10-8	50	41	50N	20
Barra 10	8-10	51	28	51N	23
	11-10	51	325	51	675

Com os resultados apresentados nos quadros 7 e 8, pode-se constatar que a inclusão de geradores eólicos interfere pouco nos tempos de atuação, sensibilidade e seletividade das proteções enquanto a microrrede estiver conectada (topologia 1 e 2) ao sistema da concessionária. Isto ocorre, especificamente, pela baixa contribuição para correntes de faltas dos geradores eólicos, como é mostrado na seção 6.3.4.

6.3.2 Descoordenação do Sistema de Proteção: topologias 3, 4, 5 e 6.

Para as topologias 3, 4, 5 e 6 houve descoordenação do sistema de proteção. Como exemplo, para a topologia 5 (ilhamento da microrrede), onde é destacado em cinza nos quadros 9 (tempos de atuação das proteções principais) e 10 (tempos de atuação das proteções de retaguarda) quando ocorrem faltas trifásicas e monofásicas nas barras 4 e 6.

Quadro 9: Tempos de atuação das proteções sem SMA e sem falha da proteção principal para a topologia 5.

Localização da falta	Disjuntor	Sem SMA			
		Falta Trifásica		Falta Monofásica	
		Função	Tempo (ms)	Função	Tempo (ms)
Barra 3	4-3	51	266	51N	258
	6-3	51	322	51N	310
15% LT 3-4	3-4	51	322	50N	16
	4-3	50	59	50N	25
50% LT 3-4	3-4	51	389	50N	35
	4-3	50	23	50N	21
85% LT 3-4	3-4	51	467	50N	37
	4-3	50	15	50N	16
Barra 4	3-4	51	471	51N	898
	5-4	51	148	51	255

15% LT 3-6	3-6	50	25	50N	20
	6-3	50	47	50N	20
50% LT 3-6	3-6	51	358	50N	10
	6-3	50	17	50N	19
85% LT 3-6	3-6	51	397	50N	20
	6-3	50	30	50N	15
Barra 6	3-6	51	411	51N	534
	8-6	51	261	51N	260
	7-6	51	382	51	426
15% LT 6-8	6-8	50	25	50N	9
	8-6	50	41	50N	18
50% LT 6-8	6-8	50	26	50N	13
	8-6	50	40	50N	13
85% LT 6-8	6-8	50	55	50N	20
	8-6	50	19	50N	16
Barra 8	6-8	51	275	51N	260
	9-8	51	256	51	505
	10-8	51	398	51N	431
15% LT 8-10	8-10	50	23	50N	24
	10-8	50	74	50N	10
50% LT 8-10	8-10	50	12	50N	22
	10-8	50	39	50N	16
85% LT 8-10	8-10	50	25	50N	11
	10-8	50	38	50N	17
Barra 10	8-10	51	28	51N	24
	11-10	51	322	51	679

Quadro 10: Tempos de atuação das proteções de retaguarda sem SMA para a topologia 5.

Localização da falta	Disjuntor com falha	Relé Retaguarda	Sem SMA			
			Falta Trifásica		Falta Monofásica	
			Função	Tempo (ms)	Função	Tempo (ms)
Barra 3	2-3	X	X	X	X	X
	4-3	5-4	51	478	51	509
	6-3	8-6	51	481	51N	3007
		7-6	51	446	51	4546

15% LT 3-4	3-4	2-3	X	X	X	X
		6-3	51	440	51N	230
	4-3	5-4	51	493	51	3227
50% LT 3-4	3-4	2-3	X	X	X	X
		6-3	51	492	51N	390
	4-3	5-4	51	571	51	2593
85% LT 3-4	3-4	2-3	X	X	X	X
		6-3	51	600	51N	490
	4-3	5-4	51	401	51	842
Barra 4	3-4	2-3	X	X	X	X
		6-3	51	468	51N	771
	5-4	X	X	475	X	X
15% LT 3-6	3-6	2-3	X	X	X	X
	6-3	4-3	51	453	51N	264
		7-6	51	435	51	9062
		8-6	51	600	51N	393
50% LT 3-6	3-6	2-3	X	X	X	X
	6-3	4-3	51	595	51N	593
		7-6	51	497	51	6777
		8-6	51	469	51N	368
85% LT 3-6	3-6	2-3	X	X	X	X
	6-3	4-3	51	452	51N	698
		7-6	51	447	51	3414
		8-6	51	410	51N	328
Barra 6	3-6	2-3	X	X	X	X
		4-3	51	398	51N	419
	8-6	9-8	51	500	51	2112
		10-8	51	534	51N	664
	7-6	X	X	592	X	X
15% LT 6-8	6-8	3-6	51	506	51N	557
		7-6	51	545	51	1612
	8-6	9-8	51	469	51	1943
		10-8	51	401	51N	598
50% LT 6-8	6-8	3-6	51	571	51N	775
		7-6	51	476	51	1989
	8-6	9-8	51	491	51	1538
		10-8	51	441	51N	566

85% LT 6-8	6-8	3-6	51	586	51N	1028
		7-6	51	589	51	2163
	8-6	9-8	51	440	51	1166
		10-8	51	504	51N	455
Barra 8	6-8	3-6	51	599	51N	1227
		7-6	51	418	51	2163
	9-8	X	X	X	X	X
	10-8	11-10	51	515	51	2718
15% LT 8-10	8-10	6-8	51	581	51N	258
		9-8	51	610	51	1289
	10-8	11-10	51	638	51	2763
50% LT 8-10	8-10	6-8	51	534	51N	268
		9-8	51	467	51	1880
	10-8	11-10	51	631	51	2389
85% LT 8-10	8-10	6-8	51	645	51N	290
		9-8	51	470	51	2273
	10-8	11-10	51	451	51	1988
Barra 10	8-10	6-8	51	459	51N	305
		9-8	51	431	51	2360
	11-10	X	X	X	X	X

Como observado nos quadros 9 e 10 (destacados em cinza), para faltas trifásicas na barra 4, a proteção 3-4 atua em 471 ms enquanto que a sua retaguarda, a proteção 6-3 atua em 368 ms (portanto antes da proteção principal). Para uma falta trifásica na barra 6, a proteção principal 3-6 atua em 411 ms enquanto que a sua retaguarda, a proteção 4-3, atua antes, em 398 ms. Para faltas monofásicas na barra 4, a proteção 3-4 atua em 898 ms e sua retaguarda em 771 ms. Já para faltas monofásicas na barra 6, a proteção 3-6 atua em 534 ms e sua retaguarda em 419 ms.

Os atrasos nos tempos de atuação das proteções principais 3-4 e 3-6, e conseqüentemente a descoordenação com as proteções de retaguarda 6-3 e 4-3, ocorrem em decorrência da redução da corrente de curto-circuito decorrente do ilhamento da microrrede para o caso em análise (caso 5), ou ainda pela redução no número de geradores, mesmo quando a microrrede estiver conectada (topologias 3 e 4). Para o presente exemplo, no quadro 11 são comparados os valores das correntes de curto circuito entre os casos 1 e 5, monitorados pelos relés principais da microrrede. Os campos com X representam que o relé em

questão não está presente para a topologia em estudo. Os valores destacados em cinza representam que houve redução de pelo menos a metade do valor de quando a microrrede estava conectada e passou para o estado de ilhamento.

Quadro 11: Comparação das correntes de curto-circuito para as topologias 1 e 5.

Local da Falta (barra)	Relé	Correntes de curto-circuito (A) Caso 1		Correntes de curto-circuito (A) Caso 5		Redução (%)
		Primário do TC	Secundário do TC	Primário do TC	Secundário do TC	
10	8-10	2.271,82	75,73	2.003,67	66,79	-11,80
8	6-8	2.334,29	46,69	1.718,29	23,75	-26,39
8	9-8	7.032,32	70,32	7.030,23	70,30	-0,03
6	3-6	1.010,10	12,63	466,61	5,83	-53,81
6	7-6	3.586,43	35,86	3.298,41	32,98	-8,03
3	2-3	393,76	13,13	X	X	X
3	4-3	1.472,82	29,46	1.471,43	29,43	-0,09
4	5-4	9.957,71	62,24	9.956,11	62,23	-0,02
4	3-4	1.875,61	37,51	935,36	18,71	-50,13
2	3-2	1.077,05	6,73	X	X	X
3	6-3	790,59	9,88	785,91	9,82	-0,59
6	8-6	1.903,17	38,06	1.890,23	37,80	-0,68
8	10-8	1.193,41	39,78	1.187,61	39,59	-0,49
10	11-10	8.020,75	66,84	7.998,29	66,65	-0,28

6.3.3 Sensibilidade das Proteções com Função de Sobrecorrente Instantânea: topologias 3, 4, 5, 6 e 7.

Outro resultado decorrente de alterações nos níveis de corrente de curto-circuito está relacionado à sensibilidade das proteções com função de sobrecorrente instantâneas (topologias 3 a 7). Como exemplo, para a topologia 6, algumas funções de proteção instantâneas não operaram para faltas nas LTs, ao invés disso, as proteções temporizadas (de fase ou de neutro, destacadas em cinza), como mostrado no quadro 12 – os campos vazios do quadro significam a proteção não atuou e este resultado é discutido na seção 6.3.4.

Quadro 12: Tempos de atuação das proteções sem SMA *Off-line* sem falha da proteção principal para a topologia 6

Localização da falha	Disjuntor	Sem SMA			
		Falta Trifásica		Falta Monofásica	
		Função	Tempo (ms)	Função	Tempo (ms)
Barra 3	6-3	51	418	51N	210
	3-6			51N	489
15% LT 3-6	6-3	51	344	51N	222
	3-6			51N	569
50% LT 3-6	6-3	51	266	51N	369
	3-6			51N	662
85% LT 3-6	6-3	51	231	50N	4
	3-6			51N	1838
Barra 6	8-6	51	270	51N	300
	6-8			51N	2297
15% LT 6-8	8-6	50	53	51N	305
	6-8			51N	2767
50% LT 6-8	8-6	50	30	51N	304
	6-8			51N	3163
85% LT 6-8	8-6	50	22	51N	294
	6-8			51N	3562
Barra 8	9-8	51	238	51	358
	10-8	51	419	51N	442
	8-10	51	30	50N	17
15% LT 8-10	10-8	50	57	50N	22
	8-10	51	30	51N	16
50% LT 8-10	10-8	50	40	50N	25
	8-10	51	36	51N	10
85% LT 8-10	10-8	50	33	50N	27
	8-10	51	36	51N	27
Barra 10	11-10	51	31	51	624

6.3.4 Contribuição dos Geradores Eólicos para Correntes de Falta: topologias 2, 4, 5, 6 e 7.

O modelo de geração eólica utilizado neste trabalho pode contribuir com correntes de falta de pequena magnitude (aproximadamente 90% acima do valor de corrente nominal do gerador eólico), exceto para faltas trifásicas, cuja contribuição é nula (decorrente do modelo utilizado, apêndice B). Nas figuras 43 e 44 são apresentados os perfis de curvas de corrente para uma falta trifásica e outra monofásica (fase A) na saída do gerador eólico. Nestes gráficos, tem-se: a corrente RMS da fase A em kA ($I_{a_kA_RMS}$) e neutro ($I_{n_kA_RMS}$); instantânea em kA das fases A ($I_{a_kA_inst}$), B ($I_{b_kA_inst}$), C ($I_{c_kA_inst}$) e neutro ($I_{n_kA_inst}$); os valores RMS das correntes vistas pelo secundário do TC, das fases A (I_{a_TC}), B (I_{b_TC}), C (I_{c_TC}) e neutro (I_{n_TC}).

No caso em que um único gerador eólico supre a falta (sem geração síncrona em paralelo ao gerador eólico), como na topologia 6, não há atuações de proteção, como mostrado no quadro 12 (campos vazios, na seção 6.3.3).

Figura 43: Curvas de corrente em função do tempo e desempenho da proteção para um curto circuito trifásico na saída do gerador eólico.

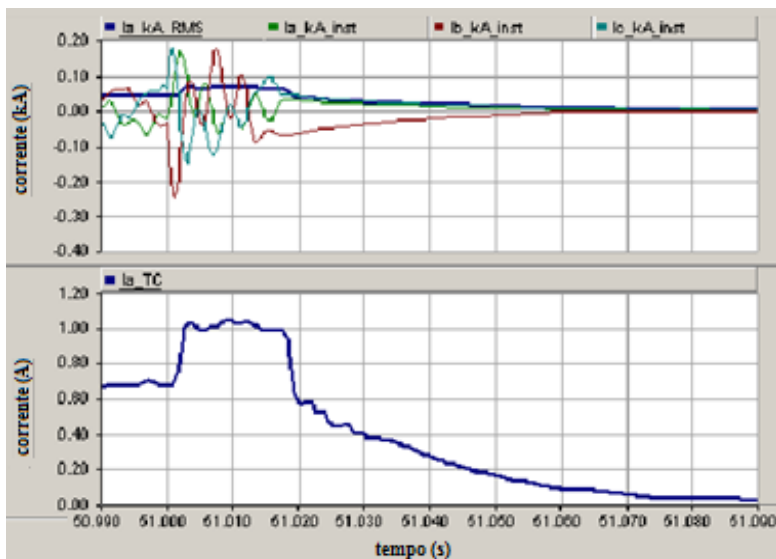
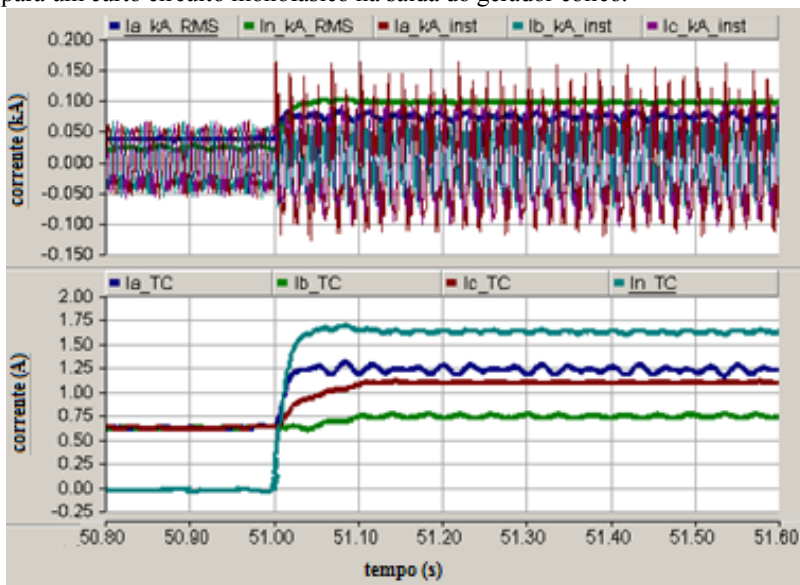


Figura 44: Curvas de corrente em função do tempo e desempenho da proteção para um curto circuito monofásico na saída do gerador eólico.



Mesmo para a condição de baixa contribuição ou contribuição nula do gerador eólico para a corrente de falta, foi possível desenvolver regras no SMA *on-line* para que esta condição fosse tratada adequadamente. Entretanto, cabe ressaltar que, isto torna o sistema dependente de um sistema de comunicação (sistema de comunicação para SMA *on-line* eficaz é fundamental), além de dificultar a localização da falta (uma das regras do SE solicita a abertura de todos os disjuntores entre o gerador eólico e a falta). Este caso é discutido com maiores detalhes na seção 6.3.6.

6.3.5 Condição de Operação com Pouca Geração e Carga Prioritária: Topologia 7.

Em uma condição de operação aparentemente desfavorável (pouca geração e carga prioritária), como a apresentada no caso 7, não foi constatada descoordenação ou atuações indevidas do sistema de proteção, como mostrado no quadro 13. Isso mostra como os ajustes, pelo menos para as microrredes, devem ser analisados caso a caso e são fortemente dependentes da topologia em estudo.

Quadro 13: Tempos de atuação das proteções sem SMA e sem falha da proteção principal para a topologia 7.

Localização da falta	Disjuntor	Sem SMA			
		Falta Trifásica		Falta Monofásica	
		Função	Tempo (ms)	Função	Tempo (ms)
Barra 8	9-8	51	274	51	466
	10-8	51	391	51N	455
15% LT 8-10	8-10	51	21	50N	15
	10-8	50	68	50N	22
50% LT 8-10	8-10	51	60	50N	16
	10-8	50	43	50N	14
85% LT 8-10	8-10	51	62	51N	18
	10-8	50	36	50N	13
Barra 10	8-10	51	181	51N	18
	11-10	51	331	51	626

6.3.6 Desempenho da Proteção com o SMA Desenvolvido na Microrrede Teste.

Para evidenciar o desempenho do SMA proposto, nos quadros 14 a 18, são mostrados, como exemplos, os tempos de atuação das proteções principais para nas topologias 5 e 6 com o SMA *off-line* e com o SMA *on-line*. Agora, os campos destacados em cinza no SMA *off-line* representam melhoria no tempo de atuação ou coordenação do sistema de proteção em relação ao ajuste do caso 1 sem SMA. Com relação a análise *on-line*, com exceção das funções instantâneas, em geral, o tempo de atuação do sistema de proteção também foram melhores, inclusive que o próprio SMA *off-line*.

Quadro 14: Tempos de atuação das proteções com SMA *off-line* e sem falha da proteção principal para a topologia 5.

Localização da falta	Disjuntor	Com SMA Off-line			
		Falta Trifásica		Falta Monofásica	
		Função	Tempo (ms)	Função	Tempo (ms)
Barra 3	4-3	51	264	51N	253
	6-3	51	292	51N	276

15% LT 3-4	3-4	50	11	50N	13
	4-3	50	58	50N	24
50% LT 3-4	3-4	50	23	50N	34
	4-3	50	18	50N	31
85% LT 3-4	3-4	50	30	50N	40
	4-3	50	21	50N	16
Barra 4	3-4	51	201	51N	260
	5-4	51	143	51	257
15% LT 3-6	3-6	50	23	50N	25
	6-3	50	55	50N	20
50% LT 3-6	3-6	50	7	50N	16
	6-3	50	20	50N	23
85% LT 3-6	3-6	50	26	50N	29
	6-3	50	29	50N	19
Barra 6	3-6	51	353	51N	324
	8-6	51	264	51N	269
	7-6	51	381	51	421
15% LT 6-8	6-8	50	22	50N	19
	8-6	50	40	50N	22
50% LT 6-8	6-8	50	29	50N	22
	8-6	50	46	50N	16
85% LT 6-8	6-8	50	52	50N	22
	8-6	50	27	50N	24
Barra 8	6-8	51	280	51N	268
	9-8	51	266	51	504
	10-8	51	394	51N	439
15% LT 8-10	8-10	50	31	50N	27
	10-8	50	70	50N	8
50% LT 8-10	8-10	50	18	50N	19
	10-8	50	36	50N	24
85% LT 8-10	8-10	50	28	50N	16
	10-8	50	35	50N	17
Barra 10	8-10	51	27	51N	27
	11-10	51	322	51	677

Quadro 15: Tempos de atuação das proteções com SMA *off-line* com proteção principal e retaguarda para a topologia 5.

Localização da falta	Disjuntor com falha	Relé Retaguarda	Com SMA: Análise Off-line			
			Falta Trifásica		Falta Monofásica	
			Função	Tempo (ms)	Função	Tempo (ms)
Barra 3	2-3	X	X	X	X	X
	4-3	5-4	51	467	51	450
	6-3	8-6	51	604	51N	351
		7-6	51	405	51	4539
15% LT 3-4	3-4	2-3	X	X	X	X
		6-3	51	390	51N	119
	4-3	5-4	51	492	51	3194
50% LT 3-4	3-4	2-3	X	X	X	X
		6-3	51	470	51N	320
	4-3	5-4	51	536	51	2523
85% LT 3-4	3-4	2-3	X	X	X	X
		6-3	51	568	51N	387
	4-3	5-4	51	356	51	777
Barra 4	3-4	2-3	X	X	X	X
		6-3	51	467	51N	736
	5-4	X	X	460	X	X
15% LT 3-6	3-6	2-3	X	X	X	X
	6-3	4-3	51	439	51N	106
		7-6	51	420	51	869
		8-6	51	582	51N	346
50% LT 3-6	3-6	2-3	X	X	X	X
	6-3	4-3	51	545	51N	583
		7-6	51	483	51	618
		8-6	51	442	51N	307
85% LT 3-6	3-6	2-3	X	X	X	X
	6-3	4-3	51	436	51N	573
		7-6	51	428	51	696
		8-6	51	386	51N	273
Barra 6	3-6	2-3	X	X	X	X

		4-3	51	605	51N	498
	8-6	9-8	51	486	51	1090
		10-8	51	529	51N	486
	7-6	X	X	558	X	X
15% LT 6-8	6-8	3-6	51	477	51N	438
		7-6	51	514	51	1556
	8-6	9-8	51	461	51	1811
		10-8	51	381	51N	418
50% LT 6-8	6-8	3-6	51	555	51N	685
		7-6	51	454	51	1952
	8-6	9-8	51	445	51	1531
		10-8	51	420	51N	402
85% LT 6-8	6-8	3-6	51	542	51N	910
		7-6	51	569	51	2125
	8-6	9-8	51	434	51	1022
		10-8	51	472	51N	319
Barra 8	6-8	3-6	51	552	51N	1068
		7-6	51	383	51	2126
	9-8	X	X	X	X	X
	10-8	11-10	51	481	51	2609
15% LT 8-10	8-10	6-8	51	564	51N	154
		9-8	51	580	51	1155
	10-8	11-10	51	608	51	2704
50% LT 8-10	8-10	6-8	51	524	51N	207
		9-8	51	439	51	1733
	10-8	11-10	51	589	51	2257
85% LT 8-10	8-10	6-8	51	597	51N	225
		9-8	51	446	51	2249
	10-8	11-10	51	414	51	1932
Barra 10	8-10	6-8	51	436	51N	189
		9-8	51	430	51	2292
	11-10	X	X	X	X	X

De acordo com os quadros 13 e 14, pode-se verificar que com a execução do SMA *off-line* desenvolvido, os problemas de descoordenação apresentados na seção 6.3.3 para o caso 5 (ilhamento da

microrrede) foi solucionado. As linhas destacadas em cinza nestes quadros mostram que para uma falta trifásica na barra 4, a proteção principal atua em 201 ms, enquanto que a retaguarda 6-3 atuaria em 467 ms. Para uma falta trifásica na barra 6, a proteção principal 3-6 atua em 353 ms, enquanto que sua retaguarda 4-3 atua em 605 ms. Já para faltas monofásicas na barra 4, a proteção principal 3-4 atua em 260 ms enquanto que sua retaguarda atua em 736 ms. Para falta monofásica na barra 6, a proteção principal 3-6 atua em 324 ms enquanto sua retaguarda 4-3 em 498 ms.

Com relação a análise do SMA *On-line*, no quadro 16, pode-se verificar que o tempo de atuação das proteções, sejam para faltas monofásicas ou trifásicas é melhor (mais rápida) que as atuações com função temporizada (isto é, na análise *Off-line*), exceto, na maioria dos casos, para funções instantâneas.

Quadro 16: Tempos de atuação das proteções com SMA *on-line* sem falha da proteção principal para a topologia 5.

Localização da falta	Disjuntor	Com SMA: Análise <i>On-line</i>	
		Falta Trifásica	Falta Monofásica
		Tempo	Tempo (ms)
Barra 2	3-2	118	123
Barra 3	2-3	107	99
	6-3		
15% LT 3-6	3-6	137	117
	6-3		
50% LT 3-6	3-6	136	134
	6-3		
85% LT 3-6	3-6	96	82
	6-3		
Barra 6	3-6	77	125
	8-6		
15% LT 6-8	6-8	105	114
	8-6		
50% LT 6-8	6-8	110	85
	8-6		
85% LT 6-8	6-8	91	116
	8-6		

Barra 8	6-8	80	82
	9-8		
	10-8		
15% LT 8-10	8-10	106	115
	10-8		
50% LT 8-10	8-10	101	98
	10-8		
85% LT 8-10	8-10	123	78
	10-8		
Barra 10	8-10	79	102
	11-10		

Finalmente, com relação à sensibilidade das proteções instantâneas, apresentados na seção 6.3.3, com a execução do SMA *Off-line*, pode-se verificar melhorias nos tempos de atuação das proteções, como mostrado na quadro 17 (destacados em cinza). Entretanto, em decorrência da pouca contribuição dos geradores eólicos para correntes de curto circuito trifásicas, ainda assim, não se é possível determinar ajustes para funções temporizadas, de forma que fossem sensibilizados os relés temporizados localizados entre a carga prioritária e o gerador eólico. Esta situação, por sua vez, é contornada com o SMA *on-line*, como mostrado no quadro 18, através de criação de regras adicionais no SE que constitui o SMA desenvolvido.

Quadro 17: Tempos de atuação das proteções com SMA *Off-line* sem falha da proteção principal para a topologia 6. Campos em branco neste quadro significam que não houve atuação da proteção.

Localização da falta	Disjuntor	Com SMA: Análise Off-line			
		Falta Trifásica		Falta Monofásica	
		Função	Tempo (ms)	Função	Tempo (ms)
Barra 3	6-3	51	418	51N	17
15% LT 3-6	3-6			50N	13
	6-3	50	28	50N	9
50% LT 3-6	3-6			50N	16
	6-3	50	20	50N	6
85% LT 3-6	3-6			50N	21

	6-3	50	11	50N	4
Barra 6	3-6			51N	246
	8-6	51	270	51N	256
15% LT 6-8	6-8			50N	14
	8-6	50	53	50N	21
50% LT 6-8	6-8			50N	38
	8-6	50	30	50N	15
85% LT 6-8	6-8			50N	15
	8-6	50	22	50N	22
Barra 8	6-8			51N	256
	9-8	51	238	51	359
	10-8	51	419	51N	460
15% LT 8-10	8-10	50	19	50N	10
	10-8	50	57	50N	21
50% LT 8-10	8-10	50	18	50N	14
	10-8	50	40	50N	22
85% LT 8-10	8-10	50	38	50N	13
	10-8	50	32	50N	23
Barra 10	8-10	51	36	51N	20
	11-10	51	31	51	616

Quadro 18: Tempos de atuação das proteções com SMA *On-line* sem falha da proteção principal para a topologia 6.

Localização da falta	Disjuntor	Com SMA: Análise On-line	
		Falta Trifásica	Falta Monofásica
		Tempo	Tempo (ms)
Barra 3	6-3	108	87
	3-6	79	125
6-3			
50% LT 3-6	3-6	77	109
	6-3		
85% LT 3-6	3-6	119	128
	6-3		
Barra 6	3-6	126	97
	8-6		

15% LT 6-8	6-8	128	95
	8-6		
50% LT 6-8	6-8	91	120
	8-6		
85% LT 6-8	6-8	102	104
	8-6		
Barra 8	6-8	114	127
	9-8		
	10-8		
15% LT 8-10	8-10	88	80
	10-8		
50% LT 8-10	8-10	78	80
	10-8		
85% LT 8-10	8-10	133	121
	10-8		
Barra 10	8-10	80	80
	11-10		

6.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi apresentado e descrito cada uma das topologias da microrrede, onde são realizadas as simulações e avaliados os resultados alcançados com a aplicação do SMA.

Os principais resultados foram resumidos na seção 6.3, onde é discutido, do ponto de vista da proteção, sobre o impacto da inclusão de geração eólica na microrrede, da desconexão de PCHs, entre outros aspectos. Na última subseção (6.3.6) foram apresentados os principais resultados quando se inclui o SMA desenvolvido, onde se podem observar melhorias nos tempos de atuação, da seletividade e sensibilidade da proteção. Além disso, comparando-se os resultados da análise *on-line* com a *off-line* (tempos de atuação), com exceção das funções instantâneas, em geral, os tempos de atuação foram, também neste caso, melhores.

7 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi proposto um SMA para proteção adaptativa de relés com função direcional de sobrecorrente instantânea e temporizada, dentro do conceito de microrredes. Entre as principais características do sistema desenvolvido, está a divisão das mensagens trocadas entre os agentes em duas análises distintas, uma chamada *off-line*, cujo objetivo é mudança nos ajustes de configuração dos relés para coordenação, e outra *on-line*, cujo objetivo é detecção e eliminação de faltas (após a ocorrência desta).

Os agentes do sistema desenvolvido foram parametrizados de acordo com resultados obtidos de simulações de faltas numa microrrede teste, baseada num sistema real, através do software PSCAD/EMTDC. Foram analisados sete casos, quatro considerando a microrrede conectada à concessionária e três considerando a microrrede ilhada. Para cada topologia, foram simuladas faltas trifásicas e monofásicas em cada barra, bem como a 15%, 50% e 85% de cada linha de transmissão.

Constata-se que sem o SMA proposto, das 200 simulações realizadas, pode-se observar que houve 22,5% falhas do sistema de proteção, sejam por descoordenação ou falta de sensibilidade das funções instantâneas. Além disso, foi evidenciado que o uso de um único ajuste nos relés para proteger a microrrede, tanto na situação conectada à concessionária quanto ilhada, tornaria a proteção extremamente ineficaz, o que significa que no mínimo algum critério adaptativo teria que ser empregado.

Entretanto, com a implementação do SMA, pode-se observar melhoria nos tempos de atuação, da seletividade e sensibilidade da proteção em todos os casos analisados. Na metodologia desenvolvida, enquanto a análise *on-line* garantiu seletividade de proteção e pode, dependendo da velocidade do sistema de comunicação, melhorar os tempos de atuação das proteções; a análise *off-line*, por outro lado, pode tornar o sistema de proteção mais robusto em casos de falhas de comunicação entre os agentes – além de garantir a proteção adaptativa, como visto, imprescindível para as duas condições operacionais das microrredes: estado conectado e estado ilhado. Assim, a proposta do SMA desenvolvido garante um resultado e desempenho apropriado do sistema de proteção.

7.1 SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

Seguem algumas sugestões de trabalhos futuros:

- Investigar a utilização de medição fasorial para detecção de faltas e estado da microrrede (microrrede conectada ou ilhada).
- Utilização de outros tipos de geradores, além daqueles apresentados neste trabalho, como os descritos na seção 2.4.2.
- Incluir armazenadores de energia, como os apresentados na seção 2.4.1. Investigar, por exemplo, o desempenho da proteção ao se incluir um armazenador central de energia para suprir correntes de faltas.
- Incluir Agentes de proteção nos geradores, e não somente na rede.

REFERÊNCIAS

- ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Goran; SODER, Lennart. Distributed Generation: a definition. **Elsevier Science S.A.**, p. 9, 2001.
- AL-NASSERI, Hilal; REDFERN, Miles ; LI, Furong. A voltage based protection for micro-grids containing power electronic converters. Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE, 2006, 0-0 0. p.7 pp.
- AL-NASSERI, Hilal; REDFERN, Miles ; O'GORMAN, Raymond. Protecting micro-grid systems containing solid-state converter generation. Future Power Systems, 2005 International Conference on, 2005, 18-18 Nov. 2005. p.5 pp.-5.
- AMPLA. Conexão de Acessante a Rede de Distribuição com Sistema de Compensação de Energia - Geração Distribuída. 2012. Disponível em: < <http://www.ampla.com/media/273399/eta.pdf> >. Acesso em: 05/05/2013.
- ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição. 2012a. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo3_Revisao_5.pdf >. Acesso em: 04/05/2013.
- _____. Resolução Normativa no. 482, de 17 de abril de 2012. . 2012b. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf> >. Acesso em: 28/04/2013.
- ANNEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição. 2012. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo4_Revisao_1.pdf >. Acesso em: 04/05/2013.
- APOSTOLOV, Alexander. Multi-agent systems and IEC 61850. Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE, 2006, 0-0 0. p.6 pp.
- AUNG, Htay Nwe; KHAMBADKONE, Ashwin; SRINIVASAN, Dipti; LOGENTHIRAN, T. Agent-based intelligent control for real-time operation of a microgrid. Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) & 2010 Power India, 2010 Joint International Conference on, 2010, 20-23 Dec. 2010. p.1-6.

BARAN, Mesut; EL-MARKABY, Ismail. Fault analysis on distribution feeders with distributed generators. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 20, n. 4, p. 1757-1764, 2005. ISSN 0885-8950.

BARNES, Mike; KONDOH, Junji; ASANO, Hiroshi; OYARZABAL, Jose; VENTAKARAMANAN, Giri; LASSETER, Robert; HATZIARGYRIOU, Nikos; GREEN, Tim. Real-World MicroGrids-An Overview. System of Systems Engineering, 2007. SoSE '07. IEEE International Conference on, 2007, 16-18 April 2007. p.1-8.

BELLIFEMINE, Fabio Luigi; CAIRE, Giovanni; GREENWOOD, Dominic. **Developing Multi-Agent Systems with JADE**. 2007. 300 ISBN 978-0-470-05747-6.

BIN, Li; YONGLI, Li; ZHIQIAN, Bo; KLIMEK, A. Design of protection and control scheme for microgrid systems. Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009 Proceedings of the 44th International, 2009, 1-4 Sept. 2009. p.1-5.

BITTENCOURT, Annelise Anderson. **A Proteção Adaptativa de Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Geração Distribuída**. 2011. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

BLACKBURN, J. Lewis; DOMIT, Thomas J. **Protective Relaying Principles and Applications**. 3. London: Boca Raton: 2006.

BRAHMA, Sukumar M.; GIRGIS, Adly A. Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, v. 19, n. 1, p. 56-63, 2004. ISSN 0885-8977.

BRUCOLI, Maria; GREEN, Tim C. **Fault Behaviour in Islanded Microgrids**. 19th Conference on Electricity Distribution. CIRED. Vienna: 4 p. 2007.

BYUNGGWAN, Yoo; HYO-SIK, Yang; SEUNGHO, Yang; YU-SEOCK, Jeong; WON-YONG, Kim. CAN to IEC 61850 for microgrid system. Advanced Power System Automation and Protection (APAP), 2011 International Conference on, 2011, 16-20 Oct. 2011. p.1219-1224.

CEDRAT. Wind Turbine Applications. p. 90, 2006. Disponível em: < <http://www.cedrat.com/en/publications.html> >.

CEEE-D. Acesso de Micro e Mini Geração com Fontes Renováveis e Cogeração Qualificada ao Sistema de Distribuição. 2012. Disponível em: < <http://www.cee.com.br/PPortal/CEEE/Archives/Download/Padrao%20Tecnico/NTD-00.081.pdf> >.

CELESC. Requisitos gerais para conexão de autoprodutor e produtor independente de energia elétrica à rede da Celesc - I-432.0003. Florianópolis. 2006

_____. Requisitos para a Conexão de Micro ou Mini Geradores de Energia ao Sistema Elétrico da Celesc Distribuição. 2012. Disponível em: < <http://celesc.com.br/portal/images/arquivos/normas/normativa%20micro-mini%20gerao.pdf> >. Acesso em: 04/05/2013.

CELG. Elos Fusíveis de Distribuição Especificação: 53 p. 2011.

_____. Requisitos para Conexão de Microgeradores e Minigeradores ao Sistema de Distribuição da CELG. 2012. Disponível em: < <http://celgd.celg.com.br/arquivos/dadosTecnicos/normasTecnicas/NTC71.pdf> >. Acesso em: 05/05/2013.

CELTINS. NTD – 18 ACESSO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DA CELTINS 2012. Disponível em: < <http://www.redenergia.com/celtins/files/2012/06/NTD-18-ACESSO-DE-GERA%C3%87%C3%83O-DISTRIBUIDA-AO-SISTEMA-DE-DISTRIBU%C3%8D%C3%87%C3%83O-DA-CELTINSMICROGERA%C3%87%C3%83O.pdf> >.

CEMIG. Requisitos para a conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição Cemig - Conexão em Média Tensão. 2011. Disponível em: < http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Documents/Norma_Acesso%20MT_Cemig_final_TDAT_p.pdf >. Acesso em: 04/05/2013.

CHATZIVASILIADIS, Spyros J.; HATZIARGYRIOU, Nikos D.; DIMEAS, Aris L. Development of an agent based intelligent control system for microgrids. Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, 2008, 20-24 July 2008. p.1-6.

CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S. P.; CROSSLEY, P. **Microgrids and Active Distribution Networks**. London, Unidet Kingdom: The Institution of Engineering and Technology, 2009.

COELBA. Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição em Baixa Tensão. 2012a. Disponível em: < http://servicos.coelba.com.br/Media/pdf/SM04.14_01_011_21_12_12.pdf >.

_____. Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição em Média Tensão. 2012b. Disponível em: < http://servicos.coelba.com.br/Media/pdf/SM04.08_01.009_21_12_12.pdf >.

COLET-SUBIRACHS, Alba; RUIZ-ALVAREZ, Albert; GOMIS-BELLMUNT, Oriol; ALVAREZ-CUEVAS-FIGUEROLA, Felipe; SUDRIA-ANDREU, Antoni. Centralized and Distributed Active and Reactive Power Control of a Utility Connected Microgrid Using IEC61850. **Systems Journal, IEEE**, v. 6, n. 1, p. 58-67, 2012. ISSN 1932-8184.

CONTI, Stefania. Analysis of distribution network protection issues in presence of dispersed generation. **Electric Power Systems Research**, v. 79, n. 1, p. 49-56, 2009. ISSN 0378-7796. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779608001533> >.

COPEL. NTC 905100 - Manual de Acesso de Geração Distribuída ao Sistema da COPEL. 2012. Disponível em: < [http://www.copel.com/hpcopel/root/pagcopel2.nsf/0/880D53F548FB31A0032578100063EE21/\\$FILE/NTC905100.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/pagcopel2.nsf/0/880D53F548FB31A0032578100063EE21/$FILE/NTC905100.pdf) >. Acesso em: 04/05/2013.

DELAIBA, Antônio Carlos; SANTOS, Camila Guesine dos; SARAIVA, Elise; RESENDE, José Wilson; CHAVES, Marcelo Lynce Ribeiro. **A Influência do Aterramento na Atenuação de Descargas Atmosféricas**. Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica 2009.

DIGRA, Rohit Kumar ; PANDEY, Rohit Kumar Multi-agent control coordination of Microgrid. Engineering and Systems (SCES), 2013 Students Conference on, 2013, 12-14 April 2013. p.1-5.

DUGAN, Roger C.; MCDERMOTT, Thomas E. Distributed generation. **Industry Applications Magazine, IEEE**, v. 8, n. 2, p. 19-25, 2002. ISSN 1077-2618.

ELETROBRÁS. **Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição**. Rio de Janeiro: Campus, 1982. Disponível em: < <http://www.dca.ufrn.br/~humberto/Automa%E7%E3o%20SE/Prote%E7%E3o%20de%20Sistemas%20El%E9tricos/Distribui%E7%E3o%20de%20Energia%20El%E9trica%20-%20Volume%20%20-%20Prote%E7%E3o%20de%20Sistemas%20A%E9reos%20de%20Distribui%E7%E3o%20-%20Eletrobr%E1s.pdf> >.

ENERSUL. Procedimento de Acesso para Microgeração e Minigeração Distribuída. 2012. Disponível em: < <http://www.enersul.com.br/files/2012/12/Procedimento-de-Acesso-para-Microgera%C3%A7%C3%A3o-e-Minigera%C3%A7%C3%A3o-Distribuída-ENERSUL.pdf> >. Acesso em: 05/05/2013.

EU... EU Microgrids Research Project. 2014a. Disponível em: < <http://www.microgrids.eu/micro2000/index.php> >. Acesso em: 22/02/2014.

_____. EU More Microgrids Research Project. 2014b. Disponível em: < <http://www.microgrids.eu/index.php> >. Acesso em: 22/02/2014.

FEERO, William E.; DAWSON, Douglas C.; STEVENS, John. **Protection Issues of The Microgrids Concept** 2002.

FIPA. 2012. Disponível em: < <http://www.fipa.org> >. Acesso em: 31/07/2013.

FIPA. **FIPA Request Interaction Protocol Specification**. Genebra, Suíça 2002.

GE. **MDP: Digital Time Overcurrent Relay Instruction Manual** 2000.

_____. **Coordination Time in Feeder Relays** 2002.

GEIDL, Martin. **Protection of Power Systems with Distributed Generation: State of the Art**. Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zurich, 2005. Disponível em: < http://www.eeh.ee.ethz.ch/fileadmin/user_upload/eeh/publications/psl/geidl_protection_dg.pdf >.

GIARRATANO, Joseph C. CLIPS: Basic Programming Guide. p. 428, 2007. Disponível em: < <http://clipsrules.sourceforge.net/documentation/v630/bpg.pdf> >.

_____. CLIPS: Advanced Programming Guide. 2008. Disponível em: <
<http://clipsrules.sourceforge.net/documentation/v630/apg.pdf>>.

HADJSAID, Nouredine; LE-THANH, Luong; CAIRE, Raphael; RAISON, Bertrand; BLACHE, François; BJORN, Stahal; GUSTAVSSON, Rune. Integrated ICT framework for distribution network with decentralized energy resources: Prototype, design and development. Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE, 2010, 25-29 July 2010. p.1-4.

HAN, Yi; HU, Xuehao; ZHANG, Dongxia. Study of adaptive fault current algorithm for microgrid dominated by inverter based distributed generators. Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2010 2nd IEEE International Symposium on, 2010, 16-18 June 2010. p.852-854.

HATZIARGYRIOU, Nikos; ASANO, Hiroshi; IRAVANI, Reza; MARNAY, Chris. Microgrids: An Overview of Ongoing Research, Development, and Demonstration Projects. **Power and Energy Magazine, IEEE**, v. 5, n. 4, p. 78-94, 2007. ISSN 1540-7977. Disponível em: <
<http://der.lbl.gov/sites/der.lbl.gov/files/LBNL-62937.pdf>>.

HONG-QIAO, Yu; SHUI-MING, Chen; YANG, Peng-cheng. Study on lightning protection of cables and transformer in Microgrid. Electricity Distribution (CICED), 2010 China International Conference on, 2010, 13-16 Sept. 2010. p.1-5.

HOU, Chaoyong; HU, Xuehao. **A Study of Voltage Detection Based Fault Judgment Method in Micro-grid with Inverter Inter-faced Power Source** The International Conference on Electrical Engineering. INSTITUTE, C. E. P. R. 2009.

HUI, Wan; LI, K. K.; WONG, K. P. An multi-agent approach to protection relay coordination with distributed generators in industrial power distribution system. Industry Applications Conference, 2005. Fourtieth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2005, 2005, 2-6 Oct. 2005. p.830-836 Vol. 2.

IEC. **IEC 61850. Communication networks and systems in substations - Part 5: Communications requirements for functions and device models.** Genebra, Suíça 2003a.

_____. **IEC 61850. Communication Networks and Systems in Substations - Part 1: Introduction and Overview.** Genebra, Suíça: 44 p. 2003b.

_____. **IEC 61850-7-1. Communication network and systems in substations - Part 7 - 1: Basic communication structure for substation and feeder equipment - Principles and models.** Genebra, Suíça 2003c.

_____. **IEC 60255-151. Measuring relays and protection equipment – Part 151: Functional requirements for over/under current protection** Suíça: 68 p. 2009.

IEEE. IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. **IEEE Std 1547.2-2008**, p. 1-207, 2009.

_____. IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems. **IEEE Std 1547.4-2011**, p. 1-54, 2011.

IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding. **IEEE Std 80-2000**, p. i-192, 2000. Disponível em: <
<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp=&arnumber=861340&quryText%3Dstd+80-2000>>.

IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book). **IEEE Std 242-2001 (Revision of IEEE Std 242-1986) [IEEE Buff Book]**, p. 1-710, 2001.

IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays. **IEEE Std C37.112-1996**, p. i, 1997.

INEE. Notas Sobre Geração Distribuída. 2001. Disponível em: <
<http://www.inee.org.br/download/forum/Notas%20sobre%20GD.pdf>>.
 Acesso em: 29/04/2013.

_____. **Geração Distribuída - Um negócio e um complemento à geração centralizada:** Instituto Nacional de Eficiência Energética 2004.

JAYAWARNA, Nilanga; BARNES, Mike; JONES, Catherine; JENKINS, Nick. Operating MicroGrid Energy Storage Control during Network Faults. System of Systems Engineering, 2007. SoSE '07. IEEE International Conference on, 2007, 16-18 April 2007. p.1-7.

JAYAWARNA, Nilanga; JENKINS, Nick; BARNES, Mike; LORENTZOU, M.; PAPTHANASSIOU, Stavros; HATZIAGYRIOU,

Nikos. Safety analysis of a microgrid. Future Power Systems, 2005 International Conference on, 2005, 18-18 Nov. 2005. p.7 pp.-7.

JOON-HO, Choi; SOON-RYUL, Nam; HAE-KON, Nam; JAE-CHUL, Kim. Adaptive protection schemes of Distributed Generation at distribution network for automatic reclosing and voltage sags. Sustainable Energy Technologies, 2008. ICSET 2008. IEEE International Conference on, 2008, 24-27 Nov. 2008. p.810-815.

KATIRAEI, Farid; IRAVANI, Reza; HATZIARGYRIOU, Nikos; DIMEAS, Aris. Microgrids management. **Power and Energy Magazine, IEEE**, v. 6, n. 3, p. 54-65, 2008. ISSN 1540-7977.

KE, Dang; XIN, He; DAQIANG, Bi; CUNLIANG, Feng. An adaptive protection method for the inverter dominated microgrid. Electrical Machines and Systems (ICEMS), 2011 International Conference on, 2011, 20-23 Aug. 2011. p.1-5.

KHAPARDE, S. A.; WARKE, N.; AGARWAL, S. H. An adaptive approach in distance protection using an artificial neural network. **Electric Power Systems Research**, v. 37, n. 1, p. 39-44, 1996. ISSN 0378-7796. Disponível em: <
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0378779696010401>>.

KINDERMANN, Geraldo. **Choque Elétrico**. Florianópolis: 2005a. 197.

_____. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Florianópolis: Edição do autor, 2005b.

_____. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Florianópolis: Edição do autor, 2006.

KINDERMANN, Geraldo; CAMPAGNOLO, Jorge Mario. **Aterramento Elétrico**. 6. Florianópolis: 2011. 226 ISBN 9788591087532.

KITHNOS. Kithnos Microgrid. 2014. Disponível em: <
<http://www.microgrids.eu/index.php?page=kythnos&id=2>>. Acesso em: 22/02/2014.

KLAPP, D.; VOLLKOMMER, H. T. Application of an Intelligent Static Switch to the Point of Common Coupling to Satisfy IEEE 1547 Compliance. Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, 2007, 24-28 June 2007. p.1-4.

KROPOSKI, B.; PINK, C.; LYNCH, J.; JOHN, V.; DANIEL, S. M.; BENEDICT, E.; VIHINEN, I. Development of a High-Speed Static Switch for Distributed Energy and Microgrid Applications. Power Conversion Conference - Nagoya, 2007. PCC '07, 2007, 2-5 April 2007. p.1418-1423.

KULASEKERA, A. L.; GOPURA, R. A. R. C.; HEMAPALA, K. T. M. U.; PERERA, N. A review on multi-agent systems in microgrid applications. Innovative Smart Grid Technologies - India (ISGT India), 2011 IEEE PES, 2011, 1-3 Dec. 2011. p.173-177.

KUNDUR, Prabha. **Power System Stability and Control**. 1994.

LAAKSONEN, Hannu Jaakko. Protection Principles for Future Microgrids. **Power Electronics, IEEE Transactions on**, v. 25, n. 12, p. 2910-2918, 2010. ISSN 0885-8993.

LABEIN. Labein Experimental Centre. 2014. Disponível em: < <http://www.microgrids.eu/index.php?page=kythnos&id=1> >. Acesso em: 22/02/2014.

LASSETER, Robert. CERTS: Consortium for Electric Reliability Technology Solutions. 2014. Disponível em: < <http://certs.lbl.gov/certs-der-micro.html> >. Acesso em: 22/02/2014.

LASSETER, Robert; KLAPP, Dave. CERTS Microgrid Test Bed Demonstration with American Electric Power. 2014. Disponível em: < <http://certs.lbl.gov/certs-derkey-mgtb.html> >. Acesso em: 22/02/2014.

LASSETER, Robert; PAIGI, Paolo. **Microgrid: A Conceptual Solution**: 6 p. 2004.

LIDULA, N. W. A.; RAJAPAKSE, A. D. Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 1, p. 186-202, 2011. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211000328X> >.

LIMA, Dorival Kitakawa. **Transformadores para instrumentos ópticos: aspectos da viabilidade do seu uso pelas empresas do setor elétrico brasileiro**. 2009. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo.

LUSTOSA, Volney Gadelha. **O Estado da Arte em Inteligência Artificial.** Colabor@ - A Revista Digital da CVA - RICESU. Brasília: Universidade Católica de Brasília. 2: 11 p. 2004.

MAIOLA, Patrícia Cristina; ROLIM, Jacqueline Gisèle. A Multi-Agent System for protection coordination of radial systems in the presence of distributed generation. *Developments in Power Systems Protection, 2012. DPSP 2012. 11th International Conference on, 2012, 23-26 April 2012.* p.1-6.

_____. **Arquitetura Multiagente para a Coordenação de Relés de Sobrecorrente na Proteção de Sistemas Radiais na Presença de Geração Distribuída.** 2014. Dissertação de Mestrado Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

MAMEDE FILHO, J. **Manual de Equipamentos Elétricos.** 2. Rio de Janeiro: LTC, 2005.

MANITOBA-HVDC. **PSCAD: Power Systems Computer Aided Design. User's Guide.** Canadá: 531 p. 2005a.

_____. **PSCAD: The Professional's Toolset for Power System Simulation.** Online Help. Canadá 2005b.

_____. **PSCAD: Power Systems Computer Aided Design.** . Users Guide. Canadá: 492 p. 2010.

MASON, C. R. **The Art & Science of Protective Relaying.** GE 1956.

MEIQIN, Mao; YINZHENG, Tao; LIUCHEN, Chang; YONGCHAO, Zhao; PENG, Jin. An intelligent static switch based on embedded system and its control method for a microgrid. *Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), 2012 IEEE, 2012, 21-24 May 2012.* p.1-6.

MIN, Huang; JIANQING, Xi; YONGLI, Zhu; BO, Sun. Research on the Application of Multi-Agent to the Telecontrol Communication for Power System. *Computational Intelligence and Industrial Application, 2008. PACHA '08. Pacific-Asia Workshop on, 2008, 19-20 Dec. 2008.* p.743-747.

MONTOYA, Michael; SHERICK, Robert; HARALSON, Percy; NEAL, Russ; YINGER, Robert. Islands in the Storm: Integrating Microgrids into the Larger Grid. **Power and Energy Magazine, IEEE**, v. 11, n. 4, p. 33-39, 2013. ISSN 1540-7977.

MORETO, Miguel. **Localização de Falhas de Alta Impedância em Sistemas de Distribuição de Energia: uma Metodologia Baseada em Redes Neurais Artificiais**. 2005. 126 (Dissertação de Mestrado). Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

MOROZUMI, Satoshi. **Overview of Micro-grid Research and Development Activities in Japan** 2006.

MOZINA, C. J. Interconnect protection of dispersed generators. Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES, 2001, 2001. p.709-723 vol.2.

NEDO. New Energy and Industrial Technology Development Organization. 2014. Disponível em: < <http://www.nedo.go.jp/english/index.html> >. Acesso em: 22/02/2014.

NGUYEN KHANH, Loc; DAE GEUN, Jin; DONG-JUN, Won. A study on active power and frequency response in microgrid. PowerTech, 2011 IEEE Trondheim, 2011, 19-23 June 2011. p.1-6.

NIKKHAJOEI, H.; LASSETER, Robert. Microgrid Protection. Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, 2007, 24-28 June 2007. p.1-6.

OBASE, Paulo Futoshi. **Surtos Atmosféricos Transferidos à Rede Secundária via Transformador**. 2004. Dissertação de Mestrado Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Universidade de São Paulo, São Paulo.

OUDALOV, Alexandre; FIDIGATTI, Antonio; DEGNER, Thomas; VALOV, Boris; HARDT, Christian; YARZA, José Miguel; LI, Rachel; JENKINS, Nick; AWAD, Bieshoy; OVERBEEKE, Frank van; HATZIARGYRIOU, Nikos; LORENTZOU, Maria. **DC2: Novel protection systems for microgrids** 2009.

PAULINO, Marcelo. Testes de IEDs Operando com Redes de Comunicação Baseados na IEC61850. 2007.

PENG, Li; BIN, Song; WEI, Wang; TIEMIN, Wang. Multi-agent approach for service restoration of microgrid. Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2010 the 5th IEEE Conference on, 2010, 15-17 June 2010. p.962-966.

PHADKE, Arun G.; THORP, James S. Front Matter. In: (Ed.). **Computer Relaying for Power Systems**: John Wiley & Sons, Ltd, 2009. p.i-xviii. ISBN 9780470749722.

PLET, Cornelis A.; GRAOVAC, M.; GREEN, Timothy C.; IRAVANI, R. Fault response of grid-connected inverter dominated networks. Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE, 2010, 25-29 July 2010. p.1-8.

QIN, LiJun; WANG, Ying; HAO, CuiJuan; LI, Meng. Multi-Agent System wide area protection considering distributed generation impact. Advanced Power System Automation and Protection (APAP), 2011 International Conference on, 2011, 16-20 Oct. 2011. p.549-553.

RAMEA. Ramea Wind-Diesel Project 2014. Disponível em: < <https://www.nrcan.gc.ca/energy/renewable-electricity/wind/7319> >. Acesso em: 09/02/2014.

REZAEI, N.; HAGHIFAM, M. R. Protection scheme for a distribution system with distributed generation using neural networks. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 30, n. 4, p. 235-241, 2008. ISSN 0142-0615. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206150700097X> >.

ROMAN-BARRI, M.; CAIRO-MOLINS, I.; SUMPER, A.; SUDRIA-ANDREU, A. Experience on the implementation of a microgrid project in Barcelona. Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES, 2010, 11-13 Oct. 2010. p.1-7.

RUIZ-ALVAREZ, Albert; COLET-SUBIRACHS, Alba; GOMIS-BELLMUNT, Oriol; FERNANDEZ-MOLA, Josep Maria; ALVAREZ-CUEVAS-FIGUEROLA, Felipe; LOPEZ-MESTRE, Joaquim; SUDRIA-ANDREU, Antoni. Design, management and comissioning of a utility connected microgrid based on IEC 61850. Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES, 2010, 11-13 Oct. 2010. p.1-7.

SALEEM, Arshad; HONETH, Nicholas ; NORDSTROM, Lars. A case study of multi-agent interoperability in IEC 61850 environments. Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES, 2010, 11-13 Oct. 2010. p.1-8.

SALLES, Newton José. **Modelagem e análise dinâmica de sistemas de proteção de redes de distribuição de energia elétrica na presença de geradores síncronos**. Campinas, SP: 2007.

SANTOS, Danilo Turkievicz dos. **Sistema Inteligente para Apoio à Programação da Manutenção de Disjuntores de Alta Tensão**. 2013. Dissertação de Mestrado Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

SCHWEITZER, Edmund O.; SCHEER, Gary W.; FELTIS, Mark W. **A Fresh Look at Distribution Protection**. Florida: 18 p. 1992.

SEONG-IL, Lim; MYEON-SONG, Choi; SEUNG-JAE, Lee. Adaptive protection setting and coordination for power distribution systems. Power Systems Conference, 2006. MEPCON 2006. Eleventh International Middle East, 2006, 19-21 Dec. 2006. p.129-134.

TOMITA, Yasushi; FUKUI, Chihiro; KUDO, Hiroyuki; KODA, Jun; YABE, Kuniaki. A cooperative protection system with an agent model. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, v. 13, n. 4, p. 1060-1066, 1998. ISSN 0885-8977.

USTUN, Taha Selim; OZANSOY, Cagil; ZAYEGH, Aladin. Modeling of a Centralized Microgrid Protection System and Distributed Energy Resources According to IEC 61850-7-420. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 27, n. 3, p. 1560-1567, 2012. ISSN 0885-8950.

VIEIRA JÚNIOR, José Carlos de Melo. **Metodologias para ajuste e avaliação do desempenho de relés de proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos**. 2006. (Doutorado). Curso de Engenharia Elétrica Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Unicamp, Campinas.

VISACRO, S; DUARTE, J V P; CONTI, A R De. **Proteção de Redes Elétricas de Baixa Tensão Contra Descargas Atmosféricas. Parte 1: Sobretensões Transferidas**. Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica: 4 p. 2001.

VU VAN, Thong; DRIESEN, J.; BELMANS, R. Benefits and Impact of Using Small Generators for Network Support. Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, 2007, 24-28 June 2007. p.1-7.

XU, She; LUKIC, S.; HUANG, A. Q.; BHATTACHARYA, S.; BARAN, M. Performance evaluation of solid state transformer based microgrid in FREEDM systems. Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2011 Twenty-Sixth Annual IEEE, 2011, 6-11 March 2011. p.182-188.

YANG, Mingyu; ZHU, Yongli. An investigation into the use of agent technology for adaptive protection system. Developments in Power System Protection, 2004. Eighth IEE International Conference on, 2004, 5-8 April 2004. p.272-275 Vol.1.

YUPING, Lu; LIDAN, Hua; JI'AN, Wu; GANG, Wu; GUANGTING, Xu. A Study on Effect of Dispersed Generator Capacity on Power System Protection. Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, 2007, 24-28 June 2007. p.1-6.

ZAMANI, M. Amin; SIDHU, Tarlochan S.; YAZDANI, Amirnaser. A Protection Strategy and Microprocessor-Based Relay for Low-Voltage Microgrids. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, v. 26, n. 3, p. 1873-1883, 2011. ISSN 0885-8977.

ZAYANDEHROODI, Hadi; MOHAMED, Azah; SHAREEF, Hussain; FARHOODNEA, Masoud. A novel neural network and backtracking based protection coordination scheme for distribution system with distributed generation. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 43, n. 1, p. 868-879, 2012. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061512003237>>.

ZEINELDIN, H. H.; EL-SAADANY, E. F.; SALAMA, M. M. A. Distributed Generation Micro-Grid Operation: Control and Protection. Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources, 2006. PS '06, 2006, 14-17 March 2006. p.105-111.

ZENG, Xiangjun; LI, K. K.; CHAN, W. L.; SU, Sheng. Multi-agents based protection for distributed generation systems. Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, 2004. (DRPT 2004). Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on, 2004, 5-8 April 2004. p.393-397 Vol.1.

ZHANG, Jian; AI, Qian; JIANG, Chuanwen; WANG, Xingang; ZHENG, Zhanghua; GU, Chenghong. The application of multi agent system in microgrid coordination control. Sustainable Power Generation and Supply,

2009. SUPERGEN '09. International Conference on, 2009, 6-7 April 2009. p.1-6.

ZHU, Yongli; SONG, Shaoqun; WANG, Dewen. Multiagents-based wide area protection with best-effort adaptive strategy. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 31, n. 2-3, p. 94-99, 2009. ISSN 0142-0615. Disponível em: <
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061508000975>>.

APÊNDICE A – Dados da Microrrede

As informações contidas neste anexo devem ser complementadas com o diagrama unifilar da figura 23 para possibilitar a reprodução do sistema teste empregado nas análises.

A.1 EQUIVALENTE CONCESSIONÁRIA (LT 1-2)

Impedância Seq. Positiva = $0,04343 + j 0,18824$ p.u.
 Impedância Seq. Zero = $0,0208 + j 0,16259$ p.u.
 (base 100MVA)

A.2 GERADORES

Tabela A.1

	Barra 7 G1= G2	Barra 9 G1 = G2	Barra 11 G1 = G2 = G3	Barra 5 G1 = G2
Unidades Geradoras	2	2	3	2
Potência Aparente Nominal (MVA)	1,666	1,666	1,300	3,75
Potência Ativa Nominal Unitária (MW)	1,5	1,5	1,2	3,375
Tensão Nominal (kV)	4,16	4,16	4,16	6,9
Fator de Potência	0,9	0,9	0,9	0,9
Reatância Síncrona de Eixo Direto Xd (p.u.)	0,89	0,89	0,9014	0,98
Reatância Síncrona de Eixo Quadratura Xq (p.u.)	0,87	0,87	0,657	0,96
Reatância Transitória de Eixo Direto X'd (p.u.)	0,29	0,29	0,237	0,15
Reatância Subtransitória de Eixo Direto X''d (p.u.)	0,17	0,17	0,229	0,10
Reatância de Sequência Negativa X2 (p.u.)	0,18	0,18	0,2	0,12
Reatância de Sequência Zero X0 (p.u.)	0,05	0,05	0,07	0,03
Fabricante	WEG	WEG	WEG	WEG

Todas as unidades com conexão estrela com resistor de aterramento de 12 ohms.

A.3 LINHAS DE TRANSMISSÃO

Cabo 336,4CAA:

Impedância Seq. Positiva = $0,033 + j 0,068$ p.u/km

Impedância Seq. Zero $0,0639 + j 0,3216$ p.u/km.

Cabo 336,4CA:

Impedância Seq. Positiva = $0,0326 + j 0,0699$ p.u/km.

Impedância Seq. Zero $0,0634 + j 0,3235$ p.u/km.

Base 100MVA – Tensão 23kV

A.4 TRANSFORMADORES

Tabela A.2

	Barras 6 e 7	Barras 8 e 9	Barras 10 e 11	Barras 4 e 5	Conexão com a Concessionária	
					TT3	TT4
Tensão Nominal BT (kV)	4,16	4,16	4,16	6,9	23	23
Tensão Nominal AT (kV)	23	23	23	23	138	138
Potência Nominal (MVA)	3,35	3,35	4	8	28,53	26,67
Impedância (%)	6	6	6	6	0,6843	0,6987
Grupo de Ligação AT/BT	Triângulo / Estrela Aterrado	Triângulo / Estrela Aterrado	Triângulo / Estrela Aterrado	Triângulo / Estrela Aterrado	Estrela Aterrado /Estrela Aterrado	Estrela Aterrado /Estrela Aterrado

Cada PCH possui um único transformador elevador associado às suas unidades geradoras. Fator de Potência = 0,96.

APÊNDICE B – Parâmetros do Gerador Eólico

O bloco “Wind Generator” (figura B.1) é constituído de diversas funções da biblioteca padrão do PSCAD, que estão apresentados na figura B.2. Ele foi desenvolvido baseando-se em (CEDRAT, 2006). Nos itens a seguir são apresentados cada um dos parâmetros adotados por componente, bem como uma breve descrição que cada um realiza.

Figura B.1: Bloco que representa um gerador eólico de Imãs Permanentes.

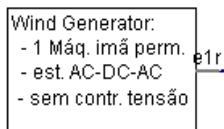
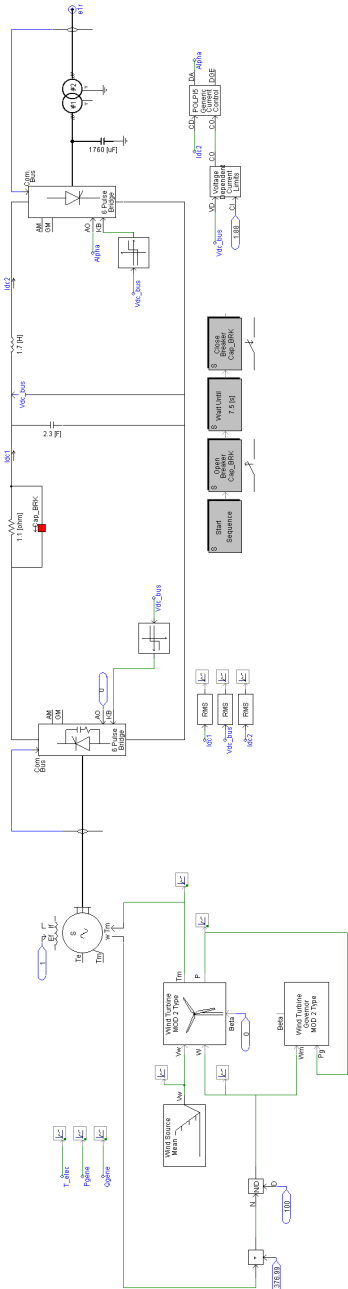


Figura B.2: Composição do Componente “Wind Generator”.



B.1 FONTE DE VENTO (*WIND SOURCE*):

Modela a velocidade do vento em m/s para a turbina eólica. Inclui opções de velocidade média do vento, rajadas (*Gust Wind*), intervalos periódicos de mudança de velocidade (*Ramp Wind*) e ruído (*Noise Wind*). O valor adotado nas simulações para a velocidade constante do vento foi de 13 m/s. Na figura B.3 está representado este componente, os parâmetros de entrada e saída e na tabela B.1 a tela para entrada de configuração do mesmo.

Figura B.3: Componente Fonte de Vento (Wind Source) da Biblioteca Padrão do PSCAD. Fonte: (MANITOBA-HVDC, 2005b).

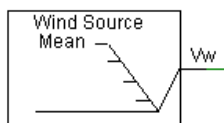
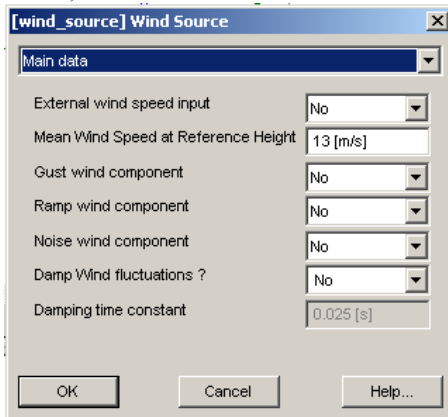


Tabela B.1: Descrição dos terminais do componente Fonte de Vento (Wind Source).

Terminal	Tipo	Descrição
Vw	Sáida	Velocidade do vento em m/s

Figura B.4: Tela de Configuração do Componente Fonte de Vento (*Wind Source*)



B.2 COMPONENTE TURBINA EÓLICA (*WIND TURBINE*)

Na figura B.5 está representado este componente, no quadro B.2 a descrição dos parâmetros de entrada e saída.

Figura B.5: Componente Turbina Eólica (*Wind Turbine*) da Biblioteca Padrão do PSCAD. Fonte: (MANITOBA-HVDC, 2005b).

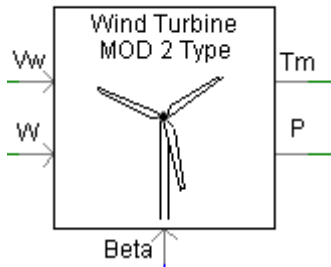
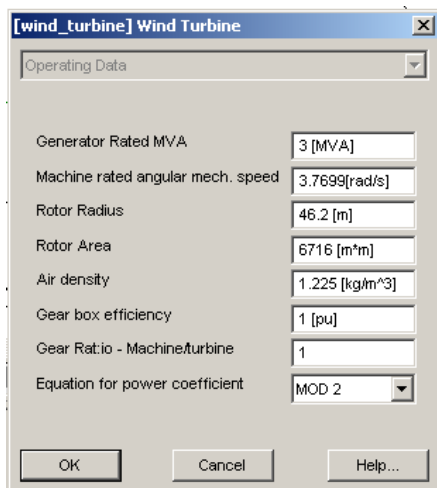


Tabela B.2: Descrição dos terminais do componente Turbina Eólica (*Wind Turbine*).

Terminal	Tipo	Descrição
W	Entrada	Velocidade mecânica da turbina (rad/s)
Beta	Entrada	Ângulo de Incidência das Pás (graus)
Vw	Entrada	Velocidade do vento (m/s)
Tm	Saída	Torque da turbina (p.u.)
P	Saída	Potência da turbina (p.u.)

No PSCAD há duas equações para o cálculo do Coeficiente de Potência: denominados “MOD 2” e “MOD 5”. A primeira equação é aplicada para turbina com três pás e a segunda equação se aplica a turbinas com duas pás. Nas simulações, adotamos uma turbina eólica com três pás. Também não consideramos a presença de caixa de engrenagens (parâmetro *Gear Rat – Machine Turbine* = 1). Na figura B.5 está apresentada a tela de configuração do componente com os valores calculados ou adotados.

Figura B.5: Tela de Configuração do Componente Turbina Eólica (*Wind Turbine*).



B.3 REGULADOR DE VELOCIDADE DE TURBINA EÓLICA (WIND TURBINE GOVERNOR)

O componente Regulador de Velocidade Eólica (*Wind Turbine Governor*), apresentado na figura B.6, modela o regulador de velocidade de uma turbina eólica através do controle do ângulo de *pitch* (beta) da pá. Na tabela B.3 são apresentados os parâmetros de entrada e saída deste componente.

Figura B.6: Componente Regulador de Velocidade de Turbina Eólica (Wind Turbine Governor). Fonte: (MANITOBA-HVDC, 2005b)

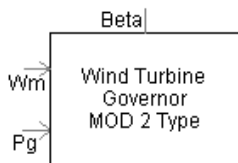


Tabela B.3: Descrição dos terminais do componente Regulador de Velocidade de Turbina Eólica (*Wind Turbine Governor*).

Terminal	Tipo	Descrição
Wm	Entrada	Velocidade mecânica da turbina (rad/s)
Pg	Entrada	Potência da turbina, em relação ao seu valor nominal (p.u.)
Beta	Saída	Ângulo de pitch da turbina

Como as constantes de tempo no controle aerodinâmico são muito maiores que as dinâmicas elétricas, a dinâmica de controladores de velocidade, tais como deste componente, não é considerada. Além disso, o ângulo de passo (beta) será igual a zero, com objetivo de se obter o ponto de máximo rendimento aerodinâmico.

B.4 MÁQUINA SÍNCRONA DE IMÃS PERMANENTES

Para o modelo de Máquina Síncrona de Imãs Permanentes, foi utilizado o componente Máquina Síncrona Clássica (*Synchronous Machine*) da biblioteca Mestre do PSCAD. Para fazer isso, alguns parâmetros são adotados (CEDRAT, 2006):

- tensão de excitação constante e igual a 1 p.u;
- um valor elevado para *Tdo' Unsat. Transient Time* de eixo direto (igual a 10 segundos);
- um valor pequeno para *Tdo' Unsat. Subtransient Time* de eixo direto (igual a 0,0001s).

Na figura B.7 está representado este componente, na tabela B.4 são apresentados os parâmetros de entrada e saída e na figura B.8 uma das telas com as principais configurações.

Figura B.7: Componente Máquina Síncrona (Synchronous Machine) da Biblioteca Padrão do PSCAD. Fonte: (MANITOBA-HVDC, 2005b).

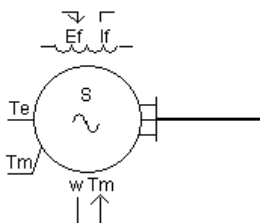
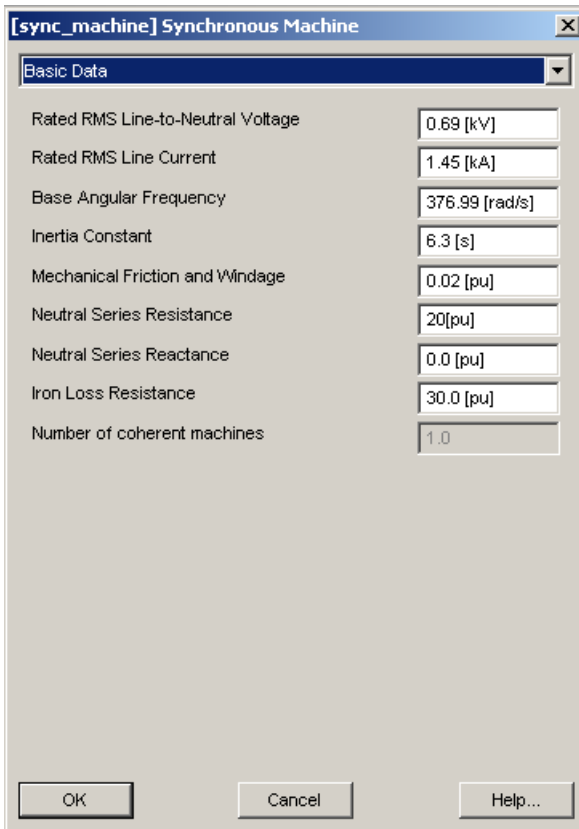


Tabela B.4: Descrição dos terminais do componente Máquina Síncrona Clássica (*Synchronous Machine*).

Terminal	Tipo	Descrição
Ef	Entrada	Tensão de excitação (p.u.)
Tm	Entrada/Saída	Torque mecânico (p.u.)
If	Saída	Corrente de excitação (p.u.)
Te	Saída	Torque elétrico (p.u.)
w	Saída	Velocidade do gerador (p.u.)
A, B, C	Saída	Tensão terminal (kV)

Figura B.8: : Tela de Configuração do Componente Máquina Síncrona (Synchronous Machine)



The image shows a software dialog box titled "[sync_machine] Synchronous Machine". It has a tab labeled "Basic Data". The dialog contains several input fields for configuring the machine's parameters:

Parameter	Value
Rated RMS Line-to-Neutral Voltage	0.69 [kV]
Rated RMS Line Current	1.45 [kA]
Base Angular Frequency	376.99 [rad/s]
Inertia Constant	6.3 [s]
Mechanical Friction and Windage	0.02 [pu]
Neutral Series Resistance	20[pu]
Neutral Series Reactance	0.0 [pu]
Iron Loss Resistance	30.0 [pu]
Number of coherent machines	1.0

At the bottom of the dialog, there are three buttons: "OK", "Cancel", and "Help..."

B.5 DIODO RETIFICADOR (6 PULSE BRIDGE)

O componente *6-Pulse Bridge* pode ser utilizado como inversor (converte de DC para AC) ou conversor (converte de AC para DC). O componente *6-Pulse Bridge* contém um conversor de ponte de *Graetz*, um *Phase Locked Oscillator* (PLO), além de controles como os de disparo e bloqueio dos tiristores, e circuitos de amortecimento RC (para cada tiristor).

Na figura B.9 está apresentado este componente, na tabela B.5 são descritos os parâmetros de entrada e de saída.

Figura B.9: Componente 6 Pulse Bridge da Biblioteca Padrão do PSCAD.
Fonte: (MANITOBA-HVDC, 2005b).

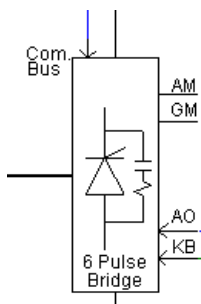
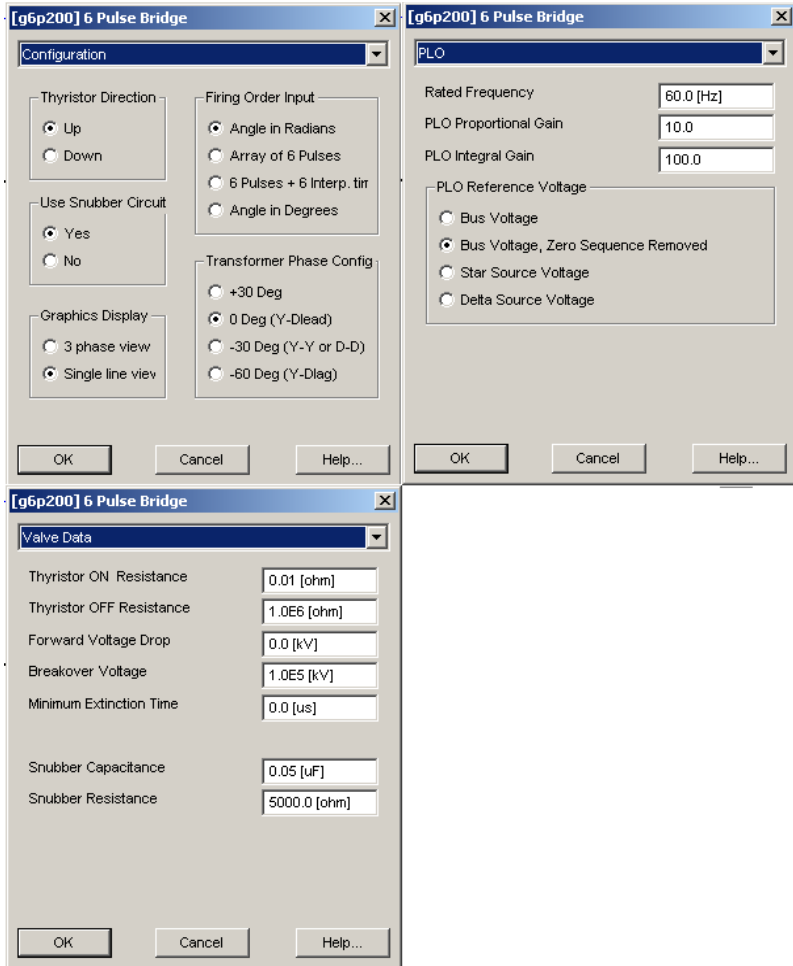


Tabela B.5: Descrição dos terminais do componente 6 Pulse Bridge.

Terminal	Tipo	Descrição
ComBus	Entrada	Referência de tensão para condução dos tiristores (V)
KB	Entrada	Sinal de controle para bloqueio/desbloqueio do disparo dos tiristores (0 ou 1)
A0	Entrada	Ângulo de Disparo dos tiristores de acordo com a referência de tensão <i>Combus</i> (rad ou graus)
(sem nome)	Entrada	Tensão alternada (kV)
AM	Saída	Permite visualizar o ângulo de disparo dos tiristores (rad ou graus)
GM	Saída	Permite visualizar o ângulo de bloqueio dos tiristores (rad ou graus)
(sem nome)	Saída	Tensão (kV)

Para utilizá-lo como diodo retificador trifásico, basta fazer o ângulo de disparo “AO” igual a zero. Na figura B.10 estão apresentados as telas de Configuração do Componente *6-Pulse Bridge* para funcionalidade como Diodo.

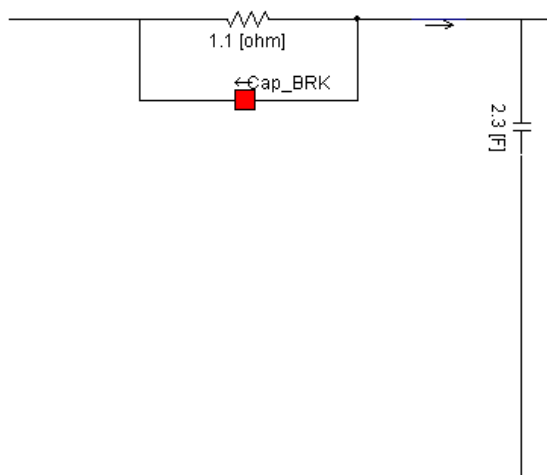
Figura B.10: Tela de Configuração do Componente 6-Pulse Bridge para funcionalidade como Diodo Retificador.



B.6 BARRAMENTO DC

Na figura B.11 está representada uma parte do barramento DC:

Figura B.11: Barramento DC

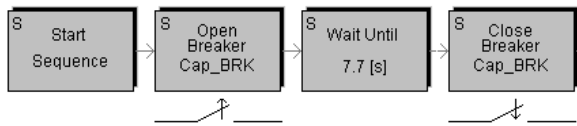


A presença do capacitor no barramento tem como objetivo evitar quedas de tensão por, pelo menos 1 segundo. Para tanto, o valor da capacitância deve ser de $2,3F$. Já a função do resistor no barramento DC é limitar a corrente de pico quando o capacitor está carregando ou descarregando, já que este se comporta como um curto-circuito nesta situação. O valor calculado é de $1,1 \Omega$.

Para minimizar as perdas no sistema, em decorrência da presença do resistor, é instalado em paralelo a este um disjuntor, que será fechado após o capacitor ser carregado. O tempo para carregamento, e portanto de fechamento do disjuntor é de $7,7$ segundos. Para controlar o fechamento do disjuntor, o PSCAD conta com componentes denominados Sequenciadores (*Sequencers*). O principal objetivo deles é comandar em tempo de execução determinadas funções de outros componentes.

Na figura B.13 está mostrado conjunto de sequenciadores para o fechamento do disjuntor do barramento DC contados a partir do início da simulação:

Figura B.13: Conjunto de Sequenciadores (*Sequencer*) para fechamento do disjuntor no barramento DC.



B.7 PROTEÇÃO DE SOBRETENSÃO

A tensão de saída de um gerador síncrono é proporcional à velocidade do eixo da turbina. Assim, em caso de sobrevelocidade, o barramento DC deve ser protegido contra sobretensões. Este controle atua sobre o diodo retificador através de leitura da tensão no barramento DC. Para realizar esta proteção, utilizamos um componente comparador chamado Comparador de Nível de Entrada Única (*Single Input Level Comparator*). A saída deste componente pode assumir dois valores dependendo do valor ajustado e do sinal aplicado na sua entrada. Se o sinal de entrada, ou seja, a tensão terminal do barramento DC é menor que a tensão ajustada, a saída assume o valor “0”, permitindo que a magnitude de tensão do barramento DC possa ser elevada. Em contrapartida, se a tensão for maior que a tensão ajustada, a saída deste componente é “1”, bloqueando a elevação da magnitude deste componente. O componente responsável por este controle é o 6-Pulse Bridge, apresentado na seção B.5. Para as simulações, consideramos o valor máximo de sobretensão DC como 10% acima da tensão nominal, isto é 1,760 kV. Na B.14 está apresentado este componente e na figura B.15 a tela com os parâmetros ajustados.

Figura B.14: Componente Comparador de Nível de Entrada Única (Single Input Level Comparator) da Biblioteca Padrão do PSCAD. Fonte: (MANITOBA-HVDC, 2005b).

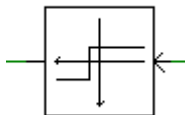
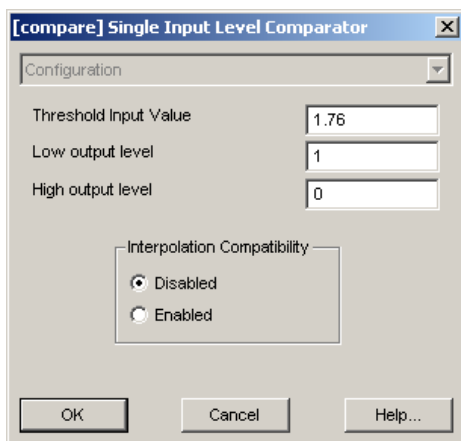


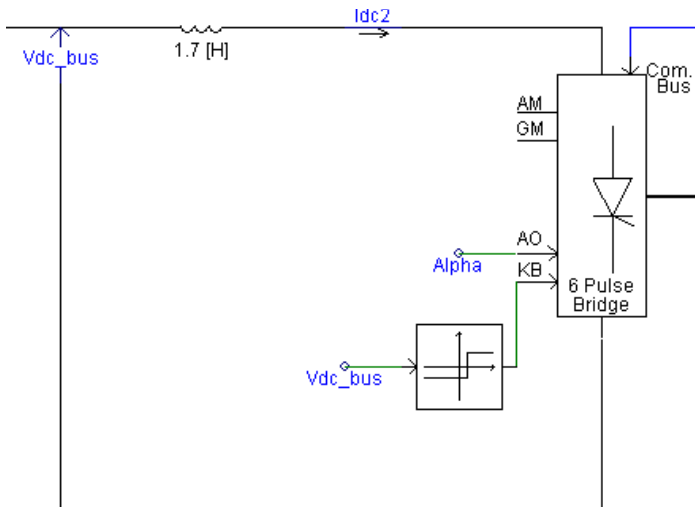
Figura B.15: Tela de configuração do componente Comparador de Nível de Entrada Única (Single Input Level Comparator).



B.8 CONVERSÃO DC-AC

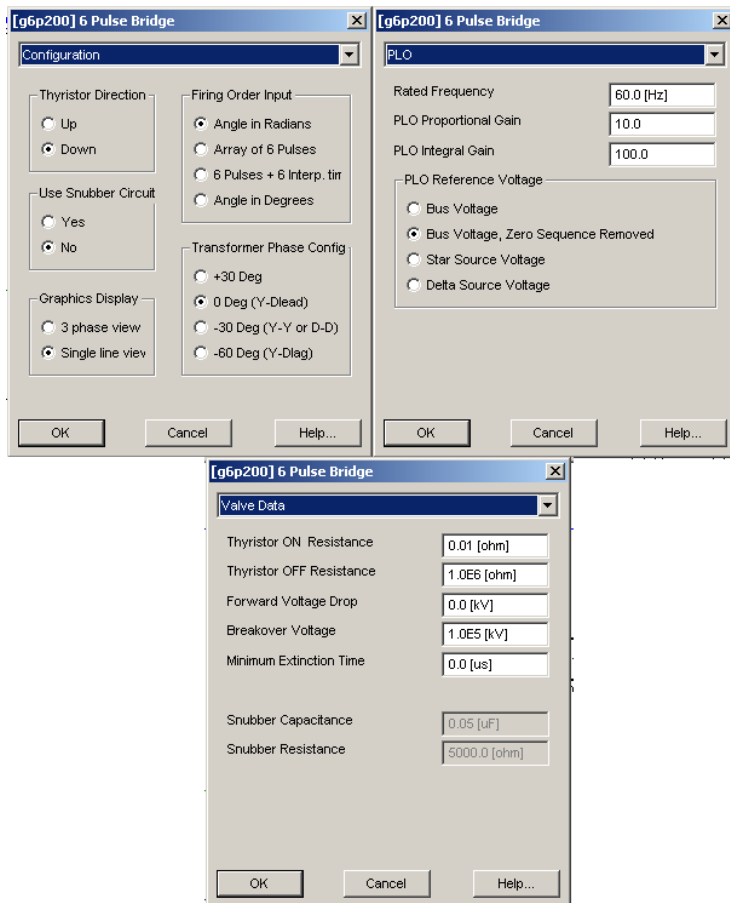
Para realizar a conversão DC-AC, foram utilizados alguns componentes apresentados na figura B.16.

Figura B.16: Estágio de Conversão DC-AC



Um dos componentes para realização da conversão DC-AC é o *6-Pulse Bridge*, apresentado na seção B.5. Na figura B.17 estão apresentadas as telas de configuração do componente *6-Pulse Bridge* para ser utilizado como conversor DC-AC.

Figura B.17: Telas para configuração do componente 6-Pulse Bridge para funcionalidade de conversor DC-AC.



A função do indutor é manter a continuidade de corrente pelo tempo de até um segundo em caso de distúrbios no sistema. O valor de indutância para esta finalidade é de 1,7H.

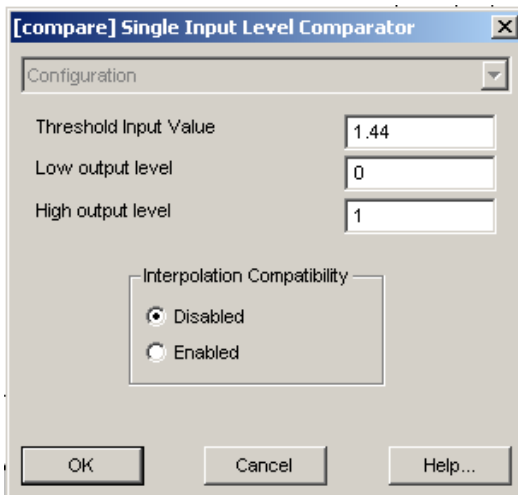
Além da conversão DC-AC, o inversor deve ter duas funções adicionais que são realizar o controle de tensão no barramento DC e de

limitar um colapso de tensão neste barramento em caso de faltas sistema de distribuição. Estas funções são descritas nos itens a seguir:

a) Limitar um colapso de tensão em caso de falta no sistema de distribuição:

Na ocorrência de uma falta no sistema de distribuição, a tensão terminal tende a ser reduzida. Para garantir que a tensão no barramento DC não seja menor que 10% do valor nominal (1440V), utilizamos o componente Comparador de Nível de Entrada Única (*Single Input Level Comparator*), descrito na seção B.5. Se o sinal de entrada, ou seja, a magnitude de tensão no barramento DC for menor que a tensão ajustada, a saída assume o valor “0”. Isso bloqueia o *6-Pulse Bridge* evitando que a tensão nos terminais conectados ao sistema de distribuição seja reduzida ainda mais. Em contrapartida, se a tensão for maior que a tensão ajustada, a saída deste é “1”, desbloqueando a redução da magnitude. Na figura B.18 está mostrada a tela de configuração deste componente:

Figura B.18: Tela de configuração do componente Comparador de Nível de Entrada Única (Single Input Level Comparator).



b) Controle de tensão

Até o momento, o controle de tensão nos terminais do inversor DC-AC foi realizado pelo barramento DC, e não utilizando como referência o ponto de conexão com o sistema de distribuição. Para fazer que a tensão no barramento DC esteja entre 0,95 e 1,05 p.u. (ou seja, entre 1520V e 1680V), utilizamos dois componentes disponíveis no PSCAD, denominados Limitador de Corrente dependente de Tensão (*Voltage Dependent Current Limits*) e um Controlador de Corrente Genérico (*Generic Current Controller*). Na figura B.19 são apresentados estes componentes e nas tabelas B.6 e B.7 a descrição de suas entradas e saídas.

Figura B.19: Componentes Limitador de Corrente dependente de Tensão (*Voltage Dependent Current Limits*) e Controle de Corrente Genérico (*Generic Current Control*) da Biblioteca Padrão do PSCAD. Fonte: (MANITOBA-HVDC, 2005b)

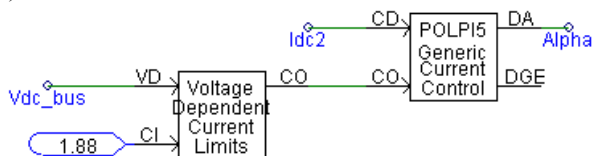


Tabela B.6: Descrição dos terminais do componente Limitador de Corrente dependente de Tensão (*Voltage Dependent Current Limits*).

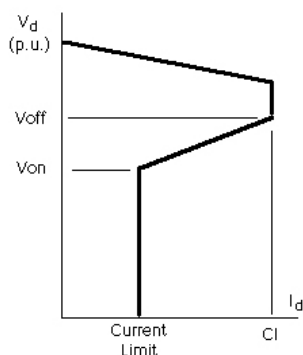
Terminal	Tipo	Descrição
VD	Entrada	Medição de tensão no barramento DC (kV)
CI	Entrada	Corrente de referência
CO	Saída	Current Order

Tabela B.7: Descrição dos terminais do componente Controle de Corrente Genérico (*Generic Current Control*).

Terminal	Tipo	Descrição
CD	Entrada	Medição da corrente no barramento DC (kA)
CO	Entrada	Current Order
DA	Saída	Ângulo de disparo para os tiristores do inversor

No componente Limitador de Corrente Dependente de Tensão, deve-se definir dois valores de tensão pelos quais se deseja manter o nível de tensão DC. Estes limiares são chamados Limite de Aplicação (*Volts for Applying Limit*) – V_{on} e Limite para Remoção (*Volts for Removing Limit*) – V_{off} . Também se deve definir um parâmetro chamado Limite de Corrente (*Current Limits*). Na figura B.20 é mostrada a curva que descreve o perfil de tensão em função da corrente no barramento DC devido a este componente e a localização das variáveis V_{on} , V_{off} , Limite de Corrente e CI (Corrente de Referência).

Figura B.20: Curva que descreve o perfil de tensão esperado em função da Corrente no barramento DC devido ao componente Limitador de Corrente Dependente de Tensão.



De acordo com o gráfico da figura B.20, se a tensão no barramento DC é maior que V_{off} , então o valor de CO (*Current Order*, será igual a CI (isto é, a Corrente de Referência). Caso a tensão no barramento DC seja menor que V_{on} , CO será o valor de Limite de Corrente. O valor de CI é o valor da corrente nominal do barramento DC, que vale 1,8kA. Na figura B.21 são apresentadas as telas com os parâmetros de configuração adotados para o componente Limitador de Corrente Dependente de Tensão.

Figura B.21: Telas de configuração do componente Limitador de Corrente Dependente de Tensão (Voltage Dependent Current Limits)

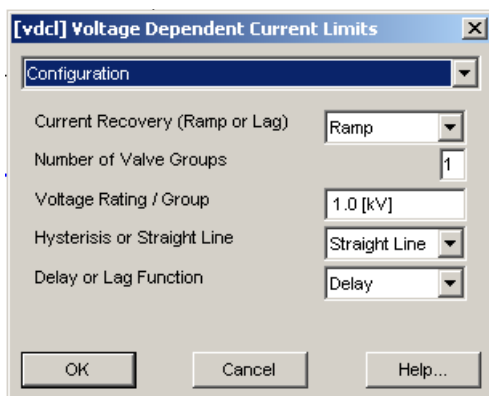
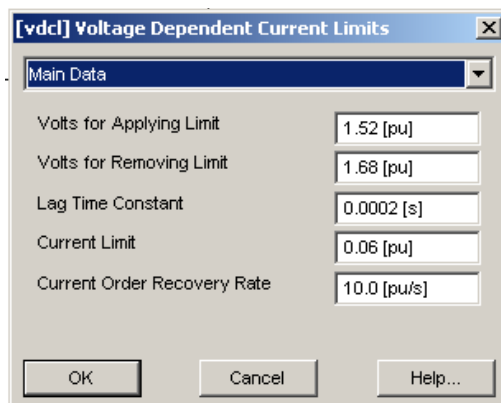
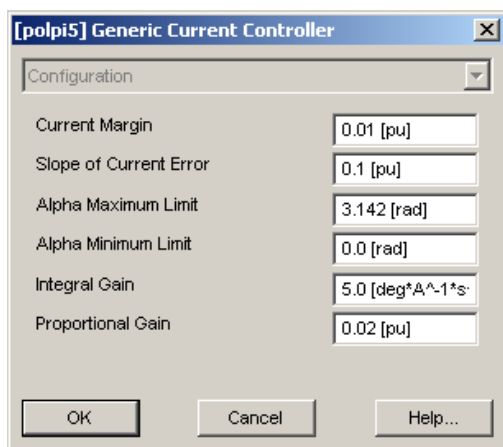


Figura B.22: Telas de configuração do componente Limitador de Corrente Dependente de Tensão (Voltage Dependent Current Limits)



O segundo componente, Controlador de Corrente Genérico, é responsável pelo ângulo de disparo do *6-Pulse Bridge*. Este componente possui um controle proporcional integral, que atua no erro entre o sinal CO (sinal de saída do componente Limitador de Corrente Dependente de Tensão, descrito anteriormente) e o valor da magnitude de corrente medida no barramento DC. Os parâmetros deste componente estão mostrados na figura B.23. Os valores de Ganho Integral (*Integral Gain*) e Ganho Proporcional (*Proportional Gain*) adotados foram os mesmos sugeridos por (CEDRAT, 2006).

Figura B.23: Tela com os parâmetros de configuração do componente Controlador de Corrente Genérico.



B.9 CONEXÃO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Para conectar o gerador eólico ao sistema de distribuição, é necessário elevar a tensão terminal na saída do inversor (1,675kV) para a tensão nominal na rede (13,8kV), para tanto é utilizado o componente Transformador Trifásico de Dois Enrolamentos (seção 4.3.3). Na figura B.24 e B.25 são apresentados os parâmetros adotados para este elemento.

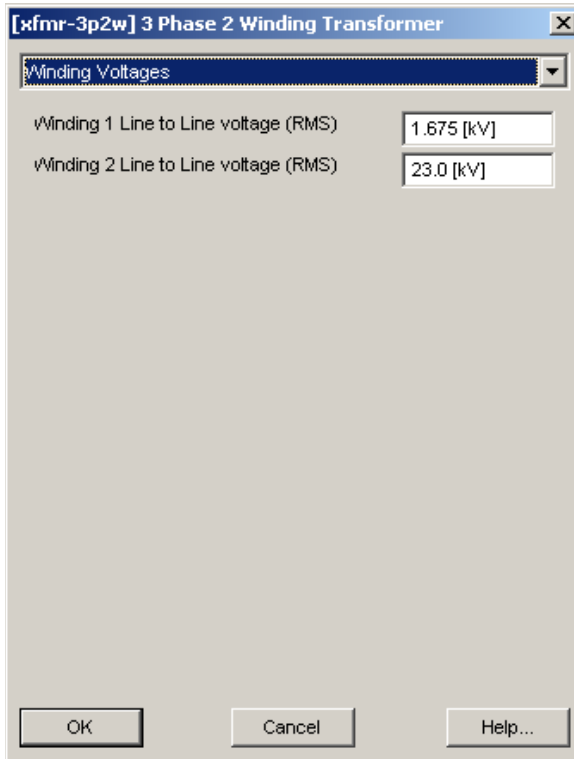
Figura B.24: Telas de Configuração do Transformado Ideal Trifásico

The image shows a software configuration window titled "[xfmr-3p2w] 3 Phase 2 Winding Transformer". The window has a standard Windows-style title bar with a close button (X) on the right. Below the title bar is a dropdown menu currently set to "Configuration". The main area of the window contains a list of configuration parameters, each with a corresponding input field or dropdown menu:

- Transformer Name: T1
- 3 Phase Transformer MVA: 3 [MVA]
- Base operation frequency: 60.0 [Hz]
- Winding #1 Type: Y
- Winding #2 Type: Y
- Delta Lags or Leads Y: Lags
- Positive sequence leakage reactance: 0.1 [pu]
- Ideal Transformer Model: Yes
- No load losses: 0.0 [pu]
- Copper losses: 0.0 [pu]
- Tap changer on winding: None
- Graphics Display: Single line (circles)
- Display Details?: No

At the bottom of the window, there are three buttons: "OK", "Cancel", and "Help...".

Figura B.25: Telas de Configuração do Transformado Ideal Trifásico

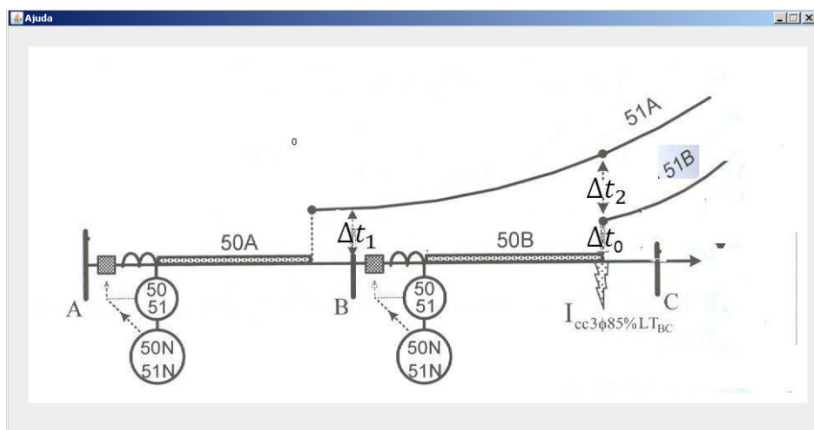


Finalmente, para manter a tensão terminal entre 0,95p.u. e 1,05p.u na barra onde é conectado o gerador eólico, bem como evitar que reativos sejam absorvidos ou fornecidos ao sistema (com o objetivo que no fluxo de potência, este gerador seja visto como uma carga resistiva negativa), acrescentamos um capacitor em derivação (*shunt*) com valores obtidos experimentalmente nas simulações.

APÊNDICE C – Programa para Coordenação de Relés

Para auxiliar na determinação dos parâmetros de configuração do componente *ProtLt*, foi desenvolvido um programa em JAVA, que tem como principal objetivo realizar a coordenação de dois relés STIEI adjacentes. O algoritmo é baseado na metodologia para coordenação de relés STIEI, apresentada em (KINDERMANN, 2005b). Na figura 45 está apresentado um diagrama para a compreensão do algoritmo (tela de ajuda do programa).

Figura C.1: Tela de Ajuda do programa



1) Após simulações com o software PSCAD, o usuário deve fornecer os valores das correntes nominais entre as barras A-B ($I_{N_primário_AB}$), B-C ($I_{N_primário_BC}$), de curto circuito trifásico e monofásico nas barras A, B e C ($I_{CC_trifásico_A}$, $I_{CC_trifásico_B}$, $I_{CC_trifásico_C}$, $I_{CC_monofásico_A}$, $I_{CC_monofásico_B}$ e $I_{CC_monofásico_C}$), de curto circuito trifásico e monofásico à 85% das barras A e B ($I_{CC_85\%_trifásico_A}$, $I_{CC_85\%_trifásico_B}$, $I_{CC_85\%_monofásico_A}$ e $I_{CC_85\%_monofásico_B}$). O programa, nesta etapa, calcula internamente três variáveis, chamadas curto-circuito máximo nas barras A, B e C, que são obtidas através de comparação entre duas faltas numa mesma barra ($I_{CC_máx_A}$, $I_{CC_máx_B}$ e $I_{CC_máx_C}$) ou à 85% desta ($I_{CC_máx_85\%_A}$ e $I_{CC_máx_85\%_B}$), utilizando a maior em magnitude entre uma falta monofásica ou trifásica.

2) Com os dados fornecidos de simulação ($I_{N_primário_A}$, $I_{N_primário_B}$, $I_{CC_máx_A}$, $I_{CC_máx_B}$ e $I_{CC_máx_C}$) e o parâmetro Fator de Sobrecorrente (FS) (campo preenchido pelo usuário), os TCs associados a cada um dos relés são então dimensionados, isto é, o programa fornece a Relação de Transformação (RTC) do TC A (RTC_A) e B (RTC_B). Para isso, é procedido da seguinte forma, por exemplo, para obtenção de RTC_B : se o valor calculado de corrente nominal entre B-C, visto pelo relé na barra B ($I'_{N_primário_B}$), calculado pela expressão C.2, for maior que o valor simulado ($I_{N_primário_B}$), será utilizado então o resultado da expressão C.1 para o cálculo do RTC_B , caso contrário, será utilizado o próprio valor de corrente nominal obtido por simulação. O valor da variável X, na equação C.1, é o valor mais próximo acima do resultado obtido anteriormente ($I_{N_primário_B}$ ou $I'_{N_primário_B}$), de acordo com a tabela C.1. Para o dimensionamento do TC A (RTC_A), repete-se, analogamente, o mesmo procedimento.

$$RTC_{A \text{ (ou B)}} = \frac{X}{5} \quad (C.1)$$

$$I'_{N_primário_B} = \frac{I_{CC_máx_B}}{FS} \quad (C.2)$$

Tabela C.1 : valores de corrente em Ampères no primário do TC para a RTC, segundo NBR6856 da ABNT. Fonte: (KINDERMANN, 2005b).

5	10	15	20	25	30	40	50
60	75	100	150	200	250	300	400
500	600	800	1000	1200	1500	2000	2500
3000	4000	5000	6000	8000			

3) Com os dados $I_{CC_85\%_A}$, $I_{CC_85\%_B}$, RTC_A e RTC_B , o programa então disponibiliza as correntes de ajuste, para a função de proteção 50 e 50N, para o relé A ($I_{pickup_A_função_50}$, $I_{pickup_A_função_50N}$) e relé B ($I_{pickup_B_função_50}$, $I_{pickup_B_função_50N}$), de acordo com as equações C.3, C.4, C.5 e C.6:

$$I_{\text{pickup A_função_50}} = \frac{I_{\text{cc85\%_trifásico_A}}}{RTC_A} \quad (\text{C.3})$$

$$I_{\text{pickup B_função_50}} = \frac{I_{\text{cc85\%_trifásico_B}}}{RTC_B} \quad (\text{C.4})$$

$$I_{\text{pickup A_função_50N}} = \frac{I_{\text{cc85\%_monofásico_A}}}{RTC_A} \quad (\text{C.5})$$

$$I_{\text{pickup B_função_50N}} = \frac{I_{\text{cc85\%_monofásico_B}}}{RTC_B} \quad (\text{C.6})$$

4) Com os dados $I_{N_primário_A}$ e $I_{N_primário_B}$, e também com o valor de máximo desequilíbrio percentual de corrente entre fases (MDCF%) (fornecido pelo usuário), o programa fornece as corrente de ajuste para a função de proteção 51 e 51N, dos relés A ($I_{\text{pickup A_função_51}}$ e $I_{\text{pickup A_função_51N}}$) e B ($I_{\text{pickup B_função_51}}$ e $I_{\text{pickup B_função_51B}}$), de acordo com as equações C.7, C.8, C.9 e C.10:

$$I_{\text{pickup A_função_51}} = 1,5 \cdot I_{N_primário_AB} \quad (\text{C.7})$$

$$I_{\text{pickup B_função_51}} = 1,5 \cdot I_{N_primário_BC} \quad (\text{C.8})$$

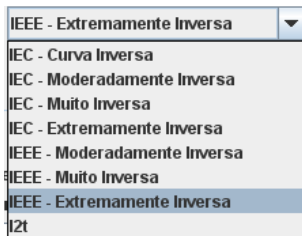
$$I_{\text{pickup A_função_51N}} = \text{MDCF\%} \cdot I_{N_primário_AB} \quad (\text{C.9})$$

$$I_{\text{pickup B_função_51N}} = \text{MDCF\%} \cdot I_{N_primário_BC} \quad (\text{C.10})$$

5) O usuário também deve fornecer: o tempo (Δt_0) de atuação para a função 51 para o relé B para uma falta à 85% desta barra; o tempo de atuação do relé A (Δt_1) para um curto circuito trifásico na barra B; a diferença de tempo de atuação (Δt_2) entre os relés A e B para uma falta trifásica à 85% da barra B e, finalmente, selecionar um perfil de curva de temporização (TD) para o relé A (PC_A) e para o relé B (PC_B). O programa disponibiliza para o usuário até oito perfis de curvas, como é mostrado na figura C.2: *IEC Inversa*, *IEC Moderadamente Inversa*, *IEC Muito Inversa*, *IEC Extremamente Inversa*, *IEEE Moderadamente Inversa*, *IEEE Muito Inversa*, *IEEE Extremamente Inversa* e *I2t*. As variáveis K, α, L e β (com o índice A ou B) nas

equações C.11 e C.12, para obtenção de PC_A e PC_B , estão na base de dados interna do programa, de acordo com a tabela C.2.

Figura C.2: Perfis de curvas disponíveis pelo programa de Coordenação.



$$PC_A(M) = \left(\frac{K_A}{M^\alpha - \beta_A} + L_A \right) \quad (C.11)$$

$$PC_B(M) = \left(\frac{K_B}{M^\alpha - \beta_B} + L_B \right) \quad (C.12)$$

Tabela C.2: Coeficientes para o cálculo das equações 4.14 e 4.15. **Fonte:** (IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays, 1997; KINDERMANN, 2005b; IEC, 2009).

Norma	Tipo de Curva	K	α	L	β
IEC	Inversa	0,14	0,02	0	1
	Moderadamente Inversa	0,05	0,04	0	1
	Muito Inversa	13,5	1	0	1
	Extremamente Inversa	80	2	0	1
IEEE	Moderadamente Inversa	0,0515	0,02	0,114	1
	Muito Inversa	19,61	2	0,491	1
	Extremamente Inversa	28,2	2	0,1217	1
I2t	Curva I ² t	100	2	0	0

6) Com as variáveis $I_{CC_85\%_trifásico_B}$ e $I_{pickup_B_função_51}$, o programa calcula então o múltiplo do relé B (M_1), de acordo com a expressão C.13. Este parâmetro é necessário para se obter o valor de $PC_B(M_1)$ (pela equação C.12). Com as variáveis Δt_0 e $PC_B(M_1)$, o programa então calcula e retorna o TD do relé B (TD_B), como mostrado na equação C.14.

$$M_1 = \frac{I_{CC_85\%_trifásico_B}}{I_{pickup_B_função_51}} \quad (C.13)$$

$$TD_B = \Delta t_0 \cdot \frac{1}{PC_B(M_1)} \quad (C.14)$$

7) Finalmente, o programa determina o TD do relé A (TD_A) da seguinte forma:

7.1) Com as variáveis $I_{CC_máx_B}$ e $I_{pickup_A_função_51}$, o programa calcula um múltiplo do relé A (M_2), de acordo com a expressão C.15. Este parâmetro é necessário para se obter o valor de $PC_A(M_2)$ (pela equação C.11). Com as variáveis Δt_1 e $PC_A(M_2)$, o programa retorna uma variável temporária (TD'_A) que corresponde a um TD do relé A, de acordo com a equação C.16.

$$M_2 = \frac{I_{CC_máx_B}}{I_{pickup_A_função_51}} \quad (C.15)$$

$$TD'_A = \Delta t_1 \cdot \frac{1}{PC_A(M_2)} \quad (C.16)$$

7.2) Em seguida, é calculada uma variável temporária ($\Delta't_2$), mostrada na equação C.17, que, assim como Δt_2 , representa a diferença de tempo de atuação entre os relés A e B para uma falta trifásica à 85% da barra B, com o múltiplo obtido pela equação C.18.

$$\Delta't_2 = TD'_A \cdot PC_A(M_3) - \Delta t_0 \quad (C.17)$$

$$M_3 = \frac{I_{CC_85\%_trifásico_B}}{I_{pickup_A_função_51}} \quad (C.18)$$

7.3) Se $\Delta't_2 \geq \Delta t_2$, (lembrando que Δt_2 é especificada pelo usuário), então os relés A e B estão coordenados, conseqüentemente $TD_A = TD'_A$. Caso contrário, é calculado um novo TD para o relé A (TD''_A), de acordo com a equação C.19, com M_3 obtido anteriormente pela equação C.18.

$$T''D_A = (\Delta t_2 + \Delta t_0) \cdot \frac{1}{PC_A(M_3)} \quad (C.19)$$

7.4) O programa realiza então mais um teste. Primeiro calcula tempo de atuação para TD''_A , utilizando M_2 (equação C.15), de acordo com a expressão C.20:

$$\Delta't_1 = TD''_A \cdot PC_A(M_2) \quad (C.20)$$

7.5) Em seguida, é verificado se $\Delta't_1 \geq \Delta t_1$, (lembrando que Δt_1 é especificado pelo usuário). Se esta condição for verdadeira, então, finalmente $TD_A = T''D_A$. Caso contrário, a coordenação dos dois relés será impossível.

Processo análogo é utilizado para se realizar coordenação de relés de sobrecorrente de neutro.

APÊNDICE D – Condições Operacionais Pré-Falta

Nas tabelas D.1 a D.7 são mostradas as condições operacionais da microrrede (condição pré-falta) para cada topologia.

Tabela D.1: Condição operacional pré-falta para a topologia 1.

Barra	Tensão			Geração		Carga		
	(p.u.)	(kV)	Ângulo (graus)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	
1	1,000	138,00	0,00	2,95	6,12	0,00	0,00	
2	0,987	136,21	-0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	
3	0,966	22,22	-0,78	0,00	0,00	14,00	5,96	
4	0,995	22,89	2,41	0,00	0,00	0,00	0,00	
5	1,000	6,90	35,67	6,75	0,80	0,00	0,00	
6	0,983	22,61	1,20	0,00	0,00	0,00	0,00	
7	1,000	4,16	34,63	3,00	0,96	0,00	0,00	
8	0,983	22,61	1,51	0,00	0,00	5,00	1,64	
9	1,000	4,16	34,94	3,00	0,93	0,00	0,00	
10	0,991	22,79	2,24	0,00	0,00	0,00	0,00	
11	1,000	4,16	35,84	3,60	0,63	0,00	0,00	
Total				19,30	9,44	19,00	7,60	
Perda de Potência Ativa nas Linhas (MW):							0,3034	

Tabela D.2: Condição operacional pré-falta para a topologia 2.

Barra	Tipo	Tensão			Geração		Carga	
		(p.u.)	(kV)	Ângulo (graus)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
1	2	1,000	138,00	0,00	0,26	6,51	0,00	0,00
2	0	0,988	136,34	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00

3	0	0,965	22,20	0,08	1,39	0,00	14,00	5,96
4	0	0,994	22,86	3,26	0,00	0,00	0,00	0,00
5	1	1,000	6,90	36,53	6,75	0,86	0,00	0,00
6	0	0,984	22,63	2,74	0,00	0,00	0,00	0,00
7	1	1,000	4,16	36,17	3,00	0,93	0,00	0,00
8	0	0,985	22,66	3,29	0,00	0,00	5,00	1,64
9	1	1,000	4,16	36,72	3,00	0,85	0,00	0,00
10	0	0,994	22,86	4,33	1,39	0,00	0,00	0,00
11	1	1,000	4,16	37,92	3,60	0,45	0,00	0,00
Total					16,61	9,59	16,23	7,60
Perda de Potência Ativa nas Linhas (MW):								0,38

Tabela D.3: Condição operacional pré-falta para a topologia 3.

Barra	Tensão			Geração		Carga		
	(p.u.)	(kV)	Ângulo (graus)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	
1	1,000	138,00	0,00	12,52	6,64	0,00	0,00	
2	0,982	135,52	-1,21	0,00	0,00	0,00	0,00	
3	0,961	22,10	-3,82	0,00	0,00	14,00	5,96	
6	0,970	22,31	-3,20	0,00	0,00	0,00	0,00	
8	0,973	22,38	-2,96	0,00	0,00	5,00	1,64	
9	1,000	4,16	30,51	3,00	1,46	0,00	0,00	
10	0,983	22,61	-2,26	0,00	0,00	0,00	0,00	
11	1,000	4,16	31,37	3,60	1,12	0,00	0,00	
Total				19,12	9,21	19	7,6	
Perda de Potência Ativa nas Linhas (MW):							0,12	

Tabela D.4: Condição operacional pré-falta para a topologia 4.

Barra	Tensão			Geração		Carga		
	(p.u.)	(kV)	Ângulo (graus)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	
1	1,000	138,00	0,00	9,78	6,74	0,00	0,00	
2	0,983	135,65	-0,90	0,00	0,00	0,00	0,00	
3	0,961	22,10	-2,94	1,39	0,00	14,00	5,96	
6	0,971	22,33	-1,63	0,00	0,00	0,00	0,00	
8	0,975	22,43	-1,14	0,00	0,00	5,00	1,64	
9	1,000	4,16	32,32	3,00	1,34	0,00	0,00	
10	0,986	22,68	-0,12	1,39	0,00	0,00	0,00	
11	1,000	4,16	33,50	3,60	0,90	0,00	0,00	
Total				16,38	8,99	16,23	7,60	
Perda de Potência Ativa nas Linhas (MW):							0,15	

Tabela D.5: Condição operacional pré-falta para a topologia 5.

Barra	Tensão			Geração		Carga		
	(p.u.)	(kV)	Ângulo (graus)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	
3	0,909	20,91	-7,95	1,39	0,00	14,00	5,96	
4	0,966	22,22	-5,31	0,00	0,00	0,00	0,00	
5	1,000	6,90	-1,93	6,75	4,20	0,00	0,00	
6	0,955	21,97	-5,59	0,00	0,00	0,00	0,00	
7	1,000	4,16	-2,09	3,00	2,38	0,00	0,00	
8	0,963	22,15	-5,15	0,00	0,00	5,00	1,64	
9	1,000	4,16	-1,64	3,00	1,98	0,00	0,00	
10	0,977	22,47	-4,12	1,39	0,00	0,00	0,00	
11	1,000	4,16	0,00	3,60	1,50	0,00	0,00	
Total				16,74	10,06	16,23	7,60	
Perda de Potência Ativa nas Linhas (MW):							0,53	

Tabela D.6: Condição operacional pré-falta para a topologia 6.

Barra	Tensão			Geração		Carga		
	(p.u.)	(kV)	Ângulo (graus)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	
3	0,988	22,72	0,15	1,39	0,00	0,00	0,00	
6	0,983	22,61	-0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	
8	0,981	22,56	-0,68	0,00	0,00	5,00	1,64	
9	1,000	4,16	32,75	3,00	1,04	0,00	0,00	
10	0,986	22,68	-0,63	0,00	0,00	0,00	0,00	
11	1,000	4,16	30,00	0,63	0,84	0,00	0,00	
Total				3,63	1,88	3,62	1,64	
Perda de Potência Ativa nas Linhas (MW):							0,01	

Tabela D.7: Condição operacional pré-falta para a topologia 7.

Barra	Tensão			Geração		Carga		
	(p.u.)	(kV)	Ângulo (graus)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	
8	0,980	22,54	-0,98	0,00	0,00	5,00	1,64	
9	1,000	4,16	2,46	3,00	1,09	0,00	0,00	
10	0,987	22,70	-0,63	1,39	0,00	0,00	0,00	
11	1,000	4,16	30,00	0,62	0,78	0,00	0,00	
Total				3,62	1,87	3,62	1,64	
Perda de Potência Ativa nas Linhas (MW):							0,01	

APÊNDICE E – Ajustes das proteções sem SMA e com SMA

Nas tabelas E.1 a E.6, são apresentados por caso, para cada relé, valores de ajuste da função de proteção de sobrecorrente instantânea e temporizada, tanto de fase (50 e 51) como de neutro (50N e 51N) – I_{trip} representa a corrente de ajuste e TD o *Time Dial*. Todos os valores de corrente estão referenciados ao secundário do TC. Estes ajustes são utilizados como base para o desenvolvimento das regras do SE. Nestas tabelas, os campos com “X” representam que a função em questão não estão presentes.

Tabela E.1: Ajustes sem SMA e com SMA *off-line* e *on-line* para as topologias 1 e 2.

Relé	Ajuste sem SMA e com SMA <i>Off-line</i>						Ajuste <i>On-line</i>
	51		50	51N		50N	
	I_{trip}	TD	I_{trip}	I_{trip}	TD	I_{trip}	
8-10	7,27	2,82	80,13	1,45	2,22	44,80	3,68
6-8	6,87	1,79	48,73	1,37	1,21	28,37	1,02
9-8	6,97	2,66	X	X	X	X	5,23
3-6	5,86	2,03	14,30	1,17	2,96	8,04	0,87
7-6	6,97	1,58	X	X	X	X	5,23
2-3	5,58	2,44	X	1,12	0,52	X	0,56
4-3	6,02	1,77	22,00	1,20	1,50	18,00	4,08
5-4	6,28	2,58	X	X	X	X	4,26
3-4	6,02	0,09	41,95	1,20	2,37	19,45	4,08
3-2	6,28	1,51	X	1,26	1,35	X	0,64
6-3	5,86	0,47	12,49	1,17	1,35	7,16	0,87
8-6	6,87	2,37	39,42	1,37	1,51	30,67	1,02
10-8	7,27	2,60	40,86	1,45	1,56	36,20	3,68
11-10	6,94	2,47	X	X	X	X	5,07

Tabela E.2: Ajustes com SMA *off-line* e *on-line* para a topologia 3.

Relé	Ajuste Off-line						Ajuste On-line
	51		50	51N		50N	
	I_trip	TD	I_trip	I_trip	TD	I_trip	
8-10	7,267	0,190	80,134	1,453	1,380	44,800	3,797
6-8	6,868	2,560	30,548	1,374	1,090	13,516	1,007
9-8	6,974	2,760	X	X	1,040	X	5,580
3-6	5,864	2,760	8,740	1,173	1,990	7,980	0,315
2-3	5,579	2,330	X	1,116	1,010	X	1,198
3-2	6,276	1,310	X	1,255	2,030	X	0,169
6-3	5,864	1,620	9,634	1,173	0,610	5,655	0,315
8-6	6,868	0,580	39,420	1,374	2,920	30,672	1,007
10-8	7,267	0,730	40,860	1,453	0,700	36,200	3,797
11-10	6,939	2,940	X	X	0,830	X	5,244

Tabela E.3: Ajustes com SMA *off-line* e *on-line* para a topologia 4.

Relé	Ajuste Off-line						Ajuste On-line
	51		50	51N		50N	
	I_trip	TD	I_trip	I_trip	TD	I_trip	
8-10	7,27	2,10	80,13	1,45	1,77	44,80	5,20
6-8	6,87	1,89	30,31	1,37	0,82	13,54	1,82
9-8	6,97	0,84	X	X	1,44	X	5,46
3-6	5,86	2,43	13,81	1,17	1,79	8,04	0,57
2-3	5,58	0,73	X	1,12	2,71	X	1,00
3-2	6,28	1,33	X	1,26	2,99	X	1,13
6-3	5,86	2,46	10,23	1,17	0,99	7,16	0,57
8-6	6,87	0,54	39,42	1,37	1,61	30,67	1,82
10-8	7,27	2,62	40,86	1,45	1,22	36,20	5,20
11-10	6,94	1,88	X	X	2,90	X	5,19

Tabela E.4: Ajustes com SMA *off-line* e *on-line* para a topologia 5.

Relé	Ajuste Off-line						Ajuste On-line
	51		50	51N		50N	
	I trip	TD	I trip	I trip	TD	I trip	
8-10	7,27	1,13	70,12	1,45	2,09	44,80	7,53
6-8	6,87	2,20	35,43	1,37	1,11	28,37	3,27
9-8	6,97	2,49	X	X	2,58	X	4,15
3-6	5,86	1,75	8,23	1,17	1,70	8,04	1,50
7-6	6,97	2,28	X	X	0,37	X	10,22
4-3	6,02	1,89	19,74	1,20	1,68	18,00	4,47
5-4	6,28	1,41	X	X	2,53	X	4,26
3-4	6,02	1,85	30,61	1,20	2,09	19,45	4,47
6-3	5,86	0,68	11,93	1,17	0,65	7,16	1,50
8-6	6,87	2,45	39,20	1,37	1,85	30,67	3,27
10-8	7,27	2,77	40,86	1,45	1,11	36,20	7,53
11-10	6,94	2,17	X	X	0,84	X	10,41

Tabela E.5: Ajustes sem SMA e com SMA *off-line* e *on-line* para a topologia 6. Nesta tabela, os valores representados por (*) significam que não foi possível determinar algum ajuste.

Relé	Ajuste Off-line						Ajuste On-line
	51		50	51N		50N	
	I trip	TD	I trip	I trip	TD	I trip	
8-10	7,27	1,58	47,37	1,45	1,60	34,35	3,26
6-8	(*)	(*)	(*)	1,37	1,25	1,15	0,86
9-8	6,97	2,62	X	X	X	X	6,25
3-6	(*)	(*)	(*)	1,17	2,35	0,98	0,27
6-3	5,86	2,01	8,54	1,17	1,86	5,70	0,27
8-6	6,87	1,05	39,42	1,37	2,17	32,02	0,86
10-8	7,27	2,27	40,86	1,45	0,50	36,20	3,26
11-10	6,94	0,08	X	X	X	X	4,42

Tabela E.6: Ajustes sem SMA e com SMA *off-line* e *on-line* para a topologia 7.

Relé	Ajuste sem SMA e com SMA <i>Off-line</i>						Ajuste <i>On-line</i>
	51		50	51N		50N	
	I trip	TD	I trip	I trip	TD	I trip	
8-10	7,27	2,82	80,13	1,45	2,22	44,80	2,179
9-8	6,97	2,66	X	X	X	X	5,315
10-8	7,27	2,60	40,86	1,45	1,56	36,20	2,242
11-10	6,94	2,47	X	X	X	X	1,427